

N° 1028

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

SEIZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 30 mars 2023.

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION D'ENQUÊTE *visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France,*

Président

M. RAPHAËL SCHELLENBERGER

Rapporteur

M. ANTOINE ARMAND

Députés

TOME I
RAPPORT

La commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, est composée de : M. Raphaël Schellenberger, *président* ; M. Antoine Armand, *rapporteur* ; M. Henri Alfandari ; Mme Anne-Laure Babault ; Mme Marie-Noëlle Battistel ; Mme Véronique Besse ; M. Christophe Bex ; M. Philippe Bolo ; Mme Maud Bregeon ; Mme Danielle Brulebois ; Mme Sophia Chikirou ; Mme Annick Cousin ; M. Vincent Descoeur ; M. Francis Dubois ; Mme Alma Dufour ; M. Frédéric Falcon ; Mme Olga Givernet ; M. Sébastien Jumel ; Mme Julie Laernoës ; M. Maxime Laisney ; M. Alexandre Loubet ; M. Stéphane Mazars ; M. Nicolas Meizonnet ; Mme Marjolaine Meynier-Millefert ; M. Bruno Millienne ; M. Paul Molac ; Mme Natalia Pouzyreff ; Mme Valérie Rabault ; M. Charles Rodwell ; M. Jean-Philippe Tanguy ; M. Lionel Vuibert.

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS DU PRÉSIDENT	11
SYNTHÈSE DU RAPPORTEUR	33
PROPOSITIONS : 30 PROPOSITIONS POUR LES 30 PROCHAINES ANNÉES.	43
CHAPITRE I^{ER} : EN TROIS DÉCENNIES, LA FRANCE A ACCUMULÉ UN RETARD CONSIDÉRABLE EN TERMES DE SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE	47
I. SI L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE EST UN LEURRE, LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE DOIT ÊTRE UN OBJECTIF MAJEUR DE NOTRE POLITIQUE	47
A. UN ENJEU CENTRAL : DISPOSER DE L'ÉNERGIE DONT NOUS AVONS BESOIN TOUT EN DÉCARBONANT SA PRODUCTION	47
1. La réponse aux besoins énergétiques repose sur des sources et des formes variées d'énergie.....	48
a. L'énergie prend différentes formes en fonction de son utilisation	48
b. La production d'énergie dépend des sources d'énergie présentes sur notre territoire ou disponibles à l'importation.....	50
2. Des besoins assurés par l'ajustement de l'offre et de la demande	56
a. Le développement de l'offre par le déploiement de capacités de production et par les importations	56
b. La possibilité de réduire la demande énergétique par l'incitation.....	58
3. Les spécificités de l'électricité : le besoin d'un réseau adapté et de l'intervention permanente du gestionnaire.....	58
a. Les mécanismes de marché pour équilibrer le réseau.....	61
b. Les différents contrats d'achat d'électricité (CAE).....	64
c. Les mécanismes d'équilibrage du réseau	65

B. UN MIRAGE : L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE, AU SENS DE L'AUTONOMIE DE PRODUCTION.....	68
1. Le concept d'indépendance énergétique fondé sur la notion d'autonomie est en pratique inatteignable	68
2. La mesure statistique imparfaite de l'indépendance énergétique place la France à un niveau relativement élevé et en augmentation	70
3. Les pays détenant le plus haut niveau d'indépendance énergétique présentent des singularités géographiques ou ont un mix très carboné	75
a. Le système norvégien : une production d'énergies fossiles très largement excédentaire.....	76
b. Le système estonien : une indépendance au détriment de l'environnement	76
c. Le système états-unien : la production énergétique à tout prix	77
C. UN OBJECTIF QUI DOIT GUIDER L'ACTION PUBLIQUE : LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE, AU SENS DE LIBERTÉ DE CHOIX	78
1. La souveraineté énergétique, une liberté de choix face à différentes options énergétiques.....	78
a. La souveraineté énergétique suppose de disposer de capacités de production et d'adaptation sous une double contrainte économique et environnementale	78
b. La souveraineté énergétique comme recherche de la liberté de choix.....	80
2. La souveraineté en temps de crise : réduire les vulnérabilités par une stratégie de résilience	81
3. Le caractère stratégique de l'échelle européenne pour mener une politique de souveraineté et de résilience énergétique.....	88
a. Les interconnexions européennes et le marché européen	88
b. L'approvisionnement en métaux rares.....	91
II. LE MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS EST SOUMIS AUJOURD'HUI À DES DÉPENDANCES FORTES ET NOMBREUSES QUI VONT S'AGGRAVER.....	93
A. LE MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS GLOBAL A PEU ÉVOLUÉ ET DEMEURE LARGEMENT DÉPENDANT DES IMPORTATIONS.....	93
1. La consommation d'énergie a légèrement décliné depuis les années 2000, du fait de gains énergétiques mais aussi vraisemblablement de l'affaiblissement du secteur industriel	93
2. Mais la production domestique d'énergie, très inférieure à notre consommation, a stagné puis décliné sur la même période du fait d'une baisse tendancielle du productible nucléaire.....	96
3. L'écart entre consommation et production se traduit par des importations et surtout par un déficit commercial considérable, devenu exceptionnel dans la situation de crise.....	97
a. Des importations plutôt stables en volume dans nos consommations d'énergie depuis 40 ans	97
b. Mais un coût très sensible à la volatilité des prix des hydrocarbures	99
c. La crise de la production électrique française a massivement accentué ce déficit commercial.....	102

B. LA FRANCE EST D'ABORD ET SURTOUT DÉPENDANTE DES ÉNERGIES FOSSILES, DONT LA SORTIE SERA DIFFICILE ET COÛTEUSE	104
1. Une dépendance quasi-totale aux importations d'hydrocarbures	104
2. Pour le pétrole, la diversification des sources d'approvisionnement n'empêche pas une dépendance forte et aux conséquences majeures	106
a. Une diversification historiquement poussée des sources d'approvisionnement.....	106
b. La consommation française en énergie fossile.....	108
c. Des solutions alternatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre des énergies fossiles, comme les biocarburants ou l'hydrogène	109
3. Pour le gaz, une diversification de l'approvisionnement limitée par des contraintes logistiques en Europe.....	113
a. Une consommation en hausse, dont l'approvisionnement s'est diversifié.....	113
b. Des contraintes d'approvisionnement notamment logistiques.....	114
c. La lente progression du biogaz.....	115
C. LA PRODUCTION D'ÉNERGIE THERMIQUE À PARTIR DE SOURCES RENOUVELABLES PEUT ÊTRE UN SUBSTITUT AUX FOSSILES.....	117
a. L'utilisation grandissante des ressources en bois, convoitées par de nombreux secteurs.....	118
b. Une exploitation croissante du potentiel géothermique.....	118
c. Les autres modes de production de chaleur.....	119
D. UNE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ QUASI INTÉGRALEMENT DÉCARBONÉE, QUI VA DEVOIR CROÎTRE MASSIVEMENT, AUJOURD'HUI ENCORE ESSENTIELLEMENT ASSURÉE PAR LE NUCLÉAIRE ET L'HYDRAULIQUE	120
1. La consommation d'électricité en France, qui concerne de nombreux usages et qui devrait croître, est à ce jour couverte par une production domestique et décarbonée.....	120
a. Une électrification de la consommation finale d'énergie.....	120
b. Cette consommation devrait croître massivement dans les prochaines années.....	122
c. Une production domestique et décarbonée, qui couvrirait jusqu'ici la consommation...	124
2. Le nucléaire, pilier de notre production et de notre souveraineté électrique	128
a. Les nombreux atouts de la filière nucléaire actuelle : densité énergétique, pilotabilité, économie en matériaux, coût complet maîtrisé.....	128
b. Une situation conjoncturelle qui a conduit à un productible nucléaire historiquement bas.....	136
c. Le défi de la gestion de l'eau anticipé par la filière.....	138
d. Le cycle du combustible dans la filière nucléaire.....	141
e. L'enjeu de la gestion des déchets	149
f. Une sécurité et une sûreté unanimement reconnues.....	151
g. L'anticipation de l'effet falaise	155

3. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables	156
a. Les capacités de production et la production effective des ENR électriques.....	156
i. La participation majeure de l'hydroélectricité au mix électrique français.....	158
ii. Le développement progressif de l'éolien terrestre et maritime	160
iii. Le déploiement très progressif du solaire photovoltaïque	161
iv. Autres sources résiduelles de production d'électricité renouvelable	163
b. La production d'électricité à partir de sources renouvelables présente des avantages économiques, stratégiques, et permet la réduction des émissions de GES françaises	164
c. Mais la filière hydroélectrique, principale source de production renouvelable d'électricité, doit faire face à de nouvelles contraintes.....	165
i. L'impact du dérèglement climatique	165
ii. L'enjeu juridique du statut des concessions hydroélectriques.....	166
iii. Le potentiel de développement hydroélectrique	168
d. L'ensemble des filières de production d'électricité renouvelable doivent prendre en compte des vulnérabilités à anticiper	169
i. Des besoins croissants en minerais et métaux stratégiques, que la France doit importer..	169
ii. Des chaînes de valeur dominées par la Chine	172
iii. Le potentiel minier sur le territoire français et l'échelle européenne	173

CHAPITRE II : DE LA FIN DES ANNÉES 1990 AUX ANNÉES 2020 : TROIS DÉCENNIES POUR PRENDRE CONSCIENCE DU MUR ÉNERGÉTIQUE

177

I. DE LA FIN DES ANNÉES 1990 AU DÉBUT DES ANNÉES 2010, UNE DÉCENNIE PERDUE POUR NOTRE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE.....

177

A. ANESTHÉSIÉS PAR L'ILLUSION SURCAPACITAIRE, LES DÉCIDEURS NÉGLIGENT LA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE

177

1. À la fin des années 1990, l'illusion d'un modèle énergétique surcapacitaire et indépendant	177
a. Après quarante ans de volontarisme nucléaire, les années 1990-2000 se croient durablement surdimensionnées en électricité.....	177
b. Confortés par une production électrique « suffisante », les gouvernements n'anticipent pas les défis à venir ou s'y attaquent timidement.....	181
c. Deux rapports établis aux débuts de la décennie 2010 identifient pourtant des enjeux encore largement d'actualité	192
2. Cette illusion surcapacitaire conduit à s'accommoder de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité	195
a. L'ouverture du capital d'EDF et GDF	200
b. L'émergence du dossier des concessions hydroélectriques	205
c. La remise en cause de la position dominante d'EDF par la loi NOME de 2010 et l'instauration de l'ARENH.....	206
d. Un « <i>market design</i> » inadapté au nucléaire	211

B. DE NOUVEAUX OBJECTIFS ÉMERGENT, SANS LEVIERS INDUSTRIELS	211
1. Les premiers objectifs d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables apparaissent	211
a. L'adoption du Paquet Énergie-climat européen	212
b. L'affirmation des premières ambitions françaises en matière de performance énergétique et d'énergies renouvelables	213
2. Mais les filières industrielles attenantes ne sont que peu développées et les résultats encore trop modestes	219
a. Les progrès inégaux en sobriété et efficacité énergétiques	219
b. Un développement des ENR qui a manqué de bases industrielles	222
c. Le nucléaire, devenu un objet politique très clivant, rate des rendez-vous industriels importants pour l'avenir.....	227
i. La fermeture de Superphénix constitue une erreur stratégique majeure et ouvre une décennie floue sur l'avenir de la filière nucléaire française	227
ii. La filière s'est fragilisée et fractionnée au détriment de l'« Équipe France »	233
iii. Un tournant majeur, et transpartisan, a néanmoins été réalisé sur la sûreté nucléaire, sur la transparence en la matière et sur la gestion des déchets	235
II. LES ANNÉES 2012-2017 – DES OBJECTIFS QUI SE DÉCORRÈLENT PROGRESSIVEMENT DE LA RÉALITÉ ÉNERGÉTIQUE	239
A. LA MISE EN PLACE PARADOXALE D'OUTILS STRATÉGIQUES SANS VISION INDUSTRIELLE DE LONG TERME	243
1. La perception salutaire d'un besoin de planification avec la création de la programmation pluriannuelle de l'énergie	243
2. Des prévisions de consommation insuffisamment précises faute de commande par le pouvoir politique	245
3. Mais une approche fruste de la sécurité d'approvisionnement.....	248
B. LA LOI DE 2015, OU LE CONTRE-EXEMPLE D'UNE STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE	253
1. La multiplicité d'objectifs non priorisés fragilise le modèle énergétique français....	254
2. La définition légale d'un objectif de réduction à 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique à l'horizon 2025 : un objectif politique maintenu au mépris de la réalité scientifique et technique.....	256
a. Un objectif quantitatif d'inspiration politique mais dépourvu de fondement scientifique ou technique	257
b. Un objectif inscrit dans la loi malgré des alertes administratives émises et connues sur la faisabilité du calendrier choisi.....	261
c. La justification peu convaincante fondée sur le caractère faiblement normatif du dispositif.....	263
3. Des éléments symboliques dépourvus de logique énergétique : le plafonnement de la production nucléaire à 63,2 GW et la fermeture de Fessenheim.....	263

C. LA FRAGILISATION DE NOTRE INDUSTRIE ÉNERGÉTIQUE	268
1. Un affaiblissement à bas bruit de la filière nucléaire.....	268
a. Des interrogations quant à l’inertie d’un État actionnaire manquant de réactivité pour traiter de dossiers au potentiel déstabilisant pour la filière	268
i. Une réaction tardive pour mettre un terme à la compétition nocive entre les champions nationaux du nucléaire	268
ii. Un <i>statu quo</i> sur la non-actualisation de l’ARENH en dépit d’une situation financière dégradée d’EDF	270
iii. La périodicité déclinante des réunions du comité de l’énergie atomique.....	276
b. Un déclin problématique des compétences	278
i. Un déclin des compétences ralenti mais non effacé par le Grand carénage ou les projets internationaux	279
ii. Les conséquences des signaux négatifs sur l’attractivité de la filière.....	282
2. Un déploiement progressif mais très insuffisant de la filière des énergies renouvelables.....	283
III. DEPUIS 2017, APRÈS UNE POURSUITE DES DÉCISIONS DOMMAGEABLES DU PASSÉ, UNE RELANCE DU NUCLÉAIRE ET DES ENR SUR LE FONDEMENT D’UNE PROJECTION ÉNERGÉTIQUE.....	288
A. À PARTIR DE 2017, UNE REMISE EN CAUSE, PROGRESSIVE ET PARTIELLE, DES OBJECTIFS ET DÉCISIONS ÉNERGÉTIQUES DU QUINQUENNAT PRÉCÉDENT	288
1. Une prise de conscience progressive des défis à relever pour la filière nucléaire..	288
a. Dès 2017, l’horizon de fermeture des réacteurs est décalé à 2035	289
b. La commande par le Gouvernement de rapports d’analyse et de prospective sur la filière nucléaire	293
2. Mais des décisions dommageables continuent d’être prises dans la continuité des quinquennats précédents	297
a. L’aggravation des conséquences négatives de l’ARENH.....	297
b. L’exécution de la fermeture de Fessenheim.....	300
c. L’arrêt du projet ASTRID	303
B. APPUYÉE SUR UNE NOUVELLE PROJECTION ÉNERGÉTIQUE, UNE RELANCE INÉDITE DU NUCLÉAIRE SANS OPPOSITION AVEC LES ENR	309
1. Futurs Énergétiques 2050, un exercice nouveau et indispensable à toute programmation énergétique	309
a. Le renouveau des études prospectives de RTE, un atout majeur pour la définition des politiques énergétiques.....	309
b. Les limites inhérentes aux exercices de prévision doivent inciter à une certaine prudence dans la réalisation des choix énergétiques	313

2. Des éléments d'analyse et de projection qui permettent l'annonce de la relance du nucléaire et le soutien renforcé aux ENR..... 315
 - a. Une stratégie qui réaffirme avec force la priorité donnée à la neutralité carbone depuis 2017, sans oublier la sécurité d'approvisionnement..... 315
 - b. La prise de conscience de la vulnérabilité énergétique française..... 316
 - c. Une annonce inédite de relance du nucléaire 319
 - d. La volonté d'accélérer à nouveau le développement des énergies renouvelables... 322
 - e. À la lumière de la crise, une préparation d'une réforme du marché européen..... 324

CHAPITRE III : FACE À L'URGENCE, DÉPLOYER UNE AMBITION INDUSTRIELLE, ÉCOLOGIQUE, SOUVERAINE..... 327

I. ANCRER NOTRE AMBITION ÉNERGÉTIQUE POUR LES PROCHAINES DÉCENNIES..... 328

- A. PORTER UNE AMBITION SUR 30 ANS, INSCRITE DANS UNE LOI ET ÉTAYÉE PAR LA SCIENCE ET L'INDUSTRIE..... 328
- B. DONNER AUX ADMINISTRATIONS LA CONSIGNE ET LES MOYENS D'ASSURER LE SUIVI DE NOS VULNÉRABILITÉS..... 332
- C. CONSTRUIRE UN CADRE EUROPÉEN QUI CESSE DE DÉSAVANTAGER LA FRANCE..... 333

II. RÉDUIRE RAPIDEMENT NOTRE DÉPENDANCE AUX ÉNERGIES FOSSILES..... 337

- A. ACCÉLÉRER VERS LA SOBRIÉTÉ ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.... 338
- B. DÉVELOPPER DAVANTAGE LES ENR THERMIQUES 339

III. BÂTIR NOTRE SOUVERAINETÉ ÉLECTRIQUE..... 340

- A. RELEVER LE DÉFI DE L'ÉLECTRIFICATION, POUR L'INDUSTRIE ET POUR LE RÉSEAU 340
- B. REFAIRE DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE LA GRANDE FORCE FRANÇAISE.. 342
 1. Le parc nucléaire existant 342
 2. La construction de nouveaux réacteurs à eau pressurisée (EPR2)..... 343
 3. Le cycle du combustible 345
 4. La sûreté, la clef de voûte de la filière électronucléaire française..... 349
- C. DÉVELOPPER LES ENR SOUS L'ANGLE DE LA RENTABILITÉ ÉNERGÉTIQUE 350
- D. REMETTRE LES COMPÉTENCES AU CŒUR DE LA STRATÉGIE..... 352

EXAMEN EN COMMISSION 355

CONTRIBUTIONS DES GROUPES POLITIQUES ET DES DÉPUTÉS.. 373

CONTRIBUTION DE MME OLGA GIVERNET, VICE-PRÉSIDENTE DÉPUTÉE DU GROUPE RENAISSANCE..... 373

CONTRIBUTION DE MME MARJOLAINE MEYNIER-MILLEFERT, DÉPUTÉE DU GROUPE RENAISSANCE..... 375

CONTRIBUTION DU GROUPE RASSEMBLEMENT NATIONAL	379
CONTRIBUTION DU GROUPE LA FRANCE INSOUMISE – NOUVELLE UNION POPULAIRE ÉCOLOGIQUE ET SOCIALE	411
CONTRIBUTION DU GROUPE LES RÉPUBLICAINS	417
CONTRIBUTION DE MM. VINCENT DESCOEUR, FRANCIS DUBOIS ET RAPHAËL SCHELLENBERGER DÉPUTÉS DU GROUPE LES RÉPUBLICAINS	425
CONTRIBUTION DU GROUPE SOCIALISTES ET APPARENTÉS	427
CONTRIBUTION DU GROUPE ÉCOLOGISTES – NUPES	437
CONTRIBUTION DE M. SÉBASTIEN JUMEL, DÉPUTÉ DU GROUPE GAUCHE DÉMOCRATE ET RÉPUBLICAINE – NUPES	459
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES	469
ANNEXES	477
ANNEXE 1 : BILAN ÉNERGÉTIQUE PHYSIQUE DE LA FRANCE EN 2021 (DONNÉES RÉELLES, EN TWH)	477
ANNEXE 2 : DIAGRAMME DE SANKEY	478
ANNEXE 3 : CALENDRIER DES CENTRALES ÉLECTRONUCLÉAIRES	479
ANNEXE 4 : ÉVOLUTION DES RÉSULTATS FINANCIERS ANNUELS D'EDF DE 1997 À 2022	483
ANNEXE 5 : LISTE DES 30 MATIÈRES CRITIQUES DE L'UE	485
ANNEXE 6 : BILAN DES STOCKS DE MATIÈRES RADIOACTIVES À FIN 2020	485
ANNEXE 7 : DÉFINITIONS ET CONCEPTS	487
ANNEXE 8 : INFOGRAPHIE	489

AVANT-PROPOS DU PRÉSIDENT

INTRODUCTION

Cet hiver 2022/2023, c'est grâce à un effort de réduction de la production industrielle, à une baisse du niveau de production des entreprises et à un important renoncement au confort des citoyens, que la France ne s'est pas retrouvée plongée dans le noir. Jamais depuis la fin de la Seconde Guerre mondiale, un tel retour en arrière n'avait été demandé aux Français.

Comment en sommes-nous arrivés là ? Quels sont les choix successifs qui ont conduit à cette perte de souveraineté énergétique ?

Ces questions, tous les Français se les sont posées. La création de notre commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de la souveraineté et de l'indépendance énergétique de la France a tenté d'apporter des réponses. Son audience dans la population, les médias et sur les réseaux sociaux, plutôt rare pour une commission d'enquête parlementaire, démontre à quel point les interrogations que nous avons soulevées étaient partagées. Même le secteur de l'industrie énergétique en vient à se poser ces questions. Comment en sommes-nous arrivés à transformer ce qui était un succès français, avec un niveau d'export d'électricité inégalé en Europe et des entreprises de rang mondial dans le pétrole et le gaz, en un « Canard sans tête » tel que décrit par Yves Brechet, Haut-commissaire à l'énergie atomique de 2012 à 2018 ?

D'octobre 2022 à mars 2023, alors que chaque foyer français était invité à baisser la température de son chauffage ;

alors que l'économie française avait considérablement réduit sa production ;

alors que les marchés européens de l'électricité avaient perdu la raison et rendu les prix des échanges tout simplement irrationnels ;

alors qu'un quart de notre parc électronucléaire était à l'arrêt pour cause de détection d'un défaut générique ;

alors que la guerre en Ukraine avait durablement coupé l'Europe de ce qui était devenu sa première source d'approvisionnement ;

alors que le GIEC produisait son rapport annuel alertant encore une fois sur la nécessité d'accélérer notre combat pour la décarbonation ;

alors que de nombreux artisans se trouvaient face à un mur avec l'explosion de leurs charges énergétiques ;

alors que notre parc hydroélectrique et le niveau du « lac France » étaient scrutés en permanence pour passer l'éventuelle pointe de consommation électrique ;

alors qu'une « météo électrique » était mise en place par RTE ;

nous avons auditionné, devant notre commission d'enquête, pendant 150 heures, 88 personnalités qui ont contribué à définir et mettre en œuvre la politique énergétique française durant ces trente dernières années.

Ce rapport décrit comment la stratégie de souveraineté énergétique, pensée après la Seconde Guerre mondiale et dont la mise en œuvre a été accélérée après le premier choc pétrolier, a été un succès. Ce rapport relate surtout comment ce succès a conduit progressivement à ce que le confort de l'abondance fasse oublier le caractère stratégique de la mère des industries : l'énergie. Ce rapport raconte comment le dogme antinucléaire de l'écologie politique s'est peu à peu imposé comme la clef de lecture des choix énergétiques plutôt que la souveraineté et l'urgence de la décarbonation.

Cette histoire est celle de choix politiques et de débats de société tronqués. C'est la volonté d'imposer une opinion, sans en partager ou même en mesurer les conséquences. Cette histoire est celle de l'endormissement d'une nation qui a oublié de penser sa puissance et son rôle mondial, se recroquevillant sur son marché intérieur et des stratégies électorales, oubliant l'intérêt et l'ambition nationaux.

Y a-t-il un ou des coupables ? Ou sommes-nous collectivement responsables de nous être assoupis dans l'opulence ?

Dans ce récit, précis, étayé et grave, je souhaite néanmoins laisser entrevoir une note d'espoir. Les conséquences sur notre système énergétique ne sont pas toutes le fruit de décisions. Les plus graves viennent simplement d'un discours, d'un cap qui, partagé par toute la société, conduit des choix induits. Cela signifie également que notre nation peut s'en relever grâce à une prise de conscience collective et au réengagement dans la reconstruction d'une filière industrielle de l'énergie.

Ce récit est donc également celui d'une forme de responsabilité générationnelle. Redonner confiance à la France, en son génie et en ses capacités à faire !

Notre modèle énergétique devra profondément changer dans la décennie qui vient pour faire face aux défis du changement climatique. Avec une note d'optimisme, espérons que ce rapport contribuera au tournant des prises de conscience et à la naissance d'un nouveau énergétique français.

I. SOUVERAINETÉ OU INDÉPENDANCE : MAÎTRISE OU AUTARCIE ?

À l'occasion de nos travaux, nous nous sommes longuement interrogés sur les notions croisées d'indépendance et de souveraineté. Ces deux notions, bien que proches, sont néanmoins très différentes. Dans un monde où la création de valeur est une fonction de la consommation d'énergie, il nous revient d'être précis dans leur définition et surtout dans le choix du but poursuivi.

À l'issue de nos travaux, l'indépendance énergétique semble être un mirage. La lutte contre le changement climatique devrait nous conduire à diminuer rapidement notre consommation d'énergie fossile. Néanmoins, celle-ci reste majoritaire dans notre mix énergétique et la France ne dispose quasiment pas de source d'énergie fossile sur son territoire. Nous ne disposons pas non plus de ressource en minerai d'uranium. Quant aux énergies dites renouvelables, celles-ci sont excessivement consommatrices de minerai précieux, qui ne sont pas non plus présents dans le sous-sol français.

Alors que les stratégies politiques ont été guidées par le choix de pacifier les relations entre les nations grâce au commerce, il me semble donc discutable de chercher à poursuivre ce but de l'indépendance. Nous ne vivons pas sur une île mais bien au carrefour d'une Europe qui est devenue pour nombre de nos concitoyens un espace de vie quotidien.

La notion essentielle est donc celle de souveraineté. Cette capacité, déterminante pour une démocratie, à faire des choix, à les maîtriser de bout en bout et à en sécuriser les vulnérabilités. De ce point de vue, la stratégie électrique française a été remarquable. Ce n'est pas seulement le choix de la production électronucléaire que la France a fait avec le « plan Messmer », mais bien celui de construire une filière industrielle complète. De l'extraction du minerai d'uranium jusqu'à l'exploitation des centrales nucléaires en passant par leur conception, la maîtrise des différentes phases de production du combustible et de son retraitement. C'est bien la maîtrise de toute cette chaîne industrielle qui fait du nucléaire un élément de souveraineté nationale.

Regrettons ici que, pour la première fois depuis quarante-trois ans, la France ait été, cet hiver, importatrice nette d'électricité. C'est bien ce constat qui conduit, au-delà de la perte d'indépendance, à observer une perte évidente de souveraineté énergétique.

Par la succession de choix destructifs de nos filières électriques, tant nucléaire qu'hydroélectrique, nous avons progressivement mis nos intérêts stratégiques dans les mains d'autres puissances politiques.

Si l'indépendance énergétique ne nous semble pas accessible, il reste donc à choisir, souverainement, avec qui nous souhaitons nous lier.

C'était donc un choix stratégique majeur que d'avoir positionné, dès le début de la construction européenne, la question énergétique comme intérêt commun. Les fondateurs de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier (CECA) avaient ainsi immédiatement saisi l'intérêt stratégique de l'énergie pour la paix sur notre continent.

Cette stratégie n'a pas pris une ride. Même si des intérêts nationaux peuvent diverger - nous y reviendrons - nous sommes liés par le continent européen. Cet hiver, bien que nous regrettons d'avoir dû importer une large part de notre électricité, c'est la coopération européenne qui nous a permis de disposer de

l'énergie électrique dont nous avons besoin. C'est ce même réseau européen qui nous permet d'exporter en temps normal et de stabiliser le réseau à une échelle pertinente. Comme toute coopération, elle nécessite un travail et un engagement permanents. C'est certainement à ce niveau-là que nous avons bien trop baissé les bras ces dernières années.

Cet abandon du terrain européen conduit aujourd'hui à un rattrapage difficile : taxonomie, règles applicables au régime atypique des concessions hydroélectriques, périmètre des technologies soutenues pour la production d'hydrogène : voilà autant d'arbitrages européens mal engagés pour les intérêts économiques et industriels français. Voilà autant de sujets sur lesquels nous devons nous remobiliser. Ce qui peut apparaître de loin comme de l'idéologie anti-nucléaire au niveau européen ressemble davantage, à y regarder de près, à des intérêts nationaux d'États qui ne disposent pas de l'excellence de la filière nucléaire française et qui ont mieux défendu leurs intérêts.

Le caractère stratégique de l'énergie et le rôle historique et incontournable de l'Union Européenne font de l'énergie un sujet régalien. C'est d'ailleurs ce que le déroulé de nos auditions a démontré. C'est au plus haut niveau de l'État, c'est-à-dire au niveau du Président de la République Française, que doit être traité ce sujet.

Proposition A : Évaluer les propositions stratégiques de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie au regard de la capacité à constituer des filières industrielles complètes à l'échelle française ou européenne.

II. LE NUCLÉAIRE, CLEF DE VOÛTE DE LA SOUVERAINETÉ, GÂCHÉ PAR L'IDÉOLOGIE

Sans être réduits à la seule question nucléaire, celle-ci a largement occupé les travaux de notre commission d'enquête. Eu égard à l'enjeu de souveraineté, cela est parfaitement logique. En effet, comme évoqué plus haut, le nucléaire est LA réussite française s'agissant de la maîtrise d'une filière complète : en recherche, en développement, en compétences, en mise en œuvre et en implantation des unités industrielles sur le territoire national.

Si le nucléaire est le fleuron de la filière industrielle souveraine, il est également la preuve de la substitution de la notion de souveraineté par l'idéologie et le dogme anti-nucléaire dans la mise en œuvre de stratégies électorales. Le rapport revient longuement sur ce récit, je me permets de relever quelques éléments saillants.

A. SUPERPHÉNIX : DERRIÈRE LE SYMBOLE, UNE STRATÉGIE D'AFFAIBLISSEMENT DE LA FILIÈRE

La première victoire de l'idéologie anti-nucléaire sur « la cohérence scientifique » remonte au 31 décembre 1998, date à laquelle M. Lionel Jospin, alors Premier Ministre, décide de mettre un terme au réacteur Superphénix. C'est le péché

originel, celui qui a cristallisé l'action des opposants aux nucléaires, leur première grande victoire. C'était la première fois que le pouvoir politique cédait à une minorité idéologique. Malheureusement une fois la raison cédée à l'idéologie on crée un Totem, un précédent.

Depuis lors, l'action anti-nucléaire n'a eu de cesse de se mobiliser sur différents sites érigés en symboles qui ont pourtant chacun pour objet d'être des maillons essentiels à une industrie conçue comme un tout :

- Superphénix : la fin espérée de la fermeture du cycle, de la réduction colossale du problème des déchets nucléaires et de la disponibilité quasi-illimitée de combustible présent sur le sol national
- Fessenheim : la définition d'une date de péremption du parc électronucléaire français
- Bure : la mise en impasse pour le traitement des déchets ultimes
- Marcoule et La Hague : ciblés dans l'accord entre le PS et les Verts de 2011 ; La fermeture de l'installation de retraitement et celle de production conduisant nécessairement à l'asphyxie de la filière.

En concentrant l'action sur quelques sites plutôt que sur le système dans son ensemble, tout l'édifice est fragilisé.

La décision politique d'abandonner Superphénix est le fruit d'un accord électoral conclu entre le Parti Socialiste et les Verts en 1997 mais ne résultait d'aucune préconisation de l'Autorité de sûreté de l'époque.

La Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires (DSIN), avait toujours autorisé le redémarrage du réacteur et avait même déclaré qu'il présentait un degré de sûreté équivalent à celui des réacteurs de série similaires du parc nucléaire français.

Il n'était pas étonnant qu'un prototype comme Superphénix connaisse des problèmes techniques lors des premières années de mise en service, n'étant pas encore totalement achevé. Ce n'était néanmoins pas une raison suffisante pour saborder une filière d'avant-garde.

L'arrêt du surgénérateur a profondément impacté la recherche sur les réacteurs à neutrons rapides (RNR), domaine dans lequel la France bénéficiait d'une avance et d'une maîtrise considérable sur ses partenaires étrangers.

Il faudra attendre 2006, sous la présidence de Jacques Chirac, pour que le CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique) relance la conception d'un prototype (Astrid) avec une mise en service alors prévue pour 2020.

Nous pouvons déplorer qu'à l'heure actuelle la France ne se soit toujours pas dotée d'un nouveau démonstrateur, lui permettant de récupérer son retard dans le domaine des RNR (Réacteurs à Neutrons Rapides). Cette filière est d'une

importance capitale pour la notion d'indépendance et de souveraineté française. À terme, elle pourrait permettre à la filière industrielle d'aborder durablement le retraitement des matières sortant aujourd'hui du cycle du combustible et réduirait drastiquement notre dépendance à l'uranium naturel.

B. L'INFLUENCE ALLEMANDE SUR LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE :

Au début des années 2000, l'Allemagne conduite par Gérard Schröder, décide d'abandonner le nucléaire et fait le choix d'une sortie ordonnée en accord avec les 4 grands énergéticiens du pays.

Par cette décision, l'Allemagne cède en partie sa politique énergétique aux idéologues anti-nucléaires. En choisissant de remplacer le nucléaire dans son mix énergétique par du gaz et du charbon – les ENR étant par essence intermittentes – elle décrédibilise la parole scientifique et crée un précédent qui aura des répercussions sur notre politique énergétique.

La génération d'EPR aura en partie fait les frais du retrait de notre partenaire allemand. Fruit d'une coopération accrue entre la France et l'Allemagne, le projet de réacteurs à eau pressurisée a vu le jour à la fin des années 1980 par le concours initial d'AREVA NP et SIEMENS, rejoints ensuite par les électriciens allemands. Une partie du design du réacteur de l'EPR reposait sur les plans du réacteur Konvoi allemand.

Les Allemands s'étant brusquement retirés du nucléaire et des projets en cours, les ingénieurs Français ont dû faire face à un problème de taille, retardant largement le projet EPR déjà pris dans les complexités de l'accumulation de normes de deux États, parfois contradictoires.

À ce stade, il est bon de rappeler qu'il appartient à chaque État membre de l'Union européenne de déterminer souverainement son mix énergétique. (*Article 194, paragraphe 2 du Traité sur le fonctionnement de l'UE*).

Il est ainsi regrettable de constater qu'un partenaire européen ayant fait des choix différents en matière de politique énergétique se soit permis d'interférer dans notre politique énergétique par l'intermédiaire de ses représentants. Car, en emmenant son pays sur la voie de la sortie du nucléaire, l'Allemagne a aussi demandé à de nombreuses reprises l'arrêt des réacteurs français de Fessenheim et de Cattenom, ainsi que l'exclusion ferme du nucléaire du Plan européen « *Net zero industry act* », empêchant ainsi toute une filière industrielle de pouvoir bénéficier des dispositifs coordonnés de financement européen.

Néanmoins, il faut souligner que la tendance s'inverse timidement en Allemagne depuis peu. Le nucléaire perd son caractère tabou et revient sur le devant de la scène, remettant même en question la sortie du nucléaire prônée au lendemain de Fukushima.

En effet, la crise en Ukraine a montré les limites d'un système ayant largement développé les ENR, tout en étant resté dépendant du gaz russe pour pallier le pic de consommation. Quand l'apport en gaz se raréfie, que les ENR ne produisent pas suffisamment d'électricité et que la France se trouve empêchée d'exporter de l'électricité décarbonée, on atteint les limites des vertus du modèle électrique allemand.

Le Gouvernement a été obligé de revenir en arrière en se tournant vers les centrales à charbon.

C. 2012-2022 : UNE DÉCENNIE DE DÉCISIONS ET D'ÉVÉNEMENTS FRAGILISANT DURABLEMENT LA FILIÈRE NUCLÉAIRE ET RETARDANT LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

1. 2012-2017 : les années d'insouciance énergétique

Sur le plan énergétique, la France a très longtemps vécu sur ses acquis puisque nous disposions d'électricité en abondance. En effet, la France était en excédent de capacité de production à partir de la fin des années 1990 (les prévisions de consommation établies dans les années 1980 ayant été plus élevées que la croissance réelle de la consommation). Au début des années 2010, la France était encore largement surcapacitaire et exportait donc une grande partie de sa production.

C'est durant la décennie 2010-2020 que notre pays fermera près de 10 gigawatts de moyens de production thermique (charbon et fuel). Si nous ne pouvons qu'encourager vivement la sortie des énergies fossiles, il est impératif de réfléchir à des moyens de substitution. Le Président François Hollande souhaitait aller encore plus loin dans la poursuite de ces objectifs de baisse de production puisque dans ses "*60 engagements pour la France*", il visait une baisse considérable de la production d'électricité issue de la filière nucléaire.

Cet objectif était et demeure aberrant sur au moins deux points :

- il part du postulat que la consommation en électricité diminuerait (malgré l'électrification croissante de nos usages),
- il choisit de s'attaquer à la filière nucléaire (énergie décarbonée, abondante et bon marché), plutôt que rechercher la neutralité carbone.

Ce choix conduit notamment au lancement du processus de fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, bien que cette fermeture ait été rendue impossible – durant le quinquennat 2012-2017 – notamment du fait du statut d'entreprise privée d'EDF. Cela contraignait en effet l'État – dans les grandes lignes – à respecter le droit de propriété.

Cette position lance durablement un signal négatif à destination de la filière qui a des difficultés à envisager l'avenir et à se rendre attractive. À l'occasion de son audition, nous avons bien entendu les explications de l'ancien Président de la République François Hollande. Les positions reprises dans son programme présidentiel sont moins excessives à l'endroit de la filière nucléaire que celles présentes dans l'accord conclu par Mme Martine Aubry pour le compte du Parti Socialiste et Mme Cécile Duflot pour Europe Écologie les Verts. Elles n'en constituent pas moins un signal très négatif pour la filière qui entre en berne.

Expliquer *a posteriori* que ce choix (de ne pas reprendre l'intégralité de l'accord PS-Verts) a permis de sauver la filière nucléaire française ressemble davantage à des préoccupations internes au Parti Socialiste qu'à une conscience aigüe du signal envoyé à la filière.

À ce stade, il me revient de préciser que le cadre institutionnel dans lequel se déroule une commission d'enquête parlementaire a pu influencer la complétude de certaines auditions. En effet, la séparation des pouvoirs - consubstantiel à l'État de droit - éloigne le Président de la République en exercice du Parlement.

Or, Monsieur Emmanuel Macron a été successivement conseiller économique du Président de la République et Ministre de l'Économie entre 2012 et 2016. Plusieurs réunions qui se sont tenues dans cette période et qui se sont avérées essentielles pour la filière nucléaire française nous ont été décrites sans que son rôle ne soit réellement précisé. Il en va du bon fonctionnement de nos institutions de n'avoir pas cherché à en savoir davantage. Cela reste néanmoins une part moins éclairée du récit précis qui figure dans le rapport.

2. Depuis 2017 : en fonction des circonstances

Dans la filiation de son prédécesseur, le candidat Emmanuel Macron inscrivait dans son programme en 2017 le maintien de l'objectif de réduction à 50 % d'électricité issue de la filière nucléaire avant 2025. Cet objectif, qu'on savait déjà intenable à l'époque et qui n'était issu d'aucune étude d'impact, était en réalité un signal envoyé à l'électorat écologiste et socialiste. Peu de temps après l'élection de M. Emmanuel Macron, son Premier Ministre, M. Edouard Philippe décide de décaler l'objectif des 50 % de part de nucléaire dans le mix électrique à horizon 2035.

Offenseur du nucléaire, M. Emmanuel Macron ne nommera au Ministère de la Transition écologique – chargé de l'énergie – tout au long de son premier quinquennat que des personnalités pour le moins hostiles à l'atome : M. Nicolas Hulot, M. François de Rugy, Mme Elisabeth Borne, Mme Barbara Pompili.

C'est par ailleurs dans sa Programmation Pluriannuelle de l'énergie, adoptée en 2019, que seront inscrits des objectifs contraignants tels que la baisse de la part du nucléaire dans le mix énergétique, la fermeture de 14 réacteurs nucléaires, la baisse de la consommation finale d'énergie de 7,6 % en 2023 et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012.

Toutes ces mesures sont dans les faits très contraignantes puisqu'elles obligent *de facto* à baisser drastiquement nos consommations énergétiques (industrielles et quotidiennes) en peu de temps. Durant le premier quinquennat de M. Emmanuel Macron, les ministres de l'environnement ont parié sur une baisse de la consommation en énergie, ce qui justifiait selon eux la fermeture de capacités de production et le projet de fermeture de 14 réacteurs nucléaires supplémentaires. C'est une vision décliniste de notre économie aujourd'hui difficilement compatible avec un plan de réindustrialisation - fût-il vert.

C'est pourquoi le Premier Ministre M. Édouard Philippe et la Ministre de la Transition écologique, Mme Élisabeth Borne, ont signé en 2019 le décret de fermeture de la centrale de Fessenheim. Or, toutes les prévisions énergétiques montrent, déjà, une augmentation de nos besoins en électricité.

Je tiens à souligner ici les précisions apportées dans le rapport sur la possibilité de faire un autre choix en 2017 pour Fessenheim et renvoie volontiers le lecteur au rapport n° 4515 de l'Assemblée Nationale déposé le 6 octobre 2021 par la mission d'information et de suivi de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim.

Autre erreur majeure caractérisant l'inconséquence des premières années du quinquennat de M. Emmanuel Macron : l'abandon d'ASTRID pour des raisons que je ne parviens toujours pas à expliquer, même après 150 heures d'auditions, si ce n'est une vision décliniste de la France, vue comme une puissance moyenne qui ne dispose plus des moyens d'innover à échelle industrielle.

Le début du premier quinquennat de M. Emmanuel Macron est rythmé par une succession de décisions lourdes de conséquences sur lesquelles le Président de la République se reniera.

3. La duplicité du gouvernement actuel

Le 10 février 2022, le Président de la République Emmanuel Macron, futur candidat à sa réélection, prononce un discours à Belfort dans lequel il développe un plan de relance du nucléaire français. Ce plan reprend l'intégralité des propositions du « rapport D'Escatha-Billon » qui avait été remis à M. Nicolas Hulot en juillet 2018 et immédiatement classé secret défense. Ce rapport préconisait que ces décisions soient prises dès 2019, soit trois ans avant la date effective de leur annonce.

Un tournant sur la stratégie énergétique semble alors se dessiner.

Pourtant, à l'occasion de l'audition de Mme Élisabeth Borne, Première Ministre, par notre commission d'enquête parlementaire, une forme de duplicité nous est apparue et de nombreuses contradictions apparentes restent en suspens, laissant penser que la formidable stabilité des conseillers ministériels en charge de

l'énergie ces dix dernières années continue à produire des effets ralentissant la mise en œuvre de véritables filières industrielles énergétiques nationales :

- Depuis plus d'un an et l'annonce du plan sur le nouveau nucléaire, nous ne constatons encore aucune déclaration sur la stratégie de financement ;
- La prolongation de la durée de vie du parc électronucléaire historique est abordée sous le seul angle de la recherche des réacteurs à arrêter, au lieu d'une approche volontariste de prolongation du parc en toute sûreté ;
- L'engagement de la France à construire une alliance européenne pour faire bénéficier du nucléaire des plans de décarbonation est pour le moins timide ;
- L'ARENH reste crédible aux yeux du gouvernement sous le seul prisme du prix facturé au consommateur, tout en créant des difficultés à financer les chantiers de rénovation et de prolongation des centrales historiques ;
- Les *scenarii* de consommation énergétique sur lesquels se construisent la stratégie énergétique du gouvernement nous semblent largement sous estimer les transferts d'usage vers l'électricité décarbonée et parier sur des changements sociétaux (sobriété) hasardeux.

III. RETROUVER LA PERSPECTIVE DU TEMPS LONG

Sont-ce les candidats aux élections qui ont perdu le sens du temps long et des intérêts stratégiques ? Ou est-ce le choix des électeurs qui a confirmé le changement de priorités ? Ce n'est pas à ce rapport de trancher cette question. La conviction, forte, issue de ces six mois de travaux, réside néanmoins dans la nécessité de ramener la perspective du temps long dans le débat public. Toutes les décisions ne produisent pas d'effet immédiat. Les plus grandes décisions se révèlent bien après leurs investigateurs.

Notre commission d'enquête a ainsi largement questionné le rapport entre la science, l'industrie et la décision politique.

Le rapport revient en détail sur des propositions concrètes. Il me semble néanmoins important de souligner que l'enjeu du rapport à la science ne traverse pas la seule classe politique mais bien l'ensemble de la société. La rapidité à laquelle l'information circule est sans aucun doute la plus grande opportunité de notre siècle. Elle en est également son plus grand défi car les informations approximatives, incomplètes, voire fausses circulent à la même vitesse.

L'accroissement de la connaissance scientifique crée également un enjeu fort de politique publique. Les connaissances s'approfondissent et se précisent très vite. À quoi le citoyen peut-il se raccrocher pour construire sa pensée, son raisonnement et sa décision quand l'état des connaissances avance plus vite que ce que chacun peut appréhender ?

La société de communication dans laquelle nous sommes, conduit à certaines dérives dans l'interprétation de la parole des scientifiques. C'est ainsi que notre commission d'enquête a eu directement à y faire face et ce dès sa première audition. Ainsi, afin de dresser un tour d'horizon du rapport de la société à l'énergie, nous avons invité une anthropologue de l'énergie, fonctionnaire du ministère de la transition écologique.

Bien loin de partager avec nous ses analyses sur sa matière d'expertise et de recherche, elle a préféré profiter du temps d'exposition médiatique permis par son audition pour faire valoir une opinion, appelant des études supposées au service de son raisonnement et jouant de son autorité de scientifique. À l'issue de l'audition et après un échange de courriers rappelant le cadre très formel d'une commission d'enquête, l'anthropologue nous a indiqué retirer ses propos, ceux-ci relevant de son opinion et de sa conviction et n'étant effectivement pas étayés scientifiquement. Elle s'était pourtant aidée de son statut de scientifique pour donner de l'autorité à son propos.

Cela démontre une mécanique devenue courante dans le débat public où le scientifique se trouve parfois instrumentalisé et où son propos devient en réalité une opinion lorsqu'il s'éloigne de sa discipline. Admettons également que la communication et la participation au débat médiatique ne sont pas les compétences pour lesquelles on souhaite entendre un scientifique. Cela interroge donc bien la contextualisation des propos par les intermédiaires de médiation... qui sont de plus en plus absents notamment sur les réseaux sociaux.

Dans ce contexte, c'est le rapport à la science qui en devient plus facilement instrumentalisé. Car plus que la connaissance scientifique en elle-même, c'est la démarche scientifique qui doit être partagée. Une meilleure connaissance de tous de l'histoire des sciences est un préalable absolument nécessaire pour un débat public dans une société totalement emprise par la technique et la technologie.

De ce point de vue, l'irruption dans le débat public des Organisations Non Gouvernementales (ONG) peut, par moments, contribuer à l'incompréhension apparente de certaines contradictions techniques. Si la présence dans le débat public d'expertise issue de la société civile est nécessaire, elle doit aussi s'inscrire dans le cadre de transparence qui est celle du champ politique.

Ainsi, en 2007, le lancement du Grenelle de l'environnement est l'occasion, pour la première fois, d'installer au tour de table un certain nombre d'ONG. L'audition de Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, alors secrétaire d'État, nous a permis de revenir sur la nécessité de cette évolution. Depuis, leur participation aux décisions publiques s'est largement institutionnalisée, bien que le choix du tour de table reste composé sans réelle transparence. Cette contradiction a été largement pointée à l'occasion de l'échange entre la commission d'enquête et les branches énergies des organisations syndicales représentatives. Celles-ci ont pointé, légitimement, le décalage entre la démonstration de la représentativité pour les

organisations syndicales et la discrimination qui conduit au choix des ONG. Il me semble important de corriger ce déséquilibre.

PROPOSITION B : Imaginer un système garantissant la représentativité des Organisations Non Gouvernementales appelées à participer à l'élaboration des politiques publiques sur le modèle des règles de représentativité mises en place pour les syndicats à partir de 2010 et mettre en œuvre la transparence de leurs financements sur le modèle du financement des partis politiques.

Ce phénomène d'instrumentalisation de la science n'a pas épargné le monde politique. La politique énergétique de ces dernières années est, comme toute autre politique, profondément ancrée dans son époque. La présentation de faits partiels pour justifier la prise de décision trouve de nombreux exemples. Il en est ainsi de Mme Dominique Voynet qui au cours de son audition a eu une explication partielle et erronée pour justifier le fonctionnement et la fermeture de Superphénix.

Dans le rapport à la science et à la technique, nous avons également pu constater une attitude qui me semble bien plus grave encore, lorsqu'on tâche d'élaborer des politiques de temps long : la désinvolture et le mépris des faits et des contraintes physiques et techniques. Pour Mme Ségolène Royal, le sujet énergétique lors de la campagne de 2007 n'était à l'époque « *pas un sujet archi prioritaire* » alors qu'elle portera pourtant des objectifs lourds de conséquences pour la filière nucléaire et nos besoins énergétiques.

Mme Élisabeth Borne a eu, quant à elle, bien du mal à justifier sur un plan technique et scientifique la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim en 2020 (Décret de fermeture signé en 2019 par le Premier Ministre de l'époque, M. Édouard Philippe, et Mme Élisabeth Borne, alors Ministre de la Transition écologique et solidaire). Elle justifiera devant les membres de la commission cette décision selon un critère d'ancienneté quelque peu arbitraire ; du moins sans fondement technique et rationnel.

Le problème réside, dans ce cas, dans la mobilisation d'arguments scientifiques pour justifier ce qui n'est qu'un choix politique. Ce serait redonner de la noblesse à la politique que d'éviter de se cacher derrière des arguments techniques lorsque cela ne relève que d'un choix politique.

Enfin, cette commission d'enquête nous a largement conduits à nous interroger sur le rapport entre les conseillers des ministres et la prise de décision. Ainsi, M. Nicolas Hulot ne se souvenait pas avoir eu en sa possession le rapport de MM Laurent Collet-Billon et Yannick D'Escatha classé « secret défense », et qui préconisait notamment :

- d'annoncer au plus tard en 2021 la décision de lancer une série de trois paires de réacteurs de 3^e génération EPR2
- d'annoncer dès 2019 le maintien d'un socle nucléaire ;

- de renforcer le rôle de l'État et redonner au politique le pilotage de la politique nucléaire de la France ;
- de mettre en place une programmation nucléaire ;
- d'améliorer la performance des ingénieries nucléaires, leurs méthodes et leurs organisations.

Lorsque je l'ai interrogé à ce sujet, M. Nicolas Hulot a eu la franchise d'admettre qu'il était peu probable qu'il ait lu ce rapport et qu'il n'en avait aucun souvenir... rapport qui avait pourtant été commandé sous sa responsabilité.

À quoi bon commander des rapports dans ce cas ?

Hélas, les dizaines d'heures d'auditions ont démontré de manière assez implacable la déconsidération pour la science. En effet, les anciens hauts-commissaires à l'énergie atomique nous ont confirmé leur mise à l'écart. Les personnes ayant suivi les auditions ont d'ailleurs pu constater que cette commission d'enquête avait aussi été l'occasion pour les experts et professionnels issus de la filière nucléaire de redorer leur image, bien écornée après plus de quinze ans de discours anti-nucléaire. Car c'est bien toute la filière qui a souffert de ce qu'on a appelé « le nucléaire honteux », alors même qu'ils assurent consciencieusement nos besoins en électricité quotidiens sans lesquels notre vie serait bien différente. La commission d'enquête a donc, à cet égard, permis à certains experts, syndicats et autres professionnels d'être enfin entendus et écoutés.

La problématique s'accroît davantage à la couche des conseillers ministériels. Nous avons reçu plusieurs anciens membres de cabinets ministériels depuis octobre 2022. C'est ainsi qu'en matière énergétique, nous avons pu observer deux phénomènes :

- la continuité des personnalités qui conseillent en la matière entre 2012 et aujourd'hui, ce qui serait plutôt de nature à rassurer,
- le fait que ce conseil semble s'être inversé. En matière énergétique, plutôt que d'être une courroie d'interprétation et de compréhension des contraintes pour les ministres, les conseillers ministériels se sont positionnés comme étant des prescripteurs pour l'administration.

J'observe d'une manière générale à quel point la majorité des personnalités politiques que nous avons reçues (ministres et membres des cabinets) ont fait preuve devant notre commission d'enquête d'une certaine retenue quant aux conséquences des décisions prises sous leur responsabilité. Je note enfin qu'avec du recul, nombre d'anciens responsables politiques assument aujourd'hui timidement les grands principes qu'ils revendiquaient.

La limite des symboles en politique

Pourquoi donc une telle décorrélation entre le politique et le scientifique ?

Parce qu'on a souhaité composer les Gouvernements de « symboles » politiques. D'une manière générale, plus les dirigeants renoncent à faire de la politique au sens prospectif du terme, plus ils étalent des postures idéologiques qu'ils illustrent par des symboles. La politique énergétique en est sûrement l'exemple le plus tangible et révélateur.

Dans une époque où tout s'accélère, où la seule constance est le changement, où la technologie fait évoluer sans cesse nos modes de vie, notre rapport au temps évolue en conséquence. Les citoyens nous demandent de leur apporter des réponses politiques rapides, quasi instantanées, aux enjeux actuels. Mais le temps de la mise en œuvre technique et industrielle n'est pas le temps médiatique qui tourne en continu. La rigueur à laquelle nous devons nous soumettre pour mener à bien nos décisions, exige du temps, de la discussion et de la réflexion.

La politique énergétique ne peut se construire que dans le temps industriel, c'est-à-dire le temps long. Et c'est bien de cette dichotomie dont il est ici question. Non, on ne peut pas mettre en œuvre des promesses aussi radicales que celles portées par MM. François Hollande ou Emmanuel Macron en matière énergétique à moins d'en payer le coût social, sociétal et économique.

Les « mesures phares » et autres « propositions chocs » présentées dans les programmes - comme la baisse à 50 % de part de nucléaire dans le mix électrique avant 2025 - sont certes attractives pour capter une partie de l'électorat, car elles sont symboliques et, ajoutons-le, simplistes, mais elles n'en demeurent pas moins irréalistes.

Le programme énergétique du candidat Emmanuel Macron de 2022 est un reniement du programme énergétique du candidat Emmanuel Macron de 2017 ; le principe de réalité est passé par là. D'ailleurs, les mesures contraignantes présentes dans la PPE de 2019 et inscrites dans la loi sont désormais caduques. L'une des grandes perdantes de ces revirements est bien la parole publique qui en sort largement affaiblie. Être élu sur des promesses et ne pas les appliquer alimente la méfiance envers le politique, la politique et la démocratie. À l'heure où les taux d'abstention battent des records, il est temps de remettre du sérieux et du pragmatisme dans les mesures portées par les candidats.

Nous formulons dans le rapport des propositions pour mieux prendre en compte le conseil scientifique - et donc le temps long - dans les décisions publiques. Malheureusement des organes de ce type existent déjà et ont parfois volontairement été oubliés durant des périodes où les choix politiques ont été contraires aux précisions des spécialistes quant à leur capacité de mise en œuvre. Il en est ainsi du comité de l'énergie atomique, qui doit être réuni au moins une fois par an et qui pourtant, entre 2012 et 2018, n'a été réuni que deux fois. Il faut donc mettre en place une responsabilité ministérielle personnelle pour ceux qui ne réunissent pas les organes collégiaux de conseil légaux.

PROPOSITION C : Créer une responsabilité personnelle pour les ministres qui ne réunissent pas les organes de conseil scientifique collégiaux créés par la loi.

Si nous insistons tant sur la question du rapport à la science, c'est qu'elle est la seule à être en mesure d'évaluer l'impact des décisions politiques sur le temps long et la justesse des choix techniques quant aux objectifs poursuivis.

Il ne s'agit pas de considérer que les choix de société que nous avons à faire doivent être dictés par la science, bien au contraire, mais que ceux-ci doivent être éclairés au regard de leur impact dans le temps. Ce qui a donc manqué dans les choix et revirements conduits ces dix dernières années, c'est bien l'évaluation de l'impact sur le temps long au profit d'une visibilité symbolique à court terme.

Malheureusement, la réalité nous rattrape toujours ! Et les circonstances de cet hiver 2022/2023 ont cruellement rappelé que la politique ne vit pas à côté des règles physiques.

Sur l'ARENH

Comme une majeure partie de nos travaux s'est concentrée sur la question électrique - et pour cause - et donc sur la situation d'EDF, la question de l'ARENH s'est largement retrouvée au cœur de nos débats. Je souscris sans réserve à la proposition formulée par le rapporteur d'abandonner très vite ce dispositif qui est devenu toxique.

Il reste que les transactions d'électricité continueront à exister. Il me semble donc important de tracer quelques conditions pour ces nouvelles règles de vente d'électricité d'EDF à des tiers distributeurs :

- Obligation pour le tiers distributeur de disposer de moyens de production propre
- Fixation d'un prix de la transaction au coût réel de production de l'énergie nucléaire historique prenant en compte la production effective
- Limitation du volume vendu à ce prix à une part de la production en fonction de la prévision de production à N+1 plutôt qu'en volume

IV. DE L'INCERTITUDE DU TEMPS LONG ET DE LA NEUTRALITÉ TECHNIQUE DES OBJECTIFS POLITIQUES

Une stratégie énergétique de long terme - que nous appelons de nos vœux dans ce rapport - comporte nécessairement une part d'incertitude. Cette part d'incertitude, aujourd'hui, réside soit dans un pari technologique soit dans un pari comportemental.

À l'occasion de notre commission d'enquête, nous avons pu entendre des points de vue divergents sur la crédibilité de cette confiance dans des ruptures. Mais dans tous les *scenarii* de long terme, il y a une constante dans l'hypothèse d'un changement majeur :

- Les *scenarii* qui misent sur les seules technologies disponibles comportent tous une part importante de rupture sociétale, même si elle n'est pas nécessairement mise en avant,
- alors que les *scenarii* qui misent sur une stabilité des comportements mobilisent des technologies qui ne sont pas forcément disponibles.

La confiance dans le progrès technique ne me semble pas être en soi un problème dans l'élaboration d'un scénario à long terme. Il faut néanmoins être transparent sur la nécessité de ce progrès pour la réalisation du scénario.

Au-delà des paris classiques de disponibilité d'une technologie de production (par exemple les RNR) et de la capacité industrielle à la mettre en oeuvre (exemple : construction des centrales nucléaires) et de son acceptabilité sociale (exemple : champs d'éoliennes), j'ai souhaité mettre en évidence quelques défis supplémentaires qu'il faudra traiter.

Le premier, pour l'électricité, est celui des réseaux. La multiplication des points de production et d'injection nécessite que le réseau soit toujours plus complexe. Bien que cela semble relever de technologies connues, l'ampleur du défi reste importante et peut se heurter à de nombreuses difficultés.

Intuitivement, les promoteurs d'un système de production diffus considèrent que la multiplication des points de production contribue à la résilience du réseau. Cela me semble parfois devoir être nuancé compte tenu de la complexité du réseau à mettre en œuvre. La résilience vient également de la simplicité.

Au-delà du défi de la décarbonation par l'électrification, subsiste toujours le défi de décarbonation des énergies liquides et gazeuses. Ce format, dont l'avantage est la simplicité du stockage et la concentration importante dans de petits volumes, survivra dans de nombreux usages. Une part importante de leur décarbonation repose sur la mobilisation de la biomasse. Or, dans ce cas, on se retrouve rapidement dans une situation de conflit d'usage entre mobilisation de la biomasse à des fins alimentaires, énergétique ou de production de matière.

À l'occasion de nos auditions, cette question a plusieurs fois été soulevée mais il nous est apparu qu'il n'existe pas encore de vision globale de la répartition des usages de la biomasse. Cette réflexion devra être rapidement mise en place.

PROPOSITION D : Mener une étude sur la disponibilité de la biomasse et la répartition possible de ses usages supplémentaires entre production à destination alimentaire, énergétique et de fabrication de matériaux.

À cet endroit, il me semble important d'émettre une alerte. La mobilisation de la biomasse au service de la décarbonation de l'énergie ou des matériaux, repose d'abord sur une augmentation de sa production. Si on formule cela en des termes compréhensibles pour tous, cela signifie une intensification agricole : par une mobilisation de co-produits qui jusque-là retournaient au sol, par l'ajout d'une

culture intermédiaire récoltée, ou par l'optimisation du choix de la culture selon son rendement. Cette contrainte semble néanmoins contraire à certains choix de société qui sont en train de se construire et qui poussent par exemple à favoriser une agriculture extensive à moindre rendement, plutôt qu'une agriculture intensive telle que décrite.

Quelle attitude la décision politique doit-elle alors adopter face à ces incertitudes ?

D'abord la transparence. S'il y a des conditions de rupture dans les *scenarii*, celles-ci doivent être explicitées de façon claire. Que ces conditions résident dans des ruptures techniques et technologiques ou dans des changements de société majeurs.

Il faut ensuite placer la bonne contrainte au bon endroit. La loi n'a jamais démontré quel était le meilleur moyen d'innover. En matière de production d'énergie décarbonée, le défi pour les décennies à venir est tel qu'il est nécessaire de positionner la contrainte juridique au bon endroit, afin de permettre l'innovation, y compris celle à laquelle on ne pense pas.

Cela signifie qu'autant que possible, le positionnement du discours politique et de sa retranscription dans la loi ou la norme doit se formaliser de façon neutre sur le plan technique.

Il faut fixer des objectifs à poursuivre sur le plan environnemental, social et économique ... :

- une énergie neutre en carbone
- une énergie disponible
- une énergie accessible

... et poser des contraintes, forcément nombreuses :

- acceptabilité des implantations de production
- gestion des risques
- transparence des effets induits
- possibilité de disposer d'une filière industrielle souveraine

Charge ensuite aux chercheurs, industriels et ingénieurs de mettre ces objectifs en œuvre. Le défi est tel et le besoin de ruptures si colossal que la solution ne peut résider que dans l'innovation et le bouillonnement intellectuel permis par la liberté. L'histoire nous a appris que l'administration de l'économie n'a jamais été le meilleur moyen pour innover.

V. DERRIÈRE LA QUESTION DE L'ÉNERGIE : UN CHOIX DE SOCIÉTÉ

Une des difficultés fondamentales dans le débat énergétique de la dernière décennie réside dans le non-dit de ses conséquences sociales. Non pas qu'elles n'aient pas été pensées, mais essentiellement parce que ces conséquences individuelles et collectives ne sont pas acceptables pour le plus grand nombre.

Car l'énergie est au cœur de tout modèle de société. Notre société occidentale s'est construite sur une logique de croissance : son confort, ses biens, ses services que certains n'hésitent pas à remettre en cause. Mais son modèle social et sa solidarité reposent également sur notre modèle énergétique et notre capacité à créer de la valeur ajoutée. Sans énergie, il n'y a pas de création de valeur qui permet le financement de nos formidables outils de solidarité tel que la sécurité sociale.

La difficulté de la production de *scenarii* techniques réside donc dans l'impensé sociétal. La société que nous partageons doit-elle être la conséquence des moyens de production d'énergie disponibles ? ou bien devons-nous penser d'abord notre société, nos solidarités et notre niveau d'exigence et ensuite mettre en œuvre la stratégie énergétique pour y répondre ?

Ainsi, en fonction de l'approche, tous les *scenarii* sont réalisables. La démonstration de Mme Barbara Pompili, Ministre de la transition écologique de 2020 à 2022 en est ainsi surprenante : *“Nous avons commandé un scénario 100 % renouvelable pour enfin faire taire ceux qui disaient que ce n'était pas possible”*. *A priori* tous les *scenarii* sont toujours possibles, la question politique est celle de leur acceptabilité environnementale, sociale et économique.

Le problème demeure alors dans les non-dits de certains scénarios. Le débat politique s'étant focalisé sur la technique (le choix du mode de production) et parfois le seul prisme environnemental.

Cela pose encore une fois la question de la place du discours politique. Plutôt que de défendre une technologie, son rôle ne serait-il pas de porter le projet de société ? L'éclairage sur les conséquences techniques serait bien différent et peut être plus acceptable qu'en prenant le problème dans le sens actuel où la proposition technique est vue comme un moyen de contraindre le choix de société.

Pour éclairer le débat public, il faut donc produire des *scenarii* prospectifs. Aujourd'hui ceux-ci sont principalement établis par des organismes sectoriels. Ainsi les *scenarii* énergétiques de référence dans le débat public sont actuellement tirés du rapport RTE « Futurs énergétiques 2050 ». Nous relèverons ici le caractère étonnant tendant à se baser, pour la stratégie énergétique, sur une étude établie par le gestionnaire du seul réseau électrique. Ce choix démontre encore une fois le poids du prisme technologique dans le débat politique énergétique en France.

PROPOSITION E : Formuler des *scenarii* énergétiques au sein du ministère en charge de l'énergie qui considèrent les conditions environnementales, économiques et sociales comme point de départ et déclinent les hypothèses techniques en fonction de cela.

CONCLUSION – UNE COMMISSION UTILE ET UN TRAVAIL À POURSUIVRE

À l'issue des six mois de travaux de la commission d'enquête chargée d'établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, je souhaite d'abord me réjouir de l'audience et de l'attention qu'elle a suscitée. Partout en France, les auditions ont été suivies, preuve s'il en était nécessaire que les Français sont particulièrement attentifs à la préservation des intérêts stratégiques de notre nation.

Cette attention populaire a permis aux travaux de notre commission d'enquête d'être utiles et de faire bouger des lignes avant même la remise du rapport. Je tiens à relever plusieurs coïncidences heureuses :

- l'annonce du *Projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes* a été faite deux semaines après l'annonce du groupe Les Républicains de créer notre commission d'enquête ;
- La discussion de ce texte a abouti deux semaines avant la présentation du rapport de la commission d'enquête ;
- Quelques jours après l'audition d'Éric Besson, ministre de l'industrie de 2010 à 2012, que nous avons largement questionné sur sa stratégie européenne, l'actuelle ministre de l'énergie a annoncé mettre en place une « *task force* » pour le nucléaire en Europe, calquée sur la description faite en audition ;
- Alors que nos premières auditions ont largement porté sur l'enjeu de la poursuite des travaux de recherche autour de la « fermeture du cycle » et le regret de l'abandon du programme de recherche « ASTRID » du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), des annonces bienvenues en matière de financement de start-up travaillant à la mise en œuvre de Réacteurs à Neutrons Rapides (RNR) calqués sur la technologie ASTRID ont été faites ;
- Alors que l'absence de réunion du Comité à l'énergie atomique ou de Conseil de politique nucléaire a été bruyamment dénoncée devant notre Commission par Yves Bréchet en novembre 2022, le Président de la République a convoqué son premier Conseil de Politique nucléaire le 3 février 2023.

Cette liste n'est pas exhaustive. Son établissement ne relève d'aucune enquête ou démarche scientifique. Il s'agit simplement de coïncidences heureuses qui me permettent de penser que le travail de contrôle et d'évaluation conduit sérieusement par la représentation nationale peut concrètement faire bouger les lignes.

À l'issue de nos travaux, je me réjouis que nous soyons parvenus, avec le rapporteur, à des conclusions qui font consensus. Mis à part les réserves exprimées sur la proposition relative aux changements sociétaux (proposition 10) je partage l'ensemble des recommandations formulées dans le rapport. Je me réjouis également que chacun ait fait l'effort d'essayer d'objectiver les décisions prises, quelles que soient les majorités politiques aux responsabilités.

Nos travaux devront surtout nous conduire à réfléchir à la bonne position de la décision politique et de sa transcription législative pour sa mise en œuvre. Il revient aux élus de délibérer sur les grands enjeux de société et de fixer les contraintes que les chercheurs, ingénieurs et techniciens devront prendre en compte. Il me semble que la loi doit se réserver une forme de neutralité technique et technologique. Le cap politique et son ambition seront d'autant plus clairs, compréhensibles et mobilisateurs.

Enfin et en guise de conclusion, j'ai pris beaucoup de temps à exprimer la nécessité de penser nos décisions collectives dans une perspective de temps long et donc de consensus large. Pour autant, en matière énergétique, nous devons également faire face à l'urgence de décider. Trop de temps a été perdu et nous éloigne des objectifs de décarbonation et de la temporalité de la mise en œuvre technique qui permettra son acceptation sociétale. Une décarbonation réussie ne peut pas passer par la décroissance. Elle doit passer par le progrès. Celui-ci n'est possible que grâce à la mobilisation des filières industrielles qui ont besoin de temps pour se structurer. Il est donc devenu urgent d'agir. Décider - ce qui se dessine - mais également mettre en œuvre, ce qui est toujours plus compliqué !

L'alerte que ce rapport lance doit être prise au sérieux dans tous les domaines stratégiques pour la souveraineté de l'État. Nous pourrions en changer les mots pour parler de la filière pharmaceutique, il n'y aurait certainement pas beaucoup de détails à corriger. Nous devons également prendre le plus grand soin d'éviter, dans les filières qu'il nous reste, de nous retrouver dans la même situation dans quelques années. Il en est ainsi de l'agriculture. Oui, dans toutes ces filières nous avons besoin d'un soutien stratégique de l'État, d'investissements dans les infrastructures et de confiance en l'Homme et son intelligence, bref, de progrès !

Après la reconstruction de la France qui a suivi la Seconde Guerre mondiale et qui a posé les fondements de la puissance de notre nation, il revient à notre génération, née dans le confort et l'abondance des biens et des services, de relever ce défi dans le respect des ressources de notre planète et de notre environnement. Nous le devons, à ceux qui nous suivront !

SYNTHÈSE DES PROPOSITIONS COMPLÉMENTAIRES :

En complément des propositions formulées par le rapporteur auxquelles le président souscrit (à l'exception de la proposition 10), le président a souhaité formuler plusieurs propositions complémentaires :

PROPOSITION A : Évaluer les propositions stratégiques de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie au regard de la capacité à constituer des filières industrielles complètes à l'échelle française ou européenne.

PROPOSITION B : Imaginer un système garantissant la représentativité des Organisations Non Gouvernementales appelées à participer à l'élaboration des politiques publiques sur le modèle des règles de représentativité mises en place pour les syndicats à partir de 2010 et mettre en œuvre la transparence de leurs financements sur le modèle du financement des partis politiques.

PROPOSITION C : Créer une responsabilité personnelle pour les ministres qui ne réunissent pas les organes de conseil scientifique collégiaux créés par la loi.

PROPOSITION D : Mener une étude sur la disponibilité de la biomasse et la répartition possible de ses usages supplémentaires entre production à destination alimentaire, énergétique et de fabrication de matériaux.

PROPOSITION E : Formuler des *scenarii* énergétiques au sein du ministère en charge de l'énergie qui considèrent les conditions environnementales, économiques et sociales comme point de départ et déclinent les hypothèses techniques en fonction de cela.

SYNTHÈSE DU RAPPORTEUR

La commission d'enquête sur la souveraineté et l'indépendance énergétique

Quelques semaines avant un hiver sur lequel planaient des menaces de coupures d'électricité, faute de disponibilité du parc nucléaire notamment, la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France a été créée par la Conférence des présidents du 11 octobre 2022 en application de l'article 141 du Règlement de l'Assemblée nationale et au titre du droit de tirage attribué au groupe Les Républicains.

Certes, l'intitulé initial apparaissait discutable tant l'indépendance énergétique constitue un leurre et la souveraineté seulement un objectif ; certes, l'intention première pouvait donner l'impression que cette commission aurait une visée essentiellement polémique.

Pourtant, au terme de près de 150 heures d'auditions et de 5 000 pages de contributions écrites recueillies, après une dizaine de déplacements du rapporteur sur des sites énergétiques et une cinquantaine d'auditions techniques complémentaires, à la lumière des déclarations faites et des éléments établis, l'initiative de cette commission d'enquête ne peut qu'être unanimement saluée – tout autant que doivent l'être la rigueur, l'honnêteté intellectuelle et la variété des questions et des débats animés par le Président de la commission et rendus possibles par la présence assidue de nombreux députés membres.

Pour traiter la question dans le temps long qui s'impose aux politiques énergétiques, le rapporteur a souhaité que les travaux de la commission d'enquête couvrent le spectre le plus large possible et que les auditions puissent remonter au milieu des années 1990 : experts et scientifiques, dirigeants du secteur énergétique et des organismes de régulation, hauts fonctionnaires en charge des dossiers énergétiques, anciens ministres, anciens premiers ministres et même – fait inédit dans l'histoire des commissions d'enquête parlementaires – anciens présidents de la République.

Assumons-le : souvent, nous sommes passés de l'incompréhension à la surprise, jusqu'à la consternation.

Nous avons bien sûr entendu de nombreux responsables et scientifiques de très haut niveau, qui ont affirmé avec courage et sans tergiverser les causes pour lesquelles ils et elles ont plaidé avec constance, et qui d'ailleurs ont précisé avec honnêteté les limites de leur connaissance, de leur action et du succès de celles-ci.

Nous avons entendu des dirigeants qui ont assumé leur responsabilité, reconnu des erreurs d'analyse, de jugement et de décision, tout en replaçant leur action dans le contexte de son époque – ce qui s'avère nécessaire.

Nous avons aussi entendu des responsables publics qui semblaient, parfois au moment même de leur audition, réaliser l'ampleur des conséquences de ce qui ne leur apparaissait alors qu'un « signal », un « message », du « volontarisme » politique – attestant ainsi une forme d'inconscience des réalités physiques, techniques et industrielles.

Mais nous avons entendu d'autres responsables publics, qui semblaient avoir toujours eu conscience de l'impact de leurs décisions, qui les ont parfois assumées par des propos vagues et détachés ; des responsables publics qui ont mené un combat politique avant tout contre l'énergie nucléaire plutôt que pour la décarbonation, un combat d'une remarquable hypocrisie, qui allait et qui va encore clairement contre les intérêts vitaux du pays.

Le récit qui s'est reconstitué devant nous, c'est bien le récit d'une lente dérive, d'une divagation politique, souvent inconsciente et inconséquente, qui nous a éloignés et de la transition écologique et de notre souveraineté énergétique.

C'est l'histoire du lien souvent défaillant, parfois même inexistant, entre expertise scientifique et technique, instruction des dossiers et décision politique ; l'histoire de rapports qu'il aurait fallu lire, relire ou parfois simplement penser à commander. Ils ont été élaborés par des experts scientifiques, par des commissions d'experts nommés *ad hoc*, par les administrations des ministères et les institutions associées ou par le Parlement lui-même : haut-commissariat à l'énergie atomique, académies des sciences et des technologies, OPECST, RTE, ASN...

À tous les moments clefs de notre histoire énergétique ces trente dernières années, de très nombreuses contributions montraient le Nord. Qu'il s'agisse de l'impact de nos choix sur le réseau électrique, sur notre incapacité à sortir vite des énergies fossiles, sur la faible efficacité de nos politiques d'économies d'énergie, sur l'importance de mener une recherche de pointe en matière d'énergie nucléaire, sur le besoin en compétences dans notre industrie énergétique...elles ciblaient justement, lucidement, cruellement, le retard que nous prenions.

En conséquence, c'est aussi l'histoire de décisions souvent partielles ou différées, voire contradictoires, pour des raisons parfois compréhensibles quand on se replace dans le climat de l'époque, mais qui ont conduit à des retards coûteux.

C'est enfin malheureusement l'histoire de décisions prises à l'envers, sans méthode, sans prospective, aux conséquences lourdes, et qui ne semblaient trouver leur source que dans des maux profonds : l'inconscience et l'électoratisme.

Après trois décennies de divagation énergétique et alors que la sobriété, la relance de l'énergie nucléaire et l'accélération des énergies renouvelables sont toutes les trois enfin sur la table de nos politiques, ce rapport appelle donc à tourner la page de nos errements et à en tirer toutes les leçons pour affronter les yeux grands ouverts l'urgence énergétique.

* * *

Trois décennies de divagation énergétique

Dans les centaines de pages qui suivent, le rapporteur présente notre état de santé énergétique tel qu'il ressort des auditions et des documents consultés ; il tente de retracer le récit de 30 ans de politiques énergétiques.

En trois décennies, force est de constater que la France a accumulé un retard considérable en termes de souveraineté énergétique (chapitre 1).

Les auditions menées ont permis d'écarter la notion utopique d'indépendance énergétique au sens d'une autonomie et d'une complète maîtrise de sa production d'énergie. Au contraire, **la notion de souveraineté énergétique** a montré tout son sens et tout son intérêt, entendue comme la liberté de définir sa politique et de choisir ses options énergétiques, la réduction de nos dépendances, la résilience de notre système énergétique face aux crises.

Au fil des trente dernières années, notre mix énergétique a finalement peu évolué et ses fragilités se sont accrues : dépendances multiples aux énergies fossiles importées qui se raréfient et s'épuiseront à l'horizon de quelques décennies ; **très faible développement des moyens de maîtrise de la demande ainsi que des énergies renouvelables thermiques** pourtant plus à même de remplacer certaines énergies fossiles.

En particulier, notre mix électrique, qui est quasi-intégralement domestique, pilotable et est déjà décarboné, s'est comme affaibli de l'intérieur. Le besoin de maintenance a été mal anticipé et du retard a été pris sur le renouvellement de notre parc nucléaire ; l'installation de capacités de production d'énergies renouvelables électriques, intermittentes et aux dépendances industrielles majeures, reste limitée.

Ce retard trouve ses racines dans une dérive progressive de trente ans, dans laquelle chacun porte une part de responsabilité (chapitre 2).

La période de la fin des années 1990 au début des années 2010 constitue comme une décennie perdue.

L'achèvement du plan Messmer et l'excédent de production électrique, *via* l'énergie nucléaire, par rapport à la consommation de l'époque (qui s'est traduit pendant des années par une exportation d'électricité décarbonée et constituait une marge face aux aléas de production) a donné aux dirigeants une forme d'**illusion surcapacitaire** – illusion au regard du besoin anticipable mais non anticipé, pour

réussir la transition écologique, de disposer de davantage d'électricité ; illusion au regard du défi que constituerait le renouvellement du parc nucléaire.

Malgré des annonces favorables à l'énergie nucléaire dans les années 2000, l'intendance ne suit pas : la guérilla fratricide entre EDF et AREVA au sein de la filière n'est pas arrêtée par les pouvoirs publics, dans un contexte d'explosion de la dette d'EDF, à qui pourtant l'État a demandé que lui soient servis d'importants dividendes ; la décision de construire un EPR actée en 2005 apparaît à la fois précipitée et non inscrite dans un plan industriel global ; l'anticipation de la maintenance et du renouvellement du parc est peu présente.

Par ailleurs, l'émergence de nouveaux objectifs énergétiques – efficacité énergétique, sortie des énergies fossiles, développement des énergies renouvelables – n'a été que très partiellement accompagnée d'une ambition industrielle, qui implique en permanence de la recherche, du soutien de filière et de l'investissement dans les compétences.

Enfin, la fin des années 2000 et le début des années 2010 resteront irrémédiablement les années de la conception d'un cadre européen néfaste pour le modèle français. L'idée de consolider les débouchés à l'export de notre électricité a conduit à fragiliser EDF en France et en Europe, à installer une épée de Damoclès sur nos concessions hydroélectriques, et à créer un marché de l'électricité répondant à des préoccupations d'allocation des marges plutôt que de réussite industrielle et de sécurité d'approvisionnement à coût raisonnable.

Après ces années de latence, les années 2012-2017 sont venues aggraver lourdement la situation.

Paradoxalement, alors même que des outils de planification sont mis en place à l'instar de la programmation pluriannuelle de l'énergie, ces outils sont peu ou mal utilisés.

Ainsi les prévisions de consommation électrique demandées à RTE ne couvrent-elles que le court ou moyen terme, sans lien avec les objectifs climatiques pourtant bien connus, ni avec le temps long que requiert l'industrie du secteur énergétique. En 2015 par exemple, trois trajectoires sur cinq prévoient une baisse ou une quasi-stagnation de la consommation électrique dans les années suivantes. Dans le même temps, l'intégration des échanges européens conduit à penser la sécurité d'approvisionnement du pays à la maille continentale, et non plus seulement française : on compte sur les importations en cas de crise.

En ce sens, la loi de 2015, ses objectifs chiffrés dont les « 50 % » et le plafonnement de la capacité de production nucléaire, suite logique de l'engagement politique pris en 2012, constituent un contre-exemple de politique énergétique. L'absence assumée d'étude d'impact et de réflexion approfondie préalable, pour une loi aussi structurante sur notre modèle énergétique et sur notre réseau électrique au regard de l'intermittence de certaines énergies, aura marqué la commission d'enquête. **Le choix de développer les énergies renouvelables**

électriques sans y adjoindre les moyens industriels nécessaires, et forcément en concurrence du parc nucléaire, s'est visiblement fait avant tout au détriment de la sortie des énergies fossiles.

Si cette loi ne peut porter seule la responsabilité de la fragilisation de la filière nucléaire, elle a sans conteste adressé un signal destructeur à un moment crucial...sans pour autant déclencher d'accélération suffisante des énergies renouvelables – accroissant encore davantage le mur énergétique. En miroir, le retard pris et non suivi sur le chantier de l'EPR rendait d'autant plus difficile la capacité à envisager le renouvellement d'un parc dont la maintenance post-40 ans commençait à peine.

Après ces années d'inconsistance énergétique, depuis 2017, le cours de la politique énergétique s'est avéré contrasté : après la poursuite de décisions dommageables, largement issues du passé récent, le pays a disposé pour la première fois d'outils de prévisions énergétiques globaux et des décisions structurantes ont été annoncées.

L'arrêt de la centrale de Fessenheim – qui n'était pas une fatalité même en 2017 –, la suspension du projet de 4^{ème} génération nucléaire ASTRID sans alternative industrielle ou expérimentale à la hauteur, la révision seulement partielle de la PPE ont *de facto* continué à affaiblir la filière nucléaire.

Pourtant, dans le même moment, la rationalité industrielle et électrique faisait œuvre avec le retour d'expérience du chantier de l'EPR, la commande d'une prévision énergétique qui parte des objectifs climatiques et industriels et l'instruction de la décision de lancer de nouveaux réacteurs au *design* simplifié.

Ce sont ces éléments, objectifs et circonstanciés, qui ont conduit, quoique tardivement, à une relance sans précédent du projet nucléaire enfin concomitant, et non rival, de l'accélération des énergies renouvelables. La création d'une loi de programmation, le choix de se projeter dans un monde où l'électricité est davantage demandée, l'annonce de la volonté de construire 6 EPR et de réfléchir à la construction de 8 autres, les projections de parcs éoliens *offshore* constituent autant de marqueurs forts qui viennent inverser une tendance lourde de la politique énergétique française depuis 30 ans – **tous ces marqueurs demeurent à concrétiser dans les prochains mois et années.**

* * *

Six erreurs, six leçons, six chantiers pour les trente prochaines années

De ces trois décennies, le rapporteur en déduit six grandes erreurs énergétiques, six leçons générales à en tirer et six chantiers opérationnels à mettre en œuvre dès demain pour les décennies à venir (Chapitre 3).

Les six erreurs de notre politique énergétique

1. Prévisions énergétiques : avoir sous-estimé nos besoins d'électricité au regard de nos objectifs écologiques et de la sortie nécessaire des énergies fossiles, sans réflexion de long terme sur nos ambitions industrielles et climatiques.

2. Opposition des énergies renouvelables électriques et du nucléaire : s'être focalisé sur le mix électrique, alors qu'il est déjà pilotable et décarboné, et l'avoir fait forcément au détriment de la sortie des énergies fossiles qui entraîne des défis immenses comme l'électrification des usages et l'impact sur le réseau, la capacité à assumer une part de sobriété énergétique, etc.

3. Parc nucléaire : ne pas avoir anticipé la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires ainsi que leur renouvellement en série industrielle et non en un chantier isolé, ce qui a fragilisé à la fois la filière nucléaire, ses compétences et la capacité du pays à se relancer dans un chantier d'envergure.

4. Énergies renouvelables : ne pas avoir construit plus vite de filières industrielles d'énergies renouvelables pour remplacer les énergies fossiles, à mesure que des objectifs étaient fixés.

5. Marché européen : avoir laissé se construire depuis 20 ans un cadre qui a fragilisé le modèle énergétique français et EDF, au travers de la loi NOME, du dispositif de l'ARENH, du statut des concessions hydroélectriques et des règles d'échanges de l'électricité.

6. Recherche : avoir arrêté le réacteur Superphénix en 1997 et ne pas avoir préservé notre avance dans la recherche et le développement de la 4^{ème} génération post-2019.

De ces décennies, le rapporteur tente également de tirer six leçons générales qui méritent d'être soulignées et qui, si elles apparaissent plus évidentes en 2023 que par le passé, pourraient à nouveau être négligées ou mises de côté, contre les lois élémentaires de la physique et de l'industrie, dans un futur plus ou moins proche.

Six leçons énergétiques pour les 30 prochaines années

1. Le temps long compte : il nous faut mettre en cohérence (*via* RTE et d'autres organismes publics) nos ambitions climatiques (baisse des émissions), industrielles (réindustrialisation) et énergétiques (capacité à produire telle ou telle énergie en France) sur une échelle de temps compatible, soit plusieurs décennies.

2. L'énergie, *via* l'électricité, n'est pas un bien comme un autre : au sein de l'Union européenne, chaque pays défend d'abord son mix énergétique, la France doit également défendre son mix électrique pilotable et décarboné.

3. L'énergie est une industrie, la 3ème industrie française : nous avons besoin de continuer à maîtriser toute la chaîne de valeur d'un secteur énergétique et de disposer des compétences, mais aussi de choisir les technologies et les sources d'énergie renouvelables, dont l'hydraulique est la plus importante et la seule pilotable, les plus rentables et les plus à même d'assurer notre sécurité d'approvisionnement.

4. L'électricité ne fait pas tout : il ne faut pas se focaliser uniquement sur l'électricité alors que sa production est déjà quasi-intégralement décarbonée en France, mais aussi, par exemple, accélérer le développement des réseaux de chaleurs, des ENR thermiques pour remplacer les énergies fossiles.

5. La maîtrise de la demande se prépare : l'efficacité énergétique atteignable dans le parc résidentiel doit être mieux évaluée et dotée des compétences nécessaires ; la sobriété se prépare en amont, dans les mentalités.

6. Sans recherche, nous sommes condamnés à avoir du retard : la Recherche a besoin de visibilité et de moyens pour anticiper les 5 prochaines décennies : fermeture du cycle dans l'industrie nucléaire ; stockage massif de l'électricité pour le réseau ; recyclage des matériaux critiques, etc.

Nous nous trouvons donc aujourd'hui face à un mur énergétique inédit qui ne se résoudra que par la sobriété et l'efficacité énergétique et par l'augmentation de notre production d'énergie décarbonée, au premier rang notre production d'électricité. Alors que notre mix électrique est fragile, notre énergie devra provenir de sources pilotables, décarbonées, et moins vulnérables.

Le rapporteur en déduit six chantiers opérationnels, déclinés en 30 propositions, pour redonner à la France un destin énergétique.

1. Se doter d'une ambition énergétique pour les 30 prochaines années au moins, qui se traduise dans une loi de programmation étayée scientifiquement et industriellement à cet horizon et qui intègre pleinement l'augmentation considérable de la consommation d'électricité compatible avec nos ambitions climatiques et industrielles.

La France a besoin de se doter d'une loi de programmation compatible avec les exigences de l'industrie et du climat ; une loi aux objectifs étayés par les enseignements des institutions scientifiques et techniques, qui couvre plusieurs décennies et qui fait l'objet d'une préparation et d'un suivi par le Parlement (propositions 1, 2 et 3). Cet horizon devra assumer que nos objectifs industriels et climatiques imposent une augmentation considérable de la production d'électricité, et que ce fossé électrique (entre nos capacités actuelles et nos besoins dès la prochaine décennie) ne pourra être comblé que par le recours simultané à la sobriété, au développement d'énergies renouvelables et à une relance massive de l'industrie nucléaire.

Ce nouveau cap doit s'accompagner d'un pilotage adéquat reposant sur la réintégration de la direction générale de l'énergie au sein du ministère en charge de l'industrie, le suivi par les administrations de nos vulnérabilités et la révision de notre doctrine de sécurité d'approvisionnement électrique (propositions 4 et 5).

2. Cadre européen : réformer, dans l'année et en profondeur, le marché européen, en lien avec nos choix industriels nationaux, et suspendre ou revoir les règles qui en l'état menacent notre industrie : l'ARENH, le statut des concessions hydroélectriques ; exiger le respect du traité de Lisbonne et donner un nouvel élan au traité Euratom.

Le rapporteur, profondément pro-européen, insiste sur l'impérieuse et urgente nécessité de réformer l'ensemble du cadre européen en matière de politiques énergétiques : la France doit cesser de subir des règles économiques qui fragilisent son industrie au mépris du principe de subsidiarité et sortir, le temps de négocier la réforme, du mécanisme de l'ARENH ; notre pays doit en tout cas défendre son patrimoine hydroélectrique et électronucléaire et redonner un élan au traité Euratom de 1957, fondateur, qui prévoit déjà la coopération scientifique et technique des États en matière nucléaire (propositions 6 à 9).

3. Décarboner notre mix énergétique en accélérant les efforts de sobriété et d'efficacité et en s'appuyant sur les énergies renouvelables thermiques

Dans les trente dernières années, les débats ont eu tendance à se focaliser sur le mix électrique français, pourtant décarboné quasi-entièrement, au détriment de notre dépendance beaucoup plus forte et problématique aux énergies fossiles importées.

La réduction de cette dépendance passe par la poursuite de la réduction de notre consommation d'énergie et la pérennisation du plan de sobriété, par la décarbonation de tous nos secteurs dont les transports, par la rénovation énergétique

dont les dispositifs doivent être rendus plus efficaces – ainsi que par le développement des énergies renouvelables thermiques, largement sous-exploitées dans leur potentiel ces dernières décennies, alors qu’elles peuvent constituer un substitut direct aux énergies fossiles (propositions 10 à 13).

4. Renforcer notre souveraineté sur toute la chaîne de valeur et être à la hauteur des besoins en compétences du secteur énergétique et en particulier d’électricité

Parce que c’est une industrie, la production énergétique requiert une vision de long terme et un soutien sur l’ensemble de sa chaîne de valeur, de l’approvisionnement en ressources (et en particulier en matériaux critiques indispensables à l’électrification des usages) aux débouchés industriels, avec un enjeu central : la capacité à faire émerger les compétences nécessaires, en quantité et en qualité, dans les prochaines années, autant en matière de rénovation énergétique que d’industrie nucléaire (propositions 14, 15 et 30).

5. Parc nucléaire : Refaire de la filière nucléaire la grande force française, et en particulier établir un plan évolutif de fermeture de nos centrales au fur et à mesure que l’ASN en décidera et préparer en conséquence le renouvellement complet du parc, ainsi que le renforcement du cycle du combustible ; après évaluation scientifique, arbitrer entre l’accélération de la recherche sur le multirecyclage en REP et changer d’échelle sur la recherche 4^{ème} génération (sans pré-choix technologique)

Les défis auxquels est confronté notre parc nucléaire sont immenses : ils doivent être pleinement identifiés, mesurés, rendus transparents et traités un par un, qu’il s’agisse de l’approvisionnement en uranium et de nos capacités de (ré)enrichissement, des besoins d’adaptation au dérèglement climatique, de l’impact du vieillissement sur le fonctionnement des réacteurs, et bien entendu du rythme et de l’ampleur du renouvellement du parc (propositions 16 à 23 et 27).

Au-delà de ce renouvellement, devenu urgent parce qu’il a été insuffisamment anticipé, la France doit rattraper le retard pris en matière de recherche et relancer activement des programmes d’ampleur sur la 4^{ème} génération, seule en mesure de changer d’échelle nos besoins en uranium importé et de réduire nettement, sans la résoudre à ce stade, la question des déchets (propositions 24 à 26).

6. Énergies renouvelables : sur le fondement d’études de rentabilité énergétique et de coût complet, lancer un plan d’installation contraignant de certaines sources ENR sur le territoire

Face au mur énergétique qui se présente à courte échéance, avant même que de nouveaux réacteurs nucléaires puissent être construits, même intermittentes, les énergies renouvelables électriques seront indispensables et complémentaires d’une production électrique pilotable.

Le rapporteur propose donc, outre le réinvestissement dans les centrales hydroélectriques, de continuer à accélérer le déploiement des sources renouvelables électriques jugées les plus rentables d'un point de vue énergétique, après une étude approfondie de RTE, prenant notamment en compte le facteur de charge, la minimisation de l'intermittence, l'acceptabilité sociale, la consommation de foncier, etc. Il souligne enfin, en particulier, que la volonté de construire 50 parcs éoliens *offshore* doit être concrétisée par le lancement d'appels d'offre prenant en compte la dimension industrielle européenne et française, et par la poursuite de la simplification des procédures et délibérations qui ne permettront pas de répondre à l'urgence énergétique (propositions 28 et 29).

Ces 30 recommandations n'ont une chance d'être développées, adoptées, mises en œuvre sérieusement et de manière pérenne qu'à deux conditions qui ont pu manquer par le passé :

Instruire scientifiquement, technologiquement et industriellement les options qui sont proposées ;

Faire émerger un consensus national, républicain, autour de l'urgence énergétique et de la nécessité pour y parvenir de combiner des lignes souvent opposées à tort : sobriété et production, développement de l'énergie nucléaire comme des énergies renouvelables efficaces.

Ce rapport constitue donc avant tout une interpellation aux gouvernements et parlements d'aujourd'hui et de demain, qui partagent la responsabilité de donner un destin énergétique, c'est-à-dire une ambition à la fois écologique et souveraine, à la France.

PROPOSITIONS : 30 PROPOSITIONS POUR LES 30 PROCHAINES ANNÉES

Proposition 1 : en cohérence avec nos objectifs climatiques et industriels, assumer un besoin croissant d'électricité pour la fin de la décennie, à l'horizon 2050 et au-delà, et constater le fossé de production qui nous sépare de la souveraineté énergétique

Proposition 2 : se donner une loi de programmation énergie climat sur 30 ans avec des objectifs climatiques, énergétiques et industriels ainsi que les moyens afférents, qui fera l'objet d'un suivi étroit et régulier par le Parlement et les institutions expertes

Proposition 3 : renforcer la consultation du Parlement, et notamment de l'OPECST, sur les politiques énergétiques et le contrôle qu'ils exercent sur la mise en œuvre de celles-ci

Proposition 4 : remettre la direction générale de l'énergie au sein du Ministère en charge de l'Industrie et la doter des moyens permettant d'identifier, de suivre et de réduire nos vulnérabilités industrielles

Proposition 5 : demander à RTE de faire évoluer à court terme son critère de sécurité d'approvisionnement, et lancer une refonte de notre doctrine de sécurité d'approvisionnement globale sous sa responsabilité

Proposition 6 : arrêter une position européenne commune et durable, pour définir l'énergie nucléaire comme une énergie décarbonée et stratégique, qu'il convient de soutenir au même titre que les énergies renouvelables

Proposition 7 : lier la réforme du marché de l'électricité aux négociations sur la politique énergétique globale de l'UE en portant une réforme profonde du marché de l'électricité européen pour protéger la spécificité française, décorrélérer le prix du gaz de celui de l'électricité décarbonée ; dans l'attente, suspendre sans délai et compenser l'ARENH

Proposition 8 : dans le prolongement de la récente annonce de la ministre de la Transition énergétique, exiger le respect du traité de Lisbonne et donner un nouvel élan au traité Euratom

Proposition 9 : maintenir les concessions hydroélectriques dans le domaine public, par exemple en leur appliquant un dispositif de quasi-régie pour éviter toute mise en concurrence et relancer les investissements nécessaires

Proposition 10 : pérenniser et accroître l'ambition du plan de sobriété de l'hiver 2022-2023, et l'étendre à l'ensemble des particuliers, des services publics, et des entreprises sans méconnaître le coût financier et industriel des effacements

Proposition 11 : renforcer les efforts de décarbonation de tous les secteurs émetteurs, en particulier dans le transport avec l'accélération des projets de transports en commun et de fret ferroviaire et avec la réduction du poids des véhicules par des dispositifs incitatifs

Proposition 12 : évaluer les dispositifs de rénovation énergétique pour prioriser les plus efficaces, se donner des objectifs de baisse de consommation mesurables et les décliner par département ; lancer un plan de filière pour développer les formations

Proposition 13 : réviser nos objectifs de chaleur renouvelable, qui selon plusieurs instituts pourraient être au moins doublés à horizon 2030, et renforcer le Fonds Chaleur associé

Proposition 14 : lancer un nouvel inventaire minier sur le sol français, accélérer l'identification des importations critiques et la création de filières de transformation et de recyclage des terres rares

Proposition 15 : approfondir la prévision des besoins d'investissements sur le réseau, en particulier dans le cas de la trajectoire réindustrialisation forte

Proposition 16 : sur tous les grands défis de court terme (corrosion sous contrainte, fatigue thermique) comme de moyen terme (impact du dérèglement climatique), demander à EDF de produire et de présenter au Gouvernement, à l'OPECST et au grand public, un état des lieux précis et prospectif des mesures prises pour assurer le fonctionnement du parc nucléaire, des barrages et de toutes les installations énergétiques

Proposition 17 : mener les études préliminaires nécessaire à la prolongation de tous les réacteurs qui peuvent l'être selon différents scénarios, et anticiper dès aujourd'hui et dans le cadre de la LPEC les besoins, impacts et conséquences de la fermeture et du démantèlement du parc existant, quelle que soit la date d'arrêt effective des réacteurs

Proposition 18 : augmenter autant que nécessaire les moyens dévolus à la délégation au nouveau nucléaire dans le suivi du projet de construction de nouveaux EPR et obtenir des rapports de suivi réguliers et publics sur l'avancement du projet ; conforter EDF comme opérateur unique et nationalisé

Proposition 19 : anticiper le besoin de renouvellement et de développement de l'ensemble du parc existant, en nombre de réacteurs (y compris SMR) ou en puissance installée, dans les prochaines décennies et sur des sites existants ou nouveaux

Proposition 20 : demander à EDF une plus grande transparence sur ses approvisionnements en uranium naturel et enrichi, au moins à une maille géographique par pays

Proposition 21 : soutenir le renforcement des capacités d'enrichissement sur le territoire français

Proposition 22 : étudier la faisabilité industrielle et les options économiques pour installer à court terme une nouvelle usine de réenrichissement sur le sol français

Proposition 23 : apporter tout le soutien financier et administratif nécessaire à l'extension des capacités d'entreposage du combustible usé à La Hague

Proposition 24 : valider les dernières étapes et assurer le soutien de l'État au financement du réacteur Jules Horowitz tout en maîtrisant les délais et les coûts

Proposition 25 : relancer la construction d'un démonstrateur de type ASTRID, d'une puissance potentiellement plus modeste, pour rattraper le retard accumulé pendant 30 ans, et continuer à développer la recherche associée sur le cycle du combustible

Proposition 26 : accentuer le soutien aux technologies liées à la 4^{ème} génération nucléaire, en privilégiant les entreprises qui sont en mesure de présenter des résultats expérimentaux et/ou industriels, et non seulement des simulations numériques

Proposition 27 : assurer une montée en puissance des effectifs salariés de la sûreté nucléaire, en optimisant l'organisation administrative et en interrogeant les rapports existants à ce jour entre les différents organismes de sûreté nucléaire, afin d'assumer la charge nouvelle liée à la relance du nucléaire

Proposition 28 : demander à RTE une analyse approfondie, déclinée par énergie renouvelable, intégrant leur potentiel, leurs rentabilités énergétique et économique (calculs de moyenne, d'intermittence minimisée, d'acceptabilité, de consommation du foncier, de longévité)

Proposition 29 : lancer dès que possible les appels d'offre pour les 50 parcs éoliens *offshore*, rendre contraignante leur installation et sécuriser le financement et l'engagement du porteur de projet

Proposition 30 : créer un label « apprentis de l'énergie » pour permettre aux jeunes d'identifier les formations d'avenir, associées à des aides financières, des facilités de mobilité et de logement

CHAPITRE I^{ER} : EN TROIS DÉCENNIES, LA FRANCE A ACCUMULÉ UN RETARD CONSIDÉRABLE EN TERMES DE SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE

Invitée à s'interroger sur la « perte d'indépendance et de souveraineté énergétique de la France », la commission d'enquête a débuté ses travaux par un état des lieux des concepts dont il était question afin de déconstruire certains mythes (I). La commission d'enquête a ensuite effectué un bilan précis de la situation actuelle du mix énergétique français. Le rapporteur en tire un constat très préoccupant : le mix énergétique du pays est actuellement soumis à des dépendances fortes et nombreuses, qui vont s'aggraver (II).

I. SI L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE EST UN LEURRE, LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE DOIT ÊTRE UN OBJECTIF MAJEUR DE NOTRE POLITIQUE

Au terme du travail mené sur les concepts de souveraineté et d'indépendance énergétique, le rapporteur souligne que si l'enjeu de la politique énergétique est d'assurer les besoins en énergie tout en décarbonant sa production (A), l'indépendance énergétique, au sens de l'autonomie de production, est quant à elle un mirage (B). En revanche, la souveraineté énergétique, au sens de liberté du choix fondant le système énergétique français constitue une aspiration légitime et nécessaire (C).

A. UN ENJEU CENTRAL : DISPOSER DE L'ÉNERGIE DONT NOUS AVONS BESOIN TOUT EN DÉCARBONANT SA PRODUCTION

Présente partout autour de nous, l'**énergie** – la force en action ⁽¹⁾ – constitue l'élément essentiel à l'existence de notre environnement, de notre système et de notre société. Elle est le « *déterminant de ce qui fait notre monde* » ⁽²⁾. Ce bien singulier, « *indispensable à toute activité humaine* » ⁽³⁾ pour reprendre les termes de M. Jacques Percebois, professeur et directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie, permet de se déplacer, de se chauffer, de produire, d'éclairer, de réfrigérer ou encore d'alimenter les équipements électriques qui font le confort de la vie moderne, et plus simplement, elle nous permet de vivre.

Pourtant, les principales sources d'énergie que nous utilisons sont limitées. La crise énergétique actuelle et les alertes émises par le gestionnaire français Réseau de transport d'électricité (RTE) avant l'hiver quant à un risque

(1) Le mot « énergie », du latin *energia* provient du grec ancien *enérgeia* qui signifie la force en action.

(2) Audition de M. Jean-Marc Jancovici, professeur à Mines ParisTech, 2 novembre 2022.

(3) Audition de M. Jacques Percebois., 9 novembre 2022.

élevé de tensions sur le réseau électrique français en janvier 2023 ont replacé **l'énergie au cœur des préoccupations** et rappelé, s'il en était besoin, combien l'énergie est une ressource indispensable au bon fonctionnement de la société.

Parce que l'énergie est vitale et que celle que nous utilisons est limitée, il est nécessaire **d'organiser et de planifier sa gestion** – c'est l'objectif des **politiques énergétiques**.

Répondre à ces besoins peut passer par le recours à l'énergie sous des formes et en provenance de sources diverses (1), l'objectif étant d'équilibrer l'offre et la demande en énergie (2) ce qui, s'agissant de l'électricité, impose de tenir compte de contraintes spécifiques (3).

1. La réponse aux besoins énergétiques repose sur des sources et des formes variées d'énergie

L'énergie désigne une capacité à agir, à fournir du travail, quels qu'en soient les modes : mettre une masse en mouvement, engendrer un changement de température, un changement d'état de la matière, transmettre une information, etc. Elle est qualifiée d'énergie primaire lorsqu'elle est considérée brute, telle que tirée ou extraite de l'environnement, et d'énergie secondaire voire finale lorsqu'elle est considérée telle que transformée et utilisée par son consommateur, après d'éventuelles déperditions.

a. L'énergie prend différentes formes en fonction de son utilisation

L'énergie prend différentes formes : elle peut être mécanique, thermique, chimique, lumineuse ou nucléaire.

L'énergie mécanique est définie comme la somme de l'énergie cinétique (celle du mouvement) et de l'énergie potentielle de pesanteur. L'énergie mécanique est une forme d'énergie qui peut **être utilisée pour effectuer du travail en utilisant des objets en mouvement ou en modifiant leur position**. Les applications de l'énergie mécanique sont vastes et variées : le transport (véhicules motorisés : la combustion interne convertit l'énergie chimique du carburant en énergie mécanique qui fait avancer le véhicule ; avions et trains qui utilisent des turbines pour convertir l'énergie mécanique en énergie cinétique) ; machines-outils ; bâtiments et infrastructures (chauffage et climatisation, éclairage, ventilation, ascenseurs, etc.) ; appareils électroménagers (pales, roues, autres pièces) ; activités de tous types (loisirs et sports, parcs d'attractions, remontées mécaniques, etc.).

L'énergie mécanique est donc omniprésente. **Elle peut être stockée** par voie hydraulique, par la compression ou par des volants d'inertie et peut être convertie en énergie électrique.

L'énergie thermique est l'expression de l'énergie sous forme de **chaleur**. Elle est provoquée par l'énergie cinétique issue de l'agitation d'atomes et de molécules dans un corps solide, liquide ou gazeux. L'énergie thermique est utilisée

dans de nombreux domaines, tels que la **production d'électricité** : les centrales électriques à combustion brûlent du combustible (charbon, gaz naturel, pétrole) pour chauffer de l'eau et produire de la vapeur. Cette vapeur est ensuite utilisée pour faire tourner une turbine qui génère de l'électricité, la cuisson, le chauffage et la climatisation des bâtiments, la fabrication de produits industriels (de nombreux produits industriels nécessitent de la chaleur pour leur fabrication : par exemple, les usines de production de verre, de métal et de céramique utilisent toutes l'énergie thermique pour fondre et façonner les matériaux).

Elle peut aussi être utilisée pour produire de la force mécanique et de l'énergie mécanique (exemple du moteur à combustion). **Elle peut également être stockée** dans des matériaux isolants tels que la laine de verre, la mousse polyuréthane ou le polystyrène expansé.

L'énergie chimique est stockée dans les molécules jusqu'à sa libération au cours d'une réaction chimique. Les atomes des molécules sont maintenus ensemble par des liaisons chimiques qui contiennent de l'énergie potentielle. Lorsqu'une réaction chimique se produit, ces liaisons peuvent être rompues et l'énergie stockée dans les liaisons peut être libérée sous forme **d'énergie cinétique, thermique ou électrique**.

L'énergie lumineuse est l'énergie créée et transportée par les ondes lumineuses. Elle est utilisée à la fois pour **produire de l'électricité, de la chaleur**, pour permettre la croissance d'organismes vivants, pour éclairer, pour transmettre de l'information (fibre optique), pour soigner (traitement de maladies de peau, médecine laser...).

L'énergie nucléaire est une forme d'énergie libérée par un noyau atomique. L'énergie nucléaire n'est pas une forme d'énergie chimique : contrairement aux réactions chimiques, qui ne modifient que les électrons autour du noyau, les réactions nucléaires modifient directement le noyau atomique. L'énergie nucléaire peut être provoquée de deux façons :

– par la **fission nucléaire** : l'énergie est libérée lorsqu'un noyau atomique se divise en deux (parfois trois) noyaux plus petits. Cela n'est possible que si le noyau est dit "fissile", c'est-à-dire susceptible de subir une fission, quelle que soit l'énergie des neutrons qui les percutent. Ce phénomène est provoqué lorsqu'un neutron collisionne un noyau fissile (le cas pour les isotopes 233 et 235, voire 238 d'uranium et des isotopes 239 et 241 du plutonium), ce qui dégage une grande quantité d'énergie. L'essentiel de l'énergie est emporté sous forme d'énergie cinétique par les produits de fission, qui bousculent les autres atomes. Les produits de fission perdent alors de la vitesse et génèrent de la chaleur. L'énergie cinétique est transformée en énergie thermique. Chaque fission produit entre deux et trois neutrons d'énergie cinétique élevée. Ces derniers interagissent alors avec un autre noyau fissile, qui provoquent de nouvelles fissions : c'est la réaction en chaîne.

– par la **fusion nucléaire** : deux noyaux légers, chargés positivement fusionnent pour créer un atome lourd. Cela libère une quantité d'énergie très importante. La réaction la plus accessible par l'Homme est la fusion d'un atome de deutérium et d'un atome de tritium, qui donne naissance à un atome d'hélium. La fusion est provoquée lorsque deux noyaux chargés positivement se rapprochent, phénomène possible seulement sous très haute température (100 millions de °C).

L'énergie nucléaire est principalement utilisée à des fins **de production d'électricité, via l'exploitation de la chaleur** produite lors d'une réaction dans une centrale nucléaire. Les réactions de fission produisent de la chaleur, transformée en vapeur qui alimente une turbine raccordée à un alternateur. La puissance mécanique de la vapeur en mouvement est ainsi transformée en électricité. La réaction nucléaire est aussi utilisée pour la fabrication d'armes atomiques, pour la propulsion navale ou encore pour la médecine, pour la radiothérapie et le traitement du cancer.

b. La production d'énergie dépend des sources d'énergie présentes sur notre territoire ou disponibles à l'importation

Ces différentes formes d'énergie proviennent de sources variées, des sources non renouvelables, présentes en quantité limitée sur Terre, ou des sources renouvelables, considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain.

Le sous-sol de la Terre est composé d'éléments exploitables par l'Homme pour produire de l'énergie. Les **sources d'énergies dites fossiles** sont des matières premières disponibles sous la surface de la Terre et issues de la décomposition de matières végétales et organiques. On appelle ces résidus des hydrocarbures, en raison de leur composition uniquement constituée de carbone et d'hydrogène.

Les sources fossiles proviennent des dépôts de matières appelés sédiments, riches en matière organique, qui s'enfoncent et se solidifient dans la croûte terrestre au cours des millions d'années : c'est la roche mère. À partir d'une certaine pression et profondeur, la roche mère se transforme en kérogène (état intermédiaire entre la matière organique et les hydrocarbures). Celle-ci commence à générer des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel et de schiste, charbon...) à partir de 2 000 mètres de profondeur, distance d'enfouissement où la température du sous-sol atteint 100 °C. Si les énergies fossiles constituent une énergie accessible puisque l'Homme maîtrise son extraction et son exploitation, son acheminement et son stockage, ces énergies ont deux inconvénients majeurs : elles participent, lors de leur combustion, à **l'émission de gaz à effet de serre (GES)** et **elles sont dites limitées puisque non renouvelables à l'échelle de temps humain.**

– Le **pétrole** : le kérogène transformé entre 2 000 et 3 800 mètres. Cet intervalle se nomme la « fenêtre à huile ». Le pétrole est utilisé comme source d'énergie pour la production de chaleur, d'électricité, pour alimenter les véhicules à essence, pour la production de produits chimiques, comme matière première pour la fabrication de plastiques, de caoutchouc synthétique, de médicaments, de cosmétiques, de peintures, de vernis.

Selon l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN) ⁽¹⁾, les réserves prouvées de pétrole sont estimées à 1732 Gb au niveau mondial à fin 2020, soit **53 ans de production au rythme de 2021**. En intégrant l'ensemble des ressources pétrolières hors huiles extra lourdes et schistes bitumineux ce ratio atteint environ 189 ans. Malgré l'épuisement des réserves, le pétrole constituait toujours **l'énergie la plus consommée en 2019 pour 31 % de la consommation mondiale d'énergie primaire** ⁽²⁾.

– **Un mélange gazeux d'hydrocarbures** : le gaz (naturel et de schiste). Quand l'enfouissement de la roche mère se poursuit entre 3 800 et 5 000 mètres, la production d'hydrocarbures liquides atteint un pic. Les liquides produits deviennent de plus en plus légers et passent à l'état gazeux. Cet intervalle de profondeur se nomme « fenêtre à gaz ». Le gaz est composé principalement de méthane, mais peut aussi contenir des quantités variables d'éthane, de propane, de butane ainsi que d'autres composés organiques. Il est produit à partir de la décomposition de matière organique sous des conditions de température et de pression élevées. Le gaz est utilisé comme source d'énergie pour la production de chaleur, d'électricité et pour alimenter les véhicules à gaz.

Selon l'IFPEN ⁽³⁾, les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4 036 Gm3 au niveau mondial à fin 2020, soit **47 ans de production au rythme de 2021**. Ce ratio calculé en intégrant l'ensemble des ressources gazières atteint environ 200 ans. Or, en 2019, le gaz naturel constituait la **troisième énergie la plus consommée – 23 % de la consommation mondiale d'énergie primaire** ⁽⁴⁾.

Le gaz de schiste est un type particulier de gaz naturel qui se trouve dans les formations rocheuses dites de schiste. Il est produit à partir de formations de roche mère ou de roche-mère non conventionnelle, qui contiennent des quantités importantes de gaz piégées dans leurs pores. En 2016, les réserves mondiales de gaz de schiste techniquement récupérables atteignaient 214,5 milliers de milliards de mètres cubes soit **61 années de production au rythme de 2016** ⁽⁵⁾ – les conséquences environnementales du processus d'extraction conduisent toutefois certains pays, notamment la France ⁽⁶⁾, à stopper l'exploitation de ses ressources.

– **Le charbon : roche sédimentaire combustible**. Le charbon est une roche solide formée à partir de matière organique, d'animaux morts et de végétation, qui a été comprimée et recristallisée au fil des millions d'années. Le charbon est

(1) D'après les réponses de l'IFPEN aux demandes complémentaires adressées par le rapporteur, fondées sur les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

(2) MTE, Chiffres clés de l'énergie – édition 2022, novembre 2022, p. 46.

(3) D'après les réponses de l'IFPEN aux demandes complémentaires adressées par le rapporteur, fondées sur les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

(4) MTE, Chiffres clés de l'énergie – édition 2022, novembre 2022, p. 46.

(5) Conférence des Nations unies sur le commerce et le développement, Coup d'œil sur les produits de base – édition spéciale sur le gaz de schiste, 2018, p. 12. https://unctad.org/system/files/official-document/suc2017d10_fr.pdf

(6) Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

principalement composé de carbone, mais contient également des quantités variables d'hydrogène, d'azote, de soufre, et d'oxygène. Il est généralement classé en trois types : le charbon anthracite, le charbon bitumineux et le charbon lignite, selon son degré de maturation et sa qualité énergétique. Il est une source fossile utilisée comme source d'énergie depuis des millénaires, principalement pour la production de chaleur et d'électricité. Il est également utilisé dans la production d'acier et dans certaines industries chimiques.

Selon l'IFPEN ⁽¹⁾, les réserves prouvées de charbon sont estimées à 1 074 Gt au niveau mondial à fin 2020, soit **131 ans de production au rythme de 2021**. En 2019, le charbon restait la **deuxième énergie la plus consommée – 27 %** ⁽²⁾.

Le rapporteur ne peut donc que rappeler ce constat alarmant : à ce rythme de production et au degré actuel de connaissance des réserves, les sources d'énergie qui représentent près de 80 % de la consommation énergétique mondiale seront épuisées dans une cinquantaine d'années.

Les sources nucléaires sont des éléments utilisables comme combustibles. Seuls les isotopes atomiques sont mobilisables pour libérer de l'énergie. Un isotope est un atome qui possède, dans sa structure atomique, le même nombre d'électrons que de protons pour rester neutre, mais qui, en son noyau, a un nombre de neutrons différent. Les propriétés chimiques sont inchangées alors que les propriétés physiques sont différentes (l'atome est stable ou radioactif).

Selon l'Agence internationale de l'énergie atomique, on trouverait environ 8,1 millions de tonnes d'uranium naturel sur la planète, soit environ 130 ans de réserve grâce aux mines actuelles au rythme de production actuel et le double de temps en y intégrant les réserves estimées ⁽³⁾. L'énergie nucléaire représentait en 2021 environ **5 % de la consommation d'énergie primaire mondiale**.

(1) *D'après les réponses de l'IFPEN aux demandes complémentaires adressées par le rapporteur.*

(2) *MTE, Chiffres clés de l'énergie – édition 2022, novembre 2022, p. 46.*

(3) <https://www.iaea.org/fr/themes/la-production-duranium>

	Type	Caractéristique	Présence dans l'uranium naturel	Utilisation
Uranium 235	Isotope naturel de l'uranium	Fissile	0,7 %	Réacteurs à eau légère Réacteurs à sels fondus Réacteurs à neutrons rapides (RNR) Réacteurs uranium naturel graphite gaz (UNGG)
Uranium 238	Isotope naturel de l'uranium	Fertile	99,3 %	Réacteurs RNR Réacteurs UNGG
Uranium 233	Produit à partir de thorium 232	Fissile	-	Réacteurs à eau légère Réacteurs à sels fondus Réacteurs RNR
Plutonium 239	Produit à partir d'uranium 238	Fissile	-	Réacteurs RNR
Plutonium 241	Produit à partir de plutonium 240	Fissile	-	Réacteurs RNR

Source : rapporteur.

En complément des sources géologiques, d'autres sources d'énergies naturelles sont mobilisables et considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain : **les sources d'énergies renouvelables** comme le soleil, les masses d'air, l'eau, la biomasse et la chaleur du sous-sol terrestre.

La Terre tire toute son énergie d'une seule source : **le soleil**. Il émet des photons, particules élémentaires qui transportent de l'énergie dans un champ électromagnétique, qui n'ont ni charge ni masse et qui interagissent avec la matière en créant des électrons libres ou en excitant des atomes et des molécules. Par exemple, cela se produit lorsque la lumière frappe une cellule photoélectrique. Le rayonnement solaire, à travers les photons qu'il émet, permet de produire de l'énergie selon trois technologies différentes :

– la **technologie solaire photovoltaïque** est la seule permettant de produire directement de l'électricité. C'est au sein des cellules photovoltaïques, qui composent les panneaux, que les particules de lumière du soleil transfèrent leur énergie aux électrons d'un matériau semi-conducteur. Ces électrons se mettent alors en mouvement et créent un courant électrique collecté par une grille métallique très fine. Assemblées en série et en parallèle, puis protégées par différentes couches de matériaux afin de former un module photovoltaïque, ces cellules fournissent une tension et un courant électrique.

– **l'énergie sous forme thermique** peut être extraite du soleil, par des capteurs solaires thermiques, là aussi sous forme de panneaux. À la différence de la technologie photovoltaïque, aucune électricité n'est produite. La chaleur captée est transmise dans des absorbeurs métalliques et réchauffe ensuite un fluide caloporteur

qui circule dans un réseau de tuyau, pour alimenter un chauffage central ou produire de l'eau chaude sanitaire.

– la **technologie thermodynamique** permet de produire de l'électricité indirectement : le rayonnement solaire est transformé en chaleur, puis cette chaleur permet de produire de l'électricité. Le principe du solaire thermodynamique est de concentrer les flux de photons du rayonnement solaire à l'aide d'un dispositif optique (composé de miroirs) afin que l'énergie qu'ils comportent puisse chauffer un fluide caloporteur à une température élevée de 400 °C à 1,000 °C, permettant par la suite de produire de l'électricité par le biais de turbines à vapeur ou à gaz. Les principaux avantages de cette technologie sont le stockage partiel de l'énergie sous forme thermique et la production d'électricité à plus grande échelle ⁽¹⁾.

Le vent est issu de l'énergie primaire du soleil. Le soleil chauffe la Terre de manière inégale et les continents chauffent ainsi l'air. L'air chaud augmente en volume, est plus léger et rencontre un air froid en altitude. C'est à partir de la différence de pression entre des masses d'air chaud et d'air froid que naît le vent. Le mouvement des masses d'air peut être exploité : l'énergie cinétique du vent est convertie par un **système en énergie mécanique** qui actionne un générateur d'électricité.

Le mouvement de l'**eau** est historiquement utilisé par l'Homme à des fins énergétiques. Les premiers moulins à eau remontent en effet à l'Antiquité. L'énergie hydraulique est produite par l'utilisation de la force de l'eau pour générer de l'électricité. Cela peut se faire par plusieurs moyens.

Le **barrage hydraulique** est la méthode la plus répandue pour transformer l'énergie de l'eau en électricité. Dans la partie supérieure, l'eau et par extension son énergie potentielle est stockée. À sa chute, son énergie potentielle de pesanteur est convertie en énergie cinétique (en mouvement de l'eau, avec une vitesse et une accélération) qui actionne des turbines raccordées à un alternateur générateur d'électricité.

Dans le cas des **marées**, le flux et le reflux de l'eau permet de produire de l'électricité. À la marée montante, l'eau est stockée dans un réservoir puis libérée quand la différence de hauteur entre le niveau de la mer et le niveau du bassin est suffisamment importante. L'énergie marémotrice est alors captée et convertie soit en énergie mécanique (moulin à eau) soit en électricité à l'aide de turbines et d'alternateurs.

Dans le cas des **courants marins**, l'énergie cinétique des flux d'eau peut être captée pour créer de l'énergie mécanique puis transformée en électricité : c'est l'hydrolienne.

(1) La seule centrale solaire basée sur cette technologie en France se situe à Llo en Occitanie et a été mise en service en 2019. Si cette centrale est unique sur notre territoire, c'est parce qu'en France, hormis dans quelques zones très restreintes, l'ensoleillement direct n'est pas suffisant pour envisager des projets économiquement viables.

Enfin, les mouvements de la **houle**, c'est-à-dire des ondes qui se propagent dans l'eau au contact du vent, forment de l'énergie houlomotrice. Plusieurs technologies sont à l'étude afin de récupérer l'énergie houlomotrice et de la transformer en électricité comme les colonnes d'eau oscillantes (l'oscillation de l'eau agit comme un piston qui comprime de l'air afin d'actionner une turbine productrice d'électricité), ou encore les systèmes à déferlement (l'eau remplit un bassin surélevé puis l'eau est libérée en passant par une turbine productrice d'électricité).

L'énergie de rayonnement du soleil agit directement sur les matières organiques d'origine végétale, animale, bactérienne ou fongique. La **biomasse** désigne l'ensemble de ces matières qui peuvent se transformer en énergie potentielle chimique. Les matières permettent de produire l'électricité et/ou de la chaleur par trois grandes méthodes :

– par la **combustion** : le bois, les déchets, les végétaux, etc. sont directement brûlés et produisent de la chaleur, qui peut être transformée en électricité ;

– par la **gazéification** : il s'agit d'une transformation thermo-chimique dans le but d'obtenir un mélange gazeux combustible. La gazéification est utilisée comme source de production de chaleur, d'électricité (gaz sur turbines) ou d'hydrogène ;

– par la **méthanisation** : les matières sont transformées en biogaz par l'action de micro-organismes. Cette méthode crée deux produits. Le premier est le biogaz avec comme composant principal le méthane. Il est une source d'énergie qui peut être injectée directement dans le réseau de gaz naturel et utilisé pour produire de l'électricité (cogénération). Le second est un résidu, le « digestat », utilisé comme fertilisant.

L'énergie terrestre est l'énergie générée en continu par la chaleur des profondeurs de la Terre. La **géothermie** consiste à exploiter la chaleur naturelle stockée dans le sous-sol pour produire de l'énergie. L'eau chaude ou la vapeur stockées dans un réservoir souterrain sont utilisées telles quelles ou converties en électricité. La géothermie peut être utilisée pour produire de la **chaleur** :

– la géothermie pour les bâtiments, piscines, serres, piscicultures... Les réservoirs sont situés en couche peu profonde (quelques dizaines de mètres de profondeur). L'énergie thermique est utilisée pour chauffer des petites installations à l'aide de pompes à chaleur ou pour produire de l'eau chaude sanitaire ;

– les réseaux de chaleur : les réservoirs sont situés en couche moyennement profonde (quelques centaines de mètres). L'énergie captée peut produire du chaud et du froid.

La géothermie peut également être utilisée pour produire du **froid**, avec ou sans l'utilisation de pompes à chaleur. Le sous-sol devient alors source de froid

quand sa température est suffisamment basse pour rafraîchir un bâtiment ; c'est le cas l'été. La chaleur du sous-sol peut aussi être refroidie à l'aide de pompes à chaleur réversibles puis injectée dans un bâtiment.

Enfin, la géothermie profonde, entre 2 000 et 3 000 mètres, peut être utilisée pour produire de l'**électricité**, à travers deux méthodes :

– **en turbinant de la vapeur** : l'eau chaude sous pression remontée d'un puits de production perd progressivement de sa chaleur et arrive sous forme d'eau et de vapeur en raison de la perte de pression. La vapeur est utilisée pour actionner une turbine productrice d'électricité ;

– **par transfert d'énergie thermique à un fluide** : quand l'eau est moins chaude, elle est maintenue sous pression pour dissiper sa chaleur à un second fluide qui se vaporise à basse pression et basse température. La vapeur produite actionne une turbine productrice d'électricité.

Les sources d'énergie sont donc variées et permettent, après récupération et transformation, d'obtenir une énergie qui peut prendre différentes formes.

2. Des besoins assurés par l'ajustement de l'offre et de la demande

La politique énergétique française recherche notamment à établir l'équilibre entre l'offre et la demande. Elle doit permettre de prévoir en continu les formes d'énergie dont les consommateurs ont besoin afin d'adapter l'offre en fonction des **sources d'énergie** accessibles – celles disponibles sur le territoire (soleil, vent, eau, chaleur) et celles qu'il faut importer (gaz, pétrole, uranium) – et en fonction non seulement de la possibilité et des capacités à **transformer ces sources d'énergies en énergie** (électricité, chaleur, hydrocarbure), **mais aussi de la capacité à stocker et à transporter l'énergie**.

Pour que la France dispose de l'énergie dont elle a besoin, à chaque instant, et en dépit de la **variabilité** de l'offre et de la demande nationale, elle peut agir à la fois sur la production d'énergie et sur la consommation.

a. Le développement de l'offre par le déploiement de capacités de production et par les importations

Du côté de l'offre, il s'agit d'abord de disposer de **capacités de production** suffisantes et d'anticiper un éventuel volume **d'importations complémentaires**. Les **moyens de production** d'un pays varient en fonction des ressources dont il dispose et des technologies qu'il développe selon le mix énergétique qu'il choisit. **Disposer de capacités de production nationales suppose :**

– d'avoir déployé **des installations de production d'énergie** – ce qui nécessite d'avoir une **maîtrise suffisante des technologies** sous-tendant ces installations de production, en disposant des brevets, des savoir-faire et des compétences nécessaires à leur exploitation et à leur maintenance – et d'avoir

organisé la bonne **disponibilité des matières premières et des matériaux** indispensables à la construction et au fonctionnement des moyens de production (par exemple les matériaux critiques pour certaines énergies renouvelables ou l’approvisionnement en uranium pour le cas du nucléaire) ;

– de **maintenir** ces installations de production **en état fonctionnel** : parc de production nucléaire, installations de production d’électricité à partir d’énergie renouvelable (hydraulique, éolien, solaire, bioénergie), d’installations thermiques à combustible fossile (centrales à cycle combinée gaz, centrales à charbon, centrales au fioul, turbines à combustion alimentées au fioul ou au gaz, moyens de production thermique décentralisée) ;

– **d’organiser l’acheminement de l’énergie** du producteur au consommateur, qu’il soit résidentiel ou professionnel, *via* un réseau de transport et de distribution de l’énergie qui peut prendre différentes formes (par exemple lignes électriques et postes de transformation pour l’électricité, canalisations pour le gaz, raffinage, stockage puis acheminement pour le pétrole). Lorsque, comme c’est généralement le cas, les capacités de production nationales ne suffisent pas pour répondre à la demande, l’offre énergétique d’un pays peut encore s’appuyer sur **les importations d’énergie**.

Les importations permettent ainsi à un État de bénéficier de formes d’énergie dont il ne dispose pas sur son territoire, de compléter la production nationale, ou de suppléer l’indisponibilité ponctuelle des capacités de production. Cela impose toutefois de disposer des **infrastructures nécessaires à l’acheminement de l’énergie** : comme dans le cadre de l’acheminement de la production nationale du producteur au consommateur, il s’agit d’organiser les interconnexions au moyen d’un réseau de transport et de distribution bien dimensionné.

Encadré 1 : les réseaux de transport et de distribution des énergies

La distribution des différentes énergies de leurs lieux de production, d’extraction ou de stockage vers leur lieu de consommation est réalisée par des réseaux de transport et de distribution.

Les hydrocarbures, tels que le pétrole et le gaz naturel, sont transportés par pipeline, navires-citernes et camions-citernes pour approvisionner les raffineries et les centrales thermiques. Les produits pétroliers, tels que l’essence et le diesel, sont ensuite distribués par des stations-service et utilisés pour les transports routiers, maritimes et aériens.

La chaleur s’appuie sur un **système de distribution de chaleur** qui comprend une ou plusieurs unités de production de chaleur, un réseau de distribution dans lequel un fluide caloporteur transporte la chaleur vers des sous-stations d’échange alimentant un réseau de distribution secondaire qui dessert les bâtiments. Les réseaux de distribution de chaleur sont peu étendus puisque la chaleur ne peut être transportée sur de longues distances.

L’électricité et le gaz bénéficient de réseaux de transport et de distribution développés à grande échelle (internationale).

Le **gaz** est acheminé du lieu d'extraction au lieu de consommation par les gazoducs terrestres ou sous-marins - canalisations permettant le transport du gaz sous pression sur de longues distances -, ou par sa transformation en gaz naturel liquéfié (GNL) – notamment pour le transport en navire méthanier jusqu'au terminal méthanier. Le réseau de transport du gaz permettant d'acheminer le gaz jusqu'aux consommateurs finaux se compose d'un réseau principal le reliant aux réseaux voisins, aux lieux de stockage et aux terminaux méthaniers et d'un réseau régional permettant d'alimenter les réseaux de distribution et les consommateurs raccordés au réseau.

Le réseau d'**électricité** permet d'acheminer l'électricité depuis les lieux de production – centrales électriques, énergies renouvelables électriques – jusqu'au lieu de consommation.

b. La possibilité de réduire la demande énergétique par l'incitation

Du côté de **la demande**, il est également possible d'agir pour réduire la consommation d'énergie et maîtriser la consommation énergétique.

Il peut s'agir d'actions aux effets à la fois immédiats et durables, s'inscrivant dans une démarche de **sobriété énergétique**, concept qui renvoie à l'ensemble des actions et des changements de comportements et de modes de vie permettant de réduire la consommation énergétique.

À plus long terme et au-delà de la sobriété qui renvoie à une baisse de la consommation énergétique, qui se traduit par une réduction ou une évolution des usages, **l'efficacité énergétique** permet de consommer moins en améliorant les performances des appareils et des installations.

Outre ces différents leviers d'action permettant d'équilibrer l'offre et la demande, il s'avère aussi nécessaire de tenir compte des contraintes physiques pesant sur la gestion de l'électricité.

3. Les spécificités de l'électricité : le besoin d'un réseau adapté et de l'intervention permanente du gestionnaire

L'électricité prend la forme d'un flux d'électrons continu en déplacement dans un circuit électrique – partant des installations de production et allant jusqu'aux sites de consommation. Par construction, elle ne se transporte donc pas comme les autres énergies et se stocke difficilement.

NOTIONS FONDAMENTALES SUR L'ÉLECTRICITÉ

Courant électrique : il correspond au mouvement de porteurs de charge électrique (électrons) dans un matériau conducteur.

Tension électrique : elle correspond à la force du courant électrique qui circule dans un circuit. Elle est exprimée en volt (V).

Intensité électrique : elle correspond à la vitesse et à la quantité du courant électrique, c'est-à-dire du flux d'électrons dans un conducteur. Elle s'exprime en ampère (A).

Puissance électrique : elle correspond à la vitesse à laquelle l'énergie est délivrée. Elle est le résultat de la tension multipliée par l'intensité et se mesure en watt (W ou joule – J – par seconde).

Production ou consommation d'énergie : elle se définit par la puissance électrique sur un temps donné (watt-heure – Wh – ; kilowatt-heure – kWh – ; etc.).

Facteur de charge : il est le rapport entre le nombre d'heures de fonctionnement réel à pleine puissance et le nombre d'heures de fonctionnement théorique dans l'année. Pour les énergies renouvelables, ce facteur de charge évolue constamment en fonction de la force des vents, de la chaleur, des rayonnements, etc.

Les **technologies actuelles ne permettent en effet pas de stocker massivement l'électricité** en tant que telle. Le stockage d'électricité est toutefois effectué en convertissant le courant électrique en une énergie stockable ce qui permet de la stocker de quelques minutes à un temps long. Pour cela, le stockage peut être mécanique grâce à des stations de pompage (stations de transfert d'énergie par pompage – STEP –, représentant 99 % des capacités de stockage d'électricité dans le monde), par air comprimé ou par inertie (volant d'inertie). Le stockage peut également être chimique (hydrogène, *cf.* Encadré 10 : hydrogène actuel et perspectives d'avenir) ou électrochimique (batterie, le plus souvent à lithium-ion ou stockage stationnaire) ⁽¹⁾.

Le **stockage de l'électricité devient stratégique à grande échelle** dès lors que l'on développe des énergies intermittentes comme les énergies renouvelables, qui ne produisent pas ou très peu d'électricité pendant certaines périodes. En l'absence de capacités de stockage suffisantes pour répondre en continu à la demande d'électricité, il résulte l'obligation :

– de disposer d'un **réseau de transport et de distribution à l'échelle nationale** capable de supporter des contraintes fortes liées à la variation de la demande d'électricité – et donc de l'offre. Il doit être en mesure d'assurer un approvisionnement électrique suffisant et continu ;

– de maintenir à tout instant l'**équilibre du réseau** : la quantité d'électricité produite et injectée dans le réseau doit être égale, à tout moment, à la quantité d'électricité consommée.

(1) Cf. EDF, [Le stockage de l'électricité](#), 25 mai 2020.

Les **réseaux de transport et de distribution d'électricité** sont des ensembles d'infrastructures physiques constitués de lignes aériennes, de câbles souterrains et de transformateurs. Ils se déclinent sur trois niveaux ⁽¹⁾ :

– le **réseau de grand transport et d'interconnexion** (« autoroutes de l'énergie ») supporte une tension électrique importante (225 ou 400 kV) sur de longues distances. En France, il est géré par RTE (réseau de transport d'électricité) et au niveau européen par l'Organisation des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E) (cf. Encadré 2 : la gestion du réseau européen).

– les **réseaux régionaux supportent une tension moyenne** (63, 90, 225 kV) à l'échelle régionale. Ils sont gérés par les communes qui ont la possibilité de déléguer la gestion de leurs réseaux à un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) (ENEDIS ou des régies ou entreprises locales de distribution (ELD)) ;

– les **réseaux de moyenne et basse tensions** (400V ou 20kV) desservent les consommateurs finaux.

Tout changement au sein de ce réseau – ajout ou retrait d'une installation de production, de stockage, de consommation – **affecte son équilibre** et peut nécessiter un raccordement ou une adaptation de celui-ci. **Un déséquilibre du réseau peut affecter les équipements raccordés ou entraîner des coupures d'électricité.** L'absence d'adaptation des infrastructures du réseau entraîne un dépassement, sur certains axes et à certaines heures de la capacité maximale de transit des lignes concernées (dite congestion du réseau), dont l'occurrence pourrait se multiplier à mesure que la production électrique s'intensifiera ⁽²⁾.

Pour répondre à la hausse de la production d'électricité (développement du parc nucléaire, déploiement des énergies renouvelables) **le réseau doit être étendu en fonction de la localisation des futures installations de production.**

(1) Commission de régulation de l'énergie (CRE), *Présentation des réseaux d'électricité*, 26.01.2023. <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/presentation-des-reseaux-d-electricite>

(2) Dans son rapport « *futurs énergétiques 2050* » (p. 485 et s.), RTE identifie les zones de fragilité du réseau à couvrir en priorité en fonction des scénarios retenus. Ainsi des scénarios de déploiement homogène des énergies renouvelables et de l'autoconsommation sur le territoire engendrent des contraintes moins importantes sur le réseau qu'un scénario de nouveaux réacteurs nucléaires.

Encadré 2 : la gestion du réseau européen

Au niveau européen, la gestion du réseau d'électricité est assurée et coordonnée par l'**Organisation des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E)** qui regroupe 39 gestionnaires de réseau de transport (GRT) de 35 pays.

Pour accentuer la coordination des réseaux, le troisième paquet-énergie de 2009 ⁽¹⁾ crée le Réseau européen des gestionnaires de réseau, l'un pour le gaz et l'autre pour l'électricité (REGRT, *European association for the cooperation of transmission system operators – ENTSO-E*).

Le REGRT a pour objectif **d'assurer l'approvisionnement électrique permanent, la sécurité et la fiabilité du réseau européen**. Pour cela, l'association travaille avec les autorités nationales de régulation d'énergie et la Commission européenne ⁽²⁾.

En collaboration avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), le REGRT définit des règles et des codes techniques d'accès au réseau ; il coordonne son exploitation par l'échange d'informations et la mise en place de normes et de procédures de sécurité et d'urgence partagées. Il publie, tous les deux ans, un plan décennal d'investissement dans le réseau, révisé par l'ACER.

a. Les mécanismes de marché pour équilibrer le réseau

En France, **RTE (Réseau de transport d'électricité)**, propriétaire et gestionnaire du réseau d'électricité, a la charge d'assurer un équilibre entre l'offre et la demande en temps réel en surveillant le réseau, en maîtrisant les flux entre régions et entre pays et en anticipant les variations de consommation électrique à différents pas de temps.

Encadré 3 : RTE (Réseau de transport d'électricité)

Créé en 2000 dans le but de préparer l'ouverture du marché de l'électricité, RTE est chargé de gérer le réseau de transport d'électricité. RTE a réalisé un chiffre d'affaires de 4,7 milliards d'euros en 2020, et compte 9 438 collaborateurs.

Les activités de RTE consistent à gérer, exploiter et développer le réseau de transport d'électricité en France, en assurant la continuité et la sécurité de la fourniture d'électricité. Cela comprend la planification et la construction de nouvelles infrastructures, la maintenance des équipements existants, la gestion des flux d'électricité et l'intégration des énergies renouvelables.

(1) Le 3^{ème} paquet énergie harmonise les conditions de concurrence au sein de l'Union en vue de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Il se compose de deux directives relatives aux marchés de l'électricité et du gaz (2009/72/CE et 2009/73/CE), de deux règlements concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (règlement (CE) n°714/2009) d'une part, et les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel (règlement (CE) n° 715/2009) d'autre part, ainsi que du règlement (CE) n° 713-2009 créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

(2) Entsoe, Déclaration de mission, consultée le 14 mars 2023. <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

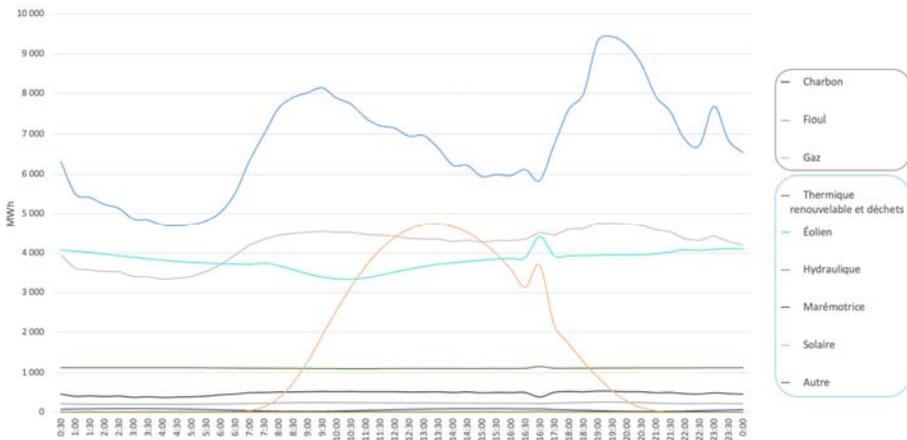
La démarche de **surveillance et de prévision** assurée par RTE s'étalonne **du très court terme** (temps réel), **au long terme** (3 ans) voire **au très long terme** s'agissant des rapports de prospective sur plusieurs décennies (ex : futurs énergétiques 2050) et nécessite :

– de **prévoir des trajectoires de consommation** – présentées dans ses bilans prévisionnels annuels ;

– de **prendre en compte les aléas météorologiques et la disponibilité du parc de production**, notamment affectés par les opérations de maintenance s'agissant du parc nucléaire ou par l'intermittence des énergies pour les installations renouvelables.

Les énergies renouvelables sont dites intermittentes, c'est-à-dire que leur disponibilité varie. L'inconstance des éléments naturels (vent, soleil) entraîne des variations de production d'énergie. Cette variabilité de la production, ou intermittence, crée un **défi pour l'équilibre des réseaux** qui doivent absorber des pics de production dont l'importance croît à mesure que les énergies renouvelables, dont certaines comme l'éolien ne produisent pas d'électricité pendant une longue période dans la journée, sont déployées.

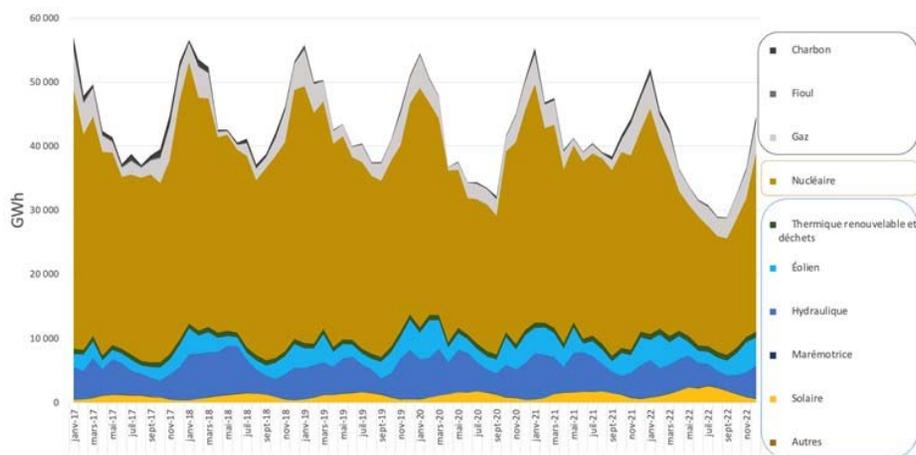
Figure 1 : évolution moyenne de la production d'électricité en France par filière et par heure entre 2017 et 2022 (hors énergie nucléaire)



Source : rapporteur, d'après les données transmises par RTE.

Lecture : moyenne de la production d'électricité en France, par filière et par heure, entre 2017 et 2022 - la contribution des différentes filières à la production électrique quotidienne varie au cours d'une journée.

Figure 2 : évolution de la production mensuelle d'énergie par énergie depuis 2017 (en GWh)



Source : rapporteur, d'après les données transmises par RTE

Lecture : évolution de la production mensuelle d'énergie par filière depuis 2017 - la contribution des différentes filières à la production électrique annuelle varie au cours de l'année (saisonnalité).

RTE prévoit l'offre et la demande d'électricité afin de coordonner la stratégie des différents acteurs – producteurs d'électricité ; distributeurs ; consommateurs – et anticipe le surplus ou le déficit de production qu'il équilibre au moyen de **mécanismes de marché** ⁽¹⁾ :

- **les marchés de gros** permettent d'échanger de grandes quantités d'électricité pour un approvisionnement à grande échelle et au niveau européen à un prix fixé en fonction du coût marginal de production du dernier MWh produit. Or, lorsque la demande est forte, les centrales thermiques à énergie fossile sont sollicitées et ce dernier MWh est produit quasi-systématiquement à partir du gaz ou du charbon dont les coûts marginaux sont bien supérieurs ⁽²⁾. Ils se déclinent en fonction des produits échangés et des horizons considérés :

- **le marché « spot »** (*bourses EPEX Spot et Nord Pool Spot*) sur lequel des volumes d'électricité sont échangés à très court terme (jour-même ou lendemain) à un pas horaire ou demi-horaire avec des échéances allant jusqu'à H-1 ;

- **les marchés à terme** (*bourse EEX*) sur lesquels des volumes sont échangés à court et moyen terme (au-delà du lendemain et jusqu'à trois ans à

(1) *Cour des comptes, L'organisation des marchés de l'électricité, juillet 2022.*

(2) *Depuis le début du conflit en Ukraine, les prix des marchés de gros sont particulièrement volatiles. Ainsi, alors que la Cour des Comptes estime que le coût de production d'un MWh par le parc nucléaire français se situe entre 43,8 et 64,8€ (cf. Cour des Comptes, [Rapport sur l'analyse des coûts du système de production électrique en France](#), 13 décembre 2021), un pic a notamment été enregistré le 26 août 2022 sur les prix de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 : le prix du MWh s'élevait à 1 840€ pour le premier trimestre 2023 et 1 115€ pour l'année 2023 (cf. Commission de régulation de l'énergie, [Rapport sur les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2022](#), décembre 2022).*

l'avance) et sur une période de temps donnée (un an, un semestre, un mois, un week-end, un jour) ;

Figure 3 : formation des prix spot de l'électricité

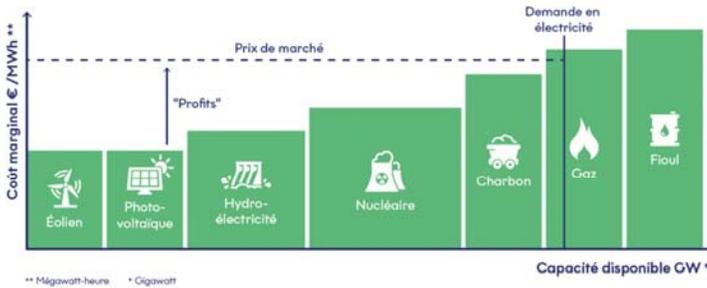


Illustration de la formation des prix de l'électricité sur le marché européen, d'après Engie et ACE Energie. Le prix de l'éolien "suit" par exemple le prix de la dernière centrale productrice, ici à gaz -

Source : Toute l'Europe

• le **marché de détail de l'électricité** ⁽¹⁾ sur lequel les fournisseurs d'électricité vendent des quantités d'électricité aux consommateurs finaux (ménages, entreprises, etc.). En France, deux offres sont proposées aux consommateurs : les offres de marché (à prix fixe ou à prix indexé) et les tarifs réglementés de vente (TRV) déterminés par les pouvoirs publics.

b. Les différents contrats d'achat d'électricité (CAE)

L'électricité achetée par les fournisseurs sur ces différents marchés est ensuite revendue aux consommateurs à différents prix selon le contrat concerné.

Depuis le 1^{er} juillet 2009, les marchés français de l'électricité et du gaz naturel sont ouverts à la concurrence. Chaque consommateur est donc libre de choisir son fournisseur pour conclure le contrat qu'il souhaite.

La vente et l'achat d'électricité sont encadrés par des contrats d'achat d'électricité (CAE ou **power purchase agreement - PPA**). Sur le marché de détail de l'électricité, les clients peuvent souscrire à deux types de contrats distincts.

En France, les **contrats aux tarifs réglementés de vente (TRV)** ne sont ainsi proposés que par les fournisseurs historiques (EDF et environ 100 entreprises locales de distribution (ELD)). Couvrant 98 % de la consommation nationale d'électricité ⁽²⁾, ils permettent aux consommateurs détenteurs d'un contrat d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA d'acheter leur énergie à un prix fixé par les pouvoirs publics.

(1) Commission de régulation de l'énergie (CRE), Marché de détail de l'électricité, 1^{er} août 2022. <https://www.cre.fr/Electricite/marche-de-detaill-de-l-electricite>.

(2) CRE - Observatoire, Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel – 2^{ème} trimestre 2021.

Les CAE ont été marqués par la création de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) par la loi NOME ⁽¹⁾ du 7 décembre 2010 instaurant un droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité nucléaire à prix régulé à EDF pour alimenter des clients finaux situés en France métropolitaine.

Les **contrats d'offre de marché** sont, quant à eux, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs, ces contrats varient selon les fournisseurs. Les offres peuvent être à **prix variable** indexé sur les TRV ou sur d'autres produits (*prix spot*, ARENH, etc.) ou à **prix fixe** selon les modalités contractuelles retenues (prix de l'énergie constant mais abonnement évolutif ; prix de l'énergie et abonnement constant ; etc.). Elles peuvent également se distinguer par leurs produits, sur le modèle des offres vertes qui proposent uniquement de l'électricité renouvelable.

Les prix de vente de l'énergie proposés par les fournisseurs intègrent des **coûts identiques** à tous les fournisseurs (accès aux réseaux dont les tarifs sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE)) et des **coûts variables** (coût de production et commerciaux, marge, etc.). À ces coûts, s'ajoutent également des contributions et taxes assumées par le client :

– la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) permettant de financer les droits d'assurance vieillesse des personnes du régime des industries électriques et gazières ;

– la contribution au service public de l'électricité (CSPE), également nommée taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) ;

– les taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) définies par chaque commune et appliquées aux contrats inférieurs ou égaux à une puissance de 250kVa. Depuis le 1^{er} janvier 2021, ces taxes se restreignent à la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCGE) ;

– la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) s'élevant à 5,5 % ou 20 % selon la puissance souscrite.

c. Les mécanismes d'équilibrage du réseau

Le travail précis de prévision de l'offre et de la demande d'électricité effectué par RTE n'efface pas une **partie résiduelle d'incertitude** induite par :

– la **variabilité de l'offre**, c'est-à-dire de la production d'électricité (intermittence) ;

– la **variabilité de la demande**, fonction de nombreux facteurs : l'activité des consommateurs ; les changements de saisons et les variations des conditions météorologiques qui en résultent, qui ont un impact qui se vérifie à l'aune de la

(1) Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

thermo-sensibilité française⁽¹⁾ ; le calendrier (week-end, vacances, jours fériés) qui a également un impact sur la consommation électrique, de même que l'heure de la journée (des pics de consommation journaliers sont observés le soir et le matin).

S'il constate un écart entre production et consommation, RTE peut **agir sur la production d'électricité**, en demandant la hausse ou la baisse d'une unité de production. Cela pose la question du dimensionnement du parc de production national, qui, si on fait abstraction des interconnexions, doit permettre de couvrir tant la base que la pointe de consommation. Il est ainsi utile de disposer de capacités de production pilotables, mobilisées pour faire face à la pointe.

Depuis 2017, le **mécanisme de capacité**⁽²⁾ oblige les fournisseurs à prouver qu'ils ont la disponibilité suffisante pour faire face aux pointes, grâce à des contrats avec des opérateurs.

Les acteurs échangent les garanties de capacité⁽³⁾ *via* des sessions de marché organisées ou de gré à gré. Le détail des transactions est publié dans le registre des garanties de capacité. Pour les enchères, les volumes échangés et les prix (€/garantie) sont publiés, en toute transparence, sur le site d'EPEX Spot.

L'année de livraison, RTE signale les jours de pointe durant lesquels les acteurs doivent remplir leurs engagements respectifs (jours PP1 pour les fournisseurs, jours PP2 pour les producteurs et autres exploitants de capacité).

Après l'année de livraison, RTE notifie aux fournisseurs leur niveau d'obligation final et calcule la disponibilité réelle des capacités. Les écarts donnent lieu à des règlements financiers.

Du côté de la demande, des **mécanismes d'équilibrage du réseau** ont également été mis en place par RTE telles que des **mesures fondées sur le marché**. Dans les zones non interconnectées, il s'agit des mesures d'exploitation normale du réseau. En France continentale, il s'agit essentiellement du « *redispatching*⁽⁴⁾ » ou de *contreparties*⁽⁵⁾. D'après le plan de préparation aux risques, les **réserves primaires et secondaires** sont activées automatiquement pour contenir la déviation

(1) En raison notamment du chauffage électrique, il existe un lien entre la température extérieure et les pointes de consommation électrique.

(2) Le mécanisme a été institué par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME). Après une phase de concertation, il a été approuvé sous condition par la Commission européenne le 8 novembre 2016, et n'est donc opérationnel pour les acteurs du marché de l'énergie que depuis 2017. Ce dispositif complète le marché de l'énergie en vue d'atteindre l'objectif de sécuriser l'alimentation électrique française à moyen-terme en couvrant le risque lors des pointes hivernales.

(3) Réponses de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) au questionnaire adressé par le rapporteur.

(4) Le plan de préparation aux risques précité définit le *redispatching* comme « une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système » (cf. réponses de la DGEC au questionnaire adressé par le rapporteur).

(5) Le plan précité définit l'échange de contrepartie comme un échange entre zones entrepris par des gestionnaires de réseau entre deux zones de dépôt des offres pour soulager une congestion physique ».

de fréquence, rétablir la fréquence à 50 Hz et ramener à leur valeur prévue les échanges d'énergie aux frontières.

Le **mécanisme d'ajustement**, ou « **réserve tertiaire** », mis en place en 2003, permet d'équilibrer le réseau par l'activation d'une capacité de production ou **d'effacement**. La réserve tertiaire est activée manuellement par un dispatcher de RTE pour compléter la réserve secondaire, s'y substituer, ou pour résoudre des contraintes sur le réseau de transport résultant d'un excès ou d'un manque local de production.

L'effacement consiste en une **baisse totale ou partielle ponctuelle**, sur sollicitation, et contre rémunération, de la consommation de sites de soutirage d'électricité. En raison du bénéfice qu'il apporte au système électrique (il réduit la tension sur l'équilibre offre-demande) l'effacement est valorisé sur le marché : une rémunération compense l'inconfort occasionné pour le consommateur l'acceptant. Le volume d'offre d'effacement retenu pour l'année 2023 est de 2 702 MW, soit en hausse pour la troisième année consécutive (+ 36 % par rapport à 2022).

Lorsque le fonctionnement normal du réseau est menacé de manière grave et immédiate, le gestionnaire du réseau électrique, RTE, peut en effet déclencher en quelques secondes le **mécanisme d'interruptibilité**, qui lui permet d'interrompre instantanément l'approvisionnement d'un consommateur à profil de consommation interruptible, tel qu'un industriel, contre dédommagement financier. L'interruption est réalisée sur un délai très court : RTE peut interrompre un ou plusieurs consommateurs industriels en moins de 5 secondes. Cinq sites ont été retenus pour 531 MW contractualisés *via* un appel d'offres pour l'année 2023.

L'organisation d'un **délestage**, qui consiste à effectuer des coupures d'électricité temporaires de courte durée (2 heures maximum consécutives), peut aussi être envisagée, même si ce type de mesure se raréfie grâce à l'utilisation accrue des interconnexions avec les réseaux des pays limitrophes. Le délestage est activé en dernier ressort par le gestionnaire de réseau en cas de procédure de sauvegarde du réseau, et n'ouvre pas droit à rémunération.

Les moyens de production électrique se mettent généralement à produire suivant leur ordre de préséance économique, par coût marginal croissant des installations jusqu'à satisfaire la demande. Le caractère plus ou moins polluant des différents systèmes de production électrique est un autre critère pouvant conduire à n'activer certaines capacités de production qu'en dernier ressort.

Assurer l'approvisionnement énergétique du pays tout en poursuivant l'objectif de décarbonation passe donc à la fois par la maîtrise de la demande d'énergie, par la production nationale d'énergie décarbonée dont relèvent les énergies renouvelables et le nucléaire, et par la diversification des approvisionnements pour les importations qui s'imposent.

Pour autant, la sécurité d'approvisionnement énergétique ne saurait être confondue avec l'indépendance énergétique, qui relève du mirage.

B. UN MIRAGE : L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE, AU SENS DE L'AUTONOMIE DE PRODUCTION

L'ensemble des personnalités auditionnées par la commission, qu'il s'agisse des experts indépendants, des responsables des instituts de recherche ou des administrations en charge des questions énergétiques, ont partagé un constat clair : l'indépendance énergétique, au sens d'une autonomie complète de production, n'existe pas (1).

Certes, la mesure du « taux d'indépendance énergétique », qui constitue un outil statistique imparfait peut donner une idée de la dépendance énergétique des États ; de ce point de vue, la France apparaît dans une position au-dessus de la moyenne européenne (2).

Mais l'analyse du modèle énergétique des pays présentant les plus faibles taux de dépendance confirme le fait que la poursuite de l'indépendance énergétique en France est illusoire : les pays réputés les moins dépendants énergétiquement présentent des caractéristiques géographiques spécifiques ou fondent leur approvisionnement énergétique sur un mix ne répondant pas à l'objectif de décarbonation de l'énergie que poursuit la France (3).

1. Le concept d'indépendance énergétique fondé sur la notion d'autonomie est en pratique inatteignable

L'indépendance énergétique a été définie comme « *la capacité d'assurer de manière autonome l'approvisionnement et la production d'énergie dont les citoyens ont besoin* » (1) par M. Daniel Verwaerde, administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique (CEA) de 2015 à 2018, ou encore comme la « *capacité d'un pays à satisfaire de manière autonome des besoins énergétiques, donc à maximiser la production locale d'énergie nécessaire à la population et aux activités industrielles* » (2), par M. Pascal Colombani qui occupait la même fonction quinze ans auparavant (1999-2002).

En dépit de ces nuances, un consensus a rapidement émergé parmi les différents acteurs et analystes de la politique énergétique française sur le fait qu'historiquement, **la France n'a jamais été totalement indépendante sur le plan énergétique**. C'est une idée que M. Jean-Marc Jancovici, professeur à Mines Paris, a avancée en préambule de son audition : schématiquement, « *la France n'a jamais été indépendante énergétiquement depuis qu'elle a quitté l'ère des énergies renouvelables. Nous étions indépendants énergétiquement à l'époque où nous utilisions exclusivement les pierres et le bois du sol français pour construire des moulins à vent et à eau ainsi que le bois et l'herbe française pour faire avancer des animaux de trait* » (3).

(1) Audition de M. Daniel Verwaerde, 6 décembre 2022.

(2) Audition de M. Pascal Colombani, 30 novembre 2022.

(3) Audition de M. Jean-Marc Jancovici, 2 novembre 2022.

Le professeur M. Yves Bouvier a confirmé que « *la France n'a jamais réellement connu d'indépendance énergétique* », mais que « *la quête d'indépendance énergétique représente un horizon politique* »⁽¹⁾, dont on peut trouver l'origine à l'issue de la Première Guerre mondiale, lorsqu' « *émerge l'idée d'une coordination des politiques énergétiques par secteur, portée notamment par Henry Bérenger* »⁽²⁾.

Au-delà de l'analyse historique, le consensus a également émergé quant au mirage que constitue l'indépendance énergétique totale. Pour M. Jean-Marc Jancovici déclare ainsi que « *l'indépendance n'existe pas stricto sensu* »⁽³⁾. Pour M. Cédric Lewandowski, directeur exécutif du Groupe EDF en charge de la direction du Parc nucléaire et thermique, « *l'indépendance énergétique absolue est impossible à atteindre* »⁽⁴⁾. Pour M. Jean-Bernard Lévy, ancien président-directeur général (PDG) d'EDF, « *l'indépendance totale n'est pas réaliste, même dans le cadre communautaire* »⁽⁵⁾.

Cet objectif apparaît d'autant plus illusoire au regard de la situation française actuelle. Une telle indépendance impliquerait de disposer de toutes les matières premières et composants indispensables à la construction des installations de production, d'en maîtriser complètement la technologie et la chaîne industrielle, ainsi bien sûr que de disposer de l'éventuel carburant nécessaire.

Sans même entrer dans le débat de savoir si l'indépendance énergétique totale est souhaitable⁽⁶⁾, elle est donc, du point de vue des experts auditionnés, **inatteignable.**

(1) M. Yves Bouvier rappelle encore que lors du premier choc pétrolier, le constat du fait que la France importe environ les trois-quarts de l'énergie qu'elle consomme, « justifie auprès de l'opinion publique le programme nucléaire dans le plan Messmer, qui permet à la France d'accéder à un taux d'indépendance de l'ordre de 50 % à partir du milieu des années 1980, sachant que la totalité de l'uranium est importée » ; Audition de M. Yves Bouvier, professeur des universités, Groupe de recherche Histoire (GRHis), Université de Rouen, 2 novembre 2022.

(2) Sénateur de Guadeloupe de 1912 à 1945, président de la délégation française aux conférences interalliées du pétrole de 1918 ; diplomate, ambassadeur de France aux États-Unis de 1925 à 1926 ; écrivain, auteur du livre *Le Pétrole et la France*, 1920, aux éditions Flammarion.

(3) M. Jean-Marc Jancovici a souligné, lors de son audition, qu'une réelle indépendance énergétique n'est atteignable qu'à condition qu'« un pays maîtrise sur son sol la totalité des énergies actuellement utilisées dans le monde et exploite sur son territoire la totalité des mines métalliques nécessaires pour fournir les dispositifs d'extraction de l'énergie et de transformation en des vecteurs énergétiques permettant d'alimenter nos machines ».

(4) Audition de M. Cédric Lewandowski, 19 janvier 2023.

(5) Audition de M. Jean-Bernard Lévy, 14 décembre 2022.

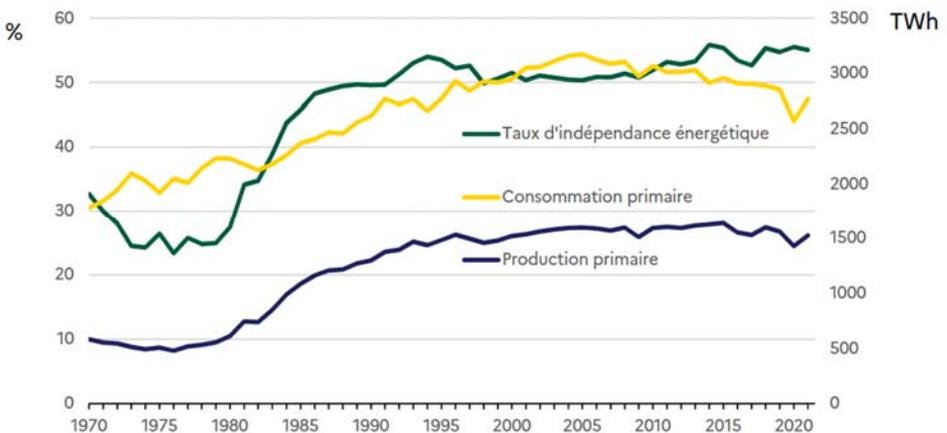
(6) Lors de son audition, M. Marc-Antoine Eyl Mazzega, directeur du Centre énergie et climat de l'Institut français des relations internationales (IFRI) a par exemple considéré que la quête d'une indépendance énergétique n'avait pas de sens en raison de son caractère techniquement et économiquement inatteignable, des coûts extrêmement élevés qu'elle impliquerait, et du gain à être interdépendants. Il considère dès lors l'indépendance énergétique comme étant ni possible, ni souhaitable. Audition du 24 novembre 2022.

2. La mesure statistique imparfaite de l'indépendance énergétique place la France à un niveau relativement élevé et en augmentation

Des outils statistiques proposent de mesurer le taux d'indépendance ou de dépendance énergétique des États. En dépit des réserves méthodologiques qu'il est possible de leur opposer, l'observation des résultats auxquels ils aboutissent montrent que **la France se situe parmi les pays européens les plus indépendants énergétiquement.**

En France, l'indépendance énergétique est appréhendée au moyen de l'indicateur statistique défini par l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE) du taux d'indépendance énergétique. Il mesure, pour une année donnée, le rapport entre la production nationale d'énergie primaire (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et la consommation en énergie primaire⁽¹⁾. Ce taux s'élève, pour la France, à 55 % en 2021, contre 25 % au milieu des années 1970, avant la mise en œuvre du plan Messmer de construction du parc nucléaire. Sur la période 2005-2021, le taux d'indépendance énergétique de la France enregistre une progression constante.

Figure 4 : évolution du taux d'indépendance énergétique de la France



Source : SDES, bilan énergétique provisoire 2021 transmis par le SDES à la commission d'enquête.

Lecture : le taux d'indépendance énergétique mesure le rapport entre la production primaire et la consommation primaire.

(1) Selon l'INSEE, l'énergie primaire est l'ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Ce sont principalement le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie du vent, la géothermie et l'énergie tirée de la fission de l'uranium. On entend par production d'énergie primaire tout type d'extraction, sous une forme directement utilisable, de produits énergétiques à partir de sources naturelles. Il peut s'agir de l'exploitation des sources naturelles (par exemple dans les mines de charbon, les champs de pétrole brut et les centrales hydrauliques) ou de la fabrication de biocarburants. La consommation d'énergie primaire est égale à l'ensemble des consommations d'énergie de l'économie sous forme primaire (c'est-à-dire non transformée après extraction), et marginalement sous forme de dérivés non énergétiques (goudrons, bitume, lubrifiants...). En d'autres termes, une consommation d'énergie primaire supérieure à une production d'énergie primaire traduit le recours aux importations. Plus ce rapport est faible, plus le recours aux importations est élevé.

Ce premier indicateur fait l'objet de critiques ⁽¹⁾ au motif qu'il **intègre, dans la production primaire, la vapeur primaire issue des combustibles nucléaires**. Cette vapeur primaire, trois fois plus importante que la quantité d'électricité produite, est donc considérée comme française alors qu'elle provient de la combustion de combustibles importés.

Cette méthode de calcul de l'indépendance, intégrant les importations, entre en contradiction avec « *les conventions internationales sur les statistiques de l'énergie (qui) considèrent comme énergie primaire la chaleur issue de la réaction et non le combustible nucléaire lui-même* », précise le ministère de la Transition écologique ⁽²⁾.

Pour autant, cette méthode de calcul revêt une certaine cohérence au regard de la composition du mix énergétique français. M. Pascal Colombani, ancien administrateur général du CEA, souligne que l'intégration de **l'uranium plutôt que la chaleur issue de la réaction nucléaire dans le calcul de l'énergie primaire ferait chuter ce taux à 12 %** ⁽³⁾. Certes, l'accès au combustible nucléaire est « *sans commune mesure avec notre dépendance au pétrole et au gaz* » (voir II, D, 2, d), ce qui peut justifier de retenir l'énergie nucléaire et non l'uranium importé pour appréhender l'indépendance énergétique française, mais l'objection demeure importante.

Pour M. David Marchal ⁽⁴⁾, la consommation d'énergie finale – c'est-à-dire la consommation primaire moins les volumes liés aux pertes intervenues dans les transports, l'utilisation d'une certaine quantité dans la transformation de ces énergies ou dans des usages non-énergétiques, mais aussi la partie d'énergie non utilisée - « *montre bien à quel point la France dépend de ces importations, à la fois d'énergies fossiles mais aussi de combustibles pour nos centrales nucléaires* ».

Pour dépasser ces limites, M. David Marchal propose un calcul alternatif : élaborer un indicateur de mesure incluant la question des matériaux et des ressources nécessaires au fonctionnement des différentes sources d'énergie, qui présentent certaines vulnérabilités en matière d'énergies renouvelables (voir I, D, 3, d, i). Selon lui, il conviendrait en fait de concevoir la notion de souveraineté énergétique **en incluant l'intégralité des combustibles importés**, y compris les combustibles nucléaires – contrairement à la nomenclature internationale qui les considère comme du minerai.

(1) *Audition de M. David Marchal, directeur exécutif adjoint à l'expertise et aux programmes de l'Agence de l'environnement de la maîtrise de l'énergie (ADEME), 17 novembre 2022.*

(2) *Ministère de la Transition écologique, Bilan énergétique de la France pour 2020, janvier 2022, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2020/pdf/bilan-energetique-de-la-france-pour-2020.pdf>*

(3) *Selon ce même bilan énergétique, p. 28 : « Dans le cas de la France, qui a recours intégralement à des combustibles importés (utilisés directement ou après recyclage), le taux d'indépendance énergétique perdrait environ 40 points de pourcentage, pour s'établir autour de 12 % en 2019, si l'on considérait comme énergie primaire le combustible nucléaire plutôt que la chaleur issue de sa réaction. »*

(4) *Audition David Marchal, directeur exécutif adjoint à l'expertise et aux programmes à l'ADEME, 17 novembre 2022.*

Ainsi, sur la consommation d'énergie finale française, d'environ 1 600 TWh en 2020 ⁽¹⁾, les énergies entièrement produites en France – principalement composées d'énergies renouvelables – représentent à peu près 19 % : **la consommation d'énergie finale française dépendrait alors à 81 % de combustibles importés** ⁽²⁾.

À cette analyse on peut répondre que **la part de valeur ajoutée liée à l'importation de l'uranium est faible – elle ne représentait en effet qu'entre 5 et 7 % du coût de production** ⁽³⁾ –, ce qui permet de considérer l'essentiel de la production électronucléaire comme française.

Selon M. David Marchal, il serait également nécessaire d'intégrer à ce nouvel indicateur **la dépendance aux matériaux stratégiques des filières industrielles** qui composent notre mix énergétique même si « *cette dépendance sur les matériaux est stratégique à moyen terme mais ne revêt quand même pas le même caractère d'urgence que la dépendance sur les combustibles* ». « *Si nous voulions faire un véritable calcul, il conviendrait sans doute d'y inclure les consommations intermédiaires et les matériaux utilisés dans les différentes filières de production d'énergie ainsi que leur provenance* » ⁽⁴⁾.

En tout état de cause, la très faible variation du taux d'indépendance énergétique de la France sur les trente dernières années (le taux était de 55 % en 1995, est descendu à 50 % sur la décennie 2000-2010, avant de remonter à 55 % en 2015) **ne permet pas de mesurer pleinement l'évolution du mix énergétique** depuis 30 ans, et l'évolution des vulnérabilités qu'il présente.

Ces réserves étant faites, **la comparaison internationale des taux de dépendance des différents États peut permettre de mieux apprécier la situation de la France**, notamment grâce au taux de « dépendance aux importations énergétiques » ⁽⁵⁾ produit par Eurostat et qui mesure le rapport entre les importations

(1) SDES, *Chiffres clés de l'énergie – Édition 2021*, p. 25.

(2) Selon le même raisonnement, la production primaire d'énergie ne serait plus indépendante qu'à 14 %.

(3) Jusqu'en 2021. Les cours sont à la hausse depuis avec la perspective d'un développement mondial du nucléaire.

(4) D'après les éléments transmis par l'ADEME, l'indicateur aboutit à trois résultats différents selon trois méthodes de calcul reposant sur la prise en compte des sources d'énergie primaire (combustibles fossiles, uranium et énergies renouvelables) et leur caractère importé. S'il est fondé, en énergie primaire, en considérant que toute la vapeur d'origine nucléaire utilisée pour faire de l'électricité est importée : le taux est de 14 %. S'il est fondé, en énergie finale, en considérant que la part de la consommation énergétique finale couverte par de l'uranium (20 % en 2020) est importée, il est de 19 % ; Si, toujours en énergie finale, il est considéré que la part de la consommation énergétique finale couverte par de l'uranium est française (avec l'argumentaire selon lequel la part de valeur ajoutée liée à l'importation du minerai est faible), il atteint 39 %. Audition David Marchal, Directeur exécutif adjoint à l'expertise et aux programmes à l'ADEME, 17 novembre 2022.

(5) Cet indicateur est défini par le rapport entre les importations nettes et l'énergie brute disponible. Les importations nettes correspondent aux importations minorées des exportations. L'énergie brute disponible correspond à l'énergie totale pour toutes les activités sur le territoire d'un pays : elle comprend la transformation d'énergie, les pertes et l'utilisation de matières fossiles pour des usages non-énergétiques.

nettes (importations déduction faite des exportations) et l'énergie brute disponible ⁽¹⁾.

Ce taux indique que la dépendance de l'Union européenne (UE-27) aux importations d'énergie oscille, depuis les années 1990, entre 40 et 60 % - partant d'un taux de 50 % en 1990 pour atteindre 55,5 % en 2021 ⁽²⁾. La comparaison des taux européens permet de constater que, depuis 2013, **tous les États membres sont importateurs nets d'énergie** ⁽³⁾ mais le sont très inégalement ⁽⁴⁾. En effet, en 2021, les États de l'UE présenteraient une très grande variété de situations, d'un taux de dépendance de près de 100 % pour certains (97 % pour Malte, 89,5 % pour Chypre, et 92,5 % pour le Luxembourg) à 1 % pour d'autres (Estonie). ⁽⁵⁾

Les données retenues pour 2021 permettent de constater que **la France se situe parmi les États européens les moins dépendants énergétiquement** avec un taux s'élevant à 44,2 %. Elle serait le 9^{ème} pays le plus indépendant énergétiquement de l'Union européenne, avec un écart de plus de 13 points par rapport à la moyenne européenne (cf. figure 5 : taux de dépendance énergétique des États membres de l'Union européenne en 2021)

Sept pays présentent des taux inférieurs à celui de la France, étant souligné que la Pologne, la Finlande, la République Tchèque et la Bulgarie qui précèdent la France au classement présentent un taux proche du taux français, autour de 40 % de dépendance.

(1) Eurostat retient pour l'**énergie brute** disponible, l'énergie totale pour toutes les activités sur le territoire d'un pays : elle comprend la transformation d'énergie, les pertes et l'utilisation des matières fossiles pour des usages non-énergétiques.

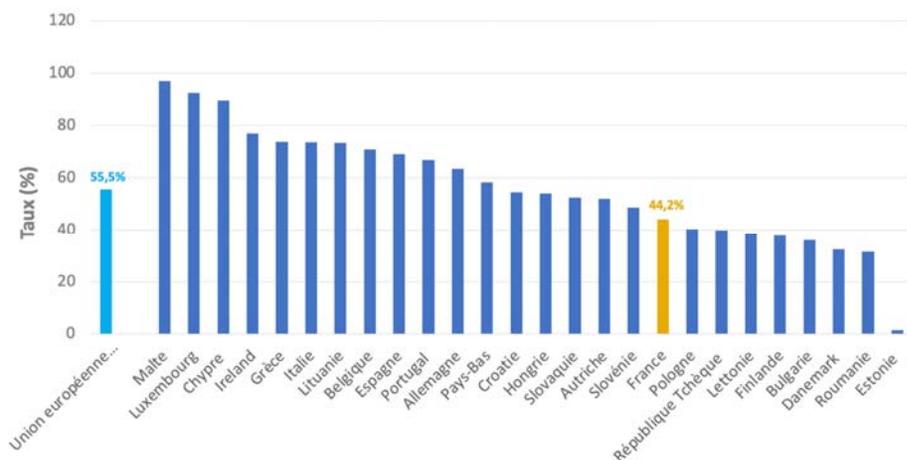
(2) D'après les données d'Eurostat, 2023.

(3) Réponses écrites d'Eurostat au questionnaire du rapporteur.

(4) En 2020, trois États étaient presque entièrement dépendants énergétiquement de l'extérieur : les îles de Malte et de Chypre, ainsi que le Luxembourg, avec des pourcentages entre 92,5 % et 97,6 %. La France possède un taux de dépendance aux importations énergétiques de 44,5 %, derrière l'Italie (73,5 %), l'Espagne (67,9 %) et l'Allemagne (63,7 %), et juste devant la Pologne (42,8 %). Les taux de dépendance aux importations énergétiques les plus faibles ont été observés en Estonie (10,5 %), en Roumanie (28,2 %) et en Suède (33,5 %). Réponses écrites d'Eurostat au questionnaire du rapporteur.

(5) d'après les données d'Eurostat, 2023.

Figure 5 : taux de dépendance énergétique par États membres de l'Union européenne en 2021

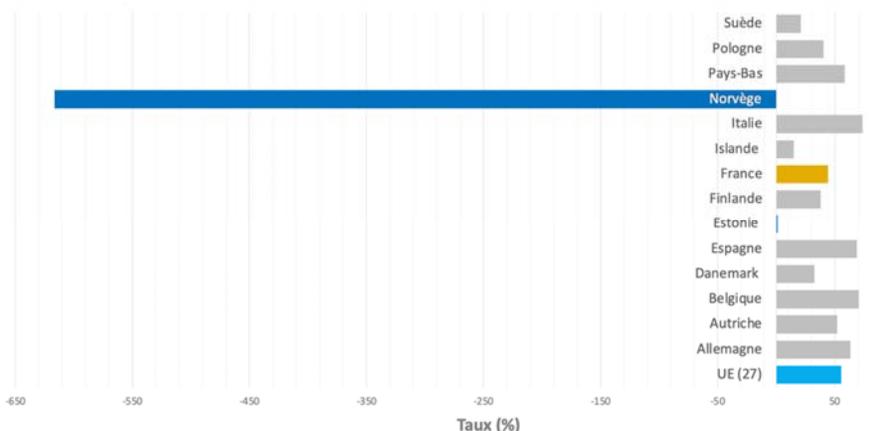


Source : rapporteur, d'après les données Eurostat.

Lecture : le taux de dépendance aux importations mesure le rapport entre les importations nettes (importations déduction faite des exportations) et l'énergie brute disponible.

Cette position relativement meilleure de la France s'avère d'autant plus nette lorsqu'on la compare à des pays aux caractéristiques démographiques et économiques proches. Le graphique ci-dessous permet d'observer plus finement la comparaison de pays européens sélectionnés.

Figure 6 : taux de dépendance aux importations énergétiques en Europe en 2021



Source : rapporteur, d'après les données Eurostat.

Lecture : le taux de dépendance aux importations mesure le rapport entre les importations nettes (importations déduction faite des exportations) et l'énergie brute disponible. La Norvège exportant plus d'énergie qu'elle n'en consomme, son taux de dépendance énergétique est négatif.

L'Allemagne, l'Espagne et l'Italie ont ainsi des taux de dépendance supérieurs au taux de la France d'au moins une vingtaine de points. Si l'on fait abstraction des pays ayant une population modérée et dotés de fortes concentrations de ressources énergétiques, y compris fossiles, comme c'est le cas de l'Estonie, de la Roumanie ou de la Suède, la France connaît bien un taux de dépendance inférieur à celui de ses voisins de taille comparable ⁽¹⁾.

3. Les pays détenant le plus haut niveau d'indépendance énergétique présentent des singularités géographiques ou ont un mix très carboné

L'examen des pays avec le plus haut niveau d'indépendance révèle que la France ne saurait se hisser à leur niveau, parce qu'ils présentent des singularités (géographiques ou géologiques notamment) non reproductibles et des mix énergétiques très carbonés.

Ces singularités permettent à certains pays tels que les États-Unis, la Russie et la Norvège de s'approcher grandement de l'indépendance énergétique. Or l'observation tant des choix de production énergétique de ces pays que des ressources dont ils disposent montre que **la France est dans une situation très différente et qu'elle ne pourrait pas, en tout état de cause et considérant sa géographie, sa géologie et les normes environnementales et climatiques ambitieuses qu'elle a souhaité se fixer, poursuivre le même modèle en vue d'approcher leurs taux d'indépendance énergétique.**

Dans les faits, le degré d'indépendance possible pour un pays est conditionné, en premier lieu, par « **la dotation initiale de facteurs** » ⁽²⁾ pour citer M. Jacques Percebois, c'est-à-dire qu'il est conditionné à **l'importance des ressources énergétiques présentes sur son territoire.**

Suivant ce constat, ce sont logiquement les pays qui présentent les plus importantes ressources en gaz et en pétrole qui figurent parmi les champions de l'indépendance énergétique. D'après les statistiques de l'Agence d'information sur l'énergie américaine (EIA), les cinq plus grands producteurs de pétrole au monde étaient, en 2021 et dans l'ordre de priorité, les États-Unis, l'Arabie Saoudite, la Russie, le Canada, la Chine ⁽³⁾. Or ces cinq pays se situent également dans les neuf plus gros producteurs de gaz naturel ⁽⁴⁾. Cette richesse des ressources facilite l'accession à une plus grande indépendance énergétique.

(1) *Audition de Béatrice Sédillot, cheffe du service des données et études statistiques (SDES) au Commissariat général au développement durable (CGDD), 15 novembre 2022 ; Audition de Madeleine Mahovsky, cheffe de l'unité « énergie » d'Eurostat, 15 novembre 2022.*

(2) *M. Jacques Percebois, professeur émérite à l'Université de Montpellier, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), 9 novembre 2022.*

(3) « *What countries are the top producers and consumers of oil ?* », 8 décembre 2022, <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6>.

(4) *D'après les statistiques recueillies sur le site de l'US Energy Information Administration (EIA) en 2021 :* <https://www.eia.gov/international/rankings/world?pa=291&u=2&f=A&v=mapbubble&y=01%2F01%2F2021&ev=false>

Sur le continent européen, deux pays se distinguent plus particulièrement : la Norvège et l'Estonie.

a. Le système norvégien : une production d'énergies fossiles très largement excédentaire

La Norvège s'avère tout à fait singulière du fait de la quantité des ressources disponibles sur son territoire. D'après le rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) paru en 2022 consacré à la politique énergétique de la Norvège ⁽¹⁾, le pays a exporté, en 2020, 87 % de sa production énergétique.

En étant un **gros producteur de gaz pour une consommation domestique de cette énergie quasi inexistante**, ce pays a exporté, en 2020, 98 % de sa production de gaz, le plaçant à la troisième place mondiale des exportateurs de cette énergie. La Norvège est également dotée **d'importantes ressources hydrauliques**. 92 % du mix électrique de la Norvège repose sur l'hydroélectricité, alors même que l'électrification du mix énergétique norvégien est très avancée ⁽²⁾. La Norvège a également produit 2,3 % du pétrole mondial en 2020.

Son excédent énergétique est donc important : en 2020, la Norvège a produit 10 fois plus de pétrole et 21 fois plus de gaz que ce que sa consommation domestique nécessite. Ce pays dispose donc de certains avantages pour assurer son indépendance énergétique tout en poursuivant les objectifs de réduction des émissions polluantes.

b. Le système estonien : une indépendance au détriment de l'environnement

L'Estonie présente quant à elle **le taux de dépendance énergétique le plus bas des États membres de l'Union européenne**, mais son modèle énergétique repose sur une **forte dépendance aux schistes bitumineux** à partir desquels elle peut produire de la chaleur, de l'électricité et des hydrocarbures.

D'après le dernier rapport d'analyse du mix énergétique estonien produit par l'AIE ⁽³⁾, en 2018, le schiste bitumineux représentait 72 % de la production énergétique intérieure totale de l'Estonie, et 73 % de l'approvisionnement en énergie primaire. Si l'exploitation de cette source d'énergie apporte à l'Estonie un haut degré d'autosuffisance énergétique, elle constitue un obstacle majeur à la réalisation des engagements climatiques de baisse des émissions de gaz à effet de serre.

(1) AIE, *Norway 2022 Energy Policy Review*, <http://www.iea.org/reports/norway-2022>

(2) *Près de la moitié de la consommation finale d'énergie du pays est électrique.*

(3) AIE, *Estonia 2019 Review, Energy policies of IEA countries*, https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Estonia_2019_Review.pdf

c. Le système états-unien : la production énergétique à tout prix

D'autres pays ont la particularité de combiner la présence sur leur territoire des ressources naturelles variées et en quantité importante, mais aussi la **volonté d'exploiter certaines sources énergétiques indépendamment des questions environnementales qu'elles posent**.

C'est notamment le cas des États-Unis, qui sont devenus en 2020 et pour la première fois depuis 1953, **exportateur net d'énergie**. Cette évolution résulte d'une forte progression de sa production énergétique qui s'appuie sur des innovations techniques de la **fracturation hydraulique et des forages horizontaux**.

Le choix fait par les États-Unis de mettre en œuvre ces procédés a conduit, en 20 ans, à une augmentation conséquente de la production énergétique du pays, devenu le premier producteur mondial de pétrole et de gaz. Au premier semestre 2022, le pays devenait le premier exportateur mondial de gaz naturel liquéfié ⁽¹⁾ et opérait, sur ce même semestre, des exportations de produits pétroliers records ⁽²⁾. En 2020, 34% de la production d'énergie des États-Unis provenait du gaz naturel ⁽³⁾ – dont 88 % reposait sur l'exploitation de gaz de schiste ⁽⁴⁾.

Si le secteur énergétique des États-Unis demeure largement dominé par les énergies fossiles et devrait le rester ⁽⁵⁾, la **production et la consommation de charbon reculent** ⁽⁶⁾. Cette diminution a été rendue possible par la hausse du gaz naturel, mais aussi par le développement des énergies renouvelables.

Ainsi, **le très haut niveau d'indépendance énergétique des États-Unis repose sur de nombreux atouts**, qui ne se limitent d'ailleurs pas à la seule présence de sources d'énergie sur le territoire. Sur le plan **géographique**, d'abord, comme l'a souligné M. Philippe Sauquet ⁽⁷⁾, ancien directeur général Gas Renewables & Power chez TotalEnergies, l'organisation de l'espace, en raison de sa densité, est

(1) EIA, *The US became the world's largest LNG exporter in the first half of 2022*, 27 décembre 2022, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=55025>

(2) D'après l'Annual energy outlook 2023 de l'EIA, au premier semestre 2022, les exportations américaines de produits pétroliers ont atteint en moyenne près de 6 millions de barils par jour (b / j), soit les exportations les plus importantes pour un premier semestre depuis la production des données mensuelles relatives à l'approvisionnement en pétrole, débutée en 1973.

(3) EIA, *U.S. energy consumption in 2020 increased for renewables, fell for all other fuels*, 4 juin 2021, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=48236>

(4) D'après les calculs du rapporteur fondés sur les données de l'EIA, *Natural gas explained*, 28 février 2023, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>

(5) Le rapport « Annual Energy Outlook 2022 » publié par l'US Energy Information Administration (EIA) prévoit que le pétrole et le gaz naturel demeureront les sources d'énergie les plus consommées dans le pays jusqu'en 2050.

(6) La part de l'énergie issue du charbon dans la consommation totale d'énergie primaire des États-Unis est ainsi passée sous la part du gaz naturel en 2008, et occupe depuis 2020 un niveau très légèrement supérieur à la part de l'électricité nucléaire. La production de charbon a, quant à elle, été divisée par deux entre 1998 et 2020, la baisse de production charbon aux États-Unis s'étant portée à -25 % pour la seule année 2020. Toutes les données relatives tant à la production qu'à la consommation de chaque type d'énergie sont disponibles sur le site de l'EIA : <https://www.eia.gov/>

(7) Audition de M. Philippe Sauquet, 1^{er} décembre 2022.

bien plus propice à l'installation des infrastructures d'énergie renouvelable que le territoire français. Sur le plan économique ensuite, la situation des États-Unis est aussi, comme l'a rappelé M. Bruno Bensasson⁽¹⁾, PDG d'EDF Renouvelables, totalement différente de la nôtre car ce pays bénéficie de la hausse du prix du pétrole et du gaz lorsque la France en souffre et subventionne des boucliers tarifaires.

Le développement d'un tel modèle en France n'est donc ni possible – en raison de la situation géologique et géographique de la France –, **ni souhaité** – la France a interdit le recours à la fracturation hydraulique en 2011⁽²⁾.

La référence à ces quelques exemples étrangers confirme l'importance de la dotation initiale de ressources pour atteindre l'indépendance énergétique, qui ne peut être approchée que par de très rares pays. En ce sens, **l'indépendance énergétique de la France apparaît bien comme un mythe duquel il faut se détacher**, à l'inverse de la quête de souveraineté énergétique qui, d'après M. Daniel Verwaerde, « *peut intégrer une part de dépendance si celle-ci est choisie* ».

C. UN OBJECTIF QUI DOIT GUIDER L'ACTION PUBLIQUE : LA SOUVERAINÉTÉ ÉNERGÉTIQUE, AU SENS DE LIBERTÉ DE CHOIX

Autant les auditions de la commission d'enquête comme les données étudiées conduisent à rejeter l'idée de l'indépendance énergétique, autant elles montrent le sens et l'importance de viser la souveraineté énergétique, au sens d'une liberté de disposer d'options énergétiques qui réduisent la dépendance du pays. Cette quête de souveraineté, et donc de liberté, au niveau énergétique doit être poursuivie au moyen de différents leviers (1). Elle doit l'être en temps « normal », mais aussi en temps de crise : le concept de souveraineté se décline alors en concept de résilience (2). Dans les deux cas, dans un monde énergétique fait d'interdépendances, l'échelle européenne apparaît être, pour la France, un élément stratégique majeur (3).

1. La souveraineté énergétique, une liberté de choix face à différentes options énergétiques

a. La souveraineté énergétique suppose de disposer de capacités de production et d'adaptation sous une double contrainte économique et environnementale

La concrétisation de la souveraineté énergétique suppose pour un État de disposer de différentes options pour assurer sa sécurité d'approvisionnement.

Il s'agit tant d'être en mesure de **garantir une production domestique maximale**, que de **disposer d'une capacité d'adaptation aux éventuelles lacunes**

(1) Audition de M. Bruno Bensasson, 12 janvier 2023.

(2) Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

de cette production. Cela suppose autant de bien penser la stratégie d'importation, que d'optimiser sa production domestique en lui donnant le calibrage suffisant pour répondre aux besoins tant en base qu'en pointe.

Pour M. Yves Bréchet ⁽¹⁾, ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique, la souveraineté énergétique correspond à la « *capacité à fournir au pays, tant à ses citoyens qu'à ses industriels, les quantités et les puissances nécessaires, en maîtrisant les technologies permettant de le faire et en dépendant uniquement, s'agissant des ressources, de pays alliés et diversifiés* ».

M. Pierre-Marie Abadie ⁽²⁾, directeur général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) partage cette lecture de la souveraineté énergétique qui passe, d'après lui, par « *la maîtrise technologique, économique ou la diversification des sources d'approvisionnements ainsi que la maîtrise de stocks stratégiques* ».

La place centrale des technologies fait dire à M. Jean-Bernard Lévy ⁽³⁾ qu'en maîtrisant la plupart des technologies nucléaires, EDF contribue à la souveraineté énergétique française. Cette souveraineté énergétique qui doit être, selon M. Alexandre Grillat, secrétaire national Affaires publiques et européennes à la Fédération CFE-CGC Énergies, tout autant « *industrielle, technologique, scientifique, économique que numérique* ».

Selon M. Pierre-Marie Abadie, « *le fait pour la France de maîtriser l'ensemble de la chaîne de l'amont à l'aval, y compris la prise en charge des déchets radioactifs de la filière* » contribue également à cette souveraineté et à la maîtrise de l'ensemble du cycle.

L'organisation de la meilleure production énergétique nationale possible ne saurait toutefois suffire, car, comme le souligne M. Jean-Baptiste Fressoz ⁽⁴⁾, « *les systèmes énergétiques reposent sur une telle diversité de matières et de technologies que garantir une forme de souveraineté implique beaucoup de dépendances et une présence industrielle dispersée dans d'immenses chaînes de valeur* ».

C'est pourquoi M. Patrick Landais ⁽⁵⁾, Haut-commissaire à l'énergie atomique, souligne que, outre la localisation en France des secteurs industriels clefs, il importe, pour soutenir cette souveraineté, de veiller à « *l'absence de dépendance critique* » comme à la « *capacité de contrôler les approvisionnements essentiels* ».

Cela renvoie aux propos de M. Jean-Marc Jancovici qui estimait devant la commission d'enquête que « *les bonnes questions semblent être de savoir de qui*

(1) Audition de M. Yves Bréchet, 29 novembre 2022.

(2) Audition de M. Pierre-Marie Abadie, 10 janvier 2023.

(3) Audition de M. Jean-Bernard Lévy, 14 décembre 2022.

(4) J.-B. Fressoz, « Le mythe de la souveraineté énergétique », *Le Monde*, 14 décembre 2022.

(5) Audition de M. Patrick Landais, 15 décembre 2022.

nous dépendons, dans quelles proportions et avec quelles aptitudes à nous retourner en cas de problème ».

La souveraineté énergétique repose ainsi sur une multitude de leviers qu'un État doit être capable de mobiliser, tout en répondant de manière optimale non seulement à **l'objectif de décarbonation du système énergétique**, mais aussi aux contraintes économiques, notamment de performance industrielle. Veiller à une production nationale optimale ne peut ainsi passer par un investissement fondé sur un endettement illimité visant à disposer de capacités de productions nationales, s'il apparaît possible et plus cohérent économiquement de préférer à la production nationale l'importation de l'énergie.

b. La souveraineté énergétique comme recherche de la liberté de choix

En dépit du faible recours à ce concept par la littérature comme en droit positif, les nombreuses auditions menées ont permis de souligner le sens que prend le concept de souveraineté énergétique à travers la question de la **liberté de choix, pour l'État, de prendre ses décisions en matière énergétique**.

Bien entendu, la souveraineté énergétique est d'abord et avant tout un objectif politique, c'est pourquoi elle est envisagée par M. Yves Bouvier comme **« la capacité de faire des arbitrages dans le domaine énergétique »** ou par M. Laurent Michel ⁽¹⁾ comme la **« capacité à définir et conduire sa politique »**. En cela, cet objectif peut être atteint en actionnant concomitamment de nombreux leviers, eux-mêmes plus ou moins quantifiables :

– **la capacité à sécuriser l'approvisionnement en dépit des dépendances aux matériaux critiques** ; M. Bernard Fontana ⁽²⁾, Président de Framatome entendait d'ailleurs la souveraineté comme **« la capacité de la France à répondre à ses besoins énergétiques, par des solutions nationales ou des coopérations choisies et maîtrisées, et une liberté d'action à l'international sur ces sujets »** ;

– **la maîtrise des technologies et savoir-faire associés**, par la détention de brevet ou de capacité concrète à exploiter ou maintenir efficacement et rapidement tel ou tel équipement qui reposerait sur cette technologie ;

– **la capacité à construire des installations de production** pour atteindre la puissance nécessaire à la satisfaction des besoins nationaux ;

– **la résilience de l'ensemble du modèle énergétique**, c'est-à-dire son adaptabilité en cas de crise et sa capacité à évoluer en fonction de divers chocs

(1) Audition de M. Laurent Michel, 13 décembre 2022.

(2) Audition de M. Bernard Fontana, 8 décembre 2022.

externes, géopolitiques ou climatiques, qui pourraient notamment avoir des conséquences sur la sécurité d’approvisionnement ⁽¹⁾.

En somme, une **« France souveraine en matière de politique énergétique doit être en mesure de définir et de décider seule, pour ses propres intérêts, de sa politique énergétique et de disposer des moyens d’atteindre les objectifs définis par cette politique »** (M. Daniel Verwaerde).

Sous cette acception, la souveraineté énergétique réside tant dans une capacité de faire, d’agir dans un sens souhaité, que dans une capacité de résister ou de s’adapter aux décisions qui pourraient être imposées par d’autres. Une perte de souveraineté se manifesterait alors par une limitation volontaire ou involontaire, interne ou externe, de ces possibilités d’action.

2. La souveraineté en temps de crise : réduire les vulnérabilités par une stratégie de résilience

L’une des dimensions de la souveraineté énergétique repose sur la capacité à répondre aux besoins du pays même en temps de crise.

Cette capacité se mesure à travers le **concept de résilience**, qui, d’après M. Daniel Verwaerde, **« suppose qu’un incident est venu remettre en cause le processus d’approvisionnement normal »** et correspond à **« la capacité de continuer la mission de fournir aux Français l’énergie dont ils ont besoin alors que le processus nominal en place s’est révélé défaillant »**.

Comme l’a précisé le professeur M. Xavier Jaravel ⁽²⁾, **« dans un monde globalisé, où chacun dépend de plusieurs chaînes de valeur, la souveraineté tient moins à l’autonomie pure qu’à la résilience, définie comme la capacité à résister aux chocs d’ordre interne, tels qu’une indisponibilité du parc nucléaire, et aux chocs d’ordre externe, tels qu’une guerre rendant difficile l’approvisionnement en énergie »**. La question centrale est celle de la mesure des vulnérabilités puisque, pour reprendre les mots de M. Jacques Percebois, **« on peut être dépendant sans être vulnérable, et indépendant tout en l’étant »**.

Pour maîtriser les dépendances, il s’agit d’anticiper les vulnérabilités, d’essayer de les réduire, et de disposer, en cas de survenue d’un choc, de solutions permettant la continuité de la sécurité énergétique. Avoir une stratégie de résilience

(1) Ce sont d’ailleurs les concepts d’approvisionnement et d’indépendance de la Nation que le Conseil constitutionnel confronte pour apprécier la constitutionnalité de dispositions législatives prises en matière énergétique dérogeant au code de l’environnement. Il a ainsi pu considérer que de telles mesures sont constitutionnelles lorsqu’elles visent à **« répondre à des difficultés d’approvisionnement énergétique en gaz par l’augmentation des capacités nationales de traitement de gaz naturel liquéfié »** et à **« limiter le risque de défaillance du système électrique national »**, et, ce faisant, **« mettent en œuvre les exigences constitutionnelles inhérentes à la sauvegarde des intérêts fondamentaux de la Nation, au nombre desquels figurent l’indépendance de la nation ainsi que les éléments essentiels de son potentiel économique »**.

(2) Audition de M. Xavier Jaravel, table ronde du 9 novembre 2022.

implique dès lors d'intervenir en deux temps : **d'abord, identifier les vulnérabilités ; ensuite, définir les réponses susceptibles de réduire ces vulnérabilités.**

M. Xavier Jaravel, auteur avec Mme Isabelle Mejean d'une étude consacrée à la stratégie de résilience ⁽¹⁾, a explicité cette démarche :

*« Il importe de **dresser un diagnostic très fin des chaînes de valeur**. Nous sommes parvenus à la conclusion que **4 % de l'ensemble des importations françaises constituent des vulnérabilités**, c'est-à-dire traduisent une dépendance à un petit nombre de pays extra-européens. Il faut donc analyser plus précisément les chaînes de valeur nécessaires à la production de l'énergie, **en menant un travail de cartographie qui permette de repérer les vulnérabilités dans les chaînes de valeur et de les anticiper**. Ce travail de diagnostic est forcément au long cours, s'agissant notamment des métaux et des minerais stratégiques extraits des terres rares. Un tel ciblage permet de réduire les coûts de la résilience, à condition de forger une palette d'outils, tels que la relocalisation des productions et, si possible, la diversification des sources d'approvisionnement ou le recours au stockage. Il faut aussi vérifier si nos partenaires européens partagent nos vulnérabilités ou non, et enfin **identifier les dépendances réciproques**, une faiblesse sur une partie de la chaîne de valeur pouvant être compensée par une force sur une autre, de sorte que la situation n'est pas asymétrique et peut être tolérable du point de vue géopolitique ».*

Or, ce travail de cartographie s'avère difficile à mettre en place.

La France ne dispose pas encore d'un suivi statistique de ce sujet. De l'aveu même de M. Jean-Luc Tavernier, directeur général de l'INSEE, **l'évaluation de la dépendance des chaînes de valeur et de la résilience est un nouveau sujet pour l'appareil statistique**, et il ne lui apparaît pas évident de savoir comment ni avec quel types d'instruments éclairer statistiquement les choses, d'autant qu'il s'agit d'un travail qualitatif qui suppose, pour identifier une dépendance, de connaître l'éventail des fournisseurs des entreprises, et la fragilité de leurs sous-traitants de différents rangs.

Mme Ketty Attal-Toubert ⁽²⁾, Cheffe du Département des statistiques et des études du commerce extérieur (DSECE), a également précisé que la DSECE n'avait pas encore réalisé d'étude sur le sujet dans le secteur de l'énergie. En revanche, elle a mené une première étude s'appuyant sur la notion de vulnérabilité suivant une méthodologie définie par le Fonds monétaire international (FMI) afin d'analyser les vulnérabilités des approvisionnements originaires de Chine ⁽³⁾. Dans le cadre de ce travail, la vulnérabilité a été définie suivant deux critères. Le premier est le degré de concentration des pays fournisseurs des importations du produit, puisque

(1) X. Jaravel et I. Méjean, « Quelle stratégie de résilience dans la mondialisation ? », *Les notes du conseil d'analyse économique*, n° 64, Avril 2021, <https://www.cae-eco.fr/staticfiles/pdf/cae-note064.pdf>

(2) Audition de Mme Ketty Attal-Toubert, 15 novembre 2022.

(3) DSECE, *Vulnérabilité croissante des approvisionnements originaires de Chine, Études et éclairages* n° 93, Juillet 2022, https://lekiosque.finances.gouv.fr/fichiers/etudes/tableaux/ee_93.pdf

l'importation d'un produit par un nombre réduit de pays fournisseurs peut représenter un risque, à moins qu'un report sur d'autres fournisseurs soit possible. Le second critère est celui du potentiel de diversification à court terme du produit : le nombre d'exportateurs mondiaux pour un produit est analysé.

En outre, d'après M. Sylvain Moreau⁽¹⁾, directeur des statistiques d'entreprises à l'INSEE, une enquête européenne expérimentale en cours de réalisation par Eurostat sur la chaîne de valeur, portant sur la période 2018-2020, devrait prochainement permettre d'analyser l'évolution de l'organisation des entreprises européennes avant la crise de la covid-19 et comment elles envisageaient de délocaliser une partie de leur appareil productif. Il serait souhaitable que les services statistiques français tirent des enseignements de cette étude pour l'appliquer ensuite au secteur énergétique français.

En tout état de cause, M. Jaravel a formulé la proposition, que rejoint votre rapporteur, de **charger une instance de réfléchir au long cours à cette question et d'établir cette cartographie**. Elle pourrait travailler dans un cadre transdisciplinaire réunissant le Centre d'analyse, de prévision et de stratégie du Quai d'Orsay, des économistes de l'énergie, des économistes des chaînes de valeur et des spécialistes de la géopolitique.

Dans l'immédiat, en dépit de l'absence de cartographie fine et exhaustive, un certain nombre de vulnérabilités sont néanmoins déjà repérées et traitées, notamment par le ministère de l'Économie et des finances. La direction générale des entreprises (DGE) œuvre ainsi déjà à la mise en œuvre du deuxième volet de la stratégie de résilience qui consiste, une fois les vulnérabilités identifiées, à les gérer en leur apportant une réponse.

Le directeur général des entreprises, M. Thomas Courbe⁽²⁾, a fait état de **travaux de structuration de la politique de réponse aux vulnérabilités** engagés depuis 2019, et qui connaissent une accélération depuis la crise de la covid-19. Il a affirmé que les secteurs stratégiques et les chaînes de valeur qui y sont associées sont désormais mieux identifiés, notamment dans les six secteurs stratégiques définis lors du sommet de Versailles de mars 2022⁽³⁾ pour lesquels l'Union européenne a souhaité se doter de moyens de production en Europe. Parmi ces six secteurs figurent les moyens de production énergétique⁽⁴⁾.

(1) *Audition de M. Moreau, table ronde du 9 novembre 2022.*

(2) *Audition de M. Thomas Courbe, 24 novembre 2022.*

(3) *Lors de ce Sommet tenu sous la présidence française du Conseil de l'Union européenne, les chefs d'État et de gouvernement de l'Union européenne, la Présidente de la Commission européenne et le Président du Conseil européen ont échangé sur les solutions envisageables pour renforcer les capacités européennes en matière de défense et réduire nos dépendances stratégiques.*

(4) *Les six chantiers prioritaires identifiés concernent le renforcement de l'Europe de la défense (investir dans les capacités de défense (1) et préparer aux défis émergents (2)), la réduction de nos dépendances stratégiques (réduire l'utilisation des énergies fossiles, diversifier les approvisionnements et accélérer les énergies renouvelables (3) ; optimiser la gestion du stockage de gaz (4) ; améliorer l'efficacité énergétique en Europe (5)) et construire une économie plus résiliente (6).*

M. Thomas Courbe a indiqué que « *dans ces secteurs, où des produits critiques sont clairement identifiés, nous déployons des **actions pour agir sur la réduction des vulnérabilités** sur l'ensemble de la chaîne de valeur, à la fois pour **produire en Europe et en France une partie de ces produits** et pour **maîtriser l'ensemble de la chaîne de valeur, jusqu'aux intrants**, qui sont soit énergétiques soit d'une autre nature. Ces **intrants critiques sont à présent mieux identifiés**, à la fois au niveau européen et français* ». Il a notamment indiqué que, s'agissant des métaux stratégiques, la France et l'Union européenne déploient des actions de réduction des vulnérabilités sur une liste de 30 métaux particulièrement critiques ⁽¹⁾.

Dans leur étude précitée consacrée à la stratégie de résilience dans la mondialisation ⁽²⁾, M. Xavier Jaravel et Mme Isabelle Méjean recensent les trois axes sous-tendant toute stratégie de résilience. Ils indiquent que selon le niveau technologique des intrants vulnérables, il est nécessaire d'agir dans trois directions : « *encourager la **diversification des approvisionnements et les alliances stratégiques** lorsque d'autres partenaires commerciaux peuvent être mobilisés, notamment au niveau européen ; si la diversification des sources n'est pas possible, **faciliter ou subventionner le stockage**, notamment sur les produits à faible valeur ajoutée ; pour les intrants vulnérables à la frontière technologique, **favoriser l'innovation pour produire sur le territoire national de manière compétitive*** ».

La sécurisation des approvisionnements en uranium, en énergies thermiques mais également en métaux nécessaires à la transition énergétique a effectivement été présentée comme essentielle au cours de nombreuses auditions, tout comme la question du stockage. L'innovation technologique a également été abordée, par exemple par M. Piechaczyk ⁽³⁾ qui a insisté sur le caractère fondamental de la « ***notion de diversification technologique, au sein de la famille nucléaire, mais aussi entre le nucléaire et d'autres sources de production d'énergie*** ».

À l'inverse, une caractéristique récente du système énergétique français a été présentée comme un point faible dans le cadre de la stratégie de résilience : il s'agit de l'absence de capacité de production excédentaire, qui faciliterait pourtant la remédiation à des chocs systémiques sur le système énergétique.

Concrètement, **plusieurs dispositifs préventifs ou à activer en cas de crise existent en France**, pour le pétrole, pour le gaz, et pour l'électricité.

(1) Communication de la Commission européenne au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - résilience des matières premières critiques : la voie à suivre pour un renforcement de la sécurité et de la durabilité.

(2) Op. cit. p. 5.

(3) Audition de M. Xavier Piechaczyk, Président du Directoire de RTE, 15 décembre 2022.

Pour le pétrole, on retrouve :

– **une obligation de stockage** ⁽¹⁾ : visant à constituer et à conserver pendant douze mois des quantités de produit pétrolier correspondant à un volume de stock stratégique, fixé par voie réglementaire, de façon à ce que la France dispose en permanence de stocks stratégiques équivalents à 90 jours d'importations nettes ;

– **un plan d'urgence hydrocarbures** : il permet aux autorités publiques d'édicter des mesures de crise (augmentation de la disponibilité de produits, limitations d'usage, restrictions d'accès – par exemple lorsqu'un Préfet réquisitionne une station-service au profit des activités essentielles au fonctionnement de l'État) et à la direction générale de l'énergie et du climat d'actionner divers moyens en fonction de l'ampleur de la crise (libération des stocks stratégiques à la demande des opérateurs, dérogations et exonérations de certaines obligations portant sur la composition et le transport des carburants, demande aux opérateurs d'activer et d'accélérer la mise en place d'approvisionnement alternatifs.

Pour le gaz, les dispositifs suivants ont été mis en place :

– **la stratégie de dimensionnement du système gazier**, des sites de stockages et des interconnexions, permet de faire face à une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans, soit une demande de 4 100 GWh/j ;

– **une obligation de stockage** ⁽²⁾ : selon le code de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année, au printemps, les stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1^{er} novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pour l'hiver à venir. Les fournisseurs doivent par la suite remplir leurs capacités de stockage au minimum à 85 % ⁽³⁾ ;

– **le plan urgence gaz** : en cas de crise gazière, ce plan permet la mise en place de **mesures préventives** (fourniture de dernier recours, fourniture de secours, obligation de mise sur le marché des stocks de gaz naturel, interruptibilité de la

(1) Articles L. 642-2, L. 642-4, L. 651-1 du code de l'énergie. L'Agence internationale de l'énergie (AIE), créée en 1974 à la suite du premier choc pétrolier en vue d'assurer à ses membres la sécurité d'approvisionnement énergétique, comporte également, parmi ses critères d'adhésion, une obligation de stockage de pétrole brut ou de produits équivalents correspondant à 90 jours d'importations nettes, le Gouvernement devant avoir un accès immédiat à ces réserves en cas de décision par l'AIE d'y recourir pour faire face aux perturbations de l'approvisionnement mondial en pétrole. La France est membre de l'AIE depuis 1992. Ce dispositif n'a été actionné pour la première fois qu'en 1991 lors de la première guerre en Irak, puis en 2005 pour faire face aux conséquences des destructions causées aux installations pétrolières du golfe du Mexique par l'ouragan Katrina. Il y a de nouveau été fait appel en 2022 à la suite de l'invasion Russe en Ukraine.

(2) Articles L. 421-4 et 421-7 du code de l'énergie.

(3) Stockage de gaz : Depuis l'adoption de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat, l'article L. 421-7-2 du même code prévoit que le ministre chargé de l'énergie fixe, par un arrêté pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, une trajectoire de remplissage pour chaque opérateur des infrastructures de stockage, qui comporte des objectifs intermédiaires de remplissage.

consommation de gaz naturel⁽¹⁾), de **mesures portant sur la consommation** (recommandations de modérer la consommation d'énergie, application stricte de la limitation de température dans les locaux de certains établissements recevant du public et de la température de chauffage en cas d'inoccupation (code de la construction et de l'habitation), de **mesures d'assouplissement des obligations de service public** (assouplissement de l'obligation de continuité de fourniture, assouplissement de l'obligation de remplissage des capacités de stockage souscrites dans les infrastructures essentielles), et de **mesures de dernier recours** (délestage de certains gros consommateurs industriels afin d'éviter l'effondrement du réseau de gaz naturel⁽²⁾).

Pour l'électricité, peuvent être mentionnés :

– **une stratégie de stockage et de diversification de l'approvisionnement en uranium** : historiquement menée par EDF, cette stratégie de diversification concerne tant les fournisseurs que les pays d'approvisionnement. La stratégie de stockage est menée par le Gouvernement et classifiée, elle est mise en œuvre par EDF pour permettre le stockage de l'équivalent de plusieurs années de combustible⁽³⁾ ;

– **le plan de préparation aux risques dans le secteur de l'électricité**⁽⁴⁾ : il identifie les différents scénarios de crise électrique possibles, les autorités compétentes et les procédures à suivre en cas de crise électrique. Outre le travail de veille et de planification opérationnelle de la gestion de crise, y sont identifiées des **mesures visant à atténuer ou à résorber les crises électriques lorsqu'elles surviennent** (activation d'une capacité de production ou d'effacement, réduction du niveau de tension sur le réseau de distribution, interruptibilité, délestage, appel à la réduction de consommation, activation des offres d'assistance mutuelle entre gestionnaires de réseau de transport, réquisition et déploiement de groupes électrogènes).

(1) Instituée par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et élargie par la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat ce mécanisme est inscrit aux articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie.

(2) Ce dispositif est prévu aux articles L. 434 1 à L. 434 4 du code de l'énergie. Il concerne les plus gros clients du transport de gaz, dont la consommation de l'année n-1 a excédé 5 GWh.

(3) La politique d'EDF sur la sécurisation de ses approvisionnements fait l'objet de présentations à son conseil d'administration, le Gouvernement pouvant par ailleurs, sur le fondement de l'article L. 143-1 du code de l'énergie et du décret n° 92-1466 du 31 décembre 1992, prendre des mesures de contrôle et de répartition y compris pour l'uranium.

(4) Élaboré par la DGEC et adopté en janvier 2022, il met en œuvre le règlement (UE) n°2019/941 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité.

Encadré 4 : les dispositifs de crise actionnés en 2022

Parmi les dispositifs évoqués ci-dessus, plusieurs ont été actionnés au cours de l'année 2022 :

– Lors de la « crise des carburants » en octobre 2022, la DGEC communiquait quotidiennement aux autorités publiques l'information sur l'état des stations-service et la disponibilité en carburant avec des focus régionaux et départementaux et sur la disponibilité des stocks chez les opérateurs afin d'orienter les gros consommateurs, et était en mesure de diffuser les listes de contacts actualisées des opérateurs pétroliers, afin de faciliter la mise en contact locale avec les principaux consommateurs en difficulté.

– **une gestion de crise exceptionnelle au niveau européen** : si les crises liées aux hydrocarbures sont généralement essentiellement locales, l'invasion de l'Ukraine par la Russie a conduit à une plus forte coordination européenne pour assurer la sécurité énergétique. Ainsi, l'Union européenne a décidé d'un **embargo sur les produits venant de Russie** ⁽¹⁾ et a mis en place une **task force chargée de coordonner et de faciliter les appels d'offres conjoints, d'optimiser l'utilisation des infrastructures et de collaborer avec les États membres** pour remédier aux éventuels goulets d'étranglement dans les groupes régionaux.

– **en France, la gestion de cette crise a conduit à la création d'une task force au sein de la DGEC**. Outre la parution du décret n° 2022-495 du 7 avril 2022 relatif au délestage de la consommation de gaz naturel et modifiant le code de l'énergie, précisant les conditions de mise en œuvre de la **procédure de délestage**, le **dispositif de stockage** a été renforcé par la consécration légale de la trajectoire de remplissage pour chaque opérateur. L'objectif de remplissage fixé a été atteint à la mi-novembre 2022. Sur la question du **dimensionnement des infrastructures**, les démarches ont été entreprises pour augmenter les capacités d'importation de GNL avec l'optimisation et l'augmentation dès 2022 des capacités de déchargement des terminaux méthaniers de Fos Cavaou et de Dunkerque, et le Gouvernement a pris la décision d'implanter un nouveau terminal flottant au Havre.

– **des mesures complémentaires de sauvegarde électrique ont été prises pour l'hiver 2022/2023** : obligation d'extinction des publicités lumineuses en cas de signal Ecowatt, obligation de mise à disposition de RTE, en cas de signal Ecowatt rouge, des moyens de secours d'une puissance supérieure à 1 MW, de la totalité des capacités d'effacement de consommation, de production et de stockage valorisées par des opérateurs d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement, réquisition possible des centrales à gaz lorsqu'il y a une menace grave et concomitante sur la sécurité d'approvisionnement en gaz et en électricité.

L'exécution de l'ensemble des mesures prises a effectivement permis à la France de faire face à la crise, et de passer l'hiver 2022. Dans le bilan électrique 2022, RTE a d'ailleurs jugé le « *système électrique résilient face à une crise énergétique inédite depuis les années 1970* ». Il souligne qu'en dépit de l'addition de trois crises indépendantes mais simultanées (l'envolée des prix du gaz résultant de la guerre menée par la Russie à l'Ukraine, la crise française de production nucléaire, et la sécheresse longue qui a réduit la production hydraulique en France à son plus bas niveau depuis 1976), il n'y a pas eu de rupture d'approvisionnement, grâce « *à la diminution structurelle de la demande en électricité et dans les pays voisins ainsi qu'à un fonctionnement des échanges de gaz et d'électricité conforme aux règles européennes* ».

Reste que, au-delà des dispositifs de crise déjà en place et de la stratégie française qu'il convient de mettre en œuvre pour accroître la résilience de notre système énergétique, il est indispensable de tenir compte du cadre européen dans lequel notre système énergétique s'inscrit, et qui revêt un caractère stratégique.

(1) À compter du 5 décembre 2022 pour le pétrole brut et du 5 février 2023 pour les produits raffinés

3. Le caractère stratégique de l'échelle européenne pour mener une politique de souveraineté et de résilience énergétique

Les critiques émises à l'encontre du marché européen de l'énergie, qui pourront nourrir les réflexions sur les évolutions qu'il conviendrait d'y apporter, ne doivent pas occulter le caractère stratégique de l'échelle européenne dans la quête de souveraineté énergétique.

Puisque la France ne peut être indépendante énergétiquement, sa souveraineté énergétique ne peut se penser dans un cadre strictement national.

M. Jean-Luc Tavernier ⁽¹⁾ a ainsi observé que « *puisque nous vivons dans un espace européen assez solidaire et géopolitiquement assez stable, c'est à ce niveau que l'on doit appréhender les questions liées à notre indépendance énergétique* », tandis que M. Philippe de Ladoucette ⁽²⁾, ancien Président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a considéré que « *la souveraineté, si elle peut exister, ne peut être qu'européenne* ».

Il apparaît en effet utile de souligner le caractère stratégique de l'échelon européen pour au moins deux aspects fondamentaux de la souveraineté énergétique : la **contribution des interconnexions** à la **sécurité d'approvisionnement**, et la pertinence de cette échelle de réflexion pour mener une véritable politique industrielle.

a. Les interconnexions européennes et le marché européen

D'abord, les **interconnexions énergétiques européennes**, qui permettent d'activer la solidarité européenne, **constituent une véritable force** dont il faut mesurer la valeur.

Comme l'a rappelé M. André Merlin ⁽³⁾, Président d'honneur de RTE, le **réseau européen d'interconnexions électriques** est **l'un des plus importants au monde**, auquel seul le réseau chinois peut être comparé. M. François Brottes ⁽⁴⁾, conseiller-maître à la Cour des comptes, ancien président du directoire de RTE, a confirmé qu'en Europe, « les électrons ne connaissent pas de frontières », mais transitent en permanence à travers un réseau de transport d'électricité qui maille l'ensemble de l'Europe continentale, couvre trente-sept pays récemment rejoints par l'Ukraine et la Moldavie et s'appuie sur près de 430 interconnexions dont 50 se situent en France. Il s'agit, d'après lui, d'une « réussite européenne et d'un bel exemple de solidarité » qui encourage à la résilience collective.

(1) Audition de M. Jean-Luc Tavernier, table ronde du 9 novembre 2022.

(2) Audition de M. Philippe de Ladoucette, 19 janvier 2023.

(3) Audition de M. André Merlin, 1^{er} février 2023.

(4) Audition de M. François Brottes, 14 décembre 2022.

Encadré 5 : les interconnexions européennes

Une interconnexion est une « **ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière entre des États membres et qui relie les réseaux de transport nationaux des États membres de l'Union européenne** »⁽¹⁾. RTE recense 305 000 kilomètres de lignes pour plus de 400 interconnexions sur l'ensemble de l'Europe⁽²⁾.

Développées avec l'ouverture du marché européen du gaz et de l'électricité, ces interconnexions permettent de soutenir la concurrence sur les marchés nationaux, de sécuriser l'approvisionnement des États membres, de contenir et d'harmoniser le prix de l'électricité et d'encourager le déploiement des énergies décarbonées – le réseau permet d'acheminer l'électricité par nature intermittente et non stockable produite par des sources renouvelables.

La **position géographique de la France** favorise le développement d'interconnexions : elle en possède aujourd'hui 50. RTE construit actuellement de nouvelles interconnexions et a pour objectif, d'ici 2035, de doubler ses capacités⁽³⁾. Le réseau français est relié à six pays voisins – l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni et la Suisse. La France est le principal exportateur d'électricité en Europe.

Figure 7: carte des interconnexions électriques et gazières européennes



Source : CRE, rapport sur les interconnexions électriques et gazières en France, 2018

Figure 8 : flux commerciaux aux frontières françaises en 2020



Source : CRE, les interconnexions

Les interconnexions que la France développera sont inscrites dans le plan de développement à dix ans établi par RTE. En 2015, l'ouverture de l'interconnexion **France-Espagne** à l'est du massif Pyrénéen a pratiquement doublé la capacité d'interconnexion avec le pays. En octobre 2022, une nouvelle interconnexion avec **l'Italie** a été mise en place. En développement avancé ou en construction figurent également le projet Golfe de Gascogne, interconnexion sous-marine entre la France et l'Espagne (mise en service visée en 2027) et le projet Celtic liant la France et l'Irlande (mise en service en 2026)⁽⁴⁾.

(1) CRE, Glossaire « interconnexion », <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/INTERCONNEXION>.

(2) RTE, Les interconnexions au service d'une Europe de l'électricité solidaire. <https://www.rte-france.com/acteur-majeur-europe-electricite/les-interconnexions-service-europe-electricite-solidaire>

(3) RTE, Les interconnexions au service d'une Europe de l'électricité solidaire. <https://www.rte-france.com/acteur-majeur-europe-electricite/les-interconnexions-service-europe-electricite-solidaire>

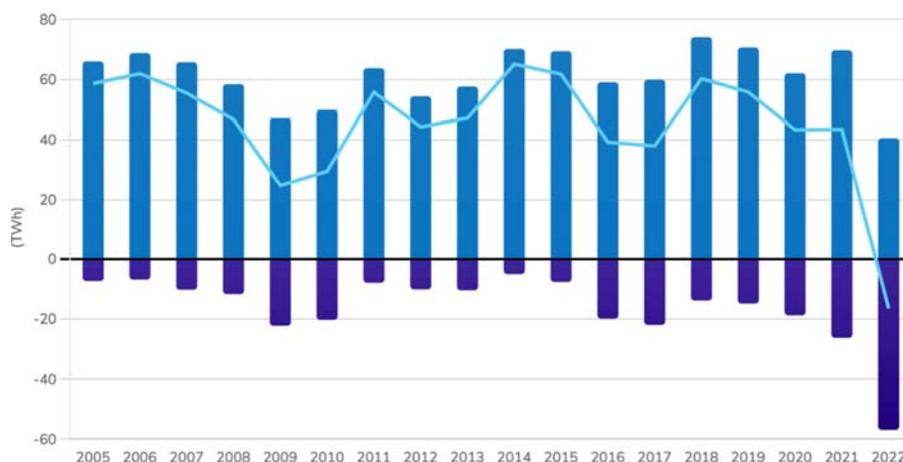
(4) Réponses de la DGEC au questionnaire adressé par votre rapporteur.

Or, ces interconnexions, qui permettent d'exporter l'énergie quand la production est plus importante que la consommation, et d'en importer lorsqu'elle est insuffisante, constituent un élément majeur de la **sécurité d'approvisionnement** français. D'après M. Pierre-Marie Abadie, « *les interconnexions électriques restent la contribution la plus efficace à la sécurité d'approvisionnement et à l'intégration de l'intermittence des renouvelables* ».

Elles ont ainsi permis d'éviter le black-out en Europe, lorsque, en 2006, des délestages effectués sur le réseau de plusieurs pays européens dont la France ont permis d'éviter la propagation à tout le réseau d'un incident survenu en Allemagne.

Beaucoup plus récemment, **ces interconnexions ont permis à la France d'atténuer les conséquences de l'indisponibilité du parc nucléaire français** due notamment à la découverte du phénomène de corrosion sous contrainte. **Le fait que la France, exportatrice nette d'environ 20 TWh au troisième trimestre 2021 soit devenue importatrice nette à hauteur de 10 TWh au troisième trimestre 2022 illustre l'importance de ces transferts d'énergie.**

Figure 9 : solde des échanges commerciaux d'électricité entre la France et ses voisins



Source : RTE, [Bilan électrique 2022](#)

Lecture : la France a importé de l'énergie sur l'ensemble de la période étudiée. En 2022, ses importations ont surpassé ses exportations rendant son solde négatif.

En l'absence de telles interconnexions, le risque de black-out augmente, ou s'impose la nécessité de conserver davantage de centrales thermiques nécessaires pour passer la pointe de consommation.

La législation européenne incite actuellement au développement de ces interconnexions électriques et gazières ⁽¹⁾. Pour faciliter l'atteinte des objectifs contenus dans des plans de développement de ces interconnexions, la Commission européenne finance des interconnexions reconnues d'intérêt européen commun.

Selon RTE, en 2050, la sécurité d'alimentation électrique de la France dépendrait de ses voisins 5 % du temps, contre environ 1 % ces dernières années. Dans le même temps, le scénario prévoit une disparition de la dépendance de la France envers les pays producteurs de pétrole et de gaz fossile : **les scénarios de neutralité carbone sont bien des scénarios de très fort renforcement de la souveraineté énergétique, prise dans son ensemble** ⁽²⁾.

Ensuite, **l'échelon européen présente également un caractère stratégique s'agissant de l'élaboration d'une véritable politique industrielle énergétique.**

Le déploiement des énergies renouvelables devrait ainsi s'appuyer sur un tissu industriel européen, là où les initiatives nationales peinent à rivaliser avec la concurrence extérieure, en particulier chinoise.

La France a plaidé, au niveau européen, en faveur d'une véritable politique industrielle européenne, notamment en publiant avec l'Allemagne, en 2019, un manifeste sur ce thème ⁽³⁾. Le directeur général des entreprises M. Thomas Courbe estime que les efforts produits en ce sens commencent à porter leurs fruits. D'après lui, le contexte européen favorable de ces dernières années a permis l'évolution du cadre juridique et la transformation de la politique industrielle européenne à travers les programmes importants d'intérêt commun européen (IPCEI), qui autorisent les États membres à financer des capacités de production en Europe. Une véritable stratégie industrielle européenne relative aux batteries des véhicules électriques a par exemple été initiée en 2019.

b. L'approvisionnement en métaux rares

Question sous-jacente de souveraineté industrielle, le sujet **de l'extraction minière** en vue d'assurer l'approvisionnement en terres et métaux nécessaires à la transition énergétique a également été présenté par les administrations en charge du

(1) Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) no 663/2009 et (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) no 525/2013 du Parlement européen et du Conseil. L'objectif poursuivi est que chaque pays membre ait atteint 15 % d'interconnexion à ses frontières d'ici 2030.

(2) Réponses de RTE au questionnaire complémentaire adressé par votre rapporteur.

(3) Manifeste franco-allemand pour une politique industrielle européenne adaptée au XXI^e siècle, publié le 19 février 2019.

sujet, mais aussi par l'Académie des technologies ⁽¹⁾, comme un élément devant aussi être traité à l'échelon européen.

Le directeur général des entreprises, M. Thomas Courbe, a indiqué que **l'enjeu de sécurisation pour l'Europe des ressources minières était un sujet de préoccupation européen**, et que, durant la présidence française du Conseil de l'Union européenne (PFUE), un conseil de compétitivité informel y avait été consacré. La directrice générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN), Mme Stéphanie Dupuy-Lyon ⁽²⁾, a confirmé que la **diplomatie des ressources** était conduite avec l'appui du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères afin de mener la stratégie française en cohérence avec celle de l'UE, notamment en vue de l'élaboration de **l'Alliance européenne des matières premières** ⁽³⁾. Le directeur général délégué et directeur scientifique du Bureau de recherche géologique et minières (BRGM), M. Christophe Poinssot ⁽⁴⁾, a quant à lui souligné que de nombreux pays européens avaient poursuivi une activité minière et que la France avait tout intérêt à bénéficier de sa proximité avec les pays de l'Union européenne pour développer cette activité.

En dehors de la définition d'une stratégie industrielle commune, M. Xavier Jaravel et Mme Isabelle Mejean ⁽⁵⁾ ont également établi, dans le cadre de leur étude consacrée à la stratégie de résilience, que la définition d'une telle politique devait être portée à l'échelle européenne, car « *le marché unique est l'échelle pertinente pour l'analyse de l'organisation des chaînes de production dans lesquelles s'insèrent les entreprises françaises* ».

Le retard accumulé en termes de souveraineté énergétique par la France devrait se renforcer à mesure que nos besoins électriques augmentent et que les dépendances nouvelles croissent. **Le mix électrique français est d'ores et déjà fragilisé** et, alors que le développement des capacités de production devrait être une priorité, celui-ci progresse à vitesse trop réduite.

(1) Académie des technologies, Contribution : sobriété énergétique ou technologies nouvelles ?, novembre 2022, <https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2023/03/Cahier-d-acteur-AT-Concertation-nationale-mix-energetique.pdf>

(2) Audition de Mme Stéphanie Dupuy-Lyon, 7 décembre 2022.

(3) L'Alliance européenne pour les matières premières (Erma) a été lancée par la Commission européenne en 2020, pour répondre à la volonté européenne de sécuriser les approvisionnements en matières critiques en particulier de la transition énergétique.

(4) Audition de M. Christophe Poinssot, table ronde du 22 novembre 2022.

(5) Op. cit., p. 7.

II. LE MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS EST SOUMIS AUJOURD'HUI À DES DÉPENDANCES FORTES ET NOMBREUSES QUI VONT S'AGGRAVER

A. LE MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS GLOBAL A PEU ÉVOLUÉ ET DEMEURE LARGEMENT DÉPENDANT DES IMPORTATIONS

1. La consommation d'énergie a légèrement décliné depuis les années 2000, du fait de gains énergétiques mais aussi vraisemblablement de l'affaiblissement du secteur industriel

Les séries suivies par le service statistique du ministère en charge de la Transition écologique montrent **une nette inflexion des consommations d'énergie au milieu des années 2000** (*Figure 10*).

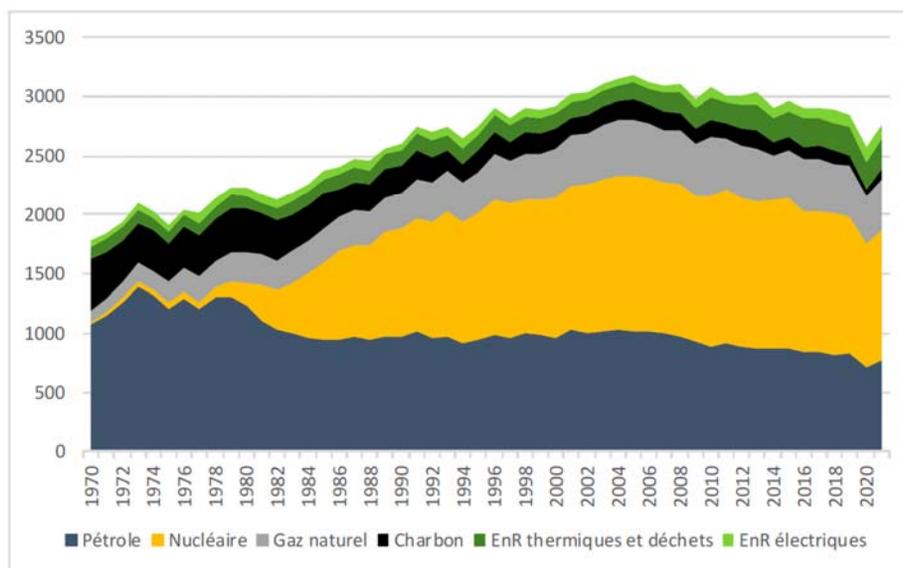
La consommation primaire française, c'est-à-dire l'ensemble des consommations d'énergie sous forme primaire (non transformée après extraction), croît jusqu'en 2005⁽¹⁾, pour atteindre un pic à 3 155 térawattheures (TWh – ou 271 mégatonnes équivalent pétrole ou Mtep), suivant le déploiement de l'énergie nucléaire et, dans une moindre mesure, celui du gaz naturel⁽²⁾. La consommation primaire diminue ensuite à 245 Mtep en 2019 (hors rebond post crise Covid).

La courbe est moins nette s'agissant de la consommation finale – celle consommée par l'utilisateur final, une fois décomptées les déperditions au cours de la transformation et du transport –, mais la tendance est semblable. La consommation finale atteint ainsi son plus haut niveau en 2001, à 150 Mtep, pour diminuer jusqu'à 142 Mtep en 2019.

(1) *Data Lab, Chiffres clés de l'énergie. Éditions 2020 et 2022.*

(2) *Notons que s'agissant de la dernière année avant les crises sanitaire et géopolitique, les chiffres de 2019 donnent une bonne idée de la situation énergétique de notre pays en temps ordinaires.*

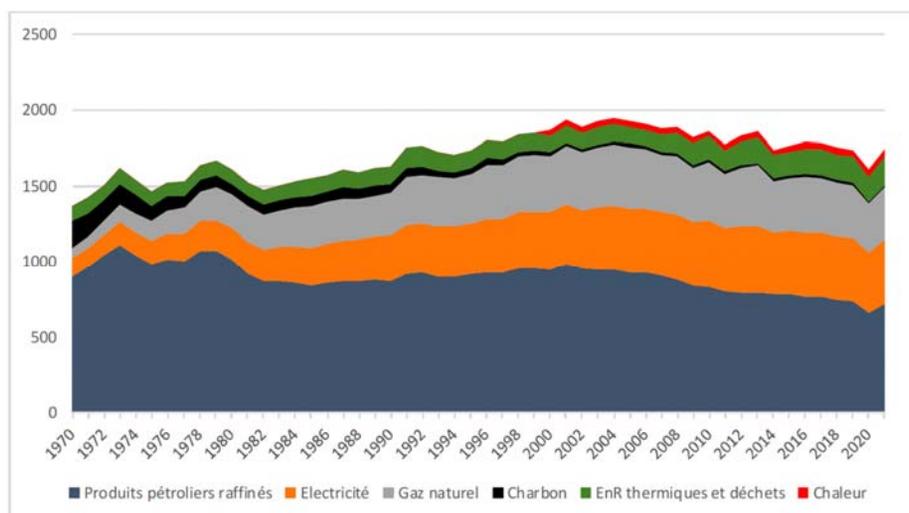
Figure 10 : consommation primaire en France (en TWh)



Source : SDES, bilan énergétique provisoire 2021 transmis par le SDES.

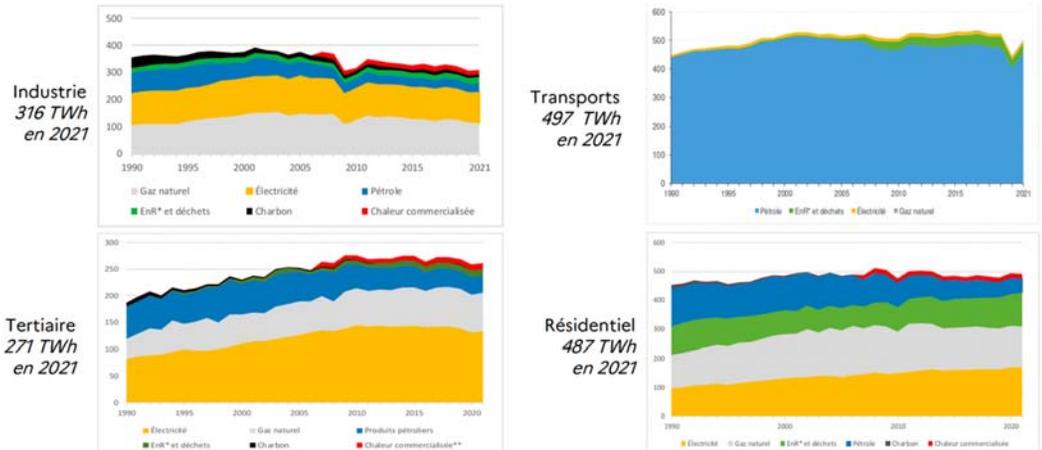
Cette légère baisse de la consommation dès le début du 21^{ème} siècle se retrouve essentiellement dans la baisse de la consommation du secteur industriel. En effet, alors que la consommation globale de l'ensemble des autres secteurs est stable – de même que le mix qui la compose –, le secteur industriel connaît une baisse marquée de sa consommation depuis le début des années 2000, sans pour autant que la composition de son mix évolue.

Figure 11 : consommation finale en France (en TWh)



Source : SDES, bilan énergétique provisoire 2021 transmis par le SDES.

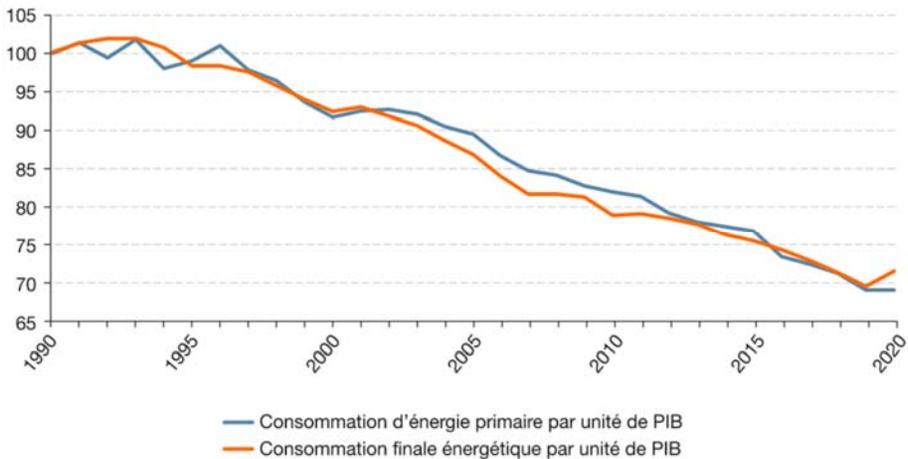
Figure 12 : consommation finale d'énergie par secteur en France (en TWh)



Source : SDES, bilan énergétique provisoire 2021 transmis par le SDES.

M. Jean-Luc Tavernier, directeur général de l'INSEE, souligne la baisse régulière et graduelle de la consommation globale par rapport à la croissance du PIB, qu'il s'agisse d'énergie primaire ou d'énergie finale, « *de sorte que nous sommes de 30 % plus économes que nous ne l'étions dans les années 1990* ». Cela se traduit par une amélioration de l'indice d'intensité énergétique, soit la consommation d'énergie par unité de PIB.

Figure 13 : Intensité énergétique par rapport au PIB de la France de 1990 à 2020 – en indice base 100 en 1990 (données corrigées des variations climatiques)



Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.

Sources : SDES, bilan énergétique de la France ; Insee.

Lecture : l'intensité énergétique mesure la consommation d'énergie par unité de PIB. Sur la période, l'intensité énergétique de la France s'améliore.

Cependant, les auditions menées au sein de cette commission ont permis de **nuancer la corrélation entre baisse de consommation et amélioration de l'indice d'intensité énergétique.**

En effet, si une même activité, produisant la même richesse, est réalisée grâce à un volume d'énergie réduit, l'indice d'intensité énergétique s'améliore : c'est ce que rappelle M. Tavernier cité ci-dessus.

Mais **si le secteur industriel a indéniablement gagné en efficacité énergétique ces trente dernières années, cette baisse de consommation semble aussi liée à la désindustrialisation de notre pays.** M. Tavernier évoque ainsi la désindustrialisation française comme l'une de causes de la baisse de la consommation d'énergie. Par ailleurs, comme le soulignent entre autres les travaux du Shift Project ⁽¹⁾, **certaines activités industrielles fortement consommatrices d'énergie ont été abandonnées sur le territoire français,** au profit du développement d'autres filières plus économes en énergie, qui contribuent autant, parfois plus, au PIB.

2. Mais la production domestique d'énergie, très inférieure à notre consommation, a stagné puis décliné sur la même période du fait d'une baisse tendancielle du productible nucléaire

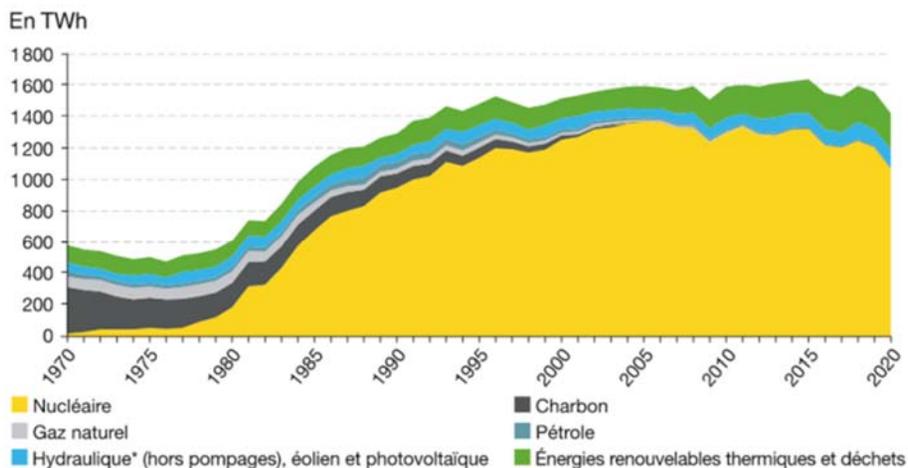
Avec le développement du parc nucléaire français, puis des énergies renouvelables, **la production primaire d'énergie a fortement crû depuis les années 1970** (passant de 44 Mtep en 1973 à 134 Mtep en 2019, dont 77 % de nucléaire), **spécialement dans l'électricité.**

Pour autant, la production d'énergie primaire nationale (1 522 TWh en 2021) n'a jamais suffi à couvrir les besoins du pays. La France est depuis toujours importatrice nette d'énergie, à hauteur de 1 247 TWh en 2021, soit l'équivalent de 45 % de sa consommation primaire et de 71 % de sa consommation finale d'énergie (Cf. Figure 15 : volumes des importations d'énergie rapportés à l'énergie primaire consommée (en France métropolitaine)).

Or, on constate qu'après un maximum en 2005, correspondant à la mise en exploitation de la dernière centrale nucléaire, la production électrique nationale a plutôt stagné les années suivantes, en dépit de l'arrivée sur le marché de nouvelles capacités de production renouvelables, et a même commencé à nettement décliner à partir de 2015, avec la baisse progressive de la production nucléaire.

(1) [*PTEF, Décarboner l'industrie sans la saborder, janvier 2022*](#)

Figure 14 : production d'énergie primaire par énergie



Source : SDES, bilan énergétique de la France en 2020. Production primaire d'énergie de 1 423 TWh en 2020.

* Y compris énergies marines.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les 5 DRAOM.

3. L'écart entre consommation et production se traduit par des importations et surtout par un déficit commercial considérable, devenu exceptionnel dans la situation de crise

a. Des importations plutôt stables en volume dans nos consommations d'énergie depuis 40 ans

Les données publiées par le SDES montrent qu'après avoir baissé avec le développement de la production d'électricité nucléaire dans les années 1970 et 1980, la part de l'énergie importée est restée stable par rapport à l'énergie consommée en France, à environ 60 %, depuis l'arrivée à maturité du parc nucléaire, et avait même un peu diminué en 2021, dernière année considérée.

Figure 15 : volumes des importations d'énergie rapportés à l'énergie primaire consommée (en France métropolitaine)

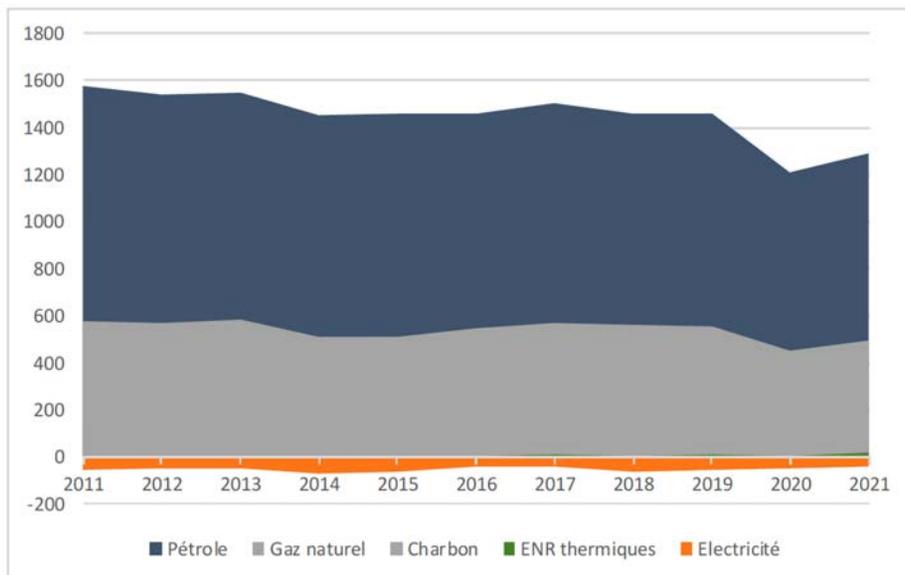


Source : SDES, bilan énergétique provisoire 2021 transmis par le SDES.

Lecture : depuis le développement du parc nucléaire français, la France importe environ les deux tiers de l'énergie primaire qu'elle consomme.

En quantités brutes, les volumes d'importations en énergie ont même connu une tendance à la baisse, suivant en cela la décline de la consommation d'énergie que l'on constate depuis une petite vingtaine d'années, dans un contexte de relative stabilité de la production primaire d'énergie.

Figure 16 : importations nettes d'énergie de la France (en TWh)



Source : SDES, bilan énergétique provisoire 2021 transmis par le SDES.

Lecture : le graphique évalue le solde des importations moins les exportations. Sur la période, la France est donc importatrice d'énergies fossiles mais exportatrice d'électricité.

b. Mais un coût très sensible à la volatilité des prix des hydrocarbures

La révolution industrielle et la transformation technologique de nos quotidiens se sont essentiellement fondées sur les énergies fossiles, dont notre pays était peu doté. Depuis leur déploiement, la France supporte donc un solde du commerce extérieur des produits énergétiques négatif, dit facture énergétique, qui pèse lourdement sur ses marges économiques et financières.

Ce montant est, par construction, dépendant des prix volatiles des hydrocarbures, qui pèsent massivement dans les importations françaises ces dernières années, entre le point le plus haut en 2012, avec une facture de 94 Md€, et le point le plus bas en 2016, à 46 Md€.

Figure 17 : importations d'énergie en France par grandes composantes (en Md€)



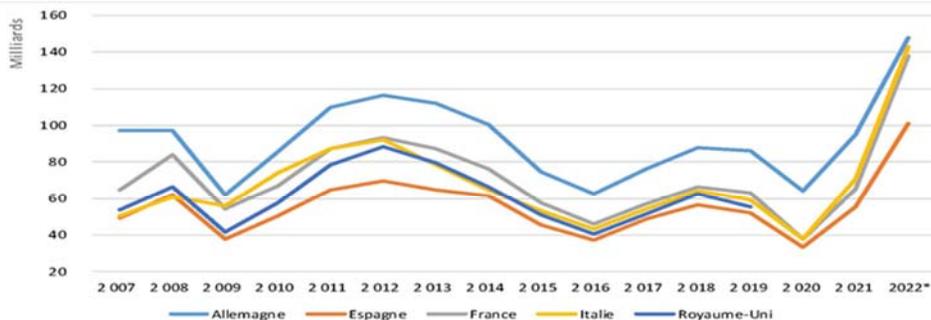
Source : DSECE, document transmis au rapporteur par la DSECE.

Lecture : le suivi des importations d'énergie de la France par composante permet de constater le poids économique de ses dépendances énergétiques. Les hydrocarbures constituent un poste de dépendance important, réduit en 2020 en raison des mesures prises dans le cadre de la gestion de la pandémie de la covid-19.

Le département des statistiques et des études du commerce extérieur (DSECE) de la direction générale des douanes et des droits indirects (DGDDI) souligne toutefois que **le montant d'importations énergétiques de la France se situe dans la moyenne de ses principaux voisins européens.**

Figure 18 : comparaison des montants des importations énergétiques de la France avec ses principaux voisins

(en milliards d'euros)



Source : Eurostat

* 2022 a été calculée en multipliant les données disponibles de janvier à juillet par 12/7.

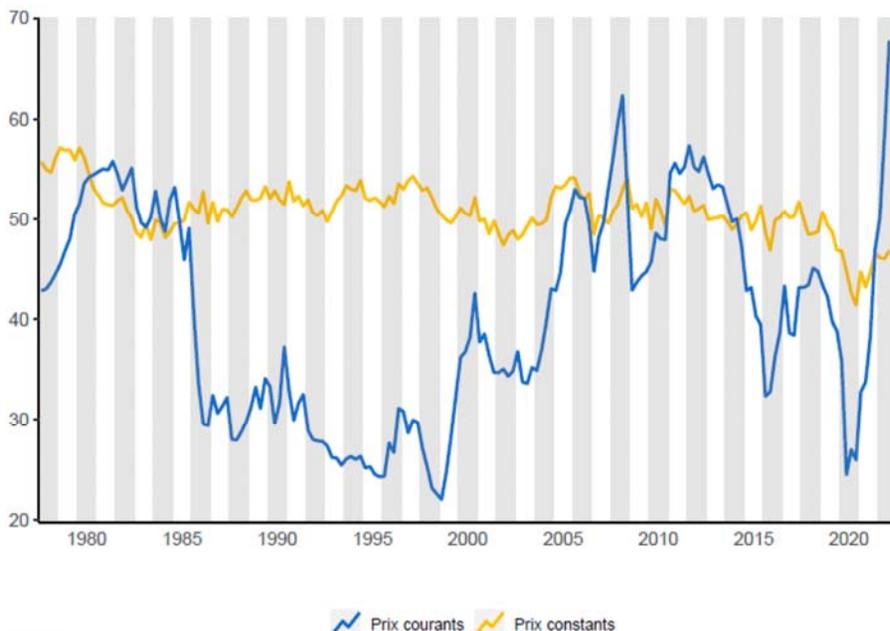
** Compte tenu de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, les données du Royaume-Uni ne sont plus disponibles dans Eurostat depuis 2020.

En tout état de cause, si l'impact économique de notre facture énergétique est indéniable⁽¹⁾, cette donnée doit être lue avec prudence car elle est particulièrement sensible à la fluctuation des cours de l'énergie.

(1) Les modélisations macroéconomiques de l'INSEE selon le modèle Mésange (modèle économique de simulation et d'analyse générale de l'économie) montrent qu'une hausse de 10 dollars du prix du baril de pétrole entraîne la deuxième année une perte d'activité d'un quart de point de PIB.

Sur ce point, l'INSEE souligne que **la variation de la part des importations dans la dépense intérieure en énergie dépend surtout des prix**. Cette part augmente quand les prix des hydrocarbures (pétrole, produits raffinés et aujourd'hui gaz) sur les marchés internationaux augmentent plus vite que les prix de production de l'électricité sur le territoire – comme cela s'est produit notamment entre les chocs pétroliers –, et baisse dans la situation contraire – comme lors du contre-choc de 1986.

Figure 19 : part des importations dans la dépense intérieure en énergie



Source : Insee, comptabilité nationale, document transmis au rapporteur par l'Insee.

Ces fluctuations n'enlèvent rien au constat d'un déficit commercial chronique, qui se traduit par un solde négatif compris entre 10 et 20 Md€ pour la France (hors crise 2022).

L'impact direct d'une hausse du prix du gaz d'un montant équivalent en milliards d'euros revient à peu près au même. L'INSEE souligne cependant que cette extrapolation ne tient pas compte de l'influence du prix du gaz sur celui de l'électricité sur le marché européen, le gaz alimentant la dernière centrale appelée, ni des choix de certaines entreprises qui préfèrent cesser leur activité plutôt que de vendre à perte, faute de pouvoir répercuter les prix des intrants et consommations intermédiaires d'énergie sur leurs prix de vente.

Figure 20 : solde commercial, dont énergie, de la France en valeur (Md€)

(en milliards d'euros)



Source : Insee, comptabilité nationale, document transmis au rapporteur par l'Insee.

Lecture : le solde commercial de la France se dégrade depuis 2020, principalement en raison de la hausse du poids de l'énergie dans celui-ci.

c. La crise de la production électrique française a massivement accentué ce déficit commercial

Les crises récentes ont engendré une crise de la production électrique, qui a eu pour conséquence d'augmenter nos importations en volume et d'alourdir la facture énergétique, tout en soulignant les nouvelles fragilités du parc nucléaire français.

Alors que **la France était exportatrice nette d'électricité depuis 1980** ⁽¹⁾, **elle a été importatrice nette d'électricité en 2022**, avec un solde de 16,5 TWh – ce qui représente un peu moins de 4 % de la consommation nationale d'électricité ⁽²⁾ (Cf. Figure 9 : solde des échanges commerciaux d'électricité entre la France et ses voisins). La France a non seulement importé plus d'électricité en volumes en 2022, mais a aussi dû l'acquies à un prix extrêmement haut.

(1) Étant précisé qu'à certaines périodes de l'année, en particulier en hiver, la France importe de l'électricité pour répondre à ses pics de consommation. Le total est lissé sur l'année.

(2) Pour avoir un ordre de comparaison, cela représente à peu près la production annuelle moyenne de la centrale nucléaire de Belleville (2 x 1310 MW, palier P'4).

L'alourdissement des importations d'électricité est venu aggraver le poids de la « facture énergétique », s'ajoutant au choc des hausses des prix des énergies fossiles et électrique : alors qu'elle s'élevait à 19,1 Md€ en 2020, à 44,3 Md€ en 2021, elle a atteint 115 Md€ en 2022, soit une augmentation de 187 % en un an, selon les chiffres du SDES au Commissariat général au développement durable (CGDD). Selon l'INSEE, la facture énergétique, en points de PIB, au dernier trimestre 2022 n'était plus très éloignée de celle du début des années 1980, lorsqu'elle était à son maximum après le deuxième choc pétrolier.

La dégradation du solde des échanges en électricité résulte en particulier d'une chute de la production totale d'électricité, qui se situe à son plus bas niveau depuis 1992, en raison de la faible production nucléaire et hydraulique. De fait, notre production électrique a notablement reculé depuis 2020. Et même si elle rebondit en 2021, à la sortie de la crise sanitaire, elle reste inférieure à son niveau de 2019.

En s'établissant à 1 150 TWh, la production primaire nucléaire de 2021 se situe en effet à l'un de ses plus bas niveaux depuis la fin des années 1990. Elle est inférieure de 15 % à son niveau le plus élevé, observé en 2005. La crise de la covid-19 a en effet décalé les calendriers de maintenance des centrales nucléaires.

Avec les problèmes de corrosion sous contrainte⁽¹⁾ découverts dans plusieurs réacteurs à partir de la fin 2021, qui ont entraîné leur mise à l'arrêt, ces difficultés se sont poursuivies et même accentuées en 2022. Entre les exigences de la maintenance et ces problèmes structurels, jusqu'à 32 réacteurs se sont retrouvés à l'arrêt au mois d'août, sur les 56 en activité que compte le parc français. Ils étaient encore 15 fin décembre⁽²⁾.

Alors qu'elle atteignait 452 TWh en 2005, qu'elle était encore à 335 TWh en 2020, en pleine crise de la covid-19, et à 361 TWh en 2021, **la production électrique d'origine nucléaire est ainsi tombée à 279 TWh en 2022.**

Parallèlement, **la production hydraulique a également diminué** en 2021 en raison de faibles précipitations et de stocks hydrauliques assez bas, n'atteignant pas le niveau de 2019. Or, cette problématique a perduré en 2022 – perdant jusqu'à 22 % de production pour atteindre seulement 32 TWh – et se prolonge encore en ce début d'année 2023.

Une partie de cette chute de la production apparaît heureusement conjoncturelle, au contraire des nouvelles fragilités des capacités de production électrique historiques, que la période a révélées (voir II. D. 2. b.).

(1) Il s'agit de fissures détectées au niveau des soudures des coudes des tuyauteries d'injection de sécurité, le circuit « RIS » prévu pour injecter de l'eau borée dans le circuit primaire principal du réacteur afin de le refroidir en cas d'incident, ainsi que sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) qui permet la circulation et un niveau d'eau minimal dans le circuit primaire afin d'évacuer la chaleur résiduelle provenant des combustibles radioactifs lorsque le réacteur est à l'arrêt.

(2) Sept autres restant fermés pour « modulation », la faible consommation des Français ne nécessitant pas leur relance.

B. LA FRANCE EST D'ABORD ET SURTOUT DÉPENDANTE DES ÉNERGIES FOSSILES, DONT LA SORTIE SERA DIFFICILE ET COÛTEUSE

1. Une dépendance quasi-totale aux importations d'hydrocarbures

Le poids encore très important des énergies fossiles dans les consommations énergétiques de la France est aussi l'**une de ses premières vulnérabilités en termes de souveraineté, puisqu'elle doit importer 99 % du pétrole et du gaz qu'elle consomme** ⁽¹⁾.

La France consomme en effet de l'ordre de 70 Mtep (hors 2020-2021) et en produit seulement 0,8 Mtep chaque année ⁽²⁾. Après avoir produit près de 100 millions de tonnes de pétrole et 300 milliards de mètres cubes de gaz en 60 ans, la France a réduit et quasiment arrêté sa production. **En 2015, la France ne comptait plus que 64 gisements pétroliers et gaziers en exploitation** (soit des réserves respectives de 7,7 et 0,12 Mtep en 2019), mis en production dans les années 1980 et principalement situés dans le bassin aquitain et le bassin parisien.

Encadré 6 : le renoncement français au gaz de schiste

Contrairement à plusieurs pays dont les États-Unis, la France a renoncé à explorer ses potentiels gisements de pétrole ou de gaz de schiste depuis la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement. Bien que depuis la guerre en Ukraine, notre pays importe du gaz non conventionnel américain, la France n'est pas revenue sur ce principe.

En effet, une telle option irait à l'encontre de la nécessaire trajectoire de décarbonation de nos usages, sans parler des dégâts que ces exploitations peuvent causer à l'environnement et qu'il convient d'éviter autant que possible.

Par ailleurs, les actuelles importations de gaz américains répondent à des besoins immédiats, sans solution alternative suffisante aujourd'hui ; mais les responsables européens et français misent sur une chute de la demande de gaz à l'horizon 2040-2050. Non seulement la France ne serait pas en capacité de se substituer à ces importations avant plusieurs années, mais la trajectoire visée est incompatible avec l'engagement de nouvelles explorations puis exploitations d'hydrocarbures qui demandent plusieurs décennies d'activité pour amortir leurs investissements.

Même si **la consommation de charbon n'est pas nulle, elle s'est très fortement repliée, à environ 7,3 Mtep en consommation primaire et 1,9 Mtep en consommation finale en 2019** ⁽³⁾, son plus faible niveau depuis des décennies. De fait, conformément aux exigences environnementales de la directive européenne en matière d'émissions de gaz à effet de serre des grandes installations de

(1) Data Lab, *chiffres clés de l'énergie*, Éditions 2020 et 2022..

(2) *Ordres de grandeur de la décennie 2010, pétrole brut, hors années 2020-2021-2022 qui ont été très spécifiques notamment du fait de la crise de la covid-19*. Ministère de la transition énergétique, 2023.

(3) SDES, *Bilan énergétique de la France pour 2019*, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2019/20-44-la-consommation-de-charbon>.

combustion, la quasi-totalité des unités thermiques au charbon ont été fermées et l'activité réduite au minimum. Certaines ont néanmoins été préservées en réserve en cas de menace sur l'approvisionnement électrique dans la crise actuelle ⁽¹⁾. Au regard de la part, devenue très minoritaire, du charbon dans la consommation énergétique, la commission d'enquête a choisi de ne pas étudier cette source d'énergie plus en détail.

Cette part importante d'énergies fossiles importées dans notre consommation d'énergie constitue la toute première vulnérabilité énergétique de la France.

Le risque est bien entendu géopolitique : sur les approvisionnements, il n'est pas nouveau et on peut citer les sanctions contre l'Iran ou le Venezuela qui ont affecté l'offre de pétrole, ainsi que les risques de déstabilisation interne de certains pays producteurs, telle la Libye. Ces risques se sont récemment exacerbés avec la crise en Ukraine puisque la Russie était l'un des premiers fournisseurs de l'Europe en pétrole et en gaz. Les sanctions occidentales comme les mesures de rétorsion russes ⁽²⁾ ont pesé sur les prix et déstabilisé la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne. Cet épisode remet en cause la croyance qu'une dépendance commerciale mutuelle évite les ruptures d'approvisionnement.

Les énergies fossiles représentent donc des enjeux majeurs pour notre pays, en termes de décarbonation du *mix* énergétique, en termes économiques liés à la hausse des prix, en termes géopolitiques, dont l'importance a été rappelée par la crise en Ukraine, et **même en termes de niveau d'approvisionnement**.

Car l'épuisement des ressources est quant à lui moins un risque qu'une certitude. Si les débats sur la date du pic pétrolier persistent, et notamment si la production totale d'hydrocarbures (pétrole conventionnel et non conventionnel ⁽³⁾) n'a pas encore atteint son pic et fait l'objet d'estimations largement différentes,

(1) Cf. notamment la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.

(2) Selon Europa.eu, site officiel des Conseils européen et de l'Union européenne, l'UE a adopté neuf paquets de sanctions contre la Russie, comprenant plusieurs mesures énergétiques, dont : l'application d'un plafond de prix lié au transport maritime du pétrole brut et des produits pétroliers, l'interdiction des importations de charbon en provenance de Russie, l'interdiction des importations de pétrole en provenance de Russie, à quelques exceptions près, l'interdiction des exportations vers la Russie de biens et technologies dans le secteur du raffinage de pétrole, l'interdiction de nouveaux investissements dans le secteur minier et de l'énergie russe, et l'interdiction de fournir des capacités de stockage de gaz (à l'exclusion de la partie des installations de GNL) aux ressortissants russes.

(3) Le caractère « non-conventionnel » ne distingue pas le processus de formation du pétrole, mais la composition de la roche dans laquelle il se trouve et par là, les techniques employées pour son extraction. Il en est de même pour le gaz.

– Dans le cas du pétrole conventionnel, les hydrocarbures formés au niveau de la roche-mère migrent vers une roche poreuse et perméable (appelée réservoir). Ils s'y accumulent et forment des gisements dont l'exploitation se fait par simple forage.

– Pour le pétrole non-conventionnel, les hydrocarbures restent dispersés dans les couches peu poreuses et peu perméables du bassin sédimentaire. Ils peuvent même être piégés dans la roche-mère (schistes bitumeux et pétroles de schiste). Dans d'autres cas (sables bitumeux et pétroles lourds), les caractéristiques physiques du pétrole, très visqueux voire solide, ne permettent pas une exploitation classique.

selon que sont pris en compte les gisements connus ou à découvrir, la production de pétrole conventionnel décline et ce phénomène, dont les raisons sont géologiques, va s'accroître dans les décennies à venir. La production des seize premiers fournisseurs de l'Europe devrait être divisée par deux avant 2050, ce qui signifie que **leurs exportations vers l'Europe pourraient être entre deux et vingt fois plus faibles.**

Par ailleurs, le 6 décembre dernier, *The Shift Project* a publié une étude similaire concernant le gaz selon laquelle le pic mondial de production se situe en 2030, mais qu'il a eu lieu dès 2005 pour les gisements de la mer du Nord.

L'Europe, dont la France, se trouverait donc exposée à une baisse inéluctable de ses approvisionnements en hydrocarbures (et à leur renchérissement), que les concurrences internationales ne manqueront pas d'accroître quand le rationnement se fera sentir. Cela constitue une menace sérieuse de perte de souveraineté, souligne M. Jancovici : « *Sur les énergies fossiles, qui sont le premier moteur de la civilisation dans laquelle nous vivons, la question de la perte de souveraineté est déjà à l'œuvre depuis longtemps. Cette perte va s'accroître et se traduire directement en contraction de flux de toute nature, que nous avons l'habitude de résumer classiquement sous l'angle du produit intérieur brut (PIB).* »

La France a développé toute une stratégie pour couvrir sa consommation de pétrole et de gaz, selon trois axes principaux : maîtrise de la consommation, diversification des fournisseurs et mesures de crise. Mais **au regard des défis à venir, ces mesures ne suffiront pas.**

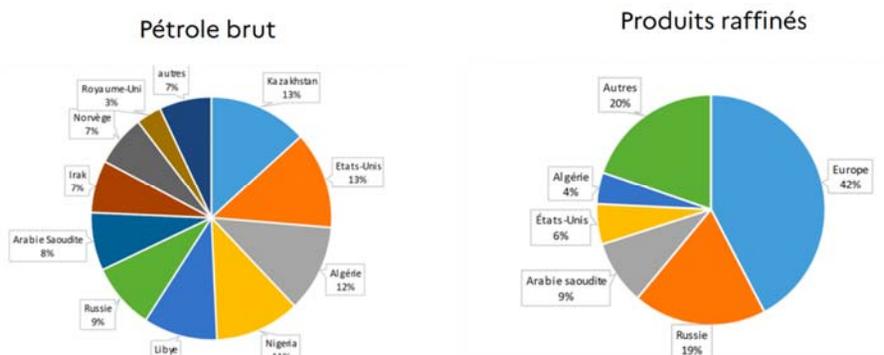
L'IFRI (Institut français des relations internationales) considère que « nous avons sous-investi le sujet de la sécurité des approvisionnements en hydrocarbures depuis quelques années et [que] nous ne sommes pas entrés suffisamment rapidement et fortement dans l'ère des technologies bas carbone », même si la France est moins en retard que ses voisins grâce au développement du nucléaire qui a permis d'électrifier divers usages.

2. Pour le pétrole, la diversification des sources d'approvisionnement n'empêche pas une dépendance forte et aux conséquences majeures

a. Une diversification historiquement poussée des sources d'approvisionnement

L'approvisionnement en brut des raffineries françaises a toujours été fortement diversifié. C'était déjà le cas avant la crise ukrainienne, comme le montrent les graphiques suivants, basés sur les données de 2021.

Figure 21 : approvisionnement français en pétrole



Source : SDES, transmis par le SDES.

Lecture : les produits raffinés sont des dérivés du pétrole brut, notamment les carburants.

Alors que les principaux fournisseurs de l'UE en produits pétroliers étaient la Russie, la Norvège, le Kazakhstan, les États-Unis et l'Arabie saoudite, la Russie ne représentait que 9 % des importations de pétrole brut de la France – mais 19 % de ses importations de produits raffinés. ⁽¹⁾

L'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFP-EN) souligne la dépendance de la France au gazole russe. De fait, les raffineries européennes produisent essentiellement de l'essence, ce qui oblige l'Europe à importer majoritairement son diesel.

Or, après avoir stoppé l'importation de pétrole brut début décembre 2022, en représailles de la guerre en Ukraine, l'UE a interdit l'importation sur son territoire des produits pétroliers raffinés russes ⁽²⁾(diesel, kérosène, mazout et fioul). Importer ces produits sur une plus longue distance représente un coût plus élevé mais cela ne devrait pas avoir d'impact majeur sur l'approvisionnement européen, selon M. Olivier Appert, conseiller du centre d'énergie de l'IFRI et membre de l'Académie des technologies ⁽³⁾ : « *Les opérateurs et les marchés ont anticipé la mise en œuvre de cette décision (...) la consommation de diesel est relativement stable au cours de l'année. Et (...) on dispose en France de 90 jours de stocks, qui peuvent être mobilisés le cas échéant.* »

Comme le souligne l'IRIS (Institut des relations internationales et stratégiques), cette décision de l'UE lui impose de se tourner vers d'autres fournisseurs, et pousse la Russie à chercher d'autres marchés pour son brut. **Une**

(1) Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en différents produits, énergétiques (carburants, combustibles) ou non énergétiques (lubrifiants, bitume et produits destinés à la pétrochimie).

La Russie est l'État ayant les plus grandes capacités de raffinage sur le territoire européen, équivalentes à 6 millions de barils par jour en moyenne cette dernière décennie, soit des capacités trois fois supérieures au deuxième pays européen (Allemagne – 2M de barils / jour).

(2) <https://www.consilium.europa.eu/fr/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/sanctions-against-russia-explained/>

(3) « La Dépêche » le 7 février 2023.

réorientation des flux pétroliers mondiaux est en cours avec plus d'exportations de pétrole russe vers l'Asie et plus d'importations pétrolières européennes venant des États-Unis, du Moyen-Orient ou de l'Afrique. Ainsi, cette diversification des approvisionnements n'emporte pas de risques accrus de pénurie de pétrole découlant de cet embargo européen. L'UE ne devrait donc pas manquer de pétrole brut dans les mois qui viennent.

En revanche, la stratégie commune de diversification des sources d'approvisionnement est encore balbutiante à l'échelle européenne, cette politique restant la prérogative des États, dont les intérêts et l'histoire énergétique ne sont pas nécessairement convergents. De premiers éléments ont été intégrés au paquet de la Commission européenne « *REPowerEU* » approuvé par le Conseil de l'Union européenne le 18 mai 2022. Dans le but d'organiser la sortie de la dépendance aux énergies fossiles russes à partir de 2027, celui-ci prévoit en particulier d'encourager des partenariats énergétiques stratégiques avec certains États fournisseurs. Cela s'est traduit, depuis début 2022, par des actions ou des prospections politiques et parfois des accords passés par l'UE, par exemple sur **le gaz et l'hydrogène**, avec la Norvège et les États-Unis, ainsi que l'Algérie, l'Égypte, ou l'Azerbaïdjan.

b. La consommation française en énergie fossile

La consommation primaire des produits pétroliers a nettement reculé en France : s'établissant à 87 Mtep en 1990, elle est d'environ 70 Mtep en 2019.

Mais les produits pétroliers restent essentiels à certains secteurs. Ils représentent ainsi **la quasi-totalité de la consommation d'énergie du secteur des transports** (497 TWh en 2021, 38,6 Mtep en 2019), qui utilise à lui seul 58 % des produits raffinés.

Si la part du pétrole s'est fortement réduite dans l'industrie, elle demeure significative dans les dépenses énergétiques des secteurs tertiaires et résidentiels ⁽¹⁾. **Le chemin pour décarboner ces usages est donc encore long et incertain.**

La mise au point de biocarburants est une des pistes travaillées pour améliorer le poids carbone des mobilités.

En France, les chercheurs de l'IFPEN travaillent aussi sur une réduction des besoins en pétrole comme composant dans la fabrication des plastiques – qui représente 4 % de la consommation du pétrole mondial. L'IFPEN étudie ainsi les bioplastiques – ce qu'a détaillé M. Pierre-Franck Chevet, président-directeur général de l'institut, lors de son audition : « *Nous travaillons avec Michelin pour fabriquer des biopneumatiques sur le site de Bassens en Nouvelle-Aquitaine.* » – et le recyclage chimique des plastiques. « *Ces procédés sont matures et représentent un progrès par rapport au recyclage mécanique actuellement employé. (...) Les recyclages chimiques permettent quant à eux d'obtenir la même qualité que celle*

(1) Voir les graphiques au A du présent II.

du produit d'origine. Des démonstrateurs industriels expérimentent d'ores et déjà ces technologies. Une entreprise procèdera prochainement à des essais de ce type au Japon, pour la fabrication de vêtements. »

c. Des solutions alternatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre des énergies fossiles, comme les biocarburants ou l'hydrogène

Les biocarburants et biocombustibles couvrent l'ensemble des carburants et combustibles liquides, solides ou gazeux produits à partir de la biomasse et destinés à une valorisation énergétique dans les transports et le chauffage. Les biocarburants sont majoritairement utilisés sous forme d'additifs ou de complément aux carburants fossiles. L'objectif des biocarburants est de réduire l'intensité carbone des énergies fournies ⁽¹⁾.

Encadré 7 : les enjeux et limites de la biomasse

La biomasse a fait l'objet d'une étude approfondie de France Stratégie en 2021 ⁽²⁾ au regard de son potentiel, ses enjeux et ses limites. Alors que la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) prévoit un potentiel énergétique de production en ressources en biomasse atteignant 430 TWh en 2050, dont 250 TWh pour la biomasse agricole (contre actuellement environ 40 TWh), cette étude souligne les nombreuses conditions nécessaires à l'atteinte d'un tel objectif, notamment sur l'évolution de l'agriculture.

Certains experts auditionnés, comme M. Jean-Marc Jancovici, rappellent cependant que **la biomasse n'est pas nécessairement neutre en carbone**. *« Pour que la biomasse soit considérée comme neutre en carbone, il faut prélever dans un stock qui, si nous ne l'utilisons pas, serait à l'équilibre, avec, chaque année, une partie des arbres qui meurent et de jeunes arbres qui repoussent. »*

En tout état de cause, **si la biomasse utilisée pour produire de l'énergie est associée à de la déforestation, son bilan est pire que celui des fossiles.**

On distingue trois générations de biocarburants selon l'origine de la biomasse utilisée et les procédés de transformation associés ⁽³⁾. Aujourd'hui, la première génération a atteint le stade industriel et la seconde génération est en phase de développement.

La réglementation des biocarburants s'effectue également en fonction de la nature de la matière première utilisée : les biocarburants conventionnels, élaborés à

(1) Voir le c du 1 du D du présent II sur le cycle carbone et le poids carbone des diverses formes d'énergie.

(2) <https://www.strategie.gouv.fr/publications/biomasse-agricole-ressources-potentiel-energetique>

(3) Les trois générations de biocarburants :

– 1^e génération : utiliser des plantes riches en sucre (comme la betterave) ou en amidon (comme la pomme de terre) ou riches en huile (comme le colza ou le tournesol) ;

– 2^e génération : parties non alimentaires des plantes, soit les résidus forestiers (les parties des arbres non utilisées par l'industrie du bois), les résidus agricoles (comme les tiges de maïs), les cultures à croissance rapide (comme le peuplier et l'eucalyptus), ou les déchets organiques (par exemple les boues de stations d'épuration) ;

– 3^e génération : micro-organismes photosynthétiques (cyanobactéries, micro-algues...).

partir d'une matière première produite en concurrence avec les cultures alimentaires, et les biocarburants avancés, élaborés à partir d'autres matières premières.

La première génération de biocarburants utilise généralement des ressources agricoles et alimentaires. Pour **éviter une concurrence entre les usages de ces ressources et la mobilisation des terres nécessaires à leur production**, l'UE plafonne le taux d'incorporation dans les carburants conventionnels. Le taux moyen sur les moteurs de tous types en France s'élève à 7 %.

La recherche de l'IFPEN s'intéresse aux biocarburants de deuxième génération, à base uniquement de déchets forestiers ou agricoles « *qui n'ont pas d'autre utilité* ».

Encadré 8 : état de la recherche française sur les biocarburants

Depuis plus de dix ans, l'IF-EN et ses partenaires tentent de démontrer l'intérêt des technologies de production de biodiesel et de biokérosène, en particulier pour la production de carburants aéronautiques durables, en **réduisant les émissions de gaz à effet de serre (GES) de plus de 90 %**. En 2022, cette technologie est **entrée dans une phase industrielle** : Elyse Energy a lancé le projet BioTjet, en partenariat avec l'IFPEN, Avril et BioNext, en se donnant pour objectif de construire et opérer la première unité industrielle française de production de biokérosène avancé à partir de biomasse durable.

L'IFPEN a également développé avec dix partenaires français une technologie permettant la production d'éthanol à partir de résidus agricoles et forestiers. Pour la concrétiser sur le territoire français, l'IFPEN et Axens ont fédéré différents partenaires pour porter un projet d'implantation d'une première unité de production industrielle : le projet NACRE. Il vise à produire 30 000 t/an d'éthanol à partir de résidus de maïs et de résidus forestiers et sera implanté sur un site industriel à reconverter. Un tel projet permettra également de produire du biométhane en grande quantité (4 000 t/an) comme co-produit. L'éthanol est une molécule plateforme qui peut être utilisée comme carburant routier mais peut également être transformée en biokérosène pour les avions en utilisant des technologies industrielles développées par l'IFPEN. Il peut être également utilisé pour faire des molécules chimiques biosourcées telles que l'éthylène ou le butadiène. Les résidus de maïs ne sont pas à ce jour collectés et valorisés.

L'IFPEN travaille enfin sur les technologies de production d'e-biofuels, carburants de synthèse fabriqués à partir d'électricité « verte » qui regroupent différents produits. L'institut travaille sur ce procédé et sur les catalyseurs associés, en particulier pour la production de e-biocarburants avancés. Le projet BioTjet cité ci-dessus prévoit des études de faisabilité et de design de base de la production d'e-biofuels. Par ailleurs, IFPEN développe une brique complémentaire permettant de convertir le dioxyde de carbone (CO₂) en oxyde de carbone (CO) en présence d'hydrogène (H₂ – réaction du gaz à l'eau inverse), qui lui permettra de proposer une chaîne complète de valorisation du CO₂ en e-carburants ou e-produits chimiques ; des échanges sont en cours avec des industriels européens pour un projet de démonstration.

Les travaux de l'IFPEN soulignent les **nombreux atouts de ces biocarburants** : réduction de la dépendance des transports au pétrole, diminution des émissions de GES liées au transport, incitation à la création ou au maintien

d'une activité agricole ou forestière, d'une activité industrielle et par là même d'emplois, et absence de nécessité d'adaptation du réseau de distribution d'électricité ou des véhicules, contrairement à l'électrification des transports.

Dans un premier temps, **les biocarburants peuvent apparaître comme une solution intéressante pour la décarbonation de certains secteurs pour lesquels il est difficile d'envisager d'autres solutions à court terme, notamment dans l'aviation**, même si leur contribution restera limitée : la France vise ainsi une part de 5 % pour l'aviation en 2030, et de 50 % au plus en 2050 ⁽¹⁾.

La France est le quatrième pays producteur mondial de biocarburants (5 % de la production mondiale) après les États Unis, le Brésil et l'Allemagne, avec plus de deux millions de tonnes de biocarburants produits sur le territoire ⁽²⁾. Selon l'IFPEN, en 2022, la consommation mondiale d'énergie dans les transports routiers s'élevait à 2 093,9 Mtep dont 91 Mtep étaient couverts par les biocarburants, soit environ 4 % ⁽³⁾. L'année précédente, la France enregistrait une consommation d'énergie dans les transports de 501 TWh dont 7 % étaient assurés par les biocarburants ⁽⁴⁾.

Les auditions menées par la commission ont permis de mettre en lumière de nombreux projets de déploiement de la filière ⁽⁵⁾, en particulier en termes d'augmentation du pourcentage d'incorporation des biocarburants dans les carburants classiques.

En revanche, les technologies développées par la filière assurent des rendements inégaux. Par exemple, si les déchets municipaux présentent un avantage économique attractif pour les exploitants, allant jusqu'à inciter TotalÉnergies à convertir des raffineries en bioraffineries pour les transformer, la technologie permettant l'exploitation des déchets ligneux ⁽⁶⁾ est développée mais n'offre pas un rendement suffisant pour les entreprises.

(1) Feuille de route française pour le déploiement des biocarburants aéronautiques durables, <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Feuille%20de%20route%20fran%20aise%20pour%20le%20d%20e%20ploie%20ment%20des%20biocarburants%20a%20e%20ronautiques%20durables.pdf>

(2) Données du ministère de la Transition énergétique.

(3) IFPEN, Tableau de bord des biocarburants de 2022, 2 janvier 2023.

(4) SDES, Chiffres clés de l'énergie – édition 2022, p. 33.

(5) Notamment IFPEN et TotalÉnergies.

(6) Un déchet vert ligneux est un déchet issu de végétaux qui ont la consistance ou l'aspect du bois tel que les arbres, les arbrisseaux, les buissons et arbustes.

Encadré 9 : l'exploitation des déchets pour la production de biocarburants

Dans le cadre de l'exploitation des déchets municipaux pour la production de biocarburants, deux sites sont privilégiés en France par TotalEnergies.

Mise en service en juillet 2019, la bioraffinerie de La Mède dispose d'une technologie permettant d'utiliser tous les types d'huiles pour les transformer en biocarburants, principalement routiers. Sa capacité de production est de 500 000 tonnes par an.

Le site de Grandpuits, dont le démarrage est prévu en 2025, est en train d'être transformé en une plateforme zéro pétrole comprenant notamment une bioraffinerie, une usine de bioplastiques et une usine de recyclage de plastiques. Il s'agira notamment de produire 210 000 tonnes par an de biocarburants aériens, 50 000 tonnes par an de diesel renouvelable et plus de 70 000 tonnes par an de bio naphtha/LPG. Cette nouvelle unité doit ainsi contribuer à la feuille de route française pour le déploiement de biocarburants aériens durables qui comporte un objectif d'incorporation de 2 % en 2025 et 5 % en 2030.

En outre, le développement du *coprocessing*, offre de nouvelles pistes. Il consiste à produire du diesel renouvelable ou du carburant aérien durable (SAF) dans les mêmes unités que celles qui produisent aujourd'hui des distillats en rajoutant des huiles issues de l'économie circulaire. L'unité de Normandie a démarré en 2022 la production de SAF par *coprocessing* pour répondre au mandat français de 1 % d'incorporation en 2022.

Enfin, eu égard aux volumes de matière à mobiliser, le potentiel de développement de ces biocarburants ne saurait être au niveau des actuels besoins des transports. **Aussi l'électrification apparaît-elle encore comme une des solutions les plus adaptées et accessibles aux mobilités terrestres.**

En tout état de cause, **la décarbonation des transports et de l'industrie nécessite encore d'importants investissements**, que ce soit pour la recherche, la création de filières industrielles nationales et l'adaptation ou le renouvellement des flottes aériennes, maritimes et terrestres.

Encadré 10 : hydrogène actuel et perspectives d'avenir

L'hydrogène (H), molécule très abondante dans l'environnement, est toujours lié à d'autres éléments chimiques. **Vecteur énergétique** dont la combustion libère quatre fois plus d'énergie que l'essence⁽¹⁾, l'hydrogène a l'avantage de pouvoir être stocké (gaz, liquide, stockage solide).

Sur les **70 millions de tonnes d'hydrogène produit dans le monde, 48 % sont issues du gaz naturel, 28 % du pétrole, 23 % du charbon et 1 % de l'électrolyse de l'eau**. En France, la production d'hydrogène est issue à 40 % du vaporéformage du méthane, 40 % de l'oxydation d'hydrocarbures, 15 % de la gazéification du charbon et 5 % de l'électrolyse.

La production d'énergie à partir d'hydrogène pourrait donc être quasiment inépuisable s'il est produit en quantité suffisante et à coût compétitif. Cependant, **l'extraction de l'hydrogène des ressources primaires dans lequel elle est présente nécessite un apport énergétique.**

(1) CEA, *L'hydrogène*, 10 mai 2022.

La dépendance est très forte aux sources fossiles et à l'énergie thermique. Par conséquent sa production est fortement carbonée : moyenne mondiale de 15 kgCO₂ / kg H₂ (en comparaison, une même quantité d'énergie sous forme de charbon représente 13 kgCO_{2e}, 11 kgCO_{2e} pour le fioul et 8 kgCO_{2e} pour le gaz naturel). En 2018, la production mondiale d'hydrogène émet 830 MT de CO₂.

Selon le CEA, 95 % de l'hydrogène est produit par des hydrocarbures. On parle d'**hydrogène gris** s'il est fabriqué par des procédés thermochimiques à partir de matières premières fossiles (charbon / gaz naturel). On parle d'**hydrogène bleu** s'il est fabriqué de la même manière que l'hydrogène gris à la différence que le CO₂ émis est capté pour être utilisé ou stocké. Enfin, il peut être produit à partir d'eau (électrolyse) grâce à une électricité décarbonée renouvelable, on parle alors d'**hydrogène vert** ou - d'**hydrogène jaune** si l'hydrogène est produit à partir d'électricité issue de sources nucléaires.

Des recherches sont en cours pour optimiser son coût et sa performance afin de rendre son rendement intéressant. La production d'hydrogène à partir de biomasse (bois, paille, etc.) constitue également une voie de recherche. Enfin, il serait possible d'extraire de l'hydrogène de gisements sous-marins existants mais, à ce jour, inatteignable – on l'appelle **l'hydrogène blanc**.

L'hydrogène produit par électrolyse revient aux environs de 4 €/kg à 6 €/kg pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 h par an et **un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh**.

3. Pour le gaz, une diversification de l'approvisionnement limitée par des contraintes logistiques en Europe

a. Une consommation en hausse, dont l'approvisionnement s'est diversifié

L'historien des énergies, M. Yves Bouvier, expliquait en audition qu'en France, énergie nucléaire et gaz naturel se sont développés parallèlement, et non de manière concurrente comme dans d'autres pays. Les accords d'approvisionnement en gaz naturel avec l'Algérie en 1971 et avec l'Union soviétique en 1980 ont assuré une forme de réduction de la dépendance pétrolière.

Cette consommation a poursuivi sa progression. La consommation totale de gaz naturel s'élevait en 2020 à 494 TWh PCS ⁽¹⁾, mais il s'agissait de la première année de la pandémie. La consommation atteignait 600 TWh PCS en 2019 alors qu'elle n'était que de 100 en 1979.

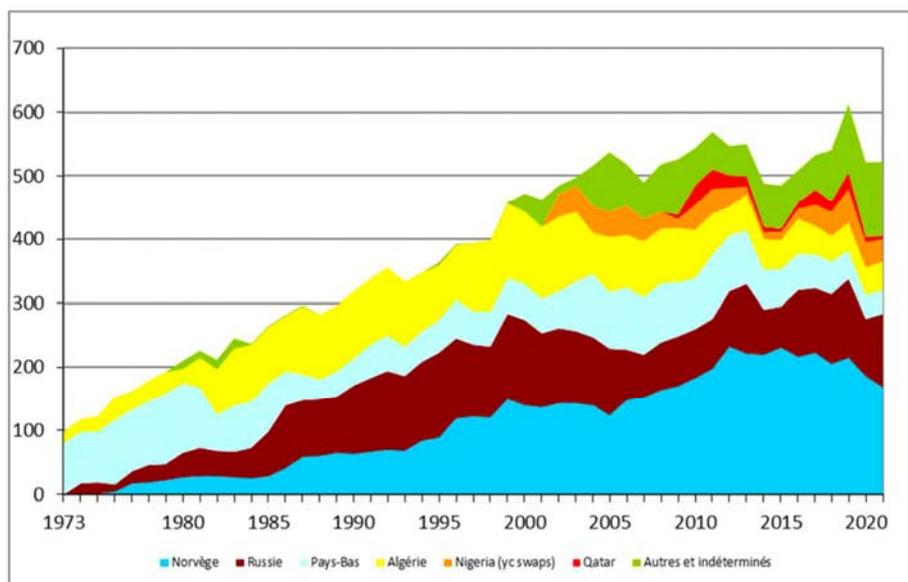
Le gaz constitue une part importante de la consommation d'énergie de l'industrie et du secteur résidentiel. Essentiellement utilisé pour son pouvoir calorifique, une partie (19 % en 2019) sert aussi à la production d'électricité (Figure 12 : consommation finale d'énergie par secteur en France (en TWh)).

(1) Pouvoir calorifique supérieur.

Non seulement la part des achats sur le marché a augmenté ces dernières années, mais le SDES relève aussi que **l’approvisionnement s’est diversifié avec l’augmentation des échanges de gaz naturel liquéfié (GNL).** ⁽¹⁾

Cette tendance s’est accélérée depuis la crise ukrainienne : au troisième trimestre 2022, les entrées de gaz naturel gazeux diminuent de près de 80 % sur un an alors que les entrées nettes de GNL augmentent de 170 %. Celui-ci provient des États-Unis et du Qatar, ce qui diversifie notre fourniture en gaz, même si 30 % de nos importations proviennent toujours de Norvège ; et dès le mois d’août il n’y a plus d’importation de gaz russe, alors qu’auparavant elles représentaient 17 % de la consommation française.

Figure 22 : échanges extérieurs de gaz en 2021 (en TWh)



Source : SDES, transmis par le SDES.

b. Des contraintes d’approvisionnement notamment logistiques

Le pic de production n’étant pas atteint, les ressources mondiales suffisent aujourd’hui à répondre à la demande. Pourtant, le principal obstacle au développement de la filière résulte dans les contraintes pesant sur la chaîne d’approvisionnement en gaz.

Les obstacles identifiés à l’acheminement du gaz naturel en France se situent au niveau de la chaîne logistique du GNL. La tension observée sur les prix du gaz s’explique ainsi en partie par :

(1) Le GNL désigne le gaz naturel transformé sous forme liquide. Pour ce faire, il est refroidi à une température d’environ -160 °. Dans cet état, il est 600 fois moins volumineux et peut être ainsi aisément stocké et transporté par bateau. Il peut être utilisé tel quel ou devoir être regazéifié (réchauffé).

– **l’insuffisance de capacités de liquéfaction**, liée à des investissements limités sur les années précédentes ;

– **le choc de demande** créée par le déficit de gaz russe en Europe ;

– **la flotte de méthaniers limitée à 700 navires** (GIIGNL) peut aussi constituer un goulot d’étranglement (par comparaison, on compte 8 000 pétroliers) ;

– enfin, on a vu émerger un **nouveau besoin d’investir** dans la regazéification en Europe, spécialement en Allemagne.

De plus, le stockage de gaz est un élément essentiel pour l’approvisionnement gazier d’un pays non-producteur comme la France. En injectant du gaz dans les stockages durant l’été et en le soutirant pendant l’hiver, les fournisseurs peuvent répondre à la consommation de leurs clients, fortement dépendante du climat pour la plupart d’entre eux. **Les capacités de stockage permettent de couvrir près de 40 % des volumes de gaz consommés en France au cours de l’hiver et sont indispensables lors des pointes de froid.**

Cependant, les terminaux méthaniers français n’apparaissent pas suffisamment dimensionnés pour importer tout le gaz nécessaire pour les pointes de froid, comme le démontre l’analyse du bilan physique – qui présente la couverture des besoins des consommateurs français lors d’une pointe de froid – réalisée par le ministère de la Transition énergétique.

Au-delà de la chaîne GNL et du dimensionnement des terminaux français, les insuffisances des interconnexions gazières entre pays européens constituent aussi un frein. De plus, le recul prévu de la consommation de gaz n’incite pas les États européens à investir davantage dans ces infrastructures.

c. La lente progression du biogaz

La transformation de la biomasse en énergie peut également constituer un mode de reconquête de la souveraineté. Actuellement, la filière biogaz peut être décomposée en trois sous-filières, segmentées selon l’origine et le traitement des déchets :

– la méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes ;

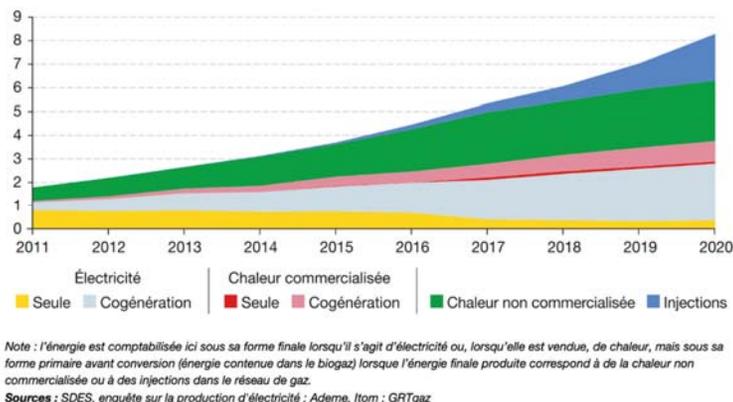
– la méthanisation de boues de stations d’épuration des eaux usées (STEP) ;

– le biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

Principalement produit en métropole, à hauteur de 9 TWh en 2020, le biogaz sert en majorité à produire de l’électricité (34 % de l’énergie produite à partir de biogaz) et de la chaleur (42 %), pour l’essentiel non commercialisée (donc consommée directement par les utilisateurs finaux de biogaz). L’épuration de biogaz en biométhane, afin d’être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel, constitue

en outre un nouveau débouché depuis quelques années (24 % en 2020). Entre 2019 et 2020, l'ensemble de la production d'énergie à partir de biogaz a augmenté de 18 %.

Figure 23 : évolution de la production d'énergie à partir de biogaz (en TWh)



Les gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation ont été estimés dans le cadre d'une étude réalisée par SOLAGRO et INDIGGO pour le compte de l'ADEME ⁽¹⁾. **Le gisement global mobilisable à 2030 pour la méthanisation a été évalué à 130 millions de tonnes de matière brute soit 56 TWh d'énergie primaire en production de biogaz.** Il est composé à 90 % de matières agricoles.

Les auditions de la commission d'enquête ont mis en lumière des points de vue nuancés : pour TotalEnergies, prête à investir massivement dans cette énergie, la France dispose du deuxième potentiel au niveau européen après l'Allemagne ; le biogaz représente une énergie totalement locale, dont la production coûte cher, mais est créatrice d'emplois non délocalisables et peut offrir des débouchés aux agriculteurs.

D'un autre côté, pour M. Jean-Marc Jancovici, il n'est pas approprié de suivre la stratégie allemande, qui consiste à installer des cultures dédiées pour produire du biogaz en grande quantité. L'expert croit plutôt à un usage de niches : *« faire du biogaz avec des déchets agricoles ou des couvertures intermédiaires et s'en servir prioritairement pour remplacer les combustibles fossiles de la mécanisation agricole me paraît tout à fait approprié ».*

En tout état de cause, à l'instar des biocarburants, **il y a un équilibre à préserver entre productions énergétiques et productions alimentaires et la nécessité de rester vigilant au bilan carbone de ces biogaz.** C'est une des raisons pour lesquelles la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2023-2028 ne

(1) Étude « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation en France », SOLAGRO et INDIGGO, 2013

prévoit de soutenir, par des aides nationales, qu'un volume de 22 TWh supplémentaires.

En outre, pour un agriculteur, l'investissement de départ est conséquent et la conduite d'un méthaniseur requiert du personnel qualifié pour gérer la méthanisation. Une unité de méthanisation serait rentable pour une exploitation comptant un minimum de 100 vaches après une dizaine d'années. Ainsi, ce type de production s'adresse davantage aux élevages intensifs qu'aux exploitations de petite taille.

Les dépendances et les vulnérabilités de la part trop importante des énergies fossiles dans le mix énergétique français incitent à renforcer la production d'énergies décarbonées s'appuyant sur des sources d'énergie disponibles sur le territoire : c'est l'objectif de la production d'électricité assurée en majeure partie par le nucléaire et l'hydraulique.

C. LA PRODUCTION D'ÉNERGIE THERMIQUE À PARTIR DE SOURCES RENEUVELABLES PEUT ÊTRE UN SUBSTITUT AUX FOSSILES

La production d'énergie thermique renouvelable constitue un mode de substitution particulièrement pertinent aux énergies fossiles. En effet, **la production de chaleur représente la moitié des consommations d'énergie en France et repose encore principalement sur les combustibles fossiles** (et, désormais, sur le gaz pour une grande part).

Outre le biogaz et les biocarburants évoqués précédemment⁽¹⁾, les principaux modes de production de chaleur sont le bois, la géothermie, les chauffe-eaux solaires et les pompes à chaleur.

En pratique, la chaleur renouvelable s'est surtout développée dans les pays disposant d'un potentiel important, comme les pays nordiques dont les gisements forestiers sont très importants rapportés à la population. La France a tout de même mis en place un dispositif de soutien financier public au développement de la production renouvelable de chaleur (ou de froid), le Fonds chaleur, dans le cadre du Grenelle de l'environnement. En 2021, 212 TWh d'énergie thermique renouvelable ont été produits en France⁽²⁾, et 180 TWh ont été consommés⁽³⁾. Entre 2005 et 2021, la consommation finale brute d'énergies renouvelables s'est accrue de 160 TWh, principalement grâce au développement des biocarburants, des pompes à chaleur, et de la biomasse solide. Si les pompes à chaleur ont dépassé dès 2021 leur objectif de production prévu par la PPE⁽⁴⁾, ce n'est pas le cas des autres modes de production d'énergie thermique renouvelables⁽⁵⁾.

(1) Cf. II-B.

(2) Production primaire – 125 TWh bois énergie, 14 TWh déchets, 43 TWh pompes à chaleur.

(3) Consommation finale brute - dont 123,8 TWh biomasse solide et déchets, 42,1 TWh pompes à chaleur, 7,2 TWh biogaz, 2,4 TWh solaire thermique, 2,3 TWh géothermique thermique, 3,2 TWh biocarburants.

(4) Objectif 2023 pour les pompes à chaleur : 39,6 TWh / Production 2021 : 43 TWh.

(5) SDES, Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2022.

Encadré 11: le fonds chaleur

Géré par l'ADEME, il aide toutes les filières concernées (biomasse, géothermie, solaire thermique, etc.) mais est réservé à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises. Il appuie aussi la création de réseaux de chaleur.

Sur la période 2009-2021, il a été doté de 2,9 Md€ et a soutenu 6 600 réalisations représentant une production totale de chaleur renouvelable et de récupération de 39 TWh par an. La Cour des comptes a d'ailleurs souligné son efficacité. **Son budget a régulièrement été augmenté depuis 2017** : de 200 M€ il est monté à 260 M€ en 2018, 300 M€ en 2019, 350 en 2020 et à nouveau en 2021, pour bondir à 520 M€ en 2022.

L'ADEME estime que ces productions renouvelables se substituent très majoritairement à du gaz. Elle a évalué les économies qu'elles représentent pour la balance commerciale française à 1,6 Md€ par an sur la base du prix moyen du gaz en 2021, et à environ 4 Md€ par an sur la base du prix moyen en 2022.

a. L'utilisation grandissante des ressources en bois, convoitées par de nombreux secteurs

Sur l'ensemble des sources renouvelables, la plus utilisée dans le monde et dans notre pays reste **la biomasse produite avec du bois**, qui est transformée en chaleur ou en biocarburant. La consommation de bois-énergie a ainsi atteint 132 TWh en 2021, dont 60 % pour le parc résidentiel, 22 % pour l'énergie et 13 % pour l'industrie ⁽¹⁾.

Cette filière rencontre un franc succès, renforcé depuis le développement des poêles à pellets : environ 400 000 appareils de chauffage au bois sont vendus chaque année pour le parc résidentiel (essentiellement des poêles) ⁽²⁾.

Cette filière présente cependant des limites : non seulement le réchauffement climatique met la forêt à mal ⁽³⁾, mais il y a désormais **un véritable risque de concurrence entre tous les usages énergétiques du bois envisagés**, eu égard au développement des secteurs concernés (résidentiel et transports notamment) ⁽⁴⁾.

b. Une exploitation croissante du potentiel géothermique

L'énergie géothermique peut être tirée de petites ou de moyennes profondeurs. La **géothermie de moyenne profondeur** – ou de moyenne température –, qui pompe une eau moins chaude à environ un millier de mètres de profondeur pour alimenter des réseaux de chaleur. Ce procédé est développé dans le Bassin parisien, où 500 000 à 600 000 logements en bénéficient, et qui représente le plus grand pôle géothermique de chauffage urbain mondial.

(1) SDES, *ibidem*.

(2) *Observ'ER, données 2003-2021, France métropolitaine*.

(3) Selon M. Jancovici, à condition climatique stabilisée — c'est-à-dire si le réchauffement s'arrêtait —, 10 % de la forêt française mourra tout de même. Dans un monde se réchauffant de deux degrés, nous nous rapprochons plutôt de 40 ou 50 % des espèces actuelles, selon des simulations réalisées avec toutes les réserves que nous pouvons avoir.

(4) SDES, *Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2022*.

Le potentiel se trouve sur les 800 à 900 réseaux de chaleur existant à l'échelle de quartiers, seule une petite partie fonctionnent grâce à de la géothermie ; les autres sont alimentés au gaz.

La **géothermie de très proche surface** s'appuie, quant à elle, sur un échangeur de chaleur. Le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) et l'IFP-EN ont indiqué lors de leurs auditions que le développement de cette technologie à plus grande échelle ne pourra se faire sans l'émergence d'une filière industrielle, mais des obstacles conséquents s'y opposent. Le métier de foreur, en particulier, connaît une tension importante et exige une expertise non garantie aujourd'hui.

Le BRGM souligne en outre, dans ses travaux et en audition, qu'une fois le forage exécuté, il est possible d'en tirer différents usages. L'eau pompée dans le sous-sol peut par exemple contenir du lithium à récupérer.

c. Les autres modes de production de chaleur

Autre technique de chaleur renouvelable, les **chauffe-eaux solaires** qui ont été encouragés dans les territoires ultramarins où cette technologie a un sens. Selon le SDES, en 2021, la production primaire de solaire thermique représente 0,7 % de la production d'énergies renouvelables en France. Elle produit 2,4 TWh et est principalement développée dans les départements et régions d'outre-mer (notamment à La Réunion).

Citons enfin les **pompes à chaleur**, qui exploitent le transfert d'énergie entre l'environnement et l'intérieur d'un logement ou d'une usine, avec un rendement thermodynamique très avantageux puisque pour un kilowattheure d'électricité injecté dans la machine, plusieurs kilowattheures de chaleur sont transférés entre l'extérieur et l'intérieur d'un logement.

L'installation de pompes à chaleur bénéficiant d'un soutien financier significatif, leur contribution commence à devenir visible dans le secteur résidentiel. Mais leur production de chaleur a besoin d'électricité pour être mise en œuvre, ce qui minimise leur bilan.

La **cogénération** est également une technique de production de chaleur. Elle consiste à produire dans la même installation et à partir de la même énergie primaire (gaz, déchets, fioul, etc.) de l'énergie thermique et une énergie mécanique ; par extension elle désigne le fait de récupérer la chaleur fatale, généralement rejetée dans l'environnement, d'une production d'énergie mécanique – électrique le plus souvent – pour l'utiliser pour une demande thermique (chauffage, eau chaude sanitaire, processus sanitaire, etc.). Elle augmente ainsi le rendement de l'installation, mais la rentabilité de cette solution suppose, notamment, d'être au plus près des lieux de consommation en raison des pertes pendant le transport de chaleur. La France compterait 860 installations de cogénération.

Vu la taille du parc nucléaire français, l'utilisation de l'importante chaleur fatale produite par la fission nucléaire est une piste qui mériterait d'être étudiée et le rapporteur regrette de n'avoir pas eu le temps matériel de l'examiner.

D. UNE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ QUASI INTÉGRALEMENT DÉCARBONÉE, QUI VA DEVOIR CROÎTRE MASSIVEMENT, AUJOURD'HUI ENCORE ESSENTIELLEMENT ASSURÉE PAR LE NUCLÉAIRE ET L'HYDRAULIQUE

1. La consommation d'électricité en France, qui concerne de nombreux usages et qui devrait croître, est à ce jour couverte par une production domestique et décarbonée

a. Une électrification de la consommation finale d'énergie

Selon le bilan énergétique établi par le SDES pour 2021, la consommation finale en électricité de la France s'est élevée à 434,3 TWh, soit 24,4 % de la consommation finale totale de la France ⁽¹⁾ et la production nette est montée, quant à elle, à 532 TWh ⁽²⁾. Notre pays a pu ainsi exporter 42 TWh ⁽³⁾.

L'électricité constitue l'énergie utilisée par de nombreux secteurs en France pour des besoins domestiques, industriels ou de services publics (éclairage et chauffage, appareil électroménagers, industrie, transport).

Elle est **consommée** par le secteur **résidentiel** en premier lieu (39 % de la consommation finale d'électricité en 2021), le secteur **tertiaire** (31 %) et **l'industrie** (26 %) ⁽⁴⁾. Si l'électricité ne représente encore qu'un peu plus **du quart de la consommation finale d'énergie française** ⁽⁵⁾, elle est **le premier poste énergétique des secteurs tertiaire** (133,7 TWh ou 50,8 % de la consommation du secteur en 2021 ⁽⁶⁾), **industriels** (113 TWh ou 39 % en 2021) et **résidentiel** (170 TWh ou 34 % en 2021).

Avec 492 TWh d'électricité consommés en 2021, le **secteur résidentiel** se place au premier rang des secteurs **les plus consommateurs d'électricité**. Les postes les plus consommateurs d'électricité concernent le chauffage, l'eau chaude sanitaire et les besoins spécifiques (électroménagers, etc.).

(1) SDES, [Chiffres clés de l'énergie - édition 2022](#), novembre 2022, p. 80.

(2) SDES, [Chiffres clés de l'énergie - édition 2022](#), novembre 2022, p. 80.

(3) SDES, [Chiffres clés de l'énergie - édition 2022](#), novembre 2022, p. 33.

(4) SDES, [Chiffres clés de l'énergie - édition 2022](#), p. 70. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/pdf/chiffres-cles-de-lenergie-2022-signets.pdf>

(5) Selon le SDES, la consommation finale d'électricité en 2021 et en France était de 434,3TWh sur une consommation énergétique finale globale de 1626,8TWh, soit une part de 26,7 %. SDES, [Chiffres clés de l'énergie - édition 2022](#), p. 80. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/pdf/chiffres-cles-de-lenergie-2022-signets.pdf>

(6) SDES, [Chiffres clés de l'énergie - édition 2022](#), p. 80. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/pdf/chiffres-cles-de-lenergie-2022-signets.pdf>

L'électricité représente plus de la moitié de la consommation énergétique du **secteur tertiaire** restée **relativement stable en valeur** depuis la décennie 2010, alors que la consommation énergétique du secteur fléchit progressivement, les mesures de sobriété et d'efficacité énergétique aidant. La consommation d'électricité de la filière résulte principalement des besoins électriques du chauffage, et de la climatisation ⁽¹⁾. Depuis 2017, la consommation électrique liée au chauffage est en diminution constante, tandis que celle dédiée à la climatisation est en forte hausse – Elle a été multipliée par deux sur l'ensemble du parc résidentiel entre 2016 et 2020 ⁽²⁾.

Par ailleurs, elle occupe une part notable **des consommations intermédiaires** – c'est-à-dire de l'électricité consommée au cours du processus de production – de certaines branches industrielles, notamment la métallurgie, l'industrie agroalimentaire et la chimie.

Particulièrement énergivore, **la branche métallurgie et produits métalliques** est à l'origine de **23,6 % de l'électricité consommée par le secteur industriel**, soit 26,3 % de l'énergie totale consommée par la branche ⁽³⁾, dédiée à la première transformation, à la fonderie et aux constructions (mécanique, électrique, électronique, navale, aéronautique et d'armement). La **branche industrie agroalimentaire** se place, elle, au second rang des branches industrielles les plus consommatrices d'électricité (**18,2 %** de la consommation du secteur sur 2021, soit plus d'un tiers ⁽⁴⁾ de l'énergie consommée par la branche), notamment pour la transformation et le traitement des aliments, le stockage et la conservation mais également l'automatisation des processus. Enfin, la **branche chimie** vient en troisième position en représentant **20 % de la consommation totale d'électricité du secteur de l'industrie**, une énergie qu'elle utilise pour le fonctionnement de ces outils (moteurs, pompes, compresseurs) et comme matière première nécessaire à la production de chlore ou à la réduction de certains métaux ⁽⁵⁾.

Le secteur industriel tend à réduire structurellement sa consommation d'énergie par l'amélioration des processus (efficacité énergétique), par la réduction de la consommation (sobriété) et par l'électrification des processus, tout en conservant une consommation d'électricité relativement stable ⁽⁶⁾. En d'autres termes, si **la part de l'électricité dans la consommation énergétique de la filière augmente, il n'en demeure pas moins que celle-ci reste stable en valeur**. La

(1) SDES, *Consommation d'énergie par usage du tertiaire*, 24 décembre 2021. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-denergie-par-usage-du-tertiaire>

(2) SDES, *Consommation d'énergie par usage du résidentiel*, 24 décembre 2021, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-denergie-par-usage-du-residentiel>

(3) INSEE, *Consommation d'énergie dans l'industrie*, 1 décembre 2021. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/5758772?sommaire=5759063>

(4) Selon l'INSEE, en 2021, la consommation d'électricité de la branche de l'industrie agroalimentaire représente 34,6 % de la consommation d'énergie de la branche. INSEE, *Consommation d'énergie dans l'industrie*, 1 décembre 2021. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/5758772?sommaire=5759063>

(5) France Chimie, *Énergie*, <https://www.francechimie.fr/positions-expertises/energie-logistique/energie>.

(6) SDES, *Chiffres clés de l'énergie – édition 2022*, p. 35. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/pdf/chiffres-cles-de-lenergie-2022-signets.pdf>

conjoncture récente, et notamment l'augmentation des prix de l'énergie et en particulier de l'électricité, est, certes, à l'origine d'une réduction de la consommation électrique de la filière, mais elle ne saurait, pour l'instant, refléter une dynamique de long terme.

b. Cette consommation devrait croître massivement dans les prochaines années

Le besoin de décarboner rapidement notre modèle énergétique, couplé à la volonté affichée par les gouvernements successifs de renforcer l'appareil industriel du pays, donc sa consommation énergétique, conduit à anticiper une augmentation importante de la demande d'électricité.

Face aux incertitudes sur l'ampleur de cette progression, et à la demande du Gouvernement, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE, a élaboré plusieurs trajectoires de consommation d'électricité, qui intègrent les différents scénarios d'efficacité énergétique, de réindustrialisation, d'électrification des usages.

Dans sa trajectoire dite de « référence » de son étude Futurs énergétiques 2050, RTE anticipe, à l'horizon 2050, une consommation de l'ordre de 645 TWh, soit une augmentation de près de 150 TWh par rapport à la consommation actuelle. Mais les scénarios, plausibles et souhaitables à l'échelle du pays – et d'ailleurs cohérents avec les premiers exercices prospectifs des années 2010 (*cf.* chapitre 2, II) – d'une réindustrialisation et/ou d'une électrification des usages conduisent à des anticipations bien supérieures, jusqu'à 750 TWh – dans la mesure où les objectifs d'efficacité énergétique ambitieux sont également tenus.

Figure 24 : scénarios étudiés par RTE dans le rapport *Futurs énergétiques 2050*

LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION À L'HORIZON 2050

Consommation finale d'électricité par secteur :

Industrie
Résidentiel

Tertiaire
Transport

Hydrogène

SCÉNARIOS			
	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS
Référence	Électrification progressive (en substitution aux énergies fossiles) et ambition forte sur l'efficacité énergétique (hypothèse SNBC). Hypothèse de poursuite de la croissance économique (+1,3% à partir de 2030) et démographique (scénario fécondité basse de l'INSEE). La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter. Prise en compte de la rénovation des bâtiments mais aussi de l'effet rebond associé.	645 TWh	<ul style="list-style-type: none"> 180 TWh 134 TWh 113 TWh 99 TWh 50 TWh
Sobriété	Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations (moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc.), occasionnant une diminution générale des besoins énergétiques, et donc également électriques.	555 TWh (-90 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 160 TWh (-20 TWh) 111 TWh (-23 TWh) 95 TWh (-18 TWh) 77 TWh (-22 TWh) 47 TWh (-3 TWh)
Réindustrialisation approfondie	Sans revenir à son niveau du début des années 1990, la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13% en 2050. Le scénario modélise un investissement dans les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, ainsi que la prise en compte de relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française.	752 TWh (+107 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 239 TWh (+59 TWh) 134 TWh (0 TWh) 115 TWh (+2 TWh) 99 TWh (0 TWh) 87 TWh (+37 TWh)
VARIANTES			
Électrification +	La part de l'électricité dans la consommation finale s'accroît de manière plus forte que dans la SNBC. Certains usages basculent plus rapidement ou fortement vers l'électricité. C'est particulièrement le cas dans le secteur des transports, dans lequel l'adoption du véhicule électrique et l'électrification de certaines catégories de poids lourds est beaucoup plus rapide. Le transfert vers le chauffage électrique se fait également plus rapidement et de manière plus volontariste.	700 TWh (+55 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 192 TWh (+12 TWh) 139 TWh (+5 TWh) 120 TWh (+7 TWh) 125 TWh (+27 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Moindre électrification	La part de l'électricité dans la consommation finale augmente de manière moins forte et moins rapide que dans la SNBC. Dans l'industrie, par exemple, l'électricité ne parvient pas à être compétitive et la bascule vers l'électrification se fait moins rapidement. Il en est de même pour le transfert vers la mobilité électrique (véhicules légers et lourds) et vers les dispositifs de chauffage électrique dans les secteurs résidentiel et tertiaire.	578 TWh (-67 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 150 TWh (-30 TWh) 126 TWh (-8 TWh) 107 TWh (-6 TWh) 81 TWh (-18 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Efficacité énergétique réduite	Les hypothèses de progrès de l'efficacité énergétique des équipements électriques généralement retenues ne se matérialisent pas, ou s'accompagnent de phénomènes de surconsommation au-delà de ce qui est prévu dans la trajectoire de référence. Dans le secteur du bâtiment, les objectifs de rénovation et la conversion aux pompes à chaleur ne sont pas atteints, et le taux d'atteinte des gisements d'efficacité énergétique ne dépasse pas 50% en 2050 (contre 70% dans la trajectoire de référence).	714 TWh (+69 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 191 TWh (+11 TWh) 156 TWh (+22 TWh) 135 TWh (+22 TWh) 105 TWh (+6 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Hydrogène +	Le développement de la production d'hydrogène décarboné connaît une forte accélération conduisant à une demande finale d'hydrogène nettement plus élevée que dans la trajectoire de référence. L'hydrogène se substitue à l'électrification directe dans certains secteurs difficiles à électrifier (sidérurgie...) ainsi qu'à l'utilisation de biomasse (transport lourd, chaleur industrielle).	754 TWh (+109 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 164 TWh (-16 TWh) 134 TWh (0 TWh) 113 TWh (0 TWh) 93 TWh (-6 TWh) 171 TWh (+121 TWh)

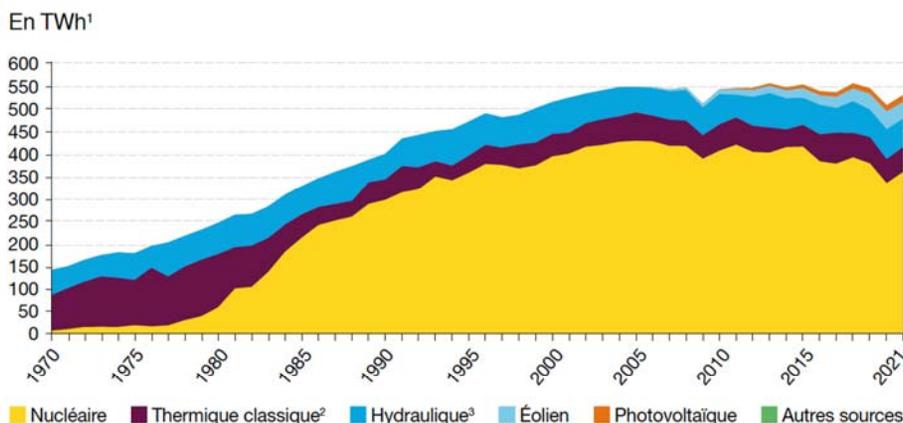
Source : RTE, *Futurs énergétiques 2050*.

c. Une production domestique et décarbonée, qui couvrait jusqu'ici la consommation

Au contraire du mix énergétique global français, depuis 2011, la **production brute d'électricité** en France – c'est-à-dire la production mesurée aux bornes des centrales, intégrant la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs ⁽¹⁾ – **a toujours couvert la consommation intérieure d'électricité**.

Selon le SDES, en 2021, la **production totale d'électricité s'élevait à 532 TWh** pour une consommation finale de **422 TWh** ⁽²⁾.

Figure 25 : production nette d'électricité par filière



¹ TWh = 1 milliard de kWh.

² Thermique à combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz naturel), biomasse ou déchets.

³ Y compris énergie marémotrice.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.

À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.

Source : SDES, bilan énergétique provisoire 2021 transmis par le SDES.

Cette production d'électricité en France contribue fortement à notre souveraineté.

Fin 2022, les capacités installées représentaient **140,2 GW**, composées de **61,4 GW d'installations nucléaires**, **17,1 GW d'unités thermiques à combustible fossile** (12,8 GW pour le gaz, 2,5 GW pour le fioul, 1,8 GW pour le charbon) et **61 GW de capacités de production électrique d'origine renouvelable** (25,7 GW pour l'hydraulique, 19,8 pour l'éolien terrestre et maritime, 13,3 GW pour le solaire et 2,2 GW pour la production issue des centrales thermiques renouvelables et des déchets).

(1) Définition du SDES, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables-2021/22-definitions-et-methodes>

(2) SDES, Chiffres clés de l'énergie – édition 2022, p. 80. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/pdf/chiffres-cles-de-lenergie-2022-signets.pdf>

Précisons que **la puissance installée** désigne la puissance maximale que peut générer une filière si elle fonctionne à plein régime. Elle **ne traduit pas la production effective**, qui varie en fonction de différents paramètres comme le niveau des besoins, les opérations de maintenance, les précipitations pour l'hydroélectricité, l'intensité du vent pour l'éolien ou l'ensoleillement pour le photovoltaïque. Néanmoins, l'accroissement de cette puissance entraîne l'augmentation de la production.

Ainsi, en 2021, les 532 TWh produits étaient en effet composés de 361 TWh d'électricité nucléaire, de 56 TWh de productions thermiques classiques (gaz, charbon, produits pétroliers, etc.) et le reste d'électricité renouvelable⁽¹⁾. Si les secondes utilisent des combustibles étrangers, l'électricité « verte » est issue de sources locales ; enfin, la production nucléaire peut être considérée comme domestique dans la mesure où les importations d'uranium nécessaire à son processus sont négligeables dans ses coûts de production – selon M. Jean-Marc Jancovici, elle représente moins d'un euro par MWh électrique produit⁽²⁾.

En revanche, même s'il y a une quasi-équivalence entre la production d'origine fossile et le volume des exportations, **cette part fossile** n'aurait pu être plus facilement réduite car elle **correspond à l'ajustement de l'offre nationale à la demande** dans les périodes de tensions prévisibles – les interconnexions européennes assurant les ajustements de très court terme. En effet, **ces moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement** selon les besoins. Alors que les produits pétroliers et le charbon prédominaient dans les centrales thermiques classiques dans les années 1970, le gaz représente désormais le recours le plus fréquent (à hauteur de 61,5 % en 2019).

Plus généralement, cette quasi « autonomie » de la production électrique française résulte d'un rapide et **fort développement des capacités de production nucléaire en réponse aux chocs pétroliers des années 1970**, prolongé par une **accélération du déploiement des énergies renouvelables à partir de 2005** (Figure 25 : production nette d'électricité par filière).

Le déploiement du parc nucléaire et des énergies renouvelables a non seulement permis à la France d'assurer l'ensemble de sa consommation d'électricité mais également d'assurer une partie de la consommation de ses voisins : la France était exportatrice nette de 1980 à 2021.

En 2022, RTE enregistre le **premier solde français importateur net d'électricité**. Il indique que le solde des échanges a été importateur 70 % du temps mais que **la France n'a été dépendante de ces importations pour assurer sa sécurité d'approvisionnement « qu'une faible partie du temps »**⁽³⁾.

(1) SDES, *Chiffres clés de l'énergie – édition 2022*, p. 80. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/pdf/chiffres-cles-de-lenergie-2022-signets.pdf>

(2) Audition de M. Jean-Marc Jancovici, professeur à Mines Paris, 2 novembre 2022.

(3) RTE, *Bilan électrique 2022 – Principaux résultats*, p. 17. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-02/Bilan-electrique-2022-synthese.pdf>

Si la forte capacité de production d'électricité française contribue à la souveraineté énergétique nationale, elle s'est affaiblie, en dépit des nouvelles capacités installées dans les filières renouvelables. Cela est dû au recul de la production nucléaire, que l'on peut constater depuis 2006 et que la progression des sources renouvelables n'a pas suffi à compenser.

<i>En TWh (ou en Mtep)</i>	2005	2008	2010	2012	2014	2017	2019	2021
(a) Électricité nucléaire	452 (117,7)	439 (114,5)	429 (111,7)	nc (110,9)	436 (113,7)	379,1 (103,8)	379,5 (103,85)	361 nc
(b) Électricité renouvelable	58 (5)	75 (6,4)	78 (6,7)	nc (7,1)	nc (7,8)	nc (7,1)	nc (8,95)	nc
Différentiel (a+b)	–	+ 4	– 7	(– 0,4)	(+3,5)	(– 1,6)	(+1,9)	nc
Production brute d'électricité (dont le thermique classique)	576 (122,7)	575 (120,9)	569 (118,4)	nc (117,9)	nc (121,6)	530,4 (132)	547 nc	532 nc

Source : données issues des bilans énergétiques du SDES.

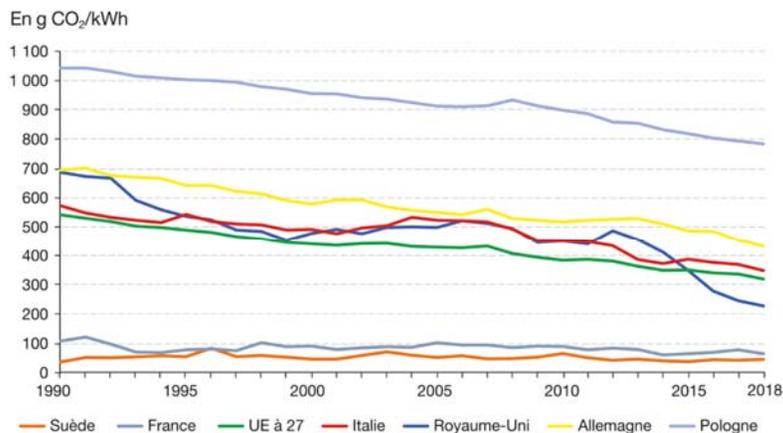
Notre *mix* électrique est, en tout état de cause, très largement décarboné. D'après les données publiées par RTE pour l'année 2021 ⁽¹⁾, **91,4% de la production d'électricité est décarbonée** ⁽²⁾ – c'est-à-dire issue de sources renouvelables ou de source nucléaire.

Cette décarbonation singularise la France en Europe : le pays émet ainsi près de 3 fois moins de CO₂ pour produire 1 kWh qu'au Royaume-Uni, 4 fois moins qu'en Italie et 5 fois moins qu'en Allemagne, qui présente un des mix électriques les plus carbonés d'Europe.

(1) Les données de production d'électricité de RTE enregistre un différentiel de 10TWh sur 2021 par rapport à celles transmises par le SDES.

(2) RTE, Bilan électrique 2022, p. 7. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-02/Bilan-electrique-2022-synthese.pdf>

ÉMISSIONS DE CO₂ POUR PRODUIRE 1 KWH D'ÉLECTRICITÉ DANS L'UE

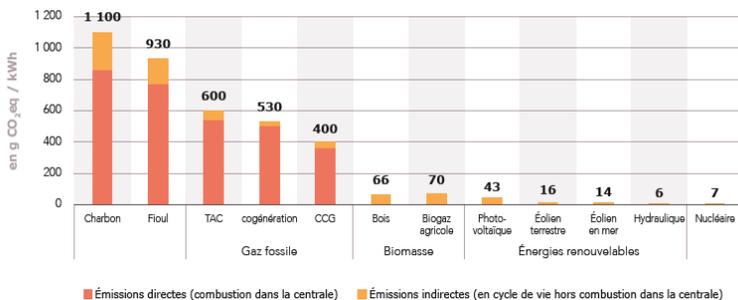


Note : la cogénération et l'autoproduction sont incluses. Pour la Pologne, l'autoproduction des centrales de cogénération n'est pas incluse (à cause de ruptures statistiques des séries longues).
 Source : SDES, d'après AIE, 2020

Ce bilan vertueux est dû à la place prise par les filières nucléaire et renouvelables, compte tenu de l'impact carbone, à l'émission et en cycle de vie, des énergies fossiles – mais aussi, dans une moindre mesure, de certaines énergies renouvelables électriques.

Figure 26 : émissions des filières électriques

Figure 12.10 Émissions en cycle de vie pour différentes filières aujourd'hui (émissions directes et indirectes)



Source : RTE.

Si l'essentiel des progrès en termes d'émissions GES a été obtenu au fur et à mesure de la mise en service de nouvelles capacités nucléaires, les données du SDES confirment leur poursuite : - 2,2 % par an entre 2006 et 2019.

2. Le nucléaire, pilier de notre production et de notre souveraineté électrique

Figure 27 : panorama de la filière nucléaire française

Tableau récapitulatif : parc nucléaire français	
Puissance installée	61,4 GW
Production moyenne sur la période 2006-2021	404 TWh / an
Production 2022	360,7 TWh
Parc	56 réacteurs nucléaires pour une capacité moyenne disponible en 2022 de 34,8 GW ⁽¹⁾ (54%)
Coût	Entre 42 et 62 €/MWh ⁽²⁾
Émissions de CO2	6gCO _{2c} kWh ⁽³⁾
Nombre de salariés	Plus de 220 000 emplois et 3 000 entreprises

a. Les nombreux atouts de la filière nucléaire actuelle : densité énergétique, pilotabilité, économie en matériaux, coût complet maîtrisé

Le nucléaire civil français occupe une place particulière par son poids dans le monde et dans notre pays. La France est en effet **le troisième producteur mondial d'énergie nucléaire et le premier producteur en Europe** ⁽⁴⁾. Sur les 126 réacteurs que compte l'Union européenne, 56 sont français.

Depuis la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim en juin 2020, le parc nucléaire civil ne compte en effet plus que **56 réacteurs en exploitation**, tous étant des réacteurs à eau pressurisée (cf. annexe), organisés en 18 centrales nationales de production d'électricité et représentant une capacité installée de 61,4 GW, répartie entre **32 réacteurs de 900 MW, 20 réacteurs de 1 300 MW et 4 réacteurs de 1 450 MW**.

Si la production nationale a reculé depuis son pic en 2005 (cf. II-A-2), elle représente encore **plus de 69 % de la production électrique française** (exception faite de 2022), alors qu'en Europe, sa part s'établit autour de 25 % (en recul de plus de 25 % depuis 2006) et à 10 % dans le monde (contre 17 % en 1996).

(1) RTE, Bilan électrique 2022. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-02/Bilan-electrique-2022-synthese.pdf>

(2) Cour des comptes, L'analyse des coûts du système de production électrique en France, 13 décembre 2021. <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/lanalyse-des-couts-du-systeme-electrique-en-france>

(3) EDF a fait une contribution de mise à jour du facteur d'émission pour le nucléaire à 4g/kWh. Cette contribution a été présentée par EDF au comité de gouvernance de la base carbone le 13/12/2022. Cette contribution est en cours d'instruction, l'ADEME ayant reçu les réponses d'EDF aux questions posées en mars 2023. Pour la production d'électricité, les données sont issues d'analyses de cycle de vie, et intègrent donc les émissions liées à la fabrication des moyens de production, ainsi que celles liées à leur utilisation et à leur fin de vie. Le calcul est rapporté au kWh produit en considérant un taux de charge moyen représentatif du contexte français. D'après les données transmises par l'ADEME au rapporteur.

(4) La moitié des pays de l'UE ont recours à ce genre d'énergie. 14 pays européens n'ont aucune capacité de production nucléaire (Italie et Pologne notamment).

Cette situation est le fruit d'une **politique volontariste**, d'abord de la part des gouvernements de l'après-guerre qui, outre des préoccupations militaires dans un contexte de guerre froide, ont fait le constat que la France n'avait pas beaucoup de matières premières – pratiquement pas de gaz et peu de charbon comparé à ses voisins – et qu'elle était, par conséquent, dépendante de ses importations d'énergie, ensuite en réaction aux chocs pétroliers des années 1970. Cette stratégie a contribué au **développement de l'essentiel du parc nucléaire civil actuel mais également à la constitution d'une filière industrielle française complète** – qui regroupe aujourd'hui 220 000 salariés en France, répartis dans environ 3 200 entreprises, dont 80 % de TPE-PME.

Encadré 12 : la constitution de la filière nucléaire

1945-1970

En 1945, Charles De Gaulle, convaincu de la nécessité de créer un organisme consacré à l'énergie nucléaire, signe l'ordonnance du 18 octobre 1945 et marque la création du CEA, pour approvisionner le futur programme nucléaire. Parallèlement la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz crée l'établissement public Électricité de France (EDF) actant, entre autres, un quasi-monopole sur la production électrique nationale.

Le premier plan quinquennal de l'énergie atomique de juillet 1952 engage la France dans la voie des réalisations industrielles en matière de production d'électricité nucléaire.

Alors que le pays ne dispose pas d'installations d'enrichissement d'uranium suffisantes, la **filière Uranium naturel graphite gaz (UNGG)** ⁽¹⁾ est privilégiée. L'accessibilité des matières premières, notamment le fait qu'elle ne nécessite pas de combustible enrichi en Uranium 235, assure l'indépendance énergétique de la technologie. Les premiers réacteurs de la première génération sont construits à Marcoule (30) en 1955-1956. En parallèle, afin de maîtriser l'entièreté du cycle du nucléaire, une première usine de séparation isotopique pour obtenir de l'uranium enrichi, combustible crucial pour l'armement, l'industrie de la propulsion navale, est créée à Pierrelatte en 1958.

Avant 1971, six réacteurs sous la technologie UNGG, exploités par l'entreprise publique EDF, sont mis en service à Chinon, Saint Laurent Les Eaux et Bugey. À l'initiative d'EDF, un premier **réacteur à eau pressurisée (REP)**, une technologie d'origine américaine qui utilise l'uranium enrichi ⁽²⁾, fait son entrée à Chooz en 1967. Il s'agit du début de la **seconde génération de réacteurs**.

(1) *Le principe de génération de l'énergie nucléaire repose sur la scission d'un élément radioactif fissile naturel en deux fragments qui, en émettant deux à trois électrons, peuvent fissionner d'autres atomes. Une réaction en chaîne s'ensuit. Dans le processus une partie des masses atomiques est transformée en énergie, essentiellement de la chaleur. Celle-ci chauffe un fluide caloporteur qui en produisant de la vapeur fait tourner des turbines qui produisent de l'électricité. La quantité de neutrons émis par la fission de l'uranium, dits neutrons rapides, doivent être contrôlés, par les « barres de contrôle », et ralentis afin d'avoir l'énergie adéquate pour entretenir la réaction en chaîne. C'est le but du modérateur : les neutrons sont ralentis lorsqu'ils passent au travers d'un matériau qui ne les absorbe pas. Dans un réacteur UNGG, ce sont des blocs de graphite entourant le combustible (uranium) qui interviennent. La réaction en chaîne est utilisée pour chauffer du dioxyde de carbone (CO₂) dans le cœur du réacteur. Ce gaz est le caloporteur.*

(2) *Dans un réacteur à eau pressurisée, les neutrons sont ralentis par l'eau liquide, qui permet une plus grande probabilité de fission lorsqu'ils rencontrent un atome d'Uranium 235 ou de Plutonium 239 (isotopes fissiles de l'Uranium et du Plutonium). Mais pour que la réaction en chaîne s'entretienne, il faut augmenter la quantité de noyaux fissiles par unité de volume d'uranium naturel, c'est-à-dire « enrichir » l'uranium. L'eau sert aussi de caloporteur.*

De son côté, le CEA continue à développer d'autres technologies comme les **réacteurs à « neutrons rapides »**, qui montrent l'avantage d'utiliser le plutonium des centrales UNGG et de produire plus de plutonium qu'il n'en consomme (surgénérateur). Le premier réacteur expérimental, RAPSODIE, est mis en service en 1967.

Avant 1969, le veto présidentiel est catégorique : l'indépendance nationale prime sur la rentabilité économique. La filière UNGG est maintenue. Après l'élection du Président Georges Pompidou, le choix est tranché, la filière américaine l'emporte en raison de son moindre coût, sa facilité de construction, de chargement et déchargement.

1973-1982

Le premier choc pétrolier de 1973, provoqué par l'embargo de l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPAEP) à l'encontre de l'Europe occidentale marque un réel décollage de la technologie REP en France. Dans le secteur de l'électricité, la commission PEON (Programmation d'Électricité d'origine nucléaire) propose en avril 1973 un objectif nucléaire de 13 000 MW à mettre en service sur la période 1978-1982. Le plan Messmer en 1974 fait le **choix du tout nucléaire** pour limiter la dépendance au pétrole et assurer « *l'indépendance énergétique du pays* ». Les objectifs sont la standardisation de la technologie nucléaire sur le territoire français ainsi que la construction d'un parc nucléaire pour bénéficier de « *l'effet de série* » (mêmes référentiels techniques, codes et normes pour la conception) et ainsi optimiser les coûts.

La technologie vient de l'entreprise américaine Westinghouse, mais Framatome sera le seul constructeur. Il restera le seul fournisseur des réacteurs REP en France. Framatome réalise la construction en série de deux types de réacteurs REP : 900 MW puis 1 300 MW dont EDF commande 5 réacteurs en moyenne par an. C'est **la troisième génération de réacteurs**.

1983-2002

Suit une période de ralentissement des commandes depuis 1983 (deux, puis un réacteur de 1 400 MW tous les trois ans entre 1984 et 1992). La nécessité de freiner le développement du parc de centrales tient compte du ralentissement prévu de la croissance des consommations, et du fait que le suréquipement en énergie nucléaire peut être source d'un gaspillage coûteux (*cf.* les travaux préparatoires du IX^{ème} Plan). Le ralentissement des commandes marque également le passage à une **nouvelle génération de réacteurs (N4)** de 1 450 MW. La dernière centrale nucléaire de type REP à avoir été mise en service est celle de Civaux, lancée en 1997 et 1999 et exploitée commercialement à partir de 2002.

Le parc nucléaire français a ainsi réuni jusqu'à 60 réacteurs de production électrique en activité, avec une capacité totale dépassant 63 GW.

En parallèle à ces réalisations, le constructeur français (CEA-EDF-Framatome) s'est affirmé comme un concurrent sérieux à l'exportation en obtenant entre 1975 et 1995 40 % des commandes sur le marché mondial.

Par ailleurs, parce que l'enrichissement et le retraitement d'uranium sont des aspects importants du développement français, les grandes infrastructures du cycle du combustible sont installées par la Cogema, créée en 1976 – qui sera intégrée au sein de TOPCO, devenue Areva en 2006, en prenant le nom d'Areva NC.

Le CEA, quant à lui, travaille notamment sur les solutions d'avenir pour la gestion des déchets et la fusion contrôlée. Dans le prolongement du projet Rapsodie, **Superphénix** est ainsi conçu et franchi l'étape industrielle en 1985 sous la technologie « **Réacteur à Neutrons Rapides** » (**RNR**) – l'évolution de cette piste sera étudiée plus précisément en deuxième partie du présent rapport. ⁽¹⁾

(1) *Dans un réacteur à neutrons rapides, il n'est pas besoin de modérateur pour ne pas ralentir les neutrons afin de fissionner davantage de noyaux. On renonce aussi à l'eau comme caloporteur ; nécessaire pour transporter la chaleur qui, transformée en vapeur, alimente la turbine électrogène, ce rôle est assuré par le sodium liquide (dans le cas de Superphénix).*

La filière nucléaire présente **d'importants atouts**. Si l'on ne peut parler d'indépendance énergétique à proprement parler – en l'état actuel de la technologie – et, à l'inverse des énergies fossiles, la **densité énergétique** du combustible nucléaire permet de stocker « *des années de fonctionnement* » d'uranium selon M. Jean-Marc Jancovici ⁽¹⁾. À titre comparatif, lorsque 1 kg d'uranium naturel fournit 100 000 kWh de chaleur, 1 kg de charbon fournit 8 kWh ⁽²⁾.

Par ailleurs, cette technologie produit **une électricité non intermittente et pilotable**, contrairement aux énergies produites à partir des flux naturels. Elle peut en effet fournir une électricité en continu toute l'année mais aussi adapter la production aux variations de la demande d'une saison à l'autre, ou dans la journée.

À la différence des réacteurs nucléaires d'autres pays, les centrales nucléaires françaises ont été **conçues pour fonctionner en régime flexible**, c'est-à-dire à un niveau de puissance qui n'est pas constant. Cette flexibilité permet d'équilibrer la fréquence du réseau, d'assurer l'équilibre entre offre et demande d'électricité (absorption de la hausse de production des énergies renouvelables par exemple) et d'optimiser la production sur l'année ⁽³⁾.

(1) « Nous ne sommes pas dépendants de la même manière (...) comparé aux hydrocarbures », observe M. Jean-Marc Jancovici. « La France dispose de trois mois de stock d'hydrocarbures. S'agissant de l'uranium, nous pouvons stocker des années de fonctionnement sur le sol, ce qui laisse un peu plus de temps pour s'adapter si nous rencontrons un problème avec un fournisseur. En passant des hydrocarbures au nucléaire, ce qui est la décision prise dans la production électrique dans les années 1970, nous ne pouvons pas dire que nous avons gagné en indépendance stricto sensu mais nous avons gagné en confort et en part de valeur ajoutée réalisée sur le sol français », Audition de M. Jean-Marc Jancovici, 2 novembre 2022.

(2) CEA, Dossier sur l'énergie, <https://www.cea.fr/comprendre/Pages/energies/energie.aspx?Type=Chapitre&numero=3>

(3) D'après les réponses apportées par M. Cédric Lewandowski au questionnaire adressé par votre rapporteur.

Encadré 13 : la pilotabilité des réacteurs nucléaires

La production est ajustée sur la consommation sur des **temporalités différentes** (consommation quotidienne et saisonnière) et une grande variabilité sur la demande d'électricité peut être observée entre le jour et la nuit, l'hiver et l'été ainsi que les jours-ouvrés et le week-end. Le parc nucléaire est flexible à son échelle. Les centrales nucléaires françaises ont été conçues pour fonctionner en régime flexible, c'est-à-dire à un niveau de puissance qui n'est pas constant. Pour répondre à la variation de la demande d'électricité, le parc nucléaire adapte son niveau de production à l'aide d'un **suivi de charge**.

La **puissance d'un réacteur nucléaire est pilotée en ajustant la quantité de combustible nucléaire** dans le cœur du réacteur et en modifiant la **quantité/débit d'eau** utilisé pour refroidir le cœur. Cela peut également être fait en utilisant des « **barres de contrôle** », des barres de bore qui régulent la population de neutrons en les absorbant pour maintenir la puissance du réacteur au niveau désiré. Ces barres sont mobiles dans le cœur du réacteur : elles peuvent être introduites ou extraites en fonction du nombre de neutrons à absorber. Elles permettent ainsi de piloter le réacteur ⁽¹⁾.

Des programmes de charge variables sont prédéfinis et permettent de réduire ou augmenter la puissance délivrée. Ces programmes **sont convenus à l'avance avec l'opérateur du réseau et permettent l'équilibrage initial. De grandes variations de la puissance nominale sont possibles** ⁽²⁾. Par exemple, un réacteur de 1 300 MW peut augmenter ou diminuer sa production de 900 MW en 30 minutes.

La consommation d'électricité ne peut être déterminée à l'avance avec une précision exacte : **les centrales nucléaires doivent adapter immédiatement leur production** pour maintenir la stabilité de la fréquence du réseau (50 Hz). **Deux mécanismes sont instaurés pour réajuster les fluctuations de fréquence**, qui sont activés selon la demande du réseau ⁽³⁾ :

– le **réglage de fréquence primaire**, qui permet de moduler la puissance de l'ordre de $\pm 2\%$ de la puissance nominale avec un ajustement à la demande d'électricité toutes les 2 à 30 secondes ;

– le **réglage de fréquence secondaire**, qui permet de moduler la puissance de l'ordre de $\pm 5\%$ de la puissance nominale en plus du réglage de fréquence primaire. Cet ajustement prend entre quelques secondes à plusieurs minutes.

Cette pilotabilité a des limites : **la capacité de variation de puissance en 30 secondes est plus faible pour le nucléaire** (jusqu'à 5 %) que pour les centrales thermiques au gaz (5-10 %) et au charbon (20 à 30 %) ⁽⁴⁾. Et **le temps de redémarrage est aussi plus long, entre deux heures et deux jours** (contre 1-10h pour les centrales au charbon et 10-20 minutes pour les centrales à gaz sur le territoire français).

Cette flexibilité diminue toutefois la productivité des centrales par rapport à celles qui fonctionnent en base (c'est-à-dire en continu) et entraîne **une usure prématurée des installations. EDF précise ainsi que les variations de la puissance délivrée se traduisent par des variations de la température de certaines parties du circuit primaire affectant notamment le circuit secondaire** ⁽⁵⁾.

(1) CEA, *Le fonctionnement d'un réacteur nucléaire électrogène*, 29 janvier 2015. <https://www.cea.fr/comprendre/Pages/energies/nucleaire/essentiel-sur-fonctionnement-reacteur-nucleaire-electrogene.aspx>

(2) EDF. 50 solutions pour le climat. Novembre 2015

(3) Nuclear Energy Agency. [Suivi de charge dans les centrales nucléaires](#). 2011

(4) Ibid.

(5) D'après les réponses apportées par M. Cédric Lewandowski au questionnaire adressé par votre rapporteur.

En 2018, l'Agence internationale de l'énergie atomique (IAEA) a publié une étude sur la flexibilité des centrales nucléaires ⁽¹⁾ et précise ses conséquences potentielles sur les installations :

– **les fortes variations de températures entraînent une fatigue des matériaux métalliques** qui réduit les marges des charges cycliques prises lors de la conception des installations – en d'autres termes, chaque modification de l'activité d'une centrale ⁽²⁾ (arrêt, redémarrage, variations de puissances) entraîne des variations de températures subies par les matériaux métalliques ce qui réduit leur résistance mécanique et peut conduire, à terme, à l'apparition de défaillances. La récurrence de ces variations est anticipée lors de la conception d'une centrale mais, plus celles-ci sont nombreuses, plus l'usure des systèmes sera rapide ⁽³⁾ ;

– **les variations de débits, notamment locales, augmentent le phénomène de corrosion et d'érosion** – dans le système de fluides d'une centrale nucléaire, la réduction des débits peut être nécessaire à la flexibilité de la production entraînant une augmentation du phénomène érosion / corrosion (corrosion accélérée par l'écoulement – CAE) ⁽⁴⁾. Le phénomène concerne principalement les systèmes opérationnels (vannes du système principal d'eau d'alimentation, conduites de vapeur d'extraction, etc.) ;

– **la variabilité de l'utilisation des composants actifs accroît leur usure** – les mécanismes sollicités (vannes de contrôles, pompes) ⁽⁵⁾ – **les conditions de refroidissement du réacteur peuvent affecter les limites de sûreté** du combustible dans les REP – il s'agit des redistributions de densité de puissance dans le cœur du réacteur causées par le mouvement rapide des barres de commande nécessaires à la flexibilité de la production énergétique de la centrale ⁽⁶⁾ ;

– **les fluctuations des paramètres physiques du système de refroidissement du réacteur affectent certains composants** – les variations de pression, de température et de débit augment les impuretés chimiques (aluminium,

(1) AIEA, *Non-baseload operation in nuclear power plants: load following and frequency control modes of flexible operation*, 2018, p. 45.

(2) Les températures de fonctionnement d'une centrale nucléaire sont les suivantes : température de l'eau à l'entrée de la cuve du réacteur 292°C ; température de l'eau à la sortie de la cuve du réacteur 329°C ; température moyenne de l'eau dans le réacteur 310°C. IRSN, *Éléments de sûreté nucléaire – les réacteurs à eau sous pression, partie 2 – La sûreté à la conception*, <https://www.irsn.fr/sites/default/files/documents/larecherche/publications-documentation/collection-ouvrages-irsn/Element%20sûreté%20REP%20chapitre%205.pdf>.

(3) AIEA, *Non-baseload operation in nuclear power plants: load following and frequency control modes of flexible operation*, 2018, p. 50-51, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf ; Société française d'énergie nucléaire, *Conférence : endommagement par fatigue des installations nucléaires*, 23 novembre 2000, https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/32/048/32048976.pdf ;

(4) *Ibidem*, p. 52, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf

(5) *Ibidem*, p. 54, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf

(6) *Ibidem*, p. 52, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf

calcium, magnésium, silice, etc.), ce qui a d'ores et déjà été observé dans des centrales nucléaires françaises ⁽¹⁾ ;

– le **fonctionnement continu à faible puissance affecte les performances du combustible** ⁽²⁾ ;

– globalement, la modulation de la production nucléaire **renforce les besoins en maintenance**.

Les effets de la modularité du parc nucléaire connus et anticipés font l'objet de mesures et de contrôles de sûreté. M. Cédric Lewandowski, directeur exécutif du groupe EDF en charge de la direction du parc nucléaire et thermique souligne toutefois que **les conséquences de la modularité du parc nucléaire « sont tout à fait mineures »** ⁽³⁾ car elle est peu utilisée. Lors de son audition, M. Lewandowski précise que le débat technique sur les effets de la modularité sur l'accélération de vieillissement des installations concerne le circuit secondaire et **qu'EDF a engagé des réflexions sur ce point**.

En outre, la **production d'électricité** par le parc nucléaire a également l'avantage d'être intéressante économiquement. Le rapport sur les travaux relatifs au nouveau nucléaire (PPE 2019-2028), commandé par le Gouvernement et rendu en février 2022 projetant la production de trois paires d'EPR2 font apparaître des coûts complets compétitifs, particulièrement dans un scénario de faible coût du capital ⁽⁴⁾ (Encadré 14 : l'analyse des coûts de production du système de production électrique français par la Cour des comptes), et ce, alors même que tous les coûts sont pris en compte (notamment l'impact sur le réseau public de transport).

Cette question des coûts est encore plus sensible pour le parc existant, dont l'amortissement a permis de modérer le coût d'approvisionnement et **de pratiquer, sur l'essentiel de la consommation finale d'électricité en France, un prix intérieur non seulement stable et prévisible mais aussi moins élevé que dans les pays ouest-européens**, que ce soit dans les tarifs réglementés ou dans les offres sur le marché français, *via* le dispositif de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

Pour les ménages français, en dépit de taxes représentant un tiers de leur facture, le prix de l'électricité en France était inférieur de 38 % à la moyenne de l'Union européenne en 2008 ; l'écart était encore de 17 % en 2021 (dernières données consolidées du SDES) et davantage par rapport à ses voisins – avec un prix moyen TTC de 193 €/MWh contre 260 € pour l'Italie, 289 € pour l'Espagne, 327 € pour l'Allemagne – grâce aux mesures de sauvegarde prise par le Gouvernement.

(1) AIEA, *Non-baseload operation in nuclear power plants: load following and frequency control modes of flexible operation*, 2018, p. 60, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf

(2) AIEA, *Non-baseload operation in nuclear power plants: load following and frequency control modes of flexible operation*, 2018, p. 59, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf

(3) Audition M. Cédric Lewandowski, *Directeur exécutif du groupe EDF en charge de la direction du parc nucléaire et thermique*, 19 janvier 2023.

(4) *Rapport Travaux relatifs au nouveau nucléaire, PPE 2019-2028, février 2022, p.9.*

Pour les entreprises françaises, le prix moyen ⁽¹⁾ hors TVA a atteint 106 €/MWh en 2021. Il reste toutefois nettement inférieur aux prix constatés dans les autres États membres de l'Union européenne (hors quatre pays). Les entreprises françaises bénéficient de prix inférieurs de 21 % à ceux pratiqués, en moyenne, dans l'Union européenne. L'électricité consommée à des fins professionnelles est notamment moins chère en France (106 €/MWh) qu'en Espagne (127 €/MWh), en Allemagne (168 €/MWh) et en Italie (174 €/MWh). ⁽²⁾

Grâce au choix stratégique de développer l'énergie nucléaire, notre économie disposait jusqu'alors d'une électricité très compétitive – et déjà peu carbonée.

Encadré 14 : l'analyse des coûts de production du système de production électrique français par la Cour des comptes

Dans un rapport adopté le 15 septembre 2021, la Cour des comptes s'est attachée à actualiser les coûts moyens de production des principales filières d'énergie électriques. L'approche « comptable » tient compte, sur une année donnée, des dotations aux amortissements et d'une rémunération de la valeur nette comptable des immobilisations. L'approche économique, utilisée pour prendre des décisions d'investissement, calcule un coût annuel moyen des investissements sur la durée de vie de l'actif de production.

Selon ces dernières, le coût complet moyen du parc nucléaire sur la période 2011-2020 oscille autour de 42 €/MWh, mais sur la seule année 2019, il s'établit à 43,80 €/MWh. Suivant la méthode économique, les valeurs montent à 60 € sur 2011-2020 et 64,80 € pour 2019. Ces résultats ne concernent que le parc « historique ». Dans un autre rapport de 2020, la Cour des comptes avait estimé que le coût de production prévisionnel de l'électricité fournie par Flamanville pouvait se situer entre 110 et 120 €₂₀₁₅/MWh.

À partir des données retenues par l'ADEME et la CRE et des résultats de leurs calculs, aux méthodes distinctes, ou de ses propres calculs, la Cour des comptes relève les chiffres suivants :

- éolien terrestre : entre 50 et 70 €₂₀₂₀/MWh ;
- éolien *off shore* : de 98 à 117 €₂₀₂₀/MWh ;
- photovoltaïque : les coûts varient notamment selon la taille des installations, entre 61 et 104 € dans la catégorie Grandes toitures et ombrières et entre 88 et 223 € dans le résidentiel ;
- de même dans l'hydroélectricité, les coûts oscillent entre 34 € et 150 € selon la taille et la possibilité ou non de prolonger le fonctionnement des installations.

Enfin, la Cour des comptes observe qu'il ne suffit pas de comparer les coûts moyens de chaque filière mais qu'il faut **regarder le coût du système électrique dans son ensemble**, en prenant en compte aussi le coût des moyens de stockage, de flexibilité de la demande, ceux du réseau de transport et de distribution, des interconnexions, etc.

(1) Dans le détail, plus une entreprise consomme d'électricité, moins le prix du MWh est élevé. Les entreprises électro-intensives, notamment celles exposées à la concurrence internationale, ou des entreprises de certains secteurs, grandes consommatrices d'électricité, bénéficient d'exemption ou de taux réduit sur différentes taxes ainsi que sur le tarif d'acheminement (dit TURPE).

(2) Cf. Ministère de la Transition énergétique, Data-Lab, Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2021, octobre 2022.

Enfin, la consommation de combustible et matériaux rares par l'énergie nucléaire s'avère particulièrement réduite. Comme indiqué au *d* ci-après, les réserves mondiales d'**uranium** utilisé pour le combustible des centrales nucléaires et accessibles assureraient 130 à 135 années de fonctionnement en l'état actuel des réacteurs.

Par ailleurs, l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques ⁽¹⁾ estime que les trois **minerais les plus consommés par la filière à horizon 2050** seront le **zirconium (Zr)**, dont la **criticité géologique est présentée comme faible** – les réserves actuelles permettraient d'assurer 55 années de consommation au niveau de 2021 –, le **bore** – utilisé pour la production des barres de contrôle, abondant mais concentré spatialement ⁽²⁾, ses réserves assureraient plus de deux siècles de consommation au rythme actuel –, et le **niobium (N)** – notamment utilisé pour répondre à la détérioration des gaines de combustible des réacteurs à eau pressurisée (REP) ; relativement rare et dont l'approvisionnement est assuré par un seul acteur (CBMM) et quasiment exclusivement depuis le Brésil (plus de 91 % de la production mondiale en 2019), il présenterait des réserves permettant d'assurer un siècle de consommation actuelle ⁽³⁾.

Enfin, la filière nucléaire est **peu consommatrice des métaux les plus menacés**. C'est le cas du cuivre – dont près de 90 % des ressources connues seraient extraites d'ici 2050, dans un scénario à 2°C ⁽⁴⁾ et sera soumis à de très fortes tensions dès 2027 ⁽⁵⁾ – puisque sa consommation par les centrales thermiques (nucléaire ou fossile) est 5 à 10 fois inférieure que par les énergies renouvelables ⁽⁶⁾.

b. Une situation conjoncturelle qui a conduit à un productible nucléaire historiquement bas

La production électrique d'origine nucléaire a toutefois atteint un plafond historiquement bas en 2022, avec 279 TWh produits, résultant à la fois des réparations et des recherches préventives liées à la corrosion sous contrainte relevée dans plusieurs réacteurs à partir de la fin 2021, ainsi que des

(1) Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, *Les matières premières critiques de l'industrie nucléaire*, mars 2022, https://www.defense.gouv.fr/sites/default/files/tronc_commun/OSFME_R11_Les%20matieres%20premiere%20de%20la%20filie%20nucl%C3%A9aire.pdf

(2) La Turquie possède la quasi-totalité des réserves estimées de borate (87 % du total mondial) mais ne représente que 43 % de la production mondiale en 2019.

(3) Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, *Les matières premières critiques de l'industrie nucléaire*, mars 2022, https://www.defense.gouv.fr/sites/default/files/tronc_commun/OSFME_R11_Les%20matieres%20premiere%20de%20la%20filie%20nucl%C3%A9aire.pdf

(4) IFPEN, *Les métaux dans la transition énergétique*, <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/climat-environnement-et-economie-circulaire/les-metaux-transition-energetique>.

(5) Audition de M. Christophe Poinsot Directeur général délégué et directeur scientifique du Bureau de recherche géologique et minière (BRGM), 22 novembre 2022.

(6) Selon Olivier Vidal, directeur de recherche au CNRS cité dans SFEN, *Le cuivre : nerf de la guerre*, 2 novembre 2021. <https://www.sfen.org/rgn/5-9-cuivre-nerf-guerre/>

arrêts programmés et visites décennales ⁽¹⁾. Cette baisse de productible a largement contribué au résultat net négatif de 17 Md€ en 2022 et à l'accroissement de l'endettement d'EDF de 43 à 64 Md€, devant l'ARENH (cf. partie 2).

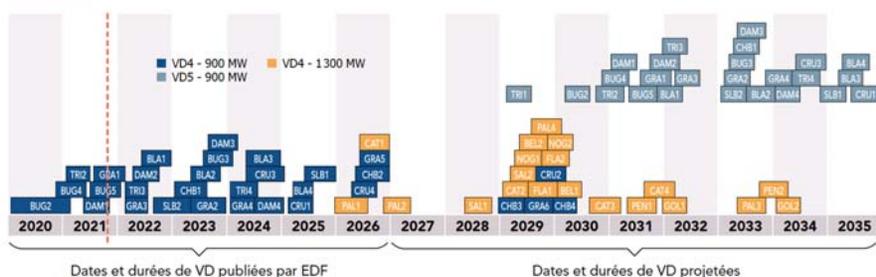
À la suite de nouvelles détections de corrosion sous contrainte et de fatigue thermique, EDF a mis à jour son planning de maintenance et de surveillance. Bien que l'énergéticien vise encore une production comprise entre 300 TWh et 330 TWh en 2023, ce niveau resterait historiquement bas, également du fait de l'accumulation des visites décennales prévues et des arrêts programmés.

Les derniers mois ont généré une inquiétude légitime, puisque l'enchaînement des problèmes, des retards consécutifs aux confinements, aux mises à l'arrêt des réacteurs frappés par des phénomènes de corrosion sous contrainte, a montré **l'étroitesse de la marge d'adaptation du parc dans son état actuel**.

En particulier, les problèmes de corrosion sous contrainte, qui ont été jugés par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), en juin dernier, comme « *un évènement sérieux et inédit dont le traitement complet nécessitera plusieurs années* » et qui se sont d'abord révélés sur des modèles de réacteurs récents, de 1 500 ou 1 300 MW, suscitent **des interrogations inédites sur la capacité de ces installations à bien fonctionner durablement** et sur les coûts réels de leur remise à niveau. Ces interrogations s'attachent non seulement aux centrales en activité mais, s'ajoutant aux difficultés techniques rencontrées par la construction de l'EPR de Flamanville, viennent également nourrir les doutes sur la pertinence de cette technologie – à tout le moins sur la pertinence de miser sur une seule technologie dont les vulnérabilités, lorsqu'elles apparaissent, risquent de concerner l'ensemble de la série.

Enfin et surtout, la poursuite des arrêts programmés et des visites décennales prévues dans les prochains mois et années continueront d'exercer une pression sur la marge de manœuvre industrielle et la disponibilité du parc nucléaire.

Figure 4.5 Planning prévisionnel des quatrième et cinquième visites décennales des centrales nucléaires françaises jusqu'à 2035



Source : RTE, *Futurs énergétiques 2050*.

(1) Sept autres restant fermés pour « modulation », la faible consommation des Français ne nécessitant pas leur relance.

c. Le défi de la gestion de l'eau anticipé par la filière

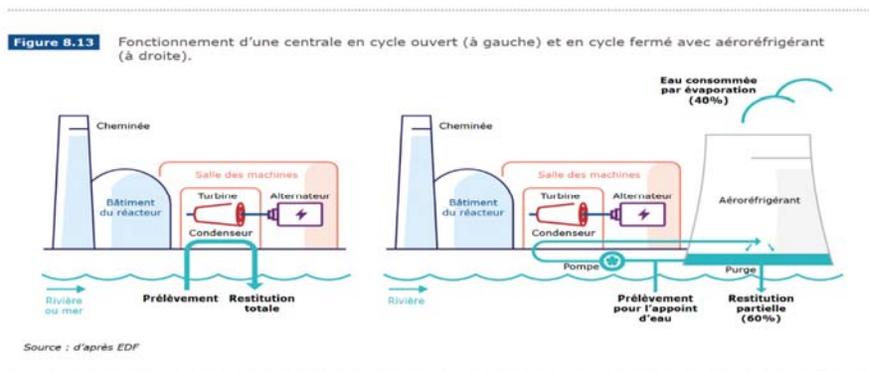
Parmi les défis des prochaines années pour le parc existant, l'adaptation au dérèglement climatique constitue un point important. **La disponibilité des ressources en eau peut en effet affecter le fonctionnement des réacteurs nucléaires.** L'ensemble des systèmes de refroidissement des réacteurs du parc nucléaire français nécessite de prélever de l'eau à proximité, avant de la restituer partiellement ou intégralement.

Deux configurations de réacteurs sont présentes sur le parc français qui compte :

– **26 réacteurs en circuit ouvert** (14 réacteurs en bord de mer et 12 en bord de fleuve) : l'eau froide est prélevée dans une réserve d'eau située à proximité (fleuve ou mer). Elle dessert le **circuit secondaire (non radioactif)** – c'est-à-dire le circuit qui permet de convertir l'énergie thermique en énergie électrique – à travers le condenseur, avant d'être **rejetée intégralement dans la source d'eau** à une température plus élevée ;

– **30 réacteurs en circuit fermé** (en bord de fleuve) : sur le même système, l'eau froide, en quantité bien plus faible, est prélevée est injectée dans le **circuit secondaire (non radioactif)** à travers le condenseur mais rejoint, en fin de circuit, un aéroréfrigérant pour être refroidie – le refroidissement entraîne une évaporation de l'ordre de 40 % du prélèvement – avant d'être restituée au fleuve ⁽¹⁾. Ce second système permet de limiter le prélèvement d'eau et d'abaisser la température de l'eau rejetée dans le fleuve.

Figure 28 : configuration des centrales nucléaires



Ce second système permet de limiter le prélèvement d'eau et d'abaisser la température de l'eau rejetée dans le fleuve.

(1) RTE, *Futurs énergétiques 2050*, février 2022, p. 411.

EDF estime que ses 13 sites situés en bord de fleuve ont consommé 400 millions de mètres cubes d'eau en 2021 ⁽¹⁾.

Les données publiées par le ministère de la Transition écologique, le 30 mars 2023, indiquent que les centrales électriques ont prélevé 15,3 milliards de m³ d'eau en 2019, mais n'en ont consommé qu'environ 490 millions de m³ en moyenne entre 2010 et 2019, soit 12 % de la consommation nationale. ⁽²⁾

Figure 29 : paliers techniques et source de refroidissement des centrales nucléaires



Source : RTE, *Futurs énergétiques 2050*.

Les paramètres de l'eau (température, quantité) restituée, après son utilisation pour le système de refroidissement des centrales, sont réglementés et régulièrement contrôlés. Lors de circonstances exceptionnelles (canicule ou sécheresse) affectant le cours d'eau (débit, température initiale de l'eau), la production des réacteurs est révisée à la baisse afin de respecter les contraintes réglementaires fixées dans un but de préservation de la faune et de la flore.

Le risque d'indisponibilité de production nucléaire résultant de cas de canicule ou de sécheresse pèse essentiellement sur 4 des 18 sites nucléaires français, qui ont représenté **90 % des pertes de production dues à ces indisponibilités sur la période 2007-2021** ⁽³⁾. Mais selon les prévisions de RTE pour 2050, le risque pourrait augmenter d'un facteur deux à trois ⁽⁴⁾.

Par conséquent, et malgré les **améliorations apportées par EDF, à la suite de la canicule de 2003, à ces installations à l'occasion des réexamens périodiques de sûreté** (nouveaux matériels adaptés à des températures plus élevées,

(1) *Le Monde*, La consommation d'eau des centrales nucléaires françaises en débat, 23 mars 2023.

(2) <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/leau-en-france-ressource-et-utilisation-synthese-des-connaissances-en-2022>

(3) RTE, *Futurs énergétiques 2050 – rapport complet*, 24 juin 2022, p.412.

(4) *Ibidem*, p.377.

augmentation de la performance des échangeurs thermiques, etc.)⁽¹⁾, RTE recommande de « **trouver des leviers pour minimiser la sensibilité du parc de réacteurs nucléaires au changement climatique, notamment en étudiant le positionnement des futurs réacteurs sur les fleuves peu contraints en matière de débit** »⁽²⁾.

Au cours de l'été 2022 (entre le 15 juillet et le 5 août), plusieurs dérogations⁽³⁾ temporaires aux paramètres en vigueur ont été accordées par arrêté, avec l'accord préalable de l'ASN, à certaines centrales afin de leur permettre de rejeter des eaux à des niveaux de températures supérieurs à ceux acceptés (+3°C à la valeur moyenne journalière).

Le 21 mars dernier, la Cour des comptes a également publié un rapport relatif à l'impact du changement climatique sur le parc nucléaire existant mais aussi sur les futurs EPR. L'évolution du climat peut affecter les installations et leur environnement extérieur proche. À cela s'ajoutent les phénomènes périphériques, comme les risques d'incendie proche, et la montée des conflits d'usage de l'eau. La Cour des comptes insiste donc sur la « *nécessité d'une approche intégrée et territorialisée* ».

Il existe toutefois des alternatives pour installer des centrales nucléaires loin des étendues d'eau. La centrale de Palo Verde (États-Unis) fonctionne ainsi avec les eaux usées de la ville de Phoenix⁽⁴⁾.

En tout état de cause, la sécheresse ne pose pas de problème de sûreté nucléaire. En cas de manque d'eau, le seul risque encouru est le défaut de production, un risque commun à tous les modes dépendant de l'eau, telles les centrales thermiques et l'hydroélectricité. Les sites en bord de mer n'ont, quant à eux, aucune difficulté d'approvisionnement.

* * *

Le parc de réacteurs nucléaires n'est qu'un maillon de la filière industrielle nucléaire ; il dépend en particulier d'un cycle complet du combustible nucléaire pour être approvisionné, fonctionner correctement et respecter les règles en matière de gestion des combustibles usés et des déchets ultimes.

(1) IRSN, Note d'information : effets de la canicule sur la production et la sûreté des centrales nucléaires, 27 juin 2019. https://www.irsn.fr/sites/default/files/documents/actualites_presse/actualites/IRSN_NI-canicule-et-centrales-nucleaires_27062019.pdf

(2) RTE, Futurs énergétiques 2050 – rapport complet, 24 juin 2022, p.415.

(3) Dérogations accordées aux centrales nucléaires de Golfech (Tarn-et-Garonne), de Blayais (Gironde), de Saint-Alban (Isère) et de Bugey (Ain).

(4) Framatome, Framatome remplace avec succès un réchauffeur d'eau alimentaire de la centrale de Palo Verde aux États-Unis, 23 septembre 2019. <https://www.framatome.com/medias/framatome-remplace-avec-succes-un-rechauffeur-deau-alimentaire-de-la-centrale-de-palo-verde-aux-etats-unis/>

d. Le cycle du combustible dans la filière nucléaire

Le combustible nucléaire – l’uranium – fournit de l’énergie par fission et non par combustion. Il a la particularité de **pouvoir être retraité après son utilisation afin d’en retirer certaines matières recyclables** : on utilise donc le terme de cycle du combustible.

Ce cycle regroupe **cinq étapes successives** : l’extraction de l’uranium dans les mines ; la fabrication du combustible ; l’utilisation du combustible dans le réacteur ; le retraitement du combustible déchargé du réacteur et le traitement et le stockage des déchets (c’est-à-dire la partie résiduelle du combustible usé qui n’est, pour le moment, pas réutilisable).

– **Le cycle du combustible nucléaire** débute avec **l’extraction de l’uranium** du minerai uranifère, dans des gisements souterrains ou à ciel ouvert.

Contenant de 1 à 200 kg d’uranium par tonne – un kilo d’uranium produit 10 000 fois plus d’énergie qu’un kilo de charbon ou de pétrole dans une centrale thermique –, le minerai est dissous puis traité pour obtenir une poudre jaune : le yellow cake (99,27 % d’Uranium 238 et 0,7 % d’Uranium 235). Après plusieurs étapes de raffinage et de conversion, celui-ci est finalement converti en tétrafluorure d’uranium (UF₄). Ces opérations sont réalisées par Orano dans ses usines de Malvésí et de Tricastin.

Seul l’isotope 235 de l’uranium est fissile par des neutrons lents (généralant de l’énergie lorsque son noyau est cassé par un neutron) et est présent en très faible proportion dans l’uranium naturel (0,7 %). Pour que la réaction en chaîne se produise dans un réacteur à eau pressurisée (REP), il est nécessaire d’enrichir l’uranium naturel afin que la proportion d’uranium 235 atteigne 3 et 5 %.

L’uranium naturel est importé en totalité. Au niveau mondial, les principaux producteurs sont le Kazakhstan, à 45 %, la Namibie, pour 12 % et le Canada pour 10 %. Les travaux de l’Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)⁽¹⁾ et de l’AIEA⁽²⁾ indiquent une répartition relativement homogène des gisements d’uranium entre zones géographiques, avec en particulier un risque géopolitique faible pour deux des trois pays recelant les ressources les plus importantes (Australie et Canada). Jusqu’à récemment, leurs estimations des ressources s’élevaient à environ 8 Mt, pour une consommation annuelle mondiale d’environ 50 000 à 60 000 tonnes, soit une centaine d’années de fonctionnement. Il va sans dire que ces réserves seront plus rapidement exploitées avec le renouveau que le nucléaire connaît dans le monde.

De son côté, Orano détient des sociétés d’exploitation minière dans plusieurs pays (dont le Canada, le Kazakhstan et le Niger, avec des projets en développement dans plusieurs autres pays, dont la Mongolie par exemple), ce qui

(1) OCDE, *Uranium 2020 – Ressources, production and demande*, 11 janvier 2021.

(2) IEA, *Nuclear power in a clean energy system*, mai 2019.

lui permet un accès diversifié et de long terme à des volumes prévisibles d'uranium naturel, tout en étant actif sur le marché de l'uranium.

L'enrichissement de l'uranium peut s'effectuer à travers deux procédés développés par l'industrie : la **diffusion gazeuse** ou l'**ultracentrifugation**. Le premier consiste à transformer le tétrafluorure d'uranium (UF_4) en hexafluorure d'uranium (UF_6). Le gaz obtenu est alors « filtré » pour ne garder que les molécules les plus légères, l'hexafluorure d'uranium 235. Le procédé est extrêmement progressif : utilisé par les usines d'Orano du Tricastin (Georges-Besse II), il nécessite 1 400 répétitions pour obtenir un uranium suffisamment enrichi en uranium 235 pour être utilisé dans les centrales nucléaires françaises. L'enrichissement peut également se faire, là aussi très progressivement, à travers une centrifugeuse. Ce procédé est utilisé par le groupe Urenco (Royaume-Uni, Pays-Bas, Allemagne, États-Unis). La fabrication d'une tonne d'uranium enrichi génère de l'ordre de 8 tonnes d'uranium appauvri qui, jusqu'à ce jour, n'a pas d'usage (*cf. stockage*).

– La seconde étape du cycle est **la fabrication du combustible** : l' UF_6 gazeux enrichi est converti en poudre d'oxyde d'uranium (**UOX**).

L'UOX est ensuite comprimée en pastilles de 7 g pouvant libérer une énergie équivalente à une tonne de charbon. Ces pastilles sont introduites dans des tubes métalliques de 4 mètres de long, constituant les « crayons » de combustibles qui composent un assemblage de combustible (264 crayons dans un assemblage). 157 assemblages, soit 11 millions de pastilles, sont nécessaires pour alimenter un réacteur de 900 MW.

– Troisièmement, le combustible nucléaire est introduit dans le réacteur et **la réaction est enclenchée**.

Environ 900 tonnes d'uranium enrichi à 4 % sont introduites chaque année dans le parc d'EDF et resteront trois ou quatre ans en réacteur. **Cela implique de disposer d'environ 7 000 tonnes d'uranium chaque année**. Lors de la réaction, certains noyaux U238 capturent un neutron et se transforment en plutonium 239. La réaction dégrade progressivement le combustible (consommation de l'U235 et apparition de produits de fission perturbant la réaction en chaîne). Le combustible usé et fortement radioactif est alors retiré du réacteur et entreposé dans une piscine de refroidissement situé à proximité du réacteur pendant trois années – temps nécessaire à la diminution de son activité avant d'être transportés à l'usine de retraitement d'Orano de La Hague.

– La quatrième étape du cycle est le **retraitement du combustible usé** qui consiste à **recupérer la matière recyclable** (plutonium et uranium) et à **trier les déchets radioactifs non récupérables**. Le combustible usé se compose en effet de 96 % de matières valorisantes hautement énergétiques (1 % de Plutonium et 95 % d'Uranium dont moins d'1 % d'235U) et de 5 % de déchets ultimes qui sont, depuis

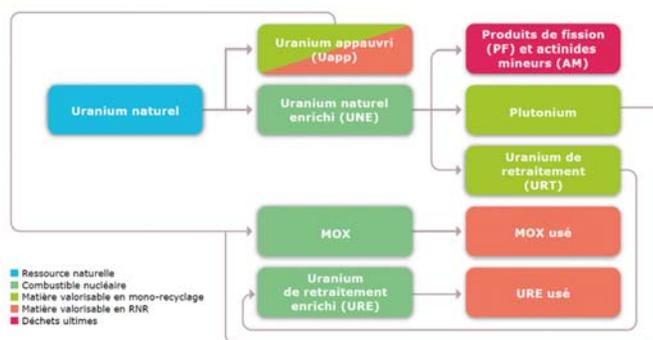
1976, retraités par Orano. Pour cela, les éléments du combustible utilisé sont séparés afin de récupérer l'uranium et le plutonium.

Le combustible utilisé est d'abord entreposé dans les piscines de l'usine Orano de La Hague, avant d'être retraité pour une partie et transformé en déchet ultime pour une autre. Depuis la mise en service de cette usine, 38 000 tonnes de combustibles usés ont été traitées, dont 900 tonnes en 2022 ⁽¹⁾.

Les matières valorisantes sont recyclées, **respectivement en combustibles MOX (Oxyde mixte U et Pu) et en Uranium de Retraitement (URT)**.

Figure 30 : cycle du combustible nucléaire avec retraitement

Figure 12.64 Cycle du combustible nucléaire avec retraitement en mono-recyclage et fermeture partielle



Source : RTE, *Futurs énergétiques 2050*.

Les combustibles MOX sont utilisables par 24 des 56 réacteurs français actuels ⁽²⁾ et par 44 réacteurs dans le monde, soit 10 % du parc mondial ⁽³⁾. Fabriqués à Cadarache de 1989 à 1995, la production de MOX a ensuite été reprise par l'usine Orano Melox à Marcoule. Depuis le début de sa mise en exploitation en 1995, près de 3 000 tonnes de MOX ont été produites.

L'usine de Melox rencontre actuellement des difficultés industrielles majeures, atteignant un plus bas historique de production ⁽⁴⁾ mais s'est fixé pour objectif d'atteindre un niveau de production stable de 100 tonnes de MOX par an en 2025 (50 tonnes en 2021, 60 en 2022).

(1) Réponses d'Orano au questionnaire adressé par le rapporteur.

(2) Sur les 24 réacteurs autorisés à utiliser du MOX, seulement 22 l'utilisent effectivement.

(3) Réponses de M. Philippe Knoche, Directeur d'Orano, au questionnaire adressé par votre rapporteur.

(4) Cette usine a récemment rencontré des difficultés liées au changement de nature de la poudre UO_2 servant à diluer le plutonium. Mais un plan d'actions pluriannuel a été mis en place pour les résoudre et l'usine a commencé à redresser sa capacité de production depuis avril 2022. Dans sa réponse au questionnaire du rapporteur, M. Philippe Knoche indique qu'« Orano investit plus 80 millions d'euros d'ici 2025 pour améliorer la production, la maintenance et la formation des équipes à Melox ».

L'uranium issu du retraitement (URT) des combustibles usés peut, après avoir été enrichi (URE), être utilisé comme combustibles pour les centrales. Le **combustible URE** est utilisé par deux réacteurs français de la centrale de Cruas-Meyssse ⁽¹⁾. À ce jour, la seule usine au monde de conversion de l'URT en URE se situe en Russie (Rosatom).

Encadré 15 : perspectives de l'enrichissement de l'URT en France

Notons qu'en ce qui concerne l'uranium enrichi, EDF recevait, jusqu'en décembre dernier, de Russie de **l'uranium de retraitement (URT) enrichi** – appelé URE –, plus précisément issu de l'uranium lui-même issu des combustibles usés de ses réacteurs après retraitement à la Hague. Encore valorisable (car contenant environ 0,9 % d'uranium 235), cette matière peut être convertie et à nouveau enrichie pour être recyclée dans nos réacteurs, ce qui permet **d'économiser de la ressource minière, jusqu'à 15 % potentiellement**. Disposant d'un stock d'environ 25 000 tonnes d'URT, qui s'accroît de 1 045 tonnes par an, EDF a décidé en 2018 de relancer leur exploitation et a passé un contrat, après appel d'offres, avec l'entreprise russe Rosatom pour convertir et enrichir son URT. Mais cet uranium est toujours la propriété d'EDF.

L'enjeu n'était pas d'accéder à une technologie qu'Orano n'aurait pas, mais de renforcer l'économie circulaire du combustible nucléaire, en évitant de consacrer un atelier exclusivement à la conversion de l'URT, au détriment de l'enrichissement de l'uranium naturel.

Contrairement à d'autres pays européens, il ne s'agissait pas d'importations d'uranium naturel depuis la Russie vers la France ; celles-ci se sont effondrées depuis 2016-2017. Au demeurant, notre pays peut se passer de cette source. Parallèlement Orano a signalé son projet d'augmenter ses capacités d'enrichissement de l'uranium à Tricastin, d'ici 2028, pour se substituer à une partie des importations russes en Europe. Orano considère disposer également des capacités de ré-enrichir l'URT dans son usine Georges Besse II sous réserve de certains investissements ; il se dit également capable de construire un atelier de conversion pour la phase préliminaire.

L'entreprise française Orano dispose des capacités technologiques et des compétences techniques pour « ré-enrichir » l'URT dans son usine Georges Besse II (GBII) située à Tricastin mais précise que le développement d'une telle activité nécessite de réaliser des investissements importants pour des adaptations complémentaires que l'entreprise conditionne à « *des engagements commerciaux sur le long terme et de financements associés* » ⁽²⁾.

(1) ASN, La sûreté du « cycle du combustible ». <https://www.asn.fr/l-asn-informe/dossiers-pedagogiques/la-surete-du-cycle-du-combustible>

(2) Réponses d'Orano au questionnaire adressé par votre rapporteur.

Encadré 16 : sécurité d’approvisionnement en combustibles

L’alimentation du parc nucléaire français et des activités de recherche en combustibles peut s’effectuer grâce à différents types de combustibles : **l’uranium enrichi** utilisé par les centrales nucléaires dont la fabrication nécessite un approvisionnement en uranium naturel ou en uranium de retraitement ; **l’uranium hautement ou moyennement enrichi** utilisé dans les réacteurs de recherche, le **combustible MOX** et le **combustible URT**.

Le parc nucléaire français consomme environ **8 000 tonnes d’uranium naturel** par an soit 13 % de la consommation mondiale (62 000 tonnes)⁽¹⁾. Les **ressources mondiales conventionnelles** sont estimées à environ 8 millions de tonnes⁽²⁾ – ce qui permettrait d’alimenter, aux conditions actuelles, le **parc nucléaire mondial pendant une période de 120 à 135 ans**⁽³⁾. Pour renforcer la sécurité d’approvisionnement de son parc nucléaire, la France suit une politique de diversification de ses sources et soumet EDF à **une obligation de détention de stocks de longue durée** de matières nucléaires, sous le contrôle des autorités gouvernementales – EDF dispose de stocks intermédiaires de plusieurs années et a conclu des contrats permettant de couvrir environ 90 % de ses besoins de référence jusqu’en 2030⁽⁴⁾.

Pour le **seul uranium brut**, notre pays dispose, en l’état actuel des besoins de son parc, de **plusieurs années de réserves** – « *deux à trois ans de stocks sont généralement disponibles dans le monde, et en particulier en France, sous le contrôle d’EDF* » selon Philippe Knoche⁽⁵⁾ (données classifiées). À ce stock, s’ajoute les 25 000 t d’uranium de retraitement (URT)⁽⁶⁾. Une production annuelle de 400 TWh correspond à un besoin de 7 000 t d’uranium avant de réaliser sa conversion puis son enrichissement.

En plus des sources conventionnelles, **l’utilisation de l’uranium hautement enrichi** provenant du démantèlement d’armes nucléaires fournit 10 000 tonnes d’uranium naturel par an en France.

La **traitement-recyclage des combustibles usés** permet en particulier de produire le **combustible MOX**, qui assure de l’ordre de 10 % de nos besoins permettant d’économiser 2 000 tonnes supplémentaires.

Le suivi des stocks et des volumes de matières et déchets radioactifs présents sur le sol français est effectué par l’Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) qui est chargée d’établir tous les cinq ans l’**Inventaire national des matières et déchets radioactifs** (voir en annexe).

Quoi qu’il en soit, chaque filière ayant son combustible propre, on ne peut pas penser séparément une filière de réacteurs et une filière de fabrication des combustibles. Or, **l’une des grandes forces de la France est qu’elle maîtrise toutes les activités du cycle du combustible nucléaire présentes sur le territoire national** (conversion et enrichissement de l’uranium naturel, fabrication des assemblages de combustibles, retraitement des combustibles usés).

Conformément au Contrat stratégique de la Filière nucléaire française 2019-2022 et son avenant, les acteurs de la filière nucléaire – CEA, EDF, Framatome et Orano – se sont organisés pour établir un programme de recherche permettant d’étudier l’intérêt du **multi-recyclage en REP (MRREP)** des matières (Pu et U) en termes de compétitivité et de gestion des matières et déchets nucléaires

ainsi que sa faisabilité et ses performances en réacteurs (sûreté et exploitation) et dans le cycle du combustible (traitement, fabrication, transport, entreposage) ⁽⁷⁾.

La solution de multi-recyclage du plutonium *via* l'utilisation de combustibles de type MOX2 permettant de valoriser le Pu issu du traitement d'assemblages MOX usés dans les REP pourrait permettre de stabiliser les stocks de plutonium ainsi que les stocks de combustibles usés.

Dans l'attente de l'aboutissement de ces recherches, les combustibles URE et MOX retraités une première fois sont entreposés en piscine, dans la perspective d'une éventuelle revalorisation (MRREP).

En tout état de cause, d'ici 2040, Orano ⁽⁸⁾ estime que les besoins en entreposage atteindront 10 500 à 12 000 tonnes de combustibles usés (hors volumes entreposés pendant trois ans dans les piscines d'EDF attenantes aux réacteurs) pour des besoins en traitement de combustibles usés compris entre 700 et 1 150 tonnes/an. Le volume entreposé pourrait être significativement réduit (- 1 000 tonnes) grâce à la non-fermeture anticipée des tranches moxées – c'est-à-dire de réacteurs utilisant le MOX – prévue dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2023, permettrait de réduire de plus de 1 000 tonnes les inventaires de combustibles usés à entreposer d'ici 2040.

La première mise en service des nouveaux EPR étant projetée au plus tôt en 2035, elle aurait peu d'impact sur les projections à 2040. Les piscines de refroidissement suffiront aux premiers déchargements. La solution de référence pour

(1) Les estimations du ministère de la Transition énergétique confirment une réserve de 120 ans sur le fondement d'une consommation mondiale annuelle de 62 000 t ; MTE, *Approvisionnement en uranium et le cycle du combustible nucléaire*, <https://www.ecologie.gouv.fr/approvisionnement-en-uranium-et-cycle-du-combustible-nucleaire> À la demande du rapporteur, le BRGM a fourni une estimation des réserves s'élevant elle à 135 ans sur la base d'une consommation annuelle de 60 000 t. Quoi qu'il en soit, le BRGM précise que « les réserves prouvées et probables d'uranium sont aujourd'hui évaluées à 135 ans d'autonomie en supposant une consommation constante autour de 60 000 t/an. Ces ressources sont évaluées à 6,1 millions de tonnes d'uranium métal disponible à un coût inférieur à 130\$/kg, et à 8 millions de tonnes d'uranium métal disponible à un coût inférieur à 260\$/kg. Néanmoins, on estime que le développement du nucléaire pourrait conduire à une augmentation de la consommation d'environ 60 % pour la porter à environ 100 000 t/an à l'horizon du milieu du siècle, ce qui réduirait évidemment l'autonomie des réserves prouvées et probables dans une proportion qui dépendra du rythme de croissance et du type de réacteur ».

(2) Comme tout élément chimique, l'uranium est omniprésent, en revanche, les processus géologiques lui ont permis au fil de l'histoire géologique de se concentrer dans certaines zones présentant des propriétés particulières (milieu très pauvre en oxygène, dit réducteur). La recherche des gisements d'uranium consiste donc à rechercher les gisements dont l'exploitation est rentable économiquement. En d'autres termes, plus les cours de l'uranium seront hauts, plus il sera rentable d'aller chercher des zones où il est moins concentré. Les réserves d'uranium augmentent donc avec le cours de l'uranium. Les chiffres fournis sont donc indicatifs et basés sur les seules ressources connues.

(3) MTE, *Approvisionnement en uranium et le cycle du combustible nucléaire*, <https://www.ecologie.gouv.fr/approvisionnement-en-uranium-et-cycle-du-combustible-nucleaire>

(4) Réponses de la DGEC au questionnaire adressé par le rapporteur.

(5) Audition de Philippe Knoche, 12 janvier 2023.

(6) Réponses de M. Luc Rémont (EDF) au questionnaire adressé par le rapporteur.

(7) Réponses d'Orano au questionnaire adressé par le rapporteur ; réponses du CEA au questionnaire adressé par votre rapporteur.

(8) Réponses d'Orano au questionnaire adressé par le rapporteur.

sécuriser l'entreposage des combustibles usés sur le moyen et le long terme est **la piscine centralisée d'entreposage EDF**, dont la mise en service est ciblée à horizon 2034. Elle sera dédiée à l'entreposage de combustibles MOX et URE usés ⁽¹⁾.

En effet, en complément, d'autres solutions sont proposées par Orano pour se prémunir du risque de saturation des capacités d'entreposage existantes jusqu'à la mise en œuvre de la piscine d'entreposage centralisée : en premier lieu, un projet de densification des piscines d'Orano à La Hague – dans le respect des limites définies par les décrets ministériels régissant les installations nucléaires de base 116 et 117, en réduisant l'encombrement des paniers actuels d'entreposage dans l'objectif de gagner jusqu'à 30 % de places supplémentaires ⁽²⁾. Enfin, la réalisation d'un entreposage temporaire à sec de combustibles usés suffisamment refroidis dans des emballages de nouvelle génération TN Eagle est à l'étude. Cette solution est réversible et temporaire ⁽³⁾.

Dans son rapport de 2021, l'ASN souligne cependant qu'une série d'événements fragilise actuellement la chaîne du combustible, mettant le système électrique sous tension et pointe tout particulièrement :

– le risque que l'accumulation de matières ou de déchets radioactifs non anticipée conduise à des conditions d'entreposage « *non satisfaisantes du point de vue de la sûreté* ». L'ASN revient sur les projets susmentionnés et précise que le besoin d'une piscine centralisée d'entreposage, dont le projet est porté par EDF, avait été identifié dès 2010 et que le démarrage tardif du projet « *nécessite la mise en place de parades pour augmenter les capacités d'entreposage existantes* » ⁽⁴⁾.

– le projet de densification des piscines de La Hague porté par Orano est « *une parade* » qui « *ne peut constituer une solution pérenne compte tenu des durées d'entreposage nécessaires, de l'ordre d'une centaine d'années, et des standards de sûreté les plus récents* » ⁽³⁾ ;

– les difficultés rencontrées par l'usine Mélox d'Orano « *induisent une saturation, dès 2022, des capacités d'entreposage des matières plutonifères, du fait de la production d'une quantité importante de rebuts de fabrication* » et « *pourraient induire une saturation à une échéance plus proche que 2028-2029 des piscines d'entreposage des combustibles usés de l'usine de La Hague* » ⁽³⁾ ;

– la découverte d'une corrosion plus rapide qu'anticipée sur les évaporateurs de l'usine d'Orano La Hague réduit les capacités de retraitement

(1) EDF, *Piscine EDF à La Hague, projet de construction d'une installation d'entreposage sous eau de combustibles usés à La Hague*, 7 octobre 2022. <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2022-10/EDF%20Piscine%20-%20Enseignements%20de%20la%20concertation%20préalable%20-%20071022.pdf>

(2) Orano, *Projet de densification des piscines C-D-E Orano La Hague*, 8 mars 2022. http://www.hctisn.fr/IMG/pdf/05_2022_03_08_hctisn_projet_de_densification_des_piscines_de_la_hague.pdf

(3) Réponses d'Orano au questionnaire adressé par votre rapporteur.

(4) ASN, *Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2021*, p. 4.

jusqu'à changement du matériel, ce qui pourrait dégrader la marge de saturation des piscines de La Hague ⁽³⁾.

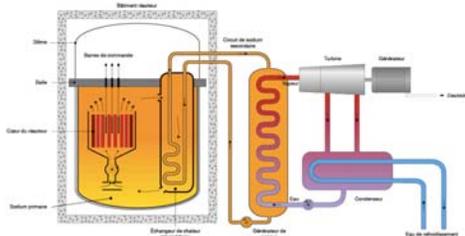
Le rapporteur souhaite reprendre les conclusions de l'ASN sur le « manque d'anticipation et de précaution du fait de l'absence de marge » qui fragilise le cycle du combustible et par conséquent le fonctionnement du parc nucléaire (3).

Encadré 17 : une rupture technologique pour le cycle du combustible, les réacteurs à neutrons rapides (RNR)

Depuis les années 1960, la recherche nucléaire se porte sur les réacteurs à neutrons rapides (RNR). Dans un RNR, les neutrons ont la capacité de faire fissionner davantage d'isotopes car ils possèdent une plus grande énergie cinétique. Cette technologie ne nécessite donc **pas de modérateur** (eau) pour ne pas ralentir les neutrons afin de fissionner davantage de noyaux. Seul un caloporteur est nécessaire pour transporter la chaleur (sodium), transformée en vapeur qui alimente une turbine productrice d'électricité.

L'intérêt des neutrons rapides est qu'ils sont les seuls capables d'**extraire la totalité de l'énergie de fission contenue dans le combustible** qu'ils consomment (U238 + Pu). L'intérêt principal est de pouvoir générer dans certaines conditions plus de matière fissile qu'il n'en est consommé. Un tel réacteur est dit « **surgénérateur** ».

Figure 31 : schéma de fonctionnement d'un réacteur RNR



Source : *Connaissancesdesenergies*

Le combustible des réacteurs rapides se compose de plutonium issu du retraitement et d'uranium appauvri ou d'uranium naturel. Les stocks d'uranium appauvri (qui contient encore moins de U235 et U234 que l'uranium naturel) conservés par la filière française lors des phases d'enrichissement menées en France, et le plutonium issu du combustible usé, **permettraient à ces réacteurs de fonctionner pendant plusieurs milliers d'années en se passant totalement d'extraction d'uranium naturel** ⁽¹⁾.

Différents types de refroidissement des RNR font l'objet de recherche : **les RNR refroidis au sodium**, au plomb, au plomb-bismuth et au gaz sont en cours d'élaboration dans plusieurs pays ⁽²⁾. Les recherches portent également sur un concept de **réacteur rapide à sels fondus (RSF)**.

Les recherches françaises se sont concentrées autour de réacteurs nucléaires à caloporteur sodium (RNR-Na), d'abord avec le réacteur **Rapsodie** (1967-1982), puis avec **Phénix** (1973-2009) et avec **Superphénix** (1986-1998) ⁽³⁾. En 2010, le projet ASTRID (*Advanced*

(1) CEA, *Les réacteurs nucléaires à caloporteur sodium*, p. 90.

(2) IAEA, *Réacteurs à neutrons rapides*, <https://www.iaea.org/fr/themes/reacteurs-a-neutrons-rapides>

(3) CEA, *Les réacteurs nucléaires à caloporteur sodium*, p. 140.

sodium technological reactor for industrial demonstration) visait à reprendre ces recherches avec la conception d'un démonstrateur technologique d'un RNR-Na. Cette piste a toutefois été abandonnée en octobre 2019 (voir rapport, partie 2, III).

La principale conséquence de la fermeture complète du cycle est la possibilité de produire de l'électricité au niveau actuel pendant des milliers d'années à partir des réserves existantes, en plus de réduire considérablement la durée de vie des déchets les plus radiotoxiques et supprimer des étapes du cycle actuel (l'extraction minière notamment).

La dernière étape du cycle du combustible est le **conditionnement des déchets ultimes**. Les déchets ultimes sont piégés dans une matrice de verre : c'est le procédé de vitrification, qui est développé au CEA et mis en œuvre dans les usines de La Hague.

e. L'enjeu de la gestion des déchets

Sur les 900 tonnes de matière radioactive introduites chaque année dans les centrales électronucléaires françaises, **864 tonnes sont valorisées** – car leur composition est de 1 % de plutonium et de 99 % d'uranium appauvri – et réutilisées pour fabriquer un nouveau combustible et **36 tonnes ne sont pas retraitables** : ce sont des **déchets ultimes**.

Depuis 1976, l'usine de La Hague, appartenant à Orano, **retraite les combustibles usés** et conditionne les déchets ultimes en les piégeant dans une matrice de verre. Vitrifiés, ils sont ensuite coulés dans des conteneurs en inox et entreposés en puits en attendant d'être stockés en couche géologique profonde (projet Cigéo).

Sur les **36 tonnes annuelles de déchets**, l'ANDRA distingue :

– les déchets de moyenne activité à vie longue (**MA-VL**) et de haute activité (**HA**), principalement issus du retraitement des combustibles usés, qui sont entreposés sur les sites des producteurs de déchets dans l'attente de la mise en service du **projet Cigéo**, un centre de stockage géologique réversible profond, mené par l'ANDRA à horizon 2027, pour une mise en service industrielle estimée à l'horizon 2040, avec une capacité d'accueil de 10 000 m³ pour les déchets HA et 73 000 m³ pour les MA-VL ;

– les déchets de faible activité à vie longue (**FA-VL**), qui comprennent en majorité des déchets anciens, provenant notamment des réacteurs UNGG ou d'assainissement de sites pollués au radium. Ces déchets sont entreposés sur les sites de leurs producteurs dans l'attente de solutions de stockage aujourd'hui à l'étude par l'ANDRA ;

– les déchets de faible et moyenne activité principalement à vie courte (**FMA-VC**), qui ont été pris en charge entre 1969 et 1994 sur le Centre de stockage de la Manche, aujourd'hui en phase de fermeture, et sont stockés depuis 1992 sur le Centre de stockage de l'Aube (CSA), lequel dispose d'une capacité maximale autorisée d'un million de m³. Grâce aux optimisations et réductions de volumes

réalisées par les producteurs de déchets et à la création de la filière de gestion des déchets de très faible activité (TFA) en 2003, **le taux de remplissage du CSA s'élevait à 36,3 % à fin 2021. L'atteinte de la capacité autorisée du CSA interviendrait aux alentours de 2060** ⁽¹⁾ ;

– enfin, les déchets de très faible activité (TFA) sont stockés sur le Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires) depuis 2003. Le rapport sur les travaux relatifs au nouveau nucléaire précise qu'**à fin 2021, le Centre avait atteint environ 66,1 % de sa capacité de stockage autorisée de 650 000 m³** ⁽²⁾.

Dans sa configuration actuelle, le Cires ne suffira pas pour stocker les volumes de déchets TFA issus des démantèlements à venir dans les prochaines années. Des solutions de gestion complémentaires sont donc actuellement à l'étude. La solution à moyen terme consiste à **augmenter la capacité de stockage** autorisée du Cires, sans faire évoluer l'emprise actuelle de la zone de stockage et tout en conservant son niveau de sûreté (projet Acaci – Augmentation de la capacité du Cires) pour la porter aux alentours de 900 000 à 950 000 m³. Le volume de déchets TFA issus du démantèlement des installations du parc nucléaire existant permet d'anticiper le **besoin d'un nouveau stockage aux environs 2045**. La création d'un nouveau site de stockage des déchets TFA doit donc être envisagée.

Ainsi, avant même l'annonce du projet de nouveau nucléaire, on anticipait les besoins à venir de nouvelles capacités de stockage. Toutefois, l'ANDRA souligne que les centres de stockage existants et les projets engagés font de **la France l'un des pays les plus avancés en matière de gestion définitive des déchets radioactifs**. Elle signale que la politique française, notamment dans le cadre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) créé en 2006, fait régulièrement l'objet de revues, notamment par l'AIEA (dont la dernière en juillet 2022), qui en soulignent les points forts et n'ont pas identifié de points sensibles ou de vigilance ⁽³⁾.

Fin 2020, la totalité des volumes de déchets stockés en France atteignait 1,7 million m³, répartis selon le tableau suivant :

(1) *La prévision de l'atteinte de la capacité autorisée du CSA reste relativement similaire que le parc nucléaire français soit développé ou non, d'après le rapport - travaux relatifs au nouveau nucléaire, février 2022, p. 60.* « Concernant les déchets FMA-VC, on constate que les chroniques de livraison restent peu ou prou du même ordre de grandeur avec la prise en compte de nouveaux réacteurs. Sur ces bases, l'atteinte de la capacité autorisée du CSA interviendrait aux alentours de 2060, échéance peu différente de celle envisagée aujourd'hui sur le périmètre du parc actuel et avec un écart d'environ 12 mois entre les deux scénarios ».

(2) *Le rapport - travaux relatifs au nouveau nucléaire, février 2022, p. 58.*

(3) *Voir notamment AIEA, Integrated review service for radioactive waste and spent fuel management, decommissioning and remediation (Artemis), Mission to France, Janvier 2018.* https://www.iaea.org/sites/default/files/documents/review-missions/final_artemis_france_report.pdf ; AIEA, Sûreté nucléaire et radiologique, 2022, https://www.iaea.org/sites/default/files/gc/gc66-10_fr.pdf

Tableau 1 : bilan des volumes (en m³) de déchets radioactifs à fin 2020

► BILAN DES VOLUMES (m³) DE DÉCHETS PRÉSENTS SUR LES SITES DES PRODUCTEURS/DÉTENTEURS ET STOCKÉS DANS LES CENTRES DE L'ANDRA À FIN 2020

Catégories de déchets radioactifs	Total	Sur sites producteurs/détenteurs	Stockés dans les centres de l'Andra	Capacité des stockages existants
HA	4 190	4 190	- ⁽¹⁾	-
MA-VL	42 900	42 900	- ⁽¹⁾	-
FA-VL	93 800	93 800	- ⁽¹⁾	-
FMA-VC	971 000	90 700	880 000	1 530 000
TFA	586 000	174 000	412 000	650 000
DSF	295	295	-	-
Total	- 1 700 000	-406 000	- 1 292 000	
	100 %	24 %	76 %	

Source : ANDRA.

En 2019, la Cour des comptes a publié un rapport public thématique sur « l'aval du cycle du combustible nucléaire. Les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage ». Selon ce rapport, les coûts moyens d'exploitation des installations de stockage et d'entreposage sont de 137,7 M€ en moyenne par an. Les investissements cumulés sur ces installations entre 2014 et 2017 se sont élevés à 255 M€. Mais le coût du projet Cigéo a été fixé par décret à 25 Md€ (aux conditions économiques de décembre 2011).

Décider de la construction de nouveaux réacteurs engendrera, à terme, de nouveaux déchets dont la gestion pourra être financée par la vente d'électricité, au fur et à mesure de leur production. La Cour des comptes avait estimé que les coûts de gestion des déchets représentaient entre 1 et 2 % du coût de production du kWh.

À la demande du Gouvernement, l'ANDRA a réalisé une évaluation technique préliminaire de l'éventuel impact de six nouveaux réacteurs EPR sur les filières de stockage de déchets radioactifs en exploitation ou en projet. Les volumes varient en fonction de la stratégie de retraitement retenue (multi-recyclage, mono-recyclage ou pas de recyclage) entre 3 951 et 2 574 m³ pour les déchets MA-VL et entre 1 872 m³ et aucun pour les déchets HA.

Plusieurs méthodes sont mises en œuvre pour gérer les déchets de la filière. La plus fréquente est de les enfouir, définitivement ou de manière réversible en attendant un éventuel usage ultérieur. Il est également possible d'en retraiter une partie. Cela réduit à la fois les besoins de combustibles et les besoins de stockage à la fin du processus.

f. Une sécurité et une sûreté unanimement reconnues

Les spécificités de la filière nucléaire – le risque d'une contamination et d'irradiation externe ou interne - imposent des dispositifs de **sécurité et de sûreté particuliers**.

La **sécurité des installations nucléaires** contre les actes de malveillance est organisée à la fois par les exploitants eux-mêmes et au niveau gouvernemental. Cette mission relève de la direction de la protection et de la sécurité de l'État, au secrétariat général de la Défense et de la Sécurité nationale (SGDSN) et s'inscrit dans le concept de la « sécurité des activités d'importance vitale » (SAIV) et dans la planification de la réponse gouvernementale à des crises majeures.

La **sûreté nucléaire** vise quant à elle à prévenir les accidents nucléaires, ou à en limiter les effets, par un ensemble de dispositions techniques ou de mesures d'organisation relatives à la conception, la construction, le fonctionnement, l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires de base, ainsi qu'au transport des substances radioactives ⁽¹⁾.

La présence sur les centrales nucléaires et sur les installations de la filière de matière radioactive constitue un danger potentiel pour l'environnement immédiat du site, voire éloigné en cas de dispersion de substances radioactives dans l'atmosphère. Pour protéger l'environnement des risques nucléaires, la sûreté nucléaire s'est développée sur le concept de « **défense en profondeur** » organisé autour en cinq niveaux ⁽²⁾ de défense successifs et permettant de prévenir les incidents, de les détecter et de mettre en œuvre des actions pour qu'ils ne mènent pas à des accidents et gérer les situations d'accidents ⁽³⁾.

Un accident nucléaire est un événement pouvant conduire à un rejet d'éléments radioactifs anormal dans l'environnement, en d'autres termes il s'agit du rejet important d'éléments toxiques, notamment radioactifs, ou d'une forte irradiation. Un tel accident peut entraîner une **contamination** – dite externe lorsqu'il s'agit du dépôt d'une substance radioactive sur la peau, ou interne lorsqu'il s'agit de la pénétration d'une substance radioactive dans le corps (voies respiratoires, digestives, cutanées). Il peut également entraîner une **irradiation** c'est-à-dire l'exposition de l'organisme à des rayonnements issus d'une source radioactive, qui peut, là aussi, être externe ou interne.

Des accidents nucléaires se sont déjà produits et ont marqué les populations, leur environnement et les autorités de régulation. Three Mile Island en 1979, Tchernobyl en 1986 et Fukushima en 2011 ont ainsi ravivé pendant des années les peurs suscitées par l'énergie nucléaire. **L'accident de Tchernobyl a enregistré un bilan certes très lourd mais souvent insidieusement amplifié** – près de 200 personnes sont décédées d'un syndrome d'irradiation aiguë ou de ses séquelles entre l'accident et 2006 (et qui aurait peu évolué depuis), auxquels

(1) Article 1 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, abrogé par l'article 6 de l'ordonnance n°2012-6 du 5 janvier 2012.

(2) Niveau 1 : prévention des anomalies de fonctionnement et des défaillances des systèmes ; Niveau 2 : détection des défaillances et maîtrise des anomalies de fonctionnement ; Niveau 3 : maîtrise des accidents (jusqu'aux « accidents de dimensionnement ») ; Niveau 4 : maîtrise des accidents graves ; Niveau 5 : limitation des conséquences radiologiques en cas de rejets de substances radioactives. V. not. IRSN, *les accidents de fusion du cœur des réacteurs nucléaires de puissances*, 2018.

(3) Article 3.1 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

s'ajoutent des décès liés à l'augmentation de la fréquence de certains cancers (il n'est toutefois pas possible d'évaluer avec précision le nombre de cancers ⁽¹⁾ liés à l'accident). Selon l'IRSN, « *il est impossible de dresser un bilan sanitaire exhaustif* ».

Ces **accidents nucléaires** relèvent heureusement de circonstances exceptionnelles liées à une succession d'erreurs humaines graves résultant d'une impréparation et d'un manque d'anticipation. Ayant appris de ces accidents, les autorités de régulation, notamment les autorités françaises, ont adapté leur approche de la sûreté nucléaire et pris des mesures en conséquence ⁽²⁾.

La méthode retenue par **les autorités de sûreté française de « défense en profondeur »** est une **méthode déterministe qui permet, pour chaque événement, de prévoir des dispositions et des actions à mettre en œuvre**. Elle est complétée par des **études probabilistes de sûreté (EPS) permettant d'examiner les possibilités de cumuls et d'enchaînements d'événements**. À la suite de l'accident de Fukushima, les installations nucléaires françaises ont fait l'objet d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS), prolongées par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) qui élargit le champ d'application des EPS ⁽³⁾.

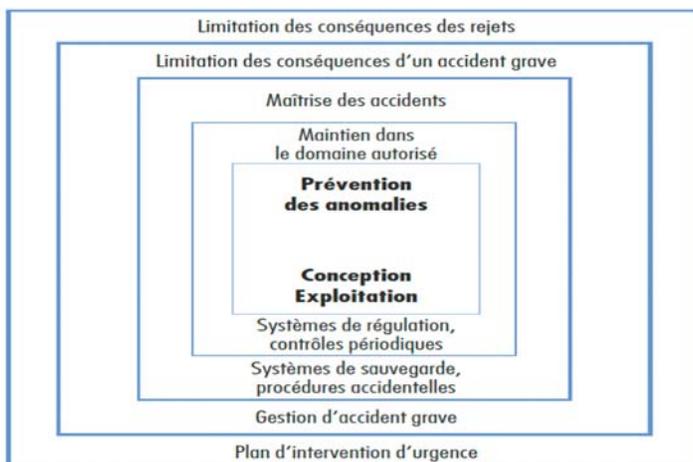
(1) Les organismes ayant suivi les conséquences sanitaires de l'accident de Tchernobyl ont notamment observé la multiplication du risque de leucémie (entre 3 et 6), l'augmentation des cancers de la thyroïde une augmentation étudiée, mais non prouvée, de la fréquence des cancers solides. V. not. IRSN, *Conséquences sur la santé des populations de l'accident de Tchernobyl*, 15 avril 2018. <https://www.irsn.fr/savoir-comprendre/crise/consequences-sur-sante-populations-laccident-tchernobyl>

(2) Académies des technologies, des sciences et Académie chinoise d'ingénierie, *Nuclear Energy and the Environment*, mai 2019, p. 63 et s. https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2021/10/NuclearEnergy_REPORT-0514.pdf

(3) IRSN, *les accidents de fusion du cœur des réacteurs nucléaires de puissances*, 2018.

Figure 32 : le principe de sûreté nucléaire « la défense en profondeur »

LES 5 NIVEAUX de la défense en profondeur



Source : [ASN](#)

La majorité des acteurs de la chaîne de production de la filière nucléaire sont impliqués dans sa sûreté. Les premiers concernés étant les exploitants des installations, l'IRSN, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), les commissions locales d'information (CLI) et le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sûreté nucléaire (HCTSIN).

En tant qu'organisme public en matière de recherche et d'expertise, l'IRSN évalue, recherche et anticipe les risques nucléaires et radiologiques. **L'IRSN intervient notamment sur les domaines de la sûreté nucléaire, des transports de matières radioactives et fissiles,** la protection de l'homme contre les rayonnements ionisants, la protection et le contrôle des matières nucléaires et la protection des installations nucléaires ⁽¹⁾.

L'ASN assure les missions réglementaires de contrôle et d'information. Elle vérifie notamment le respect de la réglementation et des obligations en matière de radioprotection ou de sûreté et réalise environ 850 inspections chaque année dans les installations nucléaires et le transport des matières radioactives.

L'ASN et l'IRSN tirent des conséquences des incidents et des accidents nucléaires afin d'adopter les règles de sûreté du parc nucléaire français.

L'ASN a également la responsabilité de faire part de sa position sur l'aptitude d'un réacteur à poursuivre son exploitation lors de la visite décennale à laquelle la loi le soumet depuis 2006. Il s'agit d'un arrêt de tranche – c'est-à-dire un arrêt de la production pour changer une partie du combustible

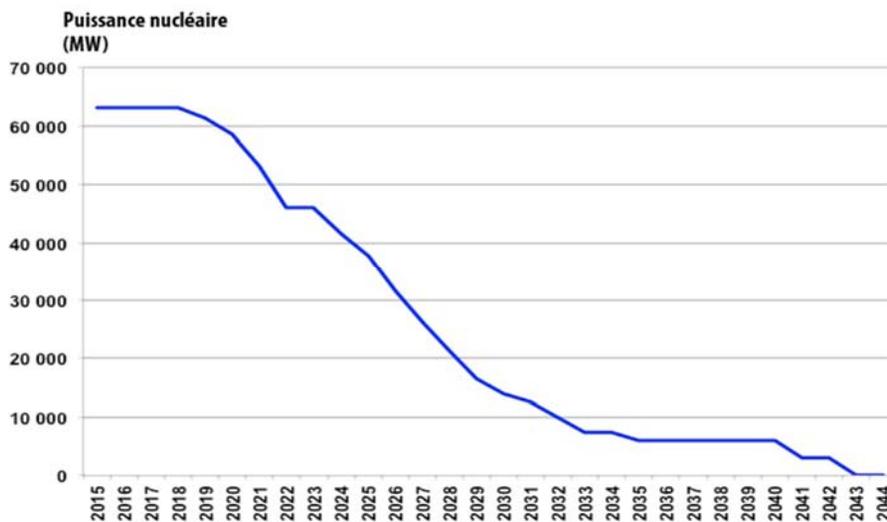
(1) Décret n° 2016-283 du 10 mars 2016 relatif à l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.

nucléaire, assurer la maintenance et les modifications de matériels – associé à des essais et des tests de plus grande ampleur. Il est également l’occasion de réaliser un réexamen de sûreté vérifiant le respect des nouvelles normes édictées depuis la dernière visite décennale. Selon EDF, les visites décennales durent une centaine de jours, soit environ deux fois plus longtemps qu’un arrêt pour simple rechargement du combustible.

g. L’anticipation de l’effet falaise

L’effet falaise désigne la très rapide diminution de nos capacités de production si nous décidons de les mettre hors service à un âge fixe et identique. En effet, l’essentiel du parc a été mis en service en assez peu de temps, entre la fin des années 1970 et le début des années 1990.

Figure 33 : évolution de la puissance nucléaire installée (évolution du parc nucléaire jusqu’à 2044, sans nouvelle construction et dans l’hypothèse d’une mise à l’arrêt des centrales après 40 ans d’exploitation) selon Jean-Marc Jancovici



Source : Blog Jean-Marc Jancovici, 2012 - puissance nucléaire installée en France sans construction supplémentaire et dans l’hypothèse d’une mise à l’arrêt à 40 ans des centrales existantes (en MW).

La puissance installée, qui était de 63 GW en 2012, aurait décliné rapidement à partir de 2018 pour s’établir à moins de 10 GW en 2032. En 2025, la puissance installée résiduelle aurait été inférieure de 40 % à celle de 2012.

Dans cette hypothèse de fermeture relativement simultanée, **sans solution de substitution, la France se retrouverait en grandes difficultés.** Même souhaitable, la maîtrise de notre consommation électrique ne saurait contrebalancer une telle chute. La France devrait donc augmenter substantiellement ses importations d’électricité et/ou de pétrole et de gaz, si tant est qu’elle en ait les moyens.

Ce défi pour l’approvisionnement électrique de notre pays n’est pas ignoré par les responsables politiques et industriels (cf. partie 2), et le vieillissement des réacteurs nucléaires américains, qui fonctionnent en étant nettement plus âgés et qui pourraient être prolongés au-delà de 80 ans, ouvre une perspective plus lointaine ; mais la découverte d’un défaut générique non réparable ou l’impact du vieillissement sur les centrales pourraient poser une difficulté majeure pour notre approvisionnement électrique.

Ce défi est d’autant plus important que le parc nucléaire actuel, comme l’éventuel nouveau nucléaire, est porté par EDF, qui se trouve face à un besoin d’investissement colossal au titre de la maintenance et du nouveau nucléaire alors qu’elle a atteint un niveau d’endettement de 64,5 Md € fin 2022 (cf. partie 2).

3. La production d’électricité à partir de sources d’énergie renouvelables

a. Les capacités de production et la production effective des ENR électriques

Selon le SDES ⁽¹⁾, en 2021, la production primaire des énergies renouvelables électriques (hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque) s’élevait à 111,5TWh.

Longtemps, l’électricité renouvelable française s’est limitée à la filière hydraulique, développée en parallèle à la filière nucléaire. Toutefois, depuis 2005, les productions d’énergies renouvelables (EnR), en général, et électriques renouvelables, en particulier, sont en hausse, même si leur part dans la production totale reste modeste ⁽²⁾.

Les données de RTE sur la consommation brute intérieure (hors importations et exportations d’électricité) par filière depuis 2000 illustrent aussi ces progressions – tout en montrant une certaine variation de la production hydraulique, qui dépend des conditions hydrologiques.

(1) SDES, *Chiffres clés de l’énergie - édition 2022, novembre 2022, p. 80.*

(2) Cf. Chapitre I^{er}-II-A.

CONSOMMATIONS BRUTES INTÉRIEURES PAR FILIÈRES

En TWh	2000	2005	2006	2008	2010	2012	2014	2017	2019	2021
Hydraulique	71,6	56,2	61	68	67,6	63,79	67,43	52,27	58,84	61,3
Éolien terrestre et maritime	0	0,98	2,26	5,56	9,73	14,93	16,97	23,98	33,77	36,88
Solaire	0	0	0,06	0,25	0,55	4,07	5,94	9,15	12	14,23
Marémotrice	0	0,5	0,51	0,5	0,52	0,49	0,51	0,55	0,53	0,54
Thermique renouvelable et déchets	0	3,3	3,34	4,12	4,85	5,77	7,1	9,32	9,48	10
Addition des filières	71,6	61	67,09	78,2	83,24	89,05	97,96	95,28	114,64	122,94

Source : données de RTE. Notons qu'il y a un écart entre le total des ENR affiché par RTE (117,5 en 2021) et la somme des consommations par filière. Ces chiffres n'indiquent que les volumes d'électricité qui ont transité par le réseau public de transport. Ils ne tiennent donc pas compte des productions en autoconsommation qui ne sont pas injectées dans ce réseau.

Cette progression des énergies renouvelables a été permise par des incitations publiques. En effet, le développement des énergies renouvelables bénéficie d'un soutien de l'État soit en amont dans le domaine de la recherche et développement, soit en phase d'industrialisation en soutien à la demande et au déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs d'achat, d'appels d'offres ou de dispositifs fiscaux)⁽¹⁾. Initialement très subventionnées et accompagnées par les garanties de rachat, ces technologies ont vu leurs coûts baisser de façon spectaculaire⁽²⁾.

Ces progrès sont notables, mais encore éloignés des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). À titre illustratif, ceux pour 2023, de 24 GW d'éolien et de plus de 20 GW de photovoltaïque, ne seront vraisemblablement pas atteints.

Pour transformer les sources d'énergie renouvelables en électricité puis distribuer celle-ci aux consommateurs, les équipements renouvelables nécessitent de nombreux métaux critiques, dont la France ne dispose pas sur son territoire⁽³⁾ et pour lesquels elle a lancé une stratégie spécifique (cf. *infra*).

La dépendance à ces métaux critiques n'est toutefois pas de même nature que la dépendance française à l'égard des énergies fossiles. Sans pétrole,

(1) Comme le résume la CRE, les dispositifs les plus importants sont les suivants :

- Obligation d'achat : l'intégralité de l'énergie produite injectée sur le réseau est achetée par un acheteur obligé ou un organisme agréé à un tarif défini à l'avance dans le contrat d'achat ;
- Complément de rémunération : le producteur vend directement l'énergie produite sur le marché. Il perçoit ensuite de la part l'acheteur obligé EDF Obligation d'Achat une prime par MWh injecté sur le réseau qui est égale à la différence entre un tarif de référence fixé dans le contrat de complément de rémunération et le prix du marché de référence.

(2) Cf. partie sur l'énergie nucléaire – Chapitre 1^{er}-II-D.

(3) Cf. Chapitre II-C-4-c-i.

la grande majorité de nos véhicules se retrouveraient immobilisés. Sans les ressources nécessaires au déploiement des énergies renouvelables, nous ne pourrions poursuivre la transition énergétique de notre pays ; mais **les moyens de production existants continueraient à fonctionner**.

Enfin, comme a pu l'établir la Cour des comptes, les coûts de production d'électricité à partir de ces sources d'énergie sont très divers et potentiellement très importants lorsqu'ils intègrent les coûts liés au réseau et à la gestion de l'intermittence des énergies telles que le solaire ou l'éolien qui requièrent des flexibilités et des capacités de stockage importantes (cf. Encadré 14 : l'analyse des coûts de production du système de production électrique français par la Cour des comptes).

Tableau 2 : coûts complets de production de l'électricité renouvelable en €/MWh

Équipement	Coût complet de production en €/MWh Fourchette min-max
Éolien	68-108
Éolien en mer	130-329
Photovoltaïque résidentiel	223-407
Photovoltaïque commercial	139-246
Photovoltaïque au sol	92-167
Solaire thermodynamique	113-249
Géothermie	51-301
Hydraulique : grandes installations au fil de l'eau	30-50
Hydraulique : installations de forte puissance et exploitant de hautes chutes	70-90
Hydraulique : installations de faible puissance	70-160

Source : Rapport de la Cour des comptes, *Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018* / Rapport de la Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France, 2021*.

i. La participation majeure de l'hydroélectricité au mix électrique français

En France, avec près de 26 GW de puissance installée – dont quelques 14 GW totalement flexibles (avec des ouvrages dits de lacs et des stations de transfert d'énergie par pompage, dites STEP) et 4 GW modulables (avec des ouvrages dits d'éclusées), l'énergie hydraulique représente 12 à 14 % de la production d'électricité (et près de 20 % du mix à la pointe).

Parmi les divers exploitants d'hydroélectricité, le parc d'EDF en métropole réunit près de 500 centrales hydroélectriques, dont près de 300 concessions et constitue 80 % de la puissance hydroélectrique installée en France, dont 5 GW de STEP, et 66 % de la production hydroélectrique française.

La filière hydroélectrique fournit aussi bien de l'électricité en base (en continu, par des installations dites au fil de l'eau) qu'à la pointe (centrales d'éclusées et de lac qui bénéficient d'un stock d'eau pilotable à la demande, que l'on remplit

au printemps et turbine en hiver). Son productible moyen annuel est de 67 TWh. **L'hydroélectricité assure ainsi aujourd'hui en France 50 % de l'ajustement en énergie** (pour l'équilibrage du réseau et sa sécurité de fonctionnement) **grâce à ses grands barrages, qui peuvent fournir très rapidement de grandes puissances, et la quasi-totalité du stockage électrique, grâce aux STEP.**

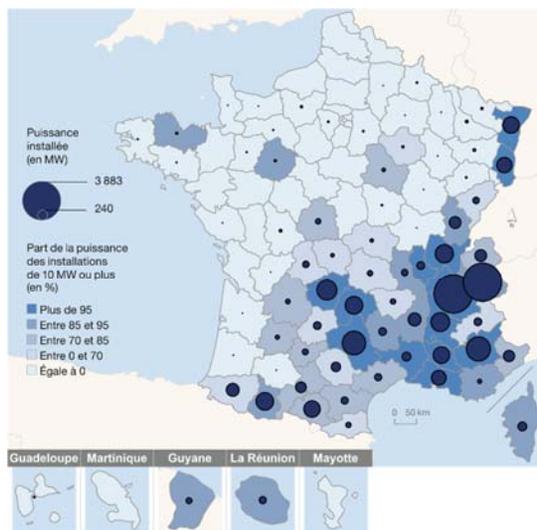
La chaîne de valeur de l'hydroélectricité est à 90 % européenne et très majoritairement française.

Tableau récapitulatif : parc hydraulique français ⁽¹⁾	
Puissance installée	25,7 GW
Production moyenne sur la période 2000-2022	63,2 TWh / an
Production 2022	48,9 TWh (40 % centrales de lac 16 % centrales éclusées 26 % centrales au fil de l'eau 18 % STEP)
Parc	+ 2 600 installations
Émissions de CO2	6 gCO2/kWh
Nombre de salariés	+ de 20 000 emplois
Nombre d'entreprises	+ de 1 000

La répartition géographique des installations hydroélectriques, sur le territoire français métropolitain et d'Outre-Mer, est évidemment dépendante des ressources présentes dans chaque département et très inégale. Ces installations sont principalement concentrées dans les Alpes et dans le Massif Central.

(1) Chiffres issus des données de RTE, SDES et SER

Carte 1 : puissance des installations hydrauliques par département fin 2021



Source : SDES, Chiffres clés des énergies renouvelables - édition 2022.

ii. Le développement progressif de l'éolien terrestre et maritime

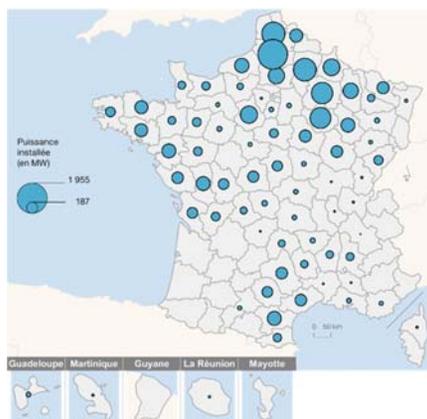
Les capacités éoliennes s'établissaient à 19 GW en 2021 et ont atteint 20,5 GW fin 2022, avec notamment le premier GW d'éolien en mer.

Tableau récapitulatif : parc éolien français ⁽¹⁾	
Puissance installée	20,5 GW
Production moyenne sur la période 2001-2021	15,2 TWh / an
Production 2022	38,1 TWh
Parc	1 829 parcs éoliens terrestres 1 parc éolien en mer
Émissions de CO2	Éolien terrestre : 14,1 gCO2/kWh Éolien en mer : 15,6 gCO2/kWh
Nombre de salariés	+ 25 000 emplois
Nombre d'entreprises	+ de 1 000

À l'instar de toutes les énergies renouvelables, les installations éoliennes sont réparties de manière inégale sur le territoire, avec une forte concentration dans le nord de la France.

(1) Chiffres issus des données de RTE, SDES et SER

Carte 2 : puissance des installations éoliennes par département fin 2021



Source : SDES, *Chiffres clés des énergies renouvelables* - édition 2022.

Depuis 15 ans, l'énergie éolienne en mer a connu un développement considérable en Europe, qui a conduit à une très forte réduction des coûts de la filière, devenue actuellement parmi les plus compétitives du marché.

Les atouts de la France en matière d'éolien en mer sont particulièrement forts (vaste espace maritime, savoir-faire industriel et énergétique, savoir-faire maritime, capacité portuaire) et, sur la base des premiers projets engagés en France depuis 2012, une filière industrielle s'est structurée et implantée sur nos territoires pour produire et installer les composants des futurs parcs éoliens en mer (production de pales, de nacelles, de fondations, de sous-stations électriques etc.).

iii. Le déploiement très progressif du solaire photovoltaïque

Selon le SDES, en 2021, la production primaire de solaire photovoltaïque représente 4 % de la production des énergies renouvelables. Mais l'autoconsommation se développe et aurait atteint, en 2021, 520 GW. La capacité solaire installée a atteint 15,8 GW en France en 2022.

L'énergie solaire a bénéficié d'une importante réduction de ses coûts, principalement grâce à un changement d'échelle industrielle. Les retombées de la filière photovoltaïque sont essentiellement locales, avec une activité en partie non délocalisable comme les travaux de raccordement, de voirie ou encore les études de développement et les activités d'entretien et de maintenance. Les collectivités locales bénéficient également, des recettes des taxes liées à l'exploitation des installations photovoltaïques. Enfin, plusieurs acteurs industriels sont actifs sur le territoire français, portés par la dynamique du marché national.

Si le déploiement de parcs photovoltaïques nécessite un foncier considérable ⁽¹⁾, cette activité de production électrique peut s’allier à d’autres activités économiques telles que des cultures ou de l’élevage. Ainsi, une installation photovoltaïque est qualifiée d’agrivoltaïque lorsqu’elle est située sur une même surface de parcelle qu’une production agricole et qu’elle lui apporte directement un service (adaptation au changement climatique, accès à une protection contre les aléas météorologiques, amélioration du bien-être animal, agronomie pour les besoins des cultures).

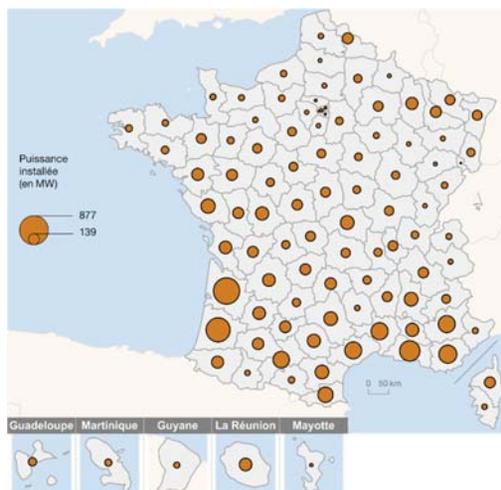
Tableau récapitulatif : parc photovoltaïque français ⁽²⁾	
Puissance installée	15,8 GW
Production moyenne sur la période 2006-2021	6,5 TWh / an
Production 2022	18,6 Twh
Parc	600 000 installations photovoltaïques connectées au réseau dont 208 000 en autoconsommation individuelle
Émissions de CO2	Fabrication en France : 25,2 gCO2/kWh Fabrication en Europe : 32,3 gCO2/kWh Fabrication en Chine : 49,9 gCO2/kWh
Nombre de salariés	+ de 8 000 emplois

La France dispose du cinquième gisement solaire européen. Les installations photovoltaïques sont très présentes sur le territoire français qui profite d’un fort ensoleillement, notamment dans le sud de la France métropolitaine et en Outre-Mer. Cependant, au contraire de l’hydraulique et de l’éolien, chaque département français dispose d’installations de production d’électricité photovoltaïque.

(1) Selon les Académies des technologies, des sciences et l’Académie chinoise d’ingénierie, en moyenne le solaire photovoltaïque nécessite l’utilisation de 10 000 à 60 000 m² par MW. Nuclear Energy and the Environment, mai 2019, p. 25. https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2021/10/NuclearEnergy_REPORT-0514.pdf

(2) Chiffres issus des données de RTE, SDES et SER.

Carte 3 : puissance des installations solaires photovoltaïques par département fin 2021



Source : SDES, Chiffres clés des énergies renouvelables - édition 2022.

iv. Autres sources résiduelles de production d'électricité renouvelable

À la marge, la géothermie et les énergies marémotrices permettent de produire de l'électricité.

La **géothermie électrogène** consiste à pomper de l'eau suffisamment chaude pour alimenter une turbine et fabriquer de l'électricité. Elle n'est cependant pertinente que dans les territoires où des anomalies thermiques donnent accès à une eau très chaude, comme dans le fossé rhénan ou dans les territoires d'outre-mer volcaniques.

La production d'électricité issue de la géothermie dite « profonde » (0,1 TWh d'électricité injectée sur les réseaux) se concentre principalement en Guadeloupe : la centrale électrique géothermique de Bouillante exploite ainsi la chaleur d'origine volcanique du massif de La Soufrière. La géothermie profonde concerne également le site alsacien de Soultz-sous-Forêts, qui servait de laboratoire de recherche et d'expérimentation jusqu'à sa mise en production industrielle en juin 2016.

Selon le SDES, en 2021, la production primaire d'**énergies marines** quant à elle représente 0,1 % de la production EnR. L'énergie marémotrice est produite en centrale marémotrice. Elle comporte un barrage équipé de turbines qui captent l'énergie cinétique de la mer pendant les mouvements de marée. L'électricité produite sur site n'est pas immédiatement distribuée aux consommateurs mais passe par un transformateur qui réduira son voltage pour qu'elle soit utilisable dans les réseaux domestiques.

La France possède une seule usine marémotrice : celle de la Rance qui est implantée dans un estuaire connaissant les plus importants coefficients de marée au monde. Opérationnelle depuis 1966, avec une capacité de 240 MW et une production annuelle de l'ordre de 500 GWh, elle permet de combler 17 % des besoins d'électricité de la Bretagne. Elle est en outre formée d'un barrage de 750 mètres de long qui relie les villes de Saint-Malo et de Dinard.

b. La production d'électricité à partir de sources renouvelables présente des avantages économiques, stratégiques, et permet la réduction des émissions de GES françaises

Le développement des ENR en France présente déjà un bilan positif notable, en matière de réduction des dépendances stratégiques aux énergies fossiles, et par conséquent en termes de réduction des émissions de GES, et de réduction de la facture énergétique. Si ces qualités sont aussi attribuées à l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables peuvent être installées et mises en service bien plus rapidement que celle-ci.

En 2022, l'ADEME a publié une évaluation des importations d'énergie évitées par l'accroissement du volume d'énergie produite grâce aux EnR (en période de pointe, les capacités nucléaires et hydrauliques ne suffisent pas). Ses principaux constats sont :

– le développement additionnel des énergies renouvelables, pour la production de chaleur et d'électricité, en France entre 2000 et 2019 a permis d'éviter la consommation de 1 468 TWh_{ep} de combustibles fossiles en France et en Europe, soit l'équivalent de plus de 910 millions de barils de pétrole en cumulé. Sur la seule année 2019, cela représente 178 TWh_{ep} de combustibles fossiles évités en Europe, dont 63 TWh_{ep} en France, soit 5 % de sa consommation d'énergie fossiles. En moyenne, chaque TWh d'ENR additionnelle a permis d'éviter 1,17 TWh de fossiles sur la période 2000-2019 ;

– si l'on suit les objectifs de la PPE, entre 2021 et 2028, le développement des ENR en France devrait permettre d'éviter en France et en Europe la consommation de 685 TWh_{ep} de combustibles fossiles, soit environ 1,5 fois la consommation annuelle actuelle de notre pays ou l'équivalent de plus de 420 millions de barils de pétrole en cumulé ;

– enfin, selon cette même étude, le développement des EnR en France devrait permettre d'économiser 6,4 Md€ sur notre facture énergétique en cumulé entre 2021 et 2028.

De plus, le bilan carbone de leur fonctionnement est très inférieur à celui des filières fossiles et, pour l'éolien, équivalent à celui du nucléaire.

Enfin, leurs temps de construction et d'amortissement sont beaucoup plus rapides que ceux des grands projets nucléaires (hors délais administratifs, la construction prend en elle-même : 6 à 9 mois pour un parc éolien, 8 à 10 mois pour

un parc photovoltaïque, contre 5 ans au minimum pour une centrale nucléaire). Or, il existe un besoin d'accroître rapidement la production d'électricité pour accompagner la montée en charge de l'électrification des usages, en particulier industriels. L'enjeu de disposer de capacités de production nouvelles pouvant se substituer aux réacteurs nucléaires qui ne passeraient pas le cap de la 4^{ème} ou de la 5^{ème} visite décennale dans les prochaines années est également centrale.

Sans renoncer à l'option nucléaire, les perspectives d'augmentation du parc nucléaire à court terme se résument à la mise en service de l'EPR de Flamanville, annoncée pour mi-2024. À plus long terme, la construction de nouveaux réacteurs nucléaires ne pourrait donner lieu à une mise en service qu'à partir de 2035 au plus tôt.

Dans ces conditions, au vu des trajectoires de demandes d'électricité, de l'impératif d'une décarbonation rapide et compte tenu des risques afférents au vieillissement du parc nucléaire, quel que soit l'équilibre du mix électrique recherché à terme, l'accélération du déploiement des énergies renouvelables, électriques et thermiques, présente des avantages pour la poursuite de l'effort de décarbonation de notre pays, et contribue à la sécurité énergétique de la France – et de l'Europe – d'ici 2035.

c. Mais la filière hydroélectrique, principale source de production renouvelable d'électricité, doit faire face à de nouvelles contraintes

i. L'impact du dérèglement climatique

La variation de production hydroélectrique selon l'évolution des volumes d'eau utilisés est un phénomène saisonnier ordinaire. La baisse des débits des cours d'eau ou des retenues ralentit les turbines. Et en période de plus faible étiage, les barrages peuvent être sollicités pour préserver d'autres usages (irrigation, biodiversité, industrie, tourisme, etc.).

Mais l'amplitude et la durée de ces baisses devraient s'accroître. Les simulations au sujet du réchauffement climatique montrent en effet un assèchement sur le pourtour du bassin méditerranéen, et notamment dans les Alpes au sens large. Cet assèchement pourrait même s'étendre vers le nord, sachant qu'en 2022, les réservoirs de barrages se sont très mal remplis en Norvège au point qu'elle a réduit ses exportations.

Non seulement, cette tendance pèsera durablement – et significativement, comme on l'a constaté ces deux dernières années – sur les performances productives du parc français, mais elle renforcera les tensions entre les différents usages de l'eau.

ii. L'enjeu juridique du statut des concessions hydroélectriques

L'hydroélectricité est réglementée par l'État depuis la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, qui stipule que « *nul ne peut disposer de l'énergie des marées, des lacs et des cours d'eau [...] sans une concession ou une autorisation de l'État* » (article L.511-1 du code de l'énergie). Les installations de moins de 4,5 MW relèvent du régime de l'autorisation et de la concession au-delà de ce seuil.

La première catégorie représente une puissance installée d'environ 2,5 GW pour une énergie produite de l'ordre de 4,5 TWh par an.

Les 340 concessions existantes fournissent plus de 90 % de la puissance hydroélectrique installée (25,4 GW et une production de 62,5 TWh en 2021) et constituent le plus important parc hydroélectrique de l'Union européenne. Les concessionnaires ont la responsabilité des investissements, de la construction et de l'exploitation de l'installation hydroélectrique et se rémunèrent grâce au bénéfice de son exploitation pendant toute la durée de la concession. En contrepartie, le concessionnaire verse une redevance, accorde des réserves en eau et en énergie et doit, à l'issue de la concession, faire un retour gratuit des biens nécessaires à l'exploitation de la concession à l'État, qui peut alors décider de renouveler la concession.

Ces concessions sont principalement gérées par EDF, qui fournit 70 % de la production hydroélectrique nationale, par la Compagnie nationale du Rhône (CNR), qui y contribue pour 25 %, et par la société hydro-électrique du Midi (SHEM), pour 3 %.

Le parc hydroélectrique français se caractérise par une grande variété d'équipements, aux rentabilités disparates, qui relèvent pourtant du même régime de concessions. Cela ne favorise pas le développement de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), un type d'équipement de grande puissance mais mobilisant des investissements considérables.

Ces concessions hydroélectriques sont arrivées ou arrivent progressivement à échéance selon un calendrier s'étalant entre 2003 et 2080. Les années d'incertitude à l'égard des modalités de leur renouvellement ont fragilisé les concessions. Entre la volonté de Bruxelles d'obtenir une libéralisation du marché de l'énergie et celle du gouvernement français d'étudier des « scénarios alternatifs », la filière française de l'hydraulique reste plongée dans le flou. Faute d'avoir choisi au début de cette période une modalité de renouvellement et de s'y être tenu, 38 concessions sont à ce jour échues et n'ont pas été renouvelées. Le délai d'attribution étant au minimum de trois ans, il est déjà possible de considérer qu'elles seront au nombre de 61 au 31 décembre 2025 et continueront d'augmenter rapidement ensuite.

La poursuite de l'exploitation des concessions arrivées à échéance est autorisée par la loi sous le régime dit des « délais glissants »⁽¹⁾. Cette solution provisoire présente toutefois de nombreux inconvénients, notamment en ce qui concerne les investissements nécessaires au bon fonctionnement ou à l'amélioration

(1) Article L. 521-16 du Code de l'énergie.

de ces ouvrages dont la programmation est perturbée et le financement plus incertain.

Cette situation a, en outre, amené la Commission européenne à mettre, à deux reprises depuis 2015, en demeure la France d'appliquer la directive sur l'attribution de contrats de concession⁽¹⁾ en remettant en concurrence les concessions échues ou à échoir, à tout le moins de choisir son approche pour leur renouvellement. Car le cadre juridique national et européen permet au pouvoir adjudicateur d'attribuer une concession publique de deux manières, soit en la mettant en concurrence, soit en l'attribuant discrétionnairement à un opérateur public sur lequel il exerce un contrôle analogue à celui sur propres services, dispositif dit de « quasi-régie ».

Le référé 2022-1979 de la Cour des comptes du 2 décembre 2022 rappelle les éléments de ce dossier complexe et sensible, en suspens depuis plusieurs années.

Diverses préoccupations compliquent ce choix : sur les modalités de la redevance, premier critère légal de la mise en concurrence, avec le souhait du concédant d'être en mesure de capter correctement la rente en cas de hausse importante des prix de gros de l'électricité, et sur la durée de la concession – les termes du contrat s'imposant jusqu'à l'échéance ; mais un cycle de renouvellement permanent est lourd à gérer...

En outre, l'intervention de plusieurs concessionnaires dans des zones comportant de nombreux ouvrages gérés jusqu'à présent par un concessionnaire unique aurait deux effets négatifs : le premier serait un risque de désorganisation de l'exploitation des chaînes hydrauliques et d'effet négatif sur la production ; le second serait de renchérir les coûts d'exploitation de concessions qui ne bénéficieraient plus de la mutualisation des personnels de terrain.

La remise en concurrence n'équivaudrait pas à une privatisation des barrages ; ceux-ci resteraient l'entière propriété de l'État français. Mais l'ouverture à d'autres acteurs, notamment étrangers, inquiète les opérateurs Français.

Non seulement il deviendra plus complexe de coordonner l'utilisation des retenues au service des autres usages de l'eau, de la flexibilité du système électrique, par le stockage qu'il permet, ou de la sécurité, notamment en matière de crues et de refroidissement des centrales nucléaires, mais confier à des exploitants étrangers un outil stratégique de production de l'électricité nationale fait craindre de céder une partie de notre souveraineté énergétique.

(1) Cf. la directive 2014/23/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 sur l'attribution de contrats de concession, qui unifie les règles communes aux différents contrats de la commande publique qui sont des contrats de concession au sens du droit de l'UE. On distingue ainsi un marché public, où un opérateur perçoit une somme forfaitaire pour fournir un service demandé, d'une concession, où un opérateur tire sa rémunération du droit d'exploitation de l'ouvrage.

iii. Le potentiel de développement hydroélectrique

Le potentiel de l'hydroélectricité a fait l'objet de divers travaux, encore incomplets selon la puissance des installations considérées.

Dans ses Futurs Énergétiques 2050, RTE intègre des développements identiques quels que soient les scénarios de *mix* futurs.

RTE juge ainsi possible pour les opérateurs nationaux de **développer 5 GW supplémentaires, dont 3 GW de STEP** au vu du défi majeur pour la sécurité des systèmes électriques que représentent des bouquets intégrant de plus en plus d'énergies renouvelables variables et un recours accru à l'électricité.

De leur côté, les services de l'État et les producteurs avaient publié en 2013 une étude « de convergence » sur le potentiel hydroélectrique, estimant que la création de nouveaux ouvrages pourrait représenter une puissance de 2,45 GW et un productible de 8 950 GWh par an ; et l'équipement des seuils existants, une puissance de 962 MW et un productible de 922 GWh annuels. Cette étude doit être révisée en 2023.

S'agissant des recommandations de RTE, EDF Renouvelables considère que les objectifs de 5 GW, dont 3 GW de STEP, sont à la fois nécessaires et atteignables, avec de nouveaux aménagements mais surtout grâce au développement des installations existantes.

EDF Hydro a d'ores et déjà identifié des projets de développements sur les infrastructures existantes. Mais ils sont suspendus à la résolution de questions juridiques : celle du renouvellement des concessions arrivant à échéance mais aussi le fait qu'une modification substantielle de la concession impose d'y mettre fin et de la remettre en concurrence. EDF a également proposé cinq projets d'augmentations non substantielles de puissance, qui sont réalisables très rapidement et sans impact environnemental notable. Ces dossiers sont en cours d'instruction par l'État. Quant à de nouvelles installations, il s'agit surtout d'améliorer encore les sites exploités. Il ne sera guère possible de retrouver un site totalement nouveau.

Enfin, le potentiel de la « petite » hydroélectricité en France, c'est-à-dire des installations de puissance inférieure à une dizaine de MW, demeure méconnu et fait l'objet de peu d'études.

Un travail de cartographie a tout de même été réalisé entre 2013 et 2015 à la demande des défenseurs des moulins. Selon ce recensement, la France disposerait d'**un potentiel de petite hydroélectricité** de 6,8 TWh. Ce potentiel n'est pas à négliger. Mais son développement supposerait l'équipement, parfois la rénovation de dizaines de milliers d'ouvrages et la multiplication des raccordements aux réseaux de distribution. Il pourrait être intéressant localement en autoconsommation, mais aurait **peu d'impact sur la production et la consommation électriques françaises, avec un coût non négligeable pour la**

collectivité qui finance les raccordements, et aucune utilité pour le stockage de l'énergie.

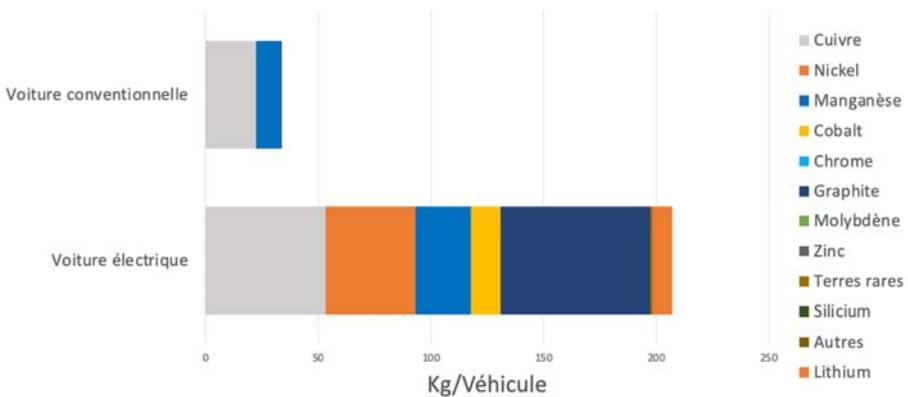
d. L'ensemble des filières de production d'électricité renouvelable doivent prendre en compte des vulnérabilités à anticiper

- i. Des besoins croissants en minerais et métaux stratégiques, que la France doit importer

Les technologies de la transition énergétique sont particulièrement consommatrices de ressources minérales.

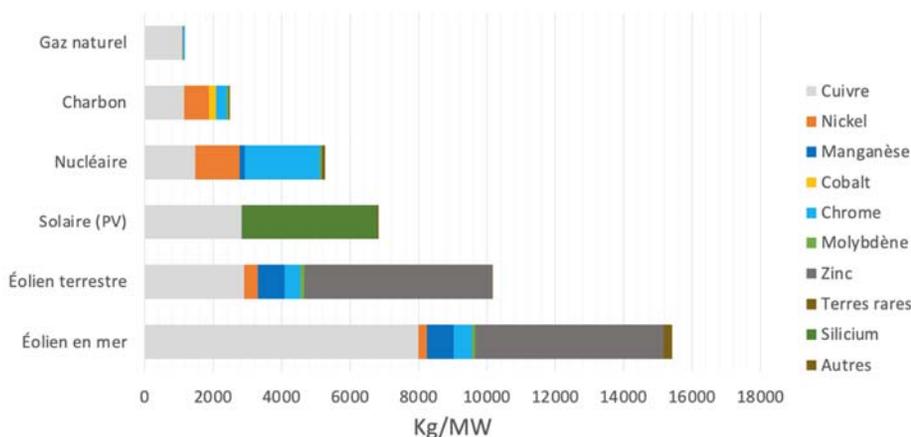
Le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) indique, par exemple, qu'une éolienne en mer nécessite en effet six fois plus de ressources minérales qu'une installation de production électrique à partir du charbon par mégawattheure installé. De même, un véhicule électrique contient six fois plus de métaux qu'un véhicule thermique.

Figure 34 : intensité matière (Kg par véhicule) pour la mobilité électrique comparée à la mobilité thermique



Source : rapporteur, d'après les données de l'AIEA, [the Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions](#)

Figure 35 : intensité matière (Kg par MW installé) pour les différentes technologies de production électrique



Source : rapporteur, d'après les données de l'AIEA, [the Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions](#)

L'AIE estime que d'ici 2040, quarante fois plus de lithium, vingt fois plus de nickel ou de cobalt et sept fois plus de terres rares, à fonctions constantes, seront nécessaires. Les besoins en métaux et éléments chimiques sont aussi très variés au-delà de ces trois postes (le bore, le niobium, le gallium, l'indium, le germanium, le titane...).

En outre, ces besoins viennent en concurrence pour leur approvisionnement avec les filières de la transition numérique. Ce risque a été clairement identifié par le « **rapport Varin** » remis le 10 janvier 2022 comme une fragilité stratégique qui doit appeler une action volontariste à l'échelle nationale et européenne.

« *Il faudra produire plus de ressources minérales d'ici 2050 que depuis le début de l'humanité* », commente le BRGM. On retrouve principalement :

- le lithium, le nickel, le cobalt et le graphite comme éléments indispensables aux électrodes des batteries Li-ion, aujourd'hui utilisées dans les véhicules électriques ;

- les terres rares nécessaires à la fabrication d'aimants permanents de grande puissance utilisés dans les éoliennes off-shore ou les moteurs électriques les plus performants ;

- et le silicium indispensable à la fabrication des plaques des panneaux photovoltaïques.

Cela étant, EDF Renouvelables précise que **les terres rares** ne sont pas rares dans l'absolu ; leur criticité est surtout liée à la position hégémonique de la Chine dans leur extraction et leur transformation parce que leurs modes

d'extractions sont laborieux et polluants ⁽¹⁾. D'autres chaînes d'approvisionnement peuvent se développer, en Australie, qui est le deuxième producteur mondial, et aux États-Unis notamment. Du reste, les nouvelles générations d'éoliennes et les dernières technologies solaires n'en utilisent plus. Enfin, parmi les batteries couramment utilisées, une seule y a recours et son usage devrait rester marginal.

De son côté, TotalÉnergies indique que les minéraux les plus sensibles ne sont ni le silicium, ni le lithium, tous deux abondants, ni même le cobalt, substituable, mais **le nickel** pour les batteries et **le cuivre** pour tous les réseaux électriques.

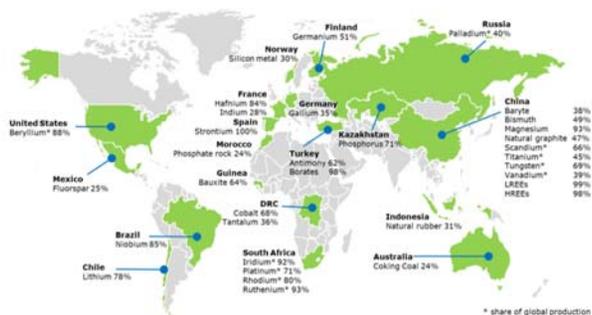
Concernant ce dernier, dont la production a été multipliée par 7 entre 1960 et 2019, le premier producteur reste le Chili mais les fonderies sont installées en Chine. Par ailleurs, on constate une tendance générale à la baisse de la teneur en métal des mines dans le monde : par exemple, au début de l'exploitation minière des premières mines de cuivre exploitées dans le monde, et notamment dans la mine de Rio Tinto, le cuivre représentait entre 15 à 20 % en poids dans le minerai. Aujourd'hui, dans le minerai des mines exploitées dans le monde, la teneur moyenne en cuivre s'élève à 0,4 % en poids. Une information a été récemment publiée par l'AIE disant que les mines de cuivre en fonctionnement et en cours de développement dans le monde passeraient leur pic entre maintenant et dans deux ans. Or, pour que de nouveaux projets de mines voient le jour, il faut compter entre dix et quinze ans. Résultat, entre la pression d'une demande mondiale croissante et de plus grandes difficultés à accéder au métal, les prix sont en très forte augmentation.

Plus généralement, **nombre des ressources minérales nécessaires, comme le lithium, le cobalt et les terres rares, sont intégralement importées**. L'Europe ne dispose pas ou plus de mines pour extraire ces ressources, ni d'industries pour les raffiner. Ces dernières ont été transférées vers des pays tiers depuis plusieurs décennies, en raison du coût de main-d'œuvre peu élevé et de la moindre prise en compte des impacts environnementaux qu'ils induisent dans ces pays. **Il en résulte une forte dépendance pour l'accès à ces ressources**, ainsi que des questionnements éthiques.

En outre, **l'extraction et la production de certains minéraux critiques sont très concentrées sur quelques pays** : pour le cobalt, le nickel ou les terres rares, la part des trois premiers pays producteurs se situe entre 60 et 90 % du commerce global. De même, 75 % du silicium de qualité solaire est produit en Chine ; 78 % du lithium utilisé en Europe provient du Chili, plus de 70 % des platinoïdes d'Afrique du sud, et plus de 70 % du cobalt de République démocratique du Congo.

(1) La Chine maîtrise la quasi-totalité de ce marché. Sur les 170 000 tonnes de terres rares produites l'an dernier, 71 % (120 000 tonnes) l'ont été par cette dernière, selon le US Geological Survey. Les autres producteurs – Australie (20 000 tonnes) et États-Unis (15 000) – sont loin derrière.

Carte 4 : principaux fournisseurs de matières premières critiques à l'UE



Source : Rapport de la Commission européenne sur l'évaluation de la criticité, 2020.

ii. Des chaînes de valeur dominées par la Chine

Le développement du solaire s'est rapidement accompagné de l'apparition d'une position dominante de la Chine dans la fabrication des panneaux photovoltaïques. En 2020, elle détenait 70 % de cette production, contre 16 % en 2006. La part des États-Unis avait diminué. Et la filière européenne, qui comptait 300 000 salariés, en compte désormais 100 000, concentrés en Allemagne, au Royaume-Uni, en France et en Italie. Diverses mesures avaient été prises pour faciliter l'essor de cette filière et la protéger, mais la crise financière de 2008 l'a fragilisée : l'Allemagne a perdu sa place de leader mondial, qu'il a occupée jusqu'en 2005, et l'Union européenne a disparu de la liste des dix premiers manufacturiers. L'Europe est désormais active surtout à l'aval de la filière (l'installation et la maintenance) et dans le secteur de la recherche.

La Chine représente également 50 % de la production mondiale de véhicules électriques. Et si l'Allemagne est le premier pôle européen de production de batteries, c'est avec des investissements chinois et américains.

Pour l'éolien toutefois, 5 des 10 plus grands fabricants de turbines sont basés dans l'Union européenne en 2020. Selon l'IFRI, l'Union européenne a des atouts technologiques sur les onduleurs de panneaux solaires, un potentiel sur les batteries solides de quatrième génération ou les batteries à flux et la possibilité d'effectuer des percées dans les nouvelles générations de cellules photovoltaïques, ou encore le recyclage. Elle a également de solides capacités dans le nucléaire civil, l'efficacité énergétique et l'hydrogène, ainsi que de capacités cyber. Ces atouts doivent être mis à profit pour construire des filières industrielles stratégiques, créer des emplois et de la valeur ajoutée sur le territoire européen et éviter une situation de dépendance technologique.

Cependant, si des décisions d'investissement ont été récemment prises à l'échelle française et européenne pour faire émerger en Europe des maillons de productions importants pour la transition énergétique (comme des *gigafactories* de batteries), ces usines devront être alimentées, dans un premier temps, par des

composants semi-finis (matériaux actifs de cathodes) venant de l'étranger (et de la Chine en particulier) avant d'intégrer les technologies amont. Elles vont ainsi devoir sécuriser leurs approvisionnements en constituants, voire en ressources minérales, sur un marché mondial en tension où tous les grands pays cherchent à sécuriser ces mêmes ressources sur le long terme.

iii. Le potentiel minier sur le territoire français et l'échelle européenne

La France dispose toujours d'une filière minière avec Orano et Eramet, mais ayant progressivement arrêté les activités minières sur son sol, les connaissances de son sous-sol sont parcellaires et devenues pour partie obsolètes. Pour autant, en l'état des connaissances, même s'il importe la quasi-totalité de ses besoins en minéraux et métaux ⁽¹⁾, notre pays n'est pas dépourvu de ressources.

D'après la moyenne des projets mondiaux menés depuis quinze ans et les chiffres avancés par l'AIE, dix-sept années sont nécessaires entre la décision et l'ouverture d'une mine. Ce travail doit se faire en tenant compte du cycle de vie des matières, des contraintes environnementales, et en impliquant les populations locales.

Encadré 18 : la géologie des sous-sols

La géologie du sous-sol métropolitain est relativement bien connue en surface. Les 100 à 200 premiers mètres de profondeur sont également relativement bien connus en terme minier. Toutes ces données sont aujourd'hui capitalisées par le BRGM dans la Base des données du sous-sol (BSS), qui rassemble aujourd'hui les données de près d'un million d'ouvrages souterrains.

En revanche, la connaissance des niveaux plus profonds demeure largement parcellaire à ce jour. Le dernier Inventaire minier national a été mené entre 1975 et 1992. Il a été réalisé avec des technologies moins performantes que celles aujourd'hui disponibles et ne couvre globalement que les 300 premiers mètres de profondeur. D'autre part, il a été focalisé sur les éléments d'intérêt économique pour l'époque, qui étaient nettement moins nombreux qu'aujourd'hui (le lithium par exemple n'a pas été regardé). Il n'a enfin concerné que les deux tiers des zones dites « de socle » correspondant aux massifs les plus anciens (Massif central et Massif armoricain), des zones qui présentent a priori le plus de potentiel.

Malgré tout, il a permis d'identifier des gisements potentiels importants (tungstène, antimoine, or, molybdène, fluor, plomb, zinc, germanium, étain, tantale, niobium), certains de rang mondial. Et depuis les années 2010, des études de métallogénie prédictive (capitalisées dans un site internet d'information ouverte développé par le BRGM : MINERALINFO) ont confirmé le potentiel minier important de la France, notamment pour le lithium.

Un fonds d'investissement est en cours de constitution pour aider à sécuriser des investissements sur le long-terme dans des projets miniers.

(1) Il ne subsiste aujourd'hui en France métropolitaine qu'une quinzaine de mines en activité, la plupart ne concernant que des substances non métalliques (sel, bauxite, calcaires bitumineux) à l'exception notable du site d'Echassières (Allier) qui extrait de l'étain, du tantale et du niobium en coproduit de la kaolinite.

À cela, il faut rajouter la production aurifère de Guyane et le cas particulier de la Nouvelle-Calédonie, qui dispose de grandes réserves de nickel et cobalt mais a l'autonomie sur leur exploitation.

Enfin, il est certain que ni l'économie circulaire, ni les sous-sols français et européen ne suffiront pour assurer la fourniture de toutes les ressources nécessaires. Pour sécuriser les importations à long terme, une diplomatie des ressources minérales est actuellement structurée sous l'égide du ministère des Affaires étrangères, ainsi qu'au niveau européen (Encadré 19 ci-dessous).

En tout état de cause, la vision de l'approvisionnement et de la sécurisation des chaînes de valeur en lien avec ces matériaux critiques doit être pensée au niveau européen, eu égard à l'ampleur des dépendances actuelles et futures.

Encadré 19 : mesures européennes sur les matières premières

Le 16 mars 2023, face à l'augmentation prévue de la demande de matières premières critiques et de la dépendance de l'UE aux importations, la Commission européenne a proposé un **règlement européen sur les matières premières critiques** (*critical raw materials*) (Communication COM, 2008, 699).

Cette initiative définit une stratégie visant à réduire la dépendance à l'égard des matières premières non énergétiques pour les chaînes de valeur industrielle et le bien-être de la société en diversifiant les sources de matières premières primaires provenant de pays tiers, en renforçant l'approvisionnement intérieur et en soutenant l'approvisionnement en matières premières secondaires.

Elle s'est concrétisée en 2010 par le lancement de l'*European innovation partnership on raw materials* (EIP-RM) qui a permis de mobiliser les différents acteurs européens autour du développement de solutions innovantes pour renforcer l'autonomie européenne. Ces travaux ont notamment accompagné un investissement de 600 M€ de la Commission européenne sur ces enjeux dans le programme-cadre de recherche Horizon 2020 (2014-2020).

Plus récemment en 2020, la Commission européenne a adopté le plan d'action pour les matières premières critiques. La première action a été le lancement de l'Alliance européenne pour les matières premières (ERMA, *European raw materials alliance*) en septembre 2020. La première mission de l'ERMA a été de contribuer au développement d'une chaîne de valeur résiliente des terres rares et des aimants permanents des moteurs électriques.

Le Parlement européen a pris ensuite, le 24 novembre 2021, une Résolution sur une stratégie européenne pour les matières premières critiques pour renforcer la résilience des chaînes d'approvisionnement et réduire la dépendance de l'Europe vis-à-vis des fournisseurs étrangers comme la Chine. Enfin, dans un récent discours sur l'état de l'Union, la Présidente de la Commission européenne a annoncé un plan pour sécuriser l'approvisionnement en matières premières critiques. Ce « *Critical Raw Materials Act* » est en cours de consultation au niveau des États membres.

Il permettrait à l'UE d'extraire 10 % au moins de sa consommation annuelle, de produire au moins 40 % de sa consommation annuelle, d'en recycler 15 % et de limiter à 65 % l'importation d'une même matière première stratégique en provenance d'un seul pays tiers fournisseur ⁽¹⁾.

(1) Commission européenne, communiqué de presse : matières premières critiques : garantir des chaînes d'approvisionnement sûres et durables pour l'avenir écologique et numérique de l'UE, 16 mars 2023. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_23_1661

En parallèle et le même jour, la Commission européenne a proposé le règlement pour une industrie « zéro net » (*Net zero industry act*) ⁽¹⁾ destiné à soutenir l'industrie européenne, notamment des technologies décarbonées. Il vise à ce que la capacité de production globale des technologies décarbonées atteigne au moins 40 % des besoins annuels en technologies nécessaires pour atteindre les objectifs de *RepowerUE* et du Pacte vert de l'UE d'ici 2030. Il pourrait intégrer les technologies nucléaires dans la liste.

*

* *

Au prisme de la souveraineté énergétique, c'est-à-dire de la capacité à disposer d'options variées pour assurer un approvisionnement énergétique décarboné, y compris en cas de crise, force est de constater que la France a accumulé un double retard.

Un retard dans la décarbonation de son mix énergétique global, dans un monde où les énergies fossiles – près des deux-tiers de l'énergie consommée – représentent la contribution majeure aux émissions de gaz à effet de serre et sont importées de pays qui présentent un risque géopolitique indéniable et aujourd'hui vécu.

Un retard, aussi, face au besoin d'électrifier massivement notre tissu économique et industrie et notre secteur des transports. Alors que la France dispose d'un atout phare, un mix électrique important, décarboné et relativement peu dépendant, elle affronte un triple défi : l'entretien et le renouvellement de son parc électronucléaire d'une part, la construction de filières d'énergies renouvelables électriques d'autre part, l'augmentation globale de ses capacités de production d'électricité enfin.

Ce double retard accumulé trouve une partie de ses racines dans les politiques énergétiques menées, ou non, dans les trois dernières décennies.

(1) Commission européenne, communiqué de presse : règlement pour une industrie « zéro net » : faire de l'UE l'épicentre de la production des technologies propres et des emplois verts, 16 mars 2023. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/IP_23_1665

CHAPITRE II : DE LA FIN DES ANNÉES 1990 AUX ANNÉES 2020 : TROIS DÉCENNIES POUR PRENDRE CONSCIENCE DU MUR ÉNERGÉTIQUE

Pour comprendre les racines de l'actuel affaiblissement de la souveraineté énergétique de la France, et identifier en particulier les choix qui ont pu peser, il est nécessaire de remonter le fil des stratégies, des décisions et des actions élaborées et mises en œuvre depuis les dernières années de l'installation de notre parc électronucléaire. Tel est l'objet de la présente partie.

Au préalable, le rapporteur rappelle que pour éviter tout anachronisme, il convient de juger ces actes dans leur temps, en les restituant dans leur contexte.

I. DE LA FIN DES ANNÉES 1990 AU DÉBUT DES ANNÉES 2010, UNE DÉCENNIE PERDUE POUR NOTRE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE

A. ANESTHÉSIÉS PAR L'ILLUSION SURCAPACITAIRE, LES DÉCIDEURS NÉGLIGENT LA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE

1. À la fin des années 1990, l'illusion d'un modèle énergétique surcapacitaire et indépendant

a. Après quarante ans de volontarisme nucléaire, les années 1990-2000 se croient durablement surdimensionnées en électricité

Le volontarisme du plan Messmer, qui a permis la construction en à peine deux décennies de l'ensemble du parc nucléaire français existant, trouve son aboutissement à la fin du siècle.

De fait, les années 1990 récoltent le résultat des investissements passés. **Le temps que leur construction aboutisse, l'essentiel des nouvelles capacités électronucléaires sont mises en service entre 1981 et 1995, soit 44 réacteurs d'une puissance cumulée de 48,34 GW. Ils seront complétés en 2000 par les 3 GW de Chooz-B 1 et 2, puis en 2002 par les 2,99 GW de Civaux 1 et 2. (cf. l'annexe Calendrier des centrales électronucléaires)**

CUMUL DES PUISSANCES ÉLECTRONUCLÉAIRES INSTALLÉES

<i>En GW</i>	1970	1980	1990	1995	2000	2005	2010
Puissance nette totale (de production électrique)	1,69	12,76	59,72	59,2	61	63,99	63,83
Nombre de réacteurs en service	8	23	55	56	58	60	59

L'année 2005 marque le sommet de l'extension du parc électronucléaire français, malgré la fermeture progressive des toutes premières générations et l'arrêt du réacteur à neutrons rapides Superphénix en 1998 (1 200 MW), avec 60 réacteurs en activité et **une puissance nette installée de 64 GW**. La puissance nucléaire cumulée déclinera ensuite avec l'arrêt du réacteur à neutrons rapides Phénix en 2010 – et la fermeture de Fessenheim ultérieurement.

Or, si en octobre 1981 le Premier ministre de François Mitterrand, Pierre Mauroy, parle encore de poursuivre le nucléaire, à raison de sept tranches de « 1990 à 2010 au moins » afin d'éviter « *un excès de dépendance* »⁽¹⁾, la demande d'électricité commence à ralentir depuis le début des années 1980. Dès lors, au fur et à mesure de l'arrivée sur le marché des nouvelles capacités électronucléaires, **l'offre d'électricité apparaît de plus en plus excédentaire par rapport à la demande intérieure.**

Ancien directeur général de l'énergie et des matières premières au ministère chargé de l'industrie de 1998 à 2007, puis président du directoire du Réseau de transport d'électricité (RTE) jusqu'en 2015, M. Dominique Maillard⁽²⁾ a pu constater que le parc avait été calibré pour une évolution de la demande qui ne s'était pas concrétisée au début des années 2000. Administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique (CEA) de 1995 à 1999, M. Yannick d'Escatha⁽³⁾ confirme que l'on parlait de surproduction d'électricité à l'époque. Et M. Pierre Gadonneix⁽⁴⁾ précise que, lorsqu'il est devenu président d'EDF en 2004, l'excédent de capacité était estimé à environ 20 %.

Historien des énergies, M. Yves Bouvier explique que **ce surdimensionnement à date est aussi lié à un tassement de la consommation industrielle après 2005 et surtout après 2008**, résultant notamment d'une désindustrialisation dans le secteur des entreprises électro-intensives (cf. le tableau ci-après). Au niveau global toutefois, la consommation finale d'électricité ne commencera à baisser qu'à partir des années 2010.

(1) Cf. déclaration du Gouvernement devant le Parlement sur sa politique énergétique du 7 octobre 1981.

(2) Audition de M. Dominique Maillard, 26 janvier 2023.

(3) Audition de M. Yannick d'Escatha, 29 novembre 2022.

(4) Audition de M. Pierre Gadonneix, 8 décembre 2022.

CONSOMMATIONS ET PRODUCTIONS INTÉRIEURES D'ÉLECTRICITÉ

En TWh ou Mtep	1985	1990	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2012	2017
Consommation finale totale *	248	305	391	423	433	440	425	442	437	442
dont sidérurgie	10	11	11	12	12	12	9	10	11	nc
dont industrie (hors sidérurgie)	87	105	127	128	124	121	108	111	107	nc
Consommation brute **	303	350	441	482	480	495	496	506	nc	nc
Production brute	344 63,9	420 86,8	540 114,4	576 122,7	570	575	539 118,4	569	- 117,9	530,4
Importations	6	7	4	8	11	11	19	19	nc	Solde net - 40,1
Exportations	- 29	- 52	- 73	- 68	- 68	- 59	- 45	- 50	nc	

Source : Chiffres clés de l'énergie, SDES, éditions 2009 à 2018. * corrigée du climat ** non corrigée du climat.

En outre, côté offre, la surcapacité à date est entretenue (mais pas aggravée, cf. la première partie) par l'arrivée de nouvelles capacités de production électrique renouvelables, dont le développement commence à être visible à partir de 2005.

Aboutissement prévu du plan Messmer, les investissements dans de nouvelles capacités nucléaires s'arrêtent progressivement dans la seconde moitié des années 1990. Il faut attendre la loi de programmation fixant les orientations de la production énergétique, dite POPE, de 2005 pour que le principe de construire un nouveau réacteur, celui de Flamanville 3, soit acté.

Sachant que l'électricité ne se stocke pas, **un des enjeux était plutôt de trouver des débouchés.** Des contrats sont alors passés entre l'État et EDF faisant de l'exportation d'électricité un objectif pour l'entreprise, afin d'assurer une rentabilité à ses investissements. De fait, **l'électricité excédentaire est écoulée sur le marché européen**, offrant à l'entreprise des rentrées d'argent complémentaires, non encadrées par les tarifs réglementés de vente, pendant plusieurs décennies.

EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS BRUTES D'ÉLECTRICITÉ

En TWh	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2019
Exportations	73,2	79,7	67,6	71,2	57,9	50,1	56,4	74,7	61	76,1	72,9
Importations	3,7	2,7	5,7	7,6	9,5	19,5	11,3	7,2	19,2	12,8	14,9

Source : RTE. N.B. Les importations nationales répondent aux pointes de consommation non couvertes par la production nationale, même avec le renfort des capacités thermiques.

Selon certains responsables, cette surcapacité apparente a conduit à des « dérives ». Mme Corinne Lepage⁽¹⁾, ministre de l'Environnement de M. Jacques Chirac au sein du gouvernement de M. Alain Juppé, entre 1995 et 1997, comme

(1) Audition de Mme Corinne Lepage, 10 janvier 2023..

Mme Dominique Voynet⁽¹⁾, ministre de l'Aménagement du territoire et de l'environnement de 1997 à 2001, **reprochent ainsi à EDF d'avoir excessivement encouragé le développement en France du chauffage électrique, aux performances discutables à l'époque**, pour écouler des volumes plus importants de sa production. Mme Lepage l'affirme : *« Puisqu'elle ne pouvait être stockée, cette électricité devait être consommée [en France (puisque) le marché européen de l'électricité n'existait pas ou en tout cas sous une autre forme à l'époque où elle était au gouvernement]. Avec l'accord de l'État, EDF a mis en place une politique de prix très bas pour consommer l'électricité. C'est la raison pour laquelle le chauffage électrique a augmenté en France ».*

Le rapporteur souligne que les reproches formulés à l'État n'ont pas été étayés par des éléments factuels auprès de la commission d'enquête. M. Yves Bouvier, précise que le développement du chauffage électrique a été préconisé plus exactement à partir du début des années 1970, et pour les seuls logements neufs bien isolés. Selon M. Bouvier dans les années 1980, plus de 60 % des logements neufs en étaient déjà équipés ; ils ont naturellement absorbé une partie de l'électricité des centrales nucléaires, qui venait se substituer à l'électricité produite à partir du fioul.

Toutefois, l'isolation des logements en question n'aurait pas toujours été assurée et, encouragés par des tarifs préférentiels, des logements anciens ont été progressivement équipés de chauffage électrique sans que leurs performances énergétiques n'aient été renforcées. Le rendement thermique du chauffage électrique étant très inférieur à celui des systèmes fossiles (de l'ordre de 30 %, contre 80 % pour le fioul), les résidents y perdaient en confort, tout en étant incités à consommer plus pour compenser. M. Dominique Maillard rappelle que des débats houleux sur le manque d'efficacité du chauffage électrique se sont déroulés de 1974 à 1980.

Il confirme que, malgré cela, *« la surcapacité [en électricité] a indéniablement conduit au développement de nouveaux usages de l'électricité. EDF a engagé des recherches sur le développement du chauffage électrique qui n'ont d'ailleurs pas toujours été encouragées par les pouvoirs publics. Le véhicule électrique n'était alors pas considéré comme une filière, du fait des capacités de stockages, qui étaient perçues comme l'obstacle principal. Les axes de développement commercial d'EDF incluaient par conséquent le chauffage électrique et le développement des usages de l'électricité dans l'industrie. »*

M. Jean-Bernard Levy, président directeur général d'EDF de 2014 à 2022, met **aujourd'hui en avant le caractère décarboné de ce mode de chauffage ; mais la conjugaison des mauvaises performances des anciens matériels et du défaut d'isolation posent divers problèmes au parc de bâtiments concernés**, et notamment à une grande partie des 9 millions de logements ainsi chauffés.

(1) Audition de Mme Dominique Voynet, 7 février 2023.

Elle est également la cause de **la grande thermosensibilité de notre système électrique** ⁽¹⁾. Un degré de moins en période hivernale correspond à une demande de 2 400 mégawattheures (MWh) supplémentaires de demande ⁽²⁾ – que notre pays arrive heureusement à couvrir grâce aux interconnexions européennes. En effet, le développement du chauffage électrique en France étant sans équivalent dans les pays voisins, quand l'Europe subit une vague de froid, la demande électrique est élevée en France, mais augmente beaucoup moins dans les autres pays, ce qui nous permet d'importer.

Le rapporteur souligne que cette surcapacité, qui semble un fait lorsque l'on examine les données de manière statistique, a tout d'une illusion lorsque l'on se place dans une perspective dynamique : la volonté politique de réindustrialisation, le besoin déjà connu à l'époque de sortir progressivement de la consommation d'énergies fossiles, impliquent nécessairement de penser un appareil de production d'électricité majeur et en croissance.

b. Confortés par une production électrique « suffisante », les gouvernements n'anticipent pas les défis à venir ou s'y attaquent timidement

En tout état de cause, **la sécurité d'approvisionnement en électricité n'était pas une préoccupation** pour les responsables politiques **des dernières années 1990**, comme Mme Dominique Voynet, ministre de l'Aménagement du territoire et de l'environnement dans le gouvernement « pluriel » de M. Lionel Jospin, de 1997 à 2001, le confirme : « *À cette époque, j'étais plus préoccupée par le fait qu'EDF encourageait des usages nouveaux de l'électricité (...) que par la sécurisation des approvisionnements. La question ne se posera que plusieurs années plus tard. La prolongation de la durée de vie des centrales ne constituait pas non plus un sujet de réflexion à la fin des années 1990. Des centrales étaient entrées en service en 2000 et en 2002 et aucune crainte de manquer d'électricité ne se faisait jour.* »

Du moins la question ne se posait-elle pas en volumes. M. Jospin dit s'être tout de même inquiété, dès cette époque, de **deux difficultés** :

– La première, technique, découlant du fait que les centrales nucléaires sont plus adaptées aux consommations de base (constantes) et moins aux pics de consommation, pour lesquels il vaut mieux faire appel à des installations de production plus souples, comme l'hydraulique ou le gaz – On a vu en première partie que les ajustements de production, que permettent les centrales nucléaires françaises, entraînent effectivement une usure plus rapide et un moindre rendement moyen des capacités installées.

(1) *L'équilibre offre-demande du système électrique est notamment perturbé par des pointes de consommation qui apparaissent dans les périodes les plus froides (ou les plus chaudes).*

(2) *Cf. Site du ministère de la transition énergétique, Sécurité d'approvisionnement en électricité.*

De fait, seules les capacités thermiques fossiles présentent une telle souplesse de pilotabilité. C'est la raison pour laquelle il reste nécessaire, en l'état actuel des solutions techniques, de conserver certaines de ces installations. Depuis 30 ans, le recours à ces capacités fossiles oscille ainsi autour de 11 % de la production nationale.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE DES CAPACITÉS THERMIQUES CLASSIQUES

En TWh	1985	1990	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2017
Production totale	344	420	540	576	570	574	539	569	nc	530,4
Production thermique classique	56	48	53	67	60	60	59	63	56,2	63,1
% de la totalité	16,3	11,4	10,2	11,6	10,5	10,5	10,9	11,1	-	11,9

Mais, alors que le charbon et le fioul constituaient plus de 85 % des capacités thermiques en 1973, les responsables politiques et industriels se sont attachés à réduire leur contribution : ils ne représentaient plus qu'un peu plus de la moitié en 2010 puis environ 30 % en 2017, progressivement remplacés par le gaz naturel ;

– L'autre tenant à **la trop grande dépendance à une seule source d'énergie électrique décarbonée, sans que des éléments étayés explicitant cette crainte n'aient été fournis à la commission.**

Cette préoccupation de diversifier les sources d'énergie décarbonées se retrouvera aussi traduite par les lois de programmation relatives à l'énergie adoptées en 2005 sous le gouvernement de M. Jean-Pierre Raffarin, puis en 2009 sous l'impulsion du ministre de l'Écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, M. Jean-Louis Borloo, et de Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, secrétaire d'État chargée de l'écologie qui succédera à M. Borloo en 2010.

En revanche, **les gouvernements successifs ne s'attaquent guère à l'importante dépendance de la France aux énergies fossiles**, qui représentaient encore plus de 50 % de la consommation primaire d'énergie et plus des trois-quarts de la consommation d'énergie finale, **autrement que par une incitation aux économies d'énergie et par la fermeture progressive des centrales thermiques fossiles les plus anciennes et les plus polluantes.**

Les mesures prises pour se libérer du charbon et du fioul sont substantielles, et leurs résultats rapidement perceptibles. « *Nous avons réduit la consommation de charbon, la source la plus importante d'émissions de carbone dans l'atmosphère, nous avons fermé les mines de Carmaux, d'Alès et de Gardanne, tout en organisant le réaménagement des sites et la formation des enfants des mineurs à de nouveaux métiers. Nous avons également fermé la centrale à charbon de Penchot* », rappelle M. Jospin.

Les fermetures des centrales au charbon et au fioul se poursuivront et s'accéléreront avec la mise en œuvre de normes environnementales contraignantes

sur les polluants atmosphériques découlant de directives européennes applicables dès 2005, sans que l'État ait besoin d'intervenir. Quasiment toutes les centrales au fioul se retrouveront ainsi fermées à compter des années 2010, de même qu'une quinzaine de centrales à charbon. Ce mouvement est contrebalancé par la mise en service de centrales au gaz, à une période où le gaz est bon marché et son empreinte carbone considérée comme plus acceptable. Mais les capacités de production fossiles d'électricité reculent tout de même sensiblement.

Au point qu'**au début des années 2010 apparaît une préoccupation nouvelle pour la sécurité d'approvisionnement en électricité** sur laquelle veille RTE. Le bilan production-consommation finale d'électricité est toujours largement excédentaire. Mais **les consommations de pointe ont progressé rapidement** dans les années 2000 avec le développement des appareils électriques dans les foyers. Une pointe record de 102 GW, jamais égalée, sera enregistrée pendant la vague de froid de février 2012. Avec moins de capacités thermiques pilotables, qui n'étaient pas remplacées par d'autres sources d'énergies pilotables décarbonées, la France doit pouvoir faire appel à d'autres dispositifs d'ajustement, afin de minimiser le recours aux importations – et rester dans des volumes gérables par les réseaux publics de transport.

À côté du réseau de volontaires aux effacements de consommation, le mécanisme de capacités créé par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, répond à cet objectif. Mis au point entre 2011 et 2015, il prévoit notamment de rémunérer les capacités nécessaires à l'équilibre du système, comme les centrales à gaz.

RTE précise que si ce nouveau risque de rupture est apparu, il est resté jusqu'en 2016 à un niveau parfaitement acceptable par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement choisi par les pouvoirs publics : le critère des 3 heures.

En-dehors du chauffage et d'une partie de l'industrie, **longtemps la décarbonation des usages de l'énergie, dans les transports notamment, n'apparaît pas vraiment envisagée, ou semble inaccessible** en l'état des technologies. Au reste, les coûts encore supportables du pétrole et du gaz et la plus faible conscience du dérèglement climatique n'incitent visiblement pas à explorer ces voies et à envisager l'alternative que peuvent représenter aujourd'hui l'électricité ou les combustibles renouvelables.

Les gouvernements de la période se sont avant tout attachés à sécuriser les approvisionnements, par des accords avec des pays producteurs, la création de nouvelles routes d'acheminement et le renforcement des acteurs nationaux. M. Borloo ⁽¹⁾ rappelle notamment l'enjeu d'indépendance que posait déjà le gaz en provenance de Russie. Le gazoduc qui transitait par l'Ukraine avait fait l'objet de contentieux et avait quasiment cessé d'être utilisé en janvier 1999. « *Cette tension,*

(1) *Audition de M. Jean-Louis Borloo, 26 janvier 2022.*

qui, si elle a duré peu de temps, survenait pour la quatrième fois en cinq ans, a entraîné le soutien au troisième port méthanier français, à Dunkerque. »

Enfin, le renouvellement du parc nucléaire demeure totalement impensé. Certes, il est considéré de manière partagée que les réacteurs, autorisés pour 30 ans seront prolongés jusqu'à 40 ans voire 60 ans, sous réserve de la validation de l'Autorité de sûreté nucléaire. **Mais les réacteurs commencent à dépasser les 20 ans et l'effet falaise – le fait que la construction quasi-simultanée risque de conduire à des fermetures quasi-simultanées – sont des points parfaitement connus. 9 réacteurs avaient dépassé leurs 20 ans en 2001, 23 devaient les atteindre d'ici 2005 et 16 autres d'ici 2010.** Non seulement leur prolongation n'était pas acquise, mais leur remplacement, s'il devait être décidé, prend du temps : de tels projets demandent en effet plusieurs années de préparation et les derniers chantiers de construction ont mis plus de dix ans pour aboutir, même en se basant sur une technologie largement maîtrisée.

Pourtant, jusqu'au milieu des années 2000, aucune décision n'est prise, au contraire.

Devant la commission d'enquête, M. Lionel Jospin affirme que son intention était de poursuivre le développement du nucléaire : *« nous pensions que l'EPR prendrait la suite, même s'il était au stade des études »*.

De fait, le 21 novembre 2000, le Premier ministre répondait devant l'Assemblée nationale que *« le Gouvernement reconnaît les bénéfices que la France tire actuellement de l'existence d'un parc important de centrales nucléaires. »* *« L'évolution de la place du nucléaire fera, le moment venu, - et comme je l'ai déjà dit – l'objet d'un débat scientifique et démocratique qui permettra d'examiner toutes les conséquences de choix possibles et de peser tous les arguments. Les modalités du renouvellement du parc seront évidemment centrales dans ce débat. EDF, les électriciens allemands ainsi que Framatome et Siemens mènent des études et des recherches sur une nouvelle génération de réacteurs électronucléaires à eau sous pression – le réacteur EPR – dotés des performances techniques et de caractéristiques de sûreté encore améliorées. (...) Ces études doivent se poursuivre et se poursuivent actuellement, mais elles ne sont pas aujourd'hui suffisamment avancées pour qu'un débat sur l'opportunité du lancement industriel d'un prototype du réacteur EPR soit posé. »*⁽¹⁾

Il n'en reste pas moins que le programme commun du Parti socialiste et des verts prévoyait explicitement un moratoire : « Nous réorienterons la politique énergétique de la France en instaurant un moratoire sur la construction de réacteurs nucléaires », affirmait, au printemps, le programme commun du

(1) Cf. <http://www.premier-ministre.gouv.fr>

Parti socialiste et des Verts ⁽¹⁾. D'ailleurs, M. Jospin l'expliquait, dans cette même déclaration de novembre 2000, par le constat que « *la demande actuelle d'énergie électrique et (...) la durée de vie de nos centrales actuelles ne [justifiaient] pas une telle commande dans l'immédiat* ».

Le Premier ministre de l'époque entérine même, dès son arrivée aux responsabilités en 1997, le renoncement au projet de centrale nucléaire du Carnet en aval de Nantes. Certes, cette décision clôt un dossier bloqué depuis 1974, qu'aucun gouvernement ultérieur ne rouvrira. Mais M. Jospin s'est bien gardé ensuite de trancher explicitement la question de l'avenir du nucléaire, choisissant de renvoyer ce choix à un débat démocratique sans jamais toutefois engager ce débat – ce qui participera à la perte de temps que nous constatons aujourd'hui. M. Jospin n'a toutefois jamais explicitement évoqué la possibilité de sortir du nucléaire ou d'en réduire activement la part dans le *mix* électrique français, comme il l'a réaffirmé en audition : « *Plusieurs gouvernements, avant et après le mien, ont estimé que la France disposait de capacités suffisantes. Certains gouvernements, avant et après le mien, ont même évoqué la nécessité de faire baisser le pourcentage du nucléaire dans la production électrique française. (...) Je n'ai jamais fait de déclaration disant que le nucléaire devait être ramené à tel ou tel pourcentage, je ne me suis jamais exprimé sur ce sujet.* »

Il est toujours plus aisé de juger la pertinence d'une stratégie politique avec le recul du temps. Sur le dossier de l'EPR, la suite démontrera que son *design* n'était pas encore abouti quand il a été décidé d'autoriser la construction d'un prototype en 2004. D'un autre côté, la période d'incertitudes que traversait la filière nucléaire depuis la fin des chantiers nationaux et la montée des contestations antinucléaires, et que le positionnement assez flou du gouvernement Jospin a sans doute entretenue, a fait craindre à la filière de rater une occasion de redonner des perspectives à sa chaîne de valeur, rapporte Mme Kosciusko-Morizet ⁽²⁾, et un peu précipité le processus. Quoi qu'il en soit et malgré les déclarations contraires de Mme Voinet dans la presse, M. Jospin conteste qu'une menace de démission de sa ministre de l'Aménagement du territoire et de l'environnement en cas d'autorisation d'un projet d'EPR l'aurait convaincu d'enterrer un tel projet. Il précise ainsi avoir pris au contraire plusieurs décisions n'allant pas dans le sens des attentes du groupe Les Verts, comme le maintien et même le renforcement de la filière MOX. Loin d'arrêter le retraitement, son gouvernement a « *moxé* » dix nouvelles tranches nucléaires.

Et lorsque Cogema et la filière française d'enrichissement et de retraitement ont été un moment fragilisées par le refus du gouvernement allemand de reprendre

(1) *Il prévoyait de « réorienter la politique énergétique en instaurant un moratoire sur la construction de réacteurs nucléaires et sur la fabrication du combustible MOX (mélange d'oxydes) jusqu'en 2010, tout en augmentant fortement les crédits pour les économies d'énergie et les énergies renouvelables. Cette politique passe notamment par la fermeture de Superphénix, la réversibilité du stockage des déchets nucléaires en rééquilibrant les crédits de recherche par application réelle de la loi Bataille. Le retraitement à La Hague sera revu, ce qui suppose une surveillance accrue du site et un nouvel effort de recherche. En outre, aucun nouveau contrat de retraitement ne sera souscrit. Le vote d'une loi sur l'énergie aura lieu, au plus tard en 2005. »*

(2) *Audition de Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, 2 février 2023.*

les déchets de son industrie nucléaire retraités à la Hague, M. Jospin est personnellement intervenu auprès du Chancelier allemand permettant la reprise des transports de déchets de la France vers l'Allemagne, ce qui restaurait des marges pour l'entreposage des déchets français et a redonné de la visibilité aux industriels.

Mme Anne Lauvergeon ⁽¹⁾ rappelle que Cogema était à l'époque le point de cristallisation des antinucléaires, en particulier son usine de La Hague, qui recycle les combustibles usés bien que cette technologie réduise fortement les déchets radioactifs. « *En même temps, c'était bien vu, puisque la fermeture de La Hague aurait immédiatement eu pour effet d'emboliser tout le système nucléaire français. Ces attaques étaient très sérieuses.* »

Se défendant d'avoir nui à la force de la filière nucléaire, M. Jospin souligne avoir stabilisé l'actionnariat de Framatome après le retrait de Siemens, en parvenant à une ouverture du marché national limitée aux plus gros consommateurs industriels (« loi Pierret » du 10 février 2000), et en étudiant des solutions aux sujets très sensibles de la sûreté et des déchets radioactifs (voir *infra*). Ces actions lui avaient semblé plus essentielles pour l'avenir de la filière nucléaire que le lancement prématuré et non urgent d'un nouveau réacteur, dit-il.

Ce n'est pourtant pas faute de disposer d'études appelant l'attention sur ces questions de durée de vie des réacteurs et de leur remplacement.

La Commission énergie du Commissariat général au Plan avait notamment exploré les « *chemins d'une croissance sobre et les défis du long terme* » dès 1998.

L'annexe de son rapport, « *Les scénarios énergétiques de la France 2010-2020* », rappelle précisément qu'avec l'hypothèse d'une durée de 40 ans des centrales nucléaires existantes, seule une part réduite du parc existant aurait à être remplacée (environ 10 GW) avant 2020, alors qu'avec l'hypothèse de trente ans c'est la quasi-totalité du parc existant qui aurait à être remplacée (43 GW).

De même, le rapport « *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire* » de MM. Jean-Michel Charpin, Commissaire au Plan, Benjamin Dessus, directeur du programme Ecodev-CNRS, et René Pellat, Haut-commissaire à l'énergie atomique ⁽²⁾, remis au Premier ministre en juillet 2000, aborde la durée de vie des centrales, à l'horizon de 2050 cette fois. Un scénario haut tablait sur une consommation de 720 TWh à cet horizon, alors que le scénario bas misait sur une consommation de 535 TWh, la capacité nucléaire en 2050 étant estimée, selon les scénarios, entre 33 et 85 GW – à comparer aux 63 GW disponibles en 2000. Le rapport étudiait à la fois les technologies de maîtrise de la demande d'électricité et les technologies de production électrique, de l'amont à l'aval du cycle.

Le rapporteur relève aussi que, dès fin 1991, un rapport de l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques (OPECST) alertait les

(1) Audition de Mme Anne Lauvergeon, 15 décembre 2022.

(2) Dont Mme Nicole Jestin-Fleury et M. Jacques Percebois ont été rapporteurs.

responsables politiques des problèmes engendrés par l'arrêt annoncé des chantiers nucléaires, qu'il s'agisse de la nécessité d'anticiper le renouvellement du parc français pour que les industriels n'aient pas à gérer de trop nombreux chantiers en même temps (une forme d'effet falaise) qui dépasseraient leurs capacités, ou de l'impact qu'une pause prolongée dans le programme nucléaire fera peser sur des industriels comme Framatome, etc. ⁽¹⁾

En l'espèce, malgré l'alerte de 1991, longtemps, **les responsables politiques ne semblent pas s'être inquiétés de l'impact que la mise en suspension de la filière nucléaire**, entre l'achèvement des réacteurs de Civaux en 1997-1999 et la relance d'un chantier en 2007, **aura sur la préservation de ses compétences**.

En effet, une fois que les constructions de centrales se sont arrêtées en France, pour survivre, les acteurs industriels de la filière se sont tournés vers des marchés extérieurs ou ont tenté de se recentrer sur la maintenance, mais ont parfois dû arrêter leurs activités. M. Bernard Fontana, président directeur général de Framatome, témoigne de la rudesse de la transition : *« Les premières victimes ont été les activités industrielles. (...) Des plateformes industrielles intégrées ont été découpées. Avec beaucoup d'efforts, certaines activités ont été conservées, mais, de mon point de vue, avec des tailles sous-critiques pour réaliser des programmes industriels de construction. Les compétences ont été perdues avec les départs en retraite. Les ingénieries ont fonctionné en vase clos... »*

De son côté, M. Pascal Colombani, administrateur général du CEA de 1999 à 2002, a vu les équipes *« se dissoudre »*, en particulier celles d'EDF. Or, ces compétences sont cruciales pour rester dans la compétition internationale face à d'anciens et nouveaux concurrents russes, japonais, coréens, américains, prêts à investir les marchés qui s'ouvraient dans de nombreux pays, et pour préparer le remplacement à terme du parc national.

Enfin, il faut attendre le gouvernement de M. Jean-Pierre Raffarin (2002-2005) pour redonner des perspectives à la filière nucléaire.

Sa loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programmation fixant les orientations de la politique énergétique pose, d'une part, le principe d'un *« soutien à l'industrie nucléaire nationale pour la mise au point et le perfectionnement du réacteur de troisième génération EPR et au développement des combustibles nucléaires innovants »* et celui du *« développement des technologies des réacteurs nucléaires du futur (fission ou fusion), en particulier avec le soutien du programme ITER, et également des technologies nécessaires à une gestion durable des déchets nucléaires »* (article 5).

Ces dispositions renforcent ainsi la recherche sur la gestion durable des déchets nucléaires et sur les réacteurs du futur (dans la fission, avec la réactivation

(1) Cf. Rapport n°2417 Assemblée nationale - n°155 Sénat du 6 décembre 1991 sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires par M. Claude Birraux, député.

d'un projet de réacteur à neutrons rapides en 2006, et dans la fusion, dans le cadre du programme international ITER dont l'implantation est prévue en France, à Cadarache). Elles seront complétées par **la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs**, qui confirme notamment la mise en place d'un démonstrateur de réacteur à neutrons rapides « *avant le 31 décembre 2020* » (article 3). Le **projet ASTRID** est lancé dans la foulée, avec un premier financement de 600 millions d'euros (M€) du Grand emprunt. Ce projet visant à expérimenter un réacteur de quatrième génération vient combler le vide laissé par la fermeture de Superphénix en 1998 – que l'on évoquera plus loin – dans l'exploration des technologies de recyclage des déchets nucléaires. Il a donc pour but de répondre à deux problèmes posés par la filière nucléaire : la gestion des déchets de la combustion thermonucléaire et la réduction de la dépendance française aux importations d'uranium.

D'autre part, l'article 4 de la loi de 2005 précise que « *l'État veille à conserver, dans la production électrique française, une part importante de production d'origine nucléaire qui concourt à la sécurité d'approvisionnement, à l'indépendance énergétique, à la compétitivité, à la lutte contre l'effet de serre et au rayonnement d'une filière industrielle d'excellence, même si, à l'avenir, il fait reposer, à côté du nucléaire, la production d'électricité sur une part croissante d'énergies renouvelables et, pour répondre aux pointes de consommation, sur le maintien du potentiel de production hydroélectrique et sur les centrales thermiques* » et fixe, à ce titre, la priorité pour l'État de « *maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération* ».

La loi offre ainsi un cadre légal au projet de Flamanville 3, en débat depuis 2002-2003. Le message politique est fort.

Il reste que, même si elles sont expressément invoquées, les principales motivations de cette relance des capacités électronucléaires ne sont pas nécessairement la sécurité d'approvisionnement ou le renforcement de l'indépendance énergétique de la France.

L'actuel président directeur général d'EDF Renouvelables, M. Bruno Bensasson, se souvient que le parc était dit « *surcapacitaire* », tournant autour de 420 térawattheures (TWh) par an, et les prix assez bas dans les années 1990 et 2000, à 20 ou 30 euros par MWh ; la proposition faite à EDF de construire un EPR pouvait alors surprendre, mais ce projet était présenté comme « *une façon de maintenir l'option nucléaire ouverte. Nous sentions que si nous attendions les tensions, nous perdriions encore plus de compétences* ». Il s'agissait selon lui de « *conserver les compétences au-delà de la sécurité d'approvisionnement* ».

L'ancien directeur général de l'énergie et des matières premières, M. Dominique Maillard, souligne par ailleurs l'enjeu de démontrer la capacité de la filière française à construire un EPR pour rester dans la compétition internationale

et exporter sa technologie et ses services au-delà de la Finlande où Areva NP construit l'EPR d'Olkiluoto depuis 2004.

Bien entendu, la vitalité des compétences constitue un enjeu important pour la souveraineté de la France. Mais ces approches, éloignées de la question de l'effet falaise ou de la décarbonation du mix énergétique, révèlent que les besoins à venir sont encore assez largement sous-estimés par les responsables publics.

De fait, **concrètement, il n'est décidé d'engager la construction que d'un seul réacteur à eau pressurisée européen ou EPR** (pour *European pressurized reactor*).

Interrogées sur la raison de se limiter à un seul projet, les personnes auditionnées avancent plusieurs explications.

M. Maillard dit avoir considéré qu'eu égard à la taille unitaire de l'EPR, de 1 650 mégawatts, un prototype unique suffisait, d'autant plus que des constructions similaires étaient engagées à l'international et que l'on comptait sur les échanges d'expériences entre les équipes finlandaises et françaises d'Areva NP, qui opérait à Olkiluoto.

Par ailleurs, la durée de vie du parc nucléaire était déjà en discussion. Au début des années 2000, une longévité de quarante ans pouvait sembler élevée, mais les États-Unis octroyaient déjà des licences sur soixante ans. Pour M. Cédric Lewandowski, directeur exécutif du Groupe EDF en charge de la direction du parc nucléaire et thermique, les gestionnaires du parc étaient davantage concentrés sur la prolongation de sa durée de vie. La question du renouvellement de l'existant apparaissait donc lointaine.

Il reste que de nombreux anciens responsables d'EDF et du CEA ont déploré ce choix de ne lancer qu'un réacteur, car la construction de tranches en parallèle est importante en termes de capacité et de flexibilité du chantier, car elle facilite l'envoi d'ingénieurs d'un site à un autre en cas de besoin ou l'utilisation d'une pièce disponible sur un chantier pour un autre chantier.

En outre, dans la mesure où il permet un partage des expériences, un double chantier aurait peut-être aussi permis de gérer plus rapidement les divers problèmes techniques qu'a rencontré le projet de Flamanville 3. Car, rétrospectivement, la décision de construire ce nouveau modèle de réacteur est apparue précipitée, le design n'étant pas encore complètement finalisé, comme cela se révélera ultérieurement (voir le point sur l'EPR de Flamanville dans le b du 1 du A de la présente partie).

La décision ultérieure de construire un second réacteur à Penly, que le Président de la République, M. Nicolas Sarkozy, annonce le 29 janvier 2009, était donc bienvenue de ce point de vue, même si elle ne se préoccupait pas de ces conditions d'efficience.

Elle aurait été une réponse à la double inquiétude exprimée par les dirigeants d'EDF de conserver leurs compétences mais aussi, et avant tout, de pouvoir remplacer à terme des centrales susceptibles de fermer en cas de décision négative de la part de l'ASN, explique le ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique entre 2010 et 2012, M. Éric Besson ⁽¹⁾.

Au demeurant, M. Jean-Louis Borloo précise que si « *nous étions déjà conscients des problématiques liées à la démographie des compétences, je ne dirais pas (...) que l'EPR a été lancé pour ne pas perdre en compétences. En revanche, deux candidats s'étaient portés volontaires pour la construction de Penly : un consortium porté par GDF Suez, et EDF. Le seul argument qui justifiait de confier le projet à EDF était effectivement que face au risque de perte de compétences, il n'était pas souhaitable de développer deux entités de compétences distinctes.* »

M. Nicolas Sarkozy ⁽²⁾ a expliqué lors de son audition par la commission d'enquête qu'**il voulait également s'appuyer sur l'industrie nucléaire française pour relancer l'économie nationale, secouée par la crise de 2008**. Peu de temps après la catastrophe de Fukushima, le Président de la République réaffirmait à nouveau sa conviction de l'importance de poursuivre la voie nucléaire.

À ce propos, les responsables de l'époque, à commencer par M. Sarkozy lui-même, confirment que les dossiers nucléaires étaient traités et arbitrés au plus haut niveau de l'État.

Encadré 20 : Conseil de politique nucléaire (CNP)

Un Conseil de politique nucléaire est précisément institué auprès du Président de la République par le décret n° 2008-378 du 21 avril 2008 (qui abroge par la même occasion le décret du 1^{er} septembre 1976 relatif au conseil de politique nucléaire extérieure). Il est mis en place le 21 avril 2009.

Le nouveau conseil est chargé de définir les orientations de la politique nucléaire et de veiller à leur mise en œuvre, notamment en matière d'exportation et de coopération internationale, de politique industrielle, de politique énergétique, de recherche, de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement.

Parmi les réunions qui se sont tenues entre 2009 et début 2012, on peut citer :

– Le **Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011** qui est suivi par l'annonce par le gouvernement d'un programme de « rationalisation de la filière nucléaire civile ». L'État demande à EDF et GDF-Suez de coopérer à la mise au point du réacteur de moyenne puissance Atmea, développé par Areva avec le japonais Mitsubishi Heavy Industries ; à Areva de transformer en filiale son activité dans les mines d'uranium, et de conclure un accord d'approvisionnement en uranium de long terme avec EDF.

Enfin, le Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN) est créé dans le cadre de la Conférence nationale pour l'industrie, pour renforcer les relations entre les différents acteurs de l'industrie.

(1) Audition de M. Éric Besson, 9 février 2023.

(2) Audition de M. Nicolas Sarkozy, 16 mars 2023.

– Le **Conseil de politique nucléaire du 8 février 2012**, qui réagit au rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire remis le 31 janvier au Premier ministre, en relevant que le nucléaire demeure l'énergie la plus compétitive avec l'hydroélectricité.

Il confirme par ailleurs la nécessité de poursuivre le processus permettant de préparer la validation d'une prolongation des centrales au-delà de 40 ans. Il confirme également la poursuite du projet d'EPR à Penly.

Mme Catherine Cesarsky ⁽¹⁾, Haut-Commissaire à l'énergie atomique de 2009 à 2012, explique que le Président M. Nicolas Sarkozy était présent à toutes les réunions du Conseil de politique nucléaire auxquelles elle a assisté. Il y en a eu sept entre 2009 et 2010.

La toute première séance fut consacrée au prolongement de la durée de vie des centrales au-delà de 40 ans, « *étant entendu qu'il avait déjà été décidé de les prolonger* ». « *Nous avons discuté de la nécessité de prolonger la durée de vie des centrales jusqu'à 50 ou 60 ans, en nous demandant si nous aurions suffisamment d'énergie, et en considérant que l'opération était faisable sous réserve que les centrales fonctionnent suffisamment longtemps chaque année.* » « *Nous avons compris que si nous ne pouvions pas les prolonger, nous devrions tout de suite commencer à en construire d'autres, et que si nous pouvions au contraire les prolonger, nous pouvions attendre 2026-2027 pour en construire d'autres, avec un maximum entre 2033 et 2035. L'intention était donc bien de construire des EPR.* »

M. Borloo observe cependant que « *l'avenir nucléaire ne dépendait pas uniquement de l'EPR* », sa taille, son acceptabilité et son prix n'étaient pas sans susciter quelques inquiétudes, « *même s'il ne faisait pas alors l'objet d'une remise en cause véritable* ». Des réacteurs de plus petite taille étaient également à l'étude dans une perspective de ventes à l'étranger.

Quant à l'état des capacités de production électrique, le sentiment général restait qu'il n'y avait pas urgence, rappelle Mme Kosciusko-Morizet. « *Lors du Grenelle, la première préoccupation était l'efficacité énergétique, loin devant les considérations liées à la production. Cette situation s'est prolongée durant quelques années.* » Le développement des énergies renouvelables était également une volonté affirmée. Enfin, pour sécuriser l'approvisionnement, le gouvernement travaillait aussi sur un mécanisme de capacités, visant à assouplir la pilotabilité des moyens de production, qui a abouti après son départ du ministère.

Il apparaît ainsi que les décisions prises ne sont pas encore à la hauteur des enjeux ; les choix fondamentaux sur l'avenir du parc nucléaire restent à trancher, même si les annonces et les déclarations effectuées entre 2005 et 2012 sont perçues par la filière comme une forme de renaissance.

Le décret autorisant EDF à créer l'installation nucléaire de base EPR Flamanville 3 est signé dès le 11 avril 2007 pour 10 ans et la construction démarre en décembre 2007, en plein Grenelle de l'environnement, sur le *design* proposé

(1) Audition de Mme Catherine Cesarsky, 12 janvier 2023.

par EDF en 2004, avec un réacteur fourni par Areva NP, une mise en service prévue en 2012 et un prix annoncé à 3,5 milliards d'euros.

En revanche, le projet de Penly 3 ne sera *in fine* porté par aucun gouvernement : dès 2010, il fait l'objet de vives oppositions qui retardent le processus ; après la catastrophe de Fukushima, son enquête publique est reportée une première fois en novembre 2011, puis à nouveau en 2012 à l'approche des élections présidentielles. La nouvelle ministre de l'Écologie, Mme Delphine Batho, annoncera finalement que le projet est abandonné en juillet 2012.

c. Deux rapports établis aux débuts de la décennie 2010 identifient pourtant des enjeux encore largement d'actualité

En 2010, après l'échec de la filière nucléaire française aux Émirats Arabes Unis, le Président de la République Nicolas Sarkozy a demandé à **M. François Roussely**, ancien président d'EDF, de piloter une mission consacrée à l'avenir de l'énergie nucléaire civile et de proposer des orientations concrètes ainsi que « *d'éclairer les décisions que devrait prendre l'État vis-à-vis de la filière* ». ⁽¹⁾

Après plus de 200 auditions, le rapport final a été remis en mai 2010 au Président de la République. Il avait été finalement classifié, mais une synthèse reprenant les quinze principales recommandations avait été rendue publique en juin 2010. ⁽²⁾

Il y est notamment indiqué que « *la filière française – à savoir EDF, AREVA et Alstom, mais aussi Bouygues et Vinci, ainsi que tout un réseau de PME, dont environ 200 spécialisées dans le secteur – est confrontée à un double défi à l'horizon 2030. Sur un plan national, il lui faudra mener à bien les chantiers des quelques nouvelles centrales, assurer le parfait fonctionnement du parc et préparer la prolongation de la durée de vie des centrales actuelles au-delà de 40 ans* », voire au-delà de 50 ans. Et à l'international il lui faudra conquérir une part significative du marché des nouvelles centrales, alors en pleine renaissance, dans un contexte très concurrentiel. Il recommande ainsi que l'État continue d'assumer un rôle central d'organisation de la filière, mais aussi que celle-ci corrige certaines faiblesses qui sont apparues avec le virage international pris par les entreprises du secteur : « *problèmes d'organisation globale de l'« Équipe France », de compétitivité de l'offre, de capacité de financement, de disponibilité des ressources humaines, de la mobilisation de la R&D, etc...* ».

Il relève notamment les difficultés rencontrées sur les deux chantiers d'EPR, qui ébranlent la crédibilité du modèle de réacteur et de la capacité de l'industrie française à réussir de nouvelles constructions de centrales, mais aussi la forte diminution de la disponibilité des centrales nationales. Il appelle donc à des mesures d'urgence pour redresser la situation.

(1) Cf. *Lettre de mission du Président de la République française du 27 octobre 2009*.

(2) *Ce rapport a finalement été déclassifié à la demande de la Commission d'enquête, le 23 mars 2023.*

Au-delà, il préconise des mesures plus structurelles dans l'organisation et le fonctionnement de la filière française, dans laquelle EDF jouerait un rôle d'architecte ensemblier, comme dans son offre technologique. Il faut notamment poursuivre l'optimisation de l'EPR à partir du retour d'expérience des réacteurs en construction et compléter l'offre française en disposant de plusieurs familles de produits, tel l'ATMEA conçu par AREVA et Mitsubishi, d'une puissance inférieure.

La sécurisation des approvisionnements en combustible et la résolution des problèmes posés par la gestion des déchets sont également des impératifs. De même que le maintien d'une exigence haute de sûreté, en considérant toutefois que *« la seule logique raisonnable ne peut pas être une croissance continue des exigences de sûreté. Dans ce contexte, il est proposé de lancer, sous la responsabilité de l'État, un groupe de travail dont la mission serait de formuler des propositions en vue d'associer au mieux exigences de sûreté et contraintes économiques, en incluant une vision internationale, a minima européenne »*.

Le rapport s'arrête par ailleurs sur les conditions nécessaires à la compétitivité du nucléaire civil français : elles dépendent bien évidemment de la maîtrise des coûts de construction, mais aussi des conditions de son financement. Sur ce point, le rapport préconise plusieurs mesures de renforcement :

- poursuivre la mise en place d'une tarification du CO₂ ;
- soutenir l'extension de fonctionnement des centrales à 60 ans, à sûreté constante ;
- planifier une hausse modérée mais régulière des tarifs de l'électricité (en euro constant) afin de permettre la préparation du financement du renouvellement du parc à long terme ;
- s'assurer que le prix de cession de l'électricité par EDF prévu par la loi NOME, couvre bien à terme le coût complet de renouvellement du parc ;
- et poursuivre une action politique résolue pour obtenir que tous les financements multilatéraux destinés aux énergies renouvelables soient aussi ouverts au nucléaire.

La synthèse se conclut enfin sur le défi du renouvellement des compétences dans tous les domaines, *« des chaudronniers aux ingénieurs spécialisés »*. *« Les générations de techniciens, d'ingénieurs et de chercheurs recrutés à l'époque des grands programmes de construction des années 1970-1980 partent à la retraite et doivent être remplacées. La filière est donc désormais confrontée, dans un délai court, à la double obligation de préserver les savoirs et savoir-faire acquis, et de former une nouvelle génération de personnels, afin de soutenir un développement international et de garantir la performance du parc existant. »*

Les constats sont forts ; pourtant peu de mesures ont été prises après 2010. Le projet Cigéo a certes progressé et le comité stratégique de filière a entrepris des

actions pour relancer les formations. Mais entretemps la catastrophe de Fukushima est survenue, moins d'un an après la publication du rapport, bouleversant les projets mondiaux de développement nucléaire. **Elle n'invalide pas les constats, mais a créé un nouvel état d'esprit qui gèlera ou retardera sur la décennie 2010 plusieurs décisions stratégiques pour l'avenir de la filière.**

Dix ans plus tard, ces propos apparaissent d'une actualité plus criante encore.

Un second rapport, commandé en 2011 par le ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique, M. Éric Besson, à la Commission Énergie et confié à MM. Jacques Percebois et Claude Mandil ⁽¹⁾, ancien directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) s'est attaché, quant à lui, à analyser différents scénarios possibles de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050.

Le rapport Énergies 2050 est remis en février 2012. Il démontre en particulier que la demande d'électricité nationale devrait croître fortement dans les décennies à venir.

« Tout le monde savait que pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, il serait nécessaire d'accentuer la part de l'électricité dans nombre de domaines. Nous travaillions déjà à l'époque sur le dossier des véhicules électriques. Lorsque j'étais secrétaire d'État (entre 2007 et 2009), notamment chargé de la prospective, j'avais piloté un exercice dit France 2025, dont certaines conclusions étaient limpides à ce titre. En 2009-2010, nous savions déjà que la consommation d'électricité allait s'accroître en tendance », commente M. Besson.

Pour ce qui concerne l'énergie nucléaire, le rapport a étudié quatre évolutions différentes de l'électricité en France : la prolongation du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la troisième génération (voire à la quatrième génération), une réduction progressive du nucléaire et, dernier scénario, son abandon complet dans la production d'électricité en France. Cette dernière hypothèse est une première dans notre pays. Elle donne à voir l'impact psychologique et politique de la catastrophe de Fukushima. Le rapport Énergies 2050 montre qu'il existe plusieurs possibles pourvu que l'on s'en donne les moyens et le temps.

Tout en soulignant la nécessité de « faire de la sobriété et de l'efficacité énergétiques une grande cause nationale », il conclut cependant que « la trajectoire optimale pour notre pays [consiste] à prolonger la durée de vie des centrales existantes aussi longtemps que l'ASN le permettra, à prévoir un petit nombre de réacteurs nucléaires de troisième génération (EPR) pour lisser la production au moment de la fermeture des centrales les plus anciennes, et à préparer l'avenir en poursuivant, au côté du développement des énergies renouvelables, le développement de la génération 4, tout en laissant ouverte la

(1) Dont les rapporteurs étaient Dominique Auverlot et Richard Lavergne.

Cf. Centre d'analyse stratégique, Note de synthèse « Énergies 2050 » n° 263 de février 2012.

question de la part du nucléaire en 2050 et même en 2030 ». « Celle-ci dépendra de plusieurs facteurs : réussite des politiques de maîtrise de la demande, baisse des coûts des énergies renouvelables, percées technologiques, retour d'expérience sur le fonctionnement des EPR français et étrangers, prix du gaz naturel », précise son introduction.

Le rapport Énergies 2050 déconseille notamment toute fermeture administrative d'une centrale nucléaire qui n'aurait pas été décidée par l'exploitant à la suite des injonctions de l'Autorité de sûreté.

Le rapporteur ne peut que constater ici le manque de continuité de l'État et de considération pour les travaux scientifiques et techniques. Bien qu'émanant de spécialistes reconnus, publié par un centre d'expertise de référence et à la disposition des équipes gouvernementales qui sont arrivées au pouvoir en 2012, il paraît avoir été « oublié » au moment d'examiner le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, qui pèsera durablement sur la dynamique de la filière électronucléaire française.

*

* *

Dans le contexte qui vient d'être rappelé, le marché européen, que les États membres de l'Union européenne veulent ouvrir davantage en ces années 1990, paraît offrir des réponses aux limites du modèle français, des opportunités pour la toute-puissante EDF, à tout le moins des contraintes gérables.

2. Cette illusion surcapacitaire conduit à s'accommoder de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité

L'Europe s'est construite autour de questions énergétiques, d'abord avec la création, en 1952, du marché commun du charbon et de l'acier au sein de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), et la création, en 1957, de la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom).

M. Yves Bouvier rappelle également que dans les années 1960 et 1970, on trouve de nombreuses esquisses d'une véritable politique énergétique européenne, sur le modèle de la politique agricole commune. Il était même envisagé de construire des centrales nucléaires européennes au sein d'un réseau organisé à l'échelle européenne pour rationaliser la production énergétique. Ces projets ont été abandonnés, l'une des raisons étant que les pays européens suivent des stratégies énergétiques différentes, voire divergentes. Le Royaume-Uni et les Pays-Bas ont favorisé le gaz naturel, tandis que l'Allemagne a longtemps opté pour le charbon. Et en période de crise économique, chaque pays s'appuie sur ses fondamentaux.

L'article 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) préserve en effet « le droit d'un État membre de déterminer les conditions

d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique ». ⁽¹⁾

Ce même article donne parallèlement à l'Union européenne la responsabilité de : a) assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ; b) assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union ; c) promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables ; et d) promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques, « *en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement* » au surplus.

Pendant longtemps toutefois, l'énergie est considérée comme faisant partie, à côté des transports et de la distribution d'eau, **des secteurs dits « exclus »** eu égard à son caractère stratégique pour les économies nationales et vital pour les citoyens, c'est-à-dire que les règles régissant la concurrence n'y étaient pas intégralement appliquées.

Mais, dans les années 1990, alors que la plupart des marchés nationaux de l'électricité et du gaz naturel sont toujours des monopoles régulés, l'Union européenne et les États membres décident d'ouvrir progressivement ces marchés à la concurrence.

Selon l'observateur privilégié qu'a été M. Dominique Maillard, la Commission européenne était déjà convaincue des bienfaits de la concurrence. M. Maillard raconte qu'elle est soutenue sur le sujet par les deux États qui occupaient une place prépondérante au sein de l'Union européenne, la Grande-Bretagne et l'Allemagne. Selon M. Maillard, la Grande-Bretagne connaissait une organisation comparable à la France avec le Central electric generation Board (CEGB), mais celui-ci ne montrait pas une grande efficacité. Les Anglais l'ont très tôt démantelé et ont libéralisé la production. L'ayant fait chez eux, les Anglais auront alors plaidé en faveur du démantèlement d'EDF. Quant à l'Allemagne, le système fédéral est déjà organisé autour de cinq, puis quatre grands opérateurs ; il leur paraissait donc naturel que davantage d'opérateurs coexistent. M. Yves Bouvier avance même qu'EDF était érigée comme figure d'épouvantail par les industriels et responsables politiques allemands.

En Europe, les Italiens avaient un système comparable à EDF, avec Enel, de même que les Espagnols, mais ces derniers ont plus suivi le mouvement que cherché à constituer avec la France un pôle de défense du *statu quo*.

Les premières directives de libéralisation (**premier paquet Énergie**) ont été adoptées en 1996, pour l'électricité, et 1998, pour le gaz. Ces textes, et les suivants, ont pour objectif de construire un « marché intérieur de l'énergie » à l'échelle de l'Union européenne. Cela consiste à passer de plusieurs marchés nationaux fonctionnant indépendamment les uns des autres à un seul marché européen intégré.

(1) Explicitement rappelé dans le TFUE par le Traité de Lisbonne signé le 13 décembre 2007.

Encadré 21 : création du marché européen de l'énergie

La **directive 96/92/CE** du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et la **directive 98/30/CE** du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel devaient être transposées dans les systèmes juridiques des États membres aux échéances respectives de 1998 et 2000.

Elles sont finalement remplacées par le **deuxième paquet Énergie** adopté en 2003.

Au **sommet de Lisbonne des 23 et 24 mars 2000**, les chefs d'État et de gouvernement ont en effet affirmé leur volonté d'accélérer la libéralisation dans des secteurs tels que le gaz et l'électricité, constatant que la plupart des pays européens sont allés bien au-delà des étapes de libéralisation fixées (notamment les seuils de 30 % du marché de l'électricité et 28 % du marché du gaz en 2000). De fait, dès 2000, le seuil d'ouverture moyen sur le marché européen de l'électricité était de l'ordre de 66 % et de 79 % pour le gaz – voire 100 % au Royaume-Uni et en Allemagne.

Le Conseil de l'Union européenne du 25 novembre 2002 finit par conclure un accord prévoyant la libéralisation de ces marchés pour les clients non résidentiels au plus tard le 1^{er} juillet 2004, suivie d'une ouverture complète pour tous les clients au plus tard le 1^{er} juillet 2007.

Ces accords sont traduits dans plusieurs textes adoptés en juin 2003, notamment le règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, qui abrogent les précédentes. Elles sont à leur tour remplacées le 13 juillet 2009 par le **troisième paquet Énergie**, qui constitue encore aujourd'hui le fondement de la mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie, avec les textes suivants :

- le règlement (CE) n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie ;
- le règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003) ;
- le règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005) ;
- la directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (abrogeant la directive 2003/54/CE) ;
- la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (abrogeant la directive 2003/55/CE).

La première série prévoit la séparation entre la gestion des réseaux de transport (sur des lignes de haute tension ou par des gazoducs à haute pression) et de distribution, d'une part, et les activités de stockage, de fourniture et de production, d'autre part. Cette séparation doit permettre une meilleure concurrence en évitant qu'un opérateur prenne le contrôle de l'ensemble de la chaîne de production et de distribution.

Elle prévoit également la mise en place, dans chaque État membre d'agences de régulation des marchés de l'énergie, qui assurent la surveillance réglementaire des marchés nationaux afin de favoriser leur interconnexion. Ces interconnexions doivent permettre d'accroître la sécurité d'approvisionnement en cas de surcharge ou d'incident sur un marché national.

La coopération entre régulateurs est organisée avec la création d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

L'ouverture à la concurrence est surtout actée par la seconde série de textes, qui pose le principe que les consommateurs industriels et particuliers sont désormais libres de choisir leur propre fournisseur de gaz et d'électricité à partir de toute une gamme de concurrents, et affirme la liberté d'établissement pour les producteurs.

S'ils restent des monopoles, les réseaux nationaux de transport et de distribution d'énergie doivent garantir le droit d'accès dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires pour tous les utilisateurs.

Néanmoins, les États peuvent encore imposer certaines limites techniques aux injections sur les réseaux et imposer des obligations de service public aux nouveaux opérateurs des marchés.

Ces dispositions se fondent sur le postulat que la politique énergétique européenne doit reposer sur trois piliers : la sécurité d'approvisionnement, la préservation de l'environnement et la mise en œuvre de la concurrence – sans toujours s'assurer de la compatibilité entre ces trois objectifs. M. Maillard note ainsi que la concurrence ne garantit pas nécessairement la sécurité d'approvisionnement. En effet, au lieu de chercher à diversifier leurs sources, les différents acteurs, ont eu tendance à se précipiter ensemble sur les pays d'origine les moins onéreux à un moment donné, quitte à se retrouver confrontés à une remontée unilatérale des prix ou un arrêt brutal de la fourniture.

Quoi qu'il en soit, les promoteurs des directives croient aussi que la concurrence aura des effets bénéfiques sur les prix et les innovations.

La construction de l'Europe de l'énergie interroge donc ouvertement les grandes structures étatiques, même si en principe, la propriété des entreprises ne relève pas des compétences conférées à l'Union européenne par les traités.

L'organisation monopolistique retenue en France est particulièrement concernée. Certes, la loi de 1946 relative à la nationalisation de l'énergie a laissé un petit secteur privé, notamment dans le petit hydraulique, où les producteurs indépendants étaient soumis à une limitation de mégawatts ; et la distribution d'énergie peut être opérée par des régions, qui émanent souvent des collectivités locales. Mais le transport est en situation de monopole, et la production d'électricité est largement détenue par EDF.

La France s'attache à défendre son organisation, avec plus ou moins de résistance selon les gouvernements.

Le Président Jacques Chirac avait accepté la directive de 1996 qui fonde l'ouverture du marché de l'électricité, mais ses premiers gouvernements ne se sont pas empressés de la transposer. Et quand intervient le premier texte de transcription en droit interne, la **loi n° 2000-108 du 10 février 2000** relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, dite « loi Pierret », l'ouverture est limitée aux seuls gros consommateurs, protégeant le service public de l'électricité qui assure un tarif unique sur l'ensemble du territoire national ⁽¹⁾.

M. Lionel Jospin rappelle qu'en mars 2001, au sommet de Stockholm, la France bloque une première fois la fixation d'un calendrier pour la libéralisation complète des marchés de l'énergie. Elle réaffirme son opposition et défend une libéralisation « maîtrisée » au sommet de Barcelone en mars 2002. Mais la France est sur la sellette. Le sommet se conclut par un accord sur l'ouverture à la concurrence des marchés du gaz et de l'électricité d'ici 2004 pour les utilisateurs professionnels. Ce calendrier sera complété par le Conseil de l'Union européenne de novembre 2002 – après l'arrivée d'une nouvelle majorité politique – qui fixe à 2007 l'ouverture des marchés pour tous les consommateurs, ménages compris.

Les responsables français de l'époque ne semblent plus si inquiets à cette perspective.

M. Pierre Gadonneix, président d'EDF de 2004 à 2009, reconnaît qu'**ils étaient confiants quant à l'ouverture du marché** : « *Nous étions convaincus qu'EDF en sortirait gagnant, avec les meilleurs tarifs en Europe.* » Ils étaient d'environ 30 % inférieurs à ceux de l'Allemagne, se souvient-il.

Le fait que le développement du marché européen offre **des perspectives supérieures d'exportation de ses excédents** n'est pas sans doute pas non plus étranger à ce sentiment de confiance.

En outre, face à la problématique croissante des pointes de consommation, le renforcement des interconnexions apparaît comme une consolidation de la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, **M. Jean-Louis Borloo voyait également dans l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché français une réponse aux besoins de capacités supplémentaires.**

Toutefois, la Commission européenne et les pays qui ont ouvert le plus largement leurs marchés **considèrent que la persistance de monopoles provoque des distorsions de concurrence**, d'autant plus que la libéralisation des marchés a surtout accéléré la concentration du secteur entre les mains de quelques groupes, dont EDF, dans la première moitié des années 2000. Le fait pour une entreprise de détenir une clientèle captive dans un État membre, et donc l'assurance de revenus,

(1) La directive de 1998, qui traite du marché du gaz, est quant à elle transposée en droit interne par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

facilite en effet son développement sur d'autres marchés nationaux, par le biais d'acquisitions.

La contrariété de voir un champion étranger s'implanter sur son marché national et les difficultés réciproques à s'installer sur un marché dominé par des entreprises en position de quasi-monopole ont vraisemblablement joué dans les pressions mises sur les États moins avancés dans l'ouverture. Cela concerne particulièrement EDF qui est le premier producteur d'électricité d'Europe. M. Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de 2006 à 2017, rappelle qu'entre les années 1995 et 2000, de nombreux colloques européens traduisaient une forme d'agacement vis-à-vis de son extension et du fait qu'il était impossible de pénétrer le marché français.

De fait, en France au 1^{er} juin 2005, bien que 70 % des marchés nationaux soient théoriquement ouverts à la concurrence depuis près d'un an, Gaz de France détenait encore 82 % du marché du gaz et EDF 86 % du marché de l'électricité.

Par ailleurs, le choix français d'un mix électrique où le nucléaire prévaut largement n'est pas partagé par la majorité des pays européens ⁽¹⁾, en particulier par l'Allemagne que la coalition SPD-Verts parvenue au pouvoir au mois d'octobre 1998 a engagée vers une sortie progressive du nucléaire. Quant au Royaume-Uni, il vient de découvrir d'importants gisements pétroliers et sa privatisation du secteur énergétique a conduit à l'abandon de fait de tout projet de construction depuis la fin des années 1990 jusqu'au début des années 2010. La suspicion à l'égard du nucléaire est par ailleurs assez répandue dans les opinions publiques européennes encore marquées par l'accident nucléaire de Tchernobyl en 1986. On peut donc penser que le sort du champion nucléaire français n'émeut guère, d'autant moins que la décarbonation de la production électrique n'est pas encore un sujet prioritaire à l'époque.

La France est ainsi fortement incitée à faire évoluer l'organisation de son secteur de l'énergie tout au long des années 2000.

a. L'ouverture du capital d'EDF et GDF

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières vise en premier lieu à adapter en droit français deux principes issus des directives européennes :

– l'indépendance de gestion des opérateurs des réseaux de transport et de distribution, en créant des filiales dédiées. Pour conserver le caractère intégré des

(1) Fin 1999, sur les 25 États membres, 12 seulement sont dotés de centrales nucléaires : la Belgique, la Finlande, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, l'Espagne, la Suède, le Royaume-Uni, la Hongrie, la République tchèque, la Slovaquie et la Lituanie.

groupes EDF et GDF (Gaz de France), ces filiales sont intégralement détenues par EDF et GDF ou par l'État ou tout autre entreprise du secteur public ;

– et un accès des tiers, transparent et non discriminatoire, aux réseaux de transport et de distribution.

Cette réorganisation des gestionnaires de réseaux ne semble pas avoir posé de problèmes autrement que politiques. D'autant que la loi réaffirme la préservation des services publics de l'électricité et du gaz et le principe de péréquation tarifaire en matière d'électricité.

La loi de 2004 s'attache plus fondamentalement à transformer les établissements publics industriels et commerciaux EDF et Gaz de France, en sociétés dont le capital peut être ouvert jusqu'à 30 % à d'autres actionnaires que l'État (article 24).

Cette évolution vise à abroger le principe de spécialité qui cantonnait les activités des deux entreprises à la fourniture d'énergie et leur interdisait de commercialiser des services associés. Elle doit permettre, selon la présentation initiale du ministre de l'Économie, des finances et de l'industrie, Thierry Breton, aux deux entreprises de « *lutter à armes égales avec leurs concurrents européens* » et « *de développer et diversifier leurs activités de commercialisation tant sur le territoire français qu'à l'étranger et tout particulièrement sur le marché intérieur européen* ». Les missions de service public qui incombent à EDF et Gaz de France feront l'objet d'un contrat signé avec l'État.

Tout en rappelant les forces des deux entreprises et le grand attachement des Français pour leurs champions, le Député Jean-Claude Lenoir, rapporteur du texte, explique que : « *la notion de marché européen unique n'est (...) pas compatible avec le maintien des monopoles d'État que constituaient jusqu'à présent EDF et GDF. Le statu quo est donc impossible. (...) Des adaptations sont nécessaires pour ouvrir notre marché à la concurrence. Mais ces adaptations ne nous imposent en rien de remettre en cause les valeurs auxquelles nous sommes légitimement attachés et qui ont forgé la réussite de notre système électrique et gazier* ». « *Tirant les leçons [de la dérégulation en Grande-Bretagne ou aux États-Unis, la Commission européenne] est très attachée aujourd'hui à ce que l'ouverture à la concurrence soit régulée et ne soit pas exclusivement guidée par les impératifs du marché. Les dernières directives (...) du 26 juin 2003 - qu'il s'agit aujourd'hui de transposer dans le droit français - imposent ainsi aux États membres de fixer des règles précises en matière de régulation, d'obligations de service public, de protection des consommateurs, de sécurité d'approvisionnement et de sûreté du système électrique* ». ⁽¹⁾

Cette réforme est présentée comme une opportunité industrielle : « *il s'agit de faire d'EDF et de GDF, champions français d'aujourd'hui, les champions européens de demain* ». Or, « *ces entreprises sont aujourd'hui des établissements*

(1) Cf. Assemblée nationale, rapport n° 1659 enregistré le 8 juin 2004.

publics intervenant sur des marchés concurrentiels. Cette situation rend nécessaires des investissements et contraint leur financement. [Outre des besoins de financement propres] ce nouveau contexte rend (...) nécessaires des investissements parce qu'il impose aux entreprises de se développer ou de péricliter. Il faut, en effet, bien comprendre que des opérateurs historiques confrontés à l'ouverture à la concurrence de leurs marchés, sur lesquels ils étaient par définition en situation de monopole, ne peuvent que perdre des parts de marché sur ceux-ci. Sur des marchés relativement peu dynamiques (à la différence, par exemple, du secteur des télécommunications), cette perte de parts de marché conduit mécaniquement à un recul du chiffre d'affaires. » D'un autre côté, leur statut d'établissements publics ne leur permet que de s'autofinancer, de recevoir des dotations de l'État, dans la mesure où elles ne sont pas requalifiées en aides de l'État, ou de s'endetter, mais EDF l'est déjà avec une dette nette représentant 1,3 fois ses fonds propres.

EDF devient donc une société anonyme à capitaux publics le 19 novembre 2004. Le 21 novembre 2005, elle introduit 15 % de son capital à la Bourse de Paris. Deux ans plus tard, l'État vend 2,5 % de son capital. Au 31 décembre 2020, le capital est encore détenu à 83,68 % par l'État, à 14,94 % par le public (institutionnels pour 12,97 % et les particuliers pour 1,97 %), à 1,36 % par les salariés d'EDF et à 0,02 % par EDF.

Le processus ira plus loin s'agissant de GDF. Le 7 avril 2004, devant l'Assemblée nationale, M. Nicolas Sarkozy, alors ministre de l'Économie du gouvernement de M. Jean-Pierre Raffarin, assurait que « *EDF-GDF ne sera pas privatisée, ni aujourd'hui, ni demain. Le gouvernement de la France veut que l'État conserve la majorité des parts de cette grande entreprise. Nous en débattons d'ailleurs puisque la loi fixera un seuil minimum* ». Ce seuil a été fixé à 70 % par la loi du 9 août 2004 et l'entreprise est introduite en bourse le 6 juillet 2005. Mais dès le 25 février 2006, officiellement pour contrer la menace d'une offre publique d'achat hostile de l'Italien Enel sur le groupe privé Suez, le gouvernement du nouveau premier ministre Dominique de Villepin annonce la fusion de GDF avec Suez. Après dix-huit mois d'opposition des syndicats comme de nombreux élus, qui voient dans cette fusion une privatisation du groupe gazier, la **loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006** relative au secteur de l'énergie autorise cette opération (article 39), en l'accompagnant de diverses dispositions poursuivant la transposition des directives européennes et sécurisant le système tarifaire gazier. ⁽¹⁾

(1) La fusion est officialisée le 3 septembre 2007 ; en 2015, le groupe devient Engie. Enfin, la loi n° 2019-481 du 22 mai 2019 relative à la croissance et à la transformation des entreprises, dite loi PACTE, autorise l'État à céder l'intégralité de sa participation dans Engie (un peu plus de 24 % en 2019). Il ne conserve qu'une action spécifique lui donnant le droit de s'opposer aux décisions les plus stratégiques. La loi autorise également le gestionnaire des réseaux publics de transport, GRTgaz, à ouvrir son capital à des investisseurs privés ; elle imposera désormais seulement une « détention majoritaire » – et non plus totale – du capital par Engie ou des entités publiques.

EDF reste donc le grand champion national de l'électricité. Mais **son nouveau statut de droit privé marque un net tournant international à partir de 2005.**

Or, si cette évolution est dans la logique de la réforme de 2004, les observateurs sont amenés à s'inquiéter d'une **persistance à sous-dimensionner ses investissements dans la maintenance** – sans sacrifier la sûreté toutefois –, **malgré l'apport des capitaux que son ouverture de capital lui a apportés**, jusqu'à ce qu'on lui demande de rééquilibrer ses investissements à la fin des années 2000.

Encadré 22 : introduction en bourse d'EDF

À la veille des années 2010, on constatait un relatif sous-investissement dans l'outil de production français ⁽¹⁾. Auditionné par la commission des Affaires économiques, de l'environnement et du territoire de l'Assemblée nationale, le président-directeur général d'EDF, M. Pierre Gadonneix, déclarait le 10 décembre 2008 : *« Il est devenu urgent pour EDF de relancer rapidement et massivement les investissements. Ces derniers ont connu, pendant dix ou quinze ans, un ralentissement très important, accompagné d'une baisse tarifaire. Cela n'a été possible – je ne dis pas que c'était souhaitable – que parce que nous avions des capacités de production excédentaires. Elles ne le sont plus et sont même devenues problématiques en 2005. »*.

Pour autant, l'introduction en bourse d'EDF en 2005 n'a pas marqué un retour immédiat de ses investissements nationaux. Ce n'est qu'à partir de 2007 qu'EDF a commencé à mobiliser davantage de moyens pour rattraper, très progressivement, son retard.

À l'occasion de son examen des comptes et de la gestion d'EDF de 2003 à 2008 ⁽²⁾, la Cour des comptes en était venue à s'interroger sur certains arbitrages stratégiques et financiers du groupe industriel qui auront pesé à l'époque sur les capacités de l'entreprise à faire face à ses responsabilités intérieures.

À partir de 2005, les priorités du groupe ont pris un tournant clairement international, avec le résultat qu'en quelques années, l'entreprise réalisait près de la moitié de son chiffre d'affaires hors de France. La conquête de ces parts de marché mondial apparaissait nécessaire pour contrer la menace pour EDF de perdre des parts sur son marché historique français avec son ouverture à la concurrence communautaire, complète à partir de 2007. L'entreprise mettait aussi en avant la nécessité de maintenir et valoriser l'expérience de ses équipes en matière nucléaire et leur savoir-faire d'architecte ensemblier et exploitant de centrales de 3^{ème} génération, alors que l'essentiel du parc français est déjà construit. Cette recherche de relais de croissance et de synergies externes est notamment passée par la prise de contrôle d'énergéticiens d'autres pays ou des projets de développement – avec plus ou moins de succès.

Les ambitions internationales d'EDF sont légitimes, comme ses préoccupations de rentabilité financière, mais les rapporteurs de 2012 rappelaient que *« le groupe, détenu à 84 % par l'État, exerce une activité relevant d'un domaine quasi-régalien puisqu'elle touche à l'indépendance énergétique et à la protection des populations contre un risque industriel pouvant être potentiellement de grande ampleur. (...) Elle se doit donc d'assurer un service public dans les meilleures conditions pour la population nationale, mais aussi d'en accompagner les évolutions nécessaires dans un calendrier optimal. »*

(1) Sur cette problématique, on peut se reporter utilement au rapport d'information n° 4463 du 7 mars 2012 des députés Marc Goua et Camille de Rocca Serra sur la situation financière et les perspectives d'Électricité de France et d'Areva.

(2) Rapport particulier RB 56-409 du 21 octobre 2009.

Car ce ralentissement des dépenses de maintenance lourde, lorsque les centrales ont commencé à atteindre une durée de fonctionnement d'une quinzaine ou vingtaine d'années, a été **source d'avaries et eu un impact sur les capacités de production du groupe**. Le taux de disponibilité des centrales nucléaires a ainsi perdu 10 points entre 2006 et 2010. **Début 2011, le nouveau président-directeur général d'EDF reconnaissait encore que : « la majorité des tranches va prochainement franchir le cap décisif des trente ans, ce qui, dans une industrie lourde comme la nôtre, correspond au renouvellement des gros composants. [...] Nous avons pris du retard en la matière. Celui-ci est sans impact sur la sûreté mais occasionne de sévères avaries et grève nos performances. ».**

Le sujet était d'autant plus stratégique que l'on parlait déjà de l'hypothèse d'un allongement de la durée de vie des centrales.

En tout état de cause, aujourd'hui, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de la transition énergétique constate qu'« **EDF exerce ses responsabilités d'exploitant du parc de réacteurs nucléaires français, y compris en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection, en effectuant des opérations de maintenance et d'amélioration de sûreté de grande ampleur, qui se déroulent en particulier depuis plus de dix ans** ». Au-delà de l'enjeu du maintien du niveau de rendement des installations que ces arbitrages entre l'international et le national semblent avoir laissé se dégrader, Mme Corinne Lepage dénonce aussi le fait que ces investissements massifs à l'étranger auront abouti « *à peu de choses* » et qu'ils n'ont pas empêché l'entreprise de perdre en compétences.

Pour sa part, M. Philippe Page Le Mérour, secrétaire du Comité social et économique central d'EDF ⁽¹⁾, reproche à la réforme d'avoir incité EDF à privilégier une logique de rentabilisation plutôt que de poursuivre ses investissements sur les réseaux, l'hydraulique et le nucléaire.

« *Particulièrement inquiétante* », la dette actuelle du groupe résulterait, selon lui, pour un tiers « *des paris parfois insensés des dirigeants d'EDF à l'international* » et pour un autre tiers du dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH, voir plus loin).

L'évolution de la dette du groupe EDF, rappelée dans l'annexe 4, montre que celle-ci avait fortement progressé bien avant l'instauration de l'ARENH en 2011. Elle avait même atteint 42,5 Md€ en 2009. Elle était redescendue à 34,4 Md€ en 2010 et a varié ensuite, sans jamais retrouver son niveau de 2009 jusqu'en 2020.

Il est toutefois impossible de distinguer dans l'endettement d'EDF et ses évolutions les parts imputables, respectivement, à ses investissements internationaux, à ses investissements dans le parc français et au fonctionnement de l'ARENH. **EDF a indiqué au rapporteur ne pas être en mesure de calculer le montant de son endettement lié à l'ARENH.**

(1) Audition de M. Philippe Page Le Mérour dans le cadre de la table ronde du 17 janvier 2023.

b. L'émergence du dossier des concessions hydroélectriques

La première partie du présent rapport fait le point sur la question encore en suspens entre la France et la Commission européenne des conditions du renouvellement des concessions hydroélectriques (remise en concurrence ou quasi-régie). Faute d'avoir tranché, un certain nombre de concessions arrivées à échéance depuis 2003 n'ont pas encore été renouvelées. La poursuite de leur exploitation reste autorisée sous le régime des « délais glissants », mais **l'incertitude sur leur avenir amène leurs exploitants à minimiser au strict nécessaire leurs investissements** dans ces concessions, comme dans toutes celles dont l'échéance se rapproche.

Cette situation limite en particulier les investissements dans l'optimisation des capacités de production de la filière hydraulique. Toutefois l'inquiétude est forte parmi les élus, locaux et nationaux, et nos compatriotes de perdre une partie de l'autonomie électrique du pays (la filière assure 14 % du *mix*) si des entreprises étrangères remportaient ces concessions à l'occasion de leur remise en concurrence.

Quand bien même le régime des concessions préserve la propriété de l'État sur les barrages et que leur exploitation se fait dans le cadre donné par celui-ci, il est notamment difficile d'imposer une gestion coordonnée des différents usages de l'eau à des exploitants différents qui interviendraient dans une zone, *a fortiori* un même bassin versant.

Or, si la Commission européenne n'a mis la France en demeure de régler le dossier qu'à partir de 2015, **le gouvernement de M. François Fillon avait envisagé la remise en concurrence de ces concessions dès juillet 2008.**

Interrogé, **M. Jean-Louis Borloo a répondu qu'en s'inscrivant dans le cadre du marché européen, on devait laisser sa place à la concurrence.** Même en droit français, il n'y a pas de concession perpétuelle, à plus forte raison quand il s'agit d'une entreprise privée.

En outre, une première bataille avait eu lieu avec la Compagnie nationale du Rhône (CNR). *« Nous souhaitons nous mettre en conformité. La pression de la Commission européenne était d'ailleurs réelle, tout autant qu'aujourd'hui. Nous avons donc préparé un décret, préparant la procédure de mise en concurrence, mais sans en déclencher aucune. Le chantier est resté en l'état. Pour être honnête, il s'agissait d'une manière de gagner du temps. »* De fait, aucune décision n'a été prise ensuite, dans un sens ou dans un autre, pour régler ce dossier.

M. Jacques Percebois note que la Commission européenne aurait d'ailleurs tiré prétexte du désaccord sur les concessions hydrauliques pour empêcher la parution du décret sur l'application de l'ARENH en 2015.

Le rapporteur estime qu'une telle absence de décision, et la mise en place de cette situation ont fragilisé durablement le parc hydroélectrique et ses investissements sur lesquels pesaient une épée de Damoclès, qui n'a fait que s'accroître avec le temps et les mises en demeure de la Commission européenne.

c. La remise en cause de la position dominante d'EDF par la loi NOME de 2010 et l'instauration de l'ARENH

Les choix qui seront faits dans la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, ont été fortement déterminés par le contexte des années qui précèdent.

D'abord, la Commission européenne avait ouvert deux procédures d'infraction contre la France. La première, engagée pour défaut de transposition de la directive de 2003, était soutenue par le Conseil constitutionnel dans une décision de 2006.

La seconde considérait que les tarifs réglementés d'achat d'électricité dont bénéficiaient les entreprises ayant des consommations importantes ou moyennes (tarifs jaunes et verts) constituaient des aides d'État contraire au droit européen. La confirmation de cette procédure aurait impliqué le remboursement par les bénéficiaire de l'ensemble de l'« aide » perçue. On parlait alors de milliards d'euros pour l'industrie française.

Le Gouvernement devait donc conjuguer des intérêts parfois divergents, se souvient M. Borloo, entre la volonté de protéger les entreprises électro-intensives de cette menace, celle de continuer à faire bénéficier les consommateur français de la compétitivité du parc nucléaire – qui produit une électricité moins chère que les prix du marché ⁽¹⁾ – l'intérêt de favoriser le développement des interconnexions grâce à une intégration plus poussée du marché européen et celui de voir arriver de nouveaux entrants sur notre marché pour couvrir les pointes de consommation.

L'intégrité du groupe EDF se jouait aussi dans la bonne volonté de la France à respecter le jeu de la concurrence. Or, le marché français ne semblait pas évoluer assez vite au goût de ses concurrents. Auditionné par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale le 12 mai 2010, soit trois ans après l'ouverture complète du marché de l'électricité, M. Philippe de Ladoucette relevait que sur 35 millions de sites de consommation (pour 449 TWh annuels), environ 1,5 million de sites résidentiels étaient passés à la concurrence (pour une consommation de 7 TWh) et 750 000 sites non résidentiels (représentant une consommation de l'ordre de 140 TWh) étaient en offre de marché, mais plus de la moitié de cette consommation était vendue au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), dont 60 % environ par EDF.

Une période de prix de marché très élevés avait en effet conduit le Gouvernement, avant 2007, à revenir en urgence – et à titre d'autant plus provisoire que cela s'était fait sans concertation avec la Commission européenne - à une forme de tarif réglementé, le TaRTAM, pour protéger les consommateurs industriels. Celui-ci devait arriver à échéance en 2010.

(1) On parle aussi de rente nucléaire ou de rente infra-marginale, à savoir l'avantage économique assuré par des capacités de production moins coûteuses que les capacités marginales fixant le prix de marché.

L'ensemble de ces événements a conduit le Gouvernement à mettre en place en 2008 la « **commission Champsaur** », constituée de deux parlementaires et de trois économistes, pour réfléchir à la manière de répondre à cette situation.

La Commission Champsaur a étudié plusieurs pistes. Elle a écarté les pistes que représentaient la sortie du marché européen, le démantèlement d'EDF et la vente directe sur le marché associée à une taxation de la rente pour la redistribuer.

Dans la mesure où plusieurs acteurs (GDF-Suez, ENEL, EON, etc.), annonçaient à l'époque envisager d'investir dans le nucléaire, le choix a été fait d'un dispositif provisoire d'une quinzaine d'années permettant de céder aux concurrents d'EDF des volumes d'électricité au coût complet du parc nucléaire. La Commission a proposé que ce volume soit plafonné à un total de 100 TWh par an, ce qui représentait environ 20 %, de la production d'alors.

Encadré 23 : la commission Champsaur

La Commission Champsaur a également étudié **différents modèles de calcul du prix de vente** :

– Le coût de renouvellement de long terme était le plus logique dans une démarche de renouvellement. Mais cette possibilité a été écartée car le renouvellement était lointain et le dispositif de régulation transitoire ;

– Le modèle de rémunération de base d'actifs pouvait être envisagée. Il s'agit de prendre une base d'actifs et de la rémunérer. Mais cette démarche était difficile à mettre en place car le parc avait été en grande partie remboursé dans les années quatre-vingt-dix. Une réévaluation conventionnelle de la base d'actifs était nécessaire, mais elle était difficilement justifiable ;

– La troisième méthode, qui a été retenue, était celle des **coûts courants économiques**.

L'idée était de couvrir l'ensemble des coûts d'EDF pendant la période de régulation (d'exploitation, d'amortissement, de démantèlement ainsi que les réparations importantes, les investissements dans l'allongement de durée de vie, à savoir le grand carénage, et les investissements réalisés après Fukushima). À la base, ce modèle était assez confortable pour EDF car, en principe, tout devait être payé sur la période de régulation, alors même que l'allongement de la durée de vie allait s'étaler sur 10 ou 20 ans.

En revanche, l'ARENH ne devait pas traiter le nouveau nucléaire. M. Pierre-Marie Abadie, qui fut directeur de l'énergie au ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie de 2008 à 2014, explique que le mécanisme de couverture des futurs réacteurs était encore à l'étude. Une des pistes envisagées était notamment celle des « *contracts for difference* » retenue par le Royaume-Uni pour Hinkley point.

La loi prévoyait par ailleurs la possibilité de signer des contrats de long terme qui partageraient les risques entre EDF et les signataires, afin d'obtenir un prix moins cher que le prix régulé qui ne supporte aucun risque.

Enfin, les accès au nucléaire sont fixés en fonction des parts du marché national des concurrents d'EDF. Cette démarche permet de s'assurer que le courant obtenu à un prix ARENH est bien destiné à des consommateurs français. Dans le cas contraire, un correctif, dit complément de prix, permet de récupérer l'avantage transféré.

Ainsi, dans la conception initiale du dispositif :

– la « rente infra-marginale » n'est pas transférée d'EDF vers ses concurrents, mais bien vers les consommateurs français ;

– les coûts d'EDF devaient être intégralement couverts par la méthode de calcul du prix de l'ARENH ;

– mais le renouvellement du parc, dont la perspective était encore lointaine, devait être financé par d'autres dispositifs encore à définir.

En tout état de cause, ce dispositif qui deviendra l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique, ou ARENH, est une initiative française, que son approbation par la Commission européenne – à la condition expresse qu'il soit provisoire – a permis de lever les procédures en cours.

La loi NOME du 7 décembre 2010 est directement issue de ces travaux. Elle réorganise le marché français de l'électricité pour permettre son ouverture effective et encourager la venue de fournisseurs alternatifs en leur assurant un accès à l'électricité nucléaire historique (ARENH) à des conditions économiques équivalentes à celles dont bénéficie EDF, tout en visant à préserver, à la fois, des prix compétitifs en France pour les consommateurs finals et le financement présent et à venir du parc électronucléaire existant.

Dans cette optique, la loi NOME impose à EDF de céder une partie de sa production nucléaire à la concurrence à un prix défini par arrêté, dit tarif ARENH. **Le dispositif est encadré à différents niveaux :**

– l'électricité concernée est la « *part d'électricité fournie correspondant à la production des centrales fonctionnant en permanence à l'exception des périodes d'arrêt pour maintenance* » et le volume à céder est plafonné à 100 TWh par an.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de contrôler le partage des volumes d'électricité entre les différents fournisseurs. Celui-ci se fait d'après leurs prévisions dans un premier temps, puis sur les volumes réellement vendus à des clients résidentiels. Pour éviter les effets d'aubaine, un complément de prix leur est demandé si les volumes reçus s'avèrent supérieurs à la réalité de leurs besoins ;

– la loi ne fixe pas un tarif, mais une modalité de fixation de prix. Celui-ci est censé représenter le coût complet de production. **Il doit « assurer une juste rémunération à l'Électricité de France »** en tenant compte de l'addition, notamment,

des coûts d'exploitation, des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation, et des coûts prévisionnels liés à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et aux opérations de démantèlement.

La commission Champsaur avait suggéré dans un premier temps un prix à 32 ou 34 euros le mégawattheure. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) proposait un tarif à 36 ou 38 euros. À la suite du débat parlementaire, ce tarif a été fixé à 40 euros – le prix plancher pour EDF, selon M. Éric Besson –, augmenté à 42 euros en 2012, après l'incident de Fukushima, pour tenir compte des coûts induits par les exigences de sûreté. M. Besson se souvient des critiques de l'époque qui y voyaient un « cadeau » fait à EDF.

La CRE elle-même ne fixe pas le prix : elle donne un avis.

En outre, **la loi prévoyait que trois ans après sa promulgation, un décret définirait la méthode de calcul employée par la CRE pour les évolutions annuelles de l'ARENH ;**

– Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France, « *chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation ⁽¹⁾ et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental* » (article 6, loi NOME). À défaut, le fournisseur risque une sanction pécuniaire, voire la suspension immédiate de son autorisation à revendre de l'électricité en France.

Le rapporteur relève que l'exigence inscrite à l'article 6 de la loi NOME a **laissé un choix très confortable aux fournisseurs alternatifs, qui ont pu se contenter d'apporter des garanties d'effacement, sans développer de nouvelles capacités de production.** Ce qui fut systématiquement le cas pendant longtemps. Ce n'est que très récemment que de grands groupes comme Total (devenu TotalÉnergies) ont commencé à investir dans de nouvelles installations de production. **Le rapporteur déplore que la loi qui a créé le dispositif ARENH n'ait pas défini un minimum d'obligations productives en contrepartie d'un dispositif très avantageux et peu contraignant par ailleurs** (voir les parties suivantes sur les problèmes posés par ce dispositif)

La loi prévoit plus généralement la sanction de tout abus du droit d'ARENH ;

– Mis en œuvre à partir du 1^{er} juillet 2011, le dispositif s'achève au 21 décembre 2025, mais peut aussi être suspendu « *en cas de circonstances exceptionnelles affectant les centrales* » ;

– Enfin, le dispositif devait être réévalué avant le 31 décembre 2015 puis tous les cinq ans.

(1) Par la non-consommation d'électricité pendant une certaine durée ou le report de cette consommation.

Parallèlement à la définition du cadre de l'ARENH, la loi NOME comporte des dispositions relatives à la sécurité de l'approvisionnement énergétique, aux tarifs réglementés ainsi qu'à la composition et aux missions de la CRE.

Elle réaffirme en particulier que tous les consommateurs peuvent choisir des offres émanant de différents fournisseurs, tout en confortant les tarifs de vente réglementés pour les petits consommateurs (que seul EDF peut proposer puisqu'il a signé un contrat de service public avec l'État). En revanche, les tarifs jaune et vert doivent être supprimés d'ici 2015 et laisser la place à des offres de marché.

Quand la Cour des comptes a évalué le dispositif de l'ARENH en 2017, elle l'a qualifié de « *dispositif de compromis* », ce que MM. Borloo et Besson reconnaissent pleinement.

M. Borloo souligne à raison que pendant plusieurs années, le dispositif n'a pas vraiment suscité de débats, car les fournisseurs alternatifs y avaient peu recours en raison de prix de l'électricité inférieurs sur le marché de gros. La situation s'est compliquée plus tard, révélant une régulation du dispositif plus chaotique que prévu.

Quant à EDF, les responsables politiques étaient avant tout préoccupés de protéger son monopole sur le parc nucléaire existant tout en satisfaisant aux obligations communautaires auxquelles la France avait souscrit.

Ils considéraient en outre avoir bien traité l'entreprise en fixant le tarif à 42 €/MWh. M. Besson rappelle qu'au demeurant, de nombreux experts pensaient qu'EDF, grâce à sa puissance installée et au prix marginal compétitif du parc nucléaire, pouvait être l'un des grands gagnants du développement des interconnexions favorisé par l'ouverture des marchés. « *Aucun d'entre nous n'aurait accepté un dispositif qui aurait eu pour objectif de fragiliser EDF.* »

Cela n'a pas empêché les dirigeants successifs d'EDF de dénoncer ce qu'ils voyaient comme « *une subvention à ses concurrents* » (M. Pierre Gadonneix lors de son audition par la commission d'enquête), un cadeau fait « *à des traders et non des industriels* » (M. Henri Proglia ⁽¹⁾).

Auditionné par la commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale à l'occasion de l'examen du projet de loi, M. Proglia avait notamment souligné **la nécessité de prendre en compte les enjeux industriels** et alerté les élus que « *seule la perspective d'une réduction programmée (des volumes d'électricité auxquels auront accès les fournisseurs alternatifs) peut les inciter à développer leur propre approvisionnement, soit par l'investissement direct, soit par des accords industriels avec d'autres fournisseurs. S'il ne devait pas en être ainsi, l'ensemble du système électrique serait dans une impasse – aucun opérateur n'ayant intérêt à investir – et la sécurité d'approvisionnement de notre pays en péril* ».

(1) Audition de M. Henri Proglia, 13 décembre 2022.

d. Un « market design » inadapté au nucléaire

M. Pierre-Marie Abadie explique qu'à l'époque, la construction du marché européen de l'électricité était vue sous la forme d'une concurrence entre des producteurs thermiques – opérant des centrales à charbon ou au gaz – lesquels ont un rapport entre CAPEX et OPEX relativement similaire.

Un « *market design* » vise à mettre en place le meilleur mécanisme d'allocation des moyens de production à court terme. Celui-ci sur lequel s'est appuyé le processus d'intégration des marchés européens s'est logiquement référé à **la tarification au coût marginal** (le marché fonctionnant au coût marginal de la dernière unité appelée), qui est un moyen efficace pour sélectionner la meilleure unité à appeler dans un système nécessitant peu de CAPEX. L'investissement est réalisé dans des centrales thermiques relativement faciles à développer.

Si les renouvelables étaient encore hors marché, car financées par des tarifs prédéterminés ou des appels d'offres, le nucléaire, qui mobilise beaucoup de CAPEX mais peu d'OPEX, constituait selon les mots de M. Abadie une « *pièce étrange* » dans ce cadre : ses spécificités n'étaient pas du tout prises en compte, son prix compétitif non plus.

Cela a néanmoins fonctionné quelques années. Mais le contexte a changé depuis. Les capacités renouvelables, qui sont essentiellement des CAPEX, sans OPEX, ont pris une place significative dans le système électrique européen. **Les messages prix renvoyés par le marché n'ont plus la même pertinence, du moins pas la même signification, et ne permettent plus de rémunérer les investissements à leur juste valeur.**

B. DE NOUVEAUX OBJECTIFS ÉMERGENT, SANS LEVIERS INDUSTRIELS

1. Les premiers objectifs d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables apparaissent

Les gouvernements français ont commencé à mener des politiques d'économies d'énergie dès les années 1970. Après le premier choc pétrolier, maîtriser sa demande et réduire ses importations en énergies fossiles, alors qu'elles étaient le moteur de nos économies et de notre confort depuis la révolution industrielle, étaient en effet un enjeu de souveraineté.

L'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME) – qui deviendra l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en 1991 – est créée en 1982. Elle assure une communication importante autour des gestes du quotidien, avec des slogans dont on se souvient encore : « On n'a pas de pétrole mais on a des idées » ; on se proposait aussi de « chasser le gaspi ».

Mais les prix ont ensuite retrouvé des niveaux supportables et le développement du nucléaire a apporté une solution de substitution plus vertueuse

du point de vue des pollutions atmosphériques, et abondante. Les efforts ont rapidement été oubliés car la dimension environnementale était peu perçue. L'électricité n'était pas rationnée, les ressources d'énergie fossile semblaient immenses, et les conséquences de leur consommation sur le climat encore invisibles aux populations.

Les impacts de certaines formes d'énergie sur l'air n'étaient pas ignorés mais ces sujets n'étaient pas encore une priorité. Quant au phénomène des gaz à effet de serre (GES), il était connu des physiciens depuis la fin du XIX^e siècle, mais la possibilité que les émissions liées à l'énergie et à l'activité humaine bouleversent le climat a été comprise très tardivement et demeurait controversée.

La création du GIEC ⁽¹⁾ en 1988, la première conférence internationale sur le changement climatique à La Haye en 1989, le Sommet de la Terre de Rio et l'adoption de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), qui a pour but de stabiliser la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau empêchant toute perturbation dangereuse du système climatique pour l'homme, puis le protocole de Kyoto signé en 1997 (entré en vigueur seulement en 2005) changent peu à peu le paradigme des politiques publiques.

Ces engagements vont fonder la mise en place de nouvelles politiques de lutte pour le climat en Europe et en France. Mais l'évolution des priorités est plus générale. M. Yves Bouvier observe que les années 1990 et 2000 marquent l'apparition d'une forme de prépondérance de l'environnement dans les débats sur l'énergie. Les consommations et ses émissions de carbone, plutôt que son utilité économique, seraient même devenues la mesure de l'énergie selon lui.

Le détachement de l'énergie du ministère de l'industrie ou de l'économie pour être rattaché au ministère de l'environnement dès 2007 serait l'illustration de cette évolution des opinions.

a. L'adoption du Paquet Énergie-climat européen

Le protocole de Kyoto est ratifié par l'Union européenne en 2002. Celle-ci a un objectif collectif de réduction de 8 % des gaz à effet de serre.

Dès après le Sommet de Kyoto, les instances européennes s'attachent à mettre en place un marché européen des droits d'émission, qui correspond à l'un des trois mécanismes de « flexibilité » admis par le protocole de Kyoto et constitue aujourd'hui l'instrument principal de sa politique climatique.

Le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE ⁽²⁾) est établi par la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 afin de « *favoriser la*

(1) *Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.*

(2) *Également appelé système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE, ou SEQE-UE) ou European Union Emissions Trading System (EU ETS) en anglais.*

réduction des émissions de gaz à effet de serre dans des conditions économiquement efficaces et performantes » (article premier). Il met en place une limitation des gaz à émettre par secteurs d'activités et un marché – une bourse d'échanges – du carbone, où chaque entreprise peut acheter ou vendre des quotas d'émission. Lors de la première période (2005-2007) le système est limité aux installations industrielles les plus polluantes, mais cela comprend aussi les installations de combustion comme les centrales à charbon, ce qui renchérit leurs coûts de fonctionnement.

Ce dispositif est complété par l'adoption, le 12 décembre 2008, du plan d'actions de l'Union européenne pour une politique commune en matière d'énergie et de lutte contre le changement climatique. Il s'agit de réaliser **l'objectif « 20-20-20 »** (ou « 3x20 »), à savoir faire passer la part des énergies renouvelables dans le *mix* énergétique européen à 20 %, réduire de 20 % les émissions de CO₂ des pays de l'Union et accroître l'efficacité énergétique de 20 % d'ici à 2020.

En 2017, la Cour des comptes européenne a réalisé un premier bilan des politiques communautaires dans les domaines de l'énergie et du climat, relevant notamment les obstacles rencontrés dans leur mise en œuvre. Elle a malgré tout observé une croissance rapide des industries des énergies renouvelables en Europe et une baisse significative des coûts. Et de fait, Eurostat relève que l'Union européenne a atteint son objectif d'atteindre au moins 20 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale d'énergie en 2020, avec un taux moyen de 22,1 %.

En matière d'efficacité énergétique en revanche, la Cour des comptes européennes constatait d'importants retards dans l'atteinte des objectifs, faute notamment de contrainte. Ainsi encore 75 % des bâtiments de l'Union européenne n'étaient pas économes en énergie en 2017.

b. L'affirmation des premières ambitions françaises en matière de performance énergétique et d'énergies renouvelables

En France, dès 1989, un groupe technique interministériel est constitué pour réfléchir à un programme d'action contre l'effet de serre. Il sera remplacé en 1992 par la Mission interministérielle sur l'effet de serre (MIES). Notre pays se construit ainsi une réflexion sur la problématique et se trouve en mesure de présenter en 1993 à la Commission européenne les premiers éléments d'un programme français de lutte contre l'effet de serre qui s'appuie déjà sur les économies d'énergie, une taxe sur les carburants, la sensibilisation aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique, ainsi que sur le développement d'un parc nucléaire.

Ils ne sont toutefois pas encore suivis de mesures concrètes. Le nouveau gouvernement de M. Alain Juppé fait tout de même adopter **la loi n° 96-1236 du 30 décembre 1996 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie, dite « loi LAURE »** ou « loi Lepage » du nom de sa ministre de l'Environnement, qui

s'inscrit dans une certaine continuité même si elle cible la qualité de l'air plutôt que les émissions de GES.

De fait, cette loi est le point de départ de la protection de la qualité de l'air en France. Consacrant le droit de chacun « *à respirer un air qui ne nuise pas à sa santé* » (article premier), elle définissait une politique visant à prévenir, réduire et supprimer les pollutions atmosphériques, notamment celles qui peuvent influencer sur les changements climatiques. Et pour ce faire, elle subordonnait à ce but l'économie et l'utilisation rationnelle de l'énergie. Même si elles n'étaient pas le cœur de la loi, une série de mesures était prévue pour réduire les consommations d'énergie, de manière indirecte, en promouvant les pistes cyclables en ville, ou directe, *via* des règles techniques et des incitations fiscales. En particulier, le régime fiscal applicable aux énergies fossiles et aux énergies renouvelables devait tenir compte des effets de leur utilisation sur la compétitivité de l'économie, la santé publique, l'environnement et la sécurité d'approvisionnement.

Déplorant que cette loi ait été globalement peu appliquée, Mme Corinne Lepage observe que la mise en œuvre de certaines de ses dispositions aurait pourtant « *fait gagner du temps* », s'agissant du gaz naturel pour véhicules, du contrôle de la consommation énergétique, du diagnostic de performance énergétique de la mise en valeur des énergies renouvelables, etc.

Mme Dominique Voynet, qui a repris son portefeuille dans le gouvernement de M. Jospin, assure que de nombreux outils ont été mis en œuvre, mais en matière d'économie d'énergie, la loi LAURE n'était qu'une loi d'orientation, sans dispositions très contraignantes.

Mme Voynet s'est plutôt efforcée de la décliner dans **le premier programme national de lutte contre le changement climatique**. Présenté **en décembre 2000**, **il est ambitieux**, balayant tous les grands champs d'activité humaine et prévoyant diverses mesures pour réduire les émissions, notamment au niveau territorial dans le cadre des contrats État-régions. Ces mesures sont presque exclusivement orientées sur l'énergie : la maîtrise de l'énergie dans le bâtiment et dans les usages électriques, le ferroutage, l'amélioration des transports collectifs... Et on y voit apparaître pour la première fois un projet de taxe carbone.

Ce programme annonçait aussi la mobilisation d'1,5 Md€ en 2001 pour soutenir la production d'énergies renouvelables. Il complétait ainsi la mise en place, par la **loi n° 2000-108 du 10 février 2000** relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et du gaz, d'un **dispositif de soutien aux EnR qui deviendra un des instruments fondamentaux des politiques énergétiques en France**.

Sont institués à la fois **l'obligation d'achat par EDF** (essentiellement) des productions d'électricité renouvelables (article 10), qui garantit un débouché économiquement rentable aux installations dont la capacité n'excède pas 12 MW, **le principe de la compensation intégrale des charges de service public** (dont les

obligations d'achat) **incombant aux producteurs d'électricité** – dite CSPE, initialement sous la forme d'une taxe sur les consommations finales, aujourd'hui par un remboursement du budget de l'État – (article 5), qui protège les acheteurs obligés, ainsi que le droit à pouvoir injecter sa production sur les réseaux publics de transport ou de distribution, sous certaines conditions, pour la vendre notamment.

Quoi qu'il en soit, le programme de lutte contre le changement climatique n'a pas été beaucoup plus suivi d'effet que la loi LAURE, selon Mme Voynet. Toutes les régions n'auraient pas joué le jeu et la menace climatique est perçue comme une perspective lointaine, quand elle n'est pas niée.

En novembre 2002, lors du deuxième bilan annuel de mise en œuvre du programme national, il ressort clairement que son application a été insuffisante jusque-là pour assurer le maintien des émissions françaises de GES, sous l'objectif de Kyoto à l'horizon 2010. En réaction, le Président Jacques Chirac, évoque, en ouverture de la 20^e session du GIEC, le 19 février 2003, la nécessité de diviser les émissions mondiales de GES par deux, ce qui pour la France pouvait signifier une division par quatre ou cinq de ses émissions.

Un Plan climat est élaboré dès 2004. Sont annoncés un bonus-malus sur les voitures particulières, qui ne verra finalement pas le jour, et, dans le bâtiment, la généralisation du diagnostic de performance énergétique (DPE) et l'instauration d'une réglementation thermique, obligatoire dans certains cas d'opérations de rénovation-réhabilitation.

Mais **l'étape décisive est franchie** sous le gouvernement de M. Jean-Pierre Raffarin **avec la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005** de programmation fixant les orientations de la politique énergétique, dite **loi POPE**.

En premier lieu, parmi ses multiples objectifs (entre autres, contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement, assurer un prix compétitif de l'énergie), la loi officialise la lutte contre le changement climatique comme une priorité de la politique énergétique.

En second lieu, elle **met en place les grands dispositifs de l'efficacité énergétique**, à commencer par la Réglementation thermique des bâtiments (RT 2012) et les certificats d'économie d'énergie (CEE) qui attestent de la réalisation de travaux de rénovation énergétique et obligent les fournisseurs d'énergie à financer une partie des travaux des particuliers par des primes d'économies d'énergie.

Et pour **la première fois enfin, elle donne des objectifs chiffrés** :

– diminuer de 3 % par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre de la France pour les diviser par quatre ou cinq d'ici 2050 ;

– baisser l'intensité énergétique finale de 2 % par an dès 2015 puis de 2,5 % par an d'ici à 2030. L'intensité énergétique désignant le rapport entre la

consommation d'énergie d'un pays et son produit intérieur brut (PIB), elle dessine ainsi la tendance souhaitée pour la maîtrise de la demande d'énergie ;

– couvrir 10 % des besoins énergétiques par des énergies renouvelables à l'horizon 2010 – avec l'objectif « *indicatif* » de 21 % de la consommation intérieure d'électricité couverte par des sources d'énergie renouvelables, alors que la production d'électricité par des centrales thermiques était encore importante. Cela suppose notamment d'augmenter de 50 % la production de chaleur d'origine renouvelable et de permettre la progression de la part des biocarburants.

L'option nucléaire est maintenue avec l'autorisation de construire un réacteur nucléaire de nouvelle génération (voir le A du présent I), mais il importe de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique.

À peine élu à la présidence de la République en 2007, moins de deux ans après la loi POPE, M. Nicolas Sarkozy demande à ses ministres chargés de l'écologie et du développement durable, M. Alain Juppé puis M. Jean-Louis Borloo, d'organiser des rencontres entre représentants de l'État, des collectivités locales, des partenaires sociaux, d'entreprises et d'organisations non gouvernementales (ONG) investies dans les questions environnementales pour prendre des décisions à long terme en matière d'environnement et de développement durable. Répondant à un engagement du candidat Nicolas Sarkozy, qui avait signé le Pacte écologique de M. Nicolas Hulot, le **Grenelle de l'environnement** se déroule entre le 6 juillet au 25 octobre 2007 et aborde différentes thématiques environnementales, dont le changement climatique, les déchets et l'énergie, mais en excluant la question du nucléaire.

Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, qui avait conçu le projet en tant que responsable de l'environnement dans la campagne de M. Nicolas Sarkozy, puis a été chargée de la négociation comme secrétaire d'État, explique que le Grenelle visait à réunir l'ensemble des acteurs, dont les vues étaient parfois diamétralement opposées, pour s'accorder sur des politiques coopératives qui dépasseraient les querelles historiques. « *C'est l'une des raisons pour lesquelles les sujets tels que le nucléaire, la chasse et les OGM en avaient été exclus.* » Elle est persuadée que cette démarche innovante a « *permis de déchirer quelques-uns des corsets où se trouvaient enfermées les politiques publiques* ».

Les questions énergétiques étaient plus particulièrement traitées par le premier groupe de travail, auquel participait l'ensemble des collèges. Son intitulé – « *lutter contre les changements climatiques et maîtriser la demande d'énergie* » – montre « *le rôle prépondérant que tenaient l'efficacité énergétique et la maîtrise de la consommation dans les travaux du Grenelle, reléguant à une place secondaire les questions liées à la production* ».

À l'issue du Grenelle, 263 engagements ont été pris par le Gouvernement, dont l'étude de la création d'une taxe basée sur la consommation en énergie des

biens et services (taxe carbone) – piste qui sera finalement abandonnée entre la loi de 2009 et celle de 2010.

Ces travaux aboutissent à la **loi n° 2009-967 du 3 août 2009** de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l’environnement (dite **Grenelle I**), adoptée à la quasi-unanimité de l’Assemblée nationale. Elle est complétée par la **loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010** portant engagement national pour l’environnement (dite **Grenelle II**), qui en précise les modalités pratiques.

Les objectifs sont un peu plus ambitieux, et surtout plus détaillés et plus contraignants que ceux de la loi POPE.

L’objectif central porte sur le climat et vise, expressément, à **diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050** « *en réduisant de 3 % par an, en moyenne, les rejets de gaz à effet de serre dans l’atmosphère, afin de ramener à cette échéance ses émissions annuelles de gaz à effet de serre à un niveau inférieur à 140 millions de tonnes équivalent de dioxyde de carbone* » (article premier). Les secteurs les plus concernés par cet enjeu sont le bâtiment et les transports, qui à eux deux représentent 40 % du total des émissions. Mais la loi de programmation consacre aussi **tout un volet à la réduction des consommations énergétiques**, qui suppose la mise en œuvre par l’État de divers instruments comprenant notamment l’adaptation des normes de consommation, la mise en œuvre de mécanismes d’incitation, y compris de nature fiscale, en faveur des produits les plus économes en énergie, l’extension de l’étiquetage énergétique, le renforcement du dispositif des CEE, mais aussi des mécanismes incitatifs favorisant la production des énergies renouvelables, notamment par les petites et moyennes entreprises, etc.

Il est également souligné que « *les objectifs d’efficacité et de sobriété énergétiques exigent la mise en place de mécanismes d’ajustement et d’effacement de consommation d’énergie de pointe* » et que « *la mise en place de ces mécanismes passera notamment par la pose de compteurs intelligents pour les particuliers* ».

Pour atteindre l’objectif de réduction globale des émissions de GES, la loi prévoit en particulier :

– pour l’énergie et le climat, l’objectif premier de **porter la part des énergies renouvelables (EnR) à au moins 23 % de la consommation d’énergie finale d’ici à 2020** – « *soit un doublement par rapport à 2005* –, avec la fixation d’objectifs intermédiaires pour chaque filière en 2009.

Cette hausse, équivalente à 20 Mtep, **ne vise pas à se substituer à l’énergie nucléaire, qui n’est pas évoquée**. La loi a en revanche pour autres objectifs de « *diversifier les sources d’énergie* » et de « *réduire le recours aux énergies fossiles* ».

La loi annonce par ailleurs la planification régionale du développement des EnR, *via* des schémas régionaux des énergies renouvelables, et l’encouragement au

développement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui sont encore les seules véritables solutions de stockage de l'énergie ;

– pour le bâtiment et l'habitat, la division par cinq de la consommation d'énergie dans les constructions neuves en 2012, la réhabilitation de 800 000 logements sociaux pour diviser par deux leur consommation énergétique d'ici à 2020 et la modification du code de l'urbanisme afin de favoriser les énergies renouvelables.

Il est également rappelé que « *la maîtrise de la demande d'énergie constitue la solution durable au problème des coûts croissants de l'énergie pour les consommateurs* » ;

– pour les transports, la réduction globale des émissions de GES du secteur de 20 % d'ici à 2020, afin de les ramener à cette date au niveau qu'elles avaient atteint en 1990. La loi de programmation décline en outre cet axe en objectifs différenciés par domaines, en promouvant notamment le développement des transports collectifs urbains, des autoroutes ferroviaires et des modes alternatifs à la route pour le fret de marchandises ;

– enfin, la création des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) qui doivent décliner les grandes orientations des lois Grenelle en matière de réduction de la consommation énergétique et de prévention des émissions de GES.

Diverses mesures sont adoptées, comme le bonus-malus sur les véhicules individuels, la nouvelle rénovation thermique des bâtiments (la norme « Bâtiment Basse Consommation » puis la norme « énergie positive » à partir de 2020) ou encore l'éco-prêt sur le logement social.

Les lois Grenelle I et II sont également suivies par la création de différents instruments de programmation, comme le plan de rénovation énergétique de l'habitat et la programmation des investissements de production et d'approvisionnement en énergie de la France à l'horizon 2020.

Concrétisée notamment par l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, celle-ci traduit les objectifs fixés par le gouvernement dès 2008, quand Mme Kosciusko-Morizet affirmait : « *notre responsabilité est de préparer et d'accompagner la France dans cette transition énergétique. Pour cela, la France doit engager un vaste programme d'équipement en énergie décarbonée. En particulier, nous devons **intensifier massivement le développement des énergies renouvelables et établir le calendrier de mise en place du programme de centrales nucléaires de troisième génération lancé par le Président de la République*** » par la définition d'un calendrier de développement pour chaque filière EnR et par la confirmation que « *l'objectif concernant la production d'électricité mise en service à partir de l'énergie nucléaire est un premier réacteur de troisième génération à*

l'horizon 2012 et un deuxième réacteur de troisième génération à l'horizon 2017, sur des sites nucléaires existants. »

On notera enfin que pour réduire les impacts environnementaux de la production d'électricité à partir d'énergies fossiles, l'arrêté annonce la réduction du parc de production à partir du charbon et **le développement concomitant du parc centralisé de production d'électricité à partir de gaz naturel.**

2. Mais les filières industrielles attendantes ne sont que peu développées et les résultats encore trop modestes

a. Les progrès inégaux en sobriété et efficacité énergétiques

Comme cela a été relevé en première partie du rapport, la courbe de la consommation d'énergie française marque **un infléchissement visible, après un maximum atteint en 2005.**

Cette baisse est nette s'agissant de la consommation primaire, marquant le recul du charbon et du fioul, auxquels l'électricité nucléaire et renouvelable et le gaz se sont substitués au fil du temps. ⁽¹⁾

La baisse des produits pétroliers est particulièrement rapide de la fin des années 1970 au milieu des années 1980, en parallèle évident avec la montée en puissance de la production nucléaire. Elle ralentit ensuite et même tendrait à légèrement remonter dans les années 2000, jusqu'à la crise financière de 2008, à partir de laquelle la décroissance ne se dément plus.

La consommation de charbon diminue à partir des années 1980, mais cette évolution stagne dans les années 2000. On peut penser que la problématique des pointes de consommation, qui apparaît à cette époque, a incité les gestionnaires à ralentir la fermeture des centrales de production électrique à partir du charbon, très pilotables. Néanmoins, la régression du charbon reprend à partir de la fin des années 2000.

Entretemps en effet, la consommation du gaz a connu une nette progression dès les années 1980 et de manière plus marquée dans les années 1990. La consommation du gaz reste ensuite à au niveau atteint jusqu'à la fin de la décennie 2010.

Quant au nucléaire, la consommation a atteint son maximum en 2005 au sommet de la mise en exploitation des nouvelles capacités de production. Elle régressera doucement ensuite avec la diminution des rendements des centrales françaises.

(1) voir les graphiques au premier chapitre.

Ces évolutions sont moins sensibles s'agissant de la consommation finale de la France, mais elles suivent les mêmes tendances. La courbe atteint ainsi son plus haut niveau en 2001, à 150 Mtep, pour redescendre à 142 Mtep en 2019.

Si le bilan global va dans le bon sens, **il ne présente pas une réduction des consommations fossiles permettant de baisser sensiblement nos émissions de GES**. C'est toujours vrai aujourd'hui ; c'était encore plus criant dans les années 1990-2000.

En outre, la baisse des consommations (toutes énergies) est surtout le fait du secteur industriel, dont la consommation finale a nettement diminué depuis les années 1990. En revanche, on constate que celles des transports et du résidentiel ont continué à progresser dans les années 1990 puis se sont stabilisées à partir du milieu des années 2000.

Les bons résultats du secteur industriel s'expliquent sans doute en bonne partie par les fermetures des centrales au fioul et au charbon, souhaitées par les responsables politiques ou décidées par leurs gestionnaires qui n'y trouvaient plus la même rentabilité, avec notamment le renchérissement généré par les quotas carbone européens. Pour le reste, la commission d'enquête n'a pas été en mesure de faire la part entre ce qui découle du ralentissement économique consécutif à la crise de 2008 et les efforts réellement réalisés par les industriels au cours des deux décennies 1990 et 2000.

Quant aux autres secteurs d'activité, **force est de constater que les ambitions affichées par les dispositifs qui ont été successivement mis en place ont été suivis de peu ou pas d'effet à l'échelle nationale**. Au mieux elles ont permis de stabiliser leurs niveaux de consommations.

Les acteurs auditionnés ont avancé plusieurs explications à ces relatifs échecs :

– Plusieurs anciens responsables politiques de l'époque ont rappelé **la faiblesse intrinsèque des objectifs opérationnels sans caractère obligatoire**. Tel était notamment le défaut des dispositions relatives à la planification territoriale de la loi LAURE selon Mme Voynet. À l'inverse, le dispositif des CEE a rapidement donné des résultats – même s'ils étaient encore insuffisants – parce que les fournisseurs d'énergie devaient justifier de leurs actions en faveur des économies d'énergie.

– MM. Bouvier et Bensasson ont souligné que les prix de l'énergie étaient relativement bas dans les années 1990 et 2000 (entre 20 et 30 euros le MWh pour l'électricité) et l'énergie abondante.

Les consommateurs n'étaient en conséquence **pas suffisamment incités** à réaliser les investissements nécessaires. En effet, les chantiers de rénovation thermique des bâtiments représentent une charge financière particulièrement lourde pour les ménages. Quant à la mobilité électrique, elle était encore balbutiante. La loi

de 2009 prévoyait justement un renforcement de la recherche dans les technologies renouvelables ou économes.

Mme Voynet accuse aussi le prix « *unique* » de l'électricité d'avoir ôté toute perspective de rentabilité aux solutions alternatives de production pendant des années.

– À la question : « *pourquoi la France n'avait-elle pas adopté une culture du vélo et des transports en commun comme d'autres pays européens l'ont fait ?* », Mme Nathalie Ortar, directrice de recherche à l'École nationale des Travaux publics de l'État, a observé que les Pays-Bas n'ayant pas d'industrie automobile, contrairement à la France, il a été plus aisé pour les gouvernants de répondre à la pression de leur population.

De fait, la structure économique et industrielle d'un pays pèse inévitablement sur certains arbitrages politiques, comme sur le niveau des moyens publics à mobiliser.

– **L'importance des soutiens publics** était elle-même déterminante.

Des mesures avaient été prises : les moyens de l'ADEME avaient été significativement renforcés, à hauteur de 1 Md€ supplémentaire pour le nouveau fonds chaleur ; la loi de finances pour 2009 du 27 décembre 2008 avait mis en place des mesures fiscales incitant à la rénovation énergétique (crédits d'impôts, emprunts à taux zéro, etc.) et la loi de finances rectificatives pour 2008 du 30 décembre 2008 une incitation fiscale (élargissement de l'éligibilité à la TVA réduite) pour la chaleur issue d'EnR, ainsi qu'un malus écologique. Enfin, le programme d'investissement d'avenir (PIA), issu du Grand Emprunt, promouvait les économies d'énergie à travers l'économie circulaire, les *smart grids*, les batteries, ou encore des procédés industriels moins polluants – et annonçait 12 Md€ pour l'éolien *offshore* (loi n° 2010-237 du 9 mars 2010 de finances rectificative pour 2010 relative aux investissements d'avenir).

Mais, auditionné par la commission des Finances de l'Assemblée nationale le 18 janvier 2012, le Premier président de la Cour des comptes, M. Didier Migaud, signalait que les taxes qui devaient financer une partie des actions du Grenelle n'avaient pas été collectées dans les temps, ce qui avait nui à sa mise en œuvre. Quatre ans après le début de mise en œuvre du Grenelle, le budget de l'État pour la période 2009–2011 destiné au Grenelle n'atteignait que 3,5 Md€ au lieu des 4,5 Md€ prévus.

– **Les difficultés techniques** n'étaient pas absentes non plus. M. Borloo rappelle la complexité des contrats de performance énergétique, pourtant indispensables pour garantir un traitement global, et utiliser l'économie pour financer l'investissement.

– **Les mauvaises applications non plus.** En matière de rénovation énergétique des logements notamment, certains acteurs se sont emparés de

l'étiquette vertueuse du Grenelle pour tromper les consommateurs, observe Mme Kosciusko-Morizet. Le ministère de l'Environnement a donc rapidement lancé des politiques de formation dans ce domaine et des politiques de certification des acteurs pour contrer ces dérives.

M. Jean-Louis Borloo défend la puissance des plans lancés par le Gouvernement de la fin des années 2000 : de nombreux éco-prêts ont été contractés par des particuliers ; le parc HLM a conduit sa rénovation thermique ; un plan massif visait les transports. Le bonus-malus écologique sur les automobiles a eu un effet considérable sur les émissions de CO₂ des voitures neuves. Et dans le cadre du plan « Site propre », le Grenelle se proposait de financer 20 à 30 % des investissements des collectivités ; le canal Seine-Nord, lancé à cette période, avait pour objectif de détourner 500 000 camions des autoroutes ; le Grenelle avait aussi prévu le lancement de trois lignes TGV afin de libérer des sillons pour le fret ; la reconfiguration de la gouvernance des ports visait à créer un hinterland ferroviaire, car 88 % du tonnage de nos ports sont pris en charge par des camions, etc.

Mais l'ancien ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat rappelle que *« l'action publique exige un suivi, de la constance, des évaluations et une correction des écarts en permanence. (...) Toutes les mesures qui avaient été décidées dans le cadre de Grenelle ont été mises en place. Le problème est celui de leur suivi. »* Un comité de suivi était prévu par la loi. Il a travaillé durant un an, puis est tombé en désuétude. *« Certaines mesures auraient sans doute dû être corrigées, réévaluées ! Notre drame, c'est le pilotage et le suivi. »*

b. Un développement des ENR qui a manqué de bases industrielles

Le rapporteur observe au préalable que pour évaluer les résultats des politiques menées dans les années 1990 et 2000, il n'a disposé que des graphiques sur l'évolution des productions d'énergie communiqués par le SDES et des données sur les consommations brutes d'électricité de RTE. Les analyses réalisées au chapitre premier, comme celles qui suivent restent donc en partie empiriques.

* * *

Il n'en reste pas moins que ces graphiques montrent clairement que **les productions d'énergie renouvelable n'ont vraiment décollé qu'à partir de 2005**. Les consommations d'électricité relevées par RTE confirment le phénomène. La production d'électricité renouvelable hors hydraulique démarre en 2005 mais **sa progression ne s'arrête plus ensuite**, comme l'illustre le tableau suivant :

CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ BRUTES INTÉRIEURES PAR FILIÈRES

<i>En TWh</i>	2000	2005	2006	2008	2010	2012	2014
Hydraulique	71,6	56,2	61	68	67,6	63,79	67,43
Éolien terrestre et maritime	0	0,98	2,26	5,56	9,73	14,93	16,97
Solaire	0	0	0,06	0,25	0,55	4,07	5,94
Marémotrice	0	0,5	0,51	0,5	0,52	0,49	0,51
Thermique renouvelable et déchets	0	3,3	3,34	4,12	4,85	5,77	7,1
Addition des filières	71,6	61	67,09	78,2	83,24	89,05	97,96

Source : exploitation des données de RTE.

En rajoutant les années nécessaires au déploiement des capacités correspondantes, on peut faire remonter ce démarrage à la deuxième moitié des années 1990.

Il est aisé de comprendre que le développement massif du nucléaire qui se poursuit dans les années 1990 n'a guère laissé de place à d'autres filières de production électrique – hormis le parc hydraulique, qui avait été construit pour l'essentiel avant le lancement du programme nucléaire. La France disposait alors de capacités électrogènes en forte croissance, et déjà supérieures aux besoins d'approvisionnement du pays.

Il fallait une certaine force de conviction pour soutenir le développement des énergies renouvelables (EnR) à la fin de la décennie. L'alliance du gouvernement de M. Jospin avec les écologistes a vraisemblablement renforcé ce choix politique ; mais c'est au moins autant la préoccupation du Premier ministre de **diversifier les sources d'énergie** qui a fondé les 1,5 Md€ d'investissements prévus à cet effet dans son programme national de lutte contre le changement climatique de décembre 2000.

Et même si ce Gouvernement avait envisagé la fin du nucléaire – ce que conteste M. Jospin –, elle aurait été très progressive. Lors de la déclaration du gouvernement sur la politique énergétique organisée le 20 janvier 1997 à l'Assemblée nationale, M. Christian Pierret, secrétaire d'État à l'industrie, avait posé le principe du « *ni tout, ni tout* » – « *ni tout électrique, ni tout gaz ou énergies fossiles, ni tout énergies nouvelles* ». Et pour Mme Dominique Voynet, qui ne renie pas ses critiques sur le nucléaire, l'idée était de « *desserrer progressivement la contrainte au fur et à mesure des progrès techniques, des efforts, y compris de financement et de recherche que l'on devait consentir, pour être prêt quand les premières centrales arriveraient à échéance* ».

En tout état de cause, la question de l'intermittence des moyens non carbonés de production était peu posée, précise Mme Voynet. « *Elle doit être resituée dans le contexte technique de l'époque.* »

La première des énergies renouvelables visées était l'hydraulique. Le gouvernement de M. Jospin a organisé la transformation de la Compagnie nationale du Rhône en producteur d'électricité hydraulique de plein exercice, en partenariat avec un autre énergéticien français, Suez, pour sécuriser le secteur.

La deuxième ressource était l'éolien. Il commençait à se développer au Danemark et en Allemagne, mais était embryonnaire en France. Le Gouvernement a alors pris, en 2001, un décret imposant à EDF d'acheter l'électricité éolienne à un prix sécurisé à l'avance – de 0,55 € par kWh pendant cinq ans, puis selon une rémunération décroissante sur 10 ans –, tout en arrêtant un objectif de 3 000 MW en électricité éolienne dans son programme national de lutte contre l'effet de serre.

Le solaire n'était pas encore défini comme un axe de la politique nationale. On discutait essentiellement du solaire thermique, avec l'idée de produire de l'eau chaude et de faciliter une forme d'indépendance énergétique dans les départements d'outre-mer (DOM) – la bagasse n'était pas encore exploitée, tout fonctionnait au fioul. Au demeurant, le monopole légal d'EDF interdisait à un usager particulier de produire sa propre électricité. Il a fallu faire évoluer le droit.

Au final, malgré les ambitions affichées, les résultats apparaissent modestes s'il est possible d'en juger par les capacités de production d'énergie renouvelable constatées quelques années plus tard (*cf.* le tableau Consommations d'électricité brutes intérieures par filières). Toutefois, cette étape aura été fondamentale dans la construction des politiques énergétiques de notre pays en instaurant le mécanisme d'obligation d'achat de la production d'électricité renouvelable (pour les installations dont la capacité est inférieure à 12 MW). Non seulement il garantit un débouché, mais son prix défini à l'avance par le pouvoir réglementaire et maintenu pendant 20 ans, assure la viabilité économique de productions dont le coût était beaucoup plus élevé que la production issue du charbon ou du nucléaire. Le dispositif évoluera, mais ne sera jamais remis en cause par la suite. **Il participe à sa façon à la souveraineté énergétique de la France.**

Les dispositifs qui ont succédé ne semblent pas avoir donné de résultats plus probants, mais ont néanmoins permis de **poursuivre la progression des EnR** en France.

On note tout de même une accélération de la croissance des consommations relevées par RTE à partir de 2014, qu'il est raisonnable de considérer comme largement imputable au développement des EnR pendant les années Grenelle. On pourrait également rattacher à leur bilan les 480 MW du parc d'éoliennes en mer de Saint-Nazaire qui a été inauguré en septembre dernier mais avait été initié sous le mandat de M. Sarkozy.

De fait, **les ambitions portées par les gouvernements de M. Nicolas Sarkozy étaient élevées s'agissant des EnR** : la loi Grenelle I visait en effet un doublement de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité d'ici 2020.

Le mix électrique était alors produit à plus de 77 % à partir d'énergie nucléaire, à 10,9 % à partir d'énergies fossiles et à 11,9 % à partir d'énergies renouvelables (dont plus de 87 % d'origine hydraulique). Dans la mesure où cela incluait l'hydroélectricité, dont le potentiel ne pouvait être significativement augmenté, cela supposait une véritable accélération des autres filières, voire une multiplication par dix de l'éolien et du solaire. Mme Nathalie Kosciusko-Morizet précise que, dans leurs calculs, ce doublement reposait en particulier sur la multiplication par deux du bois-énergie, des mesures liées aux réseaux de chaleur et une accélération du photovoltaïque.

Le fonds chaleur, qui encourage les entreprises à développer la chaleur renouvelable, les réseaux de chaleur ou encore la valorisation de la biomasse, devait permettre de couvrir un quart de ces actions. Il a été lancé avec un investissement d'un milliard d'euros pour la période 2009-2011. Le fonds déchets, qui était jusqu'alors essentiellement consacré à l'aide aux incinérateurs, a été relancé et réorienté vers des projets accordant davantage de place au recyclage. Par ailleurs, les compléments financiers prévus dans les contrats de plan État-régions ont été multipliés par cinq et le tarif de rachat des EnR a été étendu à toutes les collectivités, afin d'inciter les collèges et les lycées à développer leurs propres installations de production.

Toutefois le plus innovant dans la stratégie adoptée par le gouvernement de l'époque fut sa volonté de **coupler les objectifs environnementaux et la politique énergétique avec la politique en faveur de l'emploi et la politique industrielle.**

« *Les politiques énergétiques doivent se doubler d'un sens économique, social et industriel* », observe Mme Kosciusko-Morizet.

« *Nous ne défendons donc pas une simple série de mesures environnementales, mais **une politique globale** qui tissait des liens avec d'autres dimensions. Nous avons connu des réussites en la matière : le fonds chaleur a généré la création de 10 000 emplois. À ce titre, je suis fière de la politique en faveur de l'éolien en mer que j'ai lancée en 2011.* » Des critères de production locale ont notamment été intégrés dans les cahiers des charges des appels d'offres, afin de développer une réelle industrie de production locale.

A contrario, le manque de couplage avec la politique industrielle a sans doute été un facteur de ralentissement, selon elle.

D'après Mme Kosciusko-Morizet, sur l'éolien terrestre par exemple, la France avait pris du retard sur le plan industriel. Les volumes produits par la chaîne de valeur française seraient restés faibles par rapport aux Danois et aux Allemands, qui auraient été les véritables bénéficiaires industriels de la montée en puissance de l'éolien européen. Dans ce contexte, il apparaissait difficile de lancer une base industrielle nationale. Cela a pu jouer sur le manque d'appétence des populations locales.

La filière solaire nationale était aussi balbutiante, en dépit du fait que la technologie des panneaux photovoltaïques était d'origine française. En outre, la Chine avait entrepris d'en conquérir le marché mondial, mettant tout son poids pour décourager ses compétiteurs. L'Allemagne en avait fait elle-même les frais et voyait sa chaîne de valeur périlcliter face à la concurrence chinoise.

Cette distorsion de concurrence est une des causes du **moratoire décidé en décembre 2010 sur les aides au photovoltaïque**. L'ancienne secrétaire d'État chargée de l'écologie rappelle le contexte de cet épisode : « *La politique en faveur du solaire reposait majoritairement sur des subventions de long terme pesant largement sur les générations futures et profitant seulement à des emplois d'installation et de maintenance, sans développement d'une base industrielle. Les panneaux étaient pour l'essentiel importés. Nous avons donc lancé des appels d'offres avec des critères bas-carbone pour favoriser la production locale. Un critère de bilan carbone, qui prenait en compte l'impact du transport des panneaux, a été établi pour tenter de contourner les règles de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) et pour limiter les importations depuis la Chine. Cependant, nous n'avons pas rencontré le même succès que pour l'éolien en mer. Au fil des années, les appels de l'offre ont abandonné les critères bas-carbone. La Commission européenne s'est cette fois montrée plus sévère sur le sujet.* »

Résultat, le financement des champs solaires ne bénéficiait que très ponctuellement à l'emploi local – au travers des activités d'installation et de maintenance – et peu à l'emploi européen, qui peinait à se maintenir.

Dans le même temps, portés par des tarifs de rachat très élevés à cette époque (en particulier depuis que le Premier ministre M. Dominique de Villepin les avait doublés en 2006) et d'autant plus avantageux que les panneaux solaires chinois étaient meilleur marché, les projets d'installations photovoltaïques se sont multipliés, représentant **un coût annuel disproportionné** pour le gain en énergie qu'ils apportaient – Dans un rapport publié le 18 avril 2018 ⁽¹⁾, la Cour des comptes a estimé que les garanties accordées avant 2011 pour le solaire photovoltaïque représenteront encore 2 Md€ par an jusqu'en 2030, pour une production équivalent à 0,7 % du *mix* électrique...

Le moratoire n'était pas rétroactif et n'aura duré que trois mois, mais on lui reprochera longtemps d'avoir cassé la dynamique de la filière solaire. Il est en réalité, et *a posteriori* encore davantage, difficile d'en juger car la filière était quasi-inexistante à l'époque. Les statistiques du SDES ne commencent à décompter la production photovoltaïque qu'à partir de 2008, avec 0,2 TWh. En 2010, elle atteignait 0,6 TWh, 2,1 TWh en 2011 et 4,1 TWh en 2012.

Il ne semblait en tout cas pas absurde de réviser les modalités de soutien à la filière telle qu'elle existait, au vu des montants engagés.

(1) *Le soutien aux énergies renouvelables. Communication à la commission des finances du Sénat.*

Enfin, comme Mme Kosciusko-Morizet l'a constaté, **un lien fort entre des implantations d'EnR et le développement économique local ou la compétitivité nationale favorise leur acceptation sociale, voire leur appropriation.** À l'inverse, *« les objectifs environnementaux qui ne s'accompagnaient pas directement de bénéfices en matière d'emplois ou de compétitivité – du moins, pas à la hauteur de l'investissement qu'ils requéraient – étaient plus tributaires des conditions macroéconomiques : nous pouvions lancer ces mesures lorsque nous avions suffisamment d'argent, mais ils étaient mis à l'arrêt dès lors que nous n'y en consacrons plus. »*

c. Le nucléaire, devenu un objet politique très clivant, rate des rendez-vous industriels importants pour l'avenir

- i. La fermeture de Superphénix constitue une erreur stratégique majeure et ouvre une décennie floue sur l'avenir de la filière nucléaire française

Il serait exagéré d'imputer aux acteurs politiques au pouvoir du milieu des années 1990 et à la fin des années 2000 une trop grande responsabilité dans la situation dégradée que connaît actuellement notre parc nucléaire, et par suite notre souveraineté énergétique.

À cette date, les premières générations de réacteurs avaient déjà été remplacées ; et gouvernants, gestionnaires et experts faisaient tous le constat que les projets en cours suffiraient durablement aux besoins du pays et devraient même dégager un substantiel excédent de production. Cette conviction de pouvoir bénéficier d'une électricité domestique abondante pendant longtemps a perduré jusqu'à la fin des années 2000. Le dernier lancement d'un chantier nucléaire remontait déjà à six ans, en 1991 et le seul projet encore officiellement envisagé était celui de la centrale du Carnet, qui trainait depuis plus de 20 ans.

Le Premier ministre M. Lionel Jospin arrivait avec le programme de sa coalition d'un moratoire sur la construction de nouveaux réacteurs, d'un autre sur le MOX ainsi que de la fermeture du surgénérateur Superphénix⁽¹⁾. Néanmoins, seule cette dernière est expressément confirmée dans sa déclaration de politique générale faite à l'Assemblée nationale le 24 juin 1997, qui exprime dans le même temps un avis fondamentalement positif sur le nucléaire ; *« Si l'industrie nucléaire est un atout important pour notre pays, elle ne doit pas pour autant s'exempter des règles démocratiques, ni poursuivre des projets dont le coût est excessif et la réussite très aléatoire : c'est pourquoi le surgénérateur qu'on appelle "Superphénix" sera abandonné. »*

(1) *Pour rappel, il prévoyait de « réorienter la politique énergétique en instaurant un moratoire sur la construction de réacteurs nucléaires et sur la fabrication du combustible MOX (mélange d'oxydes) jusqu'en 2010, tout en augmentant fortement les crédits pour les économies d'énergie et les énergies renouvelables. Cette politique passe notamment par la fermeture de Superphénix, la réversibilité du stockage des déchets nucléaires en rééquilibrant les crédits de recherche par application réelle de la loi Bataille. Le retraitement à La Hague sera revu, ce qui suppose une surveillance accrue du site et un nouvel effort de recherche. En outre, aucun nouveau contrat de retraitement ne sera souscrit. Le vote d'une loi sur l'énergie aura lieu, au plus tard en 2005. »*

Il reste néanmoins que l'arrêt du surgénérateur Superphénix, confirmé dès les débuts de son gouvernement, a envoyé un message négatif sur l'avenir du nucléaire, déstabilisant la filière, tout en confortant les revendications antinucléaires.

L'HISTOIRE HEURTÉE DU SURGÉNÉRATEUR SUPERPHÉNIX

Superphénix est un ancien prototype français de réacteur surgénérateur à neutrons rapides (RNR) à caloporteur sodium, d'une puissance thermique de 1 240 mégawatts électriques (MWe). Mis en service à Creys-Malville en 1986, il était conçu pour produire de l'électricité et était refroidi par du sodium liquide. C'est le seul RNR à avoir atteint le seuil de production industrielle d'électricité.

Le principe de fonctionnement des réacteurs à neutrons rapides

Dans un réacteur nucléaire conventionnel à neutrons lents (RNL), l'énergie vient de la fission des noyaux d'uranium 235. La fission de l'uranium 235 est obtenue par des neutrons lents, c'est-à-dire ralentis par un modérateur (eau ou graphite) jusqu'à une énergie de l'ordre de l'électron (eV). Pour qu'une réaction de fission s'auto-entretienne, il faut enrichir l'uranium naturel au moins jusqu'à une teneur de 3 à 5 % en uranium 235.

Dans un réacteur nucléaire à neutrons rapides (RNR), le combustible de base est l'uranium 238. Cet isotope est dit « fertile » car il a la propriété d'absorber un neutron rapide (énergie d'environ 1 MeV) pour se transformer en plutonium 239, lequel est lui-même fissile sous l'impact d'un autre neutron rapide. La fission du plutonium 239 dégage trois neutrons ainsi qu'une énergie considérable transformable en chaleur. Sur ces trois neutrons, statistiquement, l'un provoque une nouvelle fertilisation (régénération), le second une nouvelle fission énergétique (de plutonium 239), et le troisième, s'il survit à une capture stérile (probabilité de 50 %), peut « surgénérer » un second atome de plutonium s'il est en présence d'atomes d'uranium 238 en excédent.

Les RNR consomment donc, sans enrichissement préalable ni modérateur, une ressource encore abondante (l'uranium 238) qu'ils transforment transitoirement en plutonium 239 pour en extraire l'énergie de fission, et qu'ils peuvent même surgénérer. De cette manière, les RNR peuvent obtenir des rendements près de 100 fois supérieurs à ceux des réacteurs de type REP.

Le fonctionnement technique de Superphénix

Le cœur de Superphénix utilisait comme combustible un mélange composé de 80 % d'uranium 238 fertile (naturel ou appauvri) et de 20 % de plutonium 239 fissile.

Superphénix utilisait du sodium liquide à 550°C comme liquide caloporteur primaire. 5 000 tonnes de sodium étaient présentes dans les canalisations de Superphénix. Le sodium est un excellent caloporteur avec des caractéristiques hydrauliques voisines de celle de l'eau mais qui ne ralentit pas les neutrons. Il pose en revanche des problèmes de sûreté car il s'enflamme au contact de l'air et explose en présence d'eau. Un cycle indirect de type piscine était donc nécessaire pour éviter une réaction entre le sodium et l'eau du circuit de production d'électricité.

Situé à l'intérieur de la cuve principale, le cœur du réacteur de Superphénix était noyé dans une piscine de sodium. Ce sodium, en contact direct avec le cœur, était chauffé à partir de l'énergie dégagée par la fission nucléaire. Ce circuit primaire de sodium échangeait ensuite sa chaleur avec un circuit secondaire de sodium, à travers un échangeur de chaleur intermédiaire. Ce circuit de sodium secondaire cédait à son tour sa chaleur à un circuit eau-vapeur. Ce dernier entraînait les turbines de l'alternateur après vaporisation de l'eau, permettant la production d'électricité.

Comme surgénérateur, Superphénix pouvait produire plus de plutonium qu'il n'en consommait ; et comme incinérateur, il pouvait consommer plus de plutonium qu'il n'en consommait. Il pouvait donc soit régénérer son stock de combustible, soit détruire des déchets radioactifs.

L'historique de Superphénix

Superphénix a été conçu par le CEA et était exploité par la société NERSA, née de la collaboration entre EDF, Enel en Italie et SBK en Allemagne. Le fonctionnement des installations était confié à EDF.

Il a été précédé par le petit surgénérateur de recherche Rapsodie (20 MW thermique) et le réacteur expérimental Phénix, construit en 1968 (250 MWe). Superphénix est officiellement autorisé par le gouvernement français le 12 mai 1977 (les travaux préliminaires ont déjà commencé) ; malgré de fortes oppositions, il est mis en service en 1986.

Des problèmes techniques (une première fuite de sodium dans le barillet en 1987 puis dans un circuit primaire en 1990 – mais aucune fuite à l'extérieur) nécessitent des actions correctrices prolongées au cours de ses quatre premières années de fonctionnement. L'effondrement du toit de la salle des machines en décembre 1990 prolonge son arrêt. Une nouvelle enquête publique est engagée le 23 décembre 1992. Elle donne un avis favorable au redémarrage en juin 1993, mais un nouveau décret d'autorisation n'est signé que le 11 juillet 1994, avec pour finalité la recherche et la démonstration (et non plus la production d'électricité).

Fin 1994, un incident mineur l'arrête à nouveau jusqu'à septembre 1995. En 1996 il produira 3,392 TWh, soit un facteur de charge de 31 %. Mais en décembre 1996, il est à nouveau arrêté pour sa visite décennale. Ce sera définitif.

Le 28 février 1997, le Conseil d'État annule le décret de 1994 en raison du décalage entre les missions de recherche inscrites dans le décret et celle de réacteur nucléaire qui avait été soumise à enquête publique. Sa nouvelle mission demande à être soumise à une nouvelle enquête publique.

Finalement, le 19 juin 1997, le Premier ministre Lionel Jospin annonce sa fermeture. Elle est actée par décret le 30 décembre 1998.

M. Lionel Jospin reconnaît que cette décision avait une origine politique : l'accord signé avec Les Verts pendant la campagne des législatives. Les électeurs avaient été informés de l'intention et avaient fait leur choix.

Sans pourtant produire aucun élément pour étayer ses déclarations et en contradiction avec la quasi-totalité des avis des personnes auditionnées (à l'exception de Mme Lepage et de Mme Voynet, fortement engagées pour la fermeture de Superphénix), l'ancien Premier ministre explique que sa décision reposait fondamentalement sur des raisons industrielles, à la fois techniques et financières : « *La technologie du surgénérateur était séduisante théoriquement. Le plutonium obtenu lors de l'utilisation de l'uranium dans les centrales classiques laissait espérer un usage comme combustible pour produire de l'électricité dans la filière du surgénérateur. En outre, la transmutation espérée des matières nucléaires semblait ouvrir une voie à l'élimination des déchets. Mais la centrale dite surgénérateur lancée à Creys-Malville en 1977 et terminée en 1987 était un échec industriel. Elle n'avait jamais fonctionné de façon stable, elle avait subi un incident sur incident et connu de longs arrêts de fonctionnement. Les technologies employées étaient risquées, puisque le sodium explose au contact de l'eau et elles n'étaient pas maîtrisées après 20 ans d'efforts. Le projet, qui devenait lourd financièrement pour EDF, ne promettait pas le succès.* »

M. Jospin précise que « *Superphénix était à la fois un prototype de recherche et à visée industrielle. S'il avait été uniquement dans le champ de la recherche, les recherches auraient été poursuivies comme elles le sont avec ITER sur la fusion. Nous ne savons pas si ITER aboutira en 2035 ou en 2045. De*

nombreux pays acceptent de dépenser des sommes importantes dans une technologie future et dans une recherche qui est d'abord fondamentale. Superphénix était une centrale et non seulement un prototype de laboratoire. Les coûts financiers pour EDF étaient considérables ». ⁽¹⁾

Un rapport de la Cour des comptes, publié en octobre 1996 – qui examinait les comptes et la gestion au 31 décembre 1994 de la société NERSA ⁽²⁾ – avait déjà relancé le débat sur la question de remettre de l'argent dans Superphénix alors qu'il existe toujours « *des interrogations sur l'utilité et la pérennité de cet outil* ». Le surgénérateur aura en effet nécessité plus de 60 milliards de francs (1994), soit 12 Md€ (2010) depuis vingt-cinq ans, pour des recettes de moins de 2 milliards de francs. La Cour s'est également interrogée sur l'intérêt économique de poursuivre l'exploitation de Superphénix comme incinérateur de déchets nucléaires, mais elle relève que techniquement, il ne peut détruire que 1 à 2 % de la production annuelle de plutonium des centrales françaises.

Mme Corinne Lepage était alors ministre de l'Environnement. Elle a fait appel à un groupe de scientifiques, la « Commission Castaing », pour évaluer la situation. Leur rapport concluant que Superphénix pouvait fonctionner correctement sous la forme d'un centre de recherche, comme cela avait été décidé en 1994, le Gouvernement de M. Juppé a donc choisi de conserver un outil qui existe pour les besoins de la recherche nucléaire. Toutefois, quand le Conseil d'État a annulé le décret de 1994 en février 1997, considérant notamment que cela présentait un risque important pour la sûreté en raison de la puissance potentielle très élevée du réacteur, Mme Lepage s'est opposée à ce qu'il retrouve un fonctionnement de producteur d'électricité. Le Conseil d'État préconisait une nouvelle enquête publique, que le Premier ministre n'a pas souhaité organiser. Ce dernier a alors consulté le Conseil d'État sur la possibilité de reprendre directement un nouveau décret limité à une seule activité de recherche. Mais « *nous n'aurons jamais la réponse, car nos successeurs ont décidé de fermer Creys-Malville et ont demandé au Conseil d'État de ne pas rendre son avis* », commente Mme Lepage.

Outre l'engagement électoral initial, la nouvelle majorité voyait pour sa part les pannes récurrentes, les coûts de fonctionnement élevés, la menace du retrait de leurs partenaires italiens et allemands et le risque de sûreté potentiel.

Sans fournir d'élément qui permette d'étayer ses déclarations, Mme Dominique Voynet indique notamment : « *Au moment de décider, nous disposions des avis nuancés de certains des cadres dirigeants de la filière nucléaire, conscients des difficultés liées au saut quantitatif que représentait cet équipement par rapport à Rapsodie et à Phénix – d'une puissance de 20 et 250 mégawatts,*

(1) ITER est en effet financé par les contributions des pays participants et par le budget de l'État pour la France. C'était également le cas pour les charges de recherches et développement supportées par le CEA ; en revanche, la maintenance de Superphénix était portée par EDF.

(2) Rapport public annuel de la Cour des comptes au Président de la République pour 1996, transmis par Mme Corinne Lepage.

respectivement – et aux nombreux arrêts pour panne et réparation. (...) Ils étaient tous en proie au doute. »

En réponse à la Cour des comptes, dans le rapport précité, les ministres de l'industrie, de l'économie et des finances et du budget de l'époque confirmaient que *« la décision de construire Superphénix a été prise en 1974 dans un contexte de forte croissance économique, alors qu'il devenait manifeste que les énergies primaires ne seraient pas inépuisables et que la France engageait un ambitieux programme de centrales nucléaires à eau pressurisée. Toutefois, on constate a posteriori que le passage direct d'un réacteur de 250 mégawatts (Phénix) à un prototype de taille industrielle de 1 200 mégawatts était un choix excessivement optimiste et que la complexité de la technologie a entraîné des surcoûts d'investissement et des difficultés de fonctionnement importantes. »*

En outre, ajoute Mme Voynet, *« plusieurs nous ont dit que tout ce que l'on faisait avec Superphénix pouvait être effectué avec Phénix, qui venait de bénéficier de travaux importants de modernisation »* – Cela ne concernait cependant que ses activités de recherche, convient-il de préciser.

Superphénix est alors définitivement fermé en décembre 1998 et le réacteur Phénix autorisé à redémarrer (initialement jusqu'en 2004).

Treize ans après, le démantèlement de Superphénix est toujours en cours, pour un coût total d'environ 2 Md€, selon les calculs de M. Cédric Lewandowski, qu'EDF assume seule, sans compter les dédommagements qu'elle a dû verser à ses anciens partenaires.

Au vu des débats qui se sont poursuivis autour de Superphénix et des autres essais de réacteurs à neutrons rapides, au vu des investissements considérables qui avaient été consentis et achevés, au vu des enjeux que représente la « fermeture du cycle » pour l'indépendance énergétique de la France et pour la performance de la recherche et développement nationale, le rapporteur estime que la fermeture de Superphénix, sans débat ni implication de la Représentation nationale, constituent une erreur et une faute stratégique lourde dont les conséquences se font sentir aujourd'hui.

Certes, le Parlement n'avait pas été consulté lors du lancement du projet ; mais le rapporteur relève, en premier lieu, qu'il est contradictoire de prendre cette décision de fermer Superphénix de manière unilatérale et de défendre par ailleurs l'importance d'un débat démocratique sur l'avenir du parc nucléaire.

Certes, l'ancien administrateur général du CEA, M. Yannick d'Escatha, confirme que certaines recherches sur les neutrons rapides dont le CEA était responsable ont pu en effet se faire dans Phénix, jusqu'à son arrêt le 1^{er} février 2010. Mais elles n'ont évidemment pas offert les mêmes possibilités d'acquisition de connaissances et d'amélioration de la technologie des réacteurs de quatrième génération.

Au reste, tout en admettant que « *le passage de 125 à 600 mégawatts est une extrapolation dont le coefficient n'est pas habituel* », M. d'Escatha, également ingénieur, a affirmé au rapporteur que « *le réacteur Superphénix, après avoir été 'déverminé', comme tous les prototypes [c'est-à-dire qu'il faut le mettre au point pour corriger ses imperfections initiales avant de l'industrialiser], aurait parfaitement bien fonctionné* ».

Il est regrettable de penser que la France pourrait avoir ainsi renoncé à une technologie déjà au stade du prototype industriel, qui permettait aussi bien de produire du combustible de façon quasi cyclique, limitant les importations à un niveau très faible, que d'absorber une partie des déchets nucléaires dont nous ne savons que faire aujourd'hui.

Même si la Cour des comptes en soulignait la faible portée, l'option de transformer Superphénix en incinérateur de déchets à vie longue aurait pu au moins être discutée.

Le plus dommageable est que **la filière nucléaire française a perdu là une partie de son avance dans la recherche de pointe qui faisait sa réputation mondiale**, et laissé la place à ses concurrents.

M. Gadonneix reconnaît que Superphénix « *n'était pas encore un succès industriel* ». Mais « *il n'est pas possible d'être un leader mondial – ce que nous étions – sans être à la pointe de la recherche. Les surgénérateurs restent une voie d'avenir mais nous n'y sommes pas présents – c'est très ennuyeux.* »

M. Pascal Colombani, qui a succédé à M. d'Escatha comme administrateur général du CEA, explique que la décision a eu un impact négatif immédiat dans ce domaine : « *Cette décision a (...) eu des effets délétères à l'étranger. Nos partenaires japonais n'ont pas compris pourquoi nous opérions ce choix alors que, à leurs yeux, nous étions les leaders* » et que d'autres pays ont poursuivi ces recherches.

Sept ans plus tard, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programmation fixant les orientations de la politique énergétique, adoptée sous le gouvernement de M. Raffarin, a rouvert la piste des réacteurs dits de quatrième génération comme objet de recherche sur les technologies nécessaires à une gestion durable des déchets nucléaires. Puis, sous le gouvernement de M. de Villepin, la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs a confirmé **le projet ASTRID** avec l'objectif « *de mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020* ». Il a fallu cependant attendre le 9 septembre 2010 pour que soit signée la convention entre l'État et le CEA fixant les objectifs du projet ASTRID ainsi que celui du réacteur Jule Horowitz et qu'un budget pluriannuel de 651,60 M€ soit voté dans la loi de finances rectificative pour 2010 au titre du premier Plan d'investissements d'avenir.

Entretemps, **12 années de recherches au ralenti s'étaient écoulées.**

ii. La filière s'est fragilisée et fractionnée au détriment de l'« Équipe France »

M. Colombani observe par ailleurs que l'arrêt de Superphénix a durement affecté le moral des chercheurs du CEA et probablement aussi d'EDF. Cette décision n'a pas accéléré le départ des compétences de la filière. La fin du cycle de construction des centrales en France en est la première cause.

En revanche, la fermeture de Superphénix a amenuisé un peu plus les perspectives professionnelles dans la filière nucléaire et amoindri encore son image de voie porteuse d'avenir ou de défi scientifique, décourageant les jeunes compétences de venir travailler dans le secteur, alors même que celui-ci commençait à devoir gérer le renouvellement des générations qui avaient construit nos réacteurs.

Pour autant, comme cela a été précédemment relevé, les responsables politiques ont mis des années avant de commencer à prendre la mesure du phénomène et des dégâts qu'il va entraîner.

Mais dans ces années 1990-2000, force est de constater que le travail de sappe de la filière nucléaire est aussi venu d'elle-même. Avec un marché national très amoindri et des marchés mondiaux très concurrentiels, une compétition féroce s'est en effet développée entre ses deux principaux acteurs, EDF et Areva. Au lieu de dynamiser la filière, **elle a tourné à une sorte de guerre fratricide, qui a fini par nuire aux intérêts de l'« Équipe France ».**

En premier lieu à l'entreprise Areva elle-même. Elle est née en 2001 du regroupement des activités de grandes entreprises de la chaîne de valeur nucléaire, Cogéma, CEA Industrie et Framatome – absorbé par AREVA NP en 2006. Essentiellement détenue par l'État, spécialiste internationale de la construction de réacteurs nucléaires, mais aussi acteur de poids mondial dans les combustibles nucléaires, elle a le vent en poupe. Dix ans plus tard, les responsables politiques s'inquiètent des graves difficultés de l'entreprise, étranglée par les dérives du chantier de l'EPR finlandais d'Olkiluoto et par l'échec onéreux de l'achat de la société UraMin. Areva sera dès lors soumise à plusieurs cessions d'activités importantes à partir de 2010 et d'une complète réorganisation industrielle entre 2016 et 2018, date à laquelle l'entreprise devient Orano.

Pour l'historique et l'analyse détaillée du processus jusqu'en 2012, on peut se reporter utilement au rapport des Députés Marc Goua et Camille de Rocca-Serra de mars 2012. ⁽¹⁾

Interrogée par la commission d'enquête, Mme Anne Lauvergeon, qui fut présidente du directoire d'Areva jusqu'en 2010, rappelle que la filière était à un tournant crucial : celui du renouvellement de ses compétences, alors que les

(1) *Assemblée nationale, Rapport d'information n° 4463 relatif à la situation financière et aux perspectives d'Électricité de France et d'Areva, 7 mars 2012.*

personnels qui avaient été recrutés en grande quantité au moment du démarrage du nucléaire étaient désormais proches de la retraite ou déjà partis en retraite et celui de la fragilisation de Framatome et Cogema qui « *avaient construit toutes leurs usines dans la logique de servir EDF* » face à l'arrêt du programme nucléaire français, à un moment où certaines usines devaient faire l'objet d'une réévaluation par l'ASN. Pour rebondir, Areva a choisi de « *reconstruire des compétences et des usines* » et de renforcer sa place sur le marché international – avec l'idée d'« *aller au-delà de son rôle de sous-traitant d'EDF* », commente M. Éric Besson – et l'ambition de couvrir toute la chaîne de valeur de la filière.

Cette stratégie s'est révélée trop aventureuse pour Areva et n'était pas partagée par EDF qui « *estimait être le chef de file du nucléaire en France* » (M. Jean-Louis Borloo). Le président directeur général d'EDF du début des années 2010, M. Henri Proglio, aurait même eu la volonté de prendre le contrôle d'Areva, rapporte M. Pierre-Marie Abadie.

S'est alors développée une compétition plus mortifère que rentable. Chacun a poussé ses pions sur le marché mondial (Finlande, Chine) sans bénéficier des synergies qu'offrait la chaîne de valeur complète dont bénéficiait la France, en faisant parfois de la surenchère, voire en ne partageant pas les données nécessaires – Dans son rapport sur la filière EPR de juin 2020, la Cour des comptes a rappelé que « *les rivalités entre les deux groupes publics nationaux, non arbitrées par les autorités politiques de l'époque, se sont traduites par une surenchère dangereuse pour la filière nucléaire française* ». M. Borloo se rappelle que « *Les polémiques entre les deux entreprises étaient incessantes et quotidiennes de part et d'autre* ».

Le pic a été atteint avec l'échec, en janvier 2010, de la candidature de la filière française à l'appel d'offre des Émirats Arabes Unis pour développer leur parc nucléaire, avec un budget de 20 Md€ à la clé. Malgré l'intervention du Président de la République Nicolas Sarkozy, Abu Dhabi se décide pour la proposition coréenne, plus adaptée en taille à ses besoins et moins coûteuse. Mais ce ne sont pas les seules raisons. Les observateurs rapportent que les différentes entreprises françaises qui devaient porter ensemble le projet ont avancé leurs projets séparément, sans coordination ; en outre, le client émirien ne connaît qu'EDF lequel avait d'abord refusé de participer. Quand il rejoint l'« Équipe France », il est trop tard. ⁽¹⁾

Les stratégies concurrentielles de ces entreprises ont causé de lourds dégâts. Ce conflit a créé, au surplus, une crispation dans l'ensemble de la filière. « *Une partie de l'expertise, issue du monde de la recherche du CEA, craignait de se retrouver prise en otage dans cette bataille* » se souvient Mme Kosciusko-Morizet, ce qui aura nui à la bonne gestion du *design* puis du chantier de l'EPR, estime-t-elle. Le « rapport Roussely » de 2010, précédemment évoqué, n'a pas manqué de souligner le problème que représentaient l'absence de coordination de la filière et les mésententes entre ces acteurs majeurs du secteur.

(1) Cf. notamment l'article des « Échos » du 11 janvier 2010.

Si les dirigeants des entreprises concernées portent une responsabilité directe dans cette situation, on peut cependant s'interroger – à l'instar de M. Daniel Verwaerde, ancien administrateur général du CEA – *« sur la manière dont l'État, dans la décennie qui a précédé cette déconfiture, avait contrôlé le fonctionnement du groupe Areva pour que de telles difficultés apparaissent »* et **plus généralement – ajoute le rapporteur – le fonctionnement des grands champions de la filière, qui étaient pourtant détenus par l'État ou des personnes publiques.**

Or, **ce n'est qu'à partir de 2010 que les responsables politiques se sont réellement emparés du problème.** Le ministre chargé de l'Industrie du gouvernement de François Fillon, M. Éric Besson, a indiqué à la commission d'enquête avoir reçu une feuille de route claire du Président de la République et du Premier ministre qui consistait à réorganiser la filière nucléaire nationale. Il explique avoir d'abord tenté de le faire par la concertation. Puis, à la suite de l'échec d'Abu Dhabi et du « rapport Roussely », il a eu mandat d'installer un comité stratégique de l'énergie nucléaire, créé le 25 juillet 2011, au sein duquel EDF a été explicitement désigné comme chef de file. Le même jour, un nouveau partenariat stratégique, technique et commercial a été signé entre EDF et Areva.

Le rapporteur déplore qu'il ait fallu attendre si longtemps, et cumuler autant de difficultés pour les acteurs de notre filière stratégique, avec notamment l'affaiblissement important d'un ancien champion français, avant que les gouvernements n'assainissent la situation.

Cela doit nous amener à **réfléchir à la manière dont l'État doit conduire sa gestion des entreprises publiques et sa stratégie industrielle**, plus généralement.

- iii. Un tournant majeur, et transpartisan, a néanmoins été réalisé sur la sûreté nucléaire, sur la transparence en la matière et sur la gestion des déchets

Les protestations contre le programme nucléaire ont accompagné son développement depuis les années 1970. Mais la catastrophe de Tchernobyl en 1986 est venue aviver la suspicion et les peurs que cette technologie peut susciter. Les controverses se sont notamment développées autour de la communication des pouvoirs publics sur l'évènement, qui ont fortement marqué les opinions publiques jusque dans notre pays, rappelle M. Yves Bouvier. L'accident de Tchernobyl a soulevé en particulier **la question de la sous-estimation de ses effets et de la nécessité d'une expertise indépendante.** Cela a d'ailleurs conduit à la mise en place de la Commission de recherche et d'Information indépendantes sur la radioactivité en mai 1986.

Dans les années 1990, les critiques, et même l'hostilité de certains courants politiques, s'étaient aussi cristallisées sur **le problème de la gestion des déchets à long terme.**

Le CEA, en partenariat avec Framatome, EDF, Siemens, les nouvelles autorités de sûreté françaises et allemandes, se sont aussitôt mis à travailler sur le

renforcement de la sûreté des technologies nucléaires. Cela a exigé du temps – le temps long de la recherche – mais a abouti à des résultats reconnus dans de nombreux pays.

M. Yannick d'Escatha, ancien administrateur général du CEA, le raconte : *« Ces recherches avaient trois volets. Premièrement, il s'agissait de réduire la probabilité de fusion du cœur ; on visait une réduction d'un facteur 10. Deuxièmement, on envisageait le cas où, malgré toutes nos précautions, l'accident se produisait. Si le cœur avait fondu, comment maintenir la radioactivité à l'intérieur de l'enceinte de confinement, pour que rien ne sorte ? Il fallait inventer des dispositifs spécifiques. Troisièmement, il fallait faire toutes ces démonstrations de manière déterministe : cela signifie qu'on n'était pas dans le registre des probabilités. Beaucoup d'autorités de sûreté s'appuient sur des évaluations probabilistes de sûreté. Nous, nous voulions nous assurer que, si le cœur venait à fondre, rien ne sortirait.*

« Ces travaux ont pris des années et ont conduit à des innovations déterminantes. Je pense à toutes celles qui ont effectivement permis de réduire la probabilité d'un accident : l'instrumentation, le contrôle commande, la multiplication des circuits de sécurité. Mais je songe surtout au récupérateur de corium, ou core catcher, que peu de pays ont réussi à mettre au point. C'est un dispositif qui doit permettre de récupérer le cœur fondu s'il passe à travers la cuve et de l'étaler pour le refroidir, sur des couches de béton sacrificielles. Tout cela a été mis au point dans les installations du CEA à Cadarache. Le refroidissement se fait de manière passive et ne nécessite pas de sources d'énergie : c'est la gravité qui agit.

« Les technologies conçues pour ce système ont atteint la totalité des objectifs. Les performances et les caractéristiques de ce réacteur ont été homologuées par les autorités de sûreté non seulement en France mais également au Royaume-Uni, aux États-Unis, en Finlande et en Chine. »

Contrairement aux autres problématiques relatives au nucléaire, **les gouvernants français n'ont pas été en reste.**

M. Lionel Jospin a même fait de la sécurisation de la filière nucléaire un des axes prioritaires de sa politique énergétique. **Il a ainsi mis en place de nombreux dispositifs en réponse, à la fois, aux attentes de sûreté et de transparence sur la sûreté nucléaire et aux défis de la gestion à long terme des déchets radioactifs.**

Ces dispositifs ont été complétés ou renforcés à différentes reprises par des majorités politiques différentes, tous les acteurs politiques et industriels s'accordant en particulier sur la nécessité d'assurer le meilleur niveau de sûreté nucléaire possible.

Le contenu actuel de ces dispositifs a été présenté dans d'autres parties du rapport. On n'y reviendra pas. Mais il est intéressant de rappeler les étapes de leur construction pour montrer le grand mouvement qui s'est engagé à cette période.

• **S’agissant de la sûreté nucléaire et de l’indépendance de ses experts**, indispensable pour offrir l’incontestabilité et la transparence souhaitée par les Français :

– la loi n° 2001-398 du 9 mai 2001 crée une Agence française de sécurité sanitaire environnementale, dont l’article 5 crée l’Institut national de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Il est mis en place dès le début de 2002 par le décret 2002-254 du 22 février 2002.

Mme Voynet observe qu’en donnant des moyens pérennes à la radioprotection (c’est-à-dire la maîtrise des risques pour la santé des populations) et en la rapprochant de la sûreté nucléaire, ils ont « *redonné de la crédibilité aux autorités publiques de contrôle et plus largement à la parole de l’État* » ;

– la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, dite loi TSN, crée le Haut comité pour la transparence et l’information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), instance d’information, de concertation et de débat sur les risques liés aux activités nucléaires.

La direction générale de la sûreté et de la radioprotection (DGSNR) devient par ailleurs une autorité administrative indépendante : l’Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Mme Voynet souligne que si cette réforme s’est traduite dans une loi portée par la majorité suivante, le principe avait été posé par son gouvernement. Au reste la loi de 2006 a été adoptée de manière consensuelle ;

• **S’agissant de la gestion des déchets**, nécessaire au fonctionnement maîtrisé de la filière :

La création de l’Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) remonte à la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs, dite loi Bataille, complétée au cours des années suivantes par :

– le décret du 3 août 1999 autorisant l’ANDRA à installer et exploiter sur le territoire de la commune de Bure (Meuse) un laboratoire souterrain destiné à étudier les formations géologiques profondes où pourraient être stockés des déchets radioactifs ;

– la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, qui conforte les missions de l’ANDRA (de conception et d’exploitation du stockage des déchets), impose la réversibilité du stockage pendant 100 ans, prévoit des modalités de financement et l’adoption tous les trois ans d’un Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) ;

– enfin, la loi n° 2010-237 du 9 mars 2010 de finances rectificative pour 2010 relative aux investissements d’avenir, qui permet d’attribuer à l’ANDRA 100 M€ pour le financement du développement de solutions innovantes de

traitement des déchets radioactifs visant à réduire le volume et la dangerosité de certains déchets difficiles à stocker (la convention est signée le 3 août 2010 entre l'État et l'ANDRA).

*

* *

Au début de la décennie 2010, le système de production électrique national apparaît ainsi très excédentaire, sans assurer l'entièreté des besoins des consommateurs français. Son avenir est en outre interrogé : si les réticences des écologistes vis-à-vis du nucléaire et leur influence entre 1995 et 2002 ont freiné le remplacement du parc, elles n'ont pourtant pas vraiment remis en cause la prépondérance nucléaire dans notre modèle. Ainsi, la relance opérée en 2005 reste timide. Les causes en sont multiples, mais elles inscrivent inéluctablement le parc français dans une logique de prolongation plus que de renouvellement à court et moyen termes, l'exposant, plus ou moins consciemment, au risque qu'une impossibilité technique contraigne les gestionnaires à arrêter l'exploitation de toute une série de réacteurs – ce qui s'est produit moins de dix ans plus tard.

II. LES ANNÉES 2012-2017 – DES OBJECTIFS QUI SE DÉCORRÈLENT PROGRESSIVEMENT DE LA RÉALITÉ ÉNERGÉTIQUE

La décennie 2010 s'ouvre par un accident nucléaire au retentissement mondial survenu le 11 mars 2011 au Japon, dans la centrale de Fukushima Daiichi, à la suite d'un tsunami consécutif à un tremblement de terre. Il ne s'agissait donc pas, comme à Tchernobyl en 1986, d'un accident nucléaire lié aux conditions de fonctionnement interne de la centrale ⁽¹⁾.

La catastrophe de Fukushima : une catastrophe naturelle provoquant un accident nucléaire

Il s'agit d'un accident nucléaire majeur classé au niveau 7 de l'échelle INES, ce qui le place au même degré de gravité que la catastrophe de Tchernobyl (1986), compte tenu du volume important des rejets. Il combine les effets d'un accident nucléaire et d'un tremblement de terre.

Étape 1 : le séisme. Le 11 mars 2011, à 14h46, un séisme de magnitude 9 se produit au large du Japon.

La centrale nucléaire de Fukushima Daiichi perd son alimentation électrique externe : les réacteurs en activité sont automatiquement mis à l'arrêt, et les groupes diesel de secours pour maintenir le fonctionnement des pompes de refroidissement sont activés.

Étape 2 : le tsunami. Le tremblement de terre provoque alors un tsunami qui dévaste la côte Pacifique du pays.

À 15h30, plusieurs vagues hautes de plus de 15 mètres touchent la centrale. S'ensuivent alors plusieurs conséquences : l'endommagement des prises d'eau en mer et la perte des générateurs diesels de secours.

Les moyens de refroidissement de secours ne sont plus opérationnels, les cœurs des réacteurs ne sont donc plus refroidis.

L'eau bout dans la cuve, de la vapeur d'eau est produite et le niveau d'eau diminue dans la cuve. Les cœurs entrent en fusion partielle, avant une stabilisation le 17 mars.

Étape 3 : la montée en pression dans l'enceinte de confinement : la vapeur d'eau qui y est produite fait monter la pression.

Étape 4 : les décompressions du réacteur : ces décompressions sont nécessaires pour éviter l'endommagement de l'enceinte de confinement.

Étape 5 : explosion de l'hydrogène : l'accumulation de l'hydrogène conduit à une explosion dans le réacteur n° 1 le 12 mars, dans le réacteur n° 3 le 14 mars et dans le réacteur n° 2 le 15 mars.

Depuis l'accident, la centrale a été mise hors service, et la durée de son démantèlement est évaluée à quarante ans.

Source : <https://www.asn.fr/l-asn-informe/situations-d-urgence/accident-de-fukushima#les-centrales-nucleaires-de-fukushima>

(1) A Tchernobyl, l'augmentation incontrôlée de la puissance avait conduit à l'explosion du réacteur.

Si l'accident rappelle les risques associés à l'énergie nucléaire dans des zones soumises à des risques sismiques importants, son retentissement notamment médiatique excède de loin ce qui s'est effectivement produit et provoque ce qui fut qualifié d'« hiver du nucléaire ».

Au **Japon**, l'accident est, selon M. Philippe Sauquet, un « véritable traumatisme », accentué par le fait qu'il survient dans un « *pays sophistiqué, doté de très bons ingénieurs et dont le souci de sécurité est au moins égal au nôtre* ». Le pays **décide alors d'arrêter sa production nucléaire**.

Les répercussions de l'accident s'étendent rapidement à d'autres pays. En **Allemagne**, où le choix de sortir du nucléaire avait déjà été fait, Mme Angela Merkel décide immédiatement **d'accélérer le calendrier de fermeture des centrales**. La **Belgique décide de sortir du nucléaire à l'horizon 2025**, et la **Suisse prend la même décision sans fixer d'échéance**. Si tous ces engagements ne se réaliseront pas suivant les calendriers envisagés (le Japon a ainsi progressivement remis en marche une partie de ses réacteurs), le nombre de pays européens soutenant l'énergie nucléaire se réduit. En **Italie**, le nucléaire civil avait été arrêté en 1990, après l'accident de Tchernobyl. En 2008, le Gouvernement de M. Sylvio Berlusconi avait néanmoins annoncé le retour de cette énergie et envisageait la construction d'un EPR. Il déclare y mettre un coup d'arrêt le 19 avril 2011. Ce changement de stratégie énergétique est confirmé par les Italiens qui, lors d'un référendum d'initiative populaire organisé les 12 et 13 juin 2011, expriment à plus de 94 % leur volonté d'abroger la loi autorisant la construction de nouvelles centrales.

Le Royaume-Uni et les pays d'Europe centrale et orientale maintiennent quant à eux leur soutien à l'énergie nucléaire, de même que la France.

Le Président de la République M. Nicolas Sarkozy tient un discours en ce sens le 16 mars 2011 ⁽¹⁾ : « *cet accident nucléaire provoque à travers le monde un certain nombre d'interrogations sur la sûreté des installations nucléaires et les choix énergétiques. La France a fait le choix de l'énergie nucléaire, qui constitue un élément essentiel de son indépendance énergétique et de la lutte contre les gaz à effet de serre. Ce choix a été indissociable d'un engagement sans faille pour assurer un très haut niveau de sûreté pour nos installations nucléaires. L'excellence technique, la rigueur, l'indépendance et la transparence de notre dispositif de sûreté sont reconnues mondialement. Je demeure aujourd'hui convaincu de la pertinence de ces choix* ». Il s'engage à ce que les enseignements de l'accident soient tirés en France en matière de sûreté des installations.

En 2013 ⁽²⁾, lors d'un déplacement au Japon, le Président de la République M. François Hollande se prononce également sur l'accident. Il rappelle l'exigence de sûreté et évoque la diversification des sources d'énergie sans remettre en cause

(1) Déclaration de M. Nicolas Sarkozy, Président de la République, sur l'accident nucléaire au Japon et sur la sûreté nucléaire en France, à Paris le 16 mars 2011.

(2) Déclaration de M. François Hollande, Président de la République, sur les relations franco-japonaises, à Tokyo le 7 juin 2013.

frontalement la poursuite de la filière nucléaire : « *C'est vrai, vous le vivez ici, il y a un après Fukushima. Plus rien ne sera comme avant. Toutes les leçons doivent être tirées pour que pareille catastrophe ne se reproduise plus, ni ici, ni ailleurs. Nous y travaillons. Japon et France, nous devons montrer un niveau de sûreté, incontestable, le meilleur possible, celui qui permettra si des pays en décident souverainement de maintenir une production d'énergie nucléaire. Nous devons également traiter la question des déchets et démanteler les centrales que nous avons décidé de fermer. Voilà aussi un beau défi à relever ensemble, Japon et France ! Nous devons aussi diversifier nos sources d'énergie. Il y a une coïncidence d'intérêts : le Japon et la France ne disposent pas de ressources pétrolières. Raison de plus pour travailler ensemble et faire en sorte que sur les énergies renouvelables nous puissions être, là encore, en avance.* »

En dépit de cette confirmation du choix français de l'énergie nucléaire, et comme l'ont souligné de nombreux experts lors des auditions, **les répercussions sur la filière en France sont importantes.**

Qualifié de « véritable retournement » (M. Pierre-Marie Abadie), la catastrophe a, d'après Mme Anne Lauvergeon « rebattu les cartes du nucléaire ». Mme Catherine Cesarsky, haut-commissaire à l'énergie atomique au moment de la survenue de la catastrophe, explique qu'il a mis un coup d'arrêt à la volonté politique de relance du nucléaire : « Durant près d'un an, nous n'avons parlé que de sûreté (...). Nous ne sommes jamais repartis avec autant d'allant que précédemment. La médiatisation de l'accident y est pour beaucoup ».

La catastrophe de Fukushima crée alors, pour reprendre les termes employés par M. Cédric Lewandowski, « *un nouvel état d'esprit* », qui aboutit à ce que « *l'idée du développement du nucléaire, de son renouvellement et de la construction de nouvelles centrales [quittent] le champ des priorités à ce moment* », dans un contexte où « *l'opinion des leaders d'opinion [bascule] en dessous de 50 % vis-à-vis du soutien au nucléaire* ».

Dans les mois qui suivent la catastrophe, **l'opinion publique se révèle également très marquée.** Un sondage IFOP réalisé le 5 juin 2011 indique que 77 % des Français souhaitent une sortie plus ou moins rapide du nucléaire, 62 % des Français souhaitant un arrêt progressif sur 25 ou 30 ans et 15 % souhaitant un arrêt rapide. Si le niveau d'inquiétude à l'égard des centrales nucléaires baisse assez rapidement (il passe de 56 % en avril 2011 à 42 % en mars 2012), **la catastrophe a un impact sur l'image du nucléaire, et réduit en conséquence tant l'acceptabilité de la filière en général que son attractivité.**

La catastrophe a aussi des **conséquences industrielles et techniques en France**, du fait non seulement de la sortie de l'Allemagne du nucléaire – Siemens se retire du capital d'Areva NP en mars 2011 – et des mesures prises à la suite des évaluations complémentaires de sûreté menées après l'accident (voir chapitre I^{er}, II, D, 2, f), qui impliquent de réaliser de nombreux travaux.

Pour toutes ces raisons, cet accident est une donnée importante du contexte à prendre en considération avant d'étudier l'évolution de la politique énergétique durant cette décennie.

S'agissant de la production énergétique, il est par ailleurs utile de souligner qu'au total, toutes énergies confondues, la production énergétique française reste stable jusqu'à la première moitié de la décennie, avant de commencer à décliner.

La production nationale d'énergie primaire se maintient ainsi à un niveau élevé sur la première moitié de la décennie, pour atteindre un pic de 140 Mtep en 2015.

La deuxième partie de la décennie se traduit en revanche par le début d'une baisse de la production énergétique qui reflète la moindre disponibilité du parc nucléaire. Dès 2016, la production recule deux années consécutives avec des baisses de respectivement 4,8 % en 2016 et de 1,3 % en 2017. La production nucléaire est alors en repli (-7,8 % en 2016), en raison d'un nombre élevé d'opérations de maintenance et de contrôles dans les centrales nucléaires. Après un bref regain productif de +4,2 % en 2018, la production connaît une nouvelle baisse de 2,7 % en 2019, le niveau de la production nucléaire retombant à celui de 2017.

PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE PAR ÉNERGIE

Année	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Production en Mtep	131,1	137,6	139,1	137,9	139,1	140	133	132	138	134

Source : SDES, chiffres clefs de l'énergie, bilans annuels.

Sans entrer plus avant à ce stade dans l'analyse de l'évolution du mix énergétique de la France, l'esquisse de la moindre disponibilité du parc nucléaire à partir de 2016 et la progression continue des énergies renouvelables sont deux tendances observables d'une décennie durant laquelle la politique énergétique demeure principalement concentrée sur la question de l'électricité. La réflexion en termes de sécurité d'approvisionnement se focalisait alors sur la capacité à passer la pointe de consommation qui a atteint, en février 2012, le record, jamais égalé depuis, de 102 GW, et sur la question de l'évolution du parc thermique au gré de la fermeture des centrales au charbon et au fioul décidées par EDF. La fermeture de ces capacités de production, fortement émettrices de CO2 fait d'ailleurs écho à un autre élément de contexte croissant en cette décennie : la prise en considération des contraintes environnementales, incarnée par la préparation de l'organisation à Paris de la Conférence des parties pour le climat en 2021, qui mène à l'adoption de l'Accord de Paris en décembre 2015.

À l'issue d'un cycle d'auditions au cours duquel la commission d'enquête a entendu la plupart des décideurs et acteurs du monde de l'énergie de la période, cette décennie apparaît comme celle d'une stratégie énergétique manquant d'assise scientifique, technique et industrielle.

Avec le recul, le rapporteur constate que nonobstant le progrès qu'a constitué la création de la programmation pluriannuelle de l'énergie, **la politique énergétique a été menée en l'absence d'outils de pilotage, voire contre les conclusions de ces outils (A).**

La commission d'enquête a aussi souhaité apprécier le processus décisionnel qui a conduit à la loi pour la transition énergétique et la croissance verte adoptée en 2015. Cette loi, de l'aveu même de nombreux protagonistes de l'époque, apparaît comme le contre-exemple d'une stratégie énergétique de long terme qui concilie la décarbonation avec la sécurité d'approvisionnement (B).

Enfin, conséquence d'une première décennie de flottement des filières énergétiques puis des signaux envoyés à l'industrie nucléaire, le rapporteur a pris la mesure de la fragilisation de l'industrie énergétique française qui s'est aggravée durant cette décennie (C).

A. LA MISE EN PLACE PARADOXALE D'OUTILS STRATÉGIQUES SANS VISION INDUSTRIELLE DE LONG TERME

Le pilotage de la politique énergétique fait l'objet d'une réflexion dans le cadre de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui aboutit à la prise en compte du besoin de planification (1). Pourtant, qu'il s'agisse des prévisions de consommation (2) et de la définition de la sécurité d'approvisionnement à travers le critère de défaillance (3), les données et prévisions utilisées ne sont pas en phase avec les objectifs industriels, climatiques et souverains du pays.

1. La perception salutaire d'un besoin de planification avec la création de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Avant l'adoption de la n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), la programmation énergétique reposait sur des outils épars, principalement les trois documents de « programmation pluriannuelle des investissements » portant sur la production électrique (PPI électrique), la production de chaleur (PPI chaleur) et le secteur du gaz (PPI gaz).

La LTECV a produit une avancée majeure en dotant la politique énergétique d'un outil de planification unique, fixé par décret : la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Ce document, qui précise la feuille de route de la politique énergétique de la France en vue d'atteindre les objectifs inscrits dans le code de l'énergie, doit permettre de réunir tous les éléments nécessaires à la réalisation de la transition énergétique dans laquelle le pays s'engage. En application de l'article L. 141-1 du code de l'énergie, la PPE définit donc les modalités d'action des pouvoirs publics

pour la **gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental** ⁽¹⁾ afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique.

La PPE : un contenu défini à l'article L. 141-2 du code de l'énergie

La loi énumère les volets devant figurer dans la PPE, qui doivent être consacrés :

- à la **sécurité d'approvisionnement**. Outre la définition du critère de défaillance, ce volet précise notamment les mesures mises en œuvre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et identifie les besoins d'importation d'énergies fossiles, d'uranium et de biomasse ainsi que les échanges transfrontaliers d'électricité prévus dans le cadre de l'approvisionnement ;
- à l'**amélioration de l'efficacité énergétique** et à la **baisse de la consommation d'énergie primaire**, en particulier fossile ;
- au **développement de l'exploitation des énergies renouvelables** et de récupération ;
- au **développement équilibré des réseaux, du stockage** et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;
- à la **préservation du pouvoir d'achat des consommateurs** et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale. Ce volet présente les politiques permettant de réduire le coût de l'énergie ;
- à l'**évaluation des besoins de compétences professionnelles** dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

Les cinq derniers volets doivent préciser les enjeux de développement et de diversification des filières industrielles sur le territoire, de mobilisation des ressources énergétiques nationales et de création d'emplois.

Source : article L. 141-2 du code de l'énergie.

Par la création de la programmation pluriannuelle de l'énergie, la LTECV conçoit une **méthode pertinente pour permettre un pilotage opérationnel de l'action des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie**.

Elle repose sur une approche transversale qui permet **d'appréhender dans une même stratégie l'ensemble des énergies** et des fondements de la politique énergétique (production énergétique, maîtrise de la demande, infrastructures, réseaux etc.).

Elle inscrit le pilotage de la politique énergétique sur le moyen terme : la PPE couvre deux périodes successives de cinq ans ⁽²⁾, et est révisée tous les cinq ans.

(1) La PPE de métropole continentale est élaborée par le Gouvernement. Des PPE sont en outre élaborées pour les zones non interconnectées (la Corse, la Réunion, la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe, Wallis et Futuna et Saint-Pierre et Miquelon), les PPE de chacune de ces zones étant co-élaborée avec les collectivités territoriales.

(2) La seconde période quinquennale envisagée fait l'objet, compte tenu des incertitudes de projections économiques et techniques, de la présentation d'options hautes et basses.

Elle permet de dessiner le chemin à emprunter pour réaliser les objectifs prévus par la loi en fixant les objectifs quantitatifs de la programmation à atteindre. Elle précise, à titre indicatif, l'enveloppe maximale de ressources publiques qui devrait être engagée pour les atteindre et est assortie d'une étude ayant pour objet d'évaluer l'impact économique, social et environnemental de la programmation, ainsi que ses conséquences sur la soutenabilité des finances publiques, sur le développement des réseaux, et sur les prix de l'énergie.

L'établissement de la stratégie énergétique suppose de tenir compte des besoins énergétiques futurs associés aux activités consommatrices d'énergie, mais aussi d'hypothèses diverses telles que l'évolution démographique, la situation économique, la balance commerciale, ou le critère d'efficacité énergétique.

En vue de son élaboration, il est donc fait commande, principalement à RTE, de différents documents techniques. Si la qualité de ces productions est incontestable, le rapporteur a pu constater que les prévisions de consommation, telles qu'elles étaient demandées à l'époque par les pouvoirs publics, ne proposaient pas une analyse suffisamment complète de la situation.

2. Des prévisions de consommation insuffisamment précises faute de commande par le pouvoir politique

Le rapporteur a constaté qu'au contraire des scénarios actuellement proposés par RTE dans le cadre de l'analyse « futurs énergétiques 2050 », **les scénarios de prévision** soumis aux pouvoirs publics **durant la décennie 2010 répondaient à une vision** à la fois **moins prospective et moins complète, qui ne permettait pas de définir une stratégie énergétique correctement éclairée à moyen et long terme.**

Les prévisions de RTE, conformément aux attentes adressées au gestionnaire de transport par le gouvernement, étaient ainsi, à l'origine, purement prévisionnelles et techniques. Elles étaient centrées sur le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, et ne fournissaient pas ou peu d'autres éléments en lien avec les évolutions non seulement climatiques, économiques, industrielles mais aussi sociologiques à venir.

M. Pierre-Marie Abadie, directeur de l'énergie de 2007 à 2014 a confirmé que durant cette période, les modèles de prospectives « *n'étaient pas complets, d'un point de vue technologique, économique et environnemental* », citant l'exemple de l'absence de prise en considération d'éléments tels que la capacité d'épargne des ménages, des ruptures technologiques ou de l'empreinte environnementale des différentes sources d'énergie.

Présentation par RTE du contenu des publications présentées jusqu'en 2016 :

« Jusqu'en 2016, les publications de RTE constituent essentiellement des analyses prévisionnelles à court/moyen terme. :

- Elles évaluent l'impact de la fermeture des moyens de production par rapport au risque probabiliste de défaillance du système électrique ;
- Elles ne se prononcent pas sur la pertinence des choix publics ;
- Elles sont généralement effectuées a posteriori par rapport à la déclaration d'intention des pouvoirs publics ou des acteurs de marché, dont elles prennent acte (sur le charbon, le fioul ou le nucléaire), qu'elles conduisent essentiellement à étaler dans le temps, dans un contexte de plus en plus tendu sur la sécurité d'approvisionnement.
- Les prévisions de consommation sont réalisées uniquement en fonction des politiques publiques en vigueur à date ou dont la modification est expressément envisagée par les pouvoirs publics ;
- Les analyses de mix sont effectuées sur la base des projections des acteurs de marché ou des trajectoires décidées par le Gouvernement ;
- Ce type d'analyse ne peut être mobilisé de manière normative : elle ne contribue pas, sur le fond, à l'analyse d'impact des choix publics. »

Source : document transmis au rapporteur de la commission d'enquête par RTE

Dans ces conditions de réalisation, les bilans prévisionnels **prévoient une légère hausse à court terme seulement (bilans 2005-2010), une stagnation (bilan 2011) puis une baisse (bilan 2012) de la consommation**, l'hypothèse étant que la consommation d'électricité baisserait grâce aux économies d'énergie.

Encadré 24 : prévision de la consommation d'électricité de RTE (en 2010)

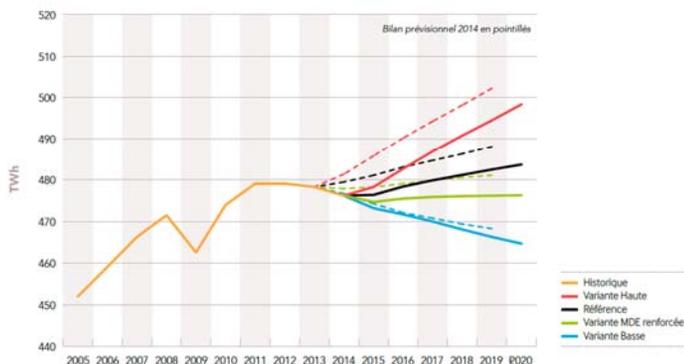


Source : Bilan prévisionnel de RTE, 2010.

Le bilan prévisionnel de 2015 en connaissance duquel le législateur a annoncé des objectifs de la réduction de la part de l'énergie nucléaire ou instauré le plafonnement de la capacité de production nucléaire tablait sur le fait que la demande d'électricité française resterait « peu dynamique ».

Encadré 25 : prévision de la consommation d'électricité de RTE (en 2015)

Consommation intérieure annuelle d'électricité de la France continentale
(à température de référence, hors enrichissement de l'uranium)



Source : Bulletin prévisionnel de RTE, 2015.

Ces prévisions du début de la décennie 2010 se sont révélées juste à moyen terme : la consommation électrique a effectivement stagné ou diminué à partir des années 2010. Néanmoins, **l'absence de prévision menée sur le plus long terme a sans doute contribué à ce que les pouvoirs publics ne perçoivent pas plus en amont le risque d'une tendance inverse à un horizon plus lointain.**

Le rapporteur s'étonne que les décideurs à l'époque se soient satisfaits de telles analyses et n'aient pas constaté, alors même qu'une réflexion était en cours sur le pilotage de la politique énergétique à travers la création de la PPE, de l'absolue nécessité de fonder la stratégie sur des études plus complètes et se projetant à plus long terme.

M. Pierre-Marie Abadie, directeur de l'énergie de 2007 à 2014, a confirmé que durant cette période, les modèles de prospectives « *n'étaient pas complets, d'un point de vue technologique, économique et environnemental* ». Ils n'intégraient notamment pas d'éléments tels que la capacité d'épargne des ménages ou l'empreinte environnementale des différentes sources d'énergie.

Ce constat est d'autant plus frappant qu'en février 2012 avait été publié le rapport « Énergie 2050 », préparé par un groupe de travail présidé par M. Jacques Percebois et commandé par le ministre M. Éric Besson. Ce rapport (voir Chapitre II-I-A-1-c) envisageait de multiples données telles que le contexte international (la croissance de la demande à l'échelle de la planète) ou les incertitudes externes telles que la volatilité des prix du pétrole ou l'issue des négociations internationales sur le climat. Il soulignait par ailleurs la grande incertitude présidant en matière de demande à l'horizon 2030, tout en précisant que la plupart des scénarios prévoient plutôt une hausse de la demande : « *On constate que la demande d'électricité répond à des impulsions contraires : les efforts d'efficacité énergétique tendent à la réduire, aux « effets rebonds », tandis que la*

plus grande électrification des usages et le développement des usages captifs la tirent à la hausse. Au final, en fonction de l'importance donnée à la maîtrise de la demande d'énergie par rapport à l'électricité comme vecteur énergétique, on peut aussi bien faire l'hypothèse d'une baisse ou d'une hausse de la demande d'électricité à l'horizon 2030. La plupart des scénarios prévoient une hausse de cette demande d'électricité ⁽¹⁾ ».

Durant la première moitié de la décennie, **les pouvoirs publics se sont donc contentés, pour définir la stratégie énergétique du pays, d'études qui ne permettaient pas de fonder une perspective claire sur l'évolution des consommations énergétiques à plus long terme** – alors même qu'une commission d'experts de haut niveau avait entamé ce travail prospectif en 2010.

RTE a depuis mené un travail d'enrichissement de ses analyses mais confirme que ce n'est qu'à partir de 2021 qu'il s'est exprimé, sur la base d'une analyse prospective, sur les besoins d'électricité à long terme pour la France, à l'horizon 2050.

Si l'on peut se satisfaire de ce perfectionnement récent, le rapporteur constate l'impact qu'a pu avoir l'incomplétude d'une donnée aussi fondamentale que la prévision de consommation d'électricité et en particulier sa sous-estimation au regard des objectifs climatiques et industriels que la France se fixait.

Par ailleurs, dans le cadre des outils de prévision à plus court terme destinés à vérifier l'absence de risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement, le rapporteur a constaté que la méthode employée à partir de 2011 s'était également révélée fruste.

3. Mais une approche fruste de la sécurité d'approvisionnement

Si la LTECV confirme la sécurité d'approvisionnement parmi les objectifs de la politique énergétique et prévoit que doit y être consacré l'un des volets de la programmation pluriannuelle de l'énergie, il apparaît que l'approche retenue de cette notion ne permet pas d'anticiper les crises énergétiques avec une profondeur de vue suffisante.

S'agissant de l'électricité, le niveau de sécurité d'approvisionnement attendu repose sur la définition, par les pouvoirs publics, du risque socialement et économiquement acceptable de défaillance. La sécurité d'approvisionnement ne correspond pas à un risque nul de déséquilibre entre l'offre et la demande. Une telle lecture serait extrêmement coûteuse, puisqu'elle imposerait de disposer d'une puissance installée sur le territoire susceptible de couvrir en permanence tous les aléas affectant le système électrique (aléas climatiques, accidents affectant la

(1) Rapport Énergies 2050, groupe de travail présidé par Jacques Percebois, Centre d'analyse stratégique, études et documents, 2012, pp. 138-139, http://archives.strategie.gouv.fr/cas/system/files/rapport-energies_1.pdf

disponibilité du parc), y compris ceux qui ne sont supposés se produire qu'à une périodicité très faible.

Les pouvoirs publics définissent donc le niveau admis de risque de défaillance au terme « *d'un arbitrage d'intérêt général entre, d'une part, les avantages que retirent les consommateurs du fait d'un moindre risque de rupture d'approvisionnement et, d'autre part, le coût supporté par la collectivité des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation qu'il faut développer pour réduire ce risque* ⁽¹⁾ ».

En France, cet arbitrage aboutit à la définition du **critère de défaillance**, qui représente le niveau de rupture de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre-demande, accepté chaque année par la collectivité. Il s'agit d'un critère déterminant puisqu'il permet aux pouvoirs publics de calibrer le dimensionnement du système électrique et d'anticiper l'évolution du parc de production.

Historiquement, comme l'a rappelé RTE, EDF utilisait le « critère des trois heures » pour dimensionner le parc de production. Cela signifiait que le parc devait être en mesure d'assurer l'approvisionnement tout le temps, sauf trois heures par an en probabilité.

En 2000, l'article 6 de la loi NOME ⁽²⁾ a prévu que le ministre chargé de l'énergie arrêterait la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité en s'appuyant sur « *un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans* ». La mission d'élaboration de ce bilan est endossée par RTE, ce que confirme un décret publié en 2006 ⁽³⁾ qui précise que dans ce document, RTE doit caractériser le **risque de défaillance**, dont le seuil correspond à une « *durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité* ». A sa création, RTE reprend donc le « critère des 3 heures » pour qualifier le niveau de risque du système électrique.

Le décret de 2006 précité prévoit que pour mettre à jour annuellement cette étude, RTE « *s'appuie sur les perspectives d'évolution les plus probables de l'offre et des échanges d'électricité avec les réseaux étrangers* ». Il précise par ailleurs qu'en la matière, le bilan « *retient comme hypothèse centrale l'annulation du solde exportateur d'électricité à la pointe de consommation* ». Cela signifie que RTE raisonne comme si le système ne recourrait à aucune importation pour passer la pointe de consommation.

(1) RTE, bilan prévisionnel pour 2015, p. 12.

(2) Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

(3) Décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité

En 2015, la LTECV a confirmé cette approche en inscrivant :

– à l'article L. 141-7 du code de l'énergie le fait que l'objectif de sécurité d'approvisionnement implique que « *soit évitée la défaillance du système électrique, dont le critère est fixé par voie réglementaire* ».

– à l'article L. 141-8 du code de l'énergie la mission d'établir périodiquement un « *bilan prévisionnel pluriannuel* ⁽¹⁾ » dont l'objet est d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins de la France métropolitaine continentale et l'offre d'électricité disponible pour les satisfaire, et qui doit identifier les besoins en puissance nécessaires pour garantir le respect du « critère de défaillance ».

Ce critère peut, du reste, reposer sur d'autres critères que la durée moyenne de défaillance : la durée des délestages, leur profondeur et leur fréquence sont autant d'éléments qu'il est possible de prendre en compte. Néanmoins, la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 ⁽²⁾ a choisi de « *maintenir jusqu'en 2018 le critère de défaillance du système électrique à son niveau actuel, soit une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité* », tout en précisant qu'il conviendrait de mener, « *d'ici 2018, une évaluation du coût de défaillance, en lien avec les réflexions européennes sur la mise en cohérence des critères nationaux* ». Le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ⁽³⁾ a consacré ce critère à l'article D. 141-12-6 du code de l'énergie ⁽⁴⁾.

Or, il résulte des auditions menées par la commission d'enquête que deux objections peuvent être adressées à la façon dont le critère de sécurité d'approvisionnement a été appréhendé.

● Le premier motif d'interrogation est celui du **périmètre d'analyse retenu par RTE**.

Jusqu'en 2011, les bilans se fondent sur une analyse de la sécurité d'approvisionnement **ne tenant pas compte des capacités de production des pays européens**, auxquels il pourrait être fait appel grâce au système d'interconnexions. La sécurité d'approvisionnement est appréciée sur la base d'un solde d'échange nul, sans tenir compte des possibilités d'importation. **En 2011, RTE décide de changer d'approche et d'intégrer les importations dans son appréciation de la sécurité d'approvisionnement**. À compter de 2015, le raisonnement en « France

(1) Premier alinéa de l'article L. 141-8 du code de l'énergie : « *Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité établit chaque année un bilan électrique national et un bilan prévisionnel pluriannuel évaluant le système électrique au regard du critère de défaillance mentionné à l'article L. 141-7. Le bilan électrique national couvre l'année précédant la date de sa publication et le bilan prévisionnel couvre une période minimale de cinq ans à compter de la date de sa publication.* »

(2) *Programmation pluriannuelle de l'énergie 2016-2023 en intégralité*, p. 160, <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20int%C3%A9gralit%C3%A9.pdf>

(3) Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

(4) L'article D. 141-12-6 précise à cette date que « *le critère de défaillance du système électrique mentionné à l'article L. 141-7 est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité* ».

interconnectée » prévaut pour l'évaluation des besoins d'investissements⁽¹⁾. Le décret n° 2016-350 du 24 mars 2016 portant diverses modifications du titre IV du livre I^{er} du code de l'énergie confirme la prise en compte des échanges avec l'étranger dans l'étude d'équilibre offre-demande.

M. Dominique Maillard, qui dirigeait RTE au moment de cette évolution, a expliqué que le choix de prendre en compte une marge de manœuvre liée aux importations possibles, soit à cette époque 5 000 MW, avait été proposé par RTE afin de **proposer un meilleur ajustement économique rendu possible par le développement des interconnexions avec les pays voisins**. D'après lui, il apparaissait excessif de considérer qu'il existait un risque sur la sécurité d'approvisionnement dès lors que la capacité installée sur le territoire national était inférieure à la demande possible, car le développement et la diversification des interconnexions rendaient la prise en compte de cette marge de manœuvre possible.

Il faut aussi souligner qu'à cette époque, la France prépare le mécanisme de capacité, dont le critère de défaillance constitue le socle, et il apparaît improbable que la Commission européenne accepte un mécanisme français qui n'intégrera pas les échanges européens. Par ailleurs, le critère défini par RTE n'avait pas de conséquence économique ou opérationnelle : il s'agissait d'une analyse de risque qui n'aboutissait pas à une prise de décision quant à l'opportunité de la fermeture ou du maintien d'une entité de production électrique. À cette époque, les fermetures des centrales thermiques au charbon et au fioul sont la conséquence de décisions industrielles, prises par les exploitants, et qui ne sont donc pas commandées par les pouvoirs publics.

La commission d'enquête **s'est néanmoins interrogée sur l'angle mort que risque de constituer, dans un scénario probabiliste national** ⁽²⁾, **l'hypothèse de la survenue d'une crise multifactorielle européenne** (fondée par exemple sur la combinaison d'une vague de froid et d'une crise géopolitique aux frontières de l'Europe) **qui conduirait à ce que les pays voisins de la France réduisent leurs exportations et à ce que la France ne puisse compter sur les interconnexions pour maintenir sa sécurité d'approvisionnement**. Aussi, et bien que RTE envisage dans ses scénarios deux types de cas, d'une part la « France isolée » qui ne peut compter sur les marges de capacités liées aux facultés d'importation, d'autre part la « France interconnectée », avec ces échanges, il paraîtrait pertinent que

(1) Le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie crée un article D. 141-7 dans le code de l'énergie dont le premier alinéa est ainsi rédigé : « L'analyse des besoins d'investissements en moyens de production d'électricité nécessaires à la sécurité d'approvisionnement électrique de la France métropolitaine continentale prend en compte les évolutions de la consommation d'électricité, de l'offre de production et des échanges d'électricité avec les réseaux européens ».

(2) L'approche probabiliste consiste, pour RTE, à confronter les niveaux d'offre et de demande « en simulant le fonctionnement du système électrique européen au pas horaire sur une année entière. Ces simulations prennent en compte les principaux événements susceptibles de menacer la sécurité d'approvisionnement : les **vagues de froid** qui peuvent entraîner de fortes variations de la puissance appelée, les **indisponibilités** des groupes de production qui peuvent réduire la capacité disponible, les apports hydrauliques variables qui peuvent restreindre le productible sur plusieurs semaines voire plusieurs mois et la variabilité des productions éolienne et photovoltaïque ». RTE, bilan prévisionnel 2015, p. 13.

l'hypothèse d'une limitation ou d'une suppression des importations figure parmi les aléas pris en considération.

• Le second motif de discussion porte sur la définition du critère de défaillance.

Dès 2017, dans son bilan prévisionnel, RTE souligne le « *caractère fruste* » de l'indicateur « *basé uniquement sur la durée moyenne de défaillance, qui ne permet pas de caractériser finalement la nature des risques, leur probabilité d'occurrence et leur impact* ⁽¹⁾ ». La formulation du critère de sécurité d'approvisionnement en nombre moyen d'heures de défaillance « *ne dit rien de la probabilité réelle d'appel aux moyens exceptionnels, de la profondeur de tels événements, de leur fréquence et de leur durée* ⁽²⁾ ». Dès cette date, RTE juge utile « *d'aller au-delà du critère pour disposer d'une analyse plus circonstanciée des risques en matière de sécurité d'approvisionnement* ».

M. François Brottes qui dirigea RTE a néanmoins souligné que celui-ci menait depuis déjà 2019 des *stress tests* qui visent précisément à mesurer la profondeur des défaillances possibles, qui peuvent être importantes mais sont d'une probabilité très faible. Il s'agit d'appréhender un scénario critique dans lequel, par exemple, surviendrait une vague de froid intense, une indisponibilité simultanée de plusieurs réacteurs nucléaires, une situation de vent faible ou très faible en Europe ou en France. Au fur et à mesure du déploiement des énergies renouvelables, ces tests s'avèreront d'autant plus nécessaires que la complexité de la gestion de l'intermittence et donc de l'équilibre sur le réseau sera croissante, et cet outil est désormais intégré dans les études de RTE depuis 2021.⁽³⁾

En dépit de l'existence de ces stress tests, M. Xavier Piechaczyk a confirmé à la commission d'enquête que **ce critère de trois heures ne lui semblait pas suffisant pour que les pouvoirs publics puissent anticiper les crises**, et qu'il lui était possible de l'améliorer.

Le débat sur la définition du critère de défaillance a récemment été relancé. À la faveur d'une réforme visant à mettre le droit français en conformité avec le droit européen ⁽⁴⁾ qui prévoit que la méthode de définition du critère de sécurité d'approvisionnement relève désormais des régulateurs nationaux (et non plus des États), le décret du 23 décembre 2021 ⁽⁵⁾ a réécrit l'article D. 141-12-6 du code de l'énergie, qui expose la méthode suivie pour le déterminer ⁽⁶⁾.

(1) RTE, *Bilan prévisionnel 2017*, p. 196.

(2) *Idem*, p. 360.

(3) Voir ainsi le *bilan prévisionnel 2021 et le rapport Futurs énergétiques 2050*.

(4) Règlement (UE) n°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

(5) Décret n° 2021-1781 du 23 décembre 2021 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie.

(6) Désormais, la CRE propose un critère sur la base d'un rapport de RTE. Ce rapport de RTE a été remis à la CRE le 22 avril 2022, qui propose de retenir un critère de 2 heures par an de délestage (soit toujours 3 heures par an de défaillance). La CRE a approuvé cette proposition par délibération datée du 25 mai 2022.

En parallèle de ces discussions, M. Xavier Piechaczyk a indiqué que RTE était actuellement en discussion avec la DGEC sur la question.

B. LA LOI DE 2015, OU LE CONTRE-EXEMPLE D'UNE STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE

Le quinquennat du Président François Hollande est marqué par l'adoption de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECV), qui a fait l'objet de nombreux commentaires au fil des auditions menées par la commission d'enquête.

Comme cela a été souligné précédemment, cette loi a fait œuvre utile en matière de pilotage de la politique énergétique par la création de la programmation pluriannuelle de l'énergie. **Pourtant, certains des principes devant sous-tendre l'élaboration de la PPE n'ont pas eux-mêmes été suivis par le législateur de 2015.**

Il en va ainsi de l'aspiration à la transversalité de la conduite de la politique énergétique. **Prônée pour ce qui concerne la PPE, elle n'est pas véritablement suivie dans le texte de la LTECV, qui s'avère largement focalisée sur l'électricité**, qu'elle soit de source renouvelable, d'origine nucléaire ou hydroélectrique. Ainsi, alors même que l'intitulé du titre premier mentionnait avoir pour ambition de définir les objectifs communs pour réussir la transition énergétique et « *renforcer l'indépendance énergétique* », la question de la dépendance française aux énergies fossiles (gaz et pétrole) n'est pas abordée. Les dispositions relatives au développement d'une mobilité propre s'inscrivent davantage dans le cadre de la réflexion environnementale que dans une approche de réduction de la dépendance aux importations pétrolières. Dans le même esprit, la question du gaz n'est que très indirectement approchée à travers les dispositifs de rénovation et de performance énergétique des bâtiments.

Il en va de même de l'idée de fonder la conduite de la politique énergétique sur une étude d'impact évaluant toutes les conséquences des dispositions prises. Alors qu'il impose cet outil dans le cadre de l'élaboration de la PPE, le législateur s'en affranchit en posant, au sein du titre premier de la loi, une multiplicité d'objectifs non priorisés dont certains s'avèrent contradictoires (1). En particulier, l'objectif de **réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025** ne repose pas sur une étude rigoureuse permettant d'en assurer la faisabilité (2). Finalement, cette mesure, tout comme celle du plafonnement de la capacité de production nucléaire, relève davantage du choix symbolique et politique que de la stratégie énergétique (3).

1. La multiplicité d'objectifs non priorisés fragilise le modèle énergétique français

Tandis que **la loi pour la transition énergétique** s'accompagne d'une réflexion sur les outils de pilotage de la politique énergétique supposés s'appuyer sur une analyse rigoureuse des trajectoires, elle **pose en son titre premier une multiplicité d'objectifs non priorisés qui relèvent davantage de l'incantation que de la stratégie énergétique.**

Elle s'inscrit en ce sens dans la continuité de la loi de programmation de 2009 issue du Grenelle de l'environnement, qui procédait aussi à la définition légale d'objectifs quantitatifs, exprimés en pourcentage, devant être poursuivis par la politique énergétique.

Avant ces lois, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite loi NOME) se focalisait sur les moyens à mettre en œuvre : seuls deux objectifs exprimés en pourcentage figuraient dans le dispositif du texte ⁽¹⁾. Plus tard, la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement introduit un certain nombre d'objectifs chiffrés qui visent non seulement la réduction des émissions de gaz à effet de serre, mais aussi l'amélioration de la consommation énergétique ou encore le développement des énergies renouvelables ⁽²⁾.

Avant 2015, l'article L. 100-4 du code de l'énergie relatif aux objectifs de la politique énergétique et créé par l'ordonnance du 9 mai 2011⁽³⁾ ne mentionnait pas ces objectifs chiffrés : il renvoyait aux objectifs inscrits dans la loi n° 2009-967 précitée. En 2015, la LTECV procède à la réécriture de l'article L. 100-4 du code de l'énergie pour y énumérer neuf objectifs, dont six sont déclinés sous la forme d'un pourcentage à atteindre.

(1) Ces objectifs étaient les suivants : porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % dès 2015 et à 2,5 % d'ici à 2030, et atteindre, à l'horizon 2010, un taux de satisfaction de 10 % des besoins énergétiques du pays à partir de sources d'énergie renouvelables.

(2) Cette loi prévoit notamment que la France prendra part « à la réalisation de l'objectif de réduction d'au moins 20 % des émissions de gaz à effet de serre de la Communauté européenne », qu'elle concourra « à la réalisation de l'objectif d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique de la Communauté européenne et s'engage à porter la part des énergies renouvelables à au moins 23 % de sa consommation d'énergie finale d'ici à 2020 », que l'État se fixe comme objectif « de réduire les consommations d'énergie du parc des bâtiments existants d'au moins 38 % d'ici à 2020 », ou encore de réduire « dans le domaine des transports, les émissions de gaz à effet de serre de 20 % d'ici à 2020 », de même qu'il vise à l'horizon 2020 « une réduction par passager-kilomètre de 50 % de la consommation de carburant et des émissions de dioxyde de carbone des avions, une réduction de 80 % des émissions d'oxydes d'azote et une réduction de 50 % du bruit perçu ».

(3) Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie.

Les objectifs quantitatifs inscrits à l'article L. 100-4 du code de l'énergie par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015.

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et division par quatre entre 1990 et 2050 (maintien de l'objectif préalablement fixé par la loi n°2009-967 précitée) ;
- réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 ;
- détermination de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie : 23 % en 2020 et 32 % en 2030 avec, pour y parvenir à cette date, une part des énergies renouvelables dans la production d'électricité de 40 %, dans la consommation finale de chaleur de 38 %, de la consommation finale de carburant de 15 % et de la consommation de gaz de 10 % ;
- réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à horizon 2025 ;
- réduction de la pollution atmosphérique conformément au plan national de réduction défini par le code de l'environnement ;
- rénovation aux normes « bâtiment basse consommation » de l'ensemble des bâtiments du parc immobilier à l'horizon 2050 ;
- autonomie énergétique des départements d'outre-mer à horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 ;
- multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

La LTECV décline donc une série d'objectifs ambitieux, tant sur le plan climatique, en termes de réduction des émissions polluantes, que sur le plan énergétique en termes de développement de certains types de production énergétique.

S'agissant du déploiement des énergies renouvelables, la loi TECV maintient l'objectif préalablement fixé par la loi de 2009 d'atteindre, en 2020, la part de 23 % de la consommation d'énergie finale française, auquel elle ajoute un objectif plus lointain consistant à porter cette même part à 30 % en 2030. Il ne suffit pourtant pas d'afficher un objectif dans la loi pour que la réalité industrielle suive. Ainsi, le seuil de 23 % fixé dès 2009 et confirmé en 2015 n'était-il toujours pas atteint en 2021, puisque la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute atteignait cette année-là le taux de 19,3 % ⁽¹⁾.

À la problématique de l'accumulation d'objectifs ambitieux, la loi de 2015 ajoute un nouveau type d'objectif quantitatif relatif à la **définition du mix de production électrique**. En vue de la réalisation de l'objectif consacré au

(1) Ministère de la Transition énergétique, *Chiffres clefs des énergies renouvelables*, Septembre 2022, p. 17, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/CGDD_A6_CHIFFRES_CLES_EnR_2022_v3_010922_GB_signets.pdf

déploiement des énergies renouvelables, la LTECV précise qu'en 2030, les énergies renouvelables devront représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz. En parallèle, elle fixe un objectif de réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique de moins de 50 % à l'horizon 2025.

Cette focalisation du législateur sur la définition du mix électrique apparaît problématique tant elle élude la question de la première dépendance énergétique française : la dépendance aux hydrocarbures. Des sujets tels que la diminution du recours au chauffage par le gaz ou de l'électrification du parc de véhicules pour diminuer les importations de pétrole ne sont ainsi pas réellement investis.

Par ailleurs, **cette orientation du mix électrique entre en contradiction avec le premier objectif fixé qu'est celui de la décarbonation**. S'y oppose en effet la réduction de la part du nucléaire, qui est une énergie décarbonée constitutive d'un atout réel dans l'optique de la diminution des émissions de gaz à effet de serre. L'expérience allemande a montré que la diminution puis la suppression de la part du nucléaire dans le mix énergétique remet en cause la réalisation des objectifs climatiques en raison de la nécessité de relancer des centrales thermiques, fortement émettrices de particules polluantes. La fermeture de capacités nucléaires entraîne la réouverture des capacités thermiques, faute pour les énergies renouvelables, du fait de leur intermittence ou du dimensionnement insuffisant du parc de production, de suppléer la perte de capacités nucléaires.

Plus encore, la question de la définition du mix électrique est surinvestie sur la base d'objectifs programmatiques politiques destinés à donner un élan à la filière des énergies renouvelables, mais sans que soit au préalable déterminée la faisabilité de la modification du mix électrique dans les délais indiqués au regard du maintien de la sécurité d'approvisionnement. En dépit de la volonté légitime du législateur d'adopter une posture volontariste en matière de déploiement des énergies renouvelables, le législateur aurait dû s'abstenir de faire du sujet du mix électrique un étendard symbolique décliné sous la forme d'objectifs. Il le devait d'autant plus qu'il apparaissait déjà, en 2015, que la filière industrielle des énergies renouvelables peinait à se structurer (voir chapitre II, I, B, 2), et que la concrétisation de ces objectifs se heurterait à la réalité des capacités de production énergétique du pays.

2. La définition légale d'un objectif de réduction à 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique à l'horizon 2025 : un objectif politique maintenu au mépris de la réalité scientifique et technique

En 2015, l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique conduit le législateur français à appréhender la question du mix électrique d'une façon inédite : il inscrit, dans la loi, un pourcentage visant à limiter la part de la production nucléaire dans le mix électrique.

L'article 1^{er} de la LTECV modifie l'article L. 100-4 du code de l'énergie afin d'y énumérer les objectifs de la politique énergétique nationale parmi lesquels

figure celui de « **réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025** ».

Or, cet objectif quantitatif, qui prend la forme d'un pourcentage, apparaît dépourvu de sens industriel et s'avère déconnecté d'une réflexion en termes de sécurité d'approvisionnement.

La commission d'enquête a cherché à retracer le processus décisionnel ayant conduit à ce choix dénoncé par de nombreux acteurs du secteur de l'énergie comme représentant un **signal négatif adressé, en 2015, à l'ensemble de la filière nucléaire**.

a. Un objectif quantitatif d'inspiration politique mais dépourvu de fondement scientifique ou technique

En réponse aux interrogations du rapporteur quant au fondement de l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique, il a été à plusieurs reprises fait référence à l'hypothèse d'une transcription d'un accord électoral.

Cet accord électoral, c'est celui qui est passé l'année qui précède l'élection présidentielle de 2012, entre le Parti socialiste, dont la première secrétaire est alors Mme Martine Aubry, et le parti Europe Écologie Les Verts, dont la secrétaire nationale est Mme Cécile Duflot. S'agissant de l'énergie, cet accord au contenu à la fois programmatique et électoral retient effectivement, mais pas seulement, l'engagement de réduire à 50 % la part du nucléaire dans la production électrique en 2025 :

Extrait de l'accord conclu entre le Parti socialiste et le parti Europe écologie les Verts le 15 novembre 2011

« 2) Rééquilibrer la production française d'électricité en faveur des énergies renouvelables

Nous réduirons la part du nucléaire dans la production électrique de 75 % aujourd'hui à 50 % en 2025 et engagerons :

– Un plan d'évolution du parc nucléaire existant prévoyant la réduction d'un tiers de la puissance nucléaire installée par la fermeture progressive de 24 réacteurs, en commençant par l'arrêt immédiat de Fessenheim et ensuite des installations les plus vulnérables, par leur situation en zone sismique ou d'inondation, leur ancienneté et le coût des travaux nécessaires pour assurer la sécurité maximale. Cette évolution intégrera les évaluations de l'ASN et de l'IRSN ainsi que le nécessaire équilibre offre-demande. (...) ».

Source : EELV

L'hypothèse d'une filiation directe entre cet accord électoral et la disposition législative étudiée eut été fâcheuse.

De l'avis de décideurs auditionnés, qui étaient membres du Parti socialiste lors de l'élaboration de cet accord, **la définition de cet objectif quantitatif ne**

s'appuie sur aucune analyse scientifique ou technique susceptible d'en mesurer la faisabilité ou la compatibilité avec le maintien de la sécurité énergétique.

Ce que M. Arnaud Montebourg ⁽¹⁾ qualifie « *d'accord de coin de table* » est, pour Mme Ségolène Royal ⁽²⁾ (qui lors de la primaire du parti socialiste en 2011, s'était engagée face à Greenpeace en tant que candidate à une sortie complète de l'énergie nucléaire sous 40 ans) un « *accord politique [qui] n'est pas robuste techniquement, car [les partis politiques] n'avaient pas les moyens de mener des études d'impact* ». M. Manuel Valls confirme qu'« *aucune étude d'impact ou analyse de besoin ne justifiait le passage de 75 % à 50 % de nucléaire dans la consommation énergétique. Certains pensaient sans doute que la prépondérance du nucléaire freinait l'émergence des nouvelles énergies* ».

Point d'étude technique donc, mais un accord politique, présenté comme tel par M. François Brottes, qui présida la commission spéciale chargée d'examiner le projet de loi de transition énergétique à l'Assemblée nationale : « *Il s'agissait d'un accord politique. Certains étaient pour la sortie du nucléaire, d'autres, pour l'accélération du déploiement des énergies renouvelables, sans pour autant abandonner le nucléaire. Il a donc été décidé de trancher au milieu. Cet accord politique visait aussi à abandonner le combustible MOX (mélange d'oxydes) – ce qui d'ailleurs, n'a pas été fait* ».

Certes, l'accord politique, qui prévoit notamment la fermeture de 24 réacteurs et l'arrêt du retraitement du combustible, n'est pas transmis tel quel et entièrement dans la loi. M. Manuel Valls, qui y prend part, se souvient d'ailleurs que le débat sur la politique énergétique qui s'y déroule est empreint du contexte post-Fukushima de l'époque et marqué par « *une forme d'emballement dans une formation politique* ». D'ailleurs, selon lui, au fond, « *la plupart des candidats étaient favorables aux objectifs, mais pas au contenu de l'accord avec Les Verts* ».

De fait, le programme présidentiel présenté par le candidat désigné, M. François Hollande, ne correspond pas à l'accord électoral précité. La proposition n° 41 du programme est ainsi formulée : « *Je préserverai l'indépendance de la France tout en diversifiant nos sources d'énergie. J'engagerai la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, en garantissant la sûreté maximale des installations et en poursuivant la modernisation de notre industrie nucléaire. Je favoriserai la montée en puissance des énergies renouvelables en soutenant la création et le développement de filières industrielles dans ce secteur. La France respectera ses engagements internationaux pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans ce contexte, je fermerai la centrale de Fessenheim et je poursuivrai l'achèvement du chantier de Flamanville (EPR).* »

(1) Audition de M. Arnaud Montebourg, 1^{er} mars 2023.

(2) Audition de Mme Ségolène Royal, 7 février 2023.

Le projet présidentiel de M. François Hollande ne reprend en effet pas l'objectif de fermeture de 24 réacteurs, mais uniquement la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim. Par ailleurs, si le programme présidentiel comporte un objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire à 50 % de la production électrique, il ne prévoit plus sa réalisation « *en 2025* », comme le prévoyait l'accord électoral, mais « *à l'horizon 2025* ».

Pourtant, qualifier comme l'ancien Président de la République M. François Hollande ⁽¹⁾ de « *fantasme* » l'idée d'une transcription dans la loi de 2015 de l'accord électoral de 2011 est pour le moins curieux : **c'est bien l'ambition politique annoncée lors de la campagne présidentielle, devenue totemique, qui est traduite dans la loi.**

Le quinquennat du Président François Hollande s'ouvre donc sur cette promesse, reprise dans la déclaration de politique générale du Premier ministre M. Jean-Marc Ayrault ⁽²⁾, et dont la concrétisation incombe au ministre de l'Environnement et de l'Énergie chargé de préparer la loi de transition énergétique. Sous ce Gouvernement, trois ministres de l'environnement se succèdent (Mme Nicole Brick, Mme Delphine Batho et M. Philippe Martin) et quittent leurs fonctions avant d'avoir pu mettre en œuvre cette réforme.

Mme Delphine Batho en a débuté le travail de préparation en tant que ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie entre le 21 juin 2012 et le 2 juillet 2013. Auditionnée par la commission d'enquête, elle confirme avoir eu pour mission de mettre en œuvre cette promesse présidentielle qui, d'après-elle, servait « *l'intérêt de la nation, car la trop grande dépendance de la France à l'égard du nucléaire pour sa production d'électricité est une vulnérabilité* ».

La préparation de la réforme apparaît périlleuse. Mme Delphine Batho ⁽³⁾ indique avoir commandé à ses services des études sur la faisabilité de l'objectif. Celles-ci aboutissent, selon Mme Batho, à la conclusion « *qu'il était réaliste d'envisager l'atteinte de l'objectif de 50 % entre 2028 et 2030, mais qu'il n'était pas souhaitable de retenir la date de 2025 – même si c'était possible –, car cela obligerait à recourir aux énergies fossiles pour remplacer le nucléaire* ». Elle se déclare opposée à la deuxième option, jugeant préférable de « *fermer des réacteurs à mesure que des progrès étaient accomplis en matière d'économies d'énergie, de sortie des énergies fossiles et de développement des énergies renouvelables* ».

Le changement de Gouvernement intervenu en 2014 avec la nomination de M. Manuel Valls en tant que Premier ministre n'a visiblement pas d'impact sur ce processus. Pour M. Manuel Valls, la volonté d'inscrire cet objectif dans la loi repose sur l'ambition de « *se tourner vers un cap différent.* » D'après M. Valls, la question

(1) Audition de M. François Hollande, 16 mars 2023.

(2) Déclaration de politique générale du Premier ministre Jean-Marc Ayrault devant l'Assemblée nationale le 3 juillet 2012.

(3) Audition de Mme Delphine Batho, 9 février 2023.

« n'était pas tant le niveau de 50 % fixé pour la production électrique, mais plutôt la direction à prendre pour ouvrir la voie à d'autres sources non carbonées d'électricité que le nucléaire et l'hydroélectrique ».

Sous son Gouvernement, c'est finalement à Mme Ségolène Royal, nommée le 2 avril 2014 ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, chargée des Relations internationales sur le climat, que revient la responsabilité de mettre en application cette promesse présidentielle.

Elle déclare à la commission d'enquête que, dans la mesure où elle estimait que cet objectif *« n'avait pas sa place dans la loi »*, elle a d'abord *« cherché à extraire cet objectif de 50 % de la loi, en proposant de le placer dans la PPE »*, avant de proposer de porter l'échéance à 2030, ce à quoi elle a dû renoncer en raison des écologistes *« montés au créneau, à Matignon et à l'Élysée »*. Elle aurait alors œuvré pour inscrire dans la loi *« l'horizon 2025 »* (formule retenue dans le programme présidentiel), plutôt que la formule *« en 2025 »*, ce qui paraît étonnant compte tenu du fait que le programme présidentiel avait déjà substitué à cette échéance ferme la qualification d'un *« horizon »*.

Interrogée sur sa réaction face à l'avis réservé des administrations placées sous son autorité, qui jugeaient difficile plutôt que *« réaliste »* le respect de l'objectif y compris à l'horizon 2025, Mme Ségolène Royal a fait cette réponse : *« Même si l'objectif me semble irréaliste, me conduisant d'ailleurs à plaider pour 2030, la PPE permettra de le réajuster. Je cherche plutôt à tirer le meilleur profit de cette injonction politique pour le modèle énergétique français, en poussant les énergies renouvelables et les économies d'énergie »*. Elle considère ainsi s'être appuyée sur cet objectif *« pour donner à la France des opportunités supplémentaires afin de prendre une avance sur les énergies renouvelables et la performance énergétique, tout en maintenant la production nucléaire à son niveau de l'époque »*.

Le fait que l'étude d'impact accompagnant le projet de loi ne s'accompagne d'aucun élément pour établir les moyens de réaliser cet objectif ne fait quant à lui l'objet d'aucune explication. **L'étude d'impact n'évoque cet objectif** de ramener la part du nucléaire à 50 % du mix électrique **qu'en une phrase lapidaire** : *« Dans le scénario de la loi, le mix électrique continue à évoluer au-delà de 2020 : la part du nucléaire est ramenée à 50 % à l'horizon 2025, la part des énergies renouvelables atteint 40 % de la production d'électricité à l'horizon 2030 »*.

La rubrique *« consultations »* de l'étude d'impact fait pourtant état d'une réserve émise par le Conseil national de l'industrie, à laquelle il n'est pas donné de réponse : *« Par ailleurs, le CNI s'inquiète de l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production électrique, estime que les dispositions destinées à relancer et favoriser les énergies renouvelables ne sont pas les plus propices à assurer une relance du secteur et reproche globalement au projet de ne pas s'intégrer dans une politique européenne plus globale »*.

Le soin d'élaborer une étude d'impact pour cette mesure de réduction de la part de production nucléaire est en quelque sorte renvoyé au stade de l'élaboration de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui, en application de l'article L. 141-3 du code de l'énergie, doit comporter une telle étude.

Au moment du débat parlementaire de la LTECV, **aucune donnée scientifique ou technique n'est donc apportée à la représentation nationale pour éclairer ce choix d'inscrire dans la loi l'objectif poursuivi. Pourtant, le rapporteur a établi que des analyses techniques demandées aux administrations, notamment relayées au Premier ministre et au Président de la République par le ministre en charge de l'industrie, faisaient ressortir des doutes quant à la faisabilité de l'objectif dans le calendrier choisi.**

b. Un objectif inscrit dans la loi malgré des alertes administratives émises et connues sur la faisabilité du calendrier choisi

Pour appréhender le niveau d'information technique des décideurs, la commission d'enquête a interrogé sur ce point les différentes administrations et instances en charge de l'énergie.

D'abord, l'actuel président du directoire de RTE, M. Xavier Piechaczyk, a indiqué à la commission d'enquête que le Gouvernement n'avait pas sollicité l'expertise de RTE pour évaluer, avant la discussion de la loi, les conséquences de l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité. Il s'agit là d'un premier constat significatif du manque de fondement solide à la disposition légale dont il est question.

L'ancien Président de RTE, entre 2007 et 2015, M. Dominique Maillard, a cependant indiqué à la commission d'enquête qu'il avait alerté le Gouvernement, à la fois oralement et par écrit, sur le caractère tendu de la réalisation et sa subordination à la réalisation de conditions techniques : *« En tant que responsable de RTE, j'ai confirmé la possibilité de ce scénario, sous réserve de remplir plusieurs conditions. Au vu de la configuration du réseau français, la diminution de la puissance nucléaire et son remplacement par d'autres moyens de production concentrés n'auraient posé aucun problème, turbines à gaz ou centrales à charbon implantés aux mêmes endroits. En revanche, si l'on remplaçait ces centrales nucléaires par des centrales de plus petite taille, diffuses et réparties, il n'était pas garanti que le réseau serait strictement adapté à cette nouvelle configuration. Les conditions qui avaient pu être annexées à la faisabilité du scénario comportaient une adaptation du réseau de transport et, a fortiori, du réseau de distribution ».*

Ensuite, s'il ressort des auditions organisées que **des études ont été menées par les services du ministère de la Transition énergétique**, il s'avère que les conclusions auxquelles elles parvenaient consistaient à souligner que **le délai de 2025 serait difficilement tenable.**

M. Pierre-Marie Abadie, directeur de l'énergie de 2007 à 2014, a confirmé qu'une alerte avait été faite sur le calendrier. Selon lui, l'objectif de 50 % était en

lui-même réalisable. En revanche, la question se posait sérieusement de sa faisabilité en 2025, car elle impliquait de surmonter un certain nombre de défis techniques, mais aussi de fermer, rapidement, un grand nombre de réacteurs :

« Nous n'avions pas d'alerte à émettre sur ces 50 %. En revanche, nous avons alerté au sujet du calendrier. Un calendrier rapide supposait de fermer énormément de centrales. Cela supposait également d'avoir des niveaux de renouvelables extrêmement ambitieux. Le troisième sujet était l'ampleur de la transformation du réseau qui n'était clairement pas atteignable en une dizaine d'années. Enfin, le quatrième sujet concernait l'incompatibilité avec le maintien du retraitement. Or, le cadrage politique était « 50 % 2025 », avec maintien du retraitement. Une contradiction apparaissait donc entre ces deux éléments ».

M. Laurent Michel, directeur général de l'énergie et du climat depuis 2012, a eu recours à des expressions pour le moins prudentes et presque contradictoires pour évoquer ces objectifs et leur travail d'instruction. S'il n'a pas souhaité qualifier la concrétisation de l'hypothèse de 50 % de nucléaire à l'horizon 2025 de « réaliste » en 2014, préférant la qualifier de « plausible » : **« Il était assez clair que l'objectif était ambitieux, sans paraître, pour autant, inatteignable en 2014 »**, il a même plus directement fait état d'un doute partagé avec la ministre Mme Delphine Batho dès 2012 sur la capacité à atteindre cette trajectoire : *« Rapidement, nous avons compris que l'horizon 2025 semblait peu réaliste au regard du rythme de développement des énergies renouvelables. »*

Il a confirmé à la commission d'enquête que les difficultés de réalisation de cet objectif avaient bien été signalées au Gouvernement.

M. Antoine Pellion⁽¹⁾, conseiller technique énergie au cabinet de Mme Ségolène Royal, confirme que ces alertes étaient bien connues de la ministre et de son cabinet. Il insiste néanmoins sur le fait que ces études soulignaient des difficultés, mais non une impossibilité : *« La difficulté de ce scénario est clairement établie. Il n'est pas totalement impossible, mais il dépend d'hypothèses assez volontaristes. Le chemin existe. »*

M. Dominique Maillard se souvient quant à lui que la réponse à l'alerte émise par RTE avait *« sans doute consisté à affirmer que les moyens nécessaires seraient mis en œuvre le moment venu »*.

Le rapporteur a ainsi pu établir que l'information technique et scientifique selon laquelle la réalisation des objectifs visés, qui allaient être inscrits dans la loi, n'était pas impossible mais apparaissait peu probable voire présentait un risque existait. Le rapporteur a constaté que cette information avait été transmise au Gouvernement, que le Gouvernement semble en avoir été conscient à l'époque mais qu'il a, en connaissance de cause, choisi de persévérer

(1) Audition de M. Antoine Pellion, 18 janvier 2023.

Il faudra attendre 2017 pour que RTE soit sollicitée en vue d'appréhender les moyens à mettre en œuvre pour atteindre l'objectif fixé dans la loi et apprécier les conséquences techniques, économiques et environnementales qui en résulteraient. C'est sur la base de l'analyse produite que le Ministre M. Nicolas Hulot annoncera le report de l'échéance à 2035 (voir chapitre II, III, A, 1, a).

c. La justification peu convaincante fondée sur le caractère faiblement normatif du dispositif

Le choix politique de maintenir la fixation d'un objectif chiffré dans la loi a été relativisé par les différents décideurs de l'époque, qui ont tous excipé de la faible normativité de la disposition.

Les membres du cabinet de la ministre Mme Ségolène Royal insistent ainsi sur le caractère purement programmatique de cet objectif politique.

M. Manuel Valls développe la même idée lorsqu'il explique qu'au sein du Gouvernement, « les 50 % n'étaient pas un « verrou » ».

M. François Brottes prend quant à lui appui sur l'absence d'étude d'impact pour justifier le caractère non normatif de la disposition : « *L'horizon des 50 % est d'autant moins normatif qu'il ne fait l'objet d'aucune trajectoire dans l'étude d'impact de la loi de 2015 ni dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2016* ».

Pour le rapporteur, la visée déclaratoire de l'objectif, sans indication légale des moyens mobilisés pour l'atteindre, n'est pas de nature à tempérer le jugement porté sur la décision retenue et sur les critères de cette décision.

La volonté d'émettre un signal clair en faveur du développement des énergies renouvelables est un choix politique légitime que le rapporteur n'entend pas remettre en cause. Mais ce signal positif pour les énergies renouvelables s'est transformé en signal négatif pour le nucléaire. Or, en l'absence de certitude quant à la possibilité de poursuivre la trajectoire annoncée, les effets déstabilisateurs sur la filière nucléaire auraient dû conduire à une plus grande prudence.

Le manque d'écoute politique aux alertes techniques et scientifiques reçues incarne ce manque de prudence. Il a été **aggravé par le caractère biaisé du débat parlementaire en raison de l'absence d'étude d'impact solide** produite par le Gouvernement au Parlement.

3. Des éléments symboliques dépourvus de logique énergétique : le plafonnement de la production nucléaire à 63,2 GW et la fermeture de Fessenheim

La limitation de la production nucléaire à 63,2 GW est une autre mesure de la LTECV symptomatique du changement de vision politique sur l'énergie nucléaire durant la décennie 2010. Contrairement à l'objectif des « 50 % » de

production nucléaire, ce plafonnement n'a rien de programmatique et présente une normativité réelle. **Cette mesure relève pourtant, elle aussi, d'une décision politique et symbolique prise en dehors de toute logique énergétique.**

La LTECV inscrit dans le code de l'énergie un plafond de puissance des réacteurs électronucléaires à 63,2 GW ⁽¹⁾. Lorsque ce plafond est atteint, aucune autorisation d'exploitation d'une nouvelle installation de production d'électricité nucléaire ne peut être délivrée. En pratique, la délivrance d'une nouvelle autorisation d'exploitation implique la déconnexion définitive d'une capacité nucléaire équivalente.

La logique sous-tendant cette disposition apparaît ici encore assez symbolique : comme le rappelle M. Manuel Valls, « *la fermeture d'une centrale devait permettre de créer un cercle vertueux favorable aux énergies renouvelables et aussi à l'ouverture éventuelle d'une filière de démantèlement des centrales, tout ceci en laissant ouverte la question de la durée* ».

Au-delà même du jugement possible sur le choix politique que la nouvelle majorité pouvait légitimement décider de faire, le rapporteur a pu établir que des débats sur cette question avaient animé les discussions interministérielles en amont de la réforme.

M. Arnaud Montebourg, ministre de l'Économie, du redressement productif et du numérique, a alerté le Premier ministre M. Manuel Valls en amont du dépôt du projet de loi, dans une lettre en date du 6 juin 2014 transmise à la commission d'enquête.

Le ministre y évoque l'ambition du ministère de l'Écologie d'insérer dans le projet de loi de transition énergétique en cours de préparation non seulement le plafonnement à 63,2 GW de la capacité nucléaire totale installée, mais aussi « *une limitation de la durée de vie des centrales à 40 ans* » ainsi que l'établissement dans la programmation pluriannuelle de l'énergie d' « *une trajectoire de baisse de la capacité nucléaire installée, dont les services du Ministère de l'Énergie ont confirmé ces derniers mois qu'elle correspondrait à la fermeture d'une vingtaine de réacteurs d'ici 2025* ».

Le ministre alerte : « *ce mécanisme me semble particulièrement dangereux sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, de la compétitivité de l'économie, des finances publiques et de l'emploi. (...)* », notamment parce qu'il « *consiste à décider de manière irréversible la fermeture de réacteurs sur la base de prévisions de développement des énergies renouvelables par nature très incertaines* ». Il ajoute que la « *limitation à quarante ans de la durée de vie des réacteurs remettrait en*

(1) L'article 187 de la LTECV inscrit, dans le code de l'énergie, un article L. 311-5-5 qui dispose que « L'autorisation mentionnée à l'article L. 311-1 ne peut être délivrée lorsqu'elle aurait pour effet de porter la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 63,2 gigawatts.

« L'autorité administrative, pour apprécier la capacité totale autorisée, prend en compte les abrogations prononcées par décret à la demande du titulaire d'une autorisation, y compris si celle-ci résulte de l'application du second alinéa de l'article L. 311-6 ».

cause le programme d'investissement de 55 milliards envisagés par EDF pour la prolongation de la durée de vie de ses réacteurs ».

La réforme effectivement inscrite dans la LTECV diffère de cet avant-projet décrié par M. Arnaud Montebourg. D'après M. Antoine Pellion lors de la préparation du projet de loi, *« deux familles d'idées s'affrontent : d'une part, le plafonnement de la puissance installée à 63,2 GW, dont l'application conduit de fait à ne fermer qu'une paire de réacteurs en face de Flamanville, et d'autre part la limitation de la limite d'âge, par laquelle tous les réacteurs de plus de n années seraient amenés à fermer ».* Selon lui, la ministre Mme Ségolène Royal donne *« l'orientation très claire de privilégier la première option et de ne pas entrer dans la seconde ».*

L'ancien conseiller technique de la ministre M. Antoine Pellion rejette l'idée qu'un risque ait été pris s'agissant de la sécurité d'approvisionnement. Il rappelle qu'à l'époque, la France exporte massivement l'électricité. Par ailleurs, le bilan prévisionnel de RTE pour 2015, à disposition du Gouvernement pour la préparation de la réforme, prévoit une stabilisation voire une baisse de la consommation d'électricité. Dès lors, au vu des éléments de projection dont le Gouvernement dispose et compte tenu de l'analyse conditionnée selon laquelle une centrale ne doit fermer que le jour où une autre est mise sur le réseau, *« le plafonnement à 63,2 GW ne remet pas en cause la sécurité d'approvisionnement ».* Pour M. François Brottes, ce seuil de 63,2 GW qui correspond à la puissance nucléaire installée au moment de la rédaction du texte *« offre une marge confortable pour fermer et ouvrir des centrales ».*

Il apparaît néanmoins au rapporteur que **la fixation, dans la loi, d'objectifs de diminution ou de seuils de limitation de production énergétique fait prendre un risque inutile pour la sécurité d'approvisionnement énergétique du pays.** Or, il s'avère qu'en l'occurrence, **ce risque a été pris pour servir un objectif symbolique et politique : la fermeture de la centrale de Fessenheim.**

Au-delà du souhait d'adresser un signal de diversification du mix électrique en soutien au développement des énergies renouvelables, **la définition du seuil de 63,2 GW a en effet un objet bien précis : fermer une centrale.** Le plafonnement empêche en effet la mise en service de l'EPR de Flamanville, alors supposé être prêt en 2017 ⁽¹⁾, sans la déconnexion définitive d'une capacité nucléaire équivalente.

La centrale de Fessenheim n'est pas explicitement visée dans la LTECV, mais ce choix renvoie à une autre promesse faite par le candidat M. François Hollande, qui figurait aussi dans l'accord politique préparé par Mme Martine Aubry et Mme Cécile Duflot en 2011, et qui est réitérée par le Président de la République le 14 septembre 2012 dans le cadre de la Conférence environnementale. D'ailleurs, dès 2012, un délégué interministériel à la fermeture de la centrale est institué par décret. Aussi, pour justifier ce choix, Mme Ségolène

(1) Le décret n° 2007-534 du 10 avril 2007 autorisant la création de l'EPR prévoit un délai de 10 ans avant la mise en service de l'EPR, soit une échéance au 10 avril 2017.

Royal a débuté son propos par un message clair : « *la fermeture de Fessenheim avait été promise* ».

Or, de l'aveu même de M. Manuel Valls, « *la fermeture de Fessenheim ne reposait pas totalement sur des éléments objectifs* » puisque « *la centrale était la plus vieille mais pas la moins sûre* ». Sur ce point, la mission d'information sur le suivi de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim ⁽¹⁾ avait rappelé que la centrale avait fait l'objet d'une « *appréciation globalement positive de l'ASN* ». En 2019, le rapport de l'autorité publié en 2019 situait la centrale de Fessenheim « *favorablement par rapport à la moyenne nationale dans les domaines de la sûreté et de l'environnement, et dans la moyenne dans le domaine de la radioprotection* ⁽²⁾ ».

Lors de son audition, l'ancien Président de la République M. François Hollande a réfuté le caractère strictement politique de la décision : « *Pourquoi Fessenheim ? Il y avait plusieurs raisons à ce choix de fermer une centrale pour en ouvrir une autre, en l'occurrence Flamanville, de plus grandes dimensions. La première était que l'Autorité de sûreté nucléaire, dans un avis du 3 février 2012 – donc avant mon arrivée aux responsabilités – déclarait qu'il fallait engager de très importants travaux pour pérenniser l'exploitation de Fessenheim. Le deuxième argument, qui n'était toutefois pas le plus décisif, était qu'il s'agissait de la plus vieille de nos centrales. Un autre encore, contesté par les élus locaux, était que la centrale était située en contrebas du canal d'Alsace, avec un risque d'inondation, ce qui renvoyait à ce qui s'était produit à Fukushima, même si les deux situations n'étaient guère comparables. J'ajouterai un dernier élément : durant le mandat de mon prédécesseur, Fessenheim avait déjà été évoquée comme pouvant éventuellement fermer. Vous avez reçu Mme Kosciusko-Morizet, qui a également invoqué le fait que l'épaisseur du radier, c'est-à-dire du plancher en béton de la centrale, était inférieure à ce qu'elle était dans toutes les autres centrales et n'atteignait pas le niveau de sûreté de troisième génération* ».

Ceci étant noté, aucun des arguments techniques évoqués ne résiste à l'analyse technique, scientifique ou industrielle : le besoin d'engager des travaux de maintenance est commun à l'ensemble des centrales nucléaires, en particulier post-Fukushima et au moment de passer les visites décennales ; l'âge des centrales ne constitue pas non plus un motif puisqu'il était implicitement prévu de prolonger une très grande partie des centrales au-delà de 40 ans ; enfin, la comparaison entre un risque d'inondation du canal d'Alsace et le tsunami japonais ne paraît pas la plus judicieuse.

De toute évidence, le contexte diplomatique a aussi pesé sur ce choix. Après la catastrophe de Fukushima, la politique énergétique allemande repose sur la sortie rapide du nucléaire. Or, la centrale de Fessenheim est attenante à la frontière

(1) Rapport d'information n°4515 présenté par MM. Raphael Schellenberger et Vincent Thiébaud le 6 octobre 2021, https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/15/rapports/cion-dvp/l15b4515_rapport-information#_Toc256000025

(2) ASN, Rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2019, https://www.asn.fr/annual_report/2019fr/

allemande. La pression exercée outre-Rhin était donc forte pour que la fermeture de cette centrale intervienne rapidement.

Au-delà de l'objectif de limitation de la production nucléaire à 50 % de la production électrique, la LTECV contient donc cette autre mesure symbolique qu'est le plafonnement à 63,2 GW destiné à la fermeture d'une centrale.

Les décideurs ont certes cherché à ne pas compromettre la sécurité d'approvisionnement en prévoyant que **la fermeture de cette centrale ne puisse intervenir qu'à l'ouverture de l'EPR de Flamanville.**

Pourtant, lorsque quelques semaines avant la fin du quinquennat, Mme Ségolène royal présente le 8 avril 2017 le premier décret de fermeture de la centrale de Fessenheim ⁽¹⁾, il est difficile de croire que le gouvernement ignore qu'une décision de fermeture ne peut intervenir que sur demande du titulaire – une demande qui n'avait pas été déposée ; il est aussi difficile d'imaginer que le calendrier de mise en service de l'EPR sera tenu. Le décret sera ainsi très logiquement annulé ⁽²⁾.

Mais la suite de ce dossier, gérée sous le quinquennat suivant a montré que le contexte pouvait évoluer. Pour différentes raisons qui seront exposées plus loin (voir chapitre II, III), cette condition n'a finalement pas été appliquée. **Cela révèle avec d'autant plus de force que le législateur devrait s'astreindre à ne prendre aucun risque du point de vue de la sécurité énergétique par l'adoption de mesures symboliques.**

Le rapporteur relève ainsi que cette loi a bien causé deux dommages directs : le sacrifice de la centrale de Fessenheim, d'une part, et l'atteinte, qui ne pouvait être que volontaire, portée à l'attractivité de la filière nucléaire par l'émission d'un signal défavorable à l'encontre de cette énergie.

S'agissant de la fixation d'objectifs politiques et symboliques dépourvus de fondement scientifique, cette loi constitue un contre-exemple dans la méthode de définition de la politique énergétique française.

Pour autant, le rapporteur souligne qu'il serait également caricatural d'y voir la cause de tous les maux de notre industrie énergétique et en particulier de la filière nucléaire, déjà affaiblie à cette date par les compétitions

(1) Décret n° 2017-508 du 8 avril 2017 portant abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim. L'article 2 du décret précise que l'abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale de Fessenheim « s'appliquent à la date notifiée par EDF pour la mise en service de Flamanville 3, aux conditions que :

« 1° La demande prévue à l'article L. 311-5-5 du code de l'énergie ait été reçue avant cette date ;

« 2° La mise en service de Flamanville 3 soit intervenue avant l'échéance du délai fixé à l'article 3 du décret n° 2007-534 du 10 avril 2007 autorisant la création de l'installation nucléaire de base dénommée Flamanville 3, comportant un réacteur nucléaire de type EPR, sur le site de Flamanville (Manche), dans la rédaction résultant du décret n° 2017-379 du 23 mars 2017 susvisé ».

(2) Par une décision du Conseil d'État en date du 25 octobre 2018.

internes et le manque d'anticipation des investissements et de suivi des compétences.

C. LA FRAGILISATION DE NOTRE INDUSTRIE ÉNERGÉTIQUE

En dépit des messages de soutien à la filière nucléaire française après la catastrophe de Fukushima, l'atonie du marché, caractérisée par l'absence de nouveaux projets, entame progressivement la compétitivité de l'industrie. Hormis les signaux négatifs précédemment évoqués véhiculés par la loi relative à la transition énergétique, aucune décision politique brutale ne vient pourtant frontalement heurter le nucléaire français : c'est à bas bruit que son affaiblissement suit son cours (1). Parallèlement à ce mouvement descendant, l'essor des énergies renouvelable est réel, mais insuffisant (2).

1. Un affaiblissement à bas bruit de la filière nucléaire

La production nucléaire se maintient à un assez bon niveau sur la première moitié de la décennie 2010. Haute de 429 TWh en 2010, elle s'élève à 436 TWh en 2014, avant de commencer une baisse qui témoigne d'une disponibilité déclinante : elle ne s'élève plus qu'à 379,1 TWh en 2017.

Durant la décennie, aucun nouveau projet de construction n'étant lancé sur le territoire national, c'est à l'international que la filière française cherche à obtenir des marchés si essentiels au maintien de ses compétences. Or, sur ce plan, la décennie s'ouvre avec une filière qui reste marquée par la perte de l'appel d'offres passé par les Émirats Arabes Unis au profit de la Corée du Sud. En 2012, la catastrophe de Fukushima porte un nouveau coup à la filière, ensuite ébranlée par le message véhiculé par la loi de transition énergétique adoptée en 2015.

L'affaiblissement de la filière s'accroît alors sans que l'État ne réagisse suffisamment vite ou suffisamment fort pour anticiper les difficultés ou minimiser leur impact (a) ou pour remédier à l'épineux problème du déclin des compétences (b).

a. Des interrogations quant à l'inertie d'un État actionnaire manquant de réactivité pour traiter de dossiers au potentiel déstabilisant pour la filière

- i. Une réaction tardive pour mettre un terme à la compétition nocive entre les champions nationaux du nucléaire

Qu'il s'agisse de la conduite optimale des projets sur le territoire ou de la capacité d'export à l'international du nucléaire français, la décennie 2010 s'illustre par ce que M. Henri Proglio qualifie de « *désalignement des stratégies des entreprises dépendantes de l'État – EDF, AREVA, le CEA – mues par des intérêts divergents* ».

En ce qui concerne les relations entre EDF et le CEA, la haut-commissaire à l'énergie atomique entre 2009 et 2012, Mme Catherine Cesarsky, a indiqué qu'elle avait dû dénoncer en 2012 l'absurdité du « *manque d'ouverture d'EDF vis-à-vis du CEA s'agissant du suivi des réacteurs en cours* », EDF ne sollicitant le CEA que lorsqu'un problème survenait.

Les dirigeants actuels d'EDF et du CEA ont tous deux salué la qualité des relations actuelles entre EDF et le CEA. L'ancien haut-commissaire M. Yves Bréchet entre 2012 et 2019 a pourtant considéré que subsistait encore une « *marge de progrès pour une meilleure interaction entre les acteurs du nucléaire, à commencer par EDF, Framatome et le CEA* ».

Pour ce qui est de la relation difficile entre EDF et Areva, le rapporteur constate que **les attermolements de l'État actionnaire pour gérer la situation ont perduré au début de la décennie 2010.**

Si les entreprises concernées et leurs dirigeants sont en cause, il est important de souligner, comme l'a fait M. Cédric Lewandowski devant la commission, qu'il « *ne s'agissait pas seulement d'une querelle de personnes, il y avait aussi des divergences stratégiques que l'État n'a pas arbitrées* ». En effet, et comme cela a été évoqué précédemment (voir chapitre II, I, B, 2, c, iii), l'État actionnaire a laissé se développer, pour reprendre les termes employés par le haut-commissaire à l'énergie atomique M. Patrick Landais, une « *compétition entre maîtrises d'œuvre [qui] n'a pas été de nature à constituer une force industrielle nationale capable d'harmoniser les compétences pour relancer la filière sur le sol français et gagner des marchés à l'étranger* ».

Or, cette abstention de l'État à s'attaquer au problème a prévalu alors même que le rapport remis au Président de la République M. Nicolas Sarkozy par M. François Roussely **identifie, dès mai 2010, la nécessité pour l'État de reprendre la main sur l'organisation de la filière** et de remédier à la désorganisation de l'« *équipe de France* » du nucléaire.

L'ancien Président de la République M. François Hollande a exposé avoir trouvé, après son élection, une filière « *qui était éclatée, divisée et désorganisée* ». Il a précisé avoir commencé sa réorganisation en 2014, par des « *décisions de nomination : M. Varin était appelé à la direction d'Areva et M. Fontana à celle de Framatome, et M. Lévy remplaçait M. Proglia à la tête d'EDF* », suivies d'une clarification de la répartition des responsabilités : « *EDF devenait ainsi chef de file unique, afin d'éviter que ne se renouvellent les difficultés rencontrées aux Émirats ou à Flamanville, tandis que Framatome s'occupait des chaudières et Orano du combustible* ».

Le projet de refondation de la filière nucléaire française présenté par EDF et AREVA et validé par l'État fut effectivement présenté en 2015 ⁽¹⁾. La filière est restructurée de façon à rassembler les activités de conception, de gestion et de commercialisation des projets de réacteurs neufs d'EDF et d'AREVA dans une filiale commune dont EDF devient actionnaire majoritaire. Le sauvetage d'Areva, qui reprendra ensuite le nom de Framatome est par ailleurs réalisé au moyen d'une recapitalisation.

M. Jean-Bernard Lévy a salué cette décision de restructuration ayant confié à EDF le rôle de chef de file de la construction de réacteurs nucléaires, et à faire de Framatome le responsable de la chaudière et de divers équipements, notant que cette entreprise avait par la suite renoué avec le profit. Si l'opération fut concluante, **le rapporteur ne peut néanmoins que regretter la durée de l'inertie de l'État durant de trop nombreuses années** au cours desquelles des champions français de l'industrie énergétique ne sont pas parvenus à présenter l'équipe de France du nucléaire sur un front uni.

Les anciens et l'actuel PDG du groupe EDF ont quant à eux insisté sur le rôle qu'a joué l'ARENH dans la dégradation de la situation financière de l'entreprise, critiquant indirectement l'absence d'action de l'État pour remédier à ce problème.

- ii. Un *statu quo* sur la non-actualisation de l'ARENH en dépit d'une situation financière dégradée d'EDF

Afin d'identifier la façon dont la situation d'EDF avait pu défavorablement évoluer au cours de la décennie 2010, la commission d'enquête a interrogé les trois anciens PDG ayant dirigé l'entreprise au cours de cette période.

M. Pierre Gadonneix, qui en fut PDG de 2004 à 2009, a indiqué qu'au moment de son départ, à l'aube de la décennie 2010, la production était stable et la disponibilité du parc, de l'ordre de 80 % satisfaisante, même si elle commençait à baisser. C'est d'ailleurs ce qui justifiait selon lui les efforts d'investissement consentis pour entretenir les centrales. Il a indiqué ne pas avoir été suivi sur le plan financier et tarifaire de sorte que lorsqu'il a quitté ses fonctions, les « *activités en France n'étaient plus autofinancées : les ressources de cash-flow ne permettaient pas de financer les investissements – ce qui explique, en partie, les fluctuations boursières* ». La performance financière de l'entreprise demeurerait néanmoins selon lui à ce moment « *tout à fait saine* ». **M. Pierre Gadonneix a d'ailleurs indiqué que l'entreprise versait à cette époque d'importants dividendes à ses actionnaires – et donc principalement à l'État - à hauteur de 4,5 milliards d'euros par an.** La Cour des comptes ⁽²⁾ a cependant dressé un tableau plus contrasté de la situation financière de l'entreprise à cette époque, soulignant que

(1) Communiqué de la Présidence de la République, en date du 3 juin 2015, sur la refondation de la filière nucléaire, <https://www.vie-publique.fr/discours/194980-communique-de-la-presidence-de-la-republique-en-date-du-3-juin-2015-su>.

(2) Cour des comptes, rapport particulier, La stratégie internationale d'EDF, Exercices 2009 à 2013.

deux acquisitions internationales finalisées en 2009⁽¹⁾, avaient « *accentué l'augmentation, devenue structurelle, de son endettement* » et que le groupe s'était trouvé « *à la fin de 2009, dans une situation de fragilité financière* ».

M. Henri Proglio, nommé à la suite de M. Pierre Gadonneix, a procédé à la rationalisation des activités du groupe à l'étranger et opéré un certain nombre de cessions. Il considère néanmoins avoir trouvé à son arrivée une « *maison en assez bon état, avec de très belles compétences* » et qui « *ne rencontrait pas de grandes difficultés financières. L'endettement de la société en était le résultat, mais il était parfaitement acceptable* ». Il affirme qu'à son départ en 2014, EDF était en pleine forme, « *malgré toutes les vicissitudes auxquelles nous avons été soumis par les réglementations françaises et européennes* », en particulier la loi NOME. Il précise que le résultat net après impôt se portait à 3,75 milliards d'euros, et que le niveau d'endettement demeurait selon lui acceptable puisque le ratio dette/ebitda, qui compte plus que la valeur absolue de la dette, était inférieur à trois.

Quand M. Jean-Bernard Lévy prend la tête de l'entreprise en 2014, il déclare prendre conscience avec surprise des implications de la loi NOME sur la situation financière de l'entreprise. D'après lui, « *l'ARENH pèse de manière croissante sur l'endettement d'EDF au rythme d'environ 3 à 4 milliards d'euros par an* ». La situation se dégrade : en 2016, « *les recettes d'EDF connaissent une chute brutale puisque le prix de gros du mégawattheure tombe à 30 euros (...). Ce manque à gagner contraint EDF à un plan de restructuration sévère, imposé de fait par les agences de notation qui dégradent à trois reprises la dette d'EDF* ».

Cette affirmation interroge : précisément, si les prix de gros tombent à 30 euros soit largement en-dessous du tarif ARENH, le dispositif ne saurait avoir un impact négatif sur les résultats de l'entreprise. Sur cette période comme sur les suivantes, en l'absence de données précises et annualisées communiquées par EDF, le rapporteur ne saurait retenir les chiffres présentés par les anciens responsables d'EDF.

EDF poursuit alors ce plan de restructuration qui repose sur d'importantes cessions d'actifs, une trajectoire d'économies sur les coûts de fonctionnement et une concentration des investissements d'EDF sur les activités bas-carbone.

C'est à ce moment que l'État décide, pour la première fois, de renoncer à ce que son dividende soit payé en flux courant. L'État annonce en effet, le 22 avril 2016, qu'il percevrait son dividende en actions.

Enfin, en 2017, l'État souscrit à environ 75 % de l'augmentation de capital de l'entreprise qui atteint 4 milliards d'euros.

Le récit de ces trois PDG successifs laisse percevoir des tendances qui se dessinent au fil de la décennie : la disponibilité du parc commence à être un sujet.

(1) Il est question d'une prise de participation dans l'entreprise américaine Constellation et de l'achat de l'entreprise British Energy.

Or, elle aura à l'avenir un impact important sur la production, et donc sur la performance financière de l'entreprise. Les résultats se maintiennent sur la première moitié de la décennie autour de 4 milliards d'euros de résultat net courant ⁽¹⁾. Ces résultats chutent néanmoins à 2,8 et 2,5 Md€ en 2017 et 2018, avant de connaître une forte remontée (3,9 Md€) en 2019, où les résultats en retrait de la production nucléaire sont compensés par de bons résultats de la filière d'énergies renouvelables. En dépit du maintien global des résultats du groupe, les anciens PDG s'accordent sur un point : le rôle tenu par l'ARENH dans le déclin des capacités financières du groupe. L'ancien Président de la République M. François Hollande a rejoint cette analyse lorsqu'il a souligné qu'à travers le renoncement de l'État au versement du dividende et sa participation à la recapitalisation du groupe, « pour la première fois depuis la création d'EDF, c'est-à-dire depuis la Libération, l'État soutenait l'entreprise nationale, et cela à cause d'une mauvaise loi : celle de 2010 ».

Les estimations sur le préjudice subi par EDF du fait de l'ARENH sont toutefois difficiles à établir. Le chiffre communiqué par M. Luc Rémont au questionnaire transmis par le rapporteur l'apprécie à un total de 9,1 Md€ depuis son entrée en vigueur jusqu'à la fin de l'année 2022. La CRE a répondu au rapporteur qu'elle n'avait « pas de visibilité sur l'impact financier du dispositif pour EDF. Les résultats publics du groupe ne permettent pas d'isoler totalement l'impact de l'ARENH ». La Cour des comptes a quant à elle constaté que « la mise en œuvre de l'ARENH ne s'est pas déroulée comme prévu, mais a permis la couverture des coûts complets sur la période considérée ⁽²⁾ », tout en soulignant **qu'en l'absence d'ARENH, les revenus du nucléaire auraient probablement été « plus élevés ⁽³⁾ »**.

Si l'ARENH a été présenté comme l'un des principaux motifs de l'endettement d'EDF, il apparaît qu'il faut faire preuve de nuance, car le mécanisme a connu des phases très différentes selon le cours du marché de gros de l'électricité.

Un premier constat s'impose en tout cas : il est étonnant que les pouvoirs publics ne soient pas allés jusqu'au bout de ce que commandait l'application de la loi en publiant le décret qui aurait permis de réviser tant le prix initial de l'ARENH que son dispositif.

Comme cela a été présenté précédemment (voir chapitre II, I, A, 2, c), **le dispositif de l'ARENH devait initialement être réévalué avant le 31 décembre 2015**, puis tous les cinq ans.

(1) D'après les bilans annuels publiés par le groupe EDF, le résultat net courant du groupe, en milliards d'euros, est de 3,9 en 2010, 4,2 en 2012, 4,1 en 2013, 4,8 en 2014, 4,1 en 2016.

(2) Cour des comptes, *L'organisation des marchés de l'électricité, Rapport public thématique, juillet 2022*, https://www.ccomptes.fr/system/files/2022-07/20220705-rapport-organisation-marches-electricite_0.pdf.

(3) La Cour indique que « Sous réserve des précautions d'interprétation associées au caractère conventionnel du calcul, les résultats permettent de penser qu'en l'absence d'ARENH, le bilan de la période aurait été beaucoup plus à l'avantage d'EDF », *Idem*, p. 113.

Par ailleurs, le **tarif de l'ARENH, devait**, en application du VII de l'article 1 de la loi NOME, « *afin d'assurer une juste rémunération* » à EDF, **couvrir les coûts** et permettre l'amortissement du parc d'ici 2025, et, surtout, être « *réexaminé chaque année* ».

Ni le dispositif, ni le tarif de l'ARENH n'ont pourtant fait l'objet de révision durant la décennie 2010, en dépit des alertes émises par le PDG d'EDF à compter de 2014.

La commission d'enquête a cherché à comprendre l'inertie des pouvoirs publics sur le sujet.

S'agissant du tarif, d'abord, il convient de rappeler que, comme l'a indiqué M. Pierre-Marie Abadie, qui était directeur de l'énergie au moment de la mise en place de la réforme, ce tarif de 42 € correspondait au montant demandé par le président d'EDF de l'époque. D'après la méthode de calcul retenue en vue de couvrir l'intégralité des coûts liés au Grand carénage, le prix devait s'élever à 39 €. Dans le cadre des travaux de la commission Champsaur, la CRE avait quant à elle estimé que le coût complet du nucléaire existant était de 39,5 €/MWh. Le surcoût des investissements liés à la catastrophe de Fukushima avait été ajouté, et le pouvoir exécutif avait finalement arbitré en faveur d'un tarif à 42 €.

Plus tard, en 2014, lorsque M. Jean-Bernard Lévy arrive à la tête d'EDF, il considère que ce tarif ne permet pas de couvrir le coût réel de production, qui se situerait plutôt autour d'une cinquantaine d'euros. Il indique qu'à cette période, il était question d'augmenter à 52 € le prix de l'ARENH. D'après lui, « *le Gouvernement de l'époque en était d'accord* », mais « *la hausse n'a pas eu lieu car le prix de gros est descendu sous 42, puis 35 puis 30 euros. La Commission (européenne) considérait qu'il fallait laisser le marché fonctionner. Si celui-ci décidait que le prix de l'électricité était inférieur à 42 euros, il n'y avait pas matière à relever le prix de l'ARENH. La porte s'est donc refermée sur ce dossier dans le courant de l'année 2016* ». M. Laurent Michel, directeur général de l'énergie et du climat, a confirmé que « **le Gouvernement avait souhaité procéder à des augmentations**, ce qui avait suscité des débats dans le cadre du précédent projet Hercule. Ce dernier visait à donner à EDF une vision attestée par un audit de la CRE, en rémunérant le nucléaire à 49 euros le mégawattheure. Nous défendions cette revalorisation, mais n'en étions pas les seuls décisionnaires ».

En raison d'un désaccord entre les autorités françaises et la Commission européenne, qui n'a jamais approuvé la méthode de calcul d'actualisation de l'ARENH, **le décret en Conseil d'État pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), prévu au X de l'article 1^{er} de la loi NOME, qui devait préciser les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts de production, n'a jamais été publié.**

Dans son rapport, la Cour des comptes revient sur cette situation : « *L'actualisation du prix de l'ARENH est soumise à l'approbation par*

la Commission européenne de sa méthode de calcul, depuis la décision soldant le contentieux européen relatif à l'existence, d'une part, des TRV « verts » et « jaunes » et, d'autre part, au Tartam pour les grands et moyens consommateurs. Or **l'établissement de cette méthodologie de calcul s'est avéré conflictuel**. Des divergences de positions entre le Gouvernement, la CRE, l'Autorité de la concurrence (ADLC), la Commission européenne et EDF, ont émergé concernant les différents paramètres à prendre en considération (...). La CRE s'est in fine prononcée favorablement sur le projet de décret devant établir cette méthodologie, tandis que l'ADLC a émis un avis plus mitigé et que la Commission a exprimé des réserves. **Les échanges n'ayant pas abouti, le décret n'a pas été adopté et la situation s'est enlisée** ⁽¹⁾ ».

D'après M. Pierre-Marie Abadie, **l'absence de publication du décret « a été réellement pénalisante, car nous n'avons pas pu nous ajuster au coût réel du grand carénage. De plus, nous n'avons pas pu tenir compte de l'inflation ni du coût réel des investissements post-Fukushima. En outre, cela n'a laissé aucun espace économique offrant un intérêt à signer des contrats de long terme par ailleurs »**. Rétrospectivement, il considère qu'il aurait fallu procéder à une indexation minimale, même si à l'époque telle n'était pas la priorité en raison d'une inflation basse. Il concède par ailleurs que des fluctuations de prix aussi importantes avec des prix bas sur une longue période semblaient alors impossibles. Or, l'absence de remontée des prix au-dessus du tarif de l'ARENH a contribué à créer un droit d'option gratuit aux concurrents d'EDF, qui, en raison du caractère asymétrique de l'ARENH, sont alors allés acheter leur électricité sur le marché, à un prix inférieur à 42 €/MWh. Cela a conduit EDF à vendre son électricité très en dessous de son propre coût de revient.

Le rapporteur s'étonne qu'en dépit des difficultés à concilier les positions françaises et européennes, les ministres chargés de l'Énergie successifs n'aient pas semblé prendre la mesure du problème.

Au début du quinquennat de 2012, même si l'absence de publication du décret est critiquable, la question du tarif ne se posait pas encore. Mme Delphine Batho l'a confirmé à la commission d'enquête : lors de ses nombreux échanges avec la CRE, aucune alerte n'avait été émise sur un dispositif encore récent.

L'inertie des pouvoirs publics apparaît en revanche plus surprenante dans les années qui suivent au regard des alertes que M. Jean-Bernard Lévy affirme avoir faites. Pourtant, Mme Ségolène Royal, qui a qualifié ce dispositif de « scandale », a affirmé ne pas se souvenir d'avoir été saisie pour supprimer l'ARENH, en augmenter le tarif, ni même avoir « vu passer cette possibilité » de modifier les volumes de l'ARENH.

(1) Cour des Comptes, Op. cit., p. 96-97.

Si d'autres objectifs, au premier rang desquels figure la volonté d'éviter l'augmentation des tarifs de l'électricité au bénéfice du consommateur, ont pu prévaloir dans les arbitrages, le rapporteur s'étonne qu'un dossier aussi crucial que celui du mécanisme de l'ARENH pour un ministre en charge de l'énergie n'apparaisse pas avoir été traité au rang de priorité.

Cela étant dit, un second constat doit être fait : il apparaît fort exagéré de la part d'EDF et en réalité, fort peu vraisemblable d'imputer la responsabilité de son endettement au seul, dispositif de l'ARENH, qui plus est sans être en mesure de produire des données plus fines sur l'évolution dans le temps du poids de ce dispositif sur les finances d'EDF.

Or, le dispositif de l'ARENH a connu d'importantes fluctuations quant à son attractivité. La Commission de régulation de l'énergie ⁽¹⁾ (CRE) a décrit avec précision les variations des volumes d'ARENH délivrés sur la période du quinquennat 2012-2017. Il s'avère que durant un certain nombre d'années, la faible attractivité de l'ARENH n'a pu conduire à grever la dette d'EDF.

La CRE relève en effet que les *« volumes d'ARENH livrés sont restés globalement stables entre juillet 2011 et décembre 2013, malgré une légère hausse au premier semestre 2013 (...). La prise en compte des pertes dans le dispositif à compter de janvier 2014 a engendré une hausse de la demande au premier semestre 2014. Les livraisons d'ARENH ont alors atteint un niveau de 36,8 TWh. Les volumes livrés au titre des grands consommateurs ont quant à eux été légèrement réduits en raison de l'attractivité accrue des prix de marché de gros. Au premier semestre 2015, la baisse importante des prix de marché de gros, à des niveaux significativement inférieurs à celui du prix de l'ARENH, a entraîné une forte diminution des volumes d'ARENH souscrits (- 64 % au premier semestre 2015, suivie d'une nouvelle baisse de 69 % au deuxième semestre 2015). Au second semestre 2015, seuls 3,8 TWh d'ARENH ont été livrés, dont 2,8 TWh au titre des pertes. (...) Au premier semestre 2016, pour la première fois depuis le démarrage du dispositif, aucun volume d'ARENH n'a été livré aux fournisseurs alternatifs. Seuls deux fournisseurs ont effectué une demande pour ce semestre, toutes deux à zéro. Le contexte de prix de marché bas a également conduit à une demande d'ARENH nulle au second semestre 2016. La hausse des prix des produits à terme sur le marché de gros au cours du second semestre de l'année 2016, conjuguée à la mise en place du marché de capacité à partir du 1^{er} janvier 2017, a renforcé l'attractivité de l'ARENH. Le volume total d'ARENH demandé sur l'année 2017 s'est élevé à 82,1 TWh (dont 0,8 TWh au titre des pertes) ».*

L'endettement d'EDF ne s'est donc pas constamment aggravé du fait du dispositif de l'ARENH. En revanche, la CRE a bien confirmé qu'« *au-delà des dysfonctionnements qu'entraînent le déplacement du plafond, l'asymétrie du dispositif, c'est-à-dire la possibilité de laisser le choix aux fournisseurs alternatifs de demander*

(1) CRE, Rapport Arenh, « Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017 », 18 janvier 2018,, <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-ARENH/consulter-le-rapport>

des volumes d'ARENH lorsque les prix de marché sont élevés, et de ne pas en demander lorsque les prix de marché sont inférieurs au prix des volumes d'ARENH, est une faiblesse qui a été préjudiciable à EDF dans les années 2015 à 2017 ».

La Cour des comptes ⁽¹⁾ a observé que durant ces années, « EDF s'est trouvée contrainte d'écouler sur les marchés de gros le volume d'électricité nucléaire qu'elle avait réservé pour ces fournisseurs alternatifs, à un prix inférieur à son coût de production (qui est, sous réserve de son actualisation, le prix de l'ARENH) ». En conséquence, le caractère optionnel de l'ARENH n'a pas permis « de garantir à EDF que ses charges de production seront couvertes en cas de prix de marché « bas » (inférieur à l'ARENH) ».

Ce constat rend d'autant plus dommageable l'inertie des autorités pour publier le décret prévu par la loi qui aurait permis de faire évoluer le dispositif. La même propension à ne pas appliquer la réglementation se retrouve au demeurant dans la périodicité déclinante des réunions du comité de l'énergie atomique.

iii. La périodicité déclinante des réunions du comité de l'énergie atomique

L'ancien Haut-commissaire à l'énergie atomique M. Yves Bréchet a attiré l'attention de la commission d'enquête sur la question de l'analyse scientifique et technique qui aurait « déserté les rouages décisionnels de l'État » sur les sujets énergétiques. Il a évoqué, en appui à son argumentation, le fait que le comité à l'énergie atomique sous sa forme civile n'ait plus été réuni avec la périodicité annuelle prévue par décret.

(1) Cour des comptes, référé, « l'évaluation de la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique », Courrier du Premier Président de la Cour des comptes M. Didier Migaud à MM. Bruno Lemaire et Nicolas Hulot en date du 22 décembre 2017, <https://www.ccomptes.fr/fr/documents/41952>.

Le comité de l'énergie atomique.

Créé par l'ordonnance n° 45-2563 du 18 octobre 1945 instituant un commissariat à l'énergie atomique, ce comité a pour mission, définie à l'article L. 332-2 du code de la recherche d'« *arrêter le programme de recherche, de fabrication et de travaux du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives* ».

Présidé par le Premier ministre lorsque le comité traite du nucléaire civil, il est composé d'une liste de personnalités définie par décret comprenant notamment l'administrateur général du CEA, le haut-commissaire à l'énergie atomique, le directeur général de l'énergie et du climat, le directeur général de la recherche et de l'innovation, le directeur général des entreprises et le directeur général du budget.

Le comité peut être saisi par les ministres chargés de l'énergie, de la recherche, de l'industrie et de la défense de tous les projets d'actes législatifs et réglementaires intéressant la mission ou l'organisation du CEA.

L'article 9 du décret n° 2016-311 du 17 mars 2016 relatif à l'organisation et au fonctionnement du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives précise qu'il « se réunit une fois par an pour traiter des activités de défense et **au moins une fois par an pour débattre des activités civiles** ».

Le rapporteur a pu constater que **la périodicité des réunions du comité de l'énergie atomique dans sa composante civile avait effectivement décliné au cours de la décennie**. Alors que ce comité s'est réuni une ou deux fois par an entre 2006 et 2012, il ne fut, par la suite, plus réuni que pour une réunion en 2015, une en 2017, et une en 2019.

Ces réunions étaient pourtant l'occasion de traiter de sujets primordiaux pour l'avenir de la filière nucléaire tels que les enjeux liés aux réacteurs de recherche, aux travaux menés sur la quatrième génération de réacteurs nucléaires, à la recherche en matière de sûreté et de radioprotection, à l'organisation de la R&D dans le domaine du nucléaire ou encore aux coopérations internationales.

Les responsables politiques en fonction durant ces périodes ne semblent pas avoir perçu cette rupture de rythme dans la périodicité des réunions et le directeur général de l'énergie et du climat a indiqué que des réunions avaient eu lieu sous d'autres formes.

Sur la même période de plus nombreuses réunions du **Conseil de politique nucléaire** ⁽¹⁾ ont certes été organisées (v. encadré CPN). Mais les deux instances ont des compositions et des rôles distincts. Le conseil de politique nucléaire « *définît les grandes orientations de la politique nucléaire et veille à leur mise en œuvre* » et n'équivaut donc pas au comité de l'énergie atomique, qui apparaît conserver sa pertinence pour qu'il soit rendu compte, notamment au Premier ministre et au ministre de l'Énergie, du programme et des résultats de la recherche en cours. Ces points de situation réguliers doivent permettre de vérifier l'adéquation du

(1) Depuis 2008, le conseil de politique nucléaire s'est réuni une fois en 2008, trois fois en 2010, une fois en 2011, deux fois en 2012, une fois en 2013, une fois en 2015, une fois en 2016, une fois en 2018 et une fois en 2023.

programme de recherche avec la politique énergétique sur le long terme, mais aussi d'ajuster la politique au gré des résultats de la recherche. Surtout, l'application de la loi et du décret par le Gouvernement n'est pas une option, et cette situation semble indiquer, sinon une inertie, du moins un manque de rigueur.

b. Un déclin problématique des compétences

Tous les acteurs de la politique énergétique auditionnés par la commission d'enquête ont partagé le même constat : **la perte de compétences de la filière nucléaire a contribué à son affaiblissement.**

Pourtant déjà identifié à la fin de la décennie précédente, le mouvement ne s'est pas enrayé sous la décennie 2010. Faute d'avoir construit des centrales pendant plus d'une décennie, les compétences ont décliné à tous les niveaux, des ingénieurs aux sous-traitants.

Comme l'a souligné M. Yves Bréchet, le déclin des compétences dans la filière nucléaire s'inscrit dans le mouvement plus large de la perte du tissu industriel français et de la disparition de nombreux emplois industriels. M. Hervé Machenaud⁽¹⁾ partage ce constat lorsqu'il indique qu'avec « *l'arrêt des constructions les industriels se sont progressivement démobilisés et les soudeurs sont partis* ».

Qu'il s'agisse de l'industrie en général ou de l'industrie nucléaire en particulier, le principe qui fonde la compétence est le même : seul l'exercice, la répétition des gestes, le travail à l'ouvrage permettent de se former, d'entretenir et de perfectionner les techniques. Il en résulte que **l'absence de construction de nouveaux réacteurs est la principale cause du déclin des compétences.** M. Jean-Bernard Lévy l'a exposé clairement : « *Il n'est pas possible d'être compétent et efficace quand on construit un réacteur tous les quinze ans* ». Pour M. Pierre-Franck Chevet, « *les compétences et le savoir-faire s'acquièrent sur le terrain* » de sorte que l'exercice du métier « *sur une première centrale, puis sur d'autres, garantit la progression des compétences* ».

Les conséquences négatives de ce déclin sont importantes. Elles l'ont été dans le passé et le demeurent dans le présent, comme l'illustrent les déboires de la construction de l'EPR, en partie liés à ce phénomène.

La perte des compétences est un cycle d'autant plus inquiétant qu'il s'auto-entretient : les compétences ont baissé faute de chantier à mener, les nouveaux chantiers peinent à se réaliser en raison du déclin des compétences, et il est difficile de recruter car l'absence de perspective a atteint l'attractivité de la filière.

Plusieurs personnalités auditionnées, dont des anciens ministres ainsi que les organisations représentatives de la filière énergie ou du CSE d'EDF, ont insisté sur le développement de la sous-traitance, qui aurait été néfaste à EDF et à la bonne

(1) Audition de M. Hervé Machenaud, 8 février 2023.

performance de ses installations (perte de visibilité sur les prestataires parfois de rang 5 ou 6, perte d'intérêt évoquée pour le métier) ; si le rapporteur n'a pas pu étayer cet impact négatif, il souligne l'importance d'une chaîne de valeur maîtrisée pour la robustesse du modèle industriel comme pour les relations de travail.

- i. Un déclin des compétences ralenti mais non effacé par le Grand carénage ou les projets internationaux

Face au déclin des compétences qui apparaît de façon de plus en plus limpide au début de la décennie, les métiers du nucléaire n'ont que peu de nouveaux chantiers sur lesquels s'exercer sur le territoire national.

Les pouvoirs publics et les industriels de la filière ont, bien que tardivement, identifié le problème auquel ils ont essayé d'apporter une solution, dans un cadre néanmoins frappé d'une restriction de taille : la décision politique prise de ne pas lancer de nouveaux projets.

Les projets en cours dont la continuité avait été confirmée par le Président de la République M. François Hollande, à savoir le chantier de l'EPR de Flamanville, le projet ASTRID et la construction du réacteur de recherche Jules Horowitz contribuaient, sans suffire, à l'exercice des compétences tant techniques que d'ingénierie.

Une partie de la stratégie adoptée pour limiter ce phénomène a consisté, d'après l'ancien Président de la République M. François Hollande, à se tourner vers l'international : *« il était très important de maintenir cette stratégie d'exportation pour entretenir les compétences, faire travailler les usines et faire bénéficier l'EPR d'un semblant d'effet de série ».*

Il apparaît pour le moins contradictoire, de mener, sur le territoire national, une politique énergétique envoyant des signaux négatifs à la filière, tout en espérant pouvoir exporter la compétence française du nucléaire à l'étranger.

C'est néanmoins dans cette perspective que se concrétise le lancement du chantier d'Hinckley Point, qui consiste en la construction de deux réacteurs nucléaires EPR dans le Somerset, en Angleterre, pour une puissance totale de 3 200 MWe, avec un objectif de démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 en juin 2027, pour un coût à terminaison du projet estimé entre 25 et 26 Md£.

Préparé sous le quinquennat du Président Nicolas Sarkozy par M. Henri Proglgio, le projet donne lieu à des controverses en raison de difficultés de financement et de l'opposition syndicale qu'il rencontre. L'ancien Président de la République M. François Hollande considère néanmoins *« qu'il fallait absolument réaliser ce projet qui nous permettait d'assurer un plan de charge aux usines françaises de la filière et de remédier à la perte de compétences tant pour Framatome que pour EDF ou Orano »*. L'État confirme donc, en 2016, son soutien au projet, en dépit de l'endettement qu'il implique. Après des années d'absence de

perspectives et de projets nouveaux pour la filière nucléaire française, M. Jean-Bernard Lévy voit dans la réussite de ce projet « *un signal important adressé à tous les pays qui s'interrogent : malgré le retard de Flamanville et les critiques sur notre propre territoire, un autre pays a fait le choix de l'EPR* ». M. Luc Rémont ⁽¹⁾ a par ailleurs souligné l'indispensable contribution du projet au « *maintien en compétence de la filière* ».

Sur le plan strictement opérationnel, il faut néanmoins souligner le caractère incomplet de cette stratégie. S'il était sans doute possible de compter sur le retour d'expérience en ce qui concerne l'ingénierie, ou sur la fabrication de pièces destinées aux chantiers à l'export, cette stratégie ne pouvait en tout état de cause pas suffire pour maintenir les compétences de l'ensemble des corps de métiers présents en France.

Les industriels ont également cherché les moyens de maintenir les compétences. Pour Framatome, M. Bernard Fontana a par exemple décrit le « programme Juliette », qui correspond à une enveloppe de 400 millions d'euros et dont il a obtenu le lancement pour préserver les compétences de ses salariés en maintenant leur activité. A donc été conçu un programme de fabrication de pièces utiles et standardisées sur lesquelles les ouvriers pourraient s'améliorer par la répétition des gestes.

Chez EDF, c'est le programme du Grand carénage qui est lancé avec dans la perspective d'entretenir les compétences nécessaires pour garder le parc en état, afin qu'il soit disponible dans le respect des prescriptions de l'ASN.

(1) *Audition de M. Luc Rémont, 28 février 2023.*

Présentation par EDF de la chronologie du programme de Grand carénage

En 2008, le Groupe intègre dans sa stratégie, le projet industriel du parc nucléaire en exploitation qui vise à « *rester une référence mondiale en termes de sûreté, à maintenir un niveau de production élevé et à prolonger la durée de son fonctionnement significativement après 40 ans* ». De travaux vont alors être menés pour la mise en place d'un programme d'investissement dit « Grand Carénage », exceptionnel à la fois par le volume et la complexité des travaux qu'il implique et par le fait que ces derniers sont à réaliser sur une période longue, sur l'ensemble des réacteurs en exploitation.

En 2014, le Groupe finalise ce Programme dont la mission est de sécuriser, avec les ingénieries et l'exploitant nucléaire, la rénovation du parc nucléaire français, d'augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, de poursuivre leur fonctionnement. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées à la suite de l'accident de Fukushima et vise à permettre de poursuivre au-delà de 40 ans l'exploitation des 32 réacteurs de 900 MW, puis des 24 autres réacteurs.

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF, à l'initiative de M. Jean-Bernard Lévy, approuve le principe du programme du « Grand Carénage ». Le montant total d'investissements autorisé s'établit au maximum à 55 milliards d'euros 2013 sur la période 2014-2025. Sur cette période, le programme intègre la réalisation des troisièmes visites décennales des 20 réacteurs du palier 1 300 MW, l'essentiel des améliorations de sûreté liées aux enseignements de l'accident de Fukushima, le lancement des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW et la maintenance courante.

Le contour technique des 3^{èmes} réexamens de sûreté des réacteurs de 1 300 MW avait été transmis à l'ASN dès 2009, ce qui a permis la tenue d'un premier Groupe Permanent sur les orientations de ce réexamen dès 2010 et a conduit à une prise de position de l'ASN sur le contenu de ce réexamen en 2015. Concernant les quatrièmes réexamens de sûreté des réacteurs de 900 MW, l'ASN a pris position en 2021 à l'issue d'une période d'instruction de 6 années, ayant commencé avec la tenue du Groupe Permanent sur les orientations de ce réexamen en 2015.

À ce jour, les travaux de la première période du programme Grand Carénage sont très avancés : une quarantaine de visites décennales ont été réalisées sur les réacteurs 900 MW, 1 300 MW et 1 450 MW. En particulier, l'année 2021 a marqué une étape importante pour le programme puisque le 23 février 2021, l'ASN a considéré que l'ensemble des dispositions prévues par EDF pour les quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique. Elle a souligné les objectifs particulièrement ambitieux du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MW et le travail très conséquent effectué par EDF, ainsi que l'ampleur des modifications prévues, dont la mise en œuvre apportera des améliorations très significatives à la sûreté de ces réacteurs. Au 31 décembre 2022, le parc nucléaire compte 10 réacteurs au référentiel VD4 900 (Tricastin 1, 2 et 3 / Bugey 2, 4 et 5 / Dampierre 1 et 2 / Gravelines 1 et 3), qui ont tous reçu l'autorisation de l'ASN pour redémarrer à l'issue de leur 4^{ème} visite décennale.

Source : Réponse au questionnaire adressé par le rapporteur à M. Luc Rémont, PDG d'EDF.

Par l'ampleur des travaux qu'il implique, ce plan a permis de maintenir les compétences indispensables à l'entretien et au fonctionnement du parc existant. Ce plan n'est cependant pas suffisant s'agissant des compétences nécessaires pour

construire de nouvelles centrales, qui impliquent des opérations spécifiques qui n'interviennent qu'au stade de la construction, telles que la réalisation du câblage ou du système-commande.

Ces différents projets ont donc permis d'atténuer le mouvement de déclin des compétences sans le résoudre tout à fait. Le fait que le Grand carénage ne soit lancé qu'en 2014 et que les autorités ne semblent prendre la mesure que tardivement de la situation interroge. D'après l'ancienne haut-commissaire à l'énergie atomique Mme Catherine Cesarsky, ce mouvement de perte de compétences qu'elle voyait poindre lors de son mandat entre 2000 et 2012 « *n'a pas reçu suffisamment d'attention* ».

Tout en indiquant qu'il était difficile d'identifier les dynamiques lentes, le directeur général de l'énergie et du climat M. Laurent Michel a reconnu que « *d'avantage d'anticipation de la part des différents acteurs aurait contribué à prendre des mesures de manière plus précoce* ».

Le rapporteur partage cette conclusion et considère que cette problématique aurait pu et dû être collectivement – État et industriels réunis – mieux identifiée et prévenue.

ii. Les conséquences des signaux négatifs sur l'attractivité de la filière

La problématique de la perte de compétence peut encore être attachée à celle de la **perte d'attractivité de la filière**. Celle-ci se manifeste tant au niveau des recrutements que de la capacité des industriels à conserver leurs personnels formés.

Ici encore, **l'image de la filière** nucléaire, atteinte après la catastrophe de Fukushima, les **signaux négatifs émis à l'encontre du nucléaire** dans la loi de transition énergétique, de même que **l'absence de projets d'ampleur** ont très certainement contribué à dissuader les élèves ingénieurs, scientifiques, et techniciens, à envisager leur avenir dans la filière nucléaire.

M. Pascal Colombani soulignait combien, citant l'exemple du projet ASTRID, le secteur avait « *besoin de projets de recherche susceptibles d'attirer les ressources humaines et de les former* ».

M. Yannick d'Escatha a confirmé avoir constaté une désaffection des jeunes pour le nucléaire, qui « *ne voyaient pas d'avenir dans le nucléaire* ».

Chez EDF, plusieurs représentants au Comité social et économique central ont également souligné l'impact des conditions sociales sur la perte d'attractivité de l'entreprise. Mme Catherine Nicolas-Michon⁽¹⁾ a ainsi évoqué le management d'EDF dans ce manque d'attractivité, de même que le décrochage des salaires de l'entreprise par rapport à d'autres industries.

(1) Audition de Mme Catherine Nicolas-Michon dans le cadre de la table ronde du 17 janvier 2023.

M. Philippe Page Le Mérour a par ailleurs souligné le défi que représente pour la filière le phénomène de démissions. Tout en soulignant que ce phénomène restait très marginal, le PDG d'EDF a confirmé qu'il était devenu perceptible et suivi par l'entreprise à compter de 2012.

Données sur les démissions dans le Groupe EDF depuis 2012

Les démissions sont suivies par le Groupe depuis **2012, année à partir de laquelle, leur volume a dépassé le seuil de 100 démissions / an.**

Le nombre de démissions est passé de 108 en 2012 à 290 en 2022. Un taux de démission qui reste cependant marginal à 4,8 % (le taux de démission en France qui est de 2,7 % en 2022 – source Ministère du Travail).

Les démissions concernent à 60 % en moyenne le domaine technique et projet. On note également une progression depuis des démissions du domaine SI qui sont passées de 4 % à 19 % du total des démissions. Dans le domaine support, les démissions (42 en 2022) portent sur les métiers de l'ingénierie financière, la fiscalité ou les affaires juridiques.

Les démissions concernent majoritairement des cadres (autour de 65 %) avec une ancienneté moyenne de 5 ans et un âge moyen de 35 ans.

Source : Réponse de M. Luc Rémont au questionnaire transmis par le rapporteur.

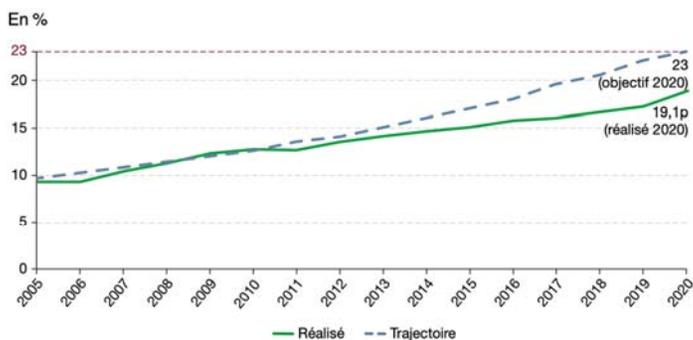
La perte d'attractivité de la filière a contribué à accentuer le problème de perte de compétences, en réduisant le vivier de candidats non seulement sur les postes offerts mais aussi dans les formations autour des métiers du nucléaire. Elle a aussi pu contribuer à réduire la durée passée au sein de la filière nucléaire par des ouvriers ou des ingénieurs dont la durée de formation pour atteindre le plus haut niveau d'excellence est très long, de l'ordre de plus d'une dizaine d'années. Si sur ce point, EDF a souligné que le taux de *turnover* des salariés se situait depuis 2018 à 2,5 %, ce qui constituerait un indicateur de fidélisation des salariés, les données transmises au rapporteur ont aussi montré que l'ancienneté des salariés chez EDF SA et ENEDIS avait diminué, passant de 40 ans dans les années 70 à 90 à 30 ans dans les années 2000 pour atteindre 26 ans depuis 2020. Ces données permettent de constater que le groupe continue de pouvoir compter sur des salariés expérimentés, ces tendances sont un signal intéressant et une invitation faite aux pouvoirs publics comme aux industriels de redoubler d'efforts pour rendre à la filière le niveau d'excellence et l'attractivité qu'elle avait jadis.

2. Un déploiement progressif mais très insuffisant de la filière des énergies renouvelables

Le quinquennat du Président François Hollande s'inscrit, du point de vue du développement des énergies renouvelables, dans une dynamique très ambitieuse. La contribution de la politique énergétique à la réalisation des objectifs climatiques est perçue comme étant déterminante, et l'essor des énergies renouvelables est porté au rang de priorité.

Le quinquennat débute sur la base des objectifs de développement des énergies renouvelables précédemment fixés par la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l’environnement : la France s’est engagée à porter la part des énergies renouvelables à au moins **23 % de sa consommation d’énergie finale d’ici à 2020**.

Figure 36 : Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d’énergie et trajectoire prévue pour atteindre l’objectif de 2020



p : données provisoires susceptibles d’être révisées.

Note : la trajectoire est issue du plan national d’action en faveur des énergies renouvelables (PNA), prévu par la directive 2009/28/CE et remis à la Commission européenne à l’été 2010.

Champ : France entière (y compris DROM).

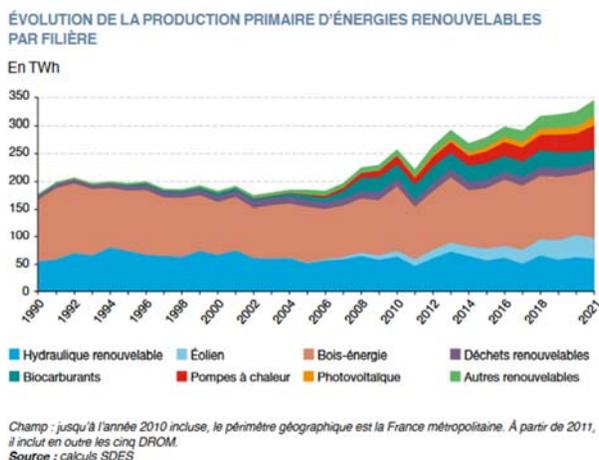
Source : calculs SDES

Source : SDES, Chiffres clés de l’énergie, 2021.

En 2015, la LTECV maintient cet objectif à l’horizon 2020, et ajoute l’objectif de porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale brute d’énergie en 2030. La loi précise que pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent « représenter 40 % de la production d’électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ». Parallèlement, et comme cela a déjà été évoqué, la loi prévoit la réduction de la part du nucléaire dans la production électrique à 50 % à l’horizon 2025. Compte tenu des objectifs fixés en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (– 40 % entre 1990 et 2030 et facteur 4 entre 1990 et 2050), et par conséquent de l’impossibilité d’augmenter la part des énergies fossiles dans le mix énergétique, l’atteinte de ces objectifs doit reposer sur la baisse de la demande, d’une part, et l’essor conséquent des énergies renouvelables d’autre part. La combinaison de ces différentes ambitions climatiques (réduire les émissions) et énergétiques (réduire la part du nucléaire) repose alors sur un idéal politique dont la faisabilité à l’horizon 2025 n’a pas été démontrée. L’impossibilité de sa réalisation sera d’ailleurs confirmée dès 2017, ce qui conduira au report à 2030 de la réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique. C’est néanmoins dans le cadre de ces objectifs très ambitieux que s’inscrit la politique énergétique du quinquennat.

Si actuellement ces objectifs n'ont toujours pas été atteints - en 2021, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute atteignait 19,3 % ⁽¹⁾ - les progrès de ces énergies sont indéniables. La production primaire d'énergies renouvelables depuis 2005 a augmenté de 85 %, principalement en raison de l'essor des biocarburants, des pompes à chaleur et de la filière éolienne.

Le développement des énergies renouvelables, amorcé sous la décennie précédente, se confirme donc durant la décennie 2010-2020 :



Source : Ministère de la transition énergétique, Chiffres clés des énergies renouvelables, septembre 2022.

La question se pose néanmoins de savoir si ces progrès peuvent être considérés comme suffisants au regard de l'ambition affichée.

L'ancien Président de la République François Hollande a en partie répondu à cette question lorsqu'il a indiqué à la commission d'enquête que l'un des deux regrets qu'il nourrissait à propos de la politique énergétique de son mandat était « de n'avoir pas réussi à accroître suffisamment la part des renouvelables, dont le développement se heurtait certes à des blocages, des recours et des procédures, mais dont la rentabilité est avérée et dont les prix sont devenus très compétitifs ».

Le principal échec de la politique de soutien aux énergies renouvelables réside sans doute dans son **incapacité à structurer une filière industrielle**.

Au début du quinquennat, la réflexion en termes de filière industrielle existe pourtant. D'après Mme Delphine Batho, les « soutiens publics dans le domaine des énergies renouvelables devaient conduire à la structuration de filières industrielles ». C'est la raison pour laquelle elle avait demandé, avec M. Arnaud Montebourg, ministre du redressement productif, un rapport conjoint au Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEJET) et au Conseil général de l'environnement et du développement durable

(1) Ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés des énergies renouvelables, Septembre 2022, p. 17.

(CGEDD) sur cette question. La lettre de mission précédant ce rapport indiquait que si le secteur des énergies renouvelables avait fait l'objet d'un essor notable au cours des dernières années, aucune entreprise française n'était « *référéncée parmi les leaders mondiaux du secteur photovoltaïque* », et que l'enjeu était « *de construire une véritable industrie française* »⁽¹⁾.

Mme Delphine Batho constate dix ans plus tard « *qu'aucune stratégie industrielle [n'a] accompagné* » les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables mis en place, de sorte que, « *comme on n'a pas la maîtrise des technologies, on retombe dans la dépendance de l'étranger* ».

La réflexion sur le sujet n'a ainsi pas prospéré. La Cour des comptes relève, dans un rapport publié en 2018, que dans l'exposé des motifs du projet de loi pour la transition énergétique et la croissance verte, le Gouvernement retient « *une appréhension très large de la notion de filières, lesquelles englobent l'ensemble des activités économiques liées à la transition énergétique, sans se concentrer particulièrement sur les activités manufacturières. Les externalités économiques associées aux EnR et à la transition énergétique tiennent donc à la création d'emplois de tout type, sans plus chercher à en favoriser l'impact industriel* »⁽²⁾.

Au total, la Cour des comptes dresse un constat sévère de l'incapacité des politiques menées à avoir structuré une filière : « *faute d'avoir établi une stratégie claire et des dispositifs de soutien stables et cohérents, le tissu industriel français a peu profité du développement des EnR. Contrairement à d'autres États européens, la France n'est en effet pas parvenue à se doter de champions dans ce secteur. Une clarification des ambitions industrielles françaises en matière d'EnR s'impose donc, au regard des opportunités économiques que la croissance de ce secteur recèle, s'agissant en particulier de nouvelles technologies, telles que le stockage et les réseaux intelligents. Ce bilan industriel décevant doit être mis en regard des moyens considérables qui sont consacrés au développement des énergies renouvelables, en particulier aux EnR électriques* »⁽³⁾.

Non seulement la France n'a pas su favoriser l'émergence d'une véritable industrie sur son territoire, mais elle a aussi échoué à conserver certains atouts en la matière : comme l'ont rappelé Mme Delphine Batho et M. Arnaud Montebourg, la perte de contrôle d'Alstom, qui fabriquait des turbines hydrauliques, a lourdement pesé sur le recul français de l'éolien en mer.

La réponse apportée à l'époque à la question - hautement stratégique en termes de souveraineté énergétique - de la disponibilité des matériaux critiques, telles que les terres rares, nécessaires à la transition énergétique apparaît également avoir été assez légère au regard des enjeux en cause. La

(1) CGEDD et CGEIET, *éolien et photovoltaïque : enjeux énergétiques, industriels et sociétaux*. https://igedd.documentation.developpement-durable.gouv.fr/documents/Affaires-0007493/008504-01_rapport-final.pdf

(2) *Cour des comptes, Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018, p. 24.

(3) *Cour des comptes, idem*, p. 7-8.

réponse a ainsi essentiellement reposé sur des appels à projets dans le domaine des énergies renouvelables afin de garantir aux industriels des commandes, un prix de rachat et un modèle commercial rentable. D'après Mme Ségolène Royal, ce système devait permettre aux industriels d'investir et de rechercher des matériaux rares. La responsabilité du sujet leur était donc laissée, alors que son caractère stratégique pour l'industrie française aurait sans doute commandé un meilleur soutien public afin de déployer une vision stratégique sur le sujet et d'y sensibiliser les entreprises.

Ce constat d'échec ne doit pas faire croire à la fatalité. D'après M. Bruno Bensasson, PDG de EDF Renouvelables, *« la relocalisation d'une production industrielle au sein de l'Union européenne serait un moyen possible pour diminuer nos dépendances mais en l'état du contexte concurrentiel, elle appelle des choix de politique industrielle dont il faut assumer le coût économique tout en en reconnaissant les mérites en termes de résilience »*.

Pour expliquer cet échec, **l'instabilité des politiques menées** en la matière a été mis en avant. Mme Delphine Batho a ainsi regretté la suppression, en mars 2014 ⁽¹⁾, de la bonification du tarif d'achat des panneaux photovoltaïques fabriqués en Europe ⁽²⁾. Mme Ségolène Royal a regretté que certains projets lancés lorsqu'elle était au ministère de la Transition énergétique se soient ensuite arrêtés : *« Nous aurions pu développer l'hydrolien, et j'avais moi-même inauguré une ferme d'hydroliennes à Dunkerque. Nous aurions aussi pu développer les énergies marines grâce à notre domaine maritime, au travers des appels à projets que j'avais lancés et qui ont ensuite été arrêtés »*. À cette problématique s'ajoute celle de l'acceptabilité sociale des énergies renouvelables, qui, comme l'a souligné M. Bruno Bensasson, génèrent des difficultés en raison de leur visibilité et des tensions qu'elles suscitent sur l'accès au foncier.

Le rapporteur constate par ailleurs que **la volonté de développer les ENR s'est excessivement concentrée sur les énergies renouvelables électriques**. Mme Delphine Batho a pourtant indiqué que selon elle, l'enjeu devait être à la fois *« de transférer des usages de l'électricité vers des énergies renouvelables non électriques et transférer des usages des énergies fossiles vers l'électricité »*. C'est pour cette raison que l'une de ses premières actions en faveur des énergies renouvelables à son arrivée au ministère de la Transition énergétique avait consisté à développer la biomasse et à soutenir la chaleur renouvelable *via* le fonds chaleur de l'ADEME. C'est un arbitrage budgétaire défavorable sur ce fonds qui conduira à son départ du Gouvernement.

Une analyse de la Cour des comptes a mesuré le caractère disproportionné du soutien apporté au renouvelable électrique au détriment du renouvelable

(1) Arrêté du 25 avril 2014 portant diverses dispositions relatives aux installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.

(2) Arrêté du 7 janvier 2013 portant majoration des tarifs de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

thermique dans l'analyse de la répartition du soutien financier à ces énergies : « *les EnR électriques bénéficient de l'essentiel de ces dépenses publiques avec, en 2016, 4,4 Md€ contre 567 M€ pour les EnR thermiques. Ce dernier montant n'apparaît pas à la hauteur des besoins correspondant aux objectifs fixés et donc à la réalisation des engagements climatiques français. Ainsi, les EnR thermiques reçoivent aujourd'hui l'équivalent d'un dixième du volume de soutien public consacré aux EnR alors qu'elles représentent 60 % de la production nationale, hors transports* ».

III. DEPUIS 2017, APRÈS UNE POURSUITE DES DÉCISIONS DOMMAGEABLES DU PASSÉ, UNE RELANCE DU NUCLÉAIRE ET DES ENR SUR LE FONDEMENT D'UNE PROJECTION ÉNERGÉTIQUE

En 2017, l'élection présidentielle et le changement de gouvernement ne conduisent qu'à une évolution progressive, et pas à une remise en cause complète, des décisions prises les années précédentes. Ces dernières ont une ombre portée et continuent de produire leurs effets, même si sont commandées plusieurs études destinées à faire un état des lieux précis de la filière nucléaire. C'est sur cette base que s'opère une remise en cause progressive, quoique partielle, des décisions énergétiques passées (A). **L'objectif climatique demeure prioritaire** et dans cette perspective, le constat est fait de l'échec de la stratégie consistant à opposer énergie nucléaire et énergies renouvelables. La capacité à projeter la stratégie énergétique sur le long terme est comprise et se traduit par la commande et la publication des Futurs énergétiques 2050 de RTE. Ces nouvelles études prospectives permettent d'élaborer une stratégie de relance du nucléaire sans opposition avec les énergies renouvelables (B).

A. À PARTIR DE 2017, UNE REMISE EN CAUSE, PROGRESSIVE ET PARTIELLE, DES OBJECTIFS ET DÉCISIONS ÉNERGÉTIQUES DU QUINQUENNAT PRÉCÉDENT

Le changement de cap de la politique énergétique ne s'opère que très progressivement après l'élection présidentielle de 2017. Dans les premières années du quinquennat s'opère d'abord une correction de certaines erreurs manifestes et un travail d'analyse sur le système énergétique français, étape préalable indispensable pour instruire les changements d'orientation ultérieurs (1). Ce sont également durant les premières années de ce quinquennat que trouvent finalement à s'appliquer des décisions difficiles pour le nucléaire français, dans une forme de continuité avec les orientations du quinquennat précédent (2).

1. Une prise de conscience progressive des défis à relever pour la filière nucléaire

Dès le début du quinquennat, le Gouvernement prend acte, sur la base d'études techniques, de l'impossibilité d'appliquer l'objectif de la LTECV de réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production électrique à

horizon 2025 sans contrevenir à la trajectoire nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques. L'une des premières grandes décisions énergétiques consiste donc à différer dans le temps la réalisation de cet objectif afin de se laisser le temps de la réflexion pour bâtir la stratégie future (a). Dans le même temps, le Gouvernement accumule des éléments techniques et industriels afin de disposer de toute l'information nécessaire pour la prise d'une décision éclairée (b).

a. Dès 2017, l'horizon de fermeture des réacteurs est décalé à 2035

Le quinquennat s'ouvre sur les travaux préparatoires à la révision quinquennale de la PPE de la métropole continentale, engagée dès le milieu de l'année 2017. Afin de documenter au mieux le débat à venir sur le futur du système électrique, RTE publie, début 2018, son « bilan prévisionnel 2017 » qui comporte un certain nombre d'évolutions destinées notamment à « *dresser un panorama large et crédible des évolutions possibles* ».

RTE indique donc des scénarios présentant des trajectoires détaillées permettant d'atteindre les configurations étudiées à horizon 2035.

L'un des scénarios, le « scénario Ohm » examine la trajectoire à poursuivre pour la réalisation de l'objectif inscrit dans la LTECV de réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production électrique en 2025. Ses conclusions sont sans appel : quels que soient les tendances envisagées en ce qui concerne la demande et le rythme de déploiement des énergies renouvelables, atteindre cet objectif suivant cette temporalité impliquera non seulement de fermer à un rythme exigeant entre 24 et 26 réacteurs nucléaires, mais il faudra aussi ouvrir des moyens de production thermique dans un intervalle de temps bref et difficilement atteignable. Par ailleurs, ce scénario souligne que « *l'atteinte de l'objectif des 50 % est incompatible avec celui de maintenir les émissions de CO₂ du secteur électrique à leur niveau actuel* ⁽¹⁾ ».

Ainsi, dès novembre 2017, M. Nicolas Hulot, ministre de la transition écologique et solidaire ⁽²⁾, dit « *préférer le réalisme et la sincérité à la mystification* », annonce que l'horizon de 2025 n'est pas tenable et évoque l'horizon « 2030 ou 2035 » comme nouvel objet d'étude.

(1) RTE, *Bilan prévisionnel 2017*, p. 164

(2) *Audition de M. Nicolas Hulot*, 28 février 2023.

Extraits du scénario Ohm présenté dans le cadre du Bilan prévisionnel de RTE pour 2017

« Le Scénario Ohm : une adaptation du parc sans précédent pour atteindre l'objectif de la loi sur la part du nucléaire

L'analyse de sensibilité permet de confirmer l'ordre de grandeur du nombre de réacteurs devant être fermés pour respecter l'objectif des 50 %. (...)

Le scénario Ohm a été testé avec de nombreuses variantes, de manière à s'assurer de la robustesse des résultats présentés, et notamment à analyser la sensibilité de l'évaluation du nombre de réacteurs nucléaires devant être fermés. (...) **Les variantes confirment l'ordre de grandeur annoncé, avec des écarts de un ou deux réacteurs par rapport aux 24 réacteurs fermés dans le cas de base.** Avec la trajectoire « intermédiaire 3 », le nombre de réacteurs à déclasser se porte à **26**. (...) Avec la variante « consommation forte », le nombre de réacteurs à déclasser est de **23**.

5.3.2 Avec un moindre rythme de déploiement des énergies renouvelables, le nombre de réacteurs à fermer augmente.

Avec une **production renouvelable moins importante** (respectivement de l'ordre de 20 TWh ou 45 TWh pour les trajectoires « rythme PPE » et « rythme tendanciel »), **davantage de production thermique est nécessaire** (...). La production nucléaire doit alors baisser pour atteindre effectivement l'objectif des 50 %.

5.4 La trajectoire pour atteindre l'objectif des 50 % : **des dynamiques dont la faisabilité pratique soulève des doutes sérieux**

(...) dans le cas de base, **la fermeture de 24 réacteurs est nécessaire** pour atteindre une part de production nucléaire de 50 % dans la production d'électricité. (...)

Dans tous les cas étudiés, des réacteurs n'ayant pas atteint 40 années de fonctionnement doivent être mis à l'arrêt. **Ce choix pose question du point de vue de la logique industrielle retenue** car il conduit à ne pas utiliser pleinement le potentiel des centrales ayant réalisé leur troisième visite décennale et disposant d'une autorisation d'exploitation.

Dans tous les cas étudiés, un développement massif de nouveaux moyens, principalement des moyens de production thermiques, est nécessaire.

5.5 **L'atteinte de l'objectif des 50 % est incompatible avec celui de maintenir les émissions de CO₂ du secteur électrique à leur niveau actuel.**

5.5.1 Les émissions augmentent dans toutes les variantes testées

Dans les différentes configurations testées, les émissions de CO₂ augmentent de manière importante. Dans le cas de base, les émissions atteignent 42 millions de tonnes de CO₂, soit presque le double des émissions actuelles. Selon les variantes envisagées, le volume d'émissions se situe entre 38 et 55 millions de tonnes de CO₂.

La réduction de la part du nucléaire à 50 % du mix en 2025 et la stabilité des émissions semblent ainsi constituer deux objectifs inconciliables.

Source : RTE, Bilan prévisionnel 2017.

La réflexion sur la stratégie énergétique se poursuit dans le cadre d'un débat public au printemps 2018, tandis qu'est déposé à l'Assemblée nationale, le 30 avril 2019, le projet de loi relatif à l'énergie et au climat.

L'étude d'impact du projet de loi se réfère au bilan prévisionnel publié par RTE en 2017, et indique qu'au regard des travaux réalisés entre juin 2017 et décembre 2018 dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie « *et devant l'impossibilité de concilier la réalisation de cet objectif et celui de réduction de gaz à effet de serre, le Gouvernement propose au Parlement de décaler cet objectif à 2035* ».

L'exposé des motifs du projet de loi reprend cet argument de « *l'impossibilité de respecter en même temps tous les objectifs climatiques et énergétiques fixés par la loi de transition énergétique. Réduire à 50 % la part de nucléaire dès 2025 aurait nécessité de construire de nouvelles centrales au gaz, en contradiction avec nos objectifs climatiques. Il est donc proposé de porter ce délai à 2035, permettant d'engager une transition réaliste et pilotée* ».

L'article 1^{er} de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat reporte ainsi de dix ans l'objectif de diminution à 50 % du nucléaire dans la production électrique, désormais fixé à 2035.

La commission d'enquête s'est interrogée sur ce qui a pu conduire à ce que, dès l'ouverture du quinquennat, la nécessité du décalage s'impose comme une évidence et une urgence, alors même que la LTECV n'avait été adoptée que deux ans plus tôt.

M. Antoine Pellion a souligné que cela relevait du passage d'« *une logique où l'on fixait des objectifs a priori, en définissant ensuite les voies et moyens de les atteindre, à une vision radicalement différente, puisque nous sommes désormais capables de documenter le chemin et la trajectoire pour y parvenir. Le travail de fond de réajustement de la trajectoire a été réalisé par la première PPE, entre la loi et le début du quinquennat. Il a abouti à des conclusions qui conduisent rapidement à dire qu'il faut faire évoluer les paramètres, et notamment l'horizon des objectifs. Ce point est conforté par des analyses de RTE* ».

Ce décalage dans le temps a pour objet de donner au Gouvernement le temps de la réflexion. La relance du nucléaire n'est, à ce moment-là, pas encore décidée. Le report de l'objectif de dix ans permet de récupérer des marges avant de déterminer quel doit être le chemin emprunté en termes de production nucléaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement sans revenir sur les engagements climatiques de la France.

Cette évolution rapide de la législation souligne l'importance d'un pilotage rigoureux des politiques énergétiques, qui ne devrait pas prendre appui sur l'expression d'objectifs totémiques, fixés en l'absence d'analyses techniques, scientifiques et de projections rigoureusement menées.

La LTECV a finalement, paradoxalement, commis une erreur tout en créant l'outil qui permettrait de l'éviter à l'avenir, avec la programmation pluriannuelle de l'énergie. Ce sont, en effet, les travaux menés dans le cadre de la préparation de

cette PPE qui ont rapidement confirmé que l'objectif des 50 % ne pouvait être tenu dans le délai indiqué.

La loi relative à l'énergie et au climat a d'ailleurs complété ce dispositif en insérant un article L. 100-1 A au code de l'énergie, qui prévoit qu'« *avant le 1^{er} juillet 2023, puis tous les cinq ans, une loi détermine les objectifs et fixe les priorités d'action de la politique énergétique nationale pour répondre à l'urgence écologique et climatique* ». La « loi de programmation de l'énergie et du climat » (LPEC) ainsi créée fixera les grands objectifs de la PPE et de la stratégie nationale bas-carbone (SNBC), ces deux documents devant être compatibles avec la LPEC. Ces trois documents forment la stratégie française pour l'énergie et le climat.

Présentation du contenu de la loi de programmation de l'énergie, défini à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie

La loi de programmation sur l'énergie et le climat doit préciser les objectifs :

- de réduction des émissions de GES (pour trois périodes successives de cinq ans) ;
- de la réduction de la consommation énergétique finale et notamment de réduction de la consommation primaire fossile (pour deux périodes successives de cinq ans), ainsi que les niveaux minimal et maximal des obligations d'économie d'énergie ;
- de développement des énergies renouvelables (pour deux périodes successives de cinq ans), et, depuis l'adoption de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, de stockage des énergies renouvelables ;
- de diversification du mix électrique (pour deux périodes successives de cinq ans) ;
- de rénovation énergétique dans le secteur du bâtiment (pour deux périodes successives de cinq ans), pour lesquels sont prévus des mesures financières ;
- permettant d'atteindre ou de maintenir l'autonomie énergétique dans les DOM.

Il est en outre prévu que les instruments de programmation doivent être « compatibles » avec les objectifs fixés dans le cadre de la LPEC. Cela concerne la PPE, le plafond national des émissions de gaz à effet de serre dit « budget carbone », la stratégie bas carbone, l'empreinte carbone de la France et le budget carbone spécifique au transport international, le plan intégré en matière d'énergie et de climat ainsi que la stratégie à long terme et la stratégie de rénovation à long terme prévus par les textes européens.

La création de ce nouvel outil de pilotage, issue d'un amendement parlementaire, visait à faire du débat sur la PPE un débat parlementaire et ainsi à permettre « *à la représentation nationale de pouvoir s'en saisir, l'étudier et l'enrichir par voie législative* ». Il s'agissait ainsi de remettre le Parlement au cœur du débat énergétique, et d'inscrire cette action dans le temps long : « *Prévoir et préparer notre politique énergétique sur le temps long, au sein du Parlement, doit permettre au législateur de maintenir le cap afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050, objectif ambitieux et essentiel à la préservation de notre environnement et des générations futures* ».

La préparation de la stratégie énergétique du Gouvernement prend par ailleurs appui sur la commande de rapports destinés à permettre la prise de décision en connaissance de l'état du parc du nucléaire et des raisons des retards pris sur le chantier de Flamanville.

b. La commande par le Gouvernement de rapports d'analyse et de prospective sur la filière nucléaire

Au-delà des différentes analyses effectuées par RTE et par les services ministériels dans le cadre de la préparation de la PPE s'ajoute la commande de deux rapports, l'un demandé par deux membres du Gouvernement, l'autre par le PDG d'EDF à la demande du ministre de l'Économie ⁽¹⁾ M. Bruno Le Maire, qui s'inscrivent dans la séquence d'analyse que le Gouvernement souhaite mener pour prendre une décision éclairée sur la politique énergétique.

Dès mars 2018, M. Nicolas Hulot, ministre de la transition écologique et solidaire, et M. Bruno Le Maire, ministre de l'économie et des finances, commandent à M. Yannick d'Escatha, ancien administrateur général à l'énergie atomique et à M. Laurent Collet-Billon, ancien délégué général pour l'armement, un rapport destiné à compléter les analyses gouvernementales sur la pérennité et la performance des activités, des compétences et des emplois indispensables à la filière nucléaire pour être en mesure de réussir d'éventuelles futures constructions.

D'après Mme Michèle Pappalardo, ancienne directrice de cabinet de M. Nicolas Hulot, le choix de ces personnalités issues du nucléaire civil et du nucléaire militaire partait de la constatation du déclin des compétences dans le nucléaire civil, qui ne semblait pas toucher le nucléaire militaire. Le regard croisé entre ces deux filières devait permettre de s'« *inspirer des pratiques du ministère de la Défense, notamment pour renforcer l'attractivité* » du nucléaire civil. Elle a néanmoins expliqué que le rapport s'était, de son point de vue, avéré décevant, le sujet n'ayant pas véritablement été abordé sous cet angle.

Le rapport, classé confidentiel défense, est remis à ses commanditaires en 2018. Avant d'obtenir la déclassification de ce rapport, un certain nombre d'éléments ont été apportés à la connaissance de la commission d'enquête sur la base d'informations qui avaient été divulguées dans la presse lors de sa remise.

Ainsi, ce rapport préconisait de procéder à la relance du nucléaire par la construction de nouveaux réacteurs – au moins trois tranches. Au-delà de la question du chiffre proposé, les motivations y ayant conduit apparaissent particulièrement intéressantes. D'après M. Yannick d'Escatha, le lancement de nouveaux projets

(1) Dans la lettre de mission que M. Jean-Bernard Lévy à M. Jean-Martin Folz, le PDG d'EDF expose ainsi l'ambition de la commande : « après un entretien avec le Ministre de l'Économie, Monsieur Bruno Le Maire, je souhaite pouvoir fournir à l'État actionnaire une analyse précise et complète sur les raisons qui avaient conduit au choix de l'EPR au moment du lancement de ce programme, des causes des retards successifs pour la réalisation de l'EPR de Flamanville, des écarts constatés entre les prévisions initiales des coûts de réalisation et des coûts à terminaison tels que prévus aujourd'hui et les responsabilités des différentes parties impliquées dans ce chantier ».

était indispensable « pour attirer à nouveau les personnes qui se détournent du nucléaire, notamment les jeunes ». Par ailleurs, l'idée d'annoncer un palier – à savoir le lancement de plusieurs chantiers de construction – était nécessaire pour donner de la visibilité à la filière, mais aussi pour « exprimer le potentiel » de la filière, qui implique de construire en série, comme pour toute activité industrielle. La question des moyens aptes à remédier au déclin des compétences, sujet central pour la filière, semble donc avoir au moins justifié les conclusions du rapport.

D'après M. Benoît Ribadeau-Dumas ⁽¹⁾, ce rapport abordait également « la question de la soutenabilité de la filière, c'est-à-dire le délai dont nous disposons avant de devoir prendre une décision ». Sans connaître la réponse apportée sur ce point, le délai séparant la remise de ce rapport des annonces du discours de Belfort du 10 février 2022 laisse penser qu'il était possible de prendre le temps de l'instruction précise des dossiers pour décider.

La commission d'enquête a finalement obtenu la déclassification de ce rapport, qui insistait particulièrement sur l'importance d'une relance des projets de construction sur le territoire national dans la perspective du maintien des compétences.

Présentation du rapport remis en juillet 2018 sur le maintien des capacités de la filière nucléaire en vue de potentielles nouvelles constructions de réacteurs

Le rapport identifie comme étant un point clé la disponibilité des ressources humaines nécessaires pour anticiper, préparer et réaliser la politique nucléaire.

Il dresse un constat préoccupant de l'état de la filière : son image est dégradée, la moitié des industriels éprouvent des difficultés de recrutement, des départs vers d'autres secteurs industriels sont observés, le nombre de candidatures chez EDF est en forte baisse, les filières de formation connaissent une désaffection importante et corrélativement le niveau des candidatures baisse.

Le rapport souligne que la poursuite de cette trajectoire décliniste « rendra illusoire le maintien des capacités industrielles de la filière nucléaire en vue de potentielles nouvelles constructions de réacteurs ». Ainsi, « le risque premier est d'ordre humain, avec une question fondamentale de confiance en l'avenir ».

L'absence de plan de charge pour l'industrie nucléaire étant identifiée comme la cause de ces difficultés, le rapport envisage comment les compétences pourraient être maintenues.

Le rapport insiste sur l'insuffisance de la stratégie d'export pour maintenir les compétences en France, pour plusieurs raisons :

L'export n'apporte de la charge en France qu'à quelques entreprises. Sur le chantier HPC au Royaume-Uni, la charge de travail demeure, pour 63 %, localisée outre-manche.

Le succès des projets à l'export repose sur l'engagement de constructions en France : si la France ne s'engage pas dans des constructions sur son territoire, elle perdra en attractivité et n'obtiendra pas de nouveaux contrats internationaux.

(1) Audition de M. Benoît Ribadeau-Dumas, 19 janvier 2023.

La démobilisation des équipes est provoquée essentiellement par l'absence de perspectives dans le nucléaire sur le territoire national.

Le rapport souligne également l'insuffisance des opérations d'entretien et de maintenance pour sauvegarder les compétences de construction, car il s'agit d'opérations très différentes du point de vue de la taille des projets et de la technicité mise en œuvre.

Le rapport conclut donc à la nécessité d'annoncer rapidement – avant 2021- la décision de lancement d'une série de trois paires de réacteurs de 3^{ème} génération EPR2, les trois paires étant la condition pour bénéficier de l'effet de série jugé indispensable pour réduire les coûts et maintenir la compétitivité.

Ce premier scénario d'une relance à court terme est considéré comme nécessaire pour rassurer les ingénieurs, chercheurs, techniciens, et étudiants qui, à défaut, choisiront une autre option de vie professionnelle. Une annonce avant 2021 devrait en outre permettre à la remontée en charge de certains sites d'EDF et de Framatome identifiés dans le rapport comme en forte décroissance.

Dans le second scénario envisagé d'une relance après un « arrêt long » de 5 ou 6 ans après la mise en service de l'EPR de Flamanville, le rapport précise que *« la remobilisation serait très longue, très difficile, très coûteuse et très aléatoire. Le risque d'échec d'une remobilisation dans le contexte de « l'arrêt long » serait très élevé et signerait la fin définitive du nucléaire français civil et donc militaire »*.

Au début du quinquennat, l'espoir persiste de pouvoir bénéficier du retour d'expérience de la mise en service de l'EPR de Flamanville. Lors du discours prononcé le 27 novembre 2018⁽¹⁾, le Président de la République M. Emmanuel Macron précise cette méthode : *« Et si nous ne prenons aujourd'hui aucune décision quant à la construction de nouveaux réacteurs, parce que nous n'avons pas de besoin immédiat et **parce que nous n'avons pas le recul nécessaire, en particulier sur la centrale de Flamanville**, nous devons tirer profit des quelques années devant nous, pour avancer. Je demande donc à EDF de travailler à l'élaboration d'un programme de nouveau nucléaire, en prenant des engagements fermes sur le prix pour qu'il soit plus compétitif. Tout doit être prêt en 2021, pour que le choix qui sera proposé aux Français puisse être un choix transparent et éclairé »*.

Cette phase d'expertise est complétée, en octobre 2019, par la remise du rapport de M. Jean-Martin Folz sur « la construction de l'EPR de Flamanville »⁽²⁾. L'étude est commandée par le PDG d'EDF, qui demande une *« analyse des raisons qui avaient conduit au choix de l'EPR, des causes des retards successifs et des écarts entre les prévisions initiales et les coûts à terminaison de la construction de ce réacteur à Flamanville »*.

(1) Transcription du discours du Président de la République relatif à la stratégie et à la méthode pour la transition écologique prononcé le 27 novembre 2018, <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2018/11/28/transition-energetique-changeons-ensemble>.

(2) Rapport au Président Directeur Général d'EDF par M. Jean-Martin Folz, La construction de l'EPR de Flamanville, https://minefi.hosting.augure.com/Augure_Minefi/r/ContenuEnLigne/Download?id=104AF2DA-FA4D-4BED-B666-4D582E2C7A8A&filename=1505%20-Rapport%20Flamanville%20pdf.pdf

Principales conclusions du rapport de M. Jean-Martin Folz sur la construction de l'EPR de Flamanville

M. Folz a recensé neuf causes principales au retard et difficultés du chantier :

- **L'estimation initiale du projet**, tant en terme de délais que de budget, était **irréaliste** ;
- Le **projet était exceptionnel par sa taille et sa complexité** ;
- La **gouvernance du projet était inappropriée** : le rapport constate qu'« *à la différence des pratiques usuelles dans d'autres secteurs industriels mettant en œuvre des grands projets, on ne trouve pas dans le projet de Flamanville un maître d'ouvrage bien identifié, qui devrait être le futur exploitant, et un maître d'œuvre, responsable de la conduite d'une équipe dédiée puissante* ». À Flamanville, les deux fonctions étaient assumées au sein de la direction des études d'EDF. Ce n'est par ailleurs qu'en 2015 qu'est nommé un véritable directeur de projet à temps plein ;
- Les **équipes de projet étaient « à la peine »**, faute d'utilisation, au moment du lancement du projet, des méthodes de management « *indispensables au management d'un projet de cette envergure* » ;
- **L'organisation des ressources d'ingénierie était trop complexe**, l'ingénierie des différents éléments (chaudière, îlot conventionnel) étant confiée à différents acteurs (Areva NP, Sofinel), ce qui entraîne « *des efforts coûteux de coordination et de surveillance et parfois des incohérences avec leurs conséquences négatives sur le chantier* ».
- **Les études étaient insuffisamment avancées au lancement** puisqu'en dehors du *basic design*, « *les travaux d'ingénierie de détail étaient à peine entamés et les études de sûreté, d'incendie, d'agressions, de qualification des matériels peu engagées* » ;
- **L'évolution continue du contexte réglementaire** a pesé sur les retards : si les évaluations complémentaires de l'ASN menées après la catastrophe de Fukushima n'ont imposé que des modifications mineures, il en est allé différemment de l'évolution de la réglementation des Equipements Sous Pression Nucléaire, réformée en 2005, qui a en outre donné lieu à des difficultés d'interprétation ;
- **Les relations avec les entreprises n'étaient pas satisfaisantes**, en raison notamment de tensions liées à la sous-estimation des contrats passés au forfait, d'un manque d'engagement de ces entreprises pour tenir les délais, et de la conflictualité des relations entre EDF et Areva lorsqu'EDF en prend le contrôle en 2018.
- **La perte de compétences était généralisée** tant en ce qui concerne la maîtrise d'œuvre d'un grand projet que les industriels fabricants de composants, qui ont tous souffert de l'absence de projets pendant de nombreuses années, mais aussi pour les entités chargées du contrôle.

À défaut de mise en service de l'EPR dans les délais prévus, ce rapport a permis au Gouvernement de recevoir des éléments d'appréciation sur les causes des dysfonctionnements du chantier, et a également incité les industriels du secteur à réagir urgemment sur la question du déclin des compétences.

Ainsi, alors que le rapport précise dans sa conclusion qu'« *un effort de reconstitution et de maintien des compétences [de la filière] doit être engagé* », le PDG d'EDF M. Jean-Bernard Lévy décide dans la foulée de la création d'une

nouvelle direction qui a lancé le plan intitulé « Excell », « *visant à améliorer le niveau des compétences et la qualité d'exécution des chantiers, principalement des nouveaux chantiers, mais aussi, le cas échéant, des chantiers sur le parc existant* ». EDF a transmis au rapporteur les diverses mesures prises pour remédier aux principaux constats effectués par M. Folz.

2. Mais des décisions dommageables continuent d'être prises dans la continuité des quinquennats précédents

C'est, d'abord, à partir de 2017 que les conséquences négatives de l'ARENH, instauré par la loi NOME adoptée en 2010, deviennent particulièrement perceptibles (a). En dépit des travaux d'instruction en cours pour offrir une base solide à la stratégie énergétique, le quinquennat 2017-2022 est aussi celui au cours duquel certaines des décisions négatives inscrites dans la LTECV vont produire leurs effets, à l'instar de la fermeture de la centrale de Fessenheim (b). Ébranlée, la filière est également déstabilisée par la décision prise d'arrêter le programme ASTRID sans outil alternatif conséquent (c).

a. L'aggravation des conséquences négatives de l'ARENH

Comme cela a été décrit précédemment (voir Chapitre II-II-C-1-a-ii), l'abstention des pouvoirs publics à prendre le décret qui aurait permis de faire évoluer tant le dispositif de l'ARENH que son tarif n'a pas immédiatement révélé ses conséquences négatives. Mais elle a plus tard empêché de contrer l'évolution problématique du dispositif, au point que la Présidente de la CRE Mme Emmanuelle Wargon ⁽¹⁾souligne que d'après-elle, « *les difficultés de l'ARENH sont liées, non à son principe général ou à son efficacité d'ensemble, mais à ses modalités et notamment à son incapacité à évoluer au fil du temps* ».

En pratique, l'impossibilité de moduler le dispositif s'est révélée très problématique dès la chute des prix du marché de gros.

En effet, compte tenu du caractère optionnel de l'ARENH pour les fournisseurs alternatifs – ces derniers disposant d'une option gratuite pour approvisionner leur clientèle aux conditions du marché de gros lorsque celui-ci s'avère plus intéressant que l'ARENH - la volatilité des marchés de l'électricité a conduit à ce que l'ARENH connaisse une attractivité très variable au cours de la décennie passée.

(1) Réponse de Mme Wargon au questionnaire transmis par le Rapporteur.

La fluctuation de l'attractivité de l'ARENH au cours de la décennie

La première phase, qui correspond aux trois premières années de mise en service de l'ARENH, a bien permis le développement de la concurrence sur le marché de détail : entre 2011 et 2014, des fournisseurs alternatifs ont progressivement émis des demandes d'ARENH.

Une seconde phase débute en 2014, suite à la baisse des prix sur le marché de gros suivie d'une chute sérieuse qui aboutit à ce qu'en 2016, la demande d'ARENH soit nulle.

À la fin de l'année 2016, les prix de gros ont de nouveau augmenté, les fournisseurs alternatifs ont à nouveau déposé des demandes d'ARENH.

Le plafond d'ARENH de 100 TWh est atteint une première fois à l'occasion du guichet de novembre 2018, puis à l'occasion des guichets des mois de novembre 2019, 2020, 2021 et 2022.

Dans les éléments transmis au rapporteur, la CRE expose les problématiques révélées à partir de 2017 : « *Les demandes d'ARENH ont augmenté de manière continue entre 2017 et 2022 du fait de l'attractivité du dispositif par rapport aux prix de gros et du nombre croissant de fournisseurs alternatifs (en 2010, il existait trois fournisseurs alternatifs) jusqu'à finalement dépasser le plafond de 100 TWh une première fois à l'occasion du guichet de novembre 2018* ». Or, « **le dépassement du plafond de l'ARENH entraîne des dysfonctionnements du marché de détail de l'électricité au détriment des consommateurs** » : dans la mesure où les fournisseurs s'approvisionnent pour une plus large part sur le marché de gros – le plafond étant atteint – les prix augmentent, et deviennent imprévisibles.

Pour EDF, il en résulte par ailleurs un mécanisme très déséquilibré puisque, comme le souligne la Cour des comptes, « *les fournisseurs alternatifs peuvent bénéficier selon leurs anticipations annuelles d'une électricité au prix de l'ARENH, sans supporter les engagements de long terme associés aux moyens de production nucléaire* ⁽¹⁾ ». La Première ministre Mme Elisabeth Borne ⁽²⁾ a souligné que lors de l'épidémie de la Covid-19, et alors que les prix du marché étaient passés sous les prix de l'ARENH, les fournisseurs alternatifs avaient « *rendu de l'ARENH à EDF, qui n'avait pas anticipé la vente de ces volumes et a été pris de court. Cette situation a certainement été préjudiciable pour EDF* ».

Outre ces dysfonctionnements du mécanisme tant pour la formation des prix que pour la couverture par EDF des coûts de production de l'électricité produite, le dispositif s'est révélé, depuis 2017, tout aussi inefficace que lors du quinquennat précédent pour inciter les fournisseurs alternatifs à développer des moyens de production d'électricité.

(1) Cour des comptes, référé, « *l'évaluation de la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique* », Courrier du Premier Président de la Cour des comptes M. Didier Migaud à MM. Bruno Lemaire et Nicolas Hulot en date du 22 décembre 2017, <https://www.ccomptes.fr/fr/documents/41952>.

(2) Audition de Mme Elisabeth Borne, 2 mars 2023.

Le constat de la Cour des comptes⁽¹⁾ à cet égard est sans appel : « **les investissements des fournisseurs alternatifs dans des moyens de production de base sont inexistantes et aucun contrat de long terme n'a permis à ces derniers de préparer la fin de l'ARENH après 2025** ».

L'article 6 de la loi NOME avait pourtant prévu que « *chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité* ». Néanmoins, le législateur n'avait pas défini d'obligation de développement de capacités de production. Aucun dispositif de suivi de ces éventuels investissements n'a donc effectivement été mis en œuvre. Si la CRE indique au rapporteur que les fournisseurs alternatifs s'étaient acquittés de l'obligation prescrite à l'article 6 de la loi NOME en participant au mécanisme de capacité créé en 2016, l'absence d'investissements illustre un nouvel impensé lors de l'élaboration du dispositif en 2010.

Face à un mécanisme défectueux à plusieurs points de vue, le Gouvernement se trouve en 2017 face à un choix cornélien entre :

– le respect d'un mécanisme validé par la Commission européenne, qui présente encore l'avantage de préserver en partie la compétitivité industrielle (du fait de la réduction de prix que l'ARENH offre aux consommateurs finals via les fournisseurs) mais qui affaiblit EDF ;

– la violation du principe de mise en concurrence défini au niveau européen en sortant du mécanisme, qui supposerait par ailleurs de trouver une solution sur les crédits de l'État pour protéger financièrement les entreprises de l'augmentation du prix de l'électricité sans heurter la réglementation européenne sur les aides d'État aux entreprises.

Pour tempérer les critiques émises à l'encontre du maintien de ce dispositif ces dernières années, il est ainsi utile de souligner que la CRE a indiqué au rapporteur que le mécanisme de l'ARENH avait « joué un rôle de protection essentiel avant et pendant la crise énergétique pour l'ensemble des consommateurs français ».

(1) Cour des comptes, référé, « l'évaluation de la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique », Courrier du Premier Président de la Cour des comptes M. Didier Migaud à MM. Bruno Lemaire et Nicolas Hulot en date du 22 décembre 2017, <https://www.ccomptes.fr/fr/documents/41952>.

Illustration par la CRE du rôle de protection tenu par l'ARENH du fait de la part qu'il occupe dans les coûts d'approvisionnement

La part de l'ARENH, après écrêtement, dans les coûts d'approvisionnement d'une offre aux tarifs réglementés de vente est de 45 %. Très concrètement, pour une offre aux tarifs réglementés de vente, 45 % de la partie approvisionnement est assurée à 42 €/MWh par l'ARENH. Ce pourcentage peut monter jusqu'à 60 % dans les contrats des entreprises électro-intensives qui ont une consommation plus stable dans l'année et bénéficient donc d'une plus grande part d'ARENH dans leur approvisionnement.

Aujourd'hui, pour les entreprises et les collectivités qui ne sont pas éligibles aux TRVE, 40 à 60 % de la part approvisionnement de leurs factures sont sourcés à 42 €/MWh plutôt qu'au prix de gros qui est de l'ordre de 180 €/MWh ces dernières semaines et qui était entre 400 et 600 €/MWh lors du dernier trimestre 2022.

Une partie importante de la facture des consommateurs français est donc protégée par l'ARENH là où la part approvisionnement des factures des consommateurs européens dépend plus directement des prix du marché de gros de l'électricité.

Source : Réponse de la CRE au questionnaire transmis par le rapporteur.

Tout en soulignant les enjeux de symétrie que pose le dispositif de l'ARENH, la Première ministre Mme Élisabeth Borne a elle-même appelé à ne pas oublier trop vite les avantages du dispositif, qui est « *un outil majeur de soutien à la compétitivité de nos industries et pour éviter d'exposer les consommateurs français à des fluctuations du prix de l'électricité* ».

b. L'exécution de la fermeture de Fessenheim

C'est durant le premier quinquennat du Président de la République M. Emmanuel Macron que se concrétise la conséquence du plafonnement de la puissance installée à 63,2 GW, inscrite dans la LTECV, avec la fermeture de la centrale de Fessenheim, promise par le Président de la République M. François Hollande.

Les retards n'en finissant pas de s'accumuler sur le chantier de l'EPR, la fermeture de la centrale de Fessenheim va finalement intervenir indépendamment du raccordement au réseau de l'EPR.

Le fait que les deux opérations pourraient ne pas se produire simultanément est annoncé pour la première fois le 4 octobre 2018 par le ministre de la transition écologique et solidaire, M. François de Rugy, lors de la troisième réunion du comité de pilotage de reconversion du territoire de Fessenheim.

Un élément déterminant explique la décision. Depuis l'adoption de la LTECV, EDF a intégré l'objectif de fermeture de la centrale de Fessenheim dans l'élaboration du calendrier des quatrième visites décennales destinées à la prolongation du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Les études préalables à la quatrième visite décennale, qui devait, pour la centrale de Fessenheim, intervenir avant septembre 2020 pour le réacteur n° 1 et avant juin 2022 pour le réacteur n° 2

ne sont pas menées. M. Jean-Bernard Lévy a souligné que c'est en application de la LTECV qu'est fait le choix par EDF d'exclure les réacteurs de Fessenheim du périmètre tant de la quatrième visite décennale que du grand carénage, autorisé par le conseil d'administration d'EDF en janvier 2015. Ainsi, d'après lui, « *au deuxième semestre 2015, la fermeture des deux réacteurs devient inéluctable* », mais que la décision résulte de l'application de la loi votée : « *Il va de soi que le PDG d'EDF en tant que mandataire social de l'entreprise aurait commis une faute de gestion si EDF avait poursuivi les travaux pour prolonger la durée de vie des réacteurs de Fessenheim en ignorant tant la loi de 2015 que le décret de 2012* ».

L'ASN tire les conséquences de l'abstention d'EDF à avoir intégré la centrale de Fessenheim dans ces différents projets. Par un courrier en date du 22 octobre 2018, le Président de l'ASN répond au PDG d'EDF que « *compte tenu de l'absence d'engagement de votre part des études et des travaux permettant la poursuite de fonctionnement de ces deux réacteurs au-delà de leur quatrième réexamen périodique, je partage votre analyse que leur fonctionnement ne pourra pas être poursuivi au-delà de ce réexamen* ⁽¹⁾. »

Il n'était donc pas impossible de lancer les études et travaux préalables à la quatrième visite décennale et au retour d'expérience de Fukushima et donc de renoncer à la fermeture de la centrale, même si cela aurait conduit à une immobilisation du site pour plusieurs années, avec les conséquences sociales et économiques afférentes à cette incertitude.

Mais c'est le choix de la continuité avec le quinquennat précédent qui est retenu et que le rapporteur ne peut que regretter au regard de la production d'électricité décarbonée que les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim auraient sans doute été en mesure d'apporter sur plusieurs décennies encore, au vu du niveau de sûreté indiqué et de la prolongation aujourd'hui envisagée du parc actuel.

Un mois plus tard, lors de la présentation des orientations de la PPE, le Président de la République M. Emmanuel Macron annonce que l'arrêt définitif des deux réacteurs de Fessenheim aura lieu à l'été 2020 ⁽²⁾. Le décret abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale est publié le 18 février 2020 ⁽³⁾.

La question de savoir s'il aurait été possible, notamment lorsque les alertes sur la sécurité d'approvisionnement commençaient à poindre en 2022, de revenir sur la décision de fermeture de Fessenheim a pu être évoquée. Devant la commission

(1) Lettre du directeur général de l'ASN M. Olivier Gupta relative à la déclaration d'arrêt définitif des réacteurs n°1 et 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim, <https://www.asn.fr/content/download/160971/file/courrier%20de%201%27ASN%20-%20modifications%20prescriptions%20Fessenheim%20octobre%202018.pdf>

(2) Transcription du discours du Président de la République relatif à la stratégie et à la méthode pour la transition écologique, prononcé le 27 novembre 2018 à l'Élysée, <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2018/11/28/transition-energetique-changeons-ensemble>.

(3) Décret n° 2020-129 du 18 février 2020 portant abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim

d'enquête, Mme Anne Lauvergeon, a par exemple considéré sans présenter aucun élément crédible, et à l'encontre des analyses techniques et industrielles des spécialistes, qu'il ne lui semblait « *pas aberrant, dans un contexte de changement climatique et de besoins énergétiques, de redémarrer deux réacteurs nucléaires arrêtés plutôt qu'une centrale à charbon* », même si cela supposait de remettre en place les pièces détachées déjà enlevées ou de relancer une enquête publique. Le directeur général de l'énergie et du climat M. Laurent Michel a rétorqué que la perspective de réouverture de la centrale impliquerait des travaux particulièrement complexes et coûteux à mener. Il a ainsi indiqué que les « *autorisations, les étapes et les investissements nécessaires au renforcement de la sûreté de la centrale ont conduit le Gouvernement (...) à estimer que sa prolongation ou son redémarrage n'étaient pas souhaitables* ». De fait, une fois la phase de démantèlement amorcée, la relance de la centrale aurait nécessité des investissements extrêmement conséquents.

Indépendamment de la justification tenant à la difficulté technique de revenir sur la décision prise, il faut encore souligner que la fermeture de la centrale de Fessenheim s'inscrit dans le contexte global de la décision prise de fermeture de douze autres réacteurs nucléaires de 900 MW d'ici 2035.

Lors de son discours du 27 novembre 2018 précité, le Président de la République M. Emmanuel Macron rappelle qu'il a été décidé de « *maintenir ce cap des 50 % mais en repoussant l'échéance à 2035* » et annonce, conformément à son engagement de « *faire la transparence sur la trajectoire que nous voulons suivre pour atteindre cet objectif* », que « *concrètement, 14 réacteurs de 900 mégawatts seront arrêtés d'ici à 2035. Ce mouvement commencera avant l'été 2020, avec l'arrêt définitif des 2 réacteurs de Fessenheim. Restera alors à organiser la fermeture de 12 réacteurs entre 2025 et 2035. 4 à 6 réacteurs d'ici 2030, le reste entre 2030 et 2035. Et le rythme variera en fonction de l'évolution du mix énergétique dans notre propre pays et chez nos voisins européens.* »

C'est donc la préparation de la PPE par le Gouvernement qui doit permettre d'élaborer une trajectoire réaliste, le rythme de fermeture des centrales étant dépendant d'autres paramètres tels que le rythme de développement des énergies renouvelables, des innovations sur le stockage de l'énergie et des interconnexions européennes.

Les documents accompagnant la PPE 2019-2028 font état de la volonté de « *fermer 14 réacteurs nucléaires, dont à 4 à 6 d'ici 2028 (y compris les deux de Fessenheim en 2020)* ».

La décision résulte néanmoins d'une démarche différente de celle ayant conduit, en 2015, à l'affichage d'objectifs ambitieux. Mme Élisabeth Borne, ministre de la Transition écologique et solidaire qui signe le décret de la PPE ⁽¹⁾, souligne qu'il s'agit, en 2020 « *de la première fondée non pas sur un objectif programmatique,*

(1) Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

notamment celui de la campagne de M. François Hollande, mais sur un objectif documenté et instruit, notamment l'hypothèse que 50 % des réacteurs pouvaient passer la cinquième visite décennale et 50 % la visite suivante ».

Le nombre de réacteurs dont la fermeture apparaît envisageable est donc défini sur la base prudente des hypothèses jugées « *statistiquement crédibles quant à la capacité à franchir les différentes visites décennales* ». Sur le fondement des études commandées afin de déterminer, parmi les 28 réacteurs qui atteindront quarante années d'ancienneté, le nombre de réacteurs susceptibles de passer la quatrième visite décennale, puis parmi ceux-là, le nombre de réacteurs susceptibles de passer la cinquième visite décennale, il est ressorti que la moitié d'entre eux, soit quatorze, ne pourraient être prolongés au-delà de quarante ans. C'est sur la base de ce chiffre qu'a été établie la trajectoire de fermeture de 14 réacteurs à l'échéance 2035.

Si le changement de méthode est net par rapport à la loi TECV de 2015, le signal adressé à la filière de fermer quatorze réacteurs en une quinzaine d'années demeure le même et l'attrition des compétences et de l'appareil industriel ne peut qu'en être aggravée – alors même qu'en temps masqué, les options de construction de nouvelles paires d'EPR sont examinées.

c. L'arrêt du projet ASTRID

Après la mise à l'arrêt du surgénérateur Superphénix en 1998, le lancement, en 2010, du projet de démonstrateur industriel de réacteur à neutrons rapides (RNR) refroidi au sodium ASTRID (pour « *Advanced sodium technological reactor for industrial demonstration* ») avait ravivé l'espoir que la France réussisse à mettre au point une technologie permettant de répondre à deux enjeux majeurs de la filière nucléaire : minimiser ses besoins d'importer de l'uranium naturel – gagner ainsi en indépendance – et réduire les volumes des déchets hautement radioactifs, dits de longue durée qui exigent un stockage très sécurisé.

Contrairement à Superphénix, le projet de réacteur ASTRID ne visait pas immédiatement à « régénérer » les combustibles dans un cycle quasiment sans fin de leur utilisation, mais à optimiser l'utilisation de l'uranium naturel en fonctionnant directement avec l'uranium 238, qui le compose à 99,3 %, plutôt que l'uranium 235 qui n'en constitue qu'une infime partie (0,7 %) mais qui est l'élément incontournable de la fission nucléaire des REP. *In fine*, ce réacteur, dit de 4^{ème} génération, devait aboutir à réduire considérablement les besoins en uranium importé, à éviter l'étape coûteuse de l'enrichissement et à permettre le multirecyclage du plutonium (le recyclage en France étant aujourd'hui limité à un seul cycle sous forme de MOX).

À l'instar de Superphénix, il devait également pouvoir brûler du plutonium et le transformer en déchets nucléaires à vie plus courte, réduisant les volumes soumis aux exigences de stockage les plus lourdes. Il devait enfin permettre le déploiement ultérieur de réacteurs industriels dits « du futur », plus durables, car

utilisant des ressources déjà disponibles en France (stocks d'uranium appauvri ou de combustibles usés) tout en offrant un meilleur rendement que le parc existant.

Cet axe de recherche était porté par le CEA depuis les années 1950. Il avait permis à la France d'être la première à disposer d'un prototype industriel de réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium avec Superphénix et de gagner sa place comme acteur majeur de la recherche et développement nucléaire dans le monde.

La fermeture de Superphénix avait sérieusement ébranlé sa position internationale et fortement ralenti ses recherches, puisque le CEA ne disposait plus que d'un réacteur plus ancien et plus petit pour poursuivre ses expérimentations, le réacteur Phénix, qui s'était arrêté définitivement en 2009.

Pour ne pas perdre les acquis de décennies de recherches – que d'autres pays poursuivaient –, les lois du 13 juillet 2005 et du 28 juin 2006 avaient rouvert l'option. Puis la loi de finances rectificative pour 2010 avait engagé 651,60 M€ dans le projet au titre du premier plan d'investissements d'avenir, dans le cadre d'une convention signée le 9 septembre 2010 entre l'État et le CEA. Le projet était censé être réalisé à l'horizon 2020 et devait associer les industriels à sa conception pour garantir la pertinence des choix techniques et économiques. De fait, ASTRID a bien associé EDF, Areva et Alstom mais aussi plusieurs partenaires étrangers, dont des filiales de Mitsubishi.

Les recherches et études préliminaires étaient ainsi menées depuis lors et devaient conduire à la décision de construire ou non un démonstrateur de grande puissance. M. Daniel Verwaerde, ancien administrateur général du CEA, explique avoir plusieurs fois sollicité la Ministre en charge de l'énergie, Mme Royal et ce dès 2016, sur ses intentions de prendre cette décision et déclare n'avoir jamais eu de réponse.

C'est par un article paru le 29 août 2019 que la France apprend finalement la décision de ne pas poursuivre le projet de construire un réacteur prototype. Cette nouvelle est confirmée le lendemain par un communiqué de presse de la direction du CEA, précisant que « *la construction du réacteur prototype n'est plus programmé à court ou moyen terme et que le CEA proposera d'ici la fin de l'année au Gouvernement un programme de recherche révisé sur la 4^{ème} génération – pour 2020 et au-delà* ».

Cette décision constitue un nouveau coup d'arrêt pour la recherche française. Le groupe Gauche démocratique et républicaine (GDR) a rapidement saisi le Bureau de l'Assemblée nationale d'une demande d'étude de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) pour en clarifier les raisons et le contexte. Celui-ci y a fait droit le 15 janvier 2020 et l'« *étude sur l'énergie nucléaire du futur et les conséquences de l'abandon du projet de réacteur nucléaire de 4^{ème} génération 'ASTRID'* », réalisée par M. Thomas Gassiloud, député, et M. Stéphane Piednoir, sénateur, a été publiée le 8 juillet 2021.

Leur premier constat est que les justifications restent à clarifier. Ils relèvent que, début 2017, le CEA avait déjà décidé, sans explication officielle même si le coût du projet – équivalent à celui d'un EPR, de l'ordre de la dizaine de milliards selon les anciens responsables du CEA – pouvait être un obstacle, de réduire la voilure en ramenant la puissance du réacteur étudié, de 600 MWe à 150 MWe, et de travailler désormais par le biais de simulations numériques, repoussant la construction du prototype à la seconde moitié du siècle.

Quant aux raisons de la décision suivante, de suspendre durablement le projet ASTRID, les rapporteurs se sont contentés de formuler des hypothèses. Sont notamment évoqués le niveau des dépenses déjà engagées, de 1,2 Md€ depuis le début du projet, le faible cours de l'uranium - que le réacteur est censé permettre d'économiser -, le délaissement de la stratégie de fermeture du cycle du combustible au bénéfice d'un renforcement des travaux sur le multirecyclage en REP, etc. Les parlementaires soulignent en revanche les impacts que l'on pouvait craindre, en termes d'image de l'industrie nucléaire française dans le monde, de moindre attractivité pour le monde étudiant, de risque de perte de l'acquis de 70 ans de recherche et d'une possible remise en cause à terme de la stratégie du cycle fermé.

Les rapporteurs concluaient sur le fait que *« la question du statut des matières nucléaires ne peut être tranchée sans avoir pris en compte toutes les options possibles et doit être posée dans le cadre d'un débat démocratique plus large sur les options à long terme permettant d'assurer la souveraineté et l'indépendance énergétique de la France »*.

La commission d'enquête a interrogé plusieurs acteurs concernés sur cette décision d'arrêter le projet ASTRID. Ces auditions montrent des analyses parfois divergentes, y compris au sein du CEA, qui illustrent toute la complexité de ce type de dossier :

– M. Daniel Verwaerde, Administrateur général du CEA de 2015 à 2018, explique qu'il avait proposé de poursuivre le projet par simulation parce que la construction proprement dite du réacteur posait un important problème financier : les premières estimations du prototype amenaient à la conclusion qu'elle coûterait entre 7 et 10 Md€, sans compter les ajustements du projet encore nécessaires qui pouvaient le faire glisser à un budget de 15 ou 20 Md€. Or cette construction n'était pas budgétée et *« les signaux qu'(il) a reçus ou cru recevoir étaient que la France ne serait pas en capacité de [la] financer à partir de 2020 »* ou, du moins, qu'*« il n'y aurait pas d'urgence à construire »*. Il n'y avait en tout état de cause pas d'hostilité sur le fond.

M. Verwaerde rappelle néanmoins que ce projet *« se déroulait mieux que le projet Jules Horowitz (RJH) »* et que *« les jeunes d'ASTRID [avaient] réussi à proposer un cœur d'une très grande stabilité et d'une très grande sûreté »*. Il continue à croire en la pertinence de cette filière technologique pour l'optimisation de nos 300 000 tonnes d'uranium appauvri en attente ;

– Mme Catherine Cesarsky observe que les retards importants et coûteux qui s’accumulaient sur le RJH, sur le projet ITER et sur la construction de l’EPR de Flamanville ont dû peser sur la décision.

Ce que confirme l’ancien directeur de cabinet du Premier ministre Édouard Philippe, M. Benoît Ribadeau-Dumas : « *nous avons pu sauver ITER, le réacteur thermonucléaire expérimental international, car Édouard Philippe a personnellement négocié avec le département d’énergie américain et d’autres pays. Nous avons aussi sauvé le réacteur Jules Horowitz (RJH), qui à court terme, est plus important pour la filière qu’ASTRID, auquel nous avons certes renoncé. Cette décision a été prise dans le cadre d’un examen approfondi des priorités du CEA, d’une consultation des acteurs de la filière et d’un conseil de politique nucléaire, qui n’a pas remis en cause les fondements du cycle fermé du combustible, sujet sur lequel nous avons accompagné de nouveaux programmes de recherche. Nous estimions effectivement nécessaire de mener des recherches sur le combustible avant de lancer ce réacteur qui représentait un budget de 7 milliards d’euros, ce qui n’était pas raisonnable pour le CEA. (...) Cette décision provient d’une impasse budgétaire. (...) Nous avons conservé ITER, RJH et le réacteur d’essai militaire, ce qui représente des montants considérables et qui avaient explosé dans des proportions inimaginables. Lorsqu’il a été demandé de renforcer le budget du CEA, nous avons souligné que celui-ci pouvait déjà épauler EDF sur le design actuel avant de préparer la génération suivante.* »

M. Thibaud Normand, ancien conseiller technique Énergie, ajoute : « *Dès le deuxième semestre de l’année 2017, la question de la pertinence industrielle d’engager la construction du démonstrateur s’est posée. Cette pertinence était clairement remise en question par des acteurs industriels du nucléaire, car le réacteur, qui était un démonstrateur industriel, devait donner lieu à la construction d’un grand nombre de réacteurs d’une nouvelle génération, c’est à dire des réacteurs rapides au sodium. Ils allaient percuter un parc de troisième génération, composé d’EPR et d’EPR 2, qui sera en service entre 2035 et 2050. L’intérêt industriel se déplaçait donc vers la seconde moitié du siècle, ce qui a nécessité d’établir des alternatives en termes de recherche. L’idée d’un petit ASTRID ou d’un programme de simulation relève de la recherche, car il correspond à l’idée d’un réacteur expérimental. Nous avons ensuite demandé au CEA d’instruire ces options et le nouvel administrateur général a été nommé à la fin du premier trimestre de 2018 : il a pris en charge le sujet dès son arrivée et il a nourri la décision de l’État d’orienter les travaux vers le multirecyclage en REP et vers la recherche sur le cycle combustible des réacteurs rapides. Cette deuxième option a été retenue vis-à-vis de la construction d’un réacteur expérimental.* »

« *Pour rappel, RJH est un réacteur d’irradiation des matériaux et il est essentiel à la recherche nucléaire ainsi qu’à la bonne exploitation des EPR 2.* »

À la critique du manque d’explication, M. Normand répond que les orientations principales de la programmation pluriannuelle de l’énergie ont été rendues publiques en novembre 2018 par un discours du Président de la République

et une conférence publique donnée par M. François de Rugy, dans lesquels le maintien du cycle fermé du combustible s'appuyant sur le multirecyclage en REP figure explicitement ;

– Pour M. François Jacq ⁽¹⁾, qui a succédé en 2018 à M. Verwaerde comme administrateur général du CEA, les réacteurs à neutrons rapides et le projet ASTRID répondent davantage aux enjeux de matière – très peu chère à l'époque – que de réduction des déchets nucléaires. Or, *« les enjeux de gestion des déchets ne sauraient à eux seuls justifier le déploiement et l'investissement très lourd dans une nouvelle génération de réacteurs et les nouvelles usines du cycle que cela nécessiterait »*.

M. Jacq ne croit pas vraiment à l'option de la transmutation, étudiée dans le cadre du projet ASTRID, pour résoudre la question des déchets hautement radioactifs. Des travaux menés en 2005 avaient montré que l'on n'arriverait vraisemblablement pas à se passer d'un stockage en formation géologique profonde, dont l'ANDRA avait démontré la faisabilité. *« En revanche, la voie de la séparation-transmutation ne produirait probablement pas les effets attendus, notamment parce qu'on ne saurait pas traiter les produits de fission, qui sont les principaux éléments constitutifs de la dose à l'exutoire d'un stockage, et que le traitement de tous les actinides mineurs aurait posé toute une série de difficultés »*

Quant à la construction d'un réacteur, même réduit en puissance, il observe que *« si l'on retient l'hypothèse que la filière à grande puissance ne se déploiera pas avant la fin du siècle, il n'est pas nécessaire de commencer dès maintenant à se doter de moyens expérimentaux. Nous disposons d'un peu de temps pour réfléchir au cycle et à l'ensemble de la politique nucléaire. »* ;

– Du côté d'EDF enfin, pour M. Jean-Bernard Levy, *« les ingénieurs estimaient que le programme ASTRID était justifié dans son volet de recherche de technologies pour gérer les difficultés techniques rencontrées notamment avec le sodium comme calorporteur mieux que ne l'avait fait Superphénix. Mais ils manifestaient un certain scepticisme quant à la possibilité de passer directement d'une démonstration technologique à la construction immédiate d'un nouveau réacteur »*.

Quoi qu'il en soit, aucun des experts scientifiques auditionnés n'a démenti l'intérêt de poursuivre les recherches sur le cycle fermé et le futur passage aux réacteurs à neutrons rapides (RNR) et tous ont souligné l'importance **de préserver et faire fructifier les acquis de ces travaux de recherche** – qui présentent de bien meilleures caractéristiques que les modèles antérieurs, reconnaissent des experts comme Mme Catherine Cesarsky – **et même de les continuer à les développer, éventuellement à un niveau plus modeste.**

À ces deux enjeux cruciaux, le CEA répond qu'un important travail de formalisation, de mise en ordre et de capitalisation de la connaissance a été effectué

(1) Audition de M. François Jacq, 7 décembre 2022.

et que la recherche se poursuit à partir de ces travaux. Le CEA compte encore aujourd'hui 135 personnes qui travaillent sur les réacteurs de quatrième génération refroidis au sodium, en liaison avec le multirecyclage, les petits réacteurs, la capitalisation de la connaissance et les programmes internationaux (le Japon se montrant particulièrement intéressé).

Sans prétendre à une compréhension scientifique exhaustive de cette recherche particulièrement complexe et avec la prudence qui s'impose, le rapporteur s'étonne de plusieurs éléments apparemment contradictoires :

– La commission d'enquête n'a pas reçu d'élément précis attestant le contenu et l'ampleur de la recherche qui serait spécifiquement (et non sur le multirecyclage REP) menée en interne sur le cycle du combustible dans l'optique de la fission par neutrons rapides, par exemple en lien avec la fabrication et le retraitement de ce qui serait un nouveau combustible ;

– À plusieurs reprises, il a été affirmé que le lien entre la recherche sur le multirecyclage en réacteur à eau pressurisée et la recherche sur la 4^{ème} génération était logique et évident ; ce point, contesté par d'autres experts, ne paraît toujours ni logique ni évident au rapporteur, étant donné la différence en matière de combustible et plus encore de fission (neutrons lents *versus* neutrons rapides) ; par ailleurs, au vu des enjeux de retraitement des MOX usés, des déchets (dont la durée de vie pour les plus radiotoxiques est réduite sensiblement dans le cas de la 4^{ème} génération) et de la disponibilité du combustible (le multirecyclage n'entraînant pas de rupture technologique par rapport à la technologie actuelle), il paraît pour le moins étonnant de mettre sur un plan analogue ce multirecyclage REP avec la quatrième génération ;

– La décision de ne construire aucun démonstrateur, même d'une taille très modeste, paraît en légère contradiction à la fois avec l'article 3 de la loi du 28 juin 2006 qui prévoit explicitement la recherche sur la fermeture du cycle et à la fois avec la volonté affichée de longue date de travailler sur des petits réacteurs de 4^{ème} génération.

En résumé, la décision de ne pas construire de démonstrateur de grande puissance (tel qu'ASTRID était pensé *ab initio*) recèle sans doute une logique économique. Mais la combinaison (i) du choix de ne pas construire de réacteur, même de puissance plus modeste comme proposé par les anciens responsables du CEA, (ii) de l'absence d'éléments étayant la poursuite, au sein du CEA, après cette décision, de recherches variées et conséquentes sur la 4^{ème} génération, ainsi que (iii) la préférence visiblement accordée au multirecyclage en réacteur à eau pressurisée apparaît regrettable et dommageable pour le développement de la filière nucléaire.

B. APPUYÉE SUR UNE NOUVELLE PROJECTION ÉNERGÉTIQUE, UNE RELANCE INÉDITE DU NUCLÉAIRE SANS OPPOSITION AVEC LES ENR

Dans le cadre d'une méthode de conduite plus rigoureuse de la politique énergétique de la France, le Gouvernement et le Parlement peuvent désormais s'appuyer, pour décider, sur des analyses beaucoup plus solides conduites par RTE, à l'image de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » (1). Sur le fondement des scénarios ainsi réalisés a pu être dessinée l'évolution de la trajectoire énergétique du pays, qui repose sur une relance du nucléaire sans opposition avec les énergies renouvelables (2).

1. Futurs Énergétiques 2050, un exercice nouveau et indispensable à toute programmation énergétique

La publication, en février 2022, du rapport « Futurs énergétiques 2050 » parachève l'évolution récente des publications de RTE, dans le sens très positif d'une meilleure instruction des déterminants des politiques énergétiques (a). En dépit des progrès ainsi réalisés, les pouvoirs publics doivent néanmoins garder à l'esprit les limites inhérentes à ce type d'exercices prospectifs, afin de ne pas réduire trop dangereusement les marges du système électrique (b).

a. Le renouveau des études prospectives de RTE, un atout majeur pour la définition des politiques énergétiques

Les bilans prévisionnels publiés par RTE ont connu d'importantes évolutions ces dernières années. À l'origine purement prévisionnelles et techniques, les analyses sont progressivement enrichies d'une approche prospective, reposant sur l'analyse de différents scénarios reprenant les différentes trajectoires d'évolution possible du secteur électrique.

Le bilan prévisionnel publié en 2017 marque un véritable changement d'approche dans la démarche. Avant ce bilan, les publications de RTE sont centrées sur le respect du critère de défaillance. Il s'agit d'analyses de court terme, qui évaluent principalement l'impact des fermetures de moyens de production sur le risque de défaillance, et n'envisagent que les politiques publiques en vigueur, sans envisager les évolutions qu'elles pourraient connaître.

En 2017, le bilan prévisionnel marque une première évolution en explorant différentes trajectoires afin d'identifier les conditions de réussite des objectifs posés par la LTECV, à la fois en termes de définition du mix de production électrique et d'atteinte des objectifs climatiques.

M. François Brottes, Président du directoire de RTE de 2015 à 2020, a indiqué avoir souhaité, dès son arrivée chez RTE, que « *l'exercice de présentation des bilans prévisionnels soit l'occasion de donner à voir, plutôt qu'une parole unique, plusieurs scénarios prospectifs solides, crédibles et largement discutés. Ils permettent ainsi aux acteurs et aux décideurs politiques de comprendre les incidences de leurs choix, et donnent lieu à un débat aussi rationnel possible sur*

des hypothèses embrassant de très larges problématiques sur des sujets potentiellement polémiques, tels que l'équilibre du réseau en intégrant l'échelle européenne, les risques liés à la non-exécution des projets industriels de production, l'impact en matière de CO₂, l'innovation ou les incidences sur le modèle économique ».

Le bilan prévisionnel 2017 présente donc plusieurs nouveautés. Sur le plan de la méthode d'abord, les hypothèses envisagées ont fait l'objet d'une **consultation publique de toutes les parties prenantes intéressées** (fournisseurs, producteurs, distributeurs d'électricité et de gaz, organisations professionnelles, ONG, *think tanks*, universitaires, institutions). Sur le contenu, ensuite, le bilan expose **cinq scénarios présentant des trajectoires détaillées** permettant d'atteindre les configurations étudiées à horizon 2035. **L'évolution du contexte est par ailleurs intégrée à la réflexion pour apprécier ses conséquences sur l'offre et la demande.** L'évolution de la consommation électrique, l'évolution de la production, les contraintes posées par les objectifs climatiques fixés et par les effets du dérèglement climatique, les réflexions économiques sur la rentabilité des différents moyens de production, le développement des interconnexions et l'innovation technologique sont autant de données que les scénarios intègrent.

Les trajectoires sont donc évaluées non seulement à l'aune du critère de sécurité d'approvisionnement, mais aussi à celui des coûts des différents moyens de production et de leur impact sur les émissions de gaz à effet de serre. Le bilan permet d'appréhender l'impact des politiques publiques, qui peuvent, inversement, être définies en référence à ces analyses.

Présentation par RTE des cinq scénarios exposés dans le bilan prévisionnel 2017

Le scénario Ohm décrit l'éventail des solutions devant être mises en œuvre à date pour respecter le cadre de la LTECV. Les analyses identifient les principaux enjeux en matière d'émissions de CO₂, d'évolutions du parc de production nucléaire et des besoins de nouveaux moyens (renouvelables et thermiques).

Les quatre autres scénarios portent sur les années 2025, 2030 et 2035. Ils considèrent comme acquise la fermeture des centrales au charbon et l'impossibilité d'en construire de nouvelles.

Dans le **scénario Ampère**, la diminution de la part du nucléaire s'effectue sans recours à de nouveaux moyens thermiques. Certains réacteurs peuvent être arrêtés après 40 années de fonctionnement si le développement des énergies renouvelables est suffisant pour permettre un même niveau de production d'électricité tout en respectant la sécurité d'approvisionnement. Ce scénario permet d'identifier à quelle date l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production d'électricité peut être atteint dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables. Une fois atteint l'objectif des 50 %, le déclassement des réacteurs s'arrête.

Dans le **scénario Hertz**, la diversification du mix électrique s'effectue dans un contexte de développement moins rapide des filières renouvelables en s'appuyant sur de nouveaux moyens de production thermiques. Cette évolution est étudiée à l'aune du respect d'un plafond d'émissions de CO₂ pour ne pas dégrader la performance environnementale du parc électrique français. Ce scénario permet d'étudier la place de la filière thermique pour atteindre l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production d'électricité. Comme dans le scénario Ampère, le déclassement des réacteurs s'achève une fois l'objectif des 50 % atteint.

Dans le **scénario Volt**, le développement des énergies renouvelables s'accélère par rapport à la situation actuelle, et la part du nucléaire dans le mix évolue en fonction des opportunités économiques. Ce scénario permet d'étudier une logique de diversification du mix électrique basée sur la rentabilité économique du parc de production français, en intégrant les débouchés effectifs sur les marchés de l'électricité européens pour la production française « à bas coûts » (c'est-à-dire pour la production à partir d'énergies renouvelables ou nucléaire, compétitive dans les marchés européens de l'électricité).

Dans le **scénario Watt**, les réacteurs nucléaires sont arrêtés sur un critère de déclassement technique (pas de prolongation d'autorisation d'exploitation au-delà de 40 ans – hypothèse initiale de fonctionnement prévue lors de la conception de certains matériels et équipements des réacteurs), et le développement des énergies renouvelables est piloté selon une trajectoire volontariste. Ce scénario permet d'évaluer les conséquences d'une situation dans laquelle la France devrait se passer très rapidement de réacteurs nucléaires, pose la question des technologies disponibles pour assurer la transition, et permet d'étudier un mix comportant une très forte pénétration des énergies renouvelables.

Source : Introduction du Bilan prévisionnel 2017 de RTE, pp. 14-15.

Entre 2017 et 2021, RTE commence à prononcer des alertes sur la réduction des marges du système électrique. Comme cela a été évoqué précédemment (voir Chapitre II-III-A-1-a), le bilan prévisionnel établit très clairement que les objectifs de réduction de la part du nucléaire à 50 % et les objectifs de réduction des émissions ne pourront pas être atteints ensemble en 2025, les implications du

premier de ces deux objectifs en termes de réouverture de capacités thermiques emportant des conséquences négatives en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

En revanche, dans ce bilan, RTE ne se prononce pas sur les besoins à long terme du système électrique.

Cette étape est franchie en 2021, avec la publication « **Futurs énergétiques 2050** », qui **comporte un volet prospectif à très long terme**, afin de **répondre à une commande du Gouvernement réalisée en 2019**. La Première ministre Mme Élisabeth Borne a justifié cette démarche de la façon suivante : « *Dans une approche qu'on peut qualifier de scientifique, nous avons souhaité mener l'instruction la plus précise possible des différents choix de mix énergétique. Il s'agissait de sortir de positions un peu dogmatiques pour entrer dans des choix fondés sur des scénarios instruits. Il a donc été demandé à RTE d'instruire différents scénarios pour examiner quels étaient les choix devant nous, sur le plan technologique, de la souveraineté, des coûts de réalisation, de compétitivité et de prix de l'électricité* ».

RTE a donc ouvert, dès 2019, la première phase de réalisation de l'étude, destinée à cadrer ses objectifs, la méthode à suivre et les hypothèses à envisager. Cette phase a fait l'objet d'une large **consultation publique**, dont le bilan a également été publié. L'étude a ensuite été réalisée dans le cadre d'une **concertation avec les parties prenantes intéressées**.

S'agissant des scénarios, l'analyse prospective a été fondée sur une grille d'analyse reposant, d'après la présentation méthodologique faite en introduction du rapport ⁽¹⁾, sur les quatre axes suivants :

– Le **volet technique**, qui décrit le fonctionnement du système électrique dans les différents scénarios. Il analyse l'équilibre du système et les besoins de flexibilité et de réseau, comprend une analyse de sensibilité à différentes hypothèses de réchauffement climatique.

– Le **volet économique**, qui consiste à chiffrer le coût des scénarios étudiés.

– Le **volet environnemental**, qui apporte des éléments quantifiés sur les différents scénarios étudiés pour apporter un éclairage sur les principaux enjeux remontés dans le cadre de la concertation (changement climatique, protection de la biodiversité, épuisement des ressources naturelles, santé humaine...).

– Le **volet sociétal**, qui apprécie les implications des scénarios sur les modes de vie. La question de l'acceptabilité des infrastructures relève par exemple de ce volet.

Cette étude parachève l'évolution récente des analyses de RTE dans le sens d'une meilleure identification du système électrique nécessaire pour sortir des

(1) RTE, Rapport complet, Futurs énergétiques 2050, février 2022, p. 68.

énergies fossiles et atteindre la neutralité carbone en 2050. Elle s'appuie entre autres sur un rapport publié également en 2021 et cosigné par RTE et l'Agence internationale de l'énergie sur les conditions techniques d'un scénario 100 % renouvelable, implicitement critiqué pour sa grande incertitude et notamment le fait que « les solutions techniques sur lesquelles reposerait cette stabilité pour un système exploité à grande échelle comme la France ne sont pas aujourd'hui disponibles sur le plan commercial » ⁽¹⁾.

**Description par RTE des évolutions intégrées dans l'analyse
« Futurs énergétiques 2050 »**

- Les prévisions de consommation ne sont plus réalisées en fonction des politiques publiques en vigueur à date, mais de celles qu'il faudrait mettre en œuvre pour atteindre un objectif spécifique ;
- Ces analyses ont réévalué à la hausse les besoins anticipés par l'État dans le cadre de la SNBC : elles intègrent notamment des politiques sectorielles publiées depuis (France Relance, France 2030, la stratégie hydrogène, la réglementation environnementale 2020, les nouvelles normes européennes sur la mobilité et le secteur du bâtiment, etc.) ;
- Les analyses de mix envisagent un spectre plus large de possibilités, y compris certaines qui ne sont pas en ligne avec les lois et réglementations en vigueur (y compris l'objectif du 50 % de nucléaire en 2035 puisque plusieurs scénarios ne respectent pas ce point de passage) ;

Source : Réponse transmise par RTE au questionnaire adressé par le Rapporteur.

Le rapporteur ne peut que souligner **la nécessité de la commande gouvernementale et de l'élaboration d'un tel travail, qui permet, pour la première fois, d'analyser a priori l'impact des choix publics, en vue de la préparation des politiques publiques énergétiques et climatiques.** Il alerte néanmoins sur la nécessité, pour les pouvoirs publics, de ne pas oublier les limites inhérentes à la projection. Celles-ci doivent inciter à faire preuve de prudence dans les inflexions données au système énergétique, qui doit conserver certaines marges de manœuvre afin d'assurer la sécurité énergétique.

b. Les limites inhérentes aux exercices de prévision doivent inciter à une certaine prudence dans la réalisation des choix énergétiques

En dépit de l'incontestable progrès que représente cette analyse, **le rapporteur souhaite attirer l'attention des parlementaires et du Gouvernement,** qui seront amenés demain à dessiner la trajectoire énergétique du pays, sur le fait que **ces scénarios demeurent empreints d'une part d'incertitude importante.**

En fonction des trajectoires prises par chacune des données analysées, l'écart entre les scénarios et la réalité pourrait en effet être important. Ce serait le cas, par exemple, si la réalité future consistait en une France où les énergies

(1) RTE et AIE, 2021, **Conditions et prérequis** en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050

renouvelables et l'efficacité énergétique ne progresseraient pas suffisamment, et où, à l'inverse, la réindustrialisation du pays s'opérerait et où l'électrification des usages progresserait, avec les conséquences que cela aurait sur la croissance de la demande.

C'est sur le fondement d'une telle analyse qu'en audition, M. Jean-Bernard Lévy a considéré que ces scénarios demeurent « *inspirés par une approche un peu ancienne tirant les conséquences de la désindustrialisation de notre pays que nous avons observée depuis vingt ans* », alors même que la priorité est aujourd'hui donnée à la lutte contre les émissions de GES - qui fait appel à l'électricité décarbonée en lieu et place de l'énergie fossile - et à la reconquête de notre souveraineté industrielle et énergétique. **La croissance en volume de la consommation d'électricité envisagée dans le scénario moyen lui apparaît modeste** : il considère que de nombreux facteurs pourraient la porter entre 1,5 % et 2 % par an. « *La démographie ; l'accroissement du nombre de logements à population constante ; la réindustrialisation et l'effort de contrôle de notre souveraineté énergétique ; la numérisation de la société ; des mesures sectorielles très fortes telles que l'arrêt de la vente de véhicules thermiques neufs pour les particuliers dès 2035 ; les besoins en hydrogène décarboné, notamment dans l'industrie ; la nouvelle réglementation thermique sur les logements qui, enfin, privilégie l'électricité décarbonée par rapport au gaz, au moins pour les logements neufs ; la substitution de fours électriques à des fours au gaz naturel dans nombre de procédés industriels* » sont autant de **facteurs de croissance de la demande en électricité qui pourraient déjouer les prévisions tablant sur une croissance modeste de la demande**.

L'incertitude prévaut par ailleurs également sur les résultats des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique menés. Là encore, d'après M. Jean-Bernard Lévy, les résultats sur lesquels table RTE dans les scénarios s'avèrent « *nettement meilleurs que tout ce qui a été observé depuis trente ans en France ou dans des pays comparables* ». En conséquence, M. Jean-Bernard Lévy a indiqué qu'il lui apparaîtrait moins risqué de se référer à une fourchette de consommation domestique annuelle d'électricité comprise entre 750 à 645 TWh plutôt que de se référer à un point moyen de 645 TWh.

Sans se prononcer sur la fourchette de consommation qu'il conviendrait de retenir, le rapporteur souhaite attirer l'attention des pouvoirs publics sur l'importance d'introduire dans les scénarios envisagés une marge de sécurité, qui permettrait de réduire l'incertitude liée aux écarts de l'évolution réelle des données par rapport aux prévisions de départ.

Cette réserve étant faite, la qualité des analyses effectuées permet néanmoins d'appréhender aujourd'hui la stratégie énergétique sur une base scientifique et technique plus solide qu'auparavant. C'est sur ce fondement que l'actuel Président de la République et le Gouvernement ont pu définir une nouvelle stratégie reposant sur la relance du nucléaire – toujours marqué par un contexte difficile – et l'accélération des énergies renouvelables.

2. Des éléments d'analyse et de projection qui permettent l'annonce de la relance du nucléaire et le soutien renforcé aux ENR

a. Une stratégie qui réaffirme avec force la priorité donnée à la neutralité carbone depuis 2017, sans oublier la sécurité d'approvisionnement

Dès les premiers mois de la législature, le gouvernement d'Édouard Philippe, par son ministre de la Transition écologique et solidaire, M. Nicolas Hulot, présente et fait adopter la loi 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement d'ici 2040. Il s'agit de la première loi portée par le gouvernement du nouveau Président de la République et le message est fort.

L'année 2018 voit les premières briques de la stratégie énergétique et climatique de la nouvelle majorité se mettre en place : avec la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance, qui simplifie notamment les procédures d'implantation des éoliennes en mer, et l'ordonnance du 19 décembre 2018 ⁽¹⁾, qui, entre autres, renforce les obligations des acteurs de la chaîne gazière en matière de sécurité d'approvisionnement.

La consultation sur le nouveau projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 s'organise avant d'être lancée le 25 janvier 2019.

Ultérieurement, en cette année 2019, sont publiées l'ordonnance n° 2019-501 du 22 mai 2019 portant simplification de la procédure d'élaboration et de révision des schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables, qui doit faciliter leur déploiement sur l'ensemble du territoire métropolitain, et l'ordonnance n° 2019-1034 du 9 octobre 2019 relative au système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (2021-2030), qui transpose en droit interne les nouveautés apportées par la directive 2018/410 du 14 mars 2018, améliore le système existant en vue de sa quatrième phase, et, surtout, accélère la décroissance des plafonds d'émissions de GES autorisées.

2019 est aussi l'année de la **loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat**, qui pose les premières fondations de la politique climato-énergétique des mandats.

Deux de ces dispositifs (les 50 % de part du nucléaire et l'introduction d'un rendez-vous programmatique périodique avec la Représentation nationale sur les choix en matière de politique énergétique) ont été commentés précédemment.

Cependant, avec ses 69 articles, la loi du 8 novembre 2019, dite loi « Énergie climat », porte des ambitions plus larges. Elle fixe, pour la première fois

(1) Ordonnance n° 2018-1165 du 19 décembre 2018 modifiant les missions et les obligations incombant aux gestionnaires de réseaux de transport, aux fournisseurs, aux opérateurs d'infrastructures de stockage et aux opérateurs de terminaux méthaniers en matière de fonctionnement du système gazier et définissant les règles relatives au délestage de la consommation de gaz naturel.

en droit français, un **objectif de neutralité carbone en 2050** et renforce l'objectif de **baisse de la consommation d'énergies fossiles d'ici à 2030 à 40 %, contre 30 %** précédemment.

Pour ce faire, elle décide la fermeture des dernières centrales à charbon en 2022, par l'instauration d'un plafond d'émissions de GES (précisé par un décret du 26 décembre 2019 ⁽¹⁾), et met en place des dispositifs visant à lutter contre les passoires thermiques (limitation des loyers, audit énergétique, obligation de travaux d'ici 2028...) et à accélérer le développement des énergies renouvelables.

Cette loi met également **un fort accent sur les volets de l'efficacité énergétique et du développement diversifié des sources d'énergies décarbonées.**

La PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028, publiée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, décline les orientations de la loi « Énergie-climat ».

Une loi et une série de d'ordonnances viennent compléter ces dispositifs les années suivantes, telle l'ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène. Elle pose les premières bases du cadre juridique de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone dont le gouvernement veut encourager le développement, convaincu que l'hydrogène durable est une des solutions de demain pour la décarbonation de certains processus industriels grands consommateurs d'énergie voire de certaines formes de mobilité.

La seconde grande étape structurante pour la politique énergétique de la présidence de M. Macron est la **loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.**

Répondant aux travaux de la Convention citoyenne pour le climat, elle comporte, sur les questions d'énergie et de neutralité carbone, plusieurs dispositions visant à favoriser les énergies renouvelables, la modernisation du code minier – pour renforcer la prise en compte des intérêts environnementaux à protéger et des avis des populations locales –, de nouvelles mesures sur la rénovation des passoires thermiques, le renforcement des zones à faibles émissions mobilité (ZFE-m) et l'interdiction à la vente des véhicules les plus polluants à partir de 2030 et 2040 pour les plus lourds.

b. La prise de conscience de la vulnérabilité énergétique française

L'année 2022 sera surtout marquée par des textes s'attachant à **renforcer les mesures permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie.**

Car, entretemps, sont survenus la guerre en Ukraine, les tensions sur l'approvisionnement en gaz et l'emballement des prix de l'énergie qui en ont découlé, ainsi qu'**un cumul de difficultés qui ont lourdement affecté la production électrique nationale à partir de 2021.**

(1) Décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 instaurant un plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

La crise de la covid-19 avait commencé par décaler le calendrier de maintenance des centrales nucléaires, réduisant son niveau de disponibilité, quand des problèmes de corrosion sous contrainte ⁽¹⁾ découverts dans plusieurs réacteurs en fin d'année ont entraîné leur mise à l'arrêt. Ces difficultés se sont poursuivies et même accentuées en 2022. Jusqu'à 32 réacteurs se sont ainsi retrouvés à l'arrêt au mois d'août, sur les 56 en activité que compte le parc français. Alors qu'elle était à 335 TWh en 2020, en pleine crise de la covid-19, la production électrique d'origine nucléaire est alors tombée à 361 TWh en 2021 puis à 279 TWh en 2022.

Parallèlement, la production des centrales hydroélectriques a également diminué en 2021, puis à nouveau en 2022 en raison de faibles précipitations et de stocks hydrauliques assez bas.

La baisse de la production d'électricité française est ainsi due à la conjonction de la baisse de disponibilité du parc nucléaire (visites décennales, corrosion sous contrainte) et de la baisse de production hydroélectrique. Cette baisse a fait passer la France d'une position globalement exportatrice en électricité à une situation d'importatrice nette, et a fait durablement craindre que les besoins du pays puissent ne pas être toujours couverts, malgré le soutien des interconnexions européennes.

Cette situation a conduit le gouvernement à prendre en urgence un décret ⁽²⁾ relevant exceptionnellement le plafond des émissions de GES autorisées des deux dernières centrales à charbon françaises afin de relayer son parc nucléaire partiellement à l'arrêt.

Ultérieurement, la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat intégrera des dispositions complétant et renforçant les dispositifs de secours à la disposition du gestionnaire des réseaux publics de transport d'électricité en cas de menace majeure sur la sécurité d'approvisionnement électrique. **Certains de ces dispositifs semblent revenir sur les ambitions nationales de réduction des consommations d'énergies fossiles et de décarbonation de la production d'énergie**, comme l'autorisation d'un méthanier flottant, l'introduction d'une possibilité de recourir aux centrales à charbon – qui étaient déjà fermées ou allaient l'être – voire à des groupes électrogènes alimentés au fioul.

Telle n'est pas la nature de ces dispositifs, conçus comme des solutions de crise qui n'ont vocation à être utilisées qu'en dernier recours.

(1) Il s'agit de fissures détectées au niveau des soudures des coudes des tuyauteries d'injection de sécurité, le circuit « RIS » prévu pour injecter de l'eau borée dans le circuit primaire principal du réacteur afin de le refroidir en cas d'incident, ainsi que sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) qui permet la circulation et un niveau d'eau minimal dans le circuit primaire afin d'évacuer la chaleur résiduelle provenant des combustibles radioactifs lorsque le réacteur est à l'arrêt.

(2) Décret n° 2022-123 du 5 février 2022 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Le dispositif ÉcoWatt, mis en place à la même période, visait précisément à informer chaque consommateur pour qu'il adapte sa consommation en cas de trop grande tension sur les réseaux. Et le plan de sobriété énergétique présenté le 6 octobre 2022 par la Première ministre, Mme Élisabeth Borne, et sa ministre de la Transition énergétique, Mme Agnès Pannier-Runacher a participé, plus structurellement, à sensibiliser les consommateurs finals aux efforts d'économie d'énergie en leur expliquant les gestes à leur portée. Le dispositif d'alerte comme l'appel à la mobilisation de tous semblent avoir rencontré un accueil positif auprès des Français. Et si la contrainte économique a indéniablement joué, les résultats ont été supérieurs aux attentes de RTE, qui annonce en mars que la consommation nationale d'électricité a **baissé de 12 % entre octobre et décembre 2022**. Elle aurait reculé de 20 TW, indépendamment de températures plus clémentes que d'ordinaire.

De cette période, on peut tirer plusieurs enseignements :

– assurer la sécurité d'approvisionnement du pays est une priorité absolue, qui ne sera jamais sacrifiée aux objectifs de décarbonation de la production électrique. Tout au long du quinquennat, règles et dispositifs ont été ajustés et renforcés en ce sens ;

– en progressant sur la sobriété et l'efficacité énergétiques, la France se rapproche de son objectif de neutralité carbone mais desserre aussi les tensions sur son approvisionnement (et ses factures énergétiques) ;

– les résultats de 2022 montrent que ces progrès sont possibles.

Et ils sont indispensables, comme le démontrent tous les scénarios de RTE.

Fort de ces constats, le gouvernement a lancé l'acte 2 de son plan de sobriété énergétique le 21 février dernier. Il s'agit d'« *ancrer la sobriété dans la durée* » en faisant le bilan de la première période et en réfléchissant aux moyens d'aller plus loin.

Toutefois, la stratégie de maîtrise de la demande d'énergie des gouvernements du Président M. Emmanuel Macron ne se réduit pas à des mesures prises « en réaction » aux graves difficultés récentes ni à des gestes d'économie demandés à chacun.

Non seulement chaque grand texte énergétique de son premier mandat a compris un volet consacré à la rénovation ou à l'efficacité énergétiques, non seulement les aides budgétaires de l'État en faveur de la rénovation thermique des logements, du renouvellement du parc automobile, etc. ont sensiblement progressé, mais le Président de la République met en oeuvre **un accompagnement massif de la transition énergétique de nos plus grands consommateurs d'énergies fossiles**, que ce soit par le soutien à la recherche des solutions innovantes mais aussi par un soutien direct des investissements dans la décarbonation de l'industrie française.

En parallèle des investissements d’avenir encore en cours, **les deux grands plans d’investissements, France Relance, puis France 2030, ont en effet inscrit ces objectifs dans leurs priorités** et mobilisent des fonds très importants à cet effet.

Dans le premier, engagé en septembre 2020, sur 100 Md€, 30 milliards sont destinés au financement de la transition écologique, entre autres à travers **l’aide à la décarbonation de l’industrie**.

Le second, présenté pour lui succéder le 12 octobre 2021, est doté de 34 Md€ sur 5 ans, dont :

– 8 Md€ pour le secteur de l’énergie, « *afin de construire une France décarbonée et résiliente* » en faisant émerger en France **des réacteurs nucléaires de petite taille**, innovants et avec une meilleure gestion des déchets et en travaillant à décarboner notre industrie et de venir le leader de l’hydrogène vert, qui doit être un des vecteurs de cette décarbonation ;

– 4 Md€ pour produire près de 2 millions de véhicules électriques et hybrides, ainsi que le premier avion bas-carbone.

– 1 Md€ pour des projets de production et de recyclage des matériaux stratégiques pour l’électrification de l’économie, ce qui atteste la remise en lumière de ce sujet stratégique.

À l’occasion de son lancement, à Belfort, le 10 février 2022, le Président de la République a détaillé les orientations de sa politique énergétique : « *plus écologique, plus souveraine et créatrice de pouvoir d’achat pour les Français, cette politique a pour ambition l’indépendance énergétique de la France grâce à la réindustrialisation du pays.* » Et pour ce faire, il y a deux conditions : consommer moins d’énergie et gagner en sobriété énergétique – sans qu’il soit question d’austérité – et augmenter notre capacité de production d’énergie décarbonée. ⁽¹⁾

c. Une annonce inédite de relance du nucléaire

Avant même le discours de Belfort qui demeure le pivot pour la filière, le plan France Relance a déjà renforcé les moyens de la filière de l’industrie nucléaire :

– le 16 avril 2021, les ministres Barbara Pompili, Bruno Le Maire et Agnès Pannier-Runacher signent avec le Comité stratégique de filière nucléaire un avenant au contrat de filière qui intègre les nouveaux soutiens du plan d’investissements pour renforcer les compétences de la filière : une nouvelle **université des métiers du nucléaire** (UMN), une bourse pour promouvoir l’attractivité de la filière et un appel à manifestation d’intérêt pour développer et maintenir les compétences.

Depuis, cet objectif est présenté comme **une priorité forte** par le gouvernement de Mme Elisabeth Borne. Auditionnée par la commission d’enquête, la Première ministre a notamment tiré les leçons des difficultés à mener à bien les

(1) Cf. Site de l’Élysée, « Reprendre en main notre destin énergétique ! », 10 février 2022.

opérations de maintenance et les visites décennales programmées pendant la période de la covid-19 : une des raisons des retards qui ont commencé à s'accumuler était que *« les équipes d'ingénierie nécessaires pour mener ces opérations de maintenance n'étaient, pour une part apparemment non négligeable, pas françaises. **Quand on parle de souveraineté, il faut s'assurer que l'ingénierie est présente sur notre territoire pour mener les opérations de maintenance et les opérations de construction de nouveaux réacteurs. Il faut parvenir à former y compris les soudeurs, les chaudronniers et les électriciens dont nous avons besoin pour mener à bien nos opérations de maintenance. Cela fait partie des priorités de mon gouvernement.** »* ;

– le 16 avril 2021 encore, les ministres annoncent que 20 premiers projets ont été retenus dans le cadre de l'appel à projets de France Relance portant sur le soutien à l'investissement, à la recherche et développement et à la modernisation de l'industrie nucléaire. Ces projets devaient bénéficier de près de 32 M€ de soutien du Plan et représenter un total de 114 M€ d'investissements industriels.

Dans le cadre de France 2030, ce seront directement **près d'1 Md€ qui seront prévus pour faire émerger des technologies nucléaires innovantes** – on relève qu'autant est prévu pour l'innovation et le soutien à l'industrialisation de nos moyens de production d'énergie renouvelable.

La relance du nucléaire est en effet devenue le troisième pilier de la stratégie énergétique et climatique du Président de la République.

Lors de son discours à Belfort le 10 février 2022, M. le Président Emmanuel Macron a annoncé : *« le monde de demain sera plus électrique. Nous devons être en mesure, je reprends là aussi les chiffres qui ont été produits par nos experts, nous devons être en mesure de produire jusqu'à 60 % d'électricité en plus qu'aujourd'hui. (...) quand bien même nous allons réduire notre consommation (...). Et la clé pour produire cette électricité de manière la plus décarbonée, la plus sûre, la plus souveraine est justement, d'avoir une stratégie plurielle, celle que nous avons choisi sur la base de ces travaux et de développer tout à la fois les énergies renouvelables et le nucléaire. (...) C'est le choix le plus pertinent d'un point de vue écologique et le plus opportun d'un point de vue économique et enfin le moins coûteux d'un point de vue financier. C'est donc pour cela que c'est le choix que nous allons poursuivre. »*

S'agissant du nucléaire, plusieurs orientations structurantes et attendues de longue date par la filière ont été données :

– prolonger tous les réacteurs nucléaires qui peuvent l'être sans rien céder sur la sûreté. *« Je demande à EDF d'étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'autorité de sûreté nucléaire. »* ;

– lancer dès aujourd'hui un programme de nouveaux réacteurs nucléaires. *« Je souhaite que six EPR2 soient construits et que nous lancions les études sur la construction de 8 EPR2 additionnels. Nous avancerons ainsi par pallier. »*

– enfin, à côté de ces EPR, un appel à projets sera lancé pour faire émerger des petits réacteurs modulaires mais aussi des réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets. Pour 500 millions d’euros, ce seront des projets portés par EDF NUWARD. Ce nouveau programme pourrait conduire à la mise en service de 25 gigawatts de nouvelles capacités nucléaires d’ici 2050, en complémentarité des EPR2.

Pour mettre en œuvre ces décisions dans les délais qu’exigent désormais l’urgence climatique et le redressement rapide d’une filière nucléaire française trop souvent ébranlée ces 20 dernières années, le gouvernement de Mme Borne a donc déposé un **projet de loi « relatif à l’accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes »**, en cours d’examen par le Parlement.

Ce projet de loi est complémentaire à la loi d’accélération de la production d’énergies renouvelables ⁽¹⁾, qui poursuit les mêmes objectifs de décarbonation du mix électrique et de renforcement de la souveraineté énergétique de la France. Il s’agit d’accélérer les procédures lorsque cela est possible, notamment lors des phases d’instruction administrative des dossiers, **sans modifier le niveau d’exigence applicable en matière de sûreté nucléaire.**

Pour autant, le rapporteur souligne que toutes les questions cruciales demeurent ouvertes et à régler dans les prochains mois, et notamment :

– **le financement de ces six nouveaux EPR et la traduction de cette relance du nucléaire sur les futurs prix de l’électricité ;**

– **le rôle exact confié à EDF, dont la nationalisation est en passe d’être achevée par le rachat de toutes les actions par l’État, mais dont la fragilité financière est évidemment préoccupante ;**

– **la capacité pour la filière industrielle nucléaire, qui se relève de vingt années d’affaiblissement, de mener à bien et dans les délais demandés de tels chantiers.**

Le projet de loi crée un régime dérogatoire applicable à la construction de nouveaux réacteurs électronucléaires. Il ne s’applique qu’aux réacteurs dont la demande d’autorisation de création est déposée dans les 20 ans ⁽²⁾ suivant la promulgation de la loi et situés à proximité immédiate ou à l’intérieur d’une installation nucléaire de base existante (article 1^{er}). La mise en compatibilité des documents d’urbanisme et le contrôle de la conformité aux règles d’urbanisme sont facilités (articles 2 et 3). L’article 4 du projet de loi est particulièrement important : il permet de débiter les travaux non directement liés à l’îlot nucléaire dès que l’autorisation environnementale est délivrée, alors que ceux liés à cet îlot ne pourront débiter qu’après la délivrance de l’autorisation de création. Ce meilleur séquençage est un aspect clé pour gagner du temps lors de la construction.

(1) Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l’accélération de la production d’énergies renouvelables.

(2) Durée adoptée à l’issue de la première lecture du projet de loi au Sénat et à l’Assemblée nationale.

Ces mesures sont complétées par d'autres dispositions liées au parc nucléaire existant, qui permettent notamment de clarifier les modalités applicables au réexamen périodique des installations nucléaires de base au-delà de leur 35^e année d'exploitation (article 9) et de supprimer la mise à l'arrêt automatique d'une installation lorsqu'elle a cessé de fonctionner pendant une durée continue supérieure à 2 ans (article 10).

Lors de l'examen du projet de loi, les sénateurs ont par ailleurs adopté **la suppression de l'objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % d'ici 2035** ⁽¹⁾, ainsi que **le plafond applicable à la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire**, fixé à 63,2 GW ⁽²⁾. La suppression de ces deux dispositions a également été votée par l'Assemblée nationale en première lecture.

d. La volonté d'accélérer à nouveau le développement des énergies renouvelables

Comme l'ont exprimé les anciens ministres en charge de l'énergie, le tournant des années qui suivent le quinquennat du Président M. François Hollande consiste, face à l'urgence énergétique, à cesser d'opposer l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables électriques et au contraire à les associer explicitement.

La Première ministre, Mme Élisabeth Borne, l'a réaffirmé devant la commission d'enquête : *« Le troisième pilier de notre action porte sur le développement des énergies renouvelables. La souveraineté énergétique consiste aussi à ne pas dépendre d'une source unique d'énergie. Il serait trop risqué de se reposer uniquement sur l'énergie nucléaire, d'autant plus que le nucléaire ne peut répondre à lui seul à la hausse rapide de nos besoins en électricité pour les prochaines années, quand il faut au moins quinze ans pour mettre en service un réacteur. A contrario, un mix 100 % renouvelables n'est pas envisageable, car il serait particulièrement coûteux et sa faisabilité technique n'est pas aujourd'hui avérée. De notre côté, nous faisons le choix résolu du pragmatisme et donc d'un mix énergétique équilibré. Un mix diversifié est un atout et une protection, »*

Avec, déjà, une attention particulière pour la filière très prometteuse de l'éolien en mer, qu'on retrouve dans la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance qui intègre de premières mesures de simplification des procédures d'implantation des éoliennes *offshore*, ainsi que dans la loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique qui prévoit des simplifications complémentaires.

La loi « Énergie-climat » du 8 novembre 2019 porte des dispositions plus variées : renforçant les obligations d'implantation photovoltaïque en toiture, le dispositif de soutien et de traçabilité de l'hydrogène vertueux, etc.

La loi « Climat et résilience » du 22 août 2021 renforce les obligations en matière d'équipement des toitures, tout en poursuivant le travail de simplification des procédures applicables aux EnR. Et pour mobiliser davantage les territoires dans

(1) 5° du I de l'article L. 100-4 du code de l'énergie.

(2) Article L. 311-5-5 du code de l'énergie.

la mise en œuvre des objectifs nationaux, la loi prévoit que les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) soient déclinés au niveau de chaque région.

Des obstacles subsistaient cependant pour accélérer réellement l'augmentation de nos capacités, notamment en matière de planification des actions territoriales. La loi sur l'accélération du développement des énergies renouvelables a permis d'en lever un certain nombre.

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables doit ainsi permettre de renforcer la décarbonation du mix énergétique français et notre souveraineté énergétique, conjointement avec le projet de loi d'accélération du nucléaire adopté par le Parlement. Parmi les mesures les plus importantes, peuvent être citées :

– des mesures visant à accélérer les procédures administratives, telles que la création d'un référent préfectoral à l'instruction des projets d'énergies renouvelables (article 6) ou la possibilité pour le juge administratif de régulariser certains actes lors de contentieux liés aux EnR (articles 23 et 60). Surtout, une présomption de reconnaissance de la raison impérative d'intérêt public majeur pour certains projets d'EnR ou de stockage a été créée (article 19) ;

– des mesures facilitant la planification du déploiement des énergies renouvelables et améliorant leur acceptabilité locale. L'article 15 prévoit la définition, par les communes et avec avis du comité régional de l'énergie, de zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables et de leurs ouvrages connexes. De même, s'agissant de l'éolien en mer, le document stratégique de façade, établi pour chaque façade maritime, doit permettre de cartographier les zones prioritaires de déploiement de telles installations. La mutualisation des débats publics pour ces projets en mer est également facilitée (article 56). Ces mesures de planification sont complétées par des dispositions relatives au partage de la valeur, qui imposent notamment aux candidats retenus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence pour la production d'EnR de financer des projets locaux en lien avec la transition énergétique et la biodiversité (article 93) ;

– des mesures pour faciliter l'implantation de panneaux photovoltaïques ou thermiques dans les zones déjà artificialisées ou propices, par exemple le long des routes et à proximité des voies ferrées (article 34), sur les ombrières de parkings d'une superficie supérieure à 1 500 m² (article 40), ou sur des friches en zone littorale. L'agrivoltaïsme fait l'objet d'un encadrement strict, en particulier pour l'installation de photovoltaïques au sol et le défrichement de surfaces forestières pour implanter ce même type d'installations (article 54) ;

– des mesures liées au marché de l'énergie, pour faciliter la souscription de contrats de vente à long terme directement entre un producteur utilisant des sources d'énergies renouvelables et un consommateur final (article 86).

Si ces mesures d'accélération des procédures voire d'obligations apparaissent indispensables, elles appellent probablement des compléments importants au vu des deux dernières décennies : la simple incitation et l'accompagnement diffus des filières industrielles ne suffisent pas à trouver un rythme d'installation suffisant pour les capacités de production requises.

e. À la lumière de la crise, une préparation d'une réforme du marché européen

Pour satisfaire la demande communautaire en électricité, le marché unique européen pose le principe d'un recours aux capacités de production selon leur ordre de mérite : sont d'abord appelés les ENR et le nucléaire pour répondre à la demande, avant les sources fossiles. C'est le coût de production de la dernière centrale appelée qui fixe le prix de l'ensemble de l'électricité produite, soit en pratique une production au gaz.

Or, en 2021, les activités économiques qui avaient fortement baissé pendant la première année de la crise sanitaire, rebondissent et la demande de charbon et de gaz atteignent des niveaux records et font flamber leurs prix. En octobre, les prix du gaz avaient ainsi augmenté de + 256 % depuis le début d'année. Par répercussion, les prix de l'électricité en Europe sont montés à des niveaux totalement inédits, passant la barre des 100 €/MWh sur les marchés de gros ⁽¹⁾. Cette dynamique haussière ne s'arrêtera plus pendant des mois, et s'aggravera encore avec le conflit entre la Russie et l'Ukraine et la remise en question des importations de gaz russe, le prix de gros passant à 222 €/MWh en décembre 2021 et à 700 €/MWh pendant l'été 2022.

Dès l'automne 2021, le gouvernement français a soulevé les problèmes posés par le modèle européen de fixation des prix, son incapacité à modérer un emballement des prix qui ne reflète pas la réalité des coûts moyens de production et, donc, de protéger les consommateurs européens, son absence de prise en compte de la spécificité du marché français largement alimenté par une électricité nucléaire amortie, etc.

Après des mois de discussion, le 14 mars dernier, la Commission européenne a présenté ses pistes pour réformer le marché de l'électricité.

Précisant que ses objectifs sont « d'accélérer l'essor des énergies renouvelables et l'abandon progressif du gaz, de réduire la dépendance des factures des consommateurs par rapport à la volatilité des prix des combustibles fossiles, de mieux protéger les consommateurs contre les futures flambées de prix

(1) Le **marché de gros** est le marché où l'électricité est négociée et achetée par les fournisseurs aux producteurs, avant d'être commercialisée sur le marché de détail puis distribuée à travers le réseau de distribution. Ces transactions peuvent s'opérer dans le cadre de bourses, sur le marché de gré à gré et ou le marché de gré à gré intermédiaire. Sont négociés des **produits spot**, ceux qui sont vendus et consommés sur le court terme (pas plus de deux jours), et des **produits à terme**, achetés bien avant leur livraison en anticipant la demande plusieurs semaines ou plusieurs mois à l'avance. Cela leur permet de minimiser les flambées des prix sur les marchés spot lors des pics de consommation.

et les manipulations du marché et de rendre l'industrie de l'UE propre et plus compétitive", "afin de concurrencer le gaz», elle prévoit des mesures qui encouragent les contrats à plus long terme pour la production d'énergie à partir de combustibles non fossiles et des dispositifs pour renforcer les solutions de flexibilité propres dans le système, telles que la participation active de la demande et le stockage.

Notamment, tous les dispositifs d'aide publique aux nouveaux investissements dans les énergies renouvelables (hors bioénergie) ou le nucléaire devront prendre la forme de « CFD bidirectionnels ». Il s'agit de contrats de long terme, fixant un prix garanti par l'État au producteur et où les recettes (ou les pertes) issues de la différence entre ce prix et celui du marché sont reversées à l'État (ou compensées par lui). Les recettes éventuelles devront obligatoirement être redistribuées aux consommateurs, selon la Commission. S'il n'est pas question d'imposer rétroactivement des CFD sur les capacités de production existantes, les CFD pourront financer les nouveaux projets d'ENR ou de nucléaire, ainsi que les nouveaux investissements sur des projets existants pour étendre les capacités de production ou la durée de vie d'une centrale.

En revanche, la réforme proposée conserve les fondamentaux du fonctionnement du marché de l'électricité : l'ordre de mérite est conservé, considérant qu'un système d'enchères ou un mécanisme de prix moyen au sein de l'UE feraient monter les prix.

Cependant, les États membres pourront étendre les prix de détail réglementés aux ménages et aux PME en cas de crise.

Et pour protéger les entreprises et la compétitivité industrielle de l'Europe, la Commission propose de faciliter le déploiement de contrats à long terme plus stables, tels que des accords d'achat d'électricité (AAE), dans le cadre desquels les entreprises organisent leur propre approvisionnement direct en énergie et peuvent ainsi bénéficier de prix plus stables pour l'énergie produite à partir de sources renouvelables et non fossiles.

En tout état de cause, le rapporteur souligne l'incapacité actuelle du marché de l'électricité européen à refléter les coûts de production et plus particulièrement le mix électrique français, à éviter des situations d'explosion des coûts tout en assurant une sécurité d'approvisionnement la plus décarbonée possible. Comme le détaille le chapitre 3, une réforme majeure est donc nécessaire et urgente et doit être menée conjointement avec la définition des politiques énergétiques européennes.

*

* *

La lecture des événements tels qu'ils se sont enchaînés, en évitant autant que possible les anachronismes, ne saurait conduire à la désignation de boucs

émisaires, même si certaines décisions et certaines auditions de la commission d'enquête peuvent surprendre par leur légèreté voire leur désinvolture.

De trois décennies d'hésitations, de difficultés à se projeter dans un futur énergétique qui combine stratégie industrielle, cohérence climatique et soutenabilité économique, le rapporteur retient 6 grandes erreurs.

LES SIX ERREURS DE NOTRE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

1. Prévisions énergétiques : avoir sous-estimé nos besoins d'électricité au regard de nos objectifs écologiques et de la sortie nécessaire des énergies fossiles, sans réflexion de long terme sur nos ambitions industrielles et climatiques

2. Opposition des énergies renouvelables électriques et du nucléaire dans une loi sans étude d'impact et sans fondement industriel. **La focalisation sur le mix électrique, alors qu'il est déjà décarboné, se fait forcément au détriment de la sortie des énergies fossiles** qui entraîne des défis immenses comme l'électrification des usages et l'impact sur le réseau, la capacité à assumer une part de sobriété énergétique, etc.

3. Parc nucléaire : ne pas avoir anticipé la prolongation des centrales nucléaires ainsi que leur renouvellement en série industrielle et non en un chantier isolé, ce qui a fragilisé à la fois la filière nucléaire, ses compétences et la capacité du pays à se relancer dans un chantier d'envergure

4. Énergies renouvelables : ne pas avoir construit plus vite de filières industrielles d'énergies renouvelables pour remplacer les fossiles, à mesure que des objectifs étaient fixés.

5. Marché européen : avoir laissé se construire un cadre qui a fragilisé le modèle énergétique français et EDF, au travers de la taxonomie européenne, de la loi NOME, du dispositif de l'ARENH, du statut des concessions hydroélectriques et des règles d'échanges de l'électricité

6. Recherche : avoir fermé Superphénix et ne pas avoir assuré le développement de la recherche sur la 4^{ème} génération

CHAPITRE III : FACE À L'URGENCE, DÉPLOYER UNE AMBITION INDUSTRIELLE, ÉCOLOGIQUE, SOUVERAINE

Entre la sortie indispensable des énergies fossiles, l'augmentation projetée de la consommation d'électricité en France mais en face, des dépendances de notre appareil de production d'énergie, le rapporteur invite à une prise de conscience générale du mur énergétique : de l'urgence face à laquelle le pays se trouve pour assurer sa souveraineté, autant à l'horizon de l'année prochaine que des trois prochaines décennies.

En guise de méthode et en conclusion de l'analyse des trois décennies qui s'achèvent, le rapporteur propose donc six leçons à tirer de notre passé énergétique :

1. Le temps long compte : mettre en cohérence (*via* RTE et d'autres organismes publics) nos ambitions climatiques (baisse des émissions), industrielles (réindustrialisation), énergétiques (capacité à produire telle ou telle énergie en France)

2. L'énergie n'est pas un bien comme un autre : au sein de l'Union européenne, chaque pays défend d'abord son mix énergétique, la France doit également défendre son mix électrique pilotable et décarboné ainsi que son opérateur central, EDF, dont la nationalisation doit être confortée

3. L'énergie est une industrie, la 3^{ème} française : nous avons besoin de maîtriser toute la chaîne de valeur et de disposer des compétences, mais aussi de choisir les technologies et les sources d'énergie renouvelables les plus rentables (dont l'hydraulique est la plus importante et la seule pilotable) et les plus à même d'assurer notre sécurité d'approvisionnement

4. L'électricité ne fait pas tout : pas se focaliser excessivement sur l'électricité alors qu'elle est décarbonée en France, et accélérer le développement des réseaux de chaleur, des ENR thermiques pour remplacer les fossiles

5. La maîtrise de la demande se prépare : pour réduire notre dépendance aux fossiles et notre consommation d'énergie, la sobriété, l'efficacité énergétique nécessitent des moyens propres

6. Sans recherche, nous sommes condamnés à avoir du retard : doter la recherche et développement de moyens pour être en mesure de répondre aux questions des prochaines décennies : fermeture du cycle nucléaire ; recyclage des matériaux critiques, etc.

Ces six leçons irriguent la nouvelle méthode qui est proposée dans ce troisième chapitre et irriguent les trente propositions formulées par le rapporteur.

I. ANCRER NOTRE AMBITION ÉNERGÉTIQUE POUR LES PROCHAINES DÉCENNIES

A. PORTER UNE AMBITION SUR 30 ANS, INSCRITE DANS UNE LOI ET ÉTAYÉE PAR LA SCIENCE ET L'INDUSTRIE

L'histoire des trois dernières décennies telle qu'elle s'est révélée dans les auditions atteste le **besoin d'une vision de long terme**, en adéquation avec nos ambitions climatiques et compatibles avec nos capacités industrielles.

Cette vision énergétique de long terme qu'il nous faut bâtir doit assumer une **hausse de la production d'énergie décarbonée** pour faire face aux urgences énergétique et climatique et pour atteindre l'engagement pris de neutralité carbone en 2050.

Le rapport de RTE « Futurs énergétiques 2050 » prévoit une baisse de la consommation d'énergie globale, mais une **hausse de la consommation d'électricité** qui viendra se substituer aux énergies fossiles.

Ce rapport conclut que **l'accélération de la réindustrialisation du pays** permettra certes d'augmenter la consommation d'électricité, mais **réduira l'empreinte carbone de la France**. Par conséquent, eu égard aux objectifs climatiques et industriels que la France s'est donnée, elle doit **assumer une nette augmentation de sa production d'électricité**. Pour cela, elle doit emprunter la **trajectoire proche de la « réindustrialisation profonde »** identifiée par RTE – c'est-à-dire anticipant une hausse de la consommation électrique de 58 % d'ici 2050, par rapport à 2019, soit portant la consommation d'électricité actuelle de 459,3TWh ⁽¹⁾ à 752 TWh en 2050 – qu'il restera à affiner.

En 2022, RTE enregistre une production d'électricité de 445 TWh, décarbonée à 87 % dont 279 TWh d'électricité nucléaire (63 %) et 110 TWh d'électricité renouvelable (24 %). Le fossé entre la production d'électricité de la France et sa consommation doit donc être comblé par un renforcement imminent des **actions et les mesures de sobriété et d'efficacité énergétiques**, par des **efforts de production d'électricité, répartis sur les différentes filières**, portés par une relance du nucléaire, qui conservera une part importante de la production, et par un déploiement accéléré des énergies renouvelables. À titre illustratif, dans sa trajectoire référence de 645 TWh (plus faible donc que la trajectoire « réindustrialisation profonde »), en considérant la prolongation de certains réacteurs (mais pas tous) au-delà des 50 ans, RTE arrive à un besoin de production

(1) D'après les données RTE, en 2022, la consommation d'électricité corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires s'élevait à 459,3 TWh. RTE, [Bilan électrique 2022 – Principaux résultats](#).

électrique à combler de près de 400 TWh en 2050 (la production d'origine nucléaire déclinant dans ce scénario) – c'est l'ordre de grandeur de notre actuel mix électrique qu'il faudrait donc entièrement renouveler. Ce fossé s'accroît encore de 100 TWh si l'on se place dans la trajectoire réindustrialisation profonde – d'où les propositions du rapporteur sur la prolongation du parc actuel et le développement de nouvelles capacités décarbonées.

Cette hausse de la production devra s'appuyer sur un mix électrique pilotable et assurer la sécurité d'approvisionnement en permanence et le bon fonctionnement du réseau, ce qu'une production intégralement fondée sur des énergies intermittentes ne saurait garantir sans moyens de stockage et de flexibilité à grande échelle, dont la démonstration n'a pas été faite. RTE souligne ce point dans son rapport conjoint avec l'Agence internationale de l'énergie : *« À l'exception de petits systèmes électriques principalement fondés sur des unités hydroélectriques pilotables, il n'existe en effet aucune expérience d'exploitation de tels systèmes à grande échelle. Les partisans d'une cible « 100 % EnR » affirment — avec raison — que beaucoup de prédictions alarmistes sur les limites techniques à l'intégration des EnR faites par le passé se sont révélées fausses. Cependant, il n'existe aucune démonstration de la faisabilité d'une intégration très poussée d'EnR variables comme l'éolien et le photovoltaïque sur un grand système électrique, et des enjeux techniques nouveaux sont forcément appelés à émerger ⁽¹⁾. »*

Enfin, elle devra s'accompagner d'une **adaptation de la structure du réseau de transport d'électricité**, d'autant plus profonde que la part d'électricité renouvelable sera importante dans cette production. Les délais procéduraux impliquent **qu'une planification de ces investissements et qu'une prise de décision définitive interviennent rapidement.**

Proposition 1 : en cohérence avec nos objectifs climatiques et industriels, assumer un besoin croissant d'électricité, pour la fin de la décennie, à l'horizon 2050 et au-delà, et constater le fossé de production qui nous sépare de la souveraineté énergétique.

Après l'instauration de la programmation pluriannuelle de l'énergie par la « loi TECV » de 2015, la loi énergie climat de 2019 a instauré une loi de programmation quinquennale énergie climat. La prochaine devra être adoptée en 2023 et fixer les priorités d'action des politiques climatique et énergétique en intégrant l'objectif européen de réduction de 55 % des émissions de GES d'ici 2030. Révisée tous les cinq ans, avec certains objectifs à 10 ou 15 ans (réduction des émissions de GES ; développement des énergies renouvelables ; diversification du mix électrique, etc.), elle permettra d'assurer un suivi régulier et de mettre nos différents objectifs en cohérence.

(1) RTE, AIE, 2021 Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050.

La construction de cette loi énergétique doit être un temps fort de société. Pour redonner toute sa place au Parlement, seul à même de participer à la création d'un consensus énergétique qui a besoin de long terme, cette loi de programmation devrait être **mise en cohérence avec le temps énergétique, qui est un temps de l'industrie** et de la souveraineté, et devrait présenter :

- des objectifs de décarbonation, de sobriété et d'efficacité énergétique ;
- des objectifs de production d'énergie et en particulier d'électricité qui soient compatibles avec la volonté transpartisane de renforcer la part de l'industrie dans le PIB, ce qui se rapprocherait plus ou moins du scénario « réindustrialisation forte » de RTE, qui serait affiné ;
- des objectifs de capacités installées et de production moyenne d'énergies décarbonées, et non des objectifs de mix énergétique en pourcentage, qui ont largement démontré leur absurdité technique et scientifique ;
- en appui, une étude d'impact reprenant : les sous-jacents industriels, techniques, les impacts sur le réseau électrique, la rentabilité énergétique de chaque source d'énergie (*cf. infra*) ;
- des évaluations régulières de la mise en œuvre de la politique énergétique.

Cette loi serait :

- préparée puis suivie par une commission spéciale, ou *a minima* par un groupe de travail transpartisan constitué au sein de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale ;
- suivie par un rapport régulier de l'OPECST qui ferait l'objet d'un débat dans les commissions permanentes concernées ;
- éclairée régulièrement par un avis de l'Académie des sciences ou de l'Académie des technologies.

Proposition 2 : se donner une loi de programmation énergie climat sur 30 ans avec des objectifs climatiques, énergétiques et industriels ainsi que les moyens afférents, qui fera l'objet d'un suivi étroit et régulier par le Parlement et les institutions expertes.

De manière plus large, **la qualité des travaux de l'OPECST** et sa méthode de travail, hors du champ médiatique et politique classique grâce à sa tradition transpartisane et son fonctionnement bicaméral, constituent des atouts parlementaires majeurs qui peuvent être mieux valorisés et utilisés ⁽¹⁾.

(1) L'OPECST réalise de nombreux rapports qui ont notamment alimenté les travaux de votre rapporteur ; on peut notamment citer le rapport de 2022 de MM. Henriot et Longuet « Pour une rénovation énergétique des bâtiments pilotée, encouragée et accélérée » ; 2021 de MM. Gassilloud et Piednoir « L'énergie nucléaire du futur et les conséquences de l'abandon du projet de réacteur nucléaire de 4^{ème} génération « ASTRID ».

Aussi, il serait bénéfique aux débats parlementaires et à la prise de décision politique de renforcer leur coopération avec l'OPECST, afin de bénéficier de sa longue expertise et de sa méthode de travail spécifique – davantage adaptée à l'examen de décisions ayant des effets sur le temps long.

Le rapporteur souligne à cet effet l'étude en cours de l'OPECST, effectuée sur saisine du Président de la commission du Développement durable et de l'aménagement du territoire (DDAT), qui permet de présenter et mesurer les implications, en termes de recherche et d'innovation technologique, de l'objectif de sobriété énergétique. Cette étude a été lancée en octobre 2022 et verra ses conclusions présentées en juin 2023 devant les membres de l'OPECST et de la commission DDAT. Les conclusions de cette étude devront être pris en compte lors de l'examen des textes relatifs à la politique énergétique.

Il conviendrait de renforcer les compétences de l'OPECST en permettant qu'il **s'autosaisisse sur les sujets relatifs à la sécurité d'approvisionnement, à la souveraineté énergétique** du pays et à l'un des objectifs fixés à la politique énergétique dans le code de l'environnement ⁽¹⁾.

Une **intervention de l'OPECST dans la discussion générale des projets et propositions de loi ayant trait à l'énergie** pourrait être bénéfique au débat. Elle pourrait s'envisager sur demande adressée à la Conférence des Présidents et nécessiterait une délibération préalable au sein de l'OPECST. Elle supposerait toutefois que le temps de délibération de l'OPECST et le temps de la procédure législative soient compatibles.

Plus encore, une **co-construction des textes énergétiques avec l'OPECST, avec le Gouvernement, serait avantageuse**. Pour entrer en cohérence avec les principes actuels de l'OPECST, cette association devra concerner les grands objectifs et les leviers d'action des politiques publiques sous le prisme de la science et de la technologie. Une telle évolution de compétences de l'OPECST impliquerait des révisions législatives identifiées par le rapporteur ⁽²⁾.

Proposition 3 : renforcer la consultation du Parlement, et notamment de l'OPECST, sur les politiques énergétiques et le contrôle qu'ils exercent sur la mise en œuvre de celles-ci.

(1) Article L. 100-1 A à L. 100-5 du code de l'énergie.

(2) En s'appuyant sur les réponses de l'OPECST adressées au questionnaire de votre rapporteur, les modifications pourraient porter sur les articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie pour intégrer une rédaction similaire à celle de l'article L. 1412-1 du code de la santé publique ; sur l'article L.100-1. A et sur les articles L. 141-1 et L. 141-4 et sur le chapitre IV, Livre IV, Titre Ier du code de l'énergie pour que, respectivement, la loi quinquennale, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la stratégie nationale de la recherche énergétique fasse l'objet d'une évaluation préalable par l'OPECST.

B. DONNER AUX ADMINISTRATIONS LA CONSIGNE ET LES MOYENS D'ASSURER LE SUIVI DE NOS VULNÉRABILITÉS

Au-delà des attitudes, prises de position et convictions individuelles des haut-fonctionnaires auditionnés par la commission, il est apparu extrêmement clair que **les administrations publiques n'ont pas eu pour boussole première**, dans les dernières décennies, **l'objectif de sécurité d'approvisionnement et de réduction des dépendances** et ne se sont par conséquent pas équipées concrètement des outils pour mesurer nos dépendances et des leviers pour les réduire.

Si un tournant récent s'est opéré avec de nombreuses innovations réglementaires et organisationnelles (création du Service de l'information stratégique et de la sécurité économique (SISSE) au sein de la DGE, création des délégations interministérielles respectivement au nouveau nucléaire et aux approvisionnements en minerais et en métaux stratégiques, création de l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI) et avec le déblocage de nouveaux budgets pour l'industrie énergétique (France Relance, France 2030, Fonds BPI), **beaucoup reste à faire. La capacité à mesurer nos vulnérabilités, à établir les risques** qui pèsent sur notre industrie énergétique, sur notre sécurité d'approvisionnement, est décisive pour reconstruire une politique énergétique de long terme souveraine.

En premier lieu, il faut tirer toutes les conséquences du fait que l'énergie est une industrie, et même « **l'industrie de l'industrie** » pour reprendre la formule de l'ancien Ministre M. Arnaud Montebourg. Cela implique de :

– placer à nouveau, comme avant 2008, la direction en charge de l'énergie au sein du Ministère en charge de l'Industrie, pour qu'elle soit bien au cœur de notre politique économique et industrielle ;

– doter cette administration, comme la Direction générale des entreprises (DGE), des moyens humains et techniques permettant de suivre nos vulnérabilités industrielles en matière énergétique : suivi de nos approvisionnements en matériaux critiques et de nos importations en composants utiles à la fabrication d'installations énergétiques ; étude approfondie des chaînes de valeur industrielles européennes et mondiales ; suivi de la situation de nos entreprises dans la filière et des besoins en compétences et en formation ; veille sur les avancées technologiques des autres pays, etc.

Proposition 4 : remettre la direction générale de l'énergie au sein du ministère en charge de l'industrie et la doter des moyens permettant d'identifier, de suivre et de réduire nos vulnérabilités industrielles.

Plus spécifiquement, notre approche de la souveraineté énergétique au sens de la sécurité d'approvisionnement manque de vision d'ensemble : d'un côté, le gaz et le pétrole font l'objet d'un suivi régulier et de stocks stratégiques qui n'intègrent pas, d'après les travaux menés par notre commission d'enquête, d'études prospectives sur la consommation ou de plans d'action à activer en fonction des

scénarios (incapacité à activer des plans de sobriété) ; de l'autre côté, la sécurité d'approvisionnement électrique est analysée, anticipée, suivie par RTE selon les critères décrits dans le chapitre premier de ce rapport.

En particulier, le fondement actuel pour qualifier la sécurité d'approvisionnement – une « espérance » au sens d'une probabilité de 3 heures de défaillance – mériterait, de l'aveu même de RTE, d'être revu et complété :

– à court terme, ce critère pourrait être approfondi et harmonisé au niveau européen, et les risques sur la sécurité d'approvisionnement pourraient davantage être observés sans compter sur une part significative d'importations d'autres pays européens...

– à moyen terme, la doctrine de la sécurité d'approvisionnement pourrait être refondée : l'augmentation, en France et plus encore au niveau européen, de la part d'énergies non pilotables conduira à des écarts-types bien plus importants, et donc à un besoin d'anticiper des situations potentiellement très rares, mais très problématiques (survenue d'un anticyclone, et de très peu de soleil sur une période prolongée, à titre purement illustratif).

Il faut cependant garder à l'esprit, comme le précise RTE, que la scénarisation des risques sur l'approvisionnement en électricité n'a pas de limite en soi ; qu'il y a donc un arbitrage politique *in fine*, sur le niveau auquel on souhaite s'arrêter.

Proposition 5 : demander à RTE de faire évoluer à court terme son critère de sécurité d'approvisionnement, et lancer une refonte de notre doctrine de sécurité d'approvisionnement globale sous sa responsabilité

C. CONSTRUIRE UN CADRE EUROPÉEN QUI CESSE DE DÉSAVANTAGER LA FRANCE

L'énergie nucléaire, sur laquelle repose le mix énergétique français, est une énergie décarbonée, et il est nécessaire pour son équilibre économique et son développement qu'elle soit reconnue comme telle sur la scène européenne.

Dans le cadre de sa feuille de route environnementale – le pacte vert pour l'Europe –, l'Union européenne a proposé **d'investir massivement dans des activités soutenables**. Afin d'orienter ces investissements, l'UE prévoyait la **révision de la taxonomie verte**, c'est-à-dire la classification des activités économiques contribuant aux objectifs environnementaux qu'elle s'est fixé.

Les débats sur la révision de la taxonomie européenne se sont cristallisés autour de l'intégration du nucléaire et du gaz dans les activités durables : c'est en effet la condition à remplir pour orienter massivement les investissements publics, ceux des entreprises et ceux des instituts bancaires, vers ces énergies. Si le nucléaire a finalement été reconnu par le Parlement européen comme une énergie verte, cette qualification est accompagnée de nombreux critères limitants (permis de construire

établi avant 2045 et travaux autorisés avant 2040, garanties pour le traitement des déchets nucléaires et le démantèlement des installations...).

Ainsi, l'avancée obtenue sur la taxonomie européenne est encourageante pour la filière, mais encore insuffisante. Il est nécessaire d'obtenir un consensus entre États membres afin de considérer clairement cette énergie décarbonée comme un outil indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques et environnementaux.

Des discussions européennes sont toujours en cours sur les questions énergétiques et écologiques, et le nucléaire ne doit pas en être écarté pour des raisons idéologiques ou nationales, au détriment de l'environnement et de notre souveraineté.

Le modèle de production d'hydrogène actuellement en construction en trilogue européen inclut déjà le nucléaire, en tant qu'énergie permettant de produire de l'hydrogène bas carbone, lui-même aligné sur le même seuil d'émission de gaz à effet de serre que l'hydrogène renouvelable. Mais il est important d'harmoniser les mesures de soutien associées à ces deux types d'hydrogène.

De plus, les discussions s'engagent sur la proposition de règlement *Net Zero Industry Act* présentée fin mars 2023, dans laquelle le nucléaire est à nouveau trop partiellement inclus, limité au nouveau nucléaire, et exclu des technologies stratégiques de décarbonation pouvant bénéficier d'investissements spécifiques, dans l'annexe au règlement.

Il faut considérer, une bonne fois pour toutes, dans l'ensemble des textes européens à venir, l'énergie nucléaire comme une énergie décarbonée et stratégique, qu'il convient de soutenir **au même titre** que les énergies renouvelables, pour favoriser les investissements dans cette technologie, pour la production d'hydrogène, pour décarboner notre industrie.

Proposition 6 : arrêter une position européenne commune et durable, pour définir l'énergie nucléaire comme une énergie décarbonée et stratégique, qu'il convient de soutenir au même titre que les énergies renouvelables

La crise énergétique européenne que nous connaissons, en particulier depuis 2022, a mis en exergue les **limites et les dangers des mécanismes du marché européen de l'électricité**, qui ne rend pas compte des mix électriques des différents pays, en particulier de celui de la France qui est quasi-intégralement décarboné – et qui par là-même a aussi contribué à déstabiliser EDF *via* le mécanisme de l'ARENH.

La France s'est dite déterminée à faire évoluer les règles clefs du marché européen ; la Commission européenne a présenté une première proposition le 14 mars 2023, afin d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables, la sortie des énergies fossiles et afin de réduire la facture énergétique des consommateurs. À

travers la révision d'actes européens ⁽¹⁾, la Commission européenne ouvre la voie à des contrats pour différence pour les énergies décarbonées et à des contrats à prix fixes à long terme. Plus précisément, elle propose de renforcer le recours à trois contrats :

– les **Power Purchase agreements (PPA)** – Accord d'achat d'électricité (AAE)), des contrats privés de long terme (15 ans) aux conditions (prix et approvisionnement) fixées entre les co-contractants ;

– les **contrats à terme**, similaires aux AAE mais contractualisés sur une durée plus courte (3 ans) ;

– les **contrats pour la différence (CFD)**, des contrats entre État et fournisseurs précisant une fourchette d'évolution des prix dont la différence entre le seuil haut ou le seuil bas de la fourchette et le prix du marché est compensée ou perçue par l'État. Ce dernier contrat serait obligatoire pour les contrats d'énergies décarbonées.

Cette évolution est bienvenue mais le rapporteur estime que la France doit demander et obtenir davantage. **Quatre objectifs doivent être poursuivis :**

– la **bonne prise en compte par l'Union européenne de la spécificité française** : une quasi-autosuffisance électrique essentiellement portée par un opérateur unique, EDF, *via* le nucléaire et l'hydroélectricité ;

– la **décarbonation du mix électrique** européen qui doit passer par la décorrélation du prix du gaz et de l'électricité, puisque le marché actuel tend à laisser perdurer les centrales thermiques ;

– la **protection des consommateurs finaux** et en particulier des PME ;

– la **bonne allocation de la production** et donc la capacité à faire face à des pénuries.

En conséquence, **la France doit demander une décorrélation entre prix du gaz pour fabriquer de l'électricité**, et autres sources de production. Cela peut passer par :

– **une décorrélation complète** : le marché doit être repensé et la logique de la centrale appelée au coût marginal le moins élevé change, ce qui peut être problématique pour le soutien aux énergies renouvelables dont le coût marginal est faible, ainsi que pour la sécurité d'approvisionnement à chaque instant, car les centrales thermiques peuvent être appelées très rapidement et à n'importe quel moment ;

(1) Dans son projet, la Commission européenne propose notamment la révision du règlement de l'électricité, de la directive sur l'électricité et du règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

– **une décorrélation partielle** : seul le marché *spot* conserve cette logique et la plupart des volumes peuvent être ou sont contractualisés à prix fixes sur le long terme ;

– **un plafonnement qui aurait les mêmes effets** : d'une manière analogue à l'Espagne et au Portugal, les pays peuvent bloquer le prix du gaz servant à produire de l'électricité, et payer la différence éventuelle (en cas de moindre production nationale que la consommation par exemple) *via* des crédits budgétaires plutôt que, comme en Espagne, par une taxation du consommateur final. Ce système devrait être appliqué à l'échelle européenne et pourrait conduire à une surconsommation de gaz.

De fait, une telle réforme du marché européen rendrait le dispositif de l'ARENH caduc. En période de prix élevés, l'ARENH pèse fortement sur EDF (*cf.* Chapitre 2) : c'est l'opérateur qui, en quelque sorte, paie une partie de la réduction de la facture d'électricité des entreprises. En tout état de cause, c'est une option non pertinente d'un point de vue économique et très problématique pour EDF. Dans l'attente de la réforme et de la fin des négociations, la France devrait donc pouvoir suspendre l'ARENH et compenser l'impact sur les consommateurs finals par un bouclier tarifaire provisoire *ad hoc* en direction des entreprises, y compris si cela implique une dérogation aux règles sur les aides d'État.

Proposition 7 : lier la réforme du marché de l'électricité aux négociations sur la politique énergétique globale de l'UE en portant une réforme profonde du marché de l'électricité européen pour protéger la spécificité française, décorrélérer le prix du gaz de celui de l'électricité décarbonée ; dans l'attente, suspendre sans délai et compenser l'ARENH

Plus largement, la France peut et doit prendre durablement la tête d'une coalition d'États membres de l'Union européenne qui ont recours à l'énergie nucléaire, alors que le traité de Lisbonne garantit que le principe de subsidiarité s'applique à la détermination des mix énergétiques nationaux. Face à la spécificité de cette énergie et à la discrimination injustifiée dont elle est victime dans la taxonomie européenne, une alliance et une organisation sont nécessaires. Le rapporteur salue ainsi l'initiative française d'une alliance du nucléaire et encourage son élargissement.

Au-delà de cette alliance, un renforcement de la coopération industrielle, technique, scientifique est souhaitable, dans l'esprit du traité Euratom signé le 25 mars 1957, dont les objectifs de développement et d'encadrement de l'industrie nucléaire européenne sont toujours poursuivis. À cette fin, sur la période 2021-2025, l'Euratom finance différents projets de recherche à hauteur de 1,38 Md€ orientés vers les activités de recherche et de développement dans le domaine de la fusion (583 M€), dans la fission, la sûreté et la radioprotection (266 M€) et les activités du Centre commun de recherche (CCR) qui prend la forme d'un réseau de six laboratoires sur le sol européen (532 M€).

Entre 2009 et 2014 ⁽¹⁾, les États membres ont également élargi le domaine d'action d'Euratom pour y intégrer la sécurité et la sûreté nucléaires ainsi que la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Ces recherches et cette coopération, dans leur contenu comme dans leurs ambitions, ne sont pas à l'échelle du projet européen ni de l'urgence de la décarbonation.

Proposition 8 : dans le prolongement de la récente annonce de la ministre de la Transition énergétique, exiger le respect du traité de Lisbonne et donner un nouvel élan au traité Euratom.

Au-delà de l'énergie nucléaire, les auditions ont souligné l'acuité de la problématique des concessions hydroélectriques françaises : le cadre européen prévoit que celles-ci (dont certaines ont échoué en 2003) devraient être mises en concurrence depuis 2008, ce qui a été suivi de mises en demeure de la Commission européenne en 2015 puis en 2018, sans que les autorités françaises aient pris une décision. Cet entre-deux pèse lourdement sur EDF et son investissement dans ces concessions dont l'entretien et la montée en puissance sont cruciaux pour notre modèle énergétique.

Eu égard à l'intérêt supérieur national que représente l'hydroélectricité pour notre pays et à l'héritage historique dont elle résulte, le rapporteur souligne l'urgence et l'impérieuse nécessité pour la France de prendre ses responsabilités et de maintenir dans le domaine public, potentiellement en quasi-régie, comme l'a récemment proposé le Sénat, ses concessions.

Proposition 9 : maintenir les concessions hydroélectriques dans le domaine public, par exemple en leur appliquant un dispositif de quasi-régie pour éviter toute mise en concurrence et relancer les investissements nécessaires.

II. RÉDUIRE RAPIDEMENT NOTRE DÉPENDANCE AUX ÉNERGIES FOSSILES

Dans les trente dernières années, les débats ont eu tendance à se focaliser sur le mix électrique français, pourtant décarboné quasi-entièrement, au détriment de notre dépendance beaucoup plus forte et problématique aux énergies fossiles importées. La réduction de cette dépendance passe par la poursuite de la réduction de notre consommation d'énergie, par la décarbonation et les changements des usages.

(1) Directive 2009/71/Euratom du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires (révisée en 2014) ; la directive 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs et la directive 2013/59/Euratom du 5 décembre 2013 fixant des normes de base relative à la protection sanitaire contre les dangers résultant de l'exposition aux rayonnements ionisants.

A. ACCÉLÉRER VERS LA SOBRIÉTÉ ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

La France est encore largement dépendante des énergies fossiles qui constituent ses premières vulnérabilités en termes de souveraineté, puisqu'elle doit importer 99 % du pétrole et du gaz consommés par trois secteurs en particulier : le résidentiel, le transport et l'industrie.

En 2021, le secteur du transport a consommé 501 TWh d'énergie dont environ 91 % de produits pétroliers, 7 % de biocarburants incorporés, 2 % d'électricité et 0,6 % de gaz naturel. Le secteur résidentiel a, quant à lui, consommé 492 TWh dont 34 % d'électricité, 28 % de gaz naturel, 24 % d'énergies renouvelables et 10 % de produits pétroliers. Quant à l'industrie, elle a consommé 311 TWh dont 37 % en gaz naturel et 36 % en électricité, s'en suivent les produits pétroliers (10 %), les énergies renouvelables (7 %) et la chaleur commercialisée (6 %) ainsi que le charbon (3 %).

Les secteurs les plus consommateurs d'énergie devront nécessairement réduire leurs consommations d'énergies fossiles d'ici 2028 : la PPE prévoit une baisse énergétique finale de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 incluant une réduction de 22 % de la consommation primaire de gaz, de 34 % de pétrole et de 80 % de charbon.

Si ce n'était pas l'objet premier des auditions de cette commission d'enquête, le rapporteur souligne avec force que la toute première manière de **réduire nos dépendances et notre facture énergétique reste la réduction de notre consommation d'énergie** et en particulier d'énergies fossiles, à la fois *via* la sobriété (baisse de la consommation issue d'une adaptation des usages, voire d'une réduction ou arrêt de certaines activités) et l'efficacité énergétique (moindre consommation pour une même activité).

Cette partie n'a donc pas vocation à être exhaustive mais illustrative des nombreux efforts à mener ou à renforcer ⁽¹⁾.

Le rapporteur souligne à cet effet l'étude en cours de l'OPECST, effectuée sur saisine du Président de la commission du Développement durable et de l'Aménagement du territoire (DDAT), qui permet de présenter et mesurer les implications, en termes de recherche et d'innovation technologique, de l'objectif de sobriété énergétique. Cette étude a été lancée en octobre 2022 et verra ses conclusions présentées en juin 2023 devant les membres de l'OPECST et de la commission DDAT. Les conclusions de cette étude devront être prises en compte lors de l'examen des textes relatifs à la politique énergétique.

En tout cas, le plan de sobriété de l'hiver 2022-2023 a permis une baisse inédite de la consommation d'électricité de 9 % (20 TWh), à météorologie

(1) Le rapporteur renvoie aux travaux sur la sobriété énergétique de Mme Olga Givernet et de M. Stéphane Piednoir, organisés dans le cadre de l'OPECST et dont les conclusions sont attendues au cours du premier semestre 2023.

constante, par rapport aux autres hivers, et dont les trois quarts de la réduction seraient liés au signal prix et à la sobriété choisie ⁽¹⁾. Cette dynamique doit être absolument poursuivie et amplifiée pour tenir nos objectifs européens et réduire nos dépendances de toutes parts.

Proposition 10 : pérenniser et accroître l’ambition du plan de sobriété de l’hiver 2022-2023, et l’étendre à l’ensemble des particuliers, des services publics, et des entreprises sans méconnaître le coût financier et industriel des effacements

En particulier et du fait de l’énergie consommée par le secteur des transports (501 TWh en 2021), mais aussi des matériaux critiques nécessaires à l’électrification de la mobilité, le rapporteur souligne **l’importance d’accroître les efforts en matière de transports en commun des personnes et de fret ferroviaire**, en soutenant les grands projets en la matière dont les nouveaux accès de la liaison Lyon-Turin qui joue un rôle crucial en matière industrielle. Pour prendre en compte tout l’impact de la chaîne industrielle, il importe aussi de réduire le poids des véhicules pour diminuer efficacement leur empreinte carbone globale ⁽²⁾.

Proposition 11 : renforcer les efforts de décarbonation de tous les secteurs émetteurs, en particulier dans le transport avec l’accélération des projets de transports en commun et de fret ferroviaire et avec la réduction du poids des véhicules par des dispositifs incitatifs

Parmi les gisements d’efficacité énergétique importants, le rapporteur met enfin en exergue le besoin d’améliorer drastiquement l’efficacité de la politique de rénovation énergétique des bâtiments, dont le coût important ne se reflète aujourd’hui ni dans le nombre de rénovations globales, ni dans les gains énergétiques qui ne sont d’ailleurs pas mesurés, mais seulement estimés.

Proposition 12 : évaluer les dispositifs de rénovation énergétique pour prioriser les plus efficaces, se donner des objectifs de baisse de consommation mesurables et les décliner par département ; lancer un plan de filière pour développer les formations.

B. DÉVELOPPER DAVANTAGE LES ENR THERMIQUES

Comme l’ont attesté la grande majorité des auditions et comme le relève l’Académie des technologies ⁽³⁾, la focalisation du débat et des politiques publiques sur le mix électrique a souvent conduit à sous-estimer le potentiel des énergies renouvelables non électriques dans la décarbonation de notre consommation

(1) RTE, [Bilan de l’hiver 2022-2023 : des coupures d’électricité évitées grâce à la baisse de la consommation](#), 16 mars 2023.

(2) Nicolas Meilhan, [Comment faire enfin baisser les émissions de CO₂ des voitures](#), France Stratégie, juin 2019.

(3) Académie des technologies, [Contribution : sobriété énergétique ou technologies nouvelles ?](#), novembre 2022. <https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2023/03/Cahier-d-acteur-AT-Concertation-nationale-mix-energetique.pdf>

énergétique. Les politiques publiques de soutien à la chaleur renouvelable se sont ainsi développées ces dernières années, notamment *via* le Fonds Chaleur depuis 2009, mis en place à la suite du Grenelle de l'environnement. Ce fonds, géré par l'ADEME, a représenté entre 2009 et 2021 un soutien de plus de 3,3 Md d'euros, répartis entre plus de 7 000 opérations (géothermie et pompes à chaleur ; biomasse ; gaz renouvelables), qui ont permis d'éviter l'émission de presque 10 000 tonnes de CO₂ par an.

Bien que les objectifs fixés par la dernière PPE pour 2030 ne soient pas encore atteints, le potentiel reste visiblement largement supérieur à nos ambitions actuelles, alors même que :

- ces sources d'énergies ont été jugées de plus en plus compétitives ⁽¹⁾ ;
- elles permettent dans de nombreux cas une décarbonation directe des usages, à l'instar du gaz renouvelable qui nécessite peu de nouvelles infrastructures par rapport à celles existantes pour le gaz fossile.

Leur développement nécessite cependant une maîtrise technologique et industrielle importante pour ne pas répliquer les erreurs du passé, lorsque des objectifs sur certaines technologies étaient fixés alors que le pays présentait déjà un retard technique conséquent sur d'autres partenaires. En France, les technologies sont matures et le coût à la tonne de CO₂ évité a été largement documenté par la Cour des Comptes et la Direction du Trésor ⁽²⁾, comme particulièrement bas.

Un développement massif de la chaleur renouvelable nous permettra à la fois de décarboner notre production de chaleur, et d'offrir une alternative au gaz naturel pour les réseaux de chaleur urbains et les sites industriels qui en sont aujourd'hui dépendants.

Proposition 13 : réviser nos objectifs de chaleur renouvelable, qui selon plusieurs instituts pourraient être au moins doublés à horizon 2030, et renforcer le Fonds Chaleur associé

III. BÂTIR NOTRE SOUVERAINETÉ ÉLECTRIQUE

A. RELEVER LE DÉFI DE L'ÉLECTRIFICATION, POUR L'INDUSTRIE ET POUR LE RÉSEAU

La première question posée par l'électrification de notre mix énergétique, avant même la capacité à produire davantage d'électricité sur notre sol, est celle de pouvoir assumer les prérequis en termes d'usages : capacité à remplacer les usages des véhicules thermiques (longues distances, routes de montagne, territoires isolés) par des véhicules électriques ; transformation des systèmes de chauffage par énergie

(1) Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, 13 décembre 2021.

(2) Trésor. Lettre n°222 Trésor-Eco. « Les énergies renouvelables thermiques », juin 2018

thermique. Cette capacité dépendra étroitement de la technologie, de nos capacités industrielles mais aussi de l'évolution des comportements individuels.

La deuxième question, étroitement liée et abondamment discutée au cours des auditions, est celle de notre capacité à réduire nos dépendances, aujourd'hui totales, à certains matériaux indispensables aux nouveaux usages, qui pourraient par ailleurs venir à manquer ⁽¹⁾, bien au-delà d'ailleurs des terres rares fréquemment citées pour la fabrication des batteries électriques.

Cette situation déjà critique a été identifiée par le Gouvernement avec le rapport commandé à M. Philippe Varin puis le lancement en novembre 2022 de l'OFREMI. Le rapporteur souligne l'importance de changer d'échelle pour identifier les vulnérabilités et les réduire autant que possible :

– disposer d'une vision précise et dynamique d'ici 2050 de nos besoins et importations de matériaux critiques dont la liste est en cours d'élaboration par l'OFREMI ;

– bâtir une filière de recyclage de tous les composants contenant des matériaux critiques dans le cadre de la transition énergétique ; cette filière sera difficile à concevoir et ne pourra pas en tout état de cause satisfaire une partie majoritaire des besoins ;

– lancer un nouvel inventaire minier sur le territoire français pour établir la liste des ressources disponibles et utiles sur notre sol.

Proposition 14 : lancer un nouvel inventaire minier sur le sol français, accélérer l'identification des importations critiques et la création de filières de transformation et de recyclage des terres rares

Enfin, l'électrification massive va avoir un impact majeur sur le réseau électrique : à la fois **via la multiplication des sources de production d'énergie, la variabilité de leur production, les flexibilités et le besoin de stockage associés**. Le rapporteur insiste sur les investissements nécessaires, soulignés par RTE dans ses derniers rapports et notamment dans le rapport Futurs énergétiques 2050. Si le gestionnaire de réseau indique que des investissements de l'ordre de 2 à 3 Md€ par an peuvent être portés directement par RTE, la capacité à assumer des investissements plus importants doit encore être approfondie. Ainsi, à titre illustratif, le choix du scénario « N2 » en réindustrialisation forte conduirait à des besoins d'investissements de l'ordre de 5 Md d'euros par an en moyenne entre 2030 et 2050 ⁽²⁾.

(1) L'IFPEN estime ainsi que 80 à 90 % des ressources de cuivre connues en 2010 pourraient être extraites en 2050 : <https://www.ifpenouvelles.fr/article/cuivre-transition-energetique-metal-essentiel-structurel-et-geopolitique>

(2) Dans les Futurs énergétiques 2050, les premières estimations à l'horizon 2050 évaluent le besoin d'investissements à environ 80 Md€ sur la période 2035-2050 dans le cas du scénario N2 – réindustrialisation (soit un peu plus de 5 Md€/an). Ce scénario est celui qui se rapproche le plus des orientations de politique énergétique connues à date (discours de Belfort). Ces estimations feront l'objet d'un approfondissement dans

Proposition 15 : approfondir la prévision des besoins d'investissements sur le réseau, en particulier dans le cas de la trajectoire réindustrialisation forte

B. REFAIRE DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE LA GRANDE FORCE FRANÇAISE

1. Le parc nucléaire existant

Face à l'urgence de la décarbonation à l'horizon 2050, à l'absence de démonstration à grande échelle d'un mix électrique fonctionnant avec 100 % d'énergies renouvelables et à l'atout industriel et souverain que représente l'ensemble de la filière, l'énergie nucléaire peut être plus que jamais une grande force française. L'annonce de Belfort en février 2022, inédite depuis le plan Messmer, puis l'adoption du projet de loi d'accélération en mars 2023 ont concrétisé le sursaut : ils doivent être maintenant suivis des décisions de long terme, non seulement sur les réacteurs, mais sur toute l'industrie nucléaire.

La gestion du parc nucléaire existant doit faire l'objet d'une transparence accrue, ainsi que **d'une anticipation des défis qui s'annoncent** : gestion des arrêts pour maintenance, vieillissement et remplacement de certains composants ; suivi des possibles fissures, qu'il s'agisse de fatigue thermique, de corrosion sous contrainte ou d'autres éléments ; dérèglement climatique et ressource en eau notamment.

D'abord, du fait des nombreuses visites décennales et arrêts de maintenance programmés prévus dans les prochains mois et années, mais aussi dans les prochaines décennies vu la récurrence de ces visites, il est impératif que ces visites régulières et arrêts continuent à être optimisés pour réduire autant que possible le risque d'une production trop basse à des moments critiques.

Par ailleurs, si EDF a déjà exposé une stratégie révisée en matière de contrôle de la corrosion sous contrainte pour l'année 2023, une présentation détaillée, plus large et soumise à l'OPECST s'avère indispensable pour préserver la confiance qui lie la Nation à notre filière nucléaire.

De même et de manière plus prospective, l'impact du dérèglement climatique sous toutes ses déclinaisons (ressource en eau, impact sur les populations et donc sur l'activité des centrales, demande d'électricité en été, etc.) doit être anticipé et détaillé précisément par EDF dans les prochains mois et années pour que la représentation nationale et le débat public soient éclairés.

le cadre du prochain SDDR (schéma décennal de développement du réseau) d'ici la fin de l'année. Dans sa contribution à la concertation nationale sur le mix énergétique, l'Académie des technologies précise, quant à elle, que si la France n'utilise pas son plein potentiel de production – c'est-à-dire, si elle renonce à la réindustrialisation –, « sa balance commerciale se dégradera, d'autant qu'elle devra importer des équipements requis par la transition énergétique. Il en résultera inéluctablement une destruction d'emplois ». Académie des technologies, Contribution : sobriété énergétique ou technologies nouvelles ?, novembre 2022. <https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2023/03/Cahier-d-acteur-AT-Concertation-nationale-mix-energetique.pdf>

Proposition 16 : sur tous les grands défis de court terme (corrosion sous contrainte, fatigue thermique) comme de moyen terme (impact du dérèglement climatique), demander à EDF de produire et de présenter au Gouvernement, à l'OPECST et au grand public, un état des lieux précis et prospectif des mesures prises pour assurer le fonctionnement du parc nucléaire, des barrages et de toutes les installations énergétiques

Par ailleurs, le rapporteur souligne la nécessité de mettre dans le débat public, en particulier en amont de la loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC), un thème relativement peu mis en lumière ces dernières décennies : **l'anticipation de l'arrêt des réacteurs nucléaires – que celui-ci intervienne simultanément ou au fur et à mesure, à 40, 50, 60 ans ou davantage.** Les travaux de RTE dans le cadre de Futurs énergétiques 2050 donnent un ordre de grandeur temporel, mais ne répondent pas à la question de la transition concrète avec d'autres énergies ou de nouveaux réacteurs, ni aux besoins industriels, dans le temps, pour le démantèlement. Au-delà des travaux et recommandations menés par la Cour des Comptes ⁽¹⁾ sur le provisionnement des coûts afférents, qui est déjà assuré par EDF, une stratégie évolutive de fermeture du parc est nécessaire.

De plus, dans la perspective d'exploiter les réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans en France, des études suivant plusieurs scénarios doivent être menées à terme par l'ASN, avec l'aide d'EDF : les effets, impact et conséquences de la prolongation des réacteurs jusque 60, 70 ou 80 ans doivent être étudiés. Selon le président de l'ASN, une instruction approfondie pourra être réalisée par cette autorité d'ici fin 2026, l'objectif étant d'identifier en premier lieu les éléments non remplaçables ou difficilement remplaçables.

Proposition 17 : mener les études préliminaires nécessaire à la prolongation de tous les réacteurs qui peuvent l'être selon différents scénarios, et anticiper dès aujourd'hui et dans le cadre de la LPEC les besoins, impacts et conséquences de la fermeture et du démantèlement du parc existant, quelle que soit la date d'arrêt effective des réacteurs

2. La construction de nouveaux réacteurs à eau pressurisée (EPR2)

Le discours du Président de la République à Belfort, le vote de la loi d'accélération des procédures relatives aux installations nucléaires et la création d'une délégation au nouveau nucléaire actent un **tournant majeur** et posent, en amont de la LPEC, les jalons pour rendre possible la construction de nouveaux réacteurs de 3^{ème} génération sur le sol français.

Les auditions et contributions adressées à la commission d'enquête montrent l'importance d'un suivi extrêmement resserré du projet, au vu du chantier de l'EPR de Flamanville et ce même si le *design* des EPR2 envisagés a été revu et

(1) https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-03/20200304-rapport-arret-demantelement-installations-nucleaires-2_0.pdf

simplifié pour garantir une constructibilité plus aisée. En ce sens, cette année sera celle de la revue de programme par la délégation, en lien avec l'ensemble de la filière, prévue pour octobre 2023. Les travaux de la revue, dont le comité directeur réunit les acteurs de la filière, intègrent des réunions mensuelles et deux audits, l'un sur les compétences et l'autre sur les coûts, conduits sur plusieurs mois. L'objectif est également d'achever, d'ici 2023, le *basic design* des installations pour progresser ensuite sur le *detailed design*. Les conclusions de la revue de programme seront riches d'enseignement pour le nouveau nucléaire et pour l'organisation de la filière.

Au-delà des nombreux enseignements du chantier de l'EPR expliqués et recensés dans le rapport de M. Jean-Martin Folz en 2019 et largement intégrés par EDF ⁽¹⁾, la transparence doit être maximale sur l'évolution des éventuels chantiers et le suivi du projet au plus haut niveau doit être garanti.

Enfin, la nationalisation d'EDF doit arriver à son terme pour sécuriser pleinement l'entreprise à l'orée d'un chantier de cette ampleur.

Proposition 18 : augmenter autant que nécessaire les moyens dévolus à la délégation au nouveau nucléaire dans le suivi du projet de construction de nouveaux EPR et obtenir des rapports de suivi réguliers et publics sur l'avancement du projet ; conforter EDF comme opérateur unique et nationalisé.

Plus généralement, en temps masqué et pendant la construction des premiers EPR2, il doit incomber au Gouvernement et à EDF de préparer la construction d'un nombre conséquent de réacteurs pour anticiper le **renouvellement du parc existant** : l'annonce de 6 EPR, et la réflexion sur 8 réacteurs supplémentaires, doivent être élargies à une réflexion sur l'opportunité de remplacer à terme l'ensemble du parc dont les réacteurs ont des âges assez proches : remplacement partiel ou total, en nombre de réacteurs ou en puissance installée par exemple.

Le rapporteur encourage par ailleurs d'étudier l'intérêt du déploiement de petits réacteurs modulaires sur le modèle du projet EDF NUWARD qui pourrait conduire à la mise en service de 25 gigawatts de nouvelles capacités nucléaires d'ici 2050, en complémentarité des EPR2.

Proposition 19 : anticiper le besoin de renouvellement et de développement de l'ensemble du parc existant, en nombre de réacteurs (y compris SMR) ou en puissance installée, dans les prochaines décennies et sur des sites existants ou nouveaux

(1) Dans sa réponse au questionnaire du rapport en amont de l'audition de M. Cédric Lewandowski, EDF revient sur les leçons tirées du rapport Folz et présente les leviers d'action industriels (simplification du design de l'EPR, recherche de la standardisation, compétences, révision des conditions contractuelles) et de gouvernance (séparation maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre).

3. Le cycle du combustible

De l'ensemble des auditions menées, il ressort un paradoxe frappant : le cycle du combustible est perçu comme un élément critique et central de l'industrie électronucléaire ; pourtant, la plupart des personnes auditionnées considèrent qu'il est sous-estimé dans la chaîne de valeur, avec les conséquences que l'on connaît aujourd'hui (transparence perfectible sur les approvisionnements ; maîtrise industrielle non totale de la chaîne de valeur ; alertes sur les capacités d'entreposage).

Dans les récents débats parlementaires, dans le débat public comme dans certaines de nos auditions, des vérités alternatives ont émergé sur la question de l'approvisionnement en uranium : ignorant, ou feignant d'ignorer, que l'uranium naturel transporté ne présente pas de radioactivité dangereuse ; que notre dépendance au combustible est particulièrement limitée, puisque la disponibilité de l'uranium naturel sur terre, le nombre et la variété de nos fournisseurs, et surtout le nombre d'années d'avance dont le parc existant dispose, sont importants.

Les éléments faux qui circulent et ont circulé doivent inciter EDF et les pouvoirs publics à une transparence accrue, dans la limite du secret des affaires et de la protection des intérêts stratégiques de la France et de ses partenaires.

Proposition 20 : demander à EDF une plus grande transparence sur ses approvisionnements en uranium naturel et enrichi, au moins à une maille géographique par pays

Le sursaut nucléaire doit donc aussi être un sursaut du cycle du combustible. Celui-ci présente de fait des faiblesses mais aussi des opportunités qui doivent être pensées en cohérence avec les nouvelles ambitions nucléaires, dans une optique de maîtrise des chaînes de valeur et de souveraineté énergétique.

Nos capacités d'enrichissement de l'uranium naturel sont cruciales, et ce encore plus dans la perspective de nouveaux réacteurs à eau pressurisée. Dans un contexte où l'usine Orano Melox de Marcoule avait atteint en 2021 un plus bas historique de production depuis son ouverture en 1996, à 50 tonnes de combustible dit « MOX ». Orano a annoncé un investissement complémentaire de 85 millions d'euros d'ici 2025 pour remettre à niveau l'usine et repasser au-dessus des 100 tonnes annuelles ⁽¹⁾.

Proposition 21 : soutenir le renforcement des capacités d'enrichissement sur le territoire français

Ces capacités d'enrichissement pourraient se doubler d'**une capacité de réenrichissement de l'uranium issu du combustible usé** qui est actuellement retraité à La Hague. Si Orano indique avoir la maîtrise de la technologie, cet uranium de retraitement est actuellement pour partie exporté en Russie, dans l'usine Rosatom de Seversk qui en assure le réenrichissement, sans que cette prestation

(1) Réponses d'Orano adressées au questionnaire du rapporteur.

constitue une dépendance forte pour le pays puisque les importations pourraient provenir d'autres pays, et sans besoin d'avoir recours à un uranium de retraitement enrichi.

La capacité industrielle, l'intérêt et les conditions économiques d'une installation, à court terme, d'une usine de réenrichissement sur le sol français doivent être évalués en association avec Orano et EDF.

Proposition 22 : étudier la faisabilité industrielle et les options économiques pour installer à court terme une nouvelle usine de réenrichissement sur le sol français

En aval du cycle, l'entreposage du combustible utilisé constitue une étape clef, qui précède le retraitement ou la transformation en déchets qui sont ensuite préparés en conteneurs et stockés, avant leur stockage prévu par le projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique) en couche géologique profonde. Cet entreposage a lieu d'abord dans les centrales nucléaires elles-mêmes, puis dans les piscines de La Hague.

Un risque de saturation à l'horizon 2034 de ces piscines existe ; c'est pourquoi sont prévues :

– **la densification des piscines du site d'Orano – La Hague** dans le respect des limites réglementaires, en réduisant l'encombrement des paniers actuels d'entreposage dans l'objectif de gagner jusqu'à 30 % de places supplémentaires ⁽¹⁾ ;

– la construction d'une **piscine centralisée d'entreposage EDF à La Hague**, dont la mise en service est ciblée à horizon 2034. Elle sera dédiée à l'entreposage de combustibles MOX et URE usés ⁽²⁾ ;

– la réalisation d'un **entreposage temporaire à sec** de combustibles usés suffisamment refroidis dans des emballages de nouvelle génération TN Eagle est à l'étude.

La première mise en service des nouveaux EPR étant projetée au plus tôt en 2035, elle aurait peu d'impact sur les projections capacitaires à horizon 2040 réalisées par Orano.

Proposition 23 : apporter tout le soutien financier et administratif nécessaire à l'extension des capacités d'entreposage du combustible utilisé à La Hague

(1) Orano, *Projet de densification des piscines C-D-E Orano La Hague*, 8 mars 2022. http://www.hctisn.fr/IMG/pdf/05_2022_03_08_hctisn_projet_de_densification_des_piscines_de_la_hague.pdf

(2) EDF, *Piscine EDF à La Hague, projet de construction d'une installation d'entreposage sous eau de combustibles usés à La Hague*, 7 octobre 2022. <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2022-10/EDF%20Piscine%20-%20Enseignements%20de%20la%20concertation%20préalable%20-%20071022.pdf>

Comme dans toute industrie, la recherche et le développement se trouvent au cœur de la qualité de la filière nucléaire, qui améliore ses processus de production et de sûreté en permanence. C'est d'ailleurs, assez logiquement, souvent par la recherche que les tenants de la sortie du nucléaire ont commencé : en demandant l'arrêt des recherches, la fermeture de ces installations, pour ne pas donner de perspective à la filière.

Premièrement, le rapporteur rappelle la nécessité de mener à terme aussi rapidement et efficacement que possible **le réacteur Jules Horowitz**, dont la construction est en train d'être achevée sur le site du CEA à Cadarache. Il devrait, d'ici à quelques années, être le seul réacteur européen de recherche en mesure d'examiner le comportement et en particulier le vieillissement de matériaux et combustibles irradiés : il constitue donc un outil de souveraineté technologique et industrielle majeur dans le contexte de prolongation probable de la durée de vie des réacteurs et encore plus dans le contexte de construction de nouveaux réacteurs. Après de nombreux dépassements de délai (initialement 2013, désormais 2025) et de coûts, l'année 2023, marquée par un point d'étape avec le Gouvernement sur la préparation du montage et le coût à terminaison notamment, constituera un moment clef.

Proposition 24 : valider les dernières étapes et assurer le soutien de l'État au financement du réacteur Jules Horowitz tout en maîtrisant les délais et les coûts

Deuxièmement, les recherches sur les nouvelles technologies nucléaires, en particulier les actions à mener, ont été l'objet de très nombreux échanges de la commission d'enquête et de désaccords marqués entre les personnalités auditionnées, autant sur le multirecyclage REP que sur la 4^{ème} génération de réacteurs nucléaires.

Le rapporteur, sans se prononcer sur la physique sous-jacente à chacune de ces technologies, souligne en premier lieu quelques points qui ont fait consensus.

Les recherches menées sur le multirecyclage du combustible utilisé depuis 2019, ou « multirecyclage réacteurs à eau pressurisée », n'aboutiront au mieux que dans plusieurs années. Celles-ci pourraient permettre de recycler plusieurs fois, contre une seule aujourd'hui grâce au « MOX », le combustible utilisé (*cf.* chapitre 1^{er}) et donc permettre des économies de matière encore plus importantes. Pour autant, elles n'apporteront pas de solution nouvelle à la question des déchets ultimes, puisque *in fine* la fission nucléaire en réacteurs à neutrons lents produit des actinides mineurs, ou transuraniens, qui constituent des déchets à haute activité à vie longue. Par ailleurs, elles impliquent un renforcement de l'industrie du cycle du combustible, puisqu'aujourd'hui aucune usine ne serait en mesure de recycler du MOX utilisé même uniquement pour un « deuxième tour ».

À la connaissance du rapporteur et selon les éléments qui lui ont été transmis, ces recherches sur le multirecyclage en REP sont essentiellement menées en France.

Des auditions menées, des éléments transmis et des travaux précédemment menés par l'OPECST ⁽¹⁾, et notamment au vu du rapport coût / bénéfice en termes de recherche et de matière ainsi qu'aux besoins industriels afférents à un MOX multirecyclé, le rapporteur ne saurait conclure à un besoin de renforcer la recherche en cours. Il reprend et soutient la formulation du Président de la Commission nationale d'évaluation des recherches et études relatives à la gestion des matières et déchets radioactifs (CNE2) « *il faut faire un choix, s'y tenir et ne pas prendre de chemins médians qui risqueraient de divertir les investissements qu'il faudra consentir* » ⁽²⁾.

La 4^{ème} génération constitue une technologie et un champ de recherche indépendant de cette question, dans lequel l'enjeu principal est celui de la matière, car schématiquement :

– le recours aux neutrons rapides permet de fissionner de l'Uranium 238, disponible dans la nature, sans besoin d'enrichissement ;

– de plus, les 300 000 tonnes d'uranium dit appauvri, utilisables dans ces réacteurs, sont issus en France de l'enrichissement et aujourd'hui simplement stockés ;

– enfin, cette technologie a le mérite de fissionner des « transuraniens », plus lourds que l'uranium, qui constituent ordinairement, dans le cadre de la fission par des neutrons lents, des déchets à haute activité et à vie longue, alors que grâce à la 4^{ème} génération, ils deviendraient une partie du combustible.

Il faut toutefois préciser que cette génération n'éradiquerait pas totalement les déchets, puisque des « produits de fissions » seraient issus de la réaction induite, bien que ces produits auraient une durée de vie beaucoup plus courte et ne seraient donc pas forcément soumis aux mêmes contraintes de stockage que les actuels déchets qui seront stockés en couche géologique profonde.

Il est important de noter que plusieurs États dans le monde sont engagés dans la recherche sur des réacteurs de 4^{ème} génération, essentiellement à caloporteur sodium : en Chine, en Inde, en Russie et au Japon et à l'échelle industrielle en Russie (BN-600 & BN-800). La Chine et la Russie ont d'ailleurs signé en mars 2023 un nouveau protocole de recherche sur cette technologie.

En France, **l'arrêt du réacteur Superphénix**, puis le choix de ne pas lancer la construction du démonstrateur ASTRID en 2019 après une dizaine d'années de recherche sans que la recherche sur le cycle du combustible de 4^{ème} génération ne soit

(1) Sur le sujet de l'investissement dans la recherche MRREP, le rapporteur renvoie également à l'audition de M. Gilles Pijaudier-Cabot, président de la Commission nationale d'évaluation des recherches et études relatives à la gestion des matières et déchets radioactifs (CNE2) auditionné par l'OPECST le 22 juillet 2022 et déclarant que « le multi-recyclage ne nous semble pas avoir d'intérêt (...) nous ne voyons donc pas vraiment d'intérêt à significatif à cette étape ».

(2) Audition de M. Gilles Pijaudier-Cabot, président de la Commission nationale d'évaluation des recherches et études relatives à la gestion des matières et déchets radioactifs (CNE2) par l'OPECST le 22 juillet 2022.

poursuivie, ont **généralisé un retard considérable** alors que le pays était manifestement en avance technologique. **Ce retard doit être rattrapé**, tant la 4^{ème} génération constitue une rupture technologique qui répond à des impératifs de matière et de production énergétique. Il ne peut l'être qu'en exploitant concrètement, techniquement et industriellement un réacteur de ce type, d'une taille plus modeste qui correspondra aux impératifs économiques et financiers, pour pouvoir préparer le combustible et examiner son comportement pendant et après la réaction.

Proposition 25 : relancer la construction d'un démonstrateur de type ASTRID, d'une puissance potentiellement plus modeste, pour rattraper le retard accumulé pendant 30 ans, et continuer à développer la recherche associée sur le cycle du combustible.

Le principe de fission par des neutrons rapides peut se traduire dans différentes technologies (caloporteur sodium, sels fondus, plomb, etc) et utilisations industrielles (réacteurs de petite, moyenne ou grande puissance), qui ont des conséquences différentes en termes de besoins industriels ou de sûreté. Celles-ci sont soutenues par le CEA dans le cadre du plan France 2030, de nature à créer une émulation technologique importante, en particulier autour de réacteurs aux technologies variées, de petite ou très petite puissance. Il importe toutefois que les financements importants dégagés puissent être fléchés vers des solutions qui ont pu *a minima* attester une certaine réussite expérimentale et non seulement « sur le papier ».

Proposition 26 : accentuer le soutien aux technologies liées à la 4^{ème} génération nucléaire, en privilégiant les entreprises qui sont en mesure de présenter des résultats expérimentaux et/ou industriels, et non seulement des simulations numériques

En tout état de cause, vu le potentiel que représente l'uranium appauvri eu égard au possible développement de ces technologies, il convient d'engager une réflexion sur la classification de cet uranium appauvri, possiblement en stock stratégique.

4. La sûreté, la clef de voûte de la filière électronucléaire française

Le système français qui assure la sûreté nucléaire de nos installations est unique au monde, et reconnu sur la scène internationale comme l'un des plus exigeants. Si sa performance n'est pas remise en question, il est important dès aujourd'hui de se pencher sur les moyens à notre disposition pour le faire évoluer, afin qu'il puisse assumer la charge nouvelle liée à la relance du nucléaire dans les meilleures conditions.

Dans ce système, deux volets sont à distinguer : tout d'abord les **critères de sûreté** en eux-mêmes, qui résultent des normes françaises et internationales. Nous avons notamment fait le choix d'adopter une **méthode déterministe**, contrairement à d'autres États dans le monde qui s'appuient sur une méthode probabiliste, tel que

les États-Unis *via* la NRC (*Nuclear regulatory commission*). Nos exigences particulièrement poussées en termes de sûreté ne doivent pas être remises en question.

En revanche, le constat est clair et partagé par l'ensemble de personnes auditionnées : les moyens actuels dont les organismes garants de cette sûreté disposent sont très largement insuffisants pour faire face aux défis de demain, pour assurer une relance d'ampleur du nucléaire.

C'est alors que le deuxième volet de notre système doit être interrogé. En France, le **système de sûreté nucléaire** est unique, séparant les décisionnaires, une partie des experts instructeurs, et les chercheurs dans des organismes indépendants les uns des autres, au premier rang desquels l'ASN, l'IRSN et le CEA. **La multiplicité et le chevauchement partiel des missions de ces entités, qui partagent certaines compétences** (expertise au sein de l'autorité décisionnaire ; recherche au sein de l'expertise), **doivent être interrogés et instruits sérieusement, typiquement par l'OPECST, au-delà des polémiques** afin d'optimiser le système existant, comme il l'a été à chaque évolution importante de notre stratégie en matière nucléaire et évidemment sans porter atteinte à la qualité et à la précision des expertises et des décisions relatives à la sûreté nucléaire.

En effet, les besoins humains seront immenses pour garantir la relance, et aucune construction ne sera possible sans une montée en puissance massive des effectifs salariés de ces entités. Dans ce contexte, **l'intérêt d'une réorganisation du système actuel serait d'optimiser les processus et le libre pilotage des moyens.**

En tout état de cause, notre système ne doit pas être fragilisé. Toute modification devra être précédée d'une large consultation des acteurs, co-construite avec eux, et faire l'objet d'une étude d'impact approfondie.

Proposition 27 : assurer une montée en puissance des effectifs salariés de la sûreté nucléaire, en optimisant l'organisation administrative et en interrogeant les rapports existants à ce jour entre les différents organismes de sûreté nucléaire, afin d'assumer la charge nouvelle liée à la relance du nucléaire.

C. DÉVELOPPER LES ENR SOUS L'ANGLE DE LA RENTABILITÉ ÉNERGÉTIQUE

Dans le fossé qui nous sépare de l'horizon 2035/2040 et des objectifs et engagements que nous nous sommes fixés en matière énergétique et climatique (baisse de la consommation énergétique et des émissions de GES) et face à l'anticipation de la hausse de la demande électrique, **la seule solution durable et responsable est de développer aussi vite que possible la production d'électricité décarbonée** et notamment renouvelable.

Le déploiement des énergies renouvelables doit s'anticiper et s'évaluer en fonction des paramètres propres à chaque installation – des données qui manquent au niveau macro.

Les paramètres industriels, économiques et énergétiques de chaque énergie, en fonction de son installation et de son emplacement, à court terme et à long terme doivent être évalués. Il convient ainsi non seulement de mesurer le **rendement et la production énergétiques et l'intermittence** de chaque installation **au moment de son implantation** mais également de le faire **sur un temps plus long**, afin de mesurer les effets du changement climatique sur ces paramètres.

Ces évaluations doivent également **considérer l'équilibre du réseau électrique, intégrer et cibler les investissements nécessaires pour adapter les infrastructures** (emplacement géographique, capacité à supporter l'augmentation des flux sur le réseau) et **mesurer le coût afférent aux installations** visées, à leur fonctionnement (maintenance et disponibilité des pièces et des matières premières) et **à leur démantèlement**. Elles devront associer les acteurs du secteur (RTE, EDF, etc.), pourront s'inscrire dans le prolongement des premiers travaux de RTE sur le sujet (v. rapport futurs énergétiques 2050) et intervenir en amont de la prochaine LPEC.

Les paramètres environnementaux et paysagers de chaque installation doivent être considérés dans la mesure où le déploiement des installations nécessite une consommation de foncier, qui entre en concurrence avec celle d'autres secteurs (logement, agriculture, industrie), et peut affecter les paysages ainsi que la biodiversité. Ces conséquences engendrent régulièrement une réticence de la part des riverains qu'il faut prendre en compte et réussir à atténuer.

Cette évaluation des énergies renouvelables électriques, par source d'énergie, par installation et par territoire doit prendre en considération le rythme de déploiement prévu par la PPE et les spécificités liées à chaque filière (cf. chapitre 1^{er}).

Parmi d'autres incertitudes, le déploiement de l'**hydroélectricité** se confronte aux **incertitudes juridiques** liées au régime des concessions et à la mise en concurrence (cf. *proposition 9*). Le développement des connaissances tant sur l'amélioration du potentiel de l'existant que sur celui de la petite hydroélectricité permettrait également de cibler efficacement les investissements à effectuer.

Proposition 28 : demander à RTE une analyse approfondie, déclinée par énergie renouvelable, intégrant leur potentiel, leurs rentabilités énergétique et économique (calculs de moyenne, d'intermittence minimisée, d'acceptabilité, de consommation du foncier, de longévité)

Plus spécifiquement, le déploiement des **installations éoliennes maritimes**, qui combine un relatif foisonnement donc une limitation du facteur de charge, ainsi qu'une implication industrielle en phase avec le développement de la

filière, nécessite une progression commune en termes de **planification des implantations**.

L'éolien marin, et tout particulièrement **l'éolien marin flottant**, est une filière en démarrage au potentiel important, pour laquelle une **planification territoriale** des installations posées ou flottantes est d'ores et déjà examinable – les lieux d'implantations possibles sont déjà connus et strictement limités. Elle doit s'accompagner d'un travail sur le long cours pour stabiliser la filière, alors que l'objectif de 50 parcs éoliens a été annoncé. Ce soutien peut prendre la forme d'un **renforcement des garanties financières** avec l'intégration, dans les **appels d'offre**, d'une **condition d'engagement du porteur de projet** au moment du dépôt de son offre ou lors de la contractualisation avec le fournisseur, ainsi qu'une attention particulière prêtée à l'empreinte carbone des projets et donc à leur possible origine européenne ou française. Le déploiement des installations éoliennes doit s'appuyer sur une filière dans laquelle il convient d'investir en termes de compétences et de production.

Proposition 29 : lancer dès que possible les appels d'offre pour les 50 parcs éoliens offshore, rendre contraignante leur installation et sécuriser le financement et l'engagement du porteur de projet

D. REMETTRE LES COMPÉTENCES AU CŒUR DE LA STRATÉGIE

Enfin, nous y avons déjà été confrontés ces derniers mois, et nous savons que nous risquons de rencontrer à nouveau des **difficultés de recrutement** dans les années à venir, dans l'ensemble des filières nécessaires à l'augmentation de notre production d'énergie décarbonée, énergies renouvelables ou nucléaire.

Il faut ainsi poursuivre les efforts engagés par l'Université des métiers du nucléaire, la création d'écoles spécialisées ou encore la mise en place de bourses d'étude, pour attirer les jeunes vers **les métiers de l'énergie décarbonée**, non seulement de la **production mais aussi de la rénovation énergétique**.

Pour atteindre cet objectif, il nous faut combiner les mesures générales qui ont déjà été mises en place ou initiées par le Gouvernement, telles que les **réformes de l'apprentissage et des lycées professionnels**, avec des mesures ciblées dans le domaine énergétique, source de bonne santé de l'ensemble de notre économie.

À cet effet, il est nécessaire de valoriser les formations existantes dans le domaine de l'énergie, par exemple par une contractualisation entre l'État, les régions et les artisans, exploitants et constructeurs. La mise en place d'un **label « Apprentis de l'énergie »**, qui regrouperait toutes les formations, du soudage à l'ingénierie, permettrait aux jeunes de s'orienter vers des formations d'avenir facilement identifiées.

Cette labellisation devra être accompagnée de facilités pour que chacun puisse accéder à ces formations dans les meilleures conditions. Pour garantir leur

attractivité, il convient de lever les obstacles les plus fréquents auxquels les étudiants sont confrontés, et qui guident malgré eux leurs orientations professionnelles.

Ainsi, particulièrement lorsque les formations sont délivrées à proximité de sites de production d'énergie, en dehors des métropoles, deux facteurs limitants principaux existent : la mobilité et le logement. C'est sur ces leviers qu'il convient de proposer des facilités aux lycées, apprentis ou étudiants, pour leur donner un accès égal à ces formations d'avenir, qui auront des conséquences positives en termes d'emploi, et permettront à notre pays de réussir sa transition énergétique et écologique. Alors que les moyens déployés à date, par exemple eu égard aux coûts du nouveau nucléaire, sont particulièrement faibles, il convient de changer d'échelle budgétaire et de lancer des bourses sur critères de mérite pour faire des filières énergétiques une filière d'ascension sociale.

Proposition 30 : créer un label « apprentis de l'énergie » pour permettre aux jeunes d'identifier les formations d'avenir, associées à des aides financières, des facilités de mobilité et de logement.

EXAMEN EN COMMISSION

M. le président Raphaël Schellenberger. Nous arrivons au terme de nos travaux. Pendant ces six mois, nous avons procédé à 88 auditions et travaillé 150 heures en commission ; ce sont plus de 5 000 pages de contributions qui ont été analysées par le rapporteur.

Je remercie ce dernier et l'ensemble des membres de la commission d'enquête pour la qualité de nos échanges et l'ambiance dans laquelle nous avons travaillé. Je vous sais gré de votre assiduité alors que l'agenda parlementaire est fait d'injonctions contradictoires. Dans une période où le Parlement est regardé de façon critique, cette façon de procéder peut redorer le blason de notre maison.

Je remercie également les fonctionnaires de l'Assemblée nationale qui ont accompagné nos travaux. Nous pouvons nous réjouir de disposer d'une fonction publique parlementaire de cette qualité.

Je remercie aussi les personnalités qui ont répondu à notre invitation, qu'ils viennent du monde industriel, scientifique ou administratif, ainsi, évidemment, que les deux anciens Présidents de la République qui se sont présentés devant nous alors que ce n'est pas l'usage sous la V^e République. Leurs auditions ne sont pas les plus techniques que nous ayons menées, mais elles ont permis de contextualiser le cadre des décisions relatives à l'énergie et de montrer que ce sujet stratégique est traité au plus haut niveau de l'État.

Le contexte dans lequel nous avons travaillé était particulier : une situation très tendue en Europe à la suite de la guerre en Ukraine ; la réactivité des acteurs français face à elle, en dépit des difficultés de notre parc électronucléaire ; les mouvements sociaux principalement liés à la réforme des retraites, qui n'ont cependant pas perturbé nos auditions ; les travaux parlementaires concomitants sur les questions d'énergie, avec deux projets de loi et la déclaration du Gouvernement sur la politique énergétique.

Nos travaux étaient ainsi au cœur de l'actualité, et ils ont été particulièrement suivis. Je suis convaincu qu'ils ont déjà permis de faire bouger certaines lignes. J'espère que ce dont nous nous apprêtons à débattre laissera une trace et servira de guide pour les décisions à venir.

Moi qui n'ai pas toujours été un fervent partisan du renforcement de la transparence, qui risque d'inciter à faire du théâtre plus qu'à travailler, je constate que la publicité de nos travaux et leur diffusion en direct ne nous ont pas fait tomber dans ce piège. Ce sérieux leur a permis d'être particulièrement remarqués, dans le milieu tant politique qu'énergétique.

Je remercie à nouveau le rapporteur de la qualité de son travail, mais aussi des bonnes relations que nous avons entretenues.

M. Antoine Armand, rapporteur. Je salue l'initiative du groupe Les Républicains, qui a demandé la création de cette commission d'enquête. Elle a en effet eu un écho particulier en raison du contexte. Si l'on ne peut se féliciter d'une crise potentielle, nous pouvons nous réjouir du fait que l'actualité ait ainsi permis de mettre en lumière un sujet aussi crucial, qui est souvent passé sous les radars.

Je remercie le président de la manière dont il a animé nos débats, parfois très tard le soir ou des heures durant. Chacun, notamment le rapporteur, a pu poser toutes ses questions et il nous a été possible d'avoir des interactions avec les personnes auditionnées – ce qui est assez rare – pour leur demander une confirmation ou la réponse à une question oubliée.

Je remercie à mon tour l'ensemble des services de l'Assemblée. Cela ne m'empêche pas d'endosser la responsabilité de chaque ligne du rapport. Certains des responsables politiques que nous avons auditionnés renvoyaient vers leurs anciens directeurs de cabinet, des hauts fonctionnaires ou des administrateurs pour tenter de justifier telle ou telle décision, mais c'est tout à l'honneur du politique que de prendre ses responsabilités, si essentiels que soient les appuis dont il bénéficie.

Le rapport reflète autant que possible les auditions, en y intégrant les sujets évoqués spontanément par les membres de la commission d'enquête. Il se fonde aussi sur les près de 5 000 pages de documents qui m'ont été transmises. Nous avons également intégré des thèmes très peu abordés au cours de nos travaux du fait des personnes auditionnées et de l'objet initial de la commission d'enquête : la dépendance aux énergies fossiles, la sobriété énergétique, l'efficacité. Le fait que certains thèmes, comme les énergies renouvelables non électriques, apparaissent très peu dans les auditions et dans les documents transmis est en soi symptomatique de la manière dont on a construit les politiques énergétiques pendant des décennies : en se focalisant sur un mix électrique, par ailleurs très décarboné.

Parmi les documents qui nous ont été envoyés, nous avons reçu en début de semaine les deux rapports déclassifiés que nous avons demandés : le « rapport Roussely » de 2010 – qui n'apporte aucune nouveauté par rapport à la synthèse publique dont nous disposons déjà – et le « rapport d'Escatha-Collet-Billon » de 2018 – qui était classé confidentiel-défense, m'a été transmis dans une version très caviardée du fait de l'imbrication du civil et du militaire et est difficile à exploiter, sachant que les conclusions qui en ressortent correspondent exactement à ce qui avait fuité dans la presse sur l'idée de construire une nouvelle paire de réacteurs et sur l'importance de prendre en compte l'état du parc.

Nous avons collecté toutes les auditions et les documents reçus pour dresser un état des lieux qui s'appuie autant que possible sur des données. Il s'agit d'abord de définir les termes d'indépendance et de souveraineté énergétiques pour éviter

tout mythe à ce sujet : si l'on peut et doit viser la souveraineté énergétique entendue comme la réduction des dépendances, des vulnérabilités et la capacité à insérer le modèle français dans un cadre européen et international, il n'est pas question de rêver à une autosuffisance magique. Nous prenons l'exemple de la Norvège, de l'Estonie et des États-Unis pour montrer que les pays où le taux d'indépendance énergétique est très élevé n'ont pas un modèle souhaitable ou répliquable en France.

Cela n'empêche pas qu'il faut travailler sur la question de la souveraineté. C'est donc selon ce prisme que nous nous efforçons ensuite de décrire les différents types de production énergétique – et non simplement électrique – en France, en indiquant pour chacun les volumes de production, les sources de vulnérabilité, les progrès et l'historique, mais aussi les aspects industriels, car toute production d'énergie appelle un soubassement industriel pour que le modèle perdure et atteigne ses objectifs – c'est l'une de nos grandes conclusions.

Voilà aussi pourquoi j'ai choisi de parler du retard pris en matière de souveraineté énergétique, plutôt que de la perte d'une souveraineté que nous aurions détenue et qui n'aurait fait que se dégrader au fil des décennies, ce qu'aucun chiffre ni fait n'attestent. Ce que l'on constate, c'est qu'année après année, à chaque jalon, chaque point de passage, on prend un peu de retard en matière de sobriété et d'efficacité énergétiques, de décarbonation vis-à-vis des énergies fossiles, d'énergies renouvelables thermiques, puis d'énergies renouvelables électriques, et également s'agissant du parc nucléaire. C'est cet ensemble qui crée le retard accumulé.

La deuxième partie du rapport fait le récit, le plus fidèle possible aux auditions, de ce à quoi nous avons assisté. Les quinze premières années considérées apparaissent comme une période de latence pendant laquelle beaucoup de choses auraient pu et dû être faites, ce qui nous aurait évité d'être ensuite dans l'urgence. Il s'agit de la décennie post-Fukushima, où se posent les questions des énergies renouvelables électriques et de l'énergie nucléaire. La loi de 2015, dont on a beaucoup parlé, n'en est qu'un épisode. Le gros retard que nous prenons alors concerne moins le nucléaire que les renouvelables électriques. Les politiques publiques indiquent que l'on va sortir progressivement du nucléaire et développer ces énergies, mais on n'est pas en mesure de les déployer. C'est un vrai problème pour la souveraineté et pour la sécurité d'approvisionnement.

En ce qui concerne la décennie suivante, j'ai apporté à la version du rapport que vous avez pu consulter trois modifications formelles mais qui ont une importance quant au fond. Il s'agit de « durcir » le constat sur trois points : pour regretter la décision de fermeture de Fessenheim et sa méthode ; pour signaler que l'abandon, après Astrid, de toute forme de recherche sur la quatrième génération – d'après les documents reçus du CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives) –, au profit d'un multirecyclage qui n'a pas les mêmes propriétés, me paraît problématique ; pour souligner l'urgence de réformer le marché européen, depuis les années 2016-2018 et plus encore dans la période récente – c'est quand les prix s'élèvent qu'on voit les dysfonctionnements de ce marché et que des entreprises comme EDF sont le plus touchées.

Si nous présentons ces erreurs, ce n'est pas pour pointer des responsabilités individuelles, ce qui nous distrairait de l'essentiel : c'est dans le temps long que le processus s'opère ; les erreurs sont cumulées, combinées et multiples et émanent des entreprises, des pouvoirs publics et de la filière.

Nous formulons une trentaine de propositions, qui reposent sur une idée centrale : remettre le Parlement au centre de la décision politique en matière d'énergie, car c'est par une décision parlementaire que l'on a le plus de chances de construire du consensus à long terme, ce qui est indispensable pour ne pas remettre nos grandes orientations en cause tous les cinq ou sept ans. À cet égard, des propositions institutionnelles sont faites, mais il est de notre responsabilité à chacun de nous emparer du sujet pour faire vivre ce débat au Parlement.

Suivent des propositions plus sectorielles, par secteur énergétique, avant que soient abordées les compétences. Nous avons eu ces derniers mois des débats animés sur la rénovation énergétique, les énergies renouvelables et le nucléaire ; chaque fois, cette question revient comme une litanie. Comment former, comment attirer des jeunes vers ces métiers, comment permettre aux personnes qui travaillent dans ces filières de progresser dans leur carrière ? C'est indispensable à une politique industrielle.

Nous avons procédé avec beaucoup de prudence. Dans le rapport, toutes les prises de position sont étayées et sourcées ; quand elles ne le sont pas, c'est qu'elles émanent d'un document qui m'a été transmis – sans quoi je le précise, non pour mettre en défaut qui que ce soit mais pour établir cette absence de données. Par exemple, il n'y a jusqu'aux années 2016 à 2018 aucune trace visible année par année de l'impact de l'Arenh (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) dans les comptes d'EDF. Cela ne veut pas dire que cet impact n'existe pas, simplement qu'EDF n'a pas été capable de transmettre un document en ce sens. Ma responsabilité de rapporteur était non pas d'écrire que l'Arenh – dispositif que je critique par ailleurs abondamment – a de tout temps été un coût pour EDF, mais d'indiquer que les déclarations en ce sens n'ont pas été étayées par des documents.

Mme Olga Givernet (RE). Merci au président, au rapporteur et à tous ceux qui ont participé à ces travaux de longue haleine, lesquels ont permis de mettre en relation différents points, de restituer un contexte et d'éclairer des zones d'ombre. Certaines orientations qui n'ont pas été prises dans le passé méritent d'être remises au goût du jour. Les propositions formulées sont tournées vers l'avenir.

Le rapport constitue un document qui fera référence pour les décisions futures et pour la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie. La couverture médiatique de nos travaux en témoigne.

On est frappé du contraste entre la rapidité d'exécution des politiques énergétiques à leur tout début, au XX^e siècle, et les doutes et obstacles auxquels leur déploiement s'est de plus en plus heurté ; il faut y remédier dès que possible.

Mme Natalia Pouzyreff (RE). Je salue un travail colossal et remarquable. Les auditions ont passionné tous les Français qui s'intéressent aux questions d'énergie et qui attendent le rapport avec impatience.

Que direz-vous du mix électrique dans la synthèse du rapport ? Le résultat est un énorme gâchis. Est-ce sur le processus de décision que vous allez insister ?

Je note des propositions très fermes, comme l'arrêt immédiat de l'Arenh.

Concernant Astrid, il me semble qu'il manque un élément : si l'on voulait continuer sur cette voie, il fallait créer une filière complète, amont et aval, du combustible, incluant le traitement des déchets. Il ne s'agissait pas seulement de faire tourner un réacteur, mais de garantir tout un cycle, à un moment où l'on voulait stabiliser d'autres aspects de la filière.

Un point qui m'a beaucoup intéressée lorsque nous avons entendu les représentants du BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières) est la raréfaction de certains matériaux et la nécessité de sécuriser les approvisionnements stratégiques au niveau européen. Je ne l'ai pas retrouvé dans vos propositions, mais peut-être figurera-t-il dans la synthèse.

M. Maxime Laisney (LFI-NUPES). Je salue moi aussi la masse de travail abattue. Je regrette que les auditions se soient tenues en même temps que l'examen de deux textes de loi sur l'énergie.

Nos travaux ont montré l'importance de la transparence et de la démocratie, notamment au sujet du nucléaire, qui ne représente toutefois qu'un aspect des questions énergétiques. La souveraineté, c'est d'abord la souveraineté populaire. Il faut faire participer non seulement les représentants de la nation, comme vous l'avez dit, monsieur le rapporteur, mais l'ensemble de nos concitoyens.

L'indépendance vis-à-vis des énergies fossiles a été abordée, mais peut-être pas suffisamment.

Nous avons travaillé sur les notions d'indépendance et de souveraineté, mais les personnes auditionnées ont plutôt insisté sur la nécessité de réduire la vulnérabilité et sur le fait que la vraie souveraineté résulte dans notre capacité à faire des choix indépendants et éclairés.

Nous sommes d'accord avec le rapport sur plusieurs points : la nécessité de tenir compte du temps long pour faire des prévisions et planifier ; la critique virulente de l'Arenh et de la loi Nome (portant nouvelle organisation du marché de l'électricité) ; la proposition d'une quasi-régie publique pour les barrages ; le constat d'un manque d'anticipation de la part de la filière nucléaire.

Concernant ce dernier point, il y a tout de même un cadavre dans le placard : alors même que le film *La Syndicaliste* est sorti il y a peu, à aucun moment il n'a été dit que si la filière est en difficulté, ce n'est pas le fait de militants écologistes

mais parce qu'à l'époque où M. Oursel dirigeait Areva et M. Proglia EDF, il y aurait eu un accord avec les Chinois, dénoncé par Mme Maureen Kearney – la fameuse syndicaliste, ce qui lui a valu de subir ce que l'on sait – et confirmé aujourd'hui par les faits. Il est dommage que cet élément majeur n'apparaisse nulle part.

Nous sommes également d'accord avec vous à propos du retard en matière d'énergies renouvelables, dû à un manque de volonté politique dont témoigne notamment le moratoire sur le photovoltaïque en 2010, et pour insister sur la sobriété.

Quelques divergences tout de même.

Nous sommes favorables à la suspension de l'Arenh, mais à condition de revenir tout de suite au tarif réglementé de vente, sinon les factures vont exploser.

Confier l'énergie au ministère de l'industrie plutôt qu'à celui de l'écologie, même si on comprend l'idée – on a plusieurs fois entendu que « l'énergie est l'industrie de l'industrie » –, ne serait pas un bon signal.

Concernant les problèmes de corrosion sous contrainte, les difficultés à construire l'EPR (réacteur pressurisé européen) et l'EPR 2, le fait que les SMR (petits réacteurs modulaires) n'existent qu'à l'état de prototype et les difficultés de Flamanville, il est bizarre de demander des rapports alors que nous venons de voter un projet de loi d'accélération. C'est prendre les choses à l'envers – mais le problème est posé par la politique du Gouvernement plutôt que par le présent rapport.

S'agissant de l'approvisionnement en uranium, vous en dites peu sur la Russie alors que, pendant nos travaux, Greenpeace a publié un rapport montrant que nous sommes dépendants à 40 % d'un uranium qui transite par ce pays.

Je m'étonne que la fusion entre IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire) et ASN (Autorité de sûreté nucléaire) figure dans les préconisations, alors qu'elle n'a fait l'objet d'aucune discussion pendant les auditions.

Enfin, je n'ai rien trouvé dans le rapport sur la difficulté pour le nucléaire de relever le défi du changement climatique compte tenu du délai que suppose la construction éventuelle de nouvelles centrales.

Il importe que le projet de loi de programmation sur l'énergie et le climat – j'espère que nous pourrons en discuter – mette tous les scénarios sur la table, y compris le 100 % renouvelables.

En ce qui concerne le marché européen, il est possible de sortir des mécanismes de marché, d'abord parce que les traités le permettent, ensuite parce que cela ne pose pas de difficulté technique – nous resterons interconnectés avec les pays voisins.

EDF doit être nationalisée et avoir le statut d'Epic (établissement public industriel et commercial), et il faut abandonner le projet Hercule ou ses équivalents.

Nous formulons une proposition innovante, qui n'a pas été repoussée par M. Percebois quand nous l'avons auditionné : la création d'un acheteur unique et public de l'électricité, pour payer celle-ci au coût de production et la revendre à des coûts raisonnables, en mettant en œuvre les tarifs réglementés de vente pour tout le monde – foyers, collectivités et entreprises.

Il faudrait même un grand pôle public de l'énergie, tourné vers l'objectif de transition énergétique, pour faire face à l'électrification des usages, à la réindustrialisation et à la lutte contre le changement climatique – qui suppose la sobriété, à l'opposé des mécanismes de marché et de mise en concurrence.

Nous voterons contre la publication du rapport, non parce qu'il est mauvais, parce que la commission n'aurait pas travaillé ou pour nous positionner conformément à ce que vous attendiez de nous, mais pour cet ensemble de raisons.

Mme Marie-Noëlle Battistel (SOC). À mon tour de vous remercier, monsieur le président, d'avoir pris avec votre groupe l'initiative de cette commission d'enquête. Elle a permis, même à ceux d'entre nous qui s'intéressaient au secteur de l'énergie depuis longtemps, d'éclaircir plusieurs points et de porter un regard un peu différent sur un certain nombre de choses.

Je suis très heureuse que le périmètre temporel de nos travaux ait été élargi par rapport à ce qui avait été initialement envisagé. Cela nous a permis de scruter trois décennies et de mesurer que les responsabilités – si responsabilités il y a – sont multiples, se cumulent et ne concernent pas seulement une période en particulier.

Le rapport montre globalement que les retards que nous subissons sont le résultat de décisions prises successivement lors des différents mandats présidentiels.

On a tout d'abord affaire à un manque d'anticipation en ce qui concerne le renouvellement ou la prolongation des centrales nucléaires – dont chaque gouvernement savait pourtant qu'elles ne sont pas éternelles.

On constate ensuite l'inertie en matière de développement des énergies renouvelables. Par-delà les différents virages qui ont été pris, c'est l'absence de volonté collective de développer des filières industrielles dans ce domaine qui ressort.

La transposition par la loi NOME des directives européennes relatives à l'ouverture du marché à la concurrence et l'Arenh ont affaibli notre modèle et obéré les capacités d'investissement d'EDF.

Vous avez dit, monsieur le rapporteur, que personne n'avait été en mesure de vous fournir des informations précises sur les conséquences de l'Arenh pour EDF. On peut néanmoins considérer qu'elles ont été extrêmement défavorables à partir de 2019.

M. Antoine Armand, rapporteur. C'est précisé dans le rapport.

Mme Marie-Noëlle Battistel (SOC). Auparavant, ses conséquences étaient limitées du fait du niveau des prix de l'électricité.

M. le président Raphaël Schellenberger. C'est bien ce qui est décrit dans le rapport.

Mme Marie-Noëlle Battistel (SOC). Le rapport évoque sans trop insister la guéguerre entre EDF et Areva – peut-être parce qu'elle n'a pas été beaucoup mentionnée lors des auditions et que nous n'avons guère posé de questions sur ce point. Elle a provoqué un désordre interne qui a affaibli la confiance dans la filière.

En ce qui concerne les propositions, il faut tirer de manière collective les leçons de l'exercice que nous avons mené pour prendre à l'avenir les décisions de politique énergétique plus éclairées. C'est le cas par exemple pour la question de l'eau, trop peu abordée de manière générale dans le débat alors qu'elle va affecter directement le nucléaire et la production hydroélectrique.

Il faut aussi proposer de diversifier autant que possible l'approvisionnement en énergie, afin de ne pas être fragilisés par les conséquences d'une défaillance dans un secteur – ce que nous avons vécu dernièrement.

Je trouve que les propositions sortent assez peu des cadres habituels, hormis celle qui prévoit de suspendre l'Arenh dans l'attente de la réforme du marché européen de l'électricité. Beaucoup de propositions sont liées aux textes en cours de discussion et à venir. De ce point de vue, je suis un peu rassurée que vous parliez du projet de loi de programmation sur l'énergie et le climat comme d'un projet encore réel.

Mme Julie Laernoes (Écolo-NUPES). Je voterai contre ce rapport parce que je le trouve très orienté et de parti pris. Il ne reflète pas la richesse des travaux et des débats.

Il n'est pas illogique de tirer des conclusions différentes des auditions, mais il semble que nous n'ayons pas toujours entendu les mêmes arguments. C'est particulièrement frappant dans la deuxième partie du rapport et dans les propositions. Certaines phrases donnent l'impression d'avoir pour fonction de justifier la politique énergétique de M. Emmanuel Macron et du Gouvernement, ce qui n'était pas l'objectif initial de la résolution qui est à l'origine de la création de cette commission d'enquête.

Certaines propositions ne sont pas étayées. Le projet de réacteur nucléaire de recherche Jules-Horowitz figure parmi les propositions, mais il n'a, me semble-t-il, pas été évoqué lors des auditions. Par ailleurs, le CEA a expliqué pourquoi il avait abandonné la recherche sur la quatrième génération au profit du multirecyclage ; il est étonnant que le rapport propose l'inverse.

Si la période que nous avons étudiée a pu être étendue, en revanche il n'a pas été possible d'ouvrir la réflexion sur les raisons de la perte de souveraineté énergétique. Le rapport en parle à demi-mot. La volonté systématique de discréditer le scénario d'un passage à 100 % d'énergies renouvelables n'est pas appropriée – en tout cas, elle ne reflète ni les recherches effectuées à ce sujet ni, à mon sens, les auditions, lesquelles ont d'ailleurs pour la plupart été consacrées au nucléaire. La sobriété et l'efficacité énergétiques n'ont été que très peu abordées lors de nos travaux. Il a fallu beaucoup insister lors des réunions du bureau pour que l'on y consacre plus de temps, notamment en auditionnant M. Yves Marignac.

Le rapport contient un certain nombre de contrevérités et de contradictions.

M. Antoine Armand, rapporteur. Lesquelles ?

Mme Julie Laernoes (Écolo-NUPES). Il confond clairement le champ de la commission d'enquête et celui des discussions sur le projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires. C'est par exemple le cas en ce qui concerne la fusion de l'ASN et de l'IRSN. Ce sujet a certes été abordé lors des auditions, mais il a surtout donné lieu à une passe d'armes entre le rapporteur et Mme Barbara Pompili. Nous étions alors en train d'examiner le projet de loi sur l'accélération des procédures applicables aux installations nucléaires. Il est d'ailleurs dommage de ne pas avoir attendu les conclusions de cette commission d'enquête pour en débattre.

Le rapport donne l'impression de servir *a posteriori* de caution à la politique énergétique menée par M. Emmanuel Macron depuis 2017 – sachant qu'elle a fait l'objet d'un revirement assez net à la fin du précédent quinquennat.

Tout n'est pas à jeter. J'ai beaucoup appris à l'occasion des auditions, qui ont donné lieu à des débats riches. Ils ne sont pas reflétés par le rapport, qui s'inscrit malheureusement dans une perspective politique de justification. Il aurait été possible de faire autrement grâce à la matière fournie par les auditions.

Leur diffusion était souhaitable et elle a permis à cette commission d'enquête d'être utile, même si je n'approuve pas les conclusions du rapport.

M. Francis Dubois (LR). J'ai participé à un très grand nombre d'auditions. Si l'on fait abstraction de ses préférences politiques et que l'on considère l'intérêt général et celui de la nation, le rapport reflète très bien les auditions. Il est d'une grande qualité ; je l'ai consulté deux fois.

La proposition relative à la suspension de l'Arenh est extrêmement importante, notamment pour obtenir une réforme du marché européen qui permette de découpler le prix de l'électricité du cours du gaz.

Le rapport comprend également des propositions très intéressantes en matière de renouvellement des concessions hydroélectriques.

Je regrette de ne pas avoir pu poser toutes les questions que je souhaitais au Président François Hollande – que je connais bien car je suis député de la Corrèze. Mais son audition a eu lieu lors de l’annonce de l’engagement de responsabilité du Gouvernement.

Si l’on souhaite restaurer notre souveraineté énergétique, il faudrait insister davantage dans les propositions sur la nécessité de graver le mix énergétique dans le marbre. La loi de 2015 nous a ralenti – mais chacun peut avoir sa propre opinion sur ses conséquences. Pour se projeter dans l’avenir, il faut proposer quelque chose qui se tienne. Et ce d’autant plus que l’industrie nucléaire s’inscrit dans un temps particulièrement long. Le rapport montre bien qu’à l’horizon de 2050 la consommation d’électricité sera beaucoup plus importante.

Je regrette aussi qu’aucun président d’EDF n’ait été en mesure de nous indiquer précisément le coût de l’Arenh pour cette entreprise. Le rapport évoque un montant de 9 milliards pour la seule année 2022. Lorsque j’ai posé la question à M. Luc Rémont, il a répondu que les calculs n’avaient pas encore été effectués. Il est certes en poste depuis peu, mais je trouve désespérant qu’EDF n’ait pas pu nous donner le coût annuel de l’Arenh depuis sa mise en place.

Il aurait été préférable de voter une loi relative à l’énergie de manière générale plutôt que celle relative à l’accélération de la production d’énergies renouvelables. Et je suis d’accord sur le fait qu’on aurait dû attendre les conclusions de cette commission d’enquête pour définir le mix énergétique associant le nucléaire et les énergies renouvelables – dont l’énergie hydroélectrique.

S’agissant des concessions hydroélectriques, les conditions d’application du dispositif de quasi-régie méritent d’être précisées.

M. Vincent Descoeur (LR). J’ai présidé la mission d’information sur la rénovation thermique des bâtiments, dont Mme Marjolaine Meynier-Millefert était la rapporteure. Je suis heureux que la proposition n° 12 pose la question de l’efficacité des dispositifs en faveur de cette rénovation. Le rapport s’interroge sur les moyens qui y sont consacrés au vu des résultats décevants, et il rappelle à juste titre que les gains énergétiques font l’objet d’évaluations mais pas de mesures.

À titre personnel, j’accueille avec grand plaisir la proposition n° 9 qui prévoit de maintenir les concessions hydroélectriques dans le domaine public. C’est selon moi primordial et j’apprécie que le rapport réaffirme leur caractère stratégique en évoquant le dispositif de quasi-régie.

Mme Marjolaine Meynier-Millefert (RE). Ce rapport va constituer une référence, notamment parce qu’il met fin à l’illusion d’une indépendance énergétique dont la définition se rapprocherait en fait davantage de celle de l’autarcie. Cette idée planait un peu au début de nos travaux. Elle a été rapidement évacuée et c’est très bien ainsi.

Si je n'ai malheureusement pas pu assister à beaucoup d'auditions, je les ai en revanche suivies avec beaucoup d'assiduité en différé – comme beaucoup de Français. Leur diffusion a été vraiment appréciée et nombreux sont ceux qui m'en ont parlé dans ma circonscription. Cette commission d'enquête était donc bienvenue.

Je vous remercie particulièrement d'avoir bien voulu étendre nos travaux, même modestement, à la question des énergies renouvelables thermiques ainsi qu'aux enjeux de sobriété et d'efficacité énergétiques.

L'objectif de cette commission était de retracer l'histoire heureuse et malheureuse du nucléaire ces dernières années. Mais il faudrait une autre commission d'enquête pour écrire celle de l'isolation thermique des bâtiments en France depuis les années soixante-dix.

Les bâtiments consomment la moitié de l'énergie finale dans notre pays. Le rapporteur a indiqué que l'habitat représente 486 térawattheures. Mais si l'on prend en compte le secteur tertiaire, cela fait 700 térawattheures, soit deux fois la production du parc nucléaire lorsqu'il fonctionne bien.

On aurait dû se fixer des objectifs de sobriété énergétique ambitieux dès les années 1970, en mettant en place une véritable réglementation thermique – ce qui a été fait dans d'autres pays. Comme le relève un rapport du Haut Conseil pour le climat, notre réglementation en la matière n'a atteint qu'en 2012 le niveau de performance requis en Suède dans les années 1970.

On ne peut pas atteindre la souveraineté énergétique si l'on gaspille, notamment dans les bâtiments, l'énergie dont nous avons besoin. La moitié des besoins en énergie est liée à la nécessité de se chauffer. On ratera la cible si l'on essaie de répondre à ce besoin seulement par la production d'électricité. L'un des enjeux du mix énergétique est d'exiger une grande sobriété énergétique des bâtiments et d'augmenter l'utilisation des énergies renouvelables thermiques.

Je vous remercie donc pour les propositions destinées à augmenter le Fonds chaleur et à travailler à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

M. Jean-Philippe Tanguy (RN). Je ne ferai pas durer inutilement le suspense : nous voterons pour ce rapport.

Au nom de mon groupe, je tiens tout d'abord à remercier le président, le rapporteur, l'administration ainsi que l'ensemble des forces politiques qui ont participé à nos travaux.

Je salue la très grande qualité de ce rapport, y compris dans sa rédaction : ses plus de 400 pages sont bien écrites, accessibles à tous, ce qui est suffisamment rare pour être souligné. La grande qualité des illustrations contribue également à la bonne compréhension du rapport par tous : c'est d'autant plus important que nos travaux ne sont pas destinés à nous-mêmes, mais à l'extérieur.

Je salue également la méthode de travail choisie par le président. Je le dis d'autant plus volontiers que j'ai d'abord été inquiet, le groupe Rassemblement national n'ayant pas été associé au bureau de la commission d'enquête. Je reconnais que cela n'a pas nui au bon déroulement des auditions et que les orientations prises ont été les bonnes. Vous avez écouté tous les groupes, y compris ceux qui n'étaient pas représentés au sein du bureau. Vous avez sans doute vous-même pu apprécier que l'ensemble des forces politiques aient participé à cette commission avec la volonté de bien travailler, et non de faire du cinéma. La qualité de nos travaux tient aussi à la liberté de parole que vous nous avez laissée et au temps qui nous a été accordé, en particulier à moi-même ainsi qu'aux députés du Rassemblement national qui ont parfois été bavards – ce sont des sujets qui nous intéressent. Chacun a pu exprimer le vrai fond de sa pensée, de ses réflexions, sans postures ni caricatures. Cela nous a permis d'avancer. Mon groupe politique considère que la vérité vient toujours du débat. Je ne partage évidemment pas toutes les analyses ni toutes les conclusions du rapport ; cela n'empêche pas ce document d'être fondé en fait et en raison.

Cette méthode méritera d'être employée à nouveau sur les sujets de fond qui couvrent plusieurs décennies et concernent forcément, du fait de l'alternance démocratique, plusieurs majorités différentes. Les polémiques politiciennes et les postures partisans n'ont aucun intérêt, en particulier sur des sujets scientifiques. Je salue à ce titre la valorisation de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (Opecst). Si on avait lu les travaux de cette instance parlementaire, nous n'en serions pas là aujourd'hui.

Je me félicite que vous soyez remonté au milieu des années 1990, ce qui vous a non seulement permis d'analyser le cycle nucléaire dans la durée, comme nous l'avions préconisé, mais aussi évité d'être accusé de produire un rapport partisan ou de régler des comptes, ce qui n'aurait eu aucun intérêt.

Permettez-moi de vous alerter, monsieur le rapporteur, sur les deux pages de propos introductifs du titre III que vous avez ainsi nommé : « Depuis 2017, la priorité donnée à la neutralité carbone et, récemment, une relance du nucléaire qui restent toutes les deux à concrétiser. » Votre écriture est libre, mais je crains que ces deux pages ne soient pas de la même qualité et ne témoignent pas de la même neutralité que le reste du rapport. C'est dommage car vous connaissez comme moi le phénomène médiatique : je redoute que certains se servent de ce passage pour vous accuser d'avoir voulu sauver le bilan de M. Macron.

Un autre regret de notre groupe, peut-être lié à la séparation des pouvoirs et aux limites des commissions d'enquête, est que M. Macron ne soit pas mentionné en qualité d'ancien ministre de l'Économie – je peux cependant me tromper car j'ai dû lire les 400 pages du rapport en quatre heures. M. Emmanuel Macron a joué, pendant le quinquennat de M. François Hollande, un rôle qu'il ne faut pas passer sous silence.

Comme Mme Battistel, j'estime que nous n'avons pas assez mis en avant les guéguerres internes à l'oligarchie, aux grands corps, aux élites qui se connaissent toutes et restent très concentrées en France – cela a certes des avantages, mais également des inconvénients. Ce regret rejoint l'un des désaccords que j'ai avec la commission : à mon sens, la notion de responsabilité doit être davantage affirmée, que ce soit celle des politiques ou celle de certains experts et hauts fonctionnaires. Lors de son audition, M. Montebourg a souligné la nécessité de mettre en place un *spoil system*. C'est même une nécessité ardente : les responsables politiques doivent avoir la possibilité d'écarter, sans que cela soit perçu comme un abus de droit, des hauts fonctionnaires, des membres des grands corps ou des personnalités qui exercent une influence structurelle susceptible de devenir toxique pour l'État qu'ils sont pourtant censés servir. Nul n'est parfait, nul n'est inattaquable, pas même les grands corps. C'est la base de notre démocratie.

Un autre de nos désaccords porte sur les traités européens et le rôle joué par l'Allemagne. Si cette dernière est évidemment une puissance alliée et un partenaire stratégique, il n'en demeure pas moins que plusieurs personnalités auditionnées très différentes l'ont décrite comme une puissance hostile, ou en tout cas agressive dans le domaine de la politique énergétique. Ce n'est pas parce que l'Allemagne est une amie que nous ne pouvons pas avoir avec elle des désaccords profonds. Un ami peut vous vouloir du bien, mais parfois aussi, de manière inconsciente, du mal.

Le rapport souligne que notre pays s'est trop focalisé sur le débat autour du nucléaire, au détriment de la sortie des énergies fossiles. Cela me fait plaisir car c'est ce que je dis depuis vingt ans sans intéresser personne ! À mon sens, il convient de mieux réfléchir aux différentes perspectives permettant de sortir vraiment des énergies fossiles. Cela rejoint la question de la difficulté de prendre des paris technologiques. Alors que nous avons déjà perdu trente ans, nous ne pouvons plus nous permettre de faire des paris technologiques remettant en cause la réindustrialisation de la France et la capacité de notre pays et des grandes puissances industrielles à réussir la transition énergétique. Dans le cas contraire, nous courrons à la catastrophe : le dernier rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (Giec) est alarmant, et personne ici ne veut laisser à ses enfants ou à ses neveux et nièces un monde où la température moyenne aurait augmenté de quatre degrés. Les paris technologiques sur la sobriété, sur l'efficacité énergétique ou sur les 16 % d'énergies d'appoint évoqués dans le rapport de RTE (Réseau de transport d'électricité), dont nous ne savons toujours pas à quoi ils correspondent, sont dangereux, et nous ne pouvons pas nous permettre de les perdre. C'est pourtant ce qui est arrivé ces trente dernières années, en particulier du côté allemand. Seul le pari du nucléaire fait dans le cadre du plan Messmer a été réussi.

Les auditions que nous avons menées ont mis en avant les difficultés rencontrées en termes de maîtrise de compétences et de maîtrise de filière, qui sont très bien décrites dans le rapport et correspondent à des questions vitales. Or les plans de charge et de formation adoptés aujourd'hui laissent présager un risque de nouveau creux nucléaire, qui serait d'autant plus préjudiciable que le niveau de coopération européenne, occidentale ou avec des pays comme l'Inde est faible. Il

est peut-être paradoxal que ce soit nous qui évoquions cette question, mais je veux ici lancer une bouteille à la mer : le Rassemblement national ne s'opposera pas à une coopération européenne ou internationale en matière de nucléaire car ce sujet est trop important pour faire du nationalisme ou du chauvinisme « à deux balles ». Je regrette que la main que j'ai déjà tendue plusieurs fois n'ait pas été saisie.

Il reste deux grands sujets sur lesquels nous sommes en désaccord ou nous nous posons des questions.

Le premier concerne la fermeture de Fessenheim. Contrairement à ce que vous pouvez croire, je suis arrivé dans cette commission d'enquête en pensant que c'était trop tard. Les auditions ont plutôt contredit mon intuition : il est certes trop tard pour rouvrir la centrale pour cinquante ans, mais il est possible de s'en servir pour autre chose – d'en faire un laboratoire ou une centrale à hydrogène ou à chaleur, par exemple. J'en reviens au *spoil system* : l'affaire de Fessenheim laisse à voir une caricature de l'orgueil des grands corps et des décideurs publics qui refusent de reconnaître qu'ils se sont trompés, car l'État ne peut jamais se tromper ! Nous avons deux outils industriels de grande qualité, qui valent plusieurs milliards d'euros : les mettre à la poubelle alors que nous sommes dans le pétrin en matière de transition énergétique, c'est une responsabilité que je ne prendrais jamais et que personne ne devrait prendre.

S'agissant enfin de la cogénération, je ne comprends pas que cette technologie qui ouvre des perspectives considérables, notamment dans le tertiaire et le logement, ne soit pas davantage encouragée alors que les auditions sont plutôt allées dans ce sens. Le rapporteur lui-même a dit plusieurs fois publiquement, y compris dans l'hémicycle, qu'il ne s'agissait pas d'une impasse technologique. Il y a là une énorme filière à lancer, mais cela demande une fois de plus d'agir de manière transpartisane, en se fondant sur les faits et la raison.

Mme Julie Laernoès (Écolo-NUPES). J'ai peut-être lu le rapport trop rapidement, mais je n'y ai pas vu évoqué le sujet de la sous-traitance, ni dans la description des difficultés de la filière, ni dans les préconisations. Or cette question a été largement abordée lors des auditions.

M. Antoine Armand, rapporteur. Monsieur Tanguy, je réexaminerai la formulation des deux pages que vous avez évoquées.

Vous avez soulevé la question de la responsabilité des hauts fonctionnaires. Comme je le disais en introduction, je suis assez convaincu qu'il est important de laisser la responsabilité pleine et entière des décisions aux politiques. Cela implique de permettre à ces derniers de remplacer les fonctionnaires s'ils considèrent qu'ils ne sont pas en mesure de répondre à la commande politique. Il ne faut pas donner l'impression qu'il y aurait une sorte d'État qui générerait les choses à la place du politique ; si tel est le cas, c'est une faute des responsables politiques que de ne pas prendre les rênes.

J'ai bien pris note de vos remarques relatives à la cogénération.

Il est vrai qu'un certain nombre de personnes auditionnées ont parlé de l'Allemagne de manière assez virulente. Elles ont exprimé des procès d'intention qui sont peut-être justes, mais que je n'ai pas été en mesure d'étayer. J'ai donc appliqué un principe de prudence.

Messieurs Descoeur et Dubois, le débat sur l'hydroélectricité a été nourri. Mes recommandations n'épuisent pas le sujet. Une proposition de loi a été adoptée par le Sénat. Il convient de réfléchir non seulement sur le statut de cette énergie, mais également sur les capacités de production.

Mesdames Givernet, Meynier-Millefert, Pouzyreff, et Battistel, il est important de s'accorder sur le fait que ce sont des décisions successives qui ont entraîné la situation actuelle. C'est un impératif politique : nous nous en sortirions vraiment à peu de frais si nous faisons peser la culpabilité sur l'une ou l'autre majorité. Du reste, cela pourrait donner l'impression que nous dédouanons tous les autres responsables politiques, alors qu'en matière de sobriété, de nucléaire et d'énergies renouvelables, il est clair que chacun a malheureusement contribué à la situation actuelle – même s'il faut se garder des anachronismes. Je retiens l'idée d'un mix électrique et énergétique. Je mettrai les énergies renouvelables thermiques en avant dans la présentation du rapport.

Madame Battistel, la question de l'Arenh est largement traitée dans les différentes sous-parties de la deuxième partie du rapport. Je pourrai vous réorienter directement vers certains points précis.

Monsieur Laisney, il me semble que nous parlons de manière assez sévère et désagréable, au milieu de la deuxième partie du rapport, des questions de filières concernant EDF et Areva, mais il est vrai que ce sujet n'est pas remonté tout en haut de la liste des préconisations. J'ai cependant appris que vous aviez demandé la création d'une commission d'enquête à ce sujet : vous aurez donc tout loisir de vous pencher sur la question.

M. Maxime Laisney (LFI-NUPES). Il faudra appuyer notre demande pour qu'elle puisse aboutir !

M. Antoine Armand, rapporteur. Dans le cas d'espèce, je ne suis pas sûr qu'une affaire d'espionnage industriel ou un problème d'intelligence économique entre la France et la Chine ait un lien direct avec les capacités de production ou d'économies d'énergie de notre pays. La situation actuelle peut s'expliquer par bien d'autres raisons d'ordre industriel. Si j'ai décidé d'écarter ce sujet du rapport, ce n'est pas par idéologie, mais faute d'éléments ou de temps suffisant puisque la question a été abordée un peu tard lors des auditions.

J'ai critiqué l'instauration d'un moratoire sur le photovoltaïque, mais je n'ai pas voulu aller plus loin car aucun élément ne nous permet de dire que la courbe de développement des installations photovoltaïques s'est infléchie après ce moratoire de trois mois.

M. Maxime Laisney (LFI-NUPES). J'ai dit que j'étais d'accord avec vous à ce sujet.

M. Antoine Armand, rapporteur. Au temps pour moi.

L'une de nos recommandations consiste à demander à EDF une pleine transparence conciliable avec le secret commercial sur l'approvisionnement en uranium. Les débats à ce sujet ont été assez houleux, mais en réalité quelque peu éthérés car les sources existantes ne sont ni très fiables ni concordantes. Or nous avons besoin de données assez fiables pour débattre en toute transparence. Il en est de même, d'ailleurs, s'agissant de l'eau et de l'impact du dérèglement climatique sur le fonctionnement du parc nucléaire.

Madame Laernoes, la quasi-totalité des responsables du CEA ont été auditionnés sur le projet Jules-Horowitz, lequel est d'ailleurs évoqué dans presque tous les documents qu'ils nous ont transmis.

Seules deux ou trois personnes auditionnées ont parlé favorablement du multirecyclage en réacteurs à eau pressurisée (REP) – un sujet pourtant abordé par nombre de nos invités et dans une grande quantité de documents fournis par les anciens responsables du CEA. Vous pourrez constater que, dans mes conclusions et dans mes préconisations, je m'interroge quant aux arguments exprimés. Le multirecyclage et la quatrième génération ne sont pas du même ordre. On peut préférer l'un ou l'autre, mais il n'est pas exact de dire que le multirecyclage permet de préparer la quatrième génération.

Vous m'avez accusé d'avoir calqué les préconisations de la commission d'enquête sur les textes en cours d'examen. Nous avons pourtant commencé nos travaux trois mois avant l'adoption, en première lecture, du projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, tandis que nous les terminons après l'adoption du projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes. Nous avons étudié trente ans de politique énergétique ; le rapport comporte des propositions institutionnelles, des propositions de mix, des propositions industrielles, des propositions sur les compétences... Cette accusation me semble guidée par d'autres préoccupations.

Je ne répondrai pas à votre question relative aux contrevérités contenues dans ce rapport, puisque vous n'en avez mentionné aucune. Je suis évidemment prêt à retirer toute erreur, inexactitude ou mensonge. À ce stade, cependant, nous n'en avons pas détecté de très visibles !

M. le président Raphaël Schellenberger. Mes chers collègues, je tiens à vous préciser quelques points de procédure. Après le vote du rapport, notre rapporteur sera chargé de le déposer sur le bureau de la présidente de l'Assemblée nationale, ce qu'il fera certainement dans les prochaines heures ou demi-journées. Quelques corrections de forme doivent encore être effectuées, mais il n'y aura aucune modification de fond.

Une fois le rapport déposé, au plus tard six mois après la création de la commission d'enquête, le règlement de notre assemblée nous impose cinq jours francs de secret. Bien que le rapport ne comporte aucune information classifiée, il ne pourra donc être publié avant l'expiration de ce délai, qui pourrait intervenir autour du jeudi 6 avril à midi. Puisque tout s'est très bien passé depuis le début de nos travaux, je ne doute pas que nous saurons garder le silence sur ce rapport jusqu'à cette date.

Mme Marie-Noëlle Battistel (SOC). À quel moment pourrions-nous transmettre des contributions ?

M. le président Raphaël Schellenberger. Dès à présent, et jusqu'au 5 avril. Ces contributions, qui seront annexées au rapport, sont libres et peuvent prendre n'importe quel format.

M. Maxime Laisney (LFI-NUPES). La publication du rapport donnera-t-elle lieu à une conférence de presse ?

M. le président Raphaël Schellenberger. Nous essaierons d'en organiser un jeudi prochain, mais tout dépendra bien sûr de la date précise à laquelle le rapporteur déposera son rapport.

La commission adopte le rapport et autorise sa publication.

CONTRIBUTIONS DES GROUPES POLITIQUES ET DES DÉPUTÉS

CONTRIBUTION DE MME OLGA GIVERNET, VICE-PRÉSIDENTE DÉPUTÉE DU GROUPE RENAISSANCE

Contribution de la Députée Olga Givernet, vice-présidente

5 avril 2023

A titre préliminaire, je tiens à saluer la très bonne organisation des travaux de la commission d'enquête par son Président et son Rapporteur. Dans un temps limité, nous avons pu auditionner l'ensemble des principaux décideurs, politiques, scientifiques et industriels de la politique énergétique française des dernières décennies, ainsi que les experts et observateurs compétents. Le présent rapport s'appuie sur une synthèse et des analyses factuelles, méthodiques, rigoureuses et fouillées. Nul doute qu'il fera référence dans la détermination des politiques énergétiques à venir.

En complément, je tenais à formuler trois remarques.

1) La souveraineté énergétique française, victime d'un arrangement électoral

Si la France a eu peur de manquer d'électricité à l'hiver 2022, c'est d'abord à cause d'un coup politique. Préparant le quinquennat de François Hollande, l'accord électoral entre les socialistes et les écologistes de 2011 a acté la décision de brider puis d'abaisser la capacité de production nucléaire. Le contexte d'après-Fukushima a servi de prétexte à Europe Ecologie Les Verts pour raviver leur vieille antienne anti-nucléaire. Pour consolider une plateforme électorale incertaine, le parti socialiste a accepté une réduction de la part du nucléaire de 75% à 50% à horizon 2025, sans fondement scientifique ni logique économique.

Au début des années 2010, la France disposait d'un parc nucléaire unique au monde, hérité de la politique énergétique visionnaire engagée par Pierre Messmer en 1974 en réponse au premier choc pétrolier. Pendant des décennies, grâce au nucléaire, l'économie française a pu compter sur un approvisionnement en électricité fiable, décarboné et bon marché. Jusqu'à récemment, la France était la centrale électrique de l'Europe, affichant excédents et exportations. C'est une imposture politico-idéologique qui aura pour conséquence de dévitaliser cette filière d'excellence.

Il est avéré qu'à partir du moment où le processus a été initié, les effets concrets sur la production nationale et la satisfaction des besoins énergétiques des Français n'ont été ni analysés ni anticipés. La perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France est le résultat d'un « accord de coin de table », basé sur la prophétie d'une baisse à long terme des besoins en énergie sous format de décroissance.

Cette politique aveugle, inspirée de « pensée décroissante » a frappé en premier lieu la production d'électricité. Le dogme des 50% de nucléaire et de fermeture progressive de 24 réacteurs a constitué une entreprise de sabotage de l'outil français de production électrique.

Ces décisions politiques ont mis en péril le potentiel industriel de la France et affecté le pouvoir d'achat des Français.

2) Le développement du nucléaire nouvelle génération bridé par le doute et l'indécision

Face aux mutations technico-économiques et à l'impératif de décarbonation, les perspectives de réindustrialisation imposent une évaluation lucide de nos besoins. Le redressement productif devra s'appuyer d'abord sur une relance de l'énergie nucléaire. C'est l'un des grands défis de notre génération.

Pendant, le contraste est saisissant quand on compare la situation actuelle et la dynamique de construction des centrales nucléaires à partir des années 1950, plus encore dans les années 1970. Le manque d'anticipation politique, les doutes infondés sur l'avenir couplés à une dose d'indécision brident la volonté politique et la concrétisation industrielle.

L'adoption récente de la loi relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires ouvre des perspectives encourageantes, qu'il conviendra de confirmer avec la loi de programmation sur l'énergie et le climat au deuxième semestre 2023. Afin d'assurer la pérennisation de nos installations existantes, j'ai fait introduire dans la loi, au nom du groupe renaissance, une demande de compte-rendu du gouvernement au parlement en vue de l'extension des centrales nucléaires actuelles à 60 ans et plus.

Le rapport de notre commission d'enquête reprend cette disposition de prolongation dans le cadre d'une stratégie énergétique renouvelée, globale et durable, nationale et européenne.

3) Et demain, la sobriété : facteur clé de notre indépendance énergétique

Le nouveau paradigme énergétique doit également prendre en compte une trajectoire de sobriété, que le 6^e rapport du GIEC définit comme « un ensemble de mesures et de pratiques quotidiennes qui évitent la demande en énergie, matériaux, sol et eau tout en offrant à chacun une vie décente dans les limites planétaires » (rapport 2021 : « sobriété et justice climatique au cœur des solutions pour s'adapter face au dérèglement climatique »).

Le présent rapport mentionne utilement et à deux reprises l'objectif de sobriété énergétique. Il cite notamment le rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) sur "les implications en termes de recherche et d'innovation technologique de l'objectif de sobriété énergétique", attendu en juin 2023.

La France doit redresser sa capacité de produire. Elle doit aussi mieux réguler ses besoins énergétiques, en liaison avec nos partenaires européens. A cet effet, le pays doit optimiser l'utilisation des outils technologiques de pilotage de la consommation énergétique et infuser une culture de la sobriété. Avec les énergies renouvelables, le nucléaire nouvelle génération et la sobriété sont les piliers de notre souveraineté énergétique retrouvée.

**CONTRIBUTION DE MME MARJOLAINE MEYNIER-MILLEFERT,
DÉPUTÉE DU GROUPE RENAISSANCE**

**Contribution écrite de Marjolaine MEYNIER-MILLEFERT, Députée de l'Isère
*Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et
d'indépendance énergétique de la France***

Je souhaiterais en préambule saluer le travail fourni par le Président et le Rapporteur de cette commission et souligner le nombre d'auditions extrêmement fourni, ainsi que le travail de synthèse du rapporteur qui est d'une très grande qualité. Choisir, c'est renoncer, et sans doute que le rapport n'aura pas pu mettre en perspective l'ensemble de la richesse foisonnante de la matière brute récoltée au cours des heures et des mois d'auditions. Néanmoins, ce que le rapport aura cédé à l'exhaustivité il aura indéniablement gagné en clarté.

Je voudrais aussi redire que la possibilité de suivre les auditions en différé a été particulièrement appréciable, dans un contexte où l'activité des parlementaires était singulièrement saturée, y compris sur des textes de loi ayant trait justement à l'énergie. Mais également parce que ce format ouvert, traditionnel des commissions d'enquêtes, a permis en plus de capter, à juste titre, l'intérêt des citoyens et des médias qui en ont suivi régulièrement les avancées. Ils ont eux aussi, par leurs commentaires et leurs retours « hors camera », sur nos circonscriptions, finalement pris part aussi à ces travaux sur l'énergie. Cela souligne la volonté de participation citoyenne, s'il était encore besoin de la démontrer.

Cette commission d'enquête était partie du besoin d'exploration d'une sorte de présupposé présent dans les esprits à l'automne dernier, que la « perte de souveraineté énergétique française » serait intimement liée à des épisodes de

désamours politiques du nucléaire français au cours des décennies passées. Je veux saluer le travail d'investigation mené par le président et le rapporteur qui se sont attachés à retracer la chronologie de l'histoire plus ou moins heureuse du nucléaire français, et la série d'évènements qui ont conduit aujourd'hui à faire le constat paradoxal d'un grand savoir-faire et d'une dangereuse érosion des compétences actuellement. La rapidité avec laquelle la commission a écarté le mirage d'une « indépendance énergétique » voire d'une « autarcie énergétique » basée sur le nucléaire est à remarquer. En se concentrant sur la dimension de souveraineté, qui représente la capacité d'un Etat à agir sur son avenir, (et en ne succombant pas à la tentation d'établir les comptes politiques d'une série de responsabilités passées, fragmentées et diluées) les travaux de la commission permettent d'alimenter utilement les débats attendus de la stratégie énergie-climat française.

Dans ces travaux sur la souveraineté énergétique, je veux mettre en lumière que tout comme lors de la commission d'enquête sur les ENR dont j'avais été rapporteure, il n'est pas possible de limiter la question énergie à la simple question de la production électrique française. Le fait qu'on parte de l'état du nucléaire français pour aboutir dans les recommandations sur le besoin de maîtriser les consommations d'énergie (par la sobriété et l'efficacité énergétique) et de développer le « fond chaleur » tout comme mon propre rapport parti de la production des ENR électriques m'avait conduit à faire le même constat sur les économies d'énergie et sur les ENR thermiques, doit interpeller notamment au regard des budgets qu'on est prêt à déployer pour ces objectifs respectifs.

Le présent rapport souligne à juste titre les quelques 450 TWH annuels de consommation énergétique liée au résidentiel, on pourrait élargir aux 740 TWH annuels de consommation de l'ensemble du parc bâti français (tous usages confondus), pour rappeler que le parc nucléaire actuel génère au mieux de sa

production 350 TWH annuels environ. Cela pourrait faire penser que le premier « producteur d'énergie » potentiel français c'est en fait le secteur des bâtiments... Car en mettant en œuvre des travaux de rénovation il pourrait « rendre » à d'autres usages l'énergie qu'il consomme actuellement. De même il faut considérer que les besoins de chaleur en France sont le premier besoin énergétique. Avec 45% de l'énergie finale consommée et à 60% d'origine fossile, l'enjeu est bien en grande partie de répondre à ces besoins par des énergies décarbonées. Or, la manière dont les ENR thermiques sont sous-envisagées au profit des solutions électriques en France semblent être un facteur de la perte de souveraineté dénoncée aujourd'hui.

En effet, imaginons une autre commission d'enquête qui explorerait les choix français en matière d'efficacité énergétique depuis les années 70 et le dernier choc pétrolier... Cette commission découvrirait que nous avons mis en œuvre en France une réglementation thermique moins ambitieuse que d'autres pays (du fait peut-être de la disponibilité de l'énergie nucléaire ?). Selon le rapport du Haut conseil pour le climat sur la Rénovation nous avons en effet attendu 2012 pour mettre en œuvre les mêmes niveaux d'isolation que nos voisins européens avaient décidé de la faire dès les années 70. Quels seraient les niveaux de réinvestissement nécessaire pour l'état français dans la production électrique nationale si depuis bientôt 50 ans nous avons œuvré à réduire le besoin de consommation ? Quelle serait l'histoire énergétique française si comme en Suède on avait déployé de manière très volontariste des réseaux de chaleurs basés sur les ENR thermiques et la récupération de chaleur ? Quelle serait la situation sociale de notre pays avec ces besoins de chaleur aujourd'hui quasiment effacés de la facture des ménages ? Cette commission d'enquête pourrait identifier les mécanismes qui ont conduit dans les années 70 à penser qu'une production électrique massive et décarbonnée était préférable à la réduction du besoin, et peut-être que là aussi elle permettrait

de renvoyer quelques idées persistantes dans certains esprits au statut de mirages ou de dangereuses croyances.

Sans doute qu'une nouvelle commission d'enquête telle que celle-ci nourrirait elle aussi les travaux de la prochaine stratégie énergie-climat française !

Autre piste à explorer sans doute dans nos objectifs de souveraineté au moment où l'on passe de la croyance « d'un monde sans fin » à la prise de conscience « d'un monde fini » : le passage de la vision quasi unique des producteurs d'énergie à l'émergence de celle des gestionnaires d'énergie (qui ont la lourde tâche de redéployer l'énergie déjà disponible là où elle est le plus utile), le recentrage des réflexions de l'offre sur le besoin (avec une place entièrement nouvelle pour le rôle des consommateurs), la bascule enfin d'une vision de l'énergie centralisée puis distribuée vers l'idée d'une énergie produite et consommée localement... Autant de renversements que la crise énergétique actuelle permet d'explorer plus efficacement et sans doute plus audacieusement.

CONTRIBUTION DU GROUPE RASSEMBLEMENT NATIONAL

Contribution du Rassemblement National sur le rapport de la Commission d'enquête parlementaire sur les raisons de la perte d'indépendance et de souveraineté énergétiques

Attaché à l'intérêt général et au dépassement du sectarisme stérile, le groupe Rassemblement National a voté en faveur de la publication du présent rapport, fidèle en tout point à la qualité des travaux de notre commission.

Malgré les différences et oppositions qui persistent naturellement, nous partageons l'essentiel des analyses et recommandations établies par le rapport. Serait-ce que parce qu'elles valident l'esprit et souvent la lettre des diagnostics, des propositions et de la vision que nous défendons depuis vingt ans, réaffirmées lors de la dernière campagne présidentielle par Marine Le Pen avec notre projet complet « Marie Curie ».

Le vote favorable envers ce rapport vaut aussi soutien à une méthode de travail rigoureuse et rationnelle, fondée en faits et en raison. Le groupe Rassemblement National ne peut qu'espérer que cette éthique sera respectée pour la compréhension, la programmation et la mise en œuvre des grands projets scientifiques et industriels que notre pays doit mettre en place pour réussir la transition énergétique, recouvrer son indépendance et renouer avec la prospérité.

Ces types de programmes et d'infrastructures s'étalent sur plusieurs années voire décennies. Il est essentiel que les différentes forces politiques susceptibles un jour ou l'autre de gouverner, adoptent une méthode de travail transpartisane de ce type, fondée en faits et en raison, afin que la réussite soit assurée au-delà des alternances.

A ce titre, les six mois de travaux de la commission d'enquête ont permis de mener des travaux riches et approfondis. Les députés de l'ensemble des groupes politiques ont pu bénéficier d'une large liberté de parole sur le fond et la forme assurée par la présidence de Raphaël Schellenberger dont notre groupe veut saluer la haute tenue.

Le présent travail rendu par Antoine Armand reflète fidèlement les auditions et des débats, avec une grande rigueur intellectuelle mais aussi, il faut le dire, un vrai courage dans ses conclusions et recommandations contre la doxa de la majorité. Nous souhaitons aussi souligner la qualité de rédaction et des ressources intégrées

au rapport, qui permettent à tous de comprendre parfaitement les enjeux et d'accéder aux travaux parlementaires comme il se doit dans une démocratie.

La tenue remarquable de cette Commission d'enquête n'était pourtant pas garantie à l'origine. D'une part parce que rien n'indiquait, avec une configuration politique inédite et de fortes tensions idéologiques, que les commissions pourraient se tenir dans un tel esprit. D'autre part, parce que la réunion constitutive avait exclu le RN du bureau au profit de la NUPES. Ce choix était incompréhensible puisque nous sommes le premier parti d'opposition mais aussi la seule force qui n'a pas de responsabilité dans l'effondrement de la politique énergétique que ce rapport ne peut que constater, à l'image de tous les Français.

La première décision salubre, recommandée par les élus RN, a été de remonter les travaux de la Commission d'enquête jusqu'aux années 1990. Ce choix repose sur deux logiques. Tout d'abord, il s'agit d'éviter toute accusation de manipulation politique, en choisissant une date arbitraire comme 2012 qui excluait les responsabilités de l'UMP. Ensuite, le nucléaire est une industrie organisée en cycle long. Seul un bilan des trente dernières années correspondait à la réalité de la filière et à ses enjeux.

La deuxième décision salubre a été le large choix des auditions, recouvrant la quasi-totalité des experts, hauts-fonctionnaires, industriels et décideurs politiques des trente dernières années sur le politique énergétique. Certes, les enjeux sur les énergies fossiles et les économies d'énergie ont été moins traités que notre système électrique. C'est une tendance récurrente du débat politique français à laquelle nous n'avons pas échappé. Néanmoins, le travail du rapporteur rétablit un équilibre en montrant notamment que les gouvernements n'ont pas diminué depuis au moins 30 ans notre dépendance aux pétrole, gaz et fioul. Ils ont concentré les moyens publics et le débat démocratique sur une concurrence absurde et suicidaire entre les ENR électriques et le nucléaire au lieu de décarboner le logement, l'industrie et les transports.

Le groupe Rassemblement National regrette cependant les conditions de l'audition de Nicolas Sarkozy et de François Hollande qui, n'étant pas soumis au serment pour des raisons constitutionnelles au demeurant discutables, ont pu raconter ce que bon leur semblait, à la différence de l'ensemble des autres personnes auditionnées sous serment et responsables pénalement de leurs déclarations à la représentation nationale. Mieux n'aurait fallu aucune audition que ces interventions politiciennes.

I) Nos principales divergences avec le présent rapport :

Si nous avons voté pour le rapport, nous n'en partageons cependant par toutes les analyses et les recommandations. Voici les points essentiels, mais non exhaustifs de nos désaccords :

1) L'indépendance énergétique reste possible, souhaitable et même vitale.

Tout d'abord, nous n'estimons pas que l'indépendance énergétique soit un objectif illusoire ou inatteignable ; cet objectif est plus que jamais souhaitable alors que la guerre de la Russie contre l'Ukraine mais aussi la crise du Covid 19 ont frappé nos démocraties.

Le rapport confond l'indépendance avec l'autarcie. L'indépendance ne repose pas sur l'absence de toutes importations. A ce titre l'exemple du nucléaire ou de l'hydroélectricité est édifiant. Les matériaux nécessaires, en qualité et quantité, pour bâtir puis faire fonctionner ces centrales ne sont pas spécialement critiques. Par ailleurs, le développement de réacteurs de 4^{ème} génération aurait rendu depuis longtemps la France indépendante de toute importation de matière fissile.

Avec une filière nucléaire et hydroélectrique massive, la production d'électricité et d'hydrogène permettrait d'éliminer les importations de gaz et de pétrole, tout en exploitant les nouvelles formes de biocarburants ou d'autres technologies souveraines comme la géothermie et le stockage STEP.

En réalité, la France s'est arrêtée en cours d'acquisition de son indépendance énergétique. Si le programme nucléaire a permis de limiter drastiquement sa dépendance au fioul et au charbon pour l'électricité, notre pays n'a pas poursuivi le développement d'un parc nucléaire pour décarboner les usages des secteurs des transports, de l'industrie ou du logement. C'est intolérable puisque sur les dix dernières, ces importations ont coûté au moins 700 milliards d'euros aux Français !

La production massive d'électricité bas-carbone est aussi le moyen de relocaliser notre industrie, y compris une industrie d'extraction minière et de valorisation des manières premières, autant de moyens de favoriser notre indépendance stratégique générale.

A ce titre nous regrettons aussi le refus de développer l'exploitation de nos ressources possibles parallèlement à la décarbonation de notre économie. En effet, refuser d'exploiter ses ressources avec des technologies les plus durables tout en continuant à importer massivement des énergies fossiles coûteuses et exploitées dans des conditions pires qu'en France n'a strictement aucun sens autre qu'une posture politique.

2) La démocratie doit établir clairement des responsabilités pour avancer

Nous sommes en désaccord sur le refus d'établir des responsabilités politiques et même parfois personnelles liées aux décisions absurdes prises par les uns et les autres. En effet, loin d'être des erreurs de bonne foi, c'est en pleine conscience des limites et lacunes physiques, économiques, financières et même scientifiques que des décideurs ont choisi de sacrifier nos atouts et des programmes vitaux. Ainsi, la crédibilité affirmée de l'objectif de réduire à 50% la part du nucléaire dans le mix électrique était bel et bien une manipulation de campagne transformée en mensonge d'Etat, organisé par les socialistes puis la macronie avec le soutien d'un nombre conséquent de hauts-fonctionnaires et d'experts souvent auto-proclamés. On ne peut considérer que cette manigance relève du « bas de bol » hollandien.

A ce titre même s'il reconnaît que la relance de la filière nucléaire annoncée par le gouvernement reste à concrétiser, nous regrettons que le rapport minimise la responsabilité personnelle d'Emmanuel Macron dans le saccage de la filière nucléaire (vente d'Alstom à l'américain General Electric, poursuite des objectifs de 50% de nucléaire dans le mix électrique, etc.) aussi bien comme Ministre de l'Économie que comme Président de la République.

Le groupe Rassemblement National considère que la mise en place d'un « spoil system » à la française, à savoir la possibilité pour un gouvernement élu de remplacer les hauts-fonctionnaires et responsables publics majeurs, est le seul moyen de pour l'État d'être incarné par des gens à la fois compétents, responsables et efficaces.

3) Le gouvernement sous-estime la production électrique nécessaire à notre pays d'ici 2050 et fait des paris technologiques hasardeux.

Réussir la transition énergétique et relancer notre économie nécessite une réindustrialisation massive, bien loin des objectifs de 12 à 13% d'industrie dans le PIB en 2050 étudiés par RTE. Il faut au moins revenir à 20% d'industrie dans le PIB, ce qui implique une consommation massive d'électricité et d'hydrogène bas-carbone.

De la même manière, les objectifs de sobriété et d'efficacité énergétiques sont trop optimistes par rapport aux attentes crédibles. Surtout, qui peut le plus peut le moins ! On ne peut se permettre des vœux pieux contre le réchauffement climatique, mieux vaut donc prévoir trop d'électricité bas-carbone que pas assez, ce qui mènerait à une nouvelle catastrophe.

Cet optimisme infondé se constate aussi dans les « paris technologiques » faits pour conjuguer le développement massif des énergies intermittentes avec les besoins en énergie, notamment l'équilibre du réseau électrique. Ces paris technologiques ne sont fondés sur rien et mèneront au développement des centrales à gaz.

Au contraire, le rapport minimise des technologies innovantes dont la réussite est certaine, comme le développement massif de la cogénération nucléaire ou le développement maximal des STEPs.

De la même manière, refuser, pour des raisons administratives sans fondement technique, les propositions du RN pour relancer Fessenheim enfin d'en faire la première centrale capable d'aller à 60 ou 80 ans nous semble une posture stérile. Comment peut-on se permettre de ne pas utiliser un tel outil industriel face au défi énergétique monumental que nous affrontons.

- 4) La relance de la filière nucléaire et hydroélectrique est très incertaine dans les conditions actuelles prévues par le gouvernement et Emmanuel Macron.

L'essentiel des craintes du Rassemblement repose sur le peu de réacteurs nucléaires prévus (6 à 14 en 30 ans, contre 20 à 30 pour le groupe RN) et la crainte d'un nouveau « creux nucléaire » entraînant des pertes de compétences. Nous déplorons également le manque d'ambition pour l'hydroélectricité, la 4ème génération de réacteurs nucléaires ou encore des technologies de rupture comme la cogénération nucléaire ou l'hydrogène.

Le groupe Rassemblement estime que le calendrier et les moyens ne correspondent pas à la relance d'une vraie filière nucléaire, qui devrait être assurée par un plan de charge au moins comparable au plan Messmer.

Par ailleurs, le choix de ne pas lancer d'EPR 1 dès maintenant sur la base des acquis britanniques dans l'attente de la validation du design de l'EPR 2 nous semble incompréhensible et dangereux.

Enfin, il semble évident que pour réussir une vraie relance nucléaire, la coopération à la carte avec nos partenaires européens à travers Euratom est essentielle, voire d'autres puissances comme les Etats-Unis ou la Corée du sud, cette liste étant non-exhaustive.

- 5) Une fiscalité énergétique injuste et inefficace

Le RN regrette que l'efficacité de la politique fiscale frappant les énergies fossiles, présentées depuis des décennies et en particulier depuis 2014 comme un moyen

de baisser notre dépendance aux énergies fossiles n'ait pas été interrogée par d'autres commissaires que nos propres membres.

L'absence de réponse de la Première Ministre Elisabeth Borne en dit long sur l'escroquerie d'une telle fiscalité, qui ne vise qu'à lever des impôts sur les classes populaires et moyennes sans aucun effet autre que des sacrifices et des pénuries.

II) Le bilan et la vision du groupe Rassemblement National sur la souveraineté énergétique française.

- *L'incompétence de l'ensemble des gouvernements depuis 20 ans et les erreurs d'Emmanuel Macron ont mis la production électrique en forte tension, fait exploser la facture et affaibli le modèle EDF.*
- *Des investissements massifs et urgents s'imposent car les besoins liés à l'électrification nécessaire à la transition écologique et la réindustrialisation de la France n'ont pas été anticipés ou ont été sous-estimés.*
- *L'ensemble des scénarios anticipant la consommation de 2050 misent sur des performances d'efficacité énergétiques sympathiques mais peu rationnelles.*
- *Le plan annoncé par Emmanuel Macron à Belfort est moins une relance du nucléaire qu'un gigantesque plan pour les énergies intermittentes.*
- *Il vise à baisser la consommation d'énergie totale de la France de 40% tout en augmentant la production d'électricité de 55% tout en cessant toute promesse de réindustrialisation.*
- *Il prévoit encore d'abaisser dans les faits le nucléaire à 50% du mix électrique en 2050, avec 50% de renouvelable, entraînant la multiplication par 2 des éoliennes sur terre, par 10 des panneaux solaires et l'installation de 50 parcs éoliens en mer.*
- *Ce projet repose aussi sur la construction de 6 à 14 réacteurs EPR2 entre 2035 et 2050, et de quelques SMR, nombre insuffisant pour une vraie filière.*
- *Le mix 50% nucléaire/40% ENRi arrivera inévitablement à une utilisation du gaz.*

- *Le plan nucléaire du RN anticipe des besoins bien plus grands en électricité, notamment pour réindustrialiser la France et repose sur 3 piliers :*
 - *Renforcer le parc nucléaire historique : EDF redeviendra un monopole naturel avec des prix régulés, la disponibilité des centrales sera améliorée, le parc prolongé à 60 ans, Fessenheim sera réouverte avec un objectif d'exploitation de 80 ans.*
 - *Développer les ENR hydroélectrique, géothermiques et accélérer « la révolution hydrogène vert » ainsi que la cogénération nucléaire et les STEPs.*
 - *Lancer un plan « Messmer II », qui sera nommé « Marie Curie » capable de renouveler notre parc nucléaire, augmenter sa puissance et sa sûreté.*

A) Pourquoi l'énergie est aussi un choix de civilisation ?

Le débat public limite généralement cet enjeu aux sujets régaliens, économiques et éducatifs. Naturellement, ces questions sont majeures dans l'avenir que les Français vont choisir mais les problématiques énergétiques et, d'une manière générale, les grands choix technologiques que nous ferons, sont tout autant fondamentaux

L'énergie est le cœur battant de notre économie et des sociétés humaines. Toute l'aventure humaine est une quête sans cesse renouvelée pour la maîtrise des ressources naturelles et des lois de la physique qui lui permettent de prospérer.

De la maîtrise du feu à la domestication des animaux, de l'invention des moulins à celle des machines à vapeur, de l'utilisation du pétrole jusqu'au miracle de l'électricité, de la conquête de la fission atomique jusqu'à celle de la fusion, l'humanité n'a fait et ne fera qu'étendre la puissance énergétique dont elle dispose pour vivre mieux.

L'ensemble des révolutions productives de l'humanité, des plus anciennes aux plus contemporaines, sont toutes fondées sur la maîtrise d'une ou plusieurs formes d'énergie nouvelle. Ces acquis technologiques se sont cumulés bien plus qu'ils ne se sont remplacés les uns aux autres pour une raison simple : l'humanité a toujours besoin de plus d'énergie pour améliorer ses conditions de vie, soulager la dureté du travail, conquérir de nouveaux territoires, y compris désormais, la mer et l'espace.

Les perspectives énergétiques dictent le modèle de société et nos modes de vie bien plus que l'inverse. Cantonnée au bois, aux forces du vent, de l'eau et du soleil, l'humanité n'a connu quasiment aucune croissance économique pendant des millénaires. Maîtrisant le charbon, le pétrole, le gaz puis l'atome, la prospérité a transformé nos civilisations de fond en comble, bouleversant nos fondements anthropologiques jusqu'à donner l'illusion d'un monde infini, sans limite de ressources.

Alors que l'humanité a vécu la quasi-totalité de son histoire dans la privation, les sacrifices et les contraintes, une partie toujours plus importante d'entre elle a connu l'ivresse de la croissance économique même si les richesses étaient très injustement réparties, le mérite et le travail étant rarement récompensés à leur juste place.

Abondantes pendant quelques décennies, l'énergie et les ressources naturelles semblent à nouveau restreintes. Quand apparaissent les pénuries, les injustices éclatent au grand jour au sein des peuples et les tensions entre les Etats se multiplient pour le contrôle des richesses.

B) L'exception nucléaire française, un miracle industriel, économique et écologique qui a été gâché

Le choix du modèle énergétique est un choix de société. Bien de première nécessité par essence, souvent proche de ce que même les libéraux identifient comme un « monopole naturel », l'énergie n'est pas une richesse comme une autre. Elle conditionne l'accès à une nourriture saine, à un logement digne, à la liberté de se déplacer.

Le choix du modèle énergétique conditionne aussi notre rapport au monde. Les ressources naturelles ne sont pas réparties équitablement sur Terre. Plus elles seront rares, plus elles seront âprement disputées. Choisir la dépendance comme l'ont fait les gouvernements français depuis 30 ans au mépris de l'héritage du Général de Gaulle nous a mis dans une impasse, entraînant une facture énergétique que les Français paient de plus en plus lourdement.

En 1972, le Club de Rome établit un rapport très clair, fondé sur la raison et le bon sens : la croissance miraculeuse qu'a connue l'Occident après la Seconde Guerre mondiale, fondée sur les énergies fossiles, l'exploitation intensive des ressources et une explosion démographique mondiale irraisonnée, nous mènera d'une manière ou d'une autre à une catastrophe.

Les crises pétrolières qui suivirent donnèrent du crédit à leur analyse : l'énergie fossile à bas coût était une illusion économique tandis que les problèmes

environnementaux notamment la pollution atmosphérique, devenaient des évidences incontestables.

Particulièrement conscient de la dépendance de la France aux ressources fossiles et aux matières premières, le Général De Gaulle avait déjà perçu avant les crises pétrolières que la France devait produire sa propre énergie et, dans la mesure du possible, un maximum de ses ressources stratégiques.

La France se lance donc dans la maîtrise de l'atome civil puis engage le plus grand programme nucléaire possible par rapport à sa taille. 58 réacteurs sont construits en seulement 30 ans, à partir de filières industrielles naissantes. Jusqu'à 3, 4, 6 et même 8 réacteurs seront livrés par an !

Avec le succès de ce « plan Messmer », la France invente la première « croissance verte » : la France s'enrichit en produisant 75% de son électricité avec le nucléaire, 15% avec l'hydroélectricité, soit 90% de son énergie sans émission de gaz à effet de serre ni pollution atmosphérique. Dotée de la meilleure filière intégrée au monde, du combustible au retraitement, notre pays a conquis une énergie très compétitive pour son économie et ses habitants.

La France prend alors la tête d'une véritable révolution énergétique : dans un gramme d'uranium, il y a autant d'énergie que dans une tonne de pétrole. Les perspectives d'innovation sont considérables, ouvrant des horizons d'une énergie abondante en limitant les risques et les déchets.

La révolution technologique et anthropologique repose dans l'équation du nucléaire : avec un minimum d'espace occupé, de ressources consommées et de déchets produits, on obtient une énergie maximale.

Pourtant, au lieu de préparer l'avenir, de garantir durablement une prospérité chèrement acquise tout en résolvant les problèmes de pollution sur la santé et l'environnement, les gouvernements français n'ont vu dans le nucléaire qu'une rente qu'ils vont gaspiller pour toutes les lubies politiciennes possibles : clientélisme, fédéralisme européen, accords électoraux, impasse des énergies renouvelables intermittentes (ENRi)...

Ce dernier point est sans doute le plus représentatif des conséquences tragiques de l'incompétence politique et du poids des lobbies. A partir de 2007, la France a massivement subventionné le développement des éoliennes sur terre, des panneaux solaires puis, dès 2011, des éoliennes en mer.

Ces énergies peuvent aider des pays ne disposant pas de compétences nucléaires mais pour la France, c'est une absurdité ! Le nucléaire est déjà une électricité bas-

carbone et sans pollution atmosphérique mais qui produit en plus une énergie massive et pilotable. Au contraire, les ENRi, soumis aux caprices de la météo, sont incapables d'alimenter une économie développée sans le recours à des centrales à charbon et à gaz qui compensent leurs défaillances.

Le développement massif des ENRi n'a servi à rien sinon à désorganiser le modèle français et européen, à accroître notre dépendance aux centrales à gaz/charbon. Ces centrales occupent un espace considérable, massacrant les paysages, ruinant la valeur foncière des habitations, polluant les sols.

L'argent gaspillé dans les ENRi n'a pas été dépensé dans le nucléaire d'avenir. Les filières d'innovation ont été abandonnées ou ralenties, les investissements sont devenus rares et puis, finalement, plus aucun réacteur ou presque, n'est construit depuis 30 ans à part une tête de série dont les déboires illustrent l'ampleur des pertes de compétences de la France.

Cette gabegie a fragilisé le fleuron national qu'était EDF. Pour satisfaire les traités européens absurdes, l'entreprise a été démantelée et spoliée de 25% de sa production nucléaire vendues à prix coûtant à ses concurrents sans aucun effet bénéfique pour le consommateur, les prix ayant augmenté en moyenne de plus de 50% depuis dix ans !

C) Les choix d'Emmanuel Macron mènent la France dans l'impasse

L'hiver 2022 marque une rupture pour le marché électrique : la rente nucléaire ne peut plus cacher les erreurs de la France et de l'Europe depuis 30 ans. Les prix de toutes les énergies explosent, en particulier l'électricité. Le gouvernement, une fois encore, utilise EDF et le parc nucléaire comme une victime expiatoire et une variable d'ajustement électoral.

Alors que le mix français est très peu exposé au cours du marché du gaz ou du charbon, l'inclusion de notre pays dans le marché européen nous a privé de notre souveraineté énergétique. Quand le gaz explose en Europe, la France paie plein pot alors qu'elle n'en consomme presque pas pour son électricité.

Caricature de tous les maux qui ont frappé le nucléaire français, Emmanuel Macron a joué un rôle considérable dans l'affaiblissement du nucléaire français. Secrétaire Général Adjoint de l'Elysée puis Ministre, il coorganise le démantèlement d'Alstom, ferme la centrale de Fessenheim, reste passif face aux difficultés du chantier de Flamanville, voit la disponibilité des centrales se dégrader comme jamais.

Il a handicapé l'avenir en ne finançant véritablement aucun programme d'avenir et pire, en fermant le projet Astrid de réacteur de nouvelle génération... qu'il souhaite désormais relancer !

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (2019-2028) qu'il a fait voter au Parlement pour la France acte la baisse de la part du nucléaire dans le Mix électrique à 50%. Le 27 novembre 2018, Emmanuel Macron annonce la fermeture de 12 réacteurs en plus de Fessenheim avant 2035. Cette baisse est censée être compensée par le développement massif des éoliennes sur terre et en mer ainsi que des panneaux solaires.

Aucun de ces deux objectifs n'a jamais eu la moindre crédibilité et cinq précieuses années furent perdues pour construire le futur énergétique de la France, améliorer le pouvoir d'achat des ménages et réussir la transition écologique. Il est désormais établi qu'il s'agissait au mieux d'incompétence ou pire d'un mensonge d'État.

A Belfort, Emmanuel Macron a présenté sa nouvelle politique énergétique. Cette dernière consiste essentiellement à reprendre les conclusions du rapport « Futurs énergétiques » de RTE. Si cette entreprise dispose d'une expertise incontestable, elle reste aux ordres du gouvernement et s'est souvent trompée.

Ainsi, c'est RTE qui, durant deux décennies, a prétendu que la France n'aurait pas besoin de produire plus d'électricité uniquement parce que les gouvernements ne souhaitaient pas réaliser les investissements nécessaires et compter sur la désindustrialisation française.

Tout d'abord, Emmanuel Macron considère que la France doit baisser sa consommation d'énergie totale de plus de 40% tout en augmentant la production électrique de 50%.

Autrement dit, il s'agit d'un plan de sobriété énergétique doublé d'un plan d'électrification massif de la France. Le défi est monumental car jamais depuis le début de l'Histoire, une société qui baisse de 40% sa consommation d'énergie a réussi à produire plus de richesses.

A ce titre, Emmanuel Macron acte la non-réindustrialisation de la France avec ce plan énergétique. Le rapport RTE est très clair, son scénario n'est possible qu'avec une industrie qui reste à 10% du PIB ! Pour passer à 12-13% d'industrie en 2050, il faudrait augmenter la production électrique de 16.5%.

Pour électrifier la France, Emmanuel Macron fait le choix de prolonger au maximum le parc nucléaire actuel, puis lancer la construction de seulement 6 à 14 EPR d'ici 2050, renforcés par des SMR dont on ignore le nombre. Au final,

l'objectif serait d'avoir 50% de nucléaire en 2050 avec une puissance installée plus faible qu'aujourd'hui. Il s'agit donc d'un lourd recul du nucléaire en France.

6 à 14 EPR en 30 ans sont par ailleurs insuffisants pour recréer une vraie filière. On assiste en réalité à un saupoudrage d'argent public sur pas moins de 6 filières électriques, ce qui mènera évidemment la France à n'en maîtriser aucune ! D'ailleurs, Emmanuel Macron fait le choix de lancer un programme EPR2 dont le design n'est pas achevé et qui ne sera opérationnel qu'en 2035 minimum, et sans doute plutôt 2037 !

Autrement dit, Emmanuel Macron n'assumera jamais le moindre suivi de son plan énergétique. Il veut investir dans 23 à 27GW de nouveau nucléaire contre... 180 GW d'énergie intermittentes : doublement des éoliennes terrestres, 50 parcs d'éoliennes ne mer et multiplication par 10 des panneaux solaires... soit une hausse de 15 à 30% de la facture hors inflation pour les Français.

Ce mix énergétique fonctionne sur le papier mais pas en réalité. Une société industrielle ne peut avoir 40% de son mix électrique qui s'arrête dans une nuit d'hiver où il n'y aurait ni vent, ni soleil. Emmanuel Macron fait le pari de « révolution » technologique dans le stockage de l'électricité mais rien ne prouve que cela sera atteignable avec un coût écologique et financier acceptable.

En réalité, le plan d'Emmanuel Macron conduira à développer des centrales à gaz.

D) Les défis énergétiques à relever selon le RN

La France se trouve aujourd'hui face à au moins quatre défis qui vont imposer d'augmenter considérablement la production d'électricité dans des délais bien plus serrés qu'avaient promis les gouvernements depuis les années 1990 :

- 1) Protéger le pouvoir d'achat des Français et la compétitivité de nos entreprises de la crise des énergies fossiles que nous traversons depuis septembre 2021, qui sera soit durable, soit récurrente. Seule une politique de souveraineté et d'autonomie maximale peut nous préserver.
- 2) La réindustrialisation de la France est une priorité pour contrer le déclin économique et l'appauvrissement des Français. Ramener les 10 points de PIB industriel que nous avons perdus en 30 ans demandera aussi une électricité massive. Par ailleurs, les importations représentant 50% de nos émissions de gaz à effet de serre. Réindustrialiser, c'est sauver le climat.

3) Afin de respecter le Traité de Paris, il faut électrifier notre économie. L'objectif de neutralité carbone est noble mais il implique des choix lourds qui n'ont strictement jamais été débattus par les Français. Le « modèle allemand » fondé sur les ENRi a été un « crash test » et un fiasco. 500 milliards d'euros pour polluer 7 fois plus que la France !

4) Le vieillissement du parc nucléaire français commence à poser de sérieux problèmes. Certes, le plan de « Grand Carénage » va permettre de prolonger de 10 à 20 ans la durée de vie du parc mais il faut maintenant choisir : repart-on dans un nouveau parc nucléaire ou change-t-on de modèle ? Le choix s'impose.

Nous avons choisi : l'énergie nucléaire, alliée de nos barrages hydro-électriques, a fait ses preuves.

Pour être indépendant, pour offrir un niveau de vie digne à nos habitants, pour respecter l'environnement tout en renouant avec la prospérité, il faut lancer un grand plan de production nucléaire : réussir un « Messmer 2 », l'équivalent en nombre de réacteurs produits de ce qu'a réussi la France mais avec des réacteurs bien plus puissants.

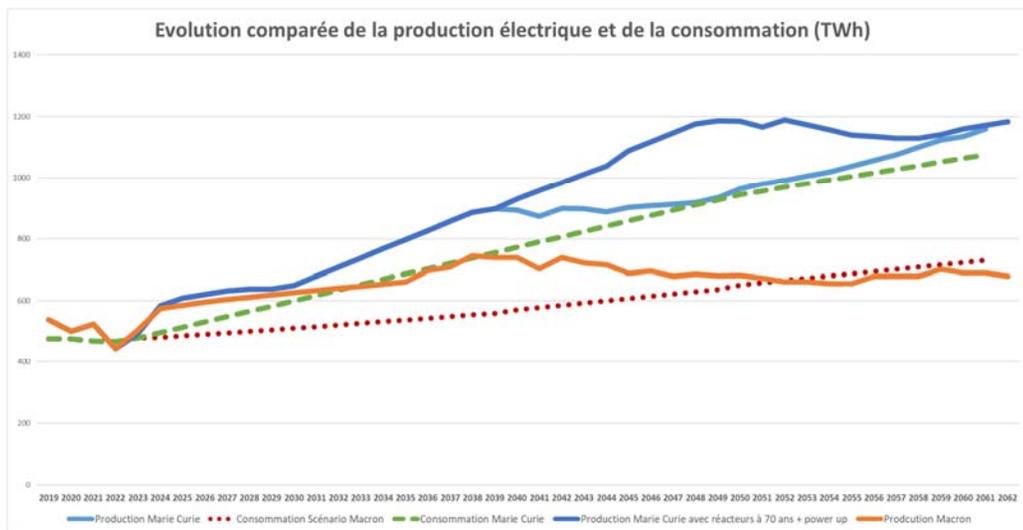
E) Seul un plan Messmer 2 peut sauver la filière nucléaire française et garantir la prospérité durable de la France.

Sur ce graphique, deux courbes en pointillés représentent les hausses de consommation d'électricité qui seront créées par l'électrification des usages, le progrès technologique, la réindustrialisation et la révolution hydrogène.

En rouge, une courbe modélise la tendance haussière de la consommation engendrée par le programme du RN. En orange, le scénario central du gouvernement.

La courbe verte modélise la puissance nucléaire qui sera opérationnelle avec le plan Messmer II. On remarque que tous les autres scénarios illustrés par les autres courbes, y compris le plan de relance « massive » d'Emmanuel Macron (courbe bleue) retardent l'effondrement du parc nucléaire mais ne l'empêchent pas : les ENRi sont censés combler l'écart, ce qui est en fait impossible.

Les besoins en énergie vont être si considérables que même avec un plan Messmer 2, la production électrique passera tout juste l'épreuve de la fermeture du parc historique au bout de 60 ans.



F) Les causes structurelles de l'affaiblissement du nucléaire français et comment y remédier

Alors que le nucléaire français produisait environ 75% de l'électricité française avec 400 à 430 térawattheures/an dans les années 2000, la production du parc s'est régulièrement dégradée, tombant à moins de 70% du mix en 2020.

En 2022, cette production va chuter à 295-315 TWh, soit -25% en 15 ans.

Cet hiver, jusqu'à 15 réacteurs sur 56 étaient à l'arrêt ; 5 le sont encore. 6 autres réacteurs vont être arrêtés pour des contrôles, dont 3 n'étaient pas prévus.

Les raisons de l'affaiblissement sont les conséquences directes ou indirectes de la baisse considérable des investissements structurels dans la filière depuis les années 1990 au profit de l'impasse du développement des énergies intermittentes, éoliennes et photovoltaïque.

Le sous-investissement structurel dans la filière nucléaire au profit des ENRi

La dégradation du parc nucléaire est connue depuis le gouvernement Fillon qui a sous-estimé les conséquences du vieillissement des centrales, pensé que la France aurait besoin de moins d'électricité et choisi d'investir dans les énergies éoliennes et solaires.

Un choix suicidaire : les énergies renouvelables intermittentes et chères sont incapables de remplacer la production nucléaire, stable et pilotable.

A titre de comparaison, le parc nucléaire actuel a coûté 80 à 100 milliards d'euros pour fournir jusqu'à 75% de l'électricité française jusqu'en 2005.

Au contraire, depuis les années 2000, plus de 150 milliards ont été dépensés pour les éoliennes et le solaire, pour moins 7 à 8% de la production électrique.

Le déclin organisé de la filière industrielle et professionnelle du nucléaire

Depuis 30 ans, la filière professionnelle a été affaiblie : trop peu d'ouvriers et d'ingénieurs ont été formés, le recours à des prestataires et des sous-traitants en cascade est trop important, la bureaucratie paralysante a envahi le secteur comme toute l'économie française. Sur l'EPR de Flamanville 3, un nombre considérable d'opérations de soudure a été réalisé par des opérateurs étrangers, faute de compétences françaises.

L'Autorité de Sureté Nucléaire et le ministère de l'Industrie ont régulièrement lancé des signaux d'alerte sur les pertes de compétences techniques : en vain.

Les grandes entreprises du secteur, véritables fleurons industriels, ont été saccagées, pillées ou tout simplement vendues :

- Areva, coqueluche des années 2000, a été ruinée suite à des querelles ridicules, des fautes de gestions et des gouvernements de tutelle. Finalement découpée en morceaux et sauvée par EDF, l'entreprise est devenue Orano, recentrée sur le combustible.
- Alstom Energie, vendue à General Electric, dont les turbines Arabelle sont finalement rachetées par EDF sur ordre d'E. Macron ce 10 février 2022.
- D'autres branches industrielles sont dispersées, sans réelle unité opérationnelle et stratégique de la filière.

L'affaiblissement volontaire et le démantèlement d'EDF

La création du marché européen de l'électricité est l'enfant monstrueux de l'obsession de Bruxelles pour la concurrence pure et parfaite, y compris contre les théories libérales reconnaissant que l'électricité est un « monopole naturel ».

Alors qu'EDF avait un modèle intégré qui fonctionnait parfaitement, les dirigeants français ont appliqué les directives de Bruxelles en démantelant EDF, lui retirant la gestion des réseaux avec RTE et Enedis, transformées artificiellement en entités indépendantes.

Pour créer une concurrence qui n'existait pas, EDF a été obligé de vendre 100 TWh de sa production électrique, soit entre 25 et 33% de sa production nucléaire, à prix coutant, sinon à perte, à des entreprises privées qui le revendent ensuite. C'est ce qu'on appelle l'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique).

Les pertes engendrées par ce pillage n'ont jamais été chiffrés, à notre connaissance, par les autorités publiques. A titre indicatif, nous estimions les pertes entre 15 et 30 milliards d'euros pour EDF depuis 2011 avant la

commission, nous avons sans doute sous-estimé le scandale. Il est temps d'établir les faits.

Ce pillage de bien public ne devait avoir qu'un temps, mais les entreprises privées n'ont finalement investi dans leurs propres centrales qu'à de très rares exceptions.

Par ailleurs, EDF a été pleinement intégré au réseau électrique européen. Alors que notre mix électrique est décarboné à 93%, celui de l'Europe est très dépendant du charbon et du gaz. Ainsi, quand les prix explosent, la France, qui devrait être protégée, doit payer plein pot pour les Européens !

Un « creux » nucléaire démontrant une absence de vision

Persuadés que la France n'aurait pas besoin de plus d'électricité au sein d'une « mondialisation heureuse » actant une économie sans usine et équipée d'ENRi, les gouvernements ont stoppé tout grand programme de constructions de centrales après Chooz et Civeaux à la fin des années 1990.

Sans commandes durables, les compétences et les techniques des sous-traitants industriels n'ont pas été préservées après la fin du plan Messmer.

En 2007, un seul EPR est lancé comme une tête de série mais la suite de la série n'est jamais venue. Pourtant, l'expérience dictait qu'il fallait construire les réacteurs par paire pour gagner en économies d'échelle.

Comment relancer une filière industrielle avec un seul chantier isolé ? Quel jeune ingénieur, quel soudeur voudrait se spécialiser dans un domaine sans perspective de long terme ?

En réalité, les gouvernements ont volontairement créé un « creux nucléaire » qui aurait pu être une tombe alors que la Chine construit plusieurs réacteurs par an... La production électrique nucléaire chinoise a d'ailleurs dépassé la France en 2020, tout comme la maîtrise de nouvelles technologies.

Les conséquences des énergies renouvelables intermittentes.

Les éoliennes et les panneaux solaires produisent une énergie selon les caprices de la météo, sans aucun rapport avec les besoins en temps réels de l'économie. Les pays européens et la France ont décidé de donner la priorité d'accès au réseau à l'électricité produite par ces centrales.

Autrement dit, c'est au nucléaire de s'ajuster à la production des ENRi. Cette modulation permanente oblige les centrales à ne pas être pleinement utilisées, faisant baisser leur facteur de charge et entraînant une dégradation constante de la rentabilité des installations.

Le retard affligeant de l'EPR de Flamanville

Les retards intolérables de l'EPR de Flamanville ne sont pas dus à la technologie nucléaire mais à la perte de compétences de la France, conséquences de la désindustrialisation et aux lacunes de suivi du dossier par les gouvernements.

En Chine, deux EPR ont été construits et livrés en moins de dix ans.

En France, les retards et les surcoûts s'enchaînent mais personne n'est jamais responsable de rien. Emmanuel Macron a subi les énièmes retards de ce chantier sans jamais prendre la moindre initiative.

G) Les décisions irresponsables et contradictoires d'Emmanuel Macron sur la filière nucléaire.

Une responsabilité directe dans le pillage d'Alstom

Selon la Commission d'Enquête parlementaire sur la vente d'Alstom, Emmanuel Macron, Secrétaire général adjoint de la Présidence de la République, a commandé dès 2012 un rapport secret au cabinet de conseil américain AT Kearney via l'Agence des Participations de l'État afin d'envisager la cession des activités d'Alstom à un groupe étranger, en particulier General Electric (GE).

Après avoir bataillé contre Arnaud Montebourg pour finalement le remplacer à Bercy, Emmanuel Macron signe le 5 novembre 2014 l'accord de vente des activités « Energie » d'Alstom à General Electric, incluant notamment les turbines nucléaire Arabelle. Ces dernières sont rachetées par EDF en 2022 au double de leur prix de vente !

Sur l'ensemble du groupe Alstom Energie, cette prise de contrôle détruira 4000 emplois, du chantage pour renchérir les contrats d'entretien des centrales françaises, le transfert de carnets de commandes et de technologie. Le magazine Challenge a aussi révélé des pertes de compétence technique assez graves, ayant eu des conséquences sur la qualité des machines livrées.

La fermeture irresponsable de Fessenheim

En 2020, Emmanuel Macron acte la fermeture de Fessenheim et retire 12 TWh de production d'électricité nucléaire par an. Il ne s'agit que d'une décision issue d'un accord électoral entre le Parti Socialiste et les Verts en 2012 sans aucun fondement rationnel.

Elle était doublement irresponsable : non seulement les deux réacteurs fonctionnaient parfaitement mais la loi prévoyait d'attendre la mise en service de l'EPR de Flamanville pour éviter des tensions d'alimentation.

Un rapport parlementaire de 2021 confirme que la fermeture était politique et qu'elle était injustifiable financièrement et techniquement.

Cinq ans de perdus pour investir dans la relance du nucléaire

Emmanuel Macron soutient la fermeture de 12 réacteurs après Fessenheim et l'abaissement dès 2035 de la part du nucléaire à 50% du mix électrique.

Une telle annonce a profondément démoralisé la filière nucléaire, aggravant le sous-investissement, le manque de formations adéquates et les pertes de vocation des jeunes.

Il a aussi arrêté le projet ASTRID, qui avait pourtant déjà engagé des centaines de millions d'euros d'investissements pour réaliser un prototype de réacteur de génération 4 capable de réutiliser une partie des déchets nucléaires actuels mais aussi d'utiliser de nouvelles ressources d'uranium plus abondantes.

La chute de la production nucléaire en plein hiver démontre que le gouvernement n'est même pas capable d'organiser un planning.

Beaucoup de réacteurs connaissent des arrêts prolongés pour le programme de mise aux normes et de renouvellement de matériel, le « Grand Carénage » (2014-2025) qui doit prolonger la durée d'exploitation de 40 à 60 ans.

Les réacteurs subissent aussi des arrêts pour des visites décennales, ou des rechargements de combustible.

Cet hiver, des problèmes techniques « inopinés » ont aussi été repérés sur les 4 plus gros réacteurs français... Ce qui conduit EDF à arrêter d'autres réacteurs pour les inspecter.

Comme le gouvernement n'a plus aucune marge de manœuvre, tout arrêt est dramatique, sans compter sur les effets du Covid, qu'il n'a pas anticipé sur l'entretien des centrales.

H) Les besoins considérables en électricité de la France au 21^{ème} siècle contredisent les absurdités du gouvernement.

Les erreurs ahurissantes du « consensus des experts ».

Jusqu'à une période très récente, le consensus des pseudo-experts ayant voix au chapitre dans les décisions prises par la France, y compris les experts de RTE, avait estimé que la consommation électrique de notre pays serait stable dans les années 2000 puis à la baisse.

Il serait trop long d'exposer l'ensemble des raisons de ce fiasco mais l'essentiel est lié à la croyance irrationnelle dans les vertus de la mondialisation, des contrechocs pétroliers et de la construction européenne. La désindustrialisation profonde de la France a diminué les besoins en électricité tout en appauvrissant notre économie.

Les dirigeants n'ont pas anticipé l'électrification des usages liées à la révolution numérique, la transition climatique. Ils n'ont jamais préparé la moindre possibilité de réindustrialisation et ignoré l'inévitable sortie des énergies fossiles.

Le gouvernement continue à se fourvoyer sur les besoins réels en électricité à atteindre pour les 50 prochaines années.

Le rapport de RTE « Futurs Energétiques », semble désormais être la référence du gouvernement, prévoit une baisse de la consommation totale d'énergie en France (électricité, carburants, fioul, gaz, autres) de 1600 TWh à 930 TWh, soit une énorme baisse de 42% d'ici 2050.

En revanche, le rapport prévoit la hausse de la production d'électricité, qui passerait de 475 TWh en 2019 à 645 TWh en 2050, soit un passage de 29% à 55% de l'électricité dans l'énergie finale consommée en France.

Ce scénario est en réalité très optimiste sur les économies d'énergie que la société est capable de réaliser, notamment dans le logement, le transport et le tertiaire. RTE ne prévoit pas non plus de réindustrialisation de l'économie française, avec une part constante de 10% du PIB issu des activités manufacturières.

Un scénario adjacent prévoit bien une « réindustrialisation + » mais elle serait seulement de 2 à 3 points supplémentaires d'ici 2050 alors qu'on dépassait les 20% dans les années 1990, taux que l'Allemagne ou l'Italie ont maintenu.

En réalité, le scénario de référence RTE ne rompt pas avec les délires sur la « sobriété » des Verts et des lobbys décroissants.

Ces groupes confondent la juste cause de l'écologie avec leur vision punitive de la société humaine, vouée à « payer » pour ses fautes envers la nature.

Au-delà du fait que ce scénario est injuste et absurde, il n'a aucune chance de succès puisque la plupart de nos compatriotes n'ont absolument pas les moyens de faire de tels sacrifices, une part considérable vivant déjà en situation de pauvreté ou de de précarité énergétique.

Ce projet est d'autant plus inquiétant qu'il n'existe donc pas de « plan B » du gouvernement à la baisse de consommation d'énergie en France.

Le Mix électrique anticipé par RTE est tout simplement irréaliste et intolérable, dans le prolongement des erreurs des 30 dernières années.

Dans son scénario de référence, RTE, fidèle à la Programmation Pluriannuelle du gouvernement, prévoit un mix électrique 50% nucléaire et 50% renouvelable.

Pour atteindre ces objectifs, ce plan prévoit :

- Une multiplication entre 2.5 et 4 des éoliennes sur terre, soit l'installation de 6000 à 12 000 mâts en plus en France.

- Le saccage des côtes avec au moins 3000 éoliennes en mer (jusqu'à 9000). A titre d'exemple, le parc d'Erquy compte 62 mâts.

- La multiplication par 7 des panneaux solaires, mais d'autres scénarios proposent une multiplication par 11 et même 22.

Le développement intensif des ENRi est d'autant plus important quand on voit que ce scénario ne prévoit la construction que de 14 EPR d'ici 2050. Ce choix entérine bien une réduction de la puissance nucléaire de la France, qui passe de 75 à 50% en valeur relative, mais aussi de 61 à environ 46GW de puissance absolue.

RTE n'a pas étudié le maintien du nucléaire à 75% du mix électrique ni même le maintien de 61 GW de puissance installée.

L'excuse donnée serait que la filière industrielle française ne serait pas apte à produire autant de réacteurs en 28 ans ! Cet argument n'est pas crédible. Au commencement du plan Messmer, qui a construit 58 réacteurs en moins de 30 ans, la France n'avait ni l'expérience ni les compétences actuelles. Certes, des compétences industrielles ont bien été perdues, mais rien d'irréversible.

I) Les propositions du groupe RN se fondent sur des hypothèses ambitieuses mais réalistes.

Une demande d'électricité revue à la hausse par la réindustrialisation, la relocalisation et la révolution hydrogène.

Le groupe RN a pour ambition un système électrique qui garantisse le pouvoir d'achat des Français, la compétitivité des entreprises et une croissance économique durable, sans pollution atmosphérique ni consommation excessive des ressources et de l'occupation des sols.

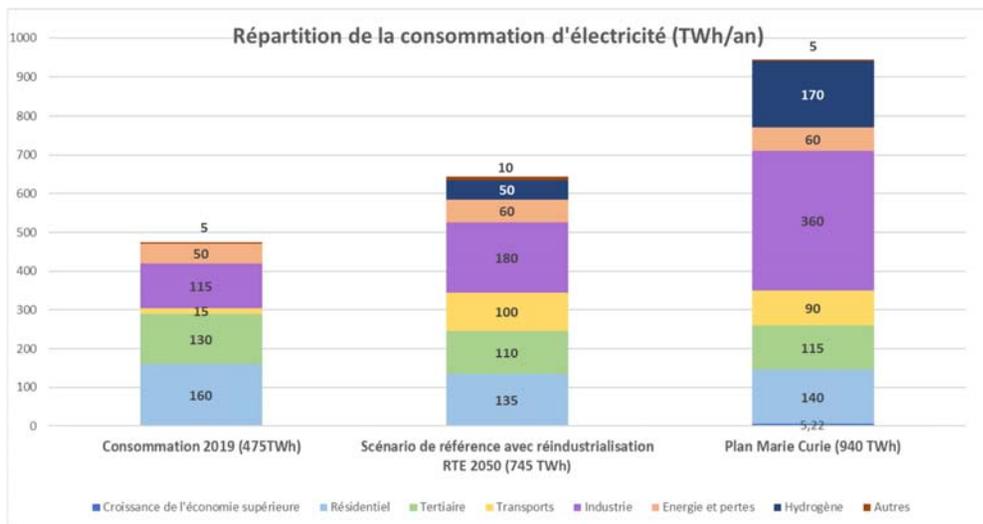
Ce plan vise aussi à réindustrialiser durablement la France en revenant, au moins, à 20% de production industrielle dans notre PIB en 2050, soit le niveau des années 1990 ou le niveau actuel de l'Allemagne ou de l'Italie.

La France s'engagera aussi pleinement sur la révolution hydrogène, seule voie crédible pour s'affranchir durablement des énergies fossiles sans atteindre notre niveau de vie et nos besoins énergétiques.

Notre plan retient aussi des hypothèses moins optimistes que RTE sur les secteurs résidentiels et tertiaires, car toute surestimation des économies peut entraîner un sous-dimensionnement catastrophique du parc électrique. Néanmoins, nous estimons de bonne politique de prévoir des marges de manœuvre supérieur en cas de moindre baisse de consommation de ces secteurs, tout comme d'ailleurs, le transport.

Un tel plan exige plus de 250 TWh d'électricité supplémentaire entre 2022 et 2050 pour la réindustrialisation, et 170TWh pour l'hydrogène.

Nous devons ainsi passer de 475 TWh en 2019 à 600 TWh en 2030 (contre 500 pour RTE), 770 TWh en 2040 (570 pour RTE) et 940 TWh en 2050 (contre 650). Sur ce graphique, on peut constater les différences très importantes entre nos projections, très réalistes et axés sur la réindustrialisation du pays, et celles de RTE et d'Emmanuel Macron, particulièrement optimistes et en fait, irréalistes.



Seul notre plan de production électrique répond de manière réaliste aux enjeux économiques, sociaux et écologiques

Si nous renforçons la production hydro-électrique française tout en encourageant les bio-énergies pertinentes et la géothermie, l'essentiel de notre projet est fondé sur deux axes pour le parc nucléaire.

Il s'agit d'abord de rompre avec les règles les plus absurdes de l'Union Européenne pour rétablir la force du groupe EDF et en refaire un outil économique puissant au service du pouvoir d'achat des Français ainsi de la compétitivité des entreprises.

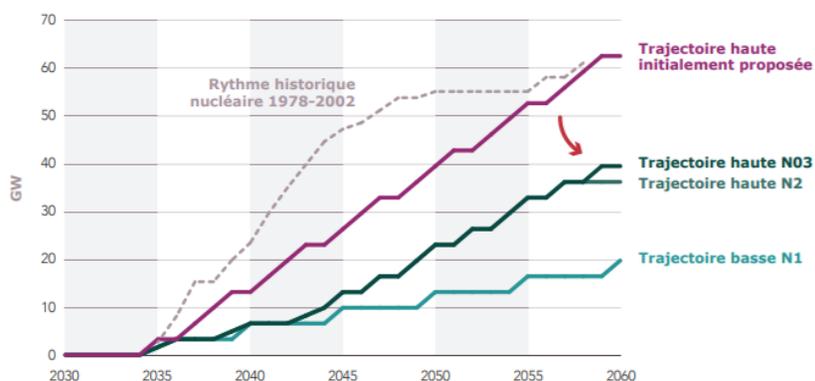
EDF renforcé, nous pourrions réussir à déployer un plan d'urgence pour le nucléaire historique qui permettra de rétablir une production électrique optimale et de récupérer rapidement des marges de manœuvre pour réindustrialiser le pays. Ensuite, nous prolongerons la durée de vie de nos centrales historiques à 60 années, à laquelle nous réintégrerons Fessenheim pour un test à 80 ans.

Une fois le parc nucléaire historique renforcé, nous pourrions réussir le déploiement d'un nouveau plan « Messmer », que nous baptiserons « Marie Curie ». Nous assurerons le renouvellement de nos 58 réacteurs, à compter d'une paire de nouveaux réacteurs par an à partir de 2030.

Un plan de développement du nucléaire plus proche du rythme Messmer avait été prévu par RTE, mais il a été mis de côté pour des raisons politiques (graphique issu du rapport Futurs Energétiques) au profit d'un plan particulièrement faible.

En 2050, le plan « Macron » est deux fois moins ambitieux que le plan Messmer. On remarque aussi que les projets d'Emmanuel Macron sont très longs... C'est parce qu'au lieu de lancer des EPR sur la base de l'expérience acquise, il veut lancer des projets EPR2 avec un nouveau design qui demande encore plusieurs années d'étude, avec un risque d'échec que la majorité ne prend pas en compte.

Trajectoires de développement de nouvelles tranches nucléaires (nouveaux EPR2)

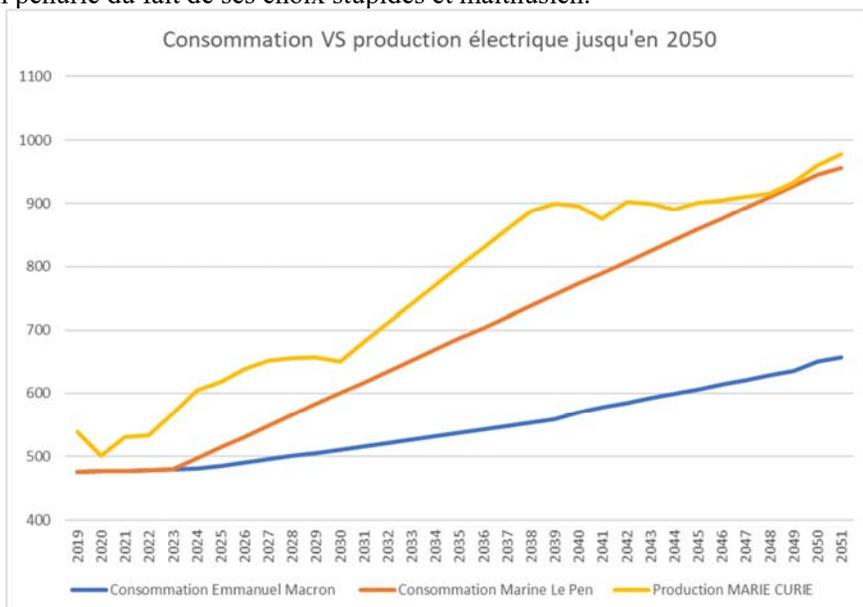


Le plan du RN mise sur un plan bien plus dense, qui vise à recréer une véritable filière nucléaire sur tout le 21^{ème} siècle avec un plan de charge régulier et certain :

- 5 paires de réacteurs EPR seront lancés dès 2022 sous le quinquennat pour une livraison entre 2031 et 2035, soit 9 années de travaux pour la 1^{ère} paire. Le système de production électrique pourra tolérer 12 à 18 mois de retard comme marge de manœuvre.
- Parallèlement, le programme EPR2 sera confirmé pour finaliser les études et livrer 5 paires entre 2036 et 2040.
- A partir de 2041, une paire de réacteurs, dont la technologie reste à définir, sera livrée jusqu'en 2050. Entre 2043 et 2045, une paire surnuméraire sera livrée pour assurer la transition avec la fermeture du parc ancien, sauf possibilité de décaler légèrement la fermeture au-delà de 60 ans pour quelques réacteurs bien conservés.
- Le programme Astrid sera relancé dès 2022 en lien avec des partenaires étrangers et sans renier les acquis de Superphénix. Il doit produire un prototype avant 2030 puis un modèle industriel avant 2040.
- Si Astrid réussit, le programme de 4^{ème} génération prendra le relais dans la phase 2041-2050.
- Parallèlement, dès 2022 une filière de SMR sera déployée pour livraison dès 2030 pour ajuster à la hausse la production bas-carbone, notamment pour mettre fin à l'utilisation des centrales thermiques.

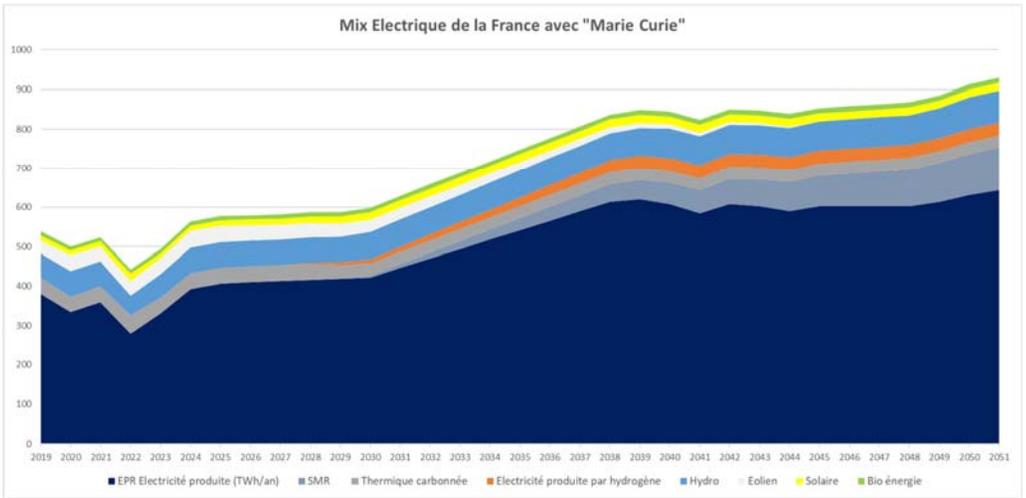
- Deux autres programmes de recherche seront renforcés : la fusion avec ITER mais aussi les réacteurs à très haute température, particulièrement prometteurs pour produire l'hydrogène.

Comme on le voit sur ce graphique, « Marie Curie » est volontairement surdimensionné pour garder une marge de manœuvre et éviter toute pénurie tout en faisant de l'électricité un bien d'exportation rémunérateur quand l'Europe sera en pénurie du fait de ses choix stupides et malthusien.

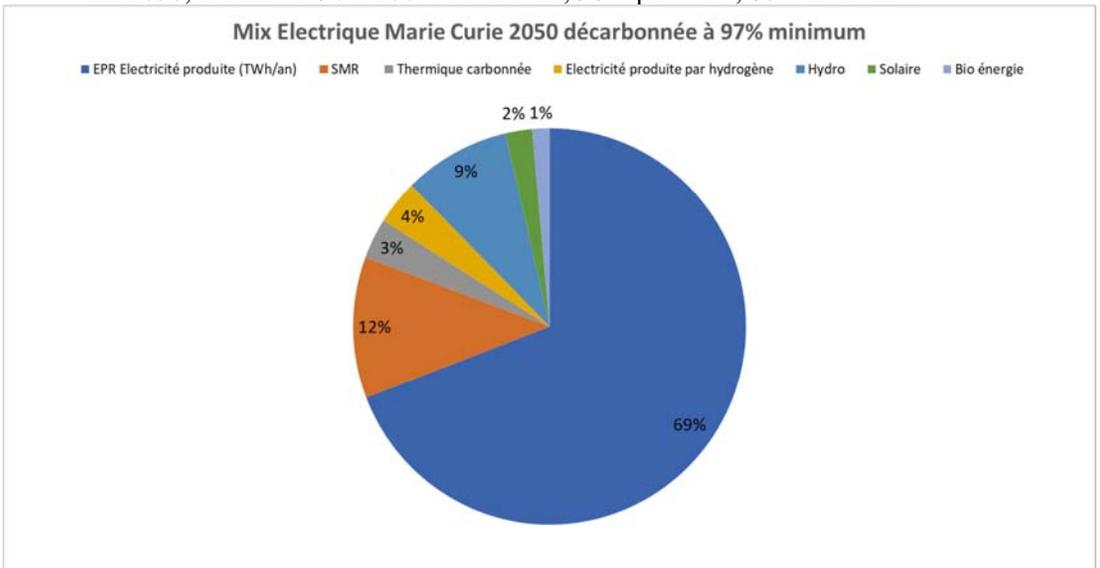


L'objectif final est un mix électrique français qui maintient le nucléaire entre 70 et 80% de la production, ajusté d'une part par l'hydroélectricité et la nouvelle filière hydrogène permettant d'assurer 600 TWh d'électricité décarbonée en 2030, 770 en 2040 et 980 en 2050.

A noter, le développement maximal des capacités hydroélectrique françaises ainsi sur le maintien de 20GW de solaire, en particulier dans les Outre-mers.



En 2050, le Mix est 97 à 100% décarboné, 98% pilotable, 80% nucléaire.



Pour réussir le plan Marie Curie, l'effort de réindustrialisation initial de la France se portera en priorité sur les compétences perdues depuis 30 ans dans les secteurs nécessaires à cette industrie nucléaire, mais utiles aussi à d'autres domaines de pointe.

Concentrer l'effort de la Nation sur la filière nucléaire, c'est aussi mettre la priorité sur un secteur de manière enfin rationnelle et constante.

La projection de la France dans une nouvelle filière nucléaire sur plus d'un demi-siècle donnera la confiance et les perspectives pour que les jeunes choisissent de se former aux métiers techniques et à l'ingénierie nécessaires.

En février 2022, le gouvernement a remis les trois rapports d'audit sur la filière nucléaire.

Le rôle considérable du taux d'intérêt du financement du projet fait passer le prix du MWh produit de 40€ à 100€.

Marie Curie sera financé par le fond souverain français pour un taux de 2%, soit un coût espéré du MWh de 50€, un prix très compétitif pour une électricité fiable et pilotable.

Par ailleurs, les gains de vente d'électricité à l'export seront dopés, assurant entre 100 et 120 milliards d'euros sur 30 ans à la France.

Notre projet doit engager 150 à 180 milliards d'euros pour produire 70% de l'électricité française.

- Phase 2022 – 2035 : Les dix réacteurs EPR coûteront entre 70 et 90 milliards d'euros, avec un planning de construction de 9 ans à 13 ans.
- Phase 2022 – 2040 : les dix EPR 2 coûteront entre 75 et 85 milliards d'euros, livrables à partir de 2036, soit 14 ans de chantier.
- Phase 2022 – 2050 : Astrid est budgété pour 5 milliards d'euros, moins avec mutualisation si partenariat étranger.

Le Programme SMR assurera à terme 10% de l'électricité, soit 2 unités de 340MW par an déployées sur des sites concentrés, sans dispersion, pour 1 milliard d'euros pour les premiers modèles.

Au final, Marie Curie coutera 6 à 7.5 milliards d'euros par an entre 2023 et 2050, soit à peine plus que le coût annuel des subventions aux ENRi qui ne produisent que 7% de l'électricité...

Programme bonus : la cogénération nucléaire.

- *Une grande étude sur les capacités de cogénération nucléaire devant être lancée sans délai.*
- *En effet, la majorité de la chaleur produite par les réacteurs nucléaires est aujourd'hui perdue.*
- *Cette chaleur pourrait alimenter un réseau de chauffage urbain, produire de l'hydrogène et répondre à des usages industriels.*
- *Il est aujourd'hui impossible de chiffrer pour le groupe RN le potentiel mais il est certain qu'il soit considérable.*

II) Les propositions du groupe RN

I) Les mesures immédiates pour refaire du modèle électrique français une force pour le pays, ses entreprises et son peuple.

1) *Refonder EDF pour que le groupe retrouve son efficacité économique et les moyens de ses missions de service public.*

- EDF réintégrera RTE et d'Enedis au sein du même groupe. Sa renationalisation totale n'est pas nécessaire.
- La loi fixera pour objectif à EDF la mission de service public suivante : *« Assurer aux Français une électricité fiable, pilotable, bas-carbone et la plus compétitive possible pour les entreprises et les ménages. »*
- Les 4.5 milliards d'euros de subventions annuelles aux éoliennes terrestres/en mer ainsi qu'aux panneaux photovoltaïques sont supprimées. Un moratoire est décrété, les projets en cours annulés.
- Abandon de la privatisation des concessions de barrages hydro-électrique et sanctuarisation de ce bien public au sein d'EDF.
- L'AREHN sera immédiatement abrogé, EDF retrouvera la maîtrise totale de sa production électrique dès l'été 2022. Les concurrents seront autorisés à produire leur propre électricité dans le respect des choix technologiques faits par la France.
- La France sortira du marché européen libéralisé de l'électricité au profit d'accords bilatéraux pour maintenir les échanges nécessaires avec nos voisins européens. Le prix moyen réel remplaçant le prix marginal.

- Le prix de l'électricité française reflètera à nouveau les moyens de production français, soit 93% de production indépendante des énergies fossiles.
- Les entreprises retrouveront un prix réglementé favorable, en particulier les électro-intensifs.

2) Mettre en place un plan d'urgence pour le nucléaire existant

- Les 12 fermetures de réacteurs projetées par Emmanuel Macron sont annulées au profit d'un plan portant la durée d'exploitation de nos centrales à 60 ans puis 80 ans.
- Les travaux de démantèlement de Fessenheim seront suspendus, un plan d'urgence de remise en route sera mis en place pour une reconnexion au réseau en 2024 avec un objectif d'exploitation de 80 ans.
- Retrouvant ses marges de manœuvre financières, EDF pourra mettre les moyens nécessaires à retrouver un niveau satisfaisant de disponibilité de ses centrales, soit 75% dans un premier temps, environ 400 TWh. Pour rappel, le parc produisait 430 TWh en 2005.
- Un plan de formation avec les acteurs industriels du nucléaire sera organisé pour les filières critiques avec des perspectives de carrière et de rémunération suffisamment intéressantes pour motiver les jeunes.

3) Accélérer la révolution hydrogène

- La France aura pour objectif de convertir avant 2030 toute sa consommation actuelle d'hydrogène polluante en hydrogène vert d'origine nucléaire, soit environ 1 million de tonnes, essentiellement à destination de l'industrie.
- Le plan hydrogène prévu par le gouvernement sera accéléré pour installer 6 à 8 GW d'électrolyseurs avant 2027 à proximité des bassins industriels comme Gravelines.
- Ces électrolyseurs seront alimentés par l'électricité de base essentiellement nucléaire, entraînant mécaniquement une hausse du facteur de charge des

réacteurs. Pour produire 1 million de tonne d'hydrogène à terme, il faudra environ 50 TWh/an.

4) Déployer les technologies renouvelables pertinentes pour le pouvoir d'achat et la transition écologique

- Les gisements de petite hydroélectricité, soit 6 à 12 TWh/an de plus, et la géothermie seront valorisés, soit 5TWh/an de plus d'ici 2027.
- L'ensemble des possibilités d'installation de nouvelles Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), seront déployées pour renforcer nos capacités hydroélectriques pour répondre aux pointes.
- Lancer des études opérationnelles sur le déploiement de la cogénération nucléaire dont le potentiel de plusieurs dizaines de TWh par an, tout en réduisant fortement les factures de chauffage des ménages et d'énergie des industries bénéficiaires.

II) Lancer un plan « Marie Curie » capable de remplir les objectifs sociaux, économiques et écologiques sur le modèle Messmer.

- En 2050, la France visera un mix électrique suivant : entre 70 et 80%.
- Pour remplacer le vieillissement du parc tout en produisant suffisamment d'électricité pour les nouveaux usages, la France doit réaliser une performance similaire au plan Messmer 1.
- Si les compétences et l'outils industriel ont été dégradés, l'expérience acquise par la France lui permettent de relever ce grand défi.
- Compte tenu de l'importance stratégique du nucléaire comme « base » de la puissance économique française, une part importante des efforts initiaux de réindustrialisation seront concentrés sur ce chantier.
- Le financement du plan Marie Curie sera financé par le fonds souverain français, placement de long terme par essence garantissant un rendement certain et durable.

La 1^{ère} phase (2022-2031) du plan consistera à faire renaître une véritable filière pour satisfaire les besoins en électricité

- Lancer 5 paires d'EPR dès l'été 2022, livrées à partir de 2031.
- Lancer le programme EPR2 dès l'été 2022, pour une livraison de 5 paires à partir de 2036.
- Le plan de charge vise à livrer deux réacteurs de 1650MW par an à partir de 2031 et jusqu'en 2050, seul moyen de disposer de la puissance nécessaire sans recours aux éoliennes sur terre et en mer.
- L'objectif sera de construire ces réacteurs dans les délais tenus par les EPR de Taishan en Chine.
- Autrement dit, vingt EPR et EPR2 seront livrés entre 2030 et 2040, puis une puissance totale de 32GW et une production estimée à 240TWh.
- Cette phase accompagne la réindustrialisation française, dont les besoins sont estimés entre 8 et 10 TWh supplémentaires par an, soit 140 à 180 TWh entre 2022 et 2030.
- La 1^{ère} phase vise en priorité à reconquérir la maîtrise industrielle d'une production en série de réacteurs et de construction de centrales pour la France et l'export.
- Ce plan ambitieux nécessite une planification stricte pour un demi-siècle. Il priorisera les moyens humains et techniques vers le nucléaire considérant que l'énergie est la base qui permettra à la fois l'amélioration du niveau de vie, la transition écologique et la réindustrialisation globale.
- Cette planification impose la reconstitution d'un champion industriel. L'ensemble des activités énergétiques d'Alstom seront rachetées par le fonds souverain français puis fusionnées avec Framatome.
- Un « pôle national d'excellence » regroupera tous les sous-traitants et les organismes de formation pertinents afin de mettre à niveau les ressources humaines, les compétences et les technologies françaises.

La 2^{ème} phase (2031 - 2040) est le déploiement opérationnel des programmes lancés.

- A partir de 2025, on peut estimer que les moyens de production en série des EPR seront opérationnels, puis ceux des EPR2 vers 2030.
- L'objectif est de lancer et d'installer chaque année, une paire de réacteurs représentant 24 TWh/an de production.
- 20 réacteurs auront donc été mis en service alors que les premiers réacteurs du parc historique seront fermés à partir de 2039.
- Avant 2045, il faudrait fournir au moins une année 4 réacteurs.
- A partir de 2040, la technologie des réacteurs installée pourrait ne plus être un EPR.

La 3ème phase (2040-2060) achèvera la réindustrialisation, le déploiement de la 4^{ème} génération de réacteurs et la finalisation de l'économie hydrogène.

III) Parallèlement à Marie Curie, la France lancera dès 2022 plusieurs initiatives technologiques et partenariats

1) La France peut être la grande gagnante de la décarbonation et l'autonomie européenne grâce au nucléaire :

- « Marie Curie » sera proposé à nos alliés européens qui le souhaitent. Ce partenariat visera à déployer sur le continent une filière nucléaire suffisamment large pour créer des économies d'échelle et des synergies de compétences.
- Le Royaume-Uni s'est déjà engagé dans un programme EPR, la Pologne ou encore l'Italie ont des besoins urgents et massifs de sortir de leur dépendance aux énergies fossiles et aux importations énergétiques.
- A ce titre, le traité Euratom, mort-né à cause de l'Allemagne, pourra être remis d'actualité, étant initialement un des trois piliers de la construction européenne.

- Le renforcement du parc nucléaire français, tel un « château d'eau » nucléaire, donnera à notre pays les clés de l'équilibre énergétique du continent miné par l'impasse du mix ENRi/énergies fossiles.

2) La France reprendra l'initiative dans l'innovation nucléaire civile qu'elle a perdue au profit de la Russie et de la Chine.

- Accélérer le développement des SMR sur la base des réussites françaises dans la propulsion nucléaire du Charles de Gaulle et de nos sous-marins.
- Ces SMR seront utiles pour compléter la 1^{ère} phase du plan Marie Curie, car moins lourd à construire qu'un EPR, tout en étant particulièrement adapté à la production d'hydrogène.
- Relancer le projet Astrid via le CEA, avec un réacteur prototype industriel de Génération 4 à surgénération sur les acquis de Superphénix inutilement abandonné.
- En effet, la filière à surgénération permettra de recycler une quantité importante de produits des fissions actuelles tout en assurant des centaines d'années de ressources matières fissibles, y compris en cas de généralisation des programmes nucléaires civils dans le monde.
- La filière de la surgénération pourra être accélérée grâce à des partenariats avec les nations qui ont poursuivi les recherches : le Japon, la Russie, la Chine.
- En lien avec la Chine, des recherches dans les Réacteurs à Très Haute Température, particulièrement adaptés à la production d'hydrogène, devront être envisagées.
- Les garanties seront apportées pour que le projet ITER respecte son calendrier et réalise son premier plasma en 2025.

3) Renforcer la filière française de production de matières fissibles et de traitement des déchets

- Fragiliser par le fiasco Areva, la filière du combustible français et du retraitement des déchets, le meilleur au monde, doit être renforcé.
- La relance des programmes nucléaires civils et les percées technologiques qu'elle va forcément provoquer doit nous interroger sur le stockage des déchets ultimes, dont le recyclage et la réutilisation dans de nouvelles générations de réacteur n'est plus à exclure.

CONTRIBUTION DU GROUPE LA FRANCE INSOUMISE – NOUVELLE UNION POPULAIRE ÉCOLOGIQUE ET SOCIALE

Contribution du groupe LFI-NUPES

Commission d'Enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France

Nous saluons le travail important mené par la commission d'enquête. Pour autant, nous regrettons que ses travaux aient été percutés par l'examen de deux projets de loi relatifs au secteur de l'énergie ne permettant pas toujours à ses membres de participer aux auditions ni de lier les conclusions de la commission et les travaux législatifs.

Au préalable, les députés du groupe la France Insoumise ont été frappés par l'opacité qui entoure la gestion de la question nucléaire, chasse gardée au plus haut sommet de l'État, comme l'ont souligné les auditions de deux anciens Présidents de la République. Nombre de ministres auditionnés, de tous bords politiques et sur ces vingt dernières années, ont eu du mal à cacher leur incapacité à agir voire leur ignorance des décisions prises. **L'enjeu démocratique et de transparence nous semble donc premier.**

Deuxième remarque préalable, les députés du groupe LFI- NUPES regrettent que les travaux de la commission, et comme l'ont souligné un certain nombre de personnes auditionnées, n'aient pas fait une place suffisante à la **question de la dépendance aux énergies fossiles** pourtant prédominantes dans la consommation finale et première responsable du non-respect de nos engagements internationaux en faveur du climat.

Dernière remarque préalable, la question sémantique autour des notions de « souveraineté » et « d'indépendance » nous a semblé fondamentale, chacun s'accordant sur le fait qu'aucune énergie ne permettait d'être totalement souverain et totalement indépendant. Dans ce cadre, la notion de « réduction de la vulnérabilité » de notre système énergétique semble plus opportune pour appréhender les enjeux. Au fond, ce que l'on pourrait qualifier de « souveraineté » serait donc la capacité de l'État à prendre ses décisions de façon indépendante.

Précisément sur ce rapport, nous approuvons un certain nombre de ses préconisations :

- ⇒ Premièrement, **la nécessité de s'inscrire dans un temps long** et d'anticiper les **prévisions des besoins énergétiques notamment par le biais d'une loi programmatique sur une durée de 30 ans. L'État doit, en effet, redevenir un État stratège et planificateur.**

- ⇒ Deuxièmement, le rapport pointe une idée forte : **l'électricité n'est pas un bien comme les autres**. Il s'agit d'un bien commun de première nécessité qui doit donc faire l'objet d'un **service public** à travers un **opérateur nationalisé** dégagé des exigences de rentabilité des marchés. Nous partageons donc **le désaveu du marché de l'énergie, des directives européennes de libéralisation et par conséquent, de l'ouverture du capital d'EDF ainsi que de la loi NOME qui a permis la mise en place de l'ARENH**. Ce mécanisme a créé artificiellement un secteur concurrentiel, là où il existait un monopole naturel, et des opérateurs fictifs qui ont profité de la rente du nucléaire sans créer aucune capacité de production. **L'idée retenue par le rapport d'une quasi-régie publique concernant les barrages hydroélectriques semble aller dans le bon sens**, pour sortir de l'impuissance dans laquelle le pays s'est enfoncé ces dix dernières années face aux risques de représailles de la commission européenne.
- ⇒ Troisièmement, nous adhérons au **constat d'un manque d'anticipation des difficultés de la filière nucléaire** qui traduit **l'opacité du secteur et le jeu malsain de renvoi de responsabilité** entre les gouvernements successifs, EDF et AREVA. Cette opacité a été le terreau d'une réelle perte de souveraineté comme en témoigne le scandale révélé par Maureen Kearney s'agissant du contrat passé avec la société chinoise CGNPC. Ce manque d'ambition est aussi le fruit de l'absence de légitimité démocratique des décisions sur le sujet.
- ⇒ Quatrièmement, et nous n'avons eu de cesse de le dénoncer, **les énergies renouvelables ont fait les frais d'une absence évidente de volonté politique** alors même que ces technologies sont de plus en plus fiables et efficaces pour garantir notre indépendance énergétique. Cette volonté de freiner les énergies renouvelables s'est exprimée dès 2010 à travers un moratoire sur le financement du photovoltaïque. Il a été encore palpable dans nos débats sur le projet de loi relatif aux énergies renouvelables notamment par l'instauration d'un droit de veto en faveur des collectivités. Si nous notons avec satisfaction l'attention particulière du rapport sur la question de la chaleur renouvelable, force est de reconnaître que ces questions n'ont été que très peu abordées lors de la discussion de cette loi, de même que la question des filières de production pourtant essentielles pour garantir notre souveraineté. Enfin, l'organisation du déploiement des ENR a largement souffert d'un manque de planification et de la place laissée aux acteurs privés ce qui fait qu'aujourd'hui même la première ministre, Madame Borne, « *n'a pas de chiffre en tête* » quand on parle d'investissement dans les ENR. **Une telle déclaration illustre bien le deux poids deux mesures.**

- ⇒ Cinquièmement, et ce point nous semble central, la souveraineté sur nos besoins énergétiques ne pourra passer que par un **grand plan de sobriété, de décarbonation et d'électrification des usages, nécessité sur laquelle se sont accordés l'ensemble des personnes auditionnées**. Nous avons d'ailleurs souligné cet hiver le manque d'ambition du plan présenté, largement incantatoire en ne s'appuyant que sur des incitations et en interrogeant jamais notre modèle économique de production et de consommation.

Sur d'autres sujets, ce rapport nous semble au milieu du gué, voire contradictoire avec son objectif de renforcer souveraineté et indépendance en matière énergétique.

- ⇒ Il en est ainsi notamment de la préconisation **concernant la suspension sans délai de l'ARENH. Si nous souscrivons pleinement à cette finalité, il nous semble qu'elle doit impérativement s'accompagner d'un retour des tarifs réglementés pour tous en changeant leur méthode de calcul.**
- ⇒ Il en va de même pour la préconisation visant à **remettre la direction de l'énergie au sein du ministère de l'industrie**. Si nous ne contestons pas le caractère éminemment industriel de ce secteur, il nous semble que ce changement de paradigme constituerait un mauvais signal faisant prévaloir les critères économiques sur les aspects environnementaux et sociaux, se plaçant dans une logique productiviste et de croissance sans fin.
- ⇒ Enfin, si nous partageons **les besoins identifiés par le rapport d'évaluations et d'études notamment sur les besoins du réseau, sur l'état du parc d'EDF et sur la prolongation et le démantèlement des centrales**, nous estimons que le rapport aurait pu aller plus loin dans les préconisations au regard de l'ensemble des éléments qui ont été mis à notre disposition. Il en est ainsi du phénomène de corrosion sous contrainte qui ne date pas de 2021 et qui aurait dû faire l'objet d'un traitement plus approfondi puisque l'ASN alertait dès 2013 sur le risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en cas de défaut générique du parc. Cet élément n'est d'ailleurs pas de nature à nous rassurer pour l'avenir et la mise en route de nouveaux réacteurs. Par ailleurs, le besoin d'une attention particulière sur les métiers du soudage ainsi que la perte de compétence généralisée a été souligné par le rapport Foltz dès 2019. Le recours massif à la sous-traitance évoqué lors des auditions ne figure pas dans le rapport ce qui nous semble dommage puisque clairement, ce recours a participé à une perte de compétence et donc de souveraineté comme l'avait révélé le rapport de Barbara Pompili. Concernant le manque d'ingénierie sur les projets de type EPR2 ou SMR et des doutes sur la faisabilité de ces projets, le PDG d'EDF a reconnu lui-même concernant les SMR « *qu'ils en étaient au stade de la définition préliminaire* ». Enfin, il y a le fiasco de l'EPR de Flamanville 3 qui selon plusieurs auditionnés n'a tenu que de la volonté d'éviter une perte de compétence de la filière au prix d'un retard considérable

et d'une coût historique sans qu'aucun responsable politique n'ait été en capacité d'arrêter ce projet. Nous regrettons alors que le rapport se borne à demander des rapports, **sans jamais s'avancer sur la pertinence et l'efficacité d'une technologie dont la maîtrise semble fragile.**

- ⇒ **Si le cycle de l'uranium** est mentionné dans les préconisations en termes de transparence, nous regrettons que la question de la dépendance à la Russie ne soit pas posée ainsi que la dépendance aux pays fournisseurs d'uranium.
- ⇒ Par ailleurs, **la préconisation visant à implanter des EPR ou des SMR sur des sites nouveaux nous paraît inopportune voire dangereuse.** Cette préconisation va plus loin que ce que contient le projet de loi sur l'accélération des procédures nucléaires. Elle perpétue contre toute attente, l'idée qu'il faut s'entêter dans un système pourtant gravement défaillant. D'autant plus que ce nouveau programme nucléaire n'est assorti d'aucune piste de financements, pourtant colossaux. Pire, nous partageons l'idée d'Yves Marignac que *« ce réflexe de relance du nucléaire et de poursuite de centrales vieillissantes conduit à des risques importants de dépendance du système énergétique à un parc nucléaire vieillissant et donc de plus en plus vulnérable »*. Ce retour de la politique de l'atome ne signe donc pas une amélioration de notre indépendance mais bien au contraire son affaiblissement en accentuant la dépendance à une source prédominante de production électrique.
- ⇒ Particulièrement grave, **la préconisation du rapport qui ouvre la porte à la fusion entre l'ASN, l'IRSN et le CEA** alors même que les travaux de la commission ont montré combien les enjeux de sûreté devaient être la priorité et que la dualité de notre système séparant expertise/recherche et contrôle/décision était précieuse. D'ailleurs, aucun auditionné n'a suggéré cette fusion. Nous y sommes farouchement opposés. Nous rappellerons également que le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire, dans sa déclaration de mars s'est montré très réservé sur ce sujet. Enfin, nous regrettons que le risque d'accident ne soit jamais mentionné alors même que plusieurs auditions ont rappelé que le réel dépassait souvent la fiction confortant au passage l'importance de la doctrine déterministe dans l'approche du risque. Le président de l'IRSN a ainsi déclaré que *« les crises ont montré que les scénarios identifiés au départ, même complétés, seront toujours moins inventifs que la réalité »*.

Pour conclure, nous retenons de ces travaux plusieurs pistes de travail pour renforcer notre souveraineté énergétique.

Nous défendons la souveraineté comme capacité du politique à prendre des décisions éclairées et suivies d'effets. Cela suppose donc d'abord de renforcer la démocratisation de la prise de décision. Il convient donc d'en finir avec la main mise

présidentielle sur ce sujet et de renoncer aux politiques du fait accompli. Les débats à venir sur la LPEC sont, de ce point de vue, fondamentaux tant ils doivent insuffler une autre manière de produire les politiques publiques associant acteurs, citoyens et pouvoirs politiques. A ce titre, et comme les scénarios de RTE, de l'ADEME et de Negawatt nous y invitent, la perspective d'un mix énergétique à 100% renouvelable doit faire partie des scénarios soumis aux Français sans être décrédibilisé de manière systématique par les lobbies nucléaires et leurs relais dans les administrations.

Par ailleurs, la conception d'une certaine forme d'indépendance énergétique suppose à la fois d'en mesurer les conséquences dans le temps pour ne pas peser sur les générations futures, mais également, et cela n'a pas été pris en compte dans ces travaux, sur le très court terme au regard de l'urgence de répondre aux défis climatiques. La France a été deux fois condamnée pour inaction climatique et la perspective de la construction de nouvelles centrales en 2035 au mieux ne peut constituer une réponse pertinente.

La souveraineté suppose par ailleurs une maîtrise publique pleine et entière du secteur énergétique pour s'affranchir des intérêts privés et garantir l'intérêt général. Dans ce cadre, la nationalisation de l'entreprise EDF doit pouvoir aboutir en conservant son caractère intégré, sous forme d'établissement public industriel et commercial, comme outil de la transition énergétique, ayant comme feuille de route de garantir le mix énergétique défini par la LPEC. Une telle vision suppose d'enterrer définitivement le projet Hercule et les aventures hasardeuses de l'opérateur historique à l'étranger.

La souveraineté impose par conséquent de se sortir du carcan européen des directives européennes libérales qui ont contraint à une ouverture à la concurrence mortifère fragilisant l'opérateur historique. Il nous faut donc **sortir l'énergie du marché européen**, ce qui est sans risque pour nos interconnexions puisque comme le confirmait le professeur Percebois, « *les interconnexions existaient avant l'Europe de l'énergie et même avant le traité de Rome* ».

Enfin, nous proposons d'adosser ce retour de maîtrise publique à la création d'un acheteur unique, public et national d'achat s'appuyant sur une tarification de l'énergie produite basée sur les coûts de production. Celui-ci s'articulerait avec le retour de tarifs réglementés dans le cadre d'un véritable pôle public de l'énergie. Cette régulation par l'État se justifie par le fait que le système électrique est un tout. Ces objectifs s'intègrent dans une vision de la planification permettant de garantir visibilité, stabilité, réponse aux besoins, sobriété et souveraineté énergétique.

Pour l'ensemble de ces raisons, les députés du groupe LFI-NUPES ont voté contre ce rapport qui, s'il comporte des points d'appui, ne permet pas de doter l'État des outils suffisants de maîtrise publique et confirme un prisme très nucléarisé de notre politique énergétique.

CONTRIBUTION DU GROUPE LES RÉPUBLICAINS



Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France

Contribution du groupe Les Républicains – Avril 2023

Les travaux menés durant plus de six mois par la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France avaient pour objectif d'évaluer la performance des politiques publiques en matière énergétique. Ils ont permis de faire émerger plusieurs constats quant à la façon de reconquérir notre souveraineté énergétique, mise à mal par dix années d'inconscience et d'erreurs dans les politiques énergétiques. Le contexte actuel de crise que connaît l'Europe depuis plusieurs mois a mis en évidence la nécessité de disposer d'une politique stratégique en matière énergétique tant dans sa production que dans sa distribution. La reprise économique mondiale après le Covid et le conflit armé en Ukraine ont créé une tension en approvisionnement et donc, une augmentation des prix devenue incontrôlable. Le quotidien des Français en a été durement affecté cet hiver et les entreprises ont dû faire face à une envolée des coûts de l'énergie et des matières premières mettant à mal leur modèle économique.

Pourtant cette situation n'avait de prime abord rien d'inéluctable. En effet, la France étant un pays pauvre en ressources naturelles, toute la politique du Général de Gaulle a consisté à développer au sortir de la guerre l'énergie nucléaire et hydraulique. Ainsi, l'industrie nucléaire à des fins civiles est déployée via le « plan Messmer » afin de ne plus dépendre des pays producteurs de pétrole et des aléas géopolitiques extérieurs. La filière nucléaire a ensuite été soutenue par tous les Présidents en place, de Valéry Giscard d'Estaing à Nicolas Sarkozy en passant par Jacques Chirac qui lancera le plan EPR. Notre filière nucléaire constitue, dans notre mix énergétique un élément majeur de notre indépendance et de notre sécurité en approvisionnement

électrique. En effet, la part du nucléaire dans le mix électrique français représente 67%, loin devant l'hydraulique qui s'élève à 13%, le solaire à 2,5% et l'éolien à 8%¹.

A l'heure où nous songeons à l'électrification de tous nos usages quotidiens, notre parc nucléaire devrait être perçu comme une énergie d'avenir pour répondre aux objectifs de décarbonation et de croissance. Pourtant, il n'en est rien. Les gouvernements successifs de la dernière décennie ont profondément et durablement fragilisé la filière nucléaire française. Par idéologie, dogmatisme et pour des considérations électorales, le Président François Hollande et son successeur Emmanuel Macron ont affaibli notre production en fermant des capacités de production tout en rognant sur nos marges de manœuvre dont nous disposions jusqu'à peu. Ces choix énergétiques sont lourds de conséquences : ces derniers mois, l'industrie a dû baisser sa production, nombre d'entreprises ont fait faillite et les Français ont eu des difficultés à se chauffer. La politique du col-roulé prônée par le Ministre de l'Économie et des petits slogans n'a pas suffi. Pour la première fois depuis 43 ans, on a dû faire importer de l'électricité principalement allemande, produite avec du lignite (qui est le charbon le plus polluant) alors même qu'avant 2019, nous exportions notre électricité à hauteur de 43 TWh qui rapportait 3,6 milliards d'euros aux caisses de l'État français. Le bilan énergétique de la dernière décennie est bien sûr désastreux mais ce qu'il y a de plus grave encore, c'est qu'il soit la résultante de mauvaises décisions prises par pure idéologie et désinvolture.

I - Emmanuel Macron, le « en même temps » appliqué au nucléaire

En 2012 déjà, dans ses « 60 engagements pour la France », le candidat François Hollande promettait la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique de 75 % à 50 % à l'horizon 2025. Cet objectif avait d'ailleurs été inscrit dans la Loi de Transition énergétique portée à l'époque par sa Ministre de l'Écologie de l'époque, Ségolène Royal. Pour mettre à exécution cette trajectoire purement idéologique, le Président de la République François Hollande avait alors promis la fermeture du CNPE de Fessenheim et l'arrêt de ses deux réacteurs nucléaires, dans le cadre de l'accord politique avec Europe Écologie Les Verts. Lors des auditions conduites dans le cadre de la Commission d'enquête, la question du fondement technique et intellectuel d'un tel plafond a été posée à de nombreuses reprises. Après 150 heures d'auditions d'experts, de techniciens et de politiques, force est de constater que ce plafond a été posé arbitrairement. L'ancien Premier Ministre Manuel Valls a concédé durant son audition qu'aucune étude d'impact n'avait été réalisée et rien ne justifiait

¹ Chiffres de 2020, source : site du ministère de l'écologie

cet abaissement à 50%. L'ancien Ministre du Redressement Productif, Arnaud Montebourg, a évoqué pour sa part « *un accord de coin de table* » et a admis volontiers qu'il s'agissait d'un « *marqueur politique* ».

C'est son successeur et ancien Ministre de l'Économie, Emmanuel Macron qui a repris à son compte les engagements portés par François Hollande en 2012. Dans son programme de 2017, figuraient plusieurs mesures parmi lesquelles la sortie de la France des énergies fossiles, la fermeture de 14 réacteurs nucléaires, l'atteinte de l'objectif de 32% d'énergie produite par les renouvelables et la baisse de la part du nucléaire du mix électrique de 75% à 50% avant 2025. Cet objectif qu'on savait déjà irréaliste avait été promu dans l'idée de rallier l'électorat socialiste et écologiste, sensible au discours anti-nucléaire.

Par ailleurs, c'est également l'actuel Président de la République qui a définitivement acté l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim. En effet, si François Hollande avait négocié la fermeture de cette centrale dans l'accord PS/Verts de 2012, aucune mesure contraignante n'avait été formalisée sous son quinquennat. Le décret de fermeture de centrale de Fessenheim a été signé le 18 février 2020 par le Premier Ministre d'alors, Édouard Philippe et la Ministre de la Transition Écologique et solidaire, Élisabeth Borne. Jusqu'à cette date, il était encore possible de faire marche arrière sur cette question.

Aussi, à l'aune des auditions qui ont eu lieu dans le cadre de cette Commission d'enquête, l'abandon du projet ASTRID reste une énigme car rien ne le justifiait. L'audition de l'ancien Haut-Commissaire au CEA, Yves Bréchet, est en ce sens implacable : « *Sauf à supposer que personne, dans les ministères et les administrations, ne lit les rapports techniques, la décision d'arrêter le projet Astrid a été prise en connaissance de cause (...) L'abandon de la filière avec l'arrêt d'Astrid est plus qu'une erreur : c'est une faute grave* ». Pourtant cette décision a bel et bien été prise au plus haut sommet de l'État, décision allant à l'encontre de l'innovation, de notre souveraineté énergétique et de la maîtrise de toute la filière nucléaire.

Ces erreurs stratégiques majeures dont nous payons aujourd'hui lourdement les conséquences ont été prises sous la Présidence d'Emmanuel Macron.

Il est également notable de remarquer que depuis 2017, le Président de la République a placé au Ministère de la Transition écologique, des personnalités ouvertement défavorables à l'atome : Nicolas Hulot, François de Rugy, Elisabeth Borne, Barbara Pompili.

II – La remise en question du pilotage de l'ARENH

Dans sa version initiale, la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, permet une mise en application de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) au 1^{er} juillet 2011 jusqu'au 31 décembre 2025.

Dans son article 1^{er}, la loi précise que concernant le pilotage des volumes : « *Les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent, par arrêté conjoint, suspendre le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et la cession par Electricité de France de tout ou partie des volumes d'électricité correspondant audit dispositif en cas de **circonstances exceptionnelles** affectant les centrales mentionnées au II.* »

Toujours à l'article 1^{er}, il est également précisé que le prix est réactualisable chaque année : « *Afin d'assurer une juste rémunération à Electricité de France, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales mentionnées au II sur la durée du dispositif mentionnée au VIII. Il tient compte de l'addition :*

« *1° D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;*

« *2° Des coûts d'exploitation ;*

« *3° Des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;*

« *4° Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées au I de l'article 20 de la loi n°2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.* »

Suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima en 2012, l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) impose des travaux de grand carénage pour la mise en sûreté de notre parc nucléaire français. En conformité avec ce que prévoit l'article 1^{er} de la loi NOME, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) propose alors une réactualisation des tarifs de l'ARENH à Mme Ségolène Royal, Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie sous la Présidence de M. François Hollande.

D'ailleurs lors de son audition du 19 janvier 2023, M. Philippe de Ladoucette, Président de la CRE à cette époque, précise à notre commission au sujet de la possibilité du pilotage de l'ARENH « *Nous avons souvent posé cette question à l'exécutif et à l'administration entre le 21 juillet 2014 et les deux ans et demi qui ont suivi. Ensuite, les discussions se sont tariées et nous n'avions pas le pouvoir d'interpeller le Gouvernement. Vous pourrez cependant poser cette question à Mme Royal.* ». M. de Ladoucette ajoute « *De plus, l'idée de la révision annuelle de*

l'ARENH faisait partie de la loi elle-même. En effet, trois ans après sa promulgation, un décret devait définir les éléments de calcul afin de déterminer le prix de l'ARENH. Celui-ci devait faire l'objet d'une proposition de la CRE à l'exécutif et le contenu de ce décret est mentionné dans la délibération de la CRE du 21 juillet 2014, mais il a ensuite disparu. L'absence de la revalorisation annuelle du prix de l'ARENH a finalement engendré un problème relativement important pour EDF à partir du moment où les prix sur le marché de gros ont augmenté. Par conséquent, cette question relève plutôt de l'exécutif et de la Commission européenne. »

Depuis 2014, les gouvernements successifs sous les Présidences de François Hollande puis d'Emmanuel Macron, n'ont donc pris aucune décision sur le pilotage de l'ARENH tant sur les volumes que sur le prix : en ce qui concerne le volume initial 100 térawattheures soit 25% des 400 térawattheures produits par EDF à l'époque alors qu'aujourd'hui EDF ne produit plus que 240 térawattheures d'électricité nucléaire suite aux obligations de sûreté imposant le grand carénage, aux obligations de la maintenance des centrales et aux incidents de la corrosion sous contrainte.

Les Députés les Républicains ont fait adopter, contre l'avis du Gouvernement en juillet 2022 à l'occasion de la discussion relative au Projet de Loi *portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat*, une mesure portant augmentation du tarif de l'ARENH à au moins 49,5 euros par mégawattheure avant le 1^{er} janvier 2023. Soulignons sur ce point que le Gouvernement n'a toujours pris les dispositions nécessaires à l'application du relèvement de ce nouveau tarif.

Neuf années sans revalorisation annuelle de l'ARENH, tant sur les volumes que sur les prix, ont finalement engendré un problème conséquent pour l'entreprise EDF à partir du moment où les prix de marché de gros ont augmenté. De plus, aujourd'hui M. Luc Rémont, PDG d'EDF, nous relate que le coût de production d'EDF est de 135 euros le mégawattheure.

III - Troisième enseignement : reconquérir notre souveraineté minérale

A l'occasion de l'audition de M. Christophe Poinssot, Directeur général délégué et directeur scientifique du Bureau de recherche géologique et minières (BRGM), il a été confirmé que **la France avait totalement perdu sa souveraineté minérale**, les activités extractives et les premières transformations ayant été transférées vers des pays à bas coût de main d'œuvre et moins regardantes en termes de normes environnementales.

Cette forte dépendance vis-à-vis de l'Asie, de l'Amérique centrale ou de l'Afrique nous affaiblit grandement puisqu'elle a un impact direct sur la pérennité des

compétences et sur le tissu industriel liés à ces ressources minérales. Et l'absence d'industrie extractive en métropole a même changé le regard de notre société sur cette industrie, la pensant dépassée et non respectueuse de l'environnement.

Or, de très nombreux métaux seront pourtant nécessaires pour répondre à nos besoins en termes d'énergies décarbonées et numériques : d'ici 2050, il est acté qu'il faudra produire plus de ressources minérales que depuis le début de l'humanité. Il semble donc aujourd'hui indispensable pour sécuriser les approvisionnements en métaux dont nous aurons besoin dans les années à venir, de **(re)développer une industrie minière française**.

Et ce, d'autant plus que **les ressources sont là : la France est dotée, en effet, de sols riches en métaux** (lithium, tungstène, zinc, gallium...), **avec un fort potentiel dans le Massif central** ou en Bretagne. Les gisements d'intérêts économiques sont nombreux sur notre territoire. Nous devons investiguer à nouveau notre sous-sol, relocaliser en assumant les besoins en ressources minérales nécessaires aux choix de notre société et ainsi reconquérir une souveraineté minérale.

Plutôt que de transférer cette activité à l'autre bout du monde, dans des conditions difficilement maîtrisables en termes d'atteinte à l'environnement, il est sans doute plus judicieux de **développer cette industrie minière sur notre territoire, en minimisant autant que possible son impact environnemental** par le respect des standards applicables aux mines responsables. Des entreprises spécialisées dans ce domaine développent aujourd'hui des projets d'exploitation très prometteurs conciliant extraction des ressources et diminution de l'empreinte environnementale.

Bien évidemment, la minimisation de l'impact environnemental a forcément un coût mais compte tenu des retombées en matière économique et énergétique, **il paraît opportun de prendre en charge ces coûts** et d'assumer le risque financier d'y attachant. Il faudra également envisager des processus de concertation avec les populations locales pour faire accepter ces nouveaux projets, les associer et faire preuve de pédagogie afin de construire en lien avec ces populations locales.

Par ailleurs, à l'instar, de ce que font aujourd'hui l'Espagne ou les pays scandinaves, il est important de rappeler qu'il est tout à fait possible, de **concilier le développement de l'industrie minière avec celui des énergies vertes : ces deux trajectoires ne sont pas antinomiques**.

Enfin, pour favoriser l'émergence d'une nouvelle industrie minière en France, il faudra bien évidemment **procéder auparavant à un nouvel « inventaire minier »**, c'est-à-dire un référencement des ressources disponibles dans le sous-sol français. Le dernier inventaire dont nous disposons date d'une cinquantaine d'années, et il a été réalisé avec les moyens technologiques de l'époque, donc des moyens limités. Il fournit le détail des ressources jusqu'à une profondeur de 300 mètres seulement,

alors qu'il est désormais possible d'extraire des minerais jusqu'à 1000 mètres de profondeur.

En ce sens, l'observatoire de ressources minières va bientôt être remis en place et dans ce cadre un nouvel inventaire minier sera lancé. Le coût de ce nouvel inventaire -qui couvrirait l'ensemble du territoire- est estimé par le BRGM à 70 à 100 millions d'euros sur cinq à dix ans. Cependant, une part importante de ce coût est représentée par la prospection aéroportée, qui consiste à faire voler des avions et des hélicoptères équipés de capteurs pour recueillir des informations sur la structure du sous-sol. Toutefois, comme le précise le BRGM à juste titre, les informations récoltées permettraient aussi, par effet domino, de mieux connaître notre sous-sol et pourraient ainsi bénéficier à des secteurs bien plus vastes que le seul inventaire minier. Nous pourrions ainsi progresser dans la connaissance des ressources en eaux, des risques naturels, ou encore l'aménagement du territoire.

Même s'il est certain que le sous-sol français ne pourra pas nous assurer la fourniture de toutes les ressources dont nous aurons besoin et que des importations resteront nécessaires, nous avons sous nos pieds un trésor minier qu'il serait dommage de ne pas exploiter. C'est donc **toute une filière à démarrer et les entreprises françaises spécialisées sont prêtes à participer à cet effort de réindustrialisation et de développement de la filière énergétique minière.**

IV – La volatilité de l'opinion publique sur le nucléaire sous l'influence d'ONG

Le temps politique n'est pas le temps industriel. Une filière industrie se crée et se construit sur un temps long qui excède largement une décennie. Il n'est donc pas analogue au temps de la décision politique que les citoyens veulent rapide, à effet immédiat et parfois radicale alors que l'énergie exige constance et prospection.

Toutefois, des accidents nucléaires tragiques ont bousculé le rapport de confiance du citoyen à l'énergie atomique civil. Tchernobyl ou plus récemment Fukushima ont été des événements marquants qui ont durablement porté atteinte à la filière nucléaire civile. Des acteurs politiques se sont alors saisis de cette question pour en faire un marqueur politique de clivage binaire quelque peu simpliste : « pour ou contre le nucléaire ». L'atome est au cours de la dernière décennie devenu une question électorale alors même qu'avant 2012, notre énergie nucléaire était largement consensuelle et acceptée par la société.

Au-delà de ces événements tragiques qui ont marqué les esprits, l'opinion publique a été modelée et largement influencée par les discours des organisations non-gouvernementales (ONG), comme Greenpeace, aux positions anti-nucléaires marquées.

Avec la crise énergétique que nous subissons depuis plusieurs mois, les Français redécouvrent cette énergie décarbonée, pilotable et bon marché que constitue le nucléaire. Il est frappant de voir dans les dernières enquêtes d'opinion à ce sujet une réconciliation entre les Français et leur parc nucléaire historique. Ce nouvel attrait pour l'atome est par ailleurs alimenté par la question sensible de l'acceptabilité des ENR, par nature intermittentes, peu fiables et onéreuses. A l'heure de la décarbonation de nos usages et de plans verts pour l'industrie, notre filière nucléaire apparaît de plus en plus être une solution d'avenir. Tant mieux. Car même si notre filière française a souffert de bien des décisions irrationnelles depuis 10 ans, nous en maîtrisons encore tout le processus nucléaire : de l'extraction de l'uranium à l'exploitation des centrales nucléaires en passant par leur conception et la maîtrise de toute la chaîne du combustible.

Pour conclure, il est certain que les différentes politiques publiques menées ces dix dernières années en matière d'énergie et les décisions qui en ont découlé ont donné un coup d'arrêt à notre souveraineté en la matière. Les positions défendues durant cette période par nos dirigeants menacent aujourd'hui clairement notre indépendance énergétique.

Nous avons pourtant les moyens et les ressources de remédier à cette situation qui fragilise énormément notre pays. Pour que notre pays puisse renouer avec son destin politique, il nous faut avant tout renouer avec le temps industriel qui est un temps long. Il nous faut également adopter une stratégie ambitieuse en matière énergétique qui serve notre souveraineté et nos intérêts nationaux en la matière. Le début de la décennie 2020 est marquée par des crises aussi inattendues que majeures qui ont bouleversé le monde et nous invitent à repenser l'organisation de l'économie et de nos échanges à échelle mondiale. La question de la souveraineté doit s'appréhender dans tous les domaines stratégiques, qu'ils soient alimentaires, sanitaires, énergétiques ou industriels. C'est à ce prix-là que la France renouera avec son indépendance et restera dans le concert des grandes puissances.

**CONTRIBUTION DE MM. VINCENT DESCOEUR, FRANCIS DUBOIS ET
RAPHAËL SCHELLENBERGER
DÉPUTÉS DU GROUPE LES RÉPUBLICAINS**



**Commission d'enquête visant à établir les raisons
de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France**

**Contribution des Députés
Vincent Descoeur, Francis Dubois et Raphaël Schellenberger**

Avril 2023

Hydroélectricité : sortir de l'impasse pour relancer l'investissement

Les travaux menés durant six mois par la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France ont permis d'identifier plusieurs pistes susceptibles de permettre à notre pays de reconquérir sa souveraineté énergétique : parmi elles, **l'opportunité de rendre à l'hydraulique sa place majeure parmi les énergies renouvelables.**

Avec plus de 2 000 installations, **la France est en effet l'un des principaux producteurs d'énergie hydraulique de l'Union européenne.** Les 25,7 GW de puissance installée, dont 14 GW totalement flexibles, représentent plus de 20 % de la puissance électrique totale française et la quasi-totalité du stockage électrique, ce qui en fait la deuxième source de production derrière le nucléaire. De plus, en 2020, l'hydraulique représentait 49 % de la production brute d'électricité renouvelable en France. Énergie renouvelable et décarbonée, l'hydroélectricité est à la fois un outil dans la lutte contre le changement climatique et un facteur de résilience face à ses effets.

L'énergie hydraulique représente donc **un secteur stratégique pour la France, pour la production d'électricité renouvelable mais aussi pour la gestion de la ressource en eau** dans les territoires qui accueillent les barrages, avec d'importants enjeux économiques et touristiques.

Mais le développement de cette énergie a été mis en suspens à partir des années 2000 en raison des mises en demeure répétées de la Commission européenne qui, en 2015 puis à

nouveau en 2019, a enjoint la France à ouvrir à la concurrence les concessions arrivées à échéance. L'Etat français n'a pas répondu à ces injonctions d'ouverture à la concurrence, que les élus concernés par ces ouvrages jugent dangereuses et irrationnelles.

Elus des vallées de la Dordogne, du Lot et du Rhin, nous réaffirmons notre souhait que les concessions hydro-électriques demeurent dans le domaine public et que ce patrimoine national, parfaitement maîtrisé par nos industriels, soit ainsi protégé.

Cette situation ubuesque a conduit à l'immobilisme et au gel du **développement du potentiel hydroélectrique de la France**. En effet, faute de visibilité, les opérateurs ont dû renoncer aux investissements et travaux de modernisation qu'ils envisageaient sur les ouvrages hydro-électriques et qui auraient permis d'augmenter sensiblement leur productivité et de réduire leur impact environnemental. L'étude RTE « Futur énergétique » présentée lors des auditions estime que la capacité de production de nos installations hydro-électriques pourrait être augmentée de 15 %.

Il y a donc urgence à sortir de cette impasse, rompre avec l'immobilisme et arrêter au plus vite un cadre juridique qui permette à nos industriels de lancer à court terme les chantiers indispensables pour redynamiser cette filière.

Nous accueillons avec satisfaction la proposition n° 9 du rapport de notre commission d'enquête qui propose de « **maintenir les concessions hydroélectriques dans le domaine public en appliquant un dispositif de quasi-régie pour éviter la mise en concurrence.** ».

Permettre le développement d'une énergie hydro-électrique, appelée à jouer un rôle toujours plus important en raison notamment du développement de sources d'énergies renouvelables non pilotables, est indispensable.

Quelle que soit la solution retenue, dispositif de quasi-régie voire régime d'autorisation un temps évoqué, **nous attendons de l'exécutif une prise de décision rapide afin de sortir le secteur hydroélectrique de l'impasse dans laquelle il se trouve et pouvoir engager les investissements trop longtemps retardés.**

CONTRIBUTION DU GROUPE SOCIALISTES ET APPARENTÉS

Contribution du groupe Socialistes et apparentés au rapport fait au nom de la Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France

Par Mesdames Marie-Noëlle BATTISTEL et Valérie RABAULT, députées.

Sur l'impartialité du rapport

L'exposé sommaire de la Proposition de résolution n°218 du 5 septembre 2022 du groupe Les Républicains, à l'origine de la commission d'enquête en objet, ne laissait aucun doute quant aux responsabilités que les travaux de celle-ci devaient mettre en lumière.

François Hollande, soumis au diktat d'Europe Ecologie les Verts (EELV), porterait seul la responsabilité de décisions ayant entraîné la France dans une spirale de perte de souveraineté et d'indépendance énergétique dont son successeur, Emmanuel Macron, aurait été l'exécutant. Le choix de la période temporelle retenue, de 2012 à nos jours, était cohérente avec cet objectif mais injustifiable au regard de la temporalité des enjeux visés et de celle de l'industrie nucléaire.

A cet égard, notre groupe se félicite d'avoir été suivi par une majorité des membres de la Commission sur notre demande d'extension de la période étudiée jusqu'à la fin des années 1990, permettant une vision globale sur les 25 dernières années, englobant la fin du mandat de Lionel Jospin et surtout ceux de Jacques Chirac et de Nicolas Sarkozy que le groupe Les Républicains visait manifestement à absoudre.

Le Rapporteur, Antoine Armand, a cherché au sein du chapitre II de son rapport à rétablir un équilibre des responsabilités entre la période 2002-2012 et la période 2012-2017 plus en phase avec les faits et leurs conséquences réelles.

En revanche, si la période postérieure à 2017 fait l'objet de quelques critiques polies, la troisième partie du chapitre précité est excessivement laudative et abandonne l'équilibre qui prévalait jusque-là au sein du rapport pour une opération de service après-vente des orientations annoncées par le Président de la République pour un nouveau programme électronucléaire.

C'est cependant oublier que le « discours de Belfort » d'Emmanuel Macron ne date que du 10 février 2022.

Le discours de l'Élysée du 27 novembre 2018, de présentation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, avait confirmé l'objectif de réduction de la part d'électricité nucléaire dans notre mix énergétique à 50% d'ici 2035 par la fermeture de 10 à 14 réacteurs électronucléaires. Le discours du Creusot du 8 décembre 2020 avait lui réaffirmé le rôle du nucléaire dans le mix énergétique français et présenté les « *conditions d'une prise de décision sur le lancement éventuel d'un programme de construction de nouveaux réacteurs et sur l'EPR2* ».

Emmanuel Macron aura donc commencé son premier mandat en annonçant la fermeture de 14 réacteurs électronucléaires avant de décider, à l'aube du second, la construction potentielle de 14 nouveaux réacteurs électronucléaires...

Or s'il y a bien un fil conducteur des très nombreuses auditions réalisées par notre Commission d'enquête, soulevé par l'ensemble des acteurs industriels, c'est la nécessité d'une visibilité et d'une stabilité de long terme des choix faits en matière énergétique et, en particulier, dans le domaine de l'industrie nucléaire.

Ainsi de tous les responsables publics dont les choix ont été questionnés par la Commission d'enquête, si ceux d'Emmanuel Macron ne sont pas les plus décisifs, ils sont certainement les plus erratiques.

Enfin, cette dernière partie du rapport présente la relance d'un programme électronucléaire comme une nécessité acquise bien que le Parlement n'ait pas encore pu se prononcer sur la loi de programmation sur l'énergie et le climat prévue par l'article L. 100-1 A du code de l'énergie. Le Parlement n'a pas vocation à se satisfaire de décisions majeures qui seraient prises sans qu'il ne puisse se prononcer.

Nous regrettons donc que le rapport n'ait pas mis en œuvre une évaluation équilibrée du quinquennat d'Emmanuel Macron, comme il a pu le faire pour ses prédécesseurs.

Sur les décisions ayant affaibli la capacité d'intervention d'EDF

En 1998, soit au seuil de la période examinée par le rapport de la Commission d'enquête, le groupe EDF dispose d'un monopole de la production d'électricité en France, d'une dette maîtrisée de 22 milliards d'euros pour un excédent brut d'exploitation de 12 milliards d'euros représentant 40,7% de son chiffre d'affaires. Un quart de siècle plus tard, en 2022, la dette du groupe atteint 64,5 milliards d'euros et son EBITDA est négatif à - 5 milliards d'euros.

C'est d'abord la transformation d'établissement public à caractère industriel et commercial en Société anonyme à la suite de la loi du 9 août 2004 et l'introduction en bourse le 21 novembre 2005 qui engagent le démantèlement progressif des capacités d'EDF.

Dès lors l'Etat, via l'Agence des participations de l'Etat, a utilisé tant le capital d'EDF que les dividendes perçus comme un outil de financement à son profit selon les besoins du moment.

Entre 2006 et 2022, EDF a versé pour 20,4 milliards d'euros de dividendes à ses actionnaires dont l'essentiel au bénéfice de l'Etat et jusqu'à 2,3 milliards d'euros pour le seul exercice 2008, en pleine crise des *subprimes*. Cela représente, quasiment sur la même période, le coût projeté final de l'EPR de Flamanville... Etant donné la part résiduelle des autres actionnaires, l'Etat a donc fait des choix financiers de court terme au détriment d'une vision stratégique de long terme et des capacités d'investissement de l'entreprise. Afin de corriger cette situation, nous avons été amenées à proposer à plusieurs reprises que les dividendes versés à l'Etat par les entreprises dont il est actionnaire, soient fléchés sur décision du Parlement, plutôt qu'être versés automatiquement dans le budget général.

Cependant, cette introduction en bourse ne constitue que la première étape de cet appauvrissement.

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a préparé l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie au 1^{er} juillet 2007 et mis fin en principe au monopole d'EDF. Cependant, les capacités de production d'EDF et en particulier son parc électronucléaire de 56 réacteurs pour l'essentiel amortis rendaient impossible l'entrée sur le marché de concurrents compétitifs.

Ainsi par la loi du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité des aménagements à la concurrence entre producteurs et fournisseurs d'électricité ont été apportés.

C'est dans ce cadre que la France a proposé à la Commission européenne un mécanisme de compensation du différentiel de compétitivité entre EDF et ses concurrents en imposant à cette dernière de leur fournir un volume d'électricité nucléaire à un tarif fixe, selon leurs demandes, afin qu'elles puissent former des offres compétitives pour les consommateurs.

Si le rapport de la Commission d'enquête dresse, à juste titre, un bilan négatif de ce mécanisme, en particulier depuis 2019 au regard des niveaux de prix constatés sur les marchés énergétiques et des difficultés de disponibilité du parc électronucléaire, il est nécessaire d'étendre l'analyse des conséquences de l'ARENH au regard de l'objet de la Commission d'enquête.

L'ARENH a été conçu en 2010 comme un mécanisme permettant une entrée effective et compétitive sur le marché français de l'électricité de fournisseurs alternatifs. La contrepartie, inhérente à la nature temporaire et transitoire de l'ARENH, qui doit s'éteindre en 2025, était l'investissement de ces fournisseurs dans des moyens de production, en particulier renouvelables.

Or le législateur de 2010 n'a, à tort, pas conditionné le bénéfice de l'ARENH à de tels investissements. Ainsi ceux-ci sont demeurés quasi insignifiants en comparaison du coût que ce mécanisme a représenté pour EDF entre 2011 et 2020 soit 5,3 milliards d'euros (méthode régulation) selon la Cour des comptes. Une perte qui a atteint 8,3 milliards d'euros pour la seule année 2022 du fait de la faible disponibilité du parc, du relèvement du plafond de l'ARENH et des prix exceptionnels sur les marchés de l'énergie.

Ce faisant, non-seulement les fournisseurs alternatifs n'ont pas mis en œuvre de capacités de production d'énergies renouvelables suffisantes mais EDF s'est retrouvée privée d'une partie de ses capacités d'investissement du fait des pertes importantes générées par l'ARENH, tant du fait de la perte de revenus potentiels que du fait du prix insuffisant pour couvrir les coûts de production effectifs du parc électronucléaire, intégrant les coûts futurs. Avec désormais un endettement à fin 2022 qui atteint 64,5 milliards d'euros, le groupe est en grande difficulté.

Corrélativement à l'impact de l'ARENH sur le développement des énergies renouvelables par le groupe, ce dernier se retrouve également face à un mur d'investissements pour assurer le grand carénage du parc actuel et face à la perspective d'un programme d'EPR de 2^e génération.

Ainsi si le Gouvernement actuel a annoncé ne pas vouloir opposer nucléaire et énergies renouvelables, la non-actualisation du prix de l'ARENH avant janvier 2023 et le relèvement de son plafond en 2019 dans la loi puis en 2022, ont largement aggravé la situation financière d'EDF au profit de concurrents qui se sont distingués par leurs résultats financiers plutôt que par leurs investissements dans les énergies renouvelables.

Alors que la production d'électricité électronucléaire est passée de 380 TWh en 2019 à 280 TWh en 2022, le plafond de l'ARENH a été relevé de 100TWh à 120TWh obligeant EDF à acheter au prix fort sur les marchés de quoi satisfaire ses propres clients alors qu'elle vendait son ARENH à perte à Total Energies, notamment, qui a réalisé 19 milliards d'euros de bénéfices en 2022.

Dans l'attente de sa nécessaire suppression, dès que possible, il conviendrait que le plafond de l'ARENH soit modulé en fonction du productible électronucléaire prévisionnel d'EDF comparé à la moyenne des exercices antérieurs à 2020. Des contreparties pourraient par ailleurs être imposées aux bénéficiaires quant aux investissements qu'ils réalisent sur leurs capacités de production.

Il est utile de rappeler que la loi de 2004 sur la transformation d'EDF en société anonyme et celle de 2010 créant à l'ARENH ont été mises en œuvre par Nicolas Sarkozy comme Ministre d'État, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie puis comme Président de la République respectivement.

Le Président Emmanuel Macron porte également une importante responsabilité dans son dévoiement durant la crise énergétique de 2021-2023, qui ne doit pas être minorée.

Si certains choix industriels de l'entreprise EDF elle-même méritent d'être relevés et le sont dans le rapport de la Commission d'enquête, on ne peut faire abstraction du fait que des dizaines de milliards d'euros de dividendes versés et de pertes de revenus liés à l'ARENH ont lourdement grevé les finances d'EDF et sa capacité à investir tant sur son parc électronucléaire actuel que potentiellement, futur, comme dans les énergies renouvelables. Une part importante de notre perte de souveraineté énergétique est ainsi le résultat de prédations financières de l'actionnaire principal d'EDF comme de ses concurrents.

Sur la dispersion liée à des « Totems » industriels

Dans un domaine aussi technologiquement complexe et industriellement lourd que l'énergie nucléaire, l'attachement de certains responsables publics à des lubies ou des symboles a pu distraire des priorités du secteur. Le rapport de la Commission d'enquête n'échappe pas à cet écueil.

En premier lieu une partie du rapport est centré sur la fermeture de la centrale de Fessenheim, intervenue en 2020. Si la décision initiale et les motivations de la fermeture de la centrale de Fessenheim pouvaient être critiquées, il est nécessaire de rappeler que celle-ci fait suite à une décision du Parlement, de baisse de la part du nucléaire dans notre mix énergétique, dans le cadre de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte. Nous espérons d'ailleurs que toute évolution de ces objectifs fera l'objet, de la même manière, d'un débat dans le cadre de la loi de programmation pour l'énergie et le climat prévue au plus

tard le 1^{er} juillet 2023. A cet égard la fermeture de Fessenheim était une conséquence logique de cette orientation.

Le choix d'y procéder avant l'entrée en service du réacteur n°3 de Flamanville (EPR), contrairement à celui fait par François Hollande, a été décidé par Emmanuel Macron et ne saurait être imputé à son prédécesseur, d'autant qu'aucune modification dans la trajectoire de réduction de la part du nucléaire dans notre production électrique n'avait alors été décidée, au contraire.

Il est également utile de revenir sur les projets de recherche Superphénix et Astrid dont l'arrêt a été critiqué et que certains voudraient relancer.

La recherche sur les réacteurs à neutrons rapides avec caloporteur au sodium bénéficie désormais d'une base de données solide et d'évaluations tant de la Cour des Comptes que du Parlement.

Ainsi le rapport du 26 juin 1998 fait au nom de la Commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur Superphénix et les réacteurs à neutrons rapides a rappelé que cette technologie avait été largement abandonnée au cours des années 1980 par les autres puissances nucléaires civiles au regard de sa complexité, du faible coût d'approvisionnement de l'uranium, et des risques spécifiques posés par la transformation de l'uranium 238 en plutonium et l'utilisation du sodium liquide comme caloporteur alors que ce dernier s'enflamme au contact de l'air et explose au contact de l'eau. Un incident lié à ces particularités a amené le réacteur japonais Monju à être démantelé 22 ans après son entrée en service durant lesquels il n'aura fonctionné que 250 jours pour un coût total de 44,8 millions d'euros par jour de fonctionnement en incluant le coût du démantèlement.

Dès 1977 l'administration Carter avait de son côté interdit tout cycle du combustible fondé sur l'utilisation du plutonium et le réacteur de recherche de *Clinch River* a été abandonné en 1983.

Quant à l'intérêt de l'Union soviétique puis de la Russie pour cette technologie, elle était d'abord motivée par l'opportunité d'offrir au plutonium militaire un débouché de recyclage dans le cadre du désarmement nucléaire opéré suite aux traités START II et SALT.

Au-delà des contraintes technologiques, la Cour des comptes, comme la Commission d'enquête précitée ont souligné le coût excessif de Superphénix (28 milliards de francs de 1982) soit un surcoût de 166% par rapport à un réacteur « classique » de même puissance.

En outre, à ce coût de construction très élevé, le rapport ajoute l'insuffisante rentabilité économique de cette technologie au regard de celle des autres réacteurs à eau pressurisée. En l'absence d'augmentation substantielle du prix de l'uranium et au regard de l'évolution du coût de production des énergies renouvelables, cette rentabilité insuffisante n'est pas de nature à s'être améliorée depuis lors.

La relance d'une recherche active sur cette technologie ne peut donc être envisagée que dans l'optique de création d'un « incinérateur » visant à traiter le stock de déchets les plus

radioactifs et à la durée de vie la plus longue mais n'a pas à moyen terme d'avenir industriel pour la production d'électricité.

Cette dispersion des moyens et du débat sur des projets dont l'opportunité est contestable nous a écartés, comme parfois le contenu du rapport, des enjeux majeurs que sont ceux du cycle du combustible, de la gestion de l'entreposage puis du stockage des déchets, ou encore de la souveraineté de nos approvisionnements. Il n'a pas permis non plus d'envisager d'autres technologies que celles de l'EPR 2 ou des RNR précités.

Enfin la décision idéologique de mise en œuvre en 2010, par la Ministre Kosciusko-Morizet, d'un moratoire sur les installations de production d'énergie éolienne terrestre a engendré un retard majeur dans le déploiement des énergies renouvelables en France, en comparaison de nos voisins européens et est une cause de l'échec de la France à atteindre ses engagements internationaux. Elle a également eu pour effet de freiner voire de bloquer le développement de filières industrielles françaises dans ce domaine, rendant la massification du déploiement de l'éolien terrestre plus difficile aujourd'hui et plus dépendant, notamment, de fournisseurs asiatiques.

Sur les raisons de la perte de confiance dans les capacités de la filière nucléaire française

Si les retards et surcoûts du projet d'EPR de Flamanville 3 ont largement contribué à dégrader l'image de la filière nucléaire française, les raisons de cet échec sont bien identifiées et résumées dans le rapport Folz.

Les causes des maux de la filière dépassent cependant largement ce projet. La rivalité apparue entre EDF et Areva au milieu des années 2000 a eu un effet délétère sur l'attractivité de la filière, l'image des deux entreprises et sur la conduite des projets dont ils assuraient le portage. Les confrontations par exemple sur le retraitement des déchets ont engendré un esprit de confrontation qui a affaibli la capacité des deux groupes à l'export avec l'échec de l'appel d'offre d'Abu Dhabi.

Les deux entreprises se sont également retrouvées mêlées à la gestion catastrophique du contrat de l'EPR d'*Hinkley Point* dont EDF aura finalement repris, suite à l'intervention de l'Etat, la part d'Areva et le portage de l'intégralité du risque représentant 25 milliards d'euros.

La concomitance entre ces scandales et les annonces de réduction progressive de la part du nucléaire dans le mix énergétique français ont induit une période de creux dans le renouvellement générationnel des métiers et compétences chez EDF, comme chez ses fournisseurs et sous-traitants. Son impact sera durable et a été bien visible en 2022 au regard des difficultés rencontrées par le groupe pour faire face aux travaux programmés et à ceux induits par les problèmes de corrosion sous-contrainte.

Nous regrettons à cet égard que nos propositions de planification en matière de formation et d'enseignement sur les métiers de la filière industrielle nucléaire et en matière de recherche aient été écartés par le Gouvernement et sa majorité. La mise en œuvre du grand carénage et

d'un nouveau programme électronucléaire est illusoire en l'absence d'une stratégie ambitieuse en la matière.

Sur le blocage des concessions hydroélectriques et son impact sur la capacité d'équilibrage du mix énergétique et donc de notre souveraineté

Très majoritairement exploitées par EDF, les concessions hydroélectriques sont héritées de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique. La suppression du droit de préférence à la demande de la Commission européenne afin de neutraliser une « distorsion de concurrence incompatible avec la libéralisation du marché intérieur de l'électricité » par la loi du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a ouvert la voie à la remise en concurrence de concessions jusqu'alors lors passées de gré à gré.

En 2008, le Ministre d'Etat, Jean-Louis Borloo, s'est ainsi engagé auprès de la Commission européenne à procéder à la mise en concurrence de ces ouvrages à compter de leur date d'échéance.

Le parc hydroélectrique français est le plus grande d'Europe : il comporte 340 ouvrages concédés, avec une puissance de 25,4 gigawatts (GW) et une production en 2021 de 62,5 térawattheures (TWh), soit 12 % du mix électrique français. Il est principalement géré par EDF (70 % de la production hydroélectrique nationale), la Compagnie nationale du Rhône (25 %) et la Société Hydro-Électrique du Midi (3%).

Comme rappelé dans le rapport d'information n°1404 du 7 octobre 2013 au nom de la Commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale : « *Le caractère intégré du parc hydraulique est essentiel à la performance globale du système électrique français. Dans sa gestion des ressources en eau, l'opérateur historique prend en compte le niveau des réserves nécessaires pour « passer la pointe » électrique de l'hiver. Il prend également en compte le programme de maintenance des centrales nucléaires. Les décisions de turbinage ne sont donc pas uniquement fondées sur le signal prix du marché : EDF joue un rôle d'assureur du système qui n'est aujourd'hui par rémunéré.* »

L'application stricte du cadre européen, que la France serait l'un des seuls Etat membre à appliquer ainsi du fait du statut de société anonyme d'EDF, emporterait donc des conséquences majeures pour notre pays, au-delà des questions énergétiques.

Les responsables publics ont progressivement identifié ces difficultés entraînant plusieurs reports de la mise en concurrence des concessions arrivant à échéance et leur basculement progressif dans le régime des délais glissants. Trente-huit le sont à ce jour et elles seront soixante-et-un en 2025. Cette situation a entraîné un contentieux entre la France et la Commission européenne.

Pendant cette situation est très insatisfaisante. Dans un référé du 2 décembre 2022, la Cour des comptes soulignait les risques que cette situation faisait peser sur les investissements dans l'entretien, la maintenance et le développement des ouvrages de production avec un fort risque de dégradation du parc.

En entraînant un gel progressif du parc hydroélectrique français, cette situation met à mal le rôle central du parc dans l'équilibrage du réseau et fait courir le risque d'un report d'investissements qui constituerait demain un mur difficile à franchir pour EDF au regard des problématiques précitées.

Une solution, autre que la mise en concurrence, doit donc être urgemment mise en œuvre, a minima pour le traitement des concessions échues ou dont l'échéance est proche.

Sur l'appréciation sévère de la loi dite « TEPCV »

Le rapport de la Commission d'enquête porte un jugement sévère sur la loi du 17 août 2015 sur la transition énergétique et pour la croissance verte. Alors que quatre lois (Energie et climat, Climat et résilience, Accélération des Energies renouvelables et Accélération des procédures pour le nucléaire) ont été adoptées ou sont sur le point de l'être depuis 2019, se modifiant mutuellement avant même l'entrée en vigueur de certaines de leurs dispositions et reprenant aujourd'hui des propositions rejetées hier, on peut s'étonner de la critique ainsi portée.

En outre, il convient de rappeler que cette loi « TEPCV » a introduit d'importants outils de pilotage nationaux et locaux de la transition écologique et de sa programmation avec la création de la d'une stratégie nationale bas carbone (SNBC), d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), de la stratégie de développement de la mobilité propre, annexée à la PPE, du plan de réduction des émissions de polluants atmosphériques, de la stratégie nationale de recherche énergétique, de la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, des plans régionaux d'efficacité énergétique ou encore en renforçant et en territorialisant au niveau intercommunal les plans climat air énergie (PCAET) qui intègrent désormais une composante qualité de l'air.

Elle a enfin fixé des objectifs climatiques et énergétiques qui n'ont pas été remis en cause par le Président de la République lors de la présentation de la PPE 2019-2023 que sont :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4). La trajectoire est précisée dans les budgets carbone ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- Porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;

Certains ont mêmes été renforcés dans le cadre des lois précitées. Ainsi la loi dite TEPCV a constitué un point de bascule dans la préparation de notre transition écologique et si des insuffisances peuvent lui être opposées, celles-ci sont très éloignées de l'analyse qui en est donnée dans le rapport de notre Commission d'enquête.

Conclusion

Les auditions conduites dans le cadre de la Commission d'enquête laissent clairement apparaître que les raisons de la perte de souveraineté énergétique de la France sont multiples, complexes et imputables à des choix emportant la responsabilité de l'ensemble des Gouvernements depuis 2004. La richesse des nombreuses auditions réalisées par la Commission permet d'espérer la non-répétition des erreurs passées et la mise en œuvre d'une réelle planification stratégique de la transition énergétique, de la définition de nos objectifs et de notre mix énergétique à la structuration de nos filières de formation et industrielles pour les mettre en œuvre. C'est la condition de notre indépendance et de notre sécurité énergétiques futures.

CONTRIBUTION DU GROUPE ÉCOLOGISTES – NUPES

Contribution de Julie Laernoes au nom du groupe Écologiste-NUPES

Introduction

Première commission d'enquête de la XVI^e législature, sur un sujet brûlant et d'actualité : la perte d'indépendance et de souveraineté énergétique de la France. La panne sèche de la moitié de nos réacteurs nucléaires cet été, le conflit en Ukraine et la flambée des prix de l'électricité ont démontré la vulnérabilité énergétique des États membres de l'Union Européenne et notre incapacité collective à nous sevrer rapidement de la combustion des énergies fossiles pour enrayer le changement climatique. Cette commission d'enquête aurait pu et aurait dû regarder dans le rétroviseur pour permettre d'identifier clairement les erreurs du passé, et en comprendre les fondements, afin de dégager des pistes pour notre avenir.

Le rapport, tout comme les auditions, n'a malheureusement pas échappé à une logique politicienne, celle de justifier les décisions prises récemment par le Président de la République Emmanuel Macron en matière énergétique : le revirement vers le tout nucléaire. Si les responsabilités et la période observée ont été élargies, il a été fait peu de cas du retard enregistré en France en matière d'énergies renouvelables et de politiques d'efficacité et de sobriété énergétique. La focale a été mise sur la filière du nucléaire avec comme clé d'entrée les accords politiques entre le Parti socialiste et Europe Écologie – Les Verts. Fermeture de Fessenheim, arrêt du projet Astrid ou de Superphénix ont fait l'objet de longues heures d'auditions en contraste avec la difficulté de faire auditionner celles et ceux qui plaident pour faire baisser notre consommation énergétique ainsi que la faisabilité d'un modèle 100% renouvelables.

Consommer moins d'énergie, n'est-ce pas là une question centrale lorsque l'on aborde la question de l'indépendance et la souveraineté énergétique de la France ? Dépendre des ressources présentes dans notre pays, à savoir la chaleur renouvelable, la géothermie, l'éolien et le solaire, n'est-il pas, au vu de la question posée, une priorité ? L'objectif de la commission d'enquête a malheureusement été tout autre : celui d'étayer une affirmation propagée largement par la filière du nucléaire qui stipule que grâce à la nucléarisation de la France, notre pays serait indépendant et souverain en matière d'énergies et que le supposé affaiblissement de notre filière nucléaire par les pouvoirs publics serait la raison d'une perte d'indépendance et de souveraineté énergétique.

Lors des premières auditions, les données statistiques rappelant les chiffres de notre consommation énergétique (la consommation finale de la France se compose à plus de 60% d'énergies fossiles (42% de produits pétroliers raffinés, 20% du gaz naturel, et 1% de charbon), 25% d'électricité, 10% d'énergies renouvelables thermiques, et 2% de chaleur commercialisée¹) auraient dû nous amener à réellement investiguer ces sujets absolument essentiels pour l'avenir.

¹ La transition énergétique en France, Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, Ministère de la Transition énergétique, <https://www.ecologie.gouv.fr/transition-energetique-en-france>

I. Du mythe de l'indépendance et de la souveraineté énergétique vers les notions de résilience et de vulnérabilité

Dès l'ébauche des premières auditions, un **consensus** a très vite émergé parmi les propos de nombreuses personnalités interrogées : **la souveraineté et l'indépendance énergétique de la France n'existent pas et n'ont jamais existé**. De nombreux auditionnés ont ainsi remis en question la pertinence de l'intitulé même de la commission d'enquête. Celui-ci induit en effet par sa formulation un biais cognitif avant même que ne soit dressé l'examen des conditions réelles de la situation énergétique de la France.

D'après Nathalie Ortar, anthropologue de l'énergie et directrice de recherche au Ministère de la Transition Écologique, *“la souveraineté énergétique de la France est un mythe. Elle n'a jamais existé”*. De la même manière, François Jacq, administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) a affirmé *“il me semble que la souveraineté énergétique n'existe pas ; cela supposerait une autonomie totale, une autarcie”*, et conclut que *“dès lors qu'il y a du commerce ou des échanges, on s'inscrit dans une forme de dépendance”*.

Assurément, depuis la révolution industrielle, notre système économique repose sur l'importation de matières premières énergétiques : l'utilisation d'abord du charbon, puis du gaz et du pétrole a fondamentalement transformé nos sociétés et nos modes de vie. Jean-Marc Jancovici, professeur à Mines Paris, a souligné *“qu'aucun pays n'est indépendant ou souverain énergétiquement”* et que *“mener un débat philosophique sur l'indépendance n'avait pas beaucoup d'intérêt pratique”*. Patrick Pouyanné, président-directeur général de TotalEnergies, a également déclaré que *“la notion d'indépendance, qui a longtemps animé la politique énergétique française, est difficile, voire impossible à atteindre, étant donné que notre pays ne possède pas sur son territoire toutes les énergies dont il a besoin”*.

Xavier Jaravel, professeur d'économie à la London School of Economics, a souligné la difficulté d'atteindre une réelle *“souveraineté”* énergétique *“dans un monde globalisé où chacun dépend de plusieurs chaînes de valeur”* et introduit plutôt la notion de **“résilience”**, définie comme *“la capacité à résister aux chocs d'ordre interne, tels qu'une indisponibilité du parc nucléaire, et aux chocs d'ordre externe, tels qu'une guerre rendant difficile l'approvisionnement en énergie”*.

La notion de **vulnérabilité** a aussi émergé comme notion alternative aux notions de souveraineté et d'indépendance énergétique. Jacques Percebois, professeur émérite à l'Université de Montpellier et directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie, a insisté sur l'importance de distinguer les notions de dépendance et de vulnérabilité : *“on peut être dépendant sans être vulnérable, et indépendant tout en l'étant.”* Il poursuit que *“dans le domaine des énergies fossiles, nous n'avons pas le choix : la France ne produit ni pétrole, ni gaz, ni charbon et importe donc la totalité de sa consommation. [...] Le rôle de l'État est de tenir compte des risques de vulnérabilité.”* De même, Yves Marignac, chef du pôle énergies nucléaire et fossiles de l'association négaWatt, a souligné que *“la souveraineté se joue aussi dans le niveau de vulnérabilité de notre système énergétique, que ce soit à l'égard d'aléas externes ou de risques qu'il génère pour lui-même”*. Cette terminologie de vulnérabilité est aussi celle retenue par Nicolas Hulot, ancien ministre de la Transition écologique et solidaire.

La fiabilité des équipements nationaux, tels que le parc nucléaire, entre ainsi clairement en compte dans les facteurs qui influent sur notre capacité d'approvisionnement énergétique.

II. Une focale exclusivement nucléaire ne permettant d’interroger notre dépendance aux énergies fossiles et à considérer le potentiel des énergies renouvelables, de l’efficacité et de la sobriété énergétique

Nous déplorons que la commission se soit, tout au long des auditions, **quasi-exclusivement concentrée sur la problématique du nucléaire. Ce parti-pris ne nous a pas permis de suffisamment examiner la dépendance de notre économie aux énergies fossiles, le retard de la France en matière d’énergies renouvelables, et la nécessité d’activer les leviers de l’efficacité et de la sobriété énergétique et de repenser notre modèle de société.**

Pour examiner la question énergétique, l’angle nucléaire est trop étroit et confine le débat à la problématique électrique. En canalisant tout le débat autour du nucléaire et en n’examinant que la part électrique du mix énergétique, la commission d’enquête a malheureusement éclipsé la panoplie de défis qui subsistent pour décarboner l’usage de l’énergie en France. Or, rappelons qu’aujourd’hui, l’électricité ne représente que 25% de la consommation d’énergie finale en France. Et, dans les projections de Réseau Transport Électricité (RTE), il est prévu que l’électricité compte pour 55% de l’énergie finale en 2050. Même avec cette hausse, il ne faut donc pas perdre de vue que 45% de notre énergie devra être décarbonée par d’autres moyens que l’électricité. Les solutions de sobriété et d’efficacité énergétique seront incontournables pour atteindre la neutralité carbone d’ici 2050.

1. Une trop forte dépendance de la France aux énergies fossiles

Ce parti-pris et cette obsession pour le secteur du nucléaire ne nous a malheureusement pas suffisamment permis d’interroger la **dépendance de notre économie aux énergies fossiles importées**. Comme l’ont rappelé Delphine Batho, ancienne ministre de l’Écologie et Patrick Pouyanné, notre mix énergétique est toujours composé à 63% d’énergies fossiles. D’après le Ministère de la Transition Énergétique, notre mix énergétique est toujours dépendant à 41,6% de produits pétroliers raffinés, à 19,9% du gaz naturel, et à 0,7% de charbon¹.

Pourtant, comme le souligne l’Agence Internationale de l’Énergie Atomique (AIEA), *“pour mettre en place une économie mondiale neutre en carbone, il faut décarboner tous les secteurs qui dépendent actuellement largement des combustibles fossiles, notamment le chauffage et les procédés industriels nécessitant combustion et transport, en particulier les transports lourds, le transport maritime et le transport aérien”*². Au regard de l’urgence climatique et énergétique, nous déplorons le peu de temps passé à évoquer les problématiques de décarbonation de chaque secteur, particulièrement ceux du transport, du bâtiment, et de l’industrie. L’audition de Patrick Pouyanné, en tant que rare représentant de l’industrie des énergies fossiles, n’évoque malheureusement aucune ébauche d’un plan pour se désaccoutumer de ces énergies. Au contraire, Patrick Pouyanné maintient aveuglément la nécessité de continuer à investir dans les énergies fossiles, dans le pétrole et les infrastructures tels que des terminaux gaziers, en parallèle des projets d’énergies renouvelables.

¹ La transition énergétique en France, Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, Ministère de la Transition énergétique, <https://www.ecologie.gouv.fr/transition-energetique-en-france>

² Au-delà de la production d’électricité : l’électronucléaire au service des applications non électriques, AIEA, décembre 2021, <https://www.iaea.org/fr/newscenter/news/au-dela-de-la-production-delectricite-lelectronuclaire-au-service-des-applications-non-electriques>

Une fois de plus, les énergies fossiles et l'urgence d'en sevrer l'économie française demeurent un angle mort de cette commission d'enquête, alors même que notre vulnérabilité énergétique s'explique en grande partie par notre dépendance à ces énergies. En effet, comme l'a exprimé Delphine Batho, *“l'ensemble des risques est associé au fait que la principale énergie consommée en France est à 63 % d'origine fossile et importée. La France est à la merci de la hausse des prix du baril et des dépendances géopolitiques induites par le souci d'assurer son approvisionnement.”* Cette dépendance aux énergies fossiles, au pétrole et au gaz importés constitue la première cause de la crise énergétique que la France a traversé à l'hiver 2022/2023. De la même manière, Dominique Voynet, ancienne ministre de l'Environnement, a souligné notre *“dépendance pathologique aux combustibles fossiles”*, qui est à peine mentionnée et pensée, nous empêchant d'envoyer *“les bons signaux aux usagers et aux consommateurs s'agissant, par exemple de l'achat de véhicules de type SUV (Véhicule Utilitaire Sport) ou de la régulation du secteur aérien”*.

Ainsi, même s'ils peuvent être stockés, les hydrocarbures ne procurent qu'une illusion de souveraineté, puisque nous n'en produisons pas sur notre territoire et que nous sommes perpétuellement contraints à les importer.

Notre économie demeure maladivement dépendante aux énergies fossiles dans les domaines du transport, de l'industrie et du chauffage : en 2020, 34,7 Mtep (Million de tonne équivalent pétrole) de pétrole était destiné au secteur du transport, 9,9 Mtep de gaz naturel était destiné à l'industrie et 16,3 Mtep de gaz naturel était destiné au secteur des bâtiments¹.

S'agissant des voitures, pour Dominique Voynet, *“la solution ne réside pas dans leur électrification mais dans la diminution de leur poids et dans le développement des transports collectifs et de formes plus douces de mobilité”*. Concernant la décarbonation de secteurs tels que ceux du bâtiment, il faut se doter d'une politique ambitieuse de rénovation des logements pour réduire de manière structurelle la consommation en énergie. Malheureusement, la rénovation énergétique n'a quasiment pas été abordée, alors même que *“le chauffage reste le premier levier de baisse de consommation”* d'énergie d'après RTE². Refuser de débattre des facteurs structurels clés tels que la nécessité d'isoler les bâtiments et de les concevoir de manière à anticiper les variations climatiques témoigne de l'étroitesse d'esprit de la commission d'enquête. Comme le résumait ces propos de François Hollande, ancien Président de la République, *“l'isolation thermique est sans doute l'investissement le plus rentable pour que nous ayons à consommer moins d'électricité et d'énergie. Encore faudrait-il pour cela que nous puissions affecter un volume budgétaire à cette priorité”*.

De même, le sujet de la décarbonation de l'industrie a à peine fait l'objet des travaux de la commission. Et ce, alors même que dans ses conclusions le rapporteur prend le parti de s'appuyer sur le scénario Réindustrialisation Profonde des travaux de RTE, dans lequel *“la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12 à 13% en 2050”*. Il existe pourtant au sein des travaux de RTE un scénario Sobriété, dans lequel *“les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations, occasionnant une diminution*

¹ IEA, 2020, diagramme de Sankey, <https://www.iea.org/sankey/#?c=France&s=Balance>

² Bilan hiver 2022/23 de RTE, mars 2023, Bilan de l'hiver 2022-2023 : Des coupures d'électricité évitées grâce à la baisse de consommation, <https://www.rte-france.com/actualites/bilan-hiver-2022-2023-coupages-electricite-evitees-grace-baisse-consommation#:~:text=baisse%20de%20consommation-.Bilan%20de%20l'hiver%202022%2D2023%20%3A%20Des%20coupures%20d,%C3%A0%20la%20baisse%20de%20consommation&text=RTE%20pr%C3%A9sente%20ce%20jeudi%2016.d'approvisionnement%20a%20%C3%A9%20%C3%A9%20assur%C3%A9>.

générale des besoins énergétiques”. Ce choix du rapporteur de s’appuyer sur une hypothèse de réindustrialisation forte et d’écarter la possibilité de tendre vers une plus grande sobriété des usages n’a pourtant pas fait l’objet de quelconques débats au sein de la commission d’enquête, et s’appuie visiblement simplement sur les annonces gouvernementales concernant la réindustrialisation de la France. Nous déplorons ici le parti-pris du rapporteur de faire ainsi quasiment l’impasse sur l’efficacité et la sobriété énergétique.

L’audition de Catherine MacGregor, directrice générale du groupe Engie a été l’une des seules au cours desquelles le sujet de la décarbonation de l’industrie a été abordé. Après avoir vanté le potentiel de la décarbonation du gaz, Catherine MacGregor a cependant admis dans son audition le faible potentiel de décarbonation du gaz à l’horizon 2030 (seulement 20%) et consenti que l’hydrogène vert n’est produit qu’en très petite quantité à prix très élevé. Les enjeux de décarbonation du gaz et de l’industrie pour informer la politique énergétique de la France demeurent malheureusement un angle mort de cette commission d’enquête.

2. Un large consensus sur la nécessité de diversifier le mix électrique

Au-delà de la nécessité de réduire notre dépendance aux énergies fossiles, une politique énergétique souveraine doit nécessairement passer par une diversification des sources d’énergie sur lesquelles elle repose. Cette diversification du mix électrique, traduite en partie par une réduction de la part d’énergie nucléaire dans le mix électrique français, faisait, à raison, partie intégrante de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015. En effet, tous les experts s’accordent sur la nécessité de diversifier le mix électrique pour éviter les vulnérabilités liées à des chocs internes - comme la vulnérabilité du parc nucléaire - et externes - comme l’arrêt d’approvisionnement en gaz russe.

Cet objectif de réduire à 50% la part du nucléaire dans le mix électrique a fait l’objet de nombreuses discussions dans cette commission d’enquête. Il a été en parallèle supprimé par le gouvernement lors de l’examen du projet de loi relatif à l’accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires et au fonctionnement des installations existantes. Cet objectif qui avait été inscrit dans la LTECV, puis repoussé à l’horizon 2035 par le ministre Nicolas Hulot en 2015, a été maintes fois critiqué et remis en question par de nombreux auditionnés : Manuel Valls, ancien Premier ministre, a admis un *“objectif politique”*, et Nicolas Hulot a admis l’impossibilité de tenir l’objectif de 2025 sans augmenter les émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, il nous semble important de retenir les propos de François Brottes, ancien président de RTE, ancien député, et conseiller énergie de François Hollande pendant la campagne présidentielle de 2012. Ce dernier a rappelé qu’il n’a, dans cette loi, jamais été question de se passer du nucléaire, mais bien de réduire la prépondérance de cette énergie dans le mix électrique en réponse, non pas à des pressions ou orientations politiques, mais face à une observation technique : **la dominance du mix électrique au nucléaire renforce notre dépendance et nous rend vulnérable**, comme le démontre la crise de cet hiver. En effet, comme l’a formulé Yves Maignac *“la situation actuelle est plutôt celle d’une dépendance accrue au nucléaire, comme en témoigne la volonté de prolonger toujours davantage les réacteurs nucléaires.”* François Hollande s’est d’ailleurs clairement expliqué lors de son audition sur cet objectif : *“l’objectif des 50% n’était pas de se passer du nucléaire mais de diversifier le mix électrique et de faire monter les énergies renouvelables”*.

Aussi, comme de nombreux auditionnés l'ont répété, tels que Pierre-Franck Chevet, ancien président de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) et Bernard Doroszczuk, président actuel de l'ASN, **il faut pouvoir préserver des marges dans les capacités de production nucléaire installées. Ainsi le système électrique doit être capable de gérer l'arrêt de quinze réacteurs à tout moment.** Or, nous avons pu constater à l'hiver 2022 que devant l'arrêt forcé de la moitié du parc nucléaire pour cause de maintenance et de corrosion sous contrainte, la production électrique a été fortement affectée et réduite, et le taux de disponibilité des réacteurs nucléaires fortement dégradé. Cette situation a fait peser la menace de fortes tensions sur le système électrique et induit un véritable risque de délestage dans le pays. Rappelons que ce n'était pas la première fois que cette situation se produisait ; en 2009, 18 réacteurs sur 58 étaient à l'arrêt pour cause d'accidents inopinés. Ce manque de fiabilité structurel du parc nucléaire n'a été que trop peu relevé aux yeux du groupe Écologiste.

François Brottes a également rappelé que la traduction législative de l'objectif de 50% s'accompagnait de gardes-fous pour s'assurer que la réduction de la part du nucléaire ait lieu dans le cadre de la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre : **il n'a donc jamais été question dans la loi de rouvrir des centrales à charbon pour pallier les manques de l'énergie nucléaire.** Tous les scénarios considéraient d'ailleurs à l'époque comme tout à fait faisable l'objectif de réduire à 50% la part du nucléaire dans le mix électrique français, tout en se passant de nouvelles capacités d'énergies fossiles. Ainsi, il ressort clairement que contrairement à ce que la commission d'enquête s'est acharmée à faire ressortir, le déclin de la filière nucléaire n'est pas dû à l'objectif de réduction du nucléaire. Ne pas miser la souveraineté énergétique de la France uniquement sur le nucléaire et diversifier le mix apparaît simplement comme du bon-sens. **Le constat après ces auditions est simplement que malheureusement au-delà de l'annonce politique, peu de responsables politiques se sont réellement attelés à concrétiser cet objectif.**

3. Un sous-investissement chronique dans les énergies renouvelables

Le **sous-investissement chronique de la France dans les énergies renouvelables** (EnR) n'a pas fait l'objet d'un examen approfondi, en témoigne le peu d'attention porté au sujet lors des auditions. Comme l'a relevé Bruno Bensasson, président directeur-général d'EDF Renouvelables, *“ces énergies renouvelables sont absolument nécessaires pour réduire la dépendance aux énergies fossiles”*. *“Tous les rapports de RTE ou de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), insistent sur la nécessité absolue de développer massivement les énergies renouvelables, même en prévoyant du nucléaire à l'horizon 2050”*, a également rappelé Corinne Lepage, ancienne ministre de l'Environnement.

Malheureusement, outre reconnaître le retard de la France en la matière, très peu d'attention a été porté au sein de la commission d'enquête aux défis de la filière des énergies renouvelables. Contrairement à l'approche adoptée concernant l'énergie nucléaire, les membres de la commission n'ont pas tenté d'établir de responsabilités concernant le retard de la France pour atteindre les objectifs fixés d'énergies renouvelables. Et ce alors que fin 2022, les énergies renouvelables ne représentaient que 19,1 % de la consommation d'énergie finale de la France, alors que celle-ci s'était engagée à atteindre 23 % en 2020.

Par opposition, Nicolas Hulot a rappelé que les énergies renouvelables représentent 75 % de la production d'électricité au Danemark, 50 % en Allemagne et 47 % en Espagne, et que ces pays ont pour objectif d'atteindre 80% voire 100 % d'ici 2030. Il a également noté qu'en 2025, les énergies renouvelables devraient être la première source d'énergie dans le monde.

Nous regrettons ainsi qu'aucun représentant de la filière des EnR n'ait été auditionné, excepté Bruno Bensasson d'EDF Renouvelables. Les nombreux représentants d'EDF ont été principalement interrogés à propos de la production d'électricité nucléaire, mais les activités renouvelables telles que l'hydraulique et les énergies renouvelables alternatives comme la biomasse, la géothermie, le biogaz et les énergies de récupération ont été trop peu traitées.

Il a été fait peu de cas de l'échec français de mettre en place une réelle filière industrielle en matière d'énergies renouvelables. Les échecs de l'industrie du renouvelable en France et en Europe ont été évoqués brièvement par quelques auditionnés (Nicolas Sarkozy a mentionné que *“le photovoltaïque posait le problème de l'argent qui partait en Chine”*) mais pas assez développés pour permettre d'expliquer le retard de la France en la matière. Plus d'attention aurait pu être accordée à la politique industrielle de la Chine concernant les panneaux photovoltaïques, qui a conduit à une déconfiture commerciale en Europe. La Chine a choisi de subventionner massivement les entreprises chinoises pour leur permettre de pratiquer des prix inférieurs aux coûts de revient pour les fabricants et ainsi devenir compétitives sur le marché européen. Cette stratégie, couplée à l'inefficacité des politiques industrielles européennes, au faible investissement financier et au manque de soutien politique de l'Europe vers les énergies renouvelables explique la fuite industrielle de la production de panneaux solaires vers la Chine. Analyser plus longuement cet échec aurait pu permettre de comprendre une partie essentielle de la perte de souveraineté énergétique de la France, au-delà du nucléaire qui a concentré l'intérêt du rapporteur et du président.

Pour autant, le manque de volonté et de portage politique pour pousser les énergies renouvelables au gré des gouvernements est criant. Comme Corinne Lepage l'a formulé, *“la situation actuelle s'explique par le refus de lancer une véritable politique en faveur des énergies renouvelables. L'opposition à l'éolien date de 2005 et en 2010, le gouvernement a décidé de sacrifier purement et simplement la filière solaire française du fait du moratoire. 10 000 emplois ont été perdus et les entreprises se sont installées en Europe et ailleurs”*. François Hollande a lui aussi, lors de son audition, admis qu'il regrettait *“de ne pas avoir pu développer davantage les énergies renouvelables pour atteindre nos objectifs énergétiques”*, affirmant que *“nous avons besoin d'une telle filière”*.

Les propos d'Eric Besson, ancien ministre de l'Industrie et de l'Energie, témoignent aussi d'une volonté des pouvoirs publics de privilégier le nucléaire au détriment des renouvelables : *“Nous disposions d'un tel atout avec le nucléaire que nous aurions pu avoir intérêt à attendre la diminution du prix marginal du solaire et de l'éolien avant de nous précipiter et de profiter de ce laps de temps pour créer des filières industrielles solides.”* Fataliste, celui-ci déclare, *“en dépit des efforts entrepris et des sommes consacrées, nous n'avons pas de filière EnR française de dimension suffisante”*.

Le scepticisme d'Eric Besson concernant les renouvelables est palpable dans ses propos lorsqu'il relate son entrevue avec le commissaire Günther Oettinger en prévision du Conseil européen de l'énergie du 14 février 2012 : *“Je demande ce jour-là au commissaire Oettinger et à ceux qui plaident pour une stratégie principalement axée sur les énergies renouvelables de dire la vérité aux citoyens européens sur les conséquences d'un recours accru aux énergies fossiles pour gérer l'intermittence, sur le prix de l'électricité, sur les émissions de gaz à effet de serre et l'impact pour nos industries électro-intensives”*. Il est même allé jusqu'à mentionner *“le problème de l'acceptabilité sociale de ces modes de production de l'énergie”*, pour justifier le manque d'ambition de sa politique industrielle à l'égard de cette filière. Pourtant, d'après un sondage Harris Interactive pour le ministère de la Transition écologique

“71 % des Français sont favorables au développement de l'énergie éolienne, avec des taux plus élevés dans les régions où l'éolien est déjà développé”¹.

Nathalie Kosciusko-Morizet, ministre de l'Écologie sous le même gouvernement qu'Eric Besson a également concédé cette volonté de l'État de tout miser de manière irrationnelle sur le nucléaire au détriment des renouvelables : “*Dans le cadre du Grenelle de l'environnement, l'essentiel des crédits directs en matière d'énergie ont été destinés au nucléaire*” alors que “*les programmes publics d'investissement n'ont pas été discutés au sein des groupes de travail*”.

Arnaud Montebourg, ancien ministre du Redressement productif, déclare pour sa part que “*la deuxième cause de la situation actuelle, c'est l'échec des énergies renouvelables à remplacer les énergies fossiles*”. Il insiste sur le fait que “*les énergies renouvelables ne sont pas pilotables – nous ne décidons ni le vent ni l'ensoleillement –, elles sont aussi coûteuses que le nucléaire et elles réduisent le solde d'exportation d'électricité puisque le nucléaire permet d'exporter de l'électricité produite par des réacteurs amortis, et donc peu chère*”. Pourtant, Patrick Pouyanné, a lui affirmé que “*le nucléaire, en France, est une base d'électricité peu flexible. Il est difficile d'ajuster la production d'une centrale nucléaire, contrairement à celle d'une centrale à gaz*”.

La géothermie a été quelque peu mentionnée, mais traitée marginalement. Peu d'attention a également été portée à l'hydroélectricité, qui est pourtant la deuxième source de production électrique en France derrière le nucléaire. L'hydroélectricité constitue pourtant une source d'énergie flexible et stockable, permettant ainsi de composer avec l'impératif d'un système électrique équilibré et à un réseau sécurisé, représentant 68% de notre capacité de pointe, d'après Delphine Batho.

Par ailleurs, il est fondamental de ne pas perdre de vue que les énergies renouvelables ne se limitent pas aux énergies électriques, c'est-à-dire aux éoliennes et aux panneaux solaires. Selon Delphine Batho, produire de la chaleur renouvelable et, dans les années à venir, du froid renouvelable, sera absolument essentiel. Ainsi, le solaire thermique pourrait par exemple remplacer la consommation d'électricité destinée à chauffer l'eau.

Finalement, au gré des auditions, et contrairement aux propos du rapporteur, on constate bien une opposition très française entre le nucléaire et les énergies renouvelables, qui explique que la France soit le seul pays d'Europe à ne pas atteindre ses objectifs en matière d'énergies renouvelables.

Le parti pris de décrédibiliser les scénarios 100% renouvelables a été palpable lors des auditions. La faisabilité d'un scénario 100% renouvelable pourtant avérée dans les scénarios RTE n'a en effet pas été l'objet de davantage de discussions. Sans réel investigation ou fondement, les propos du rapporteur (“*l'absence de démonstration à grande échelle d'un mix électrique fonctionnant à 100% d'EnR*”...) ou encore la description d'un modèle pour les énergies renouvelables “*très subventionné et dépendant aux matériaux*” témoignent du peu de sérieux de l'éclairage qu'aurait pu apporter cette commission à notre mix énergétique.

Ainsi, la commission d'enquête n'a pas su faire fi de ses présupposés souhaitant simplement affirmer que le 100% renouvelables n'est pas possible et ce sans fondement réel. Les solutions existantes, comme le stockage pour assurer la flexibilité du réseau dans un système 100%

¹ Acceptabilité des nouvelles infrastructures de transition énergétique : transition subie, transition choisie ? Avis du CESE de mars 2022 : https://medias.vie-publique.fr/data_storage_s3/rapport/pdf/284603.pdf

renouvelables, ont été trop rapidement rejetées. Or, Barbara Pompili, ancienne ministre de la Transition écologique, a bien mentionné que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et RTE lui avaient remis en janvier 2021 un rapport qui confirmait qu'il était possible d'atteindre en 2050 un mix 100 % renouvelables.

Xavier Piechaczyk, président du directoire de RTE, a également affirmé lors de son audition que tous les chemins, y compris celui du 100% renouvelables étaient possibles, et qu'ils parvenaient tous à assurer la sécurité d'approvisionnement de la France. **S'il a reconnu que les scénarios 100% renouvelables posaient des défis à la fois techniques et d'acceptabilité, il a également noté que les scénarios prévoyant du nouveau nucléaire se heurtaient au défi de la prolongation des tranches nucléaires existantes, point autour duquel subsiste une grande incertitude.** Xavier Piechaczyk a enfin rappelé que la manière d'atteindre la neutralité carbone relevait avant tout d'un choix de société, permis par plusieurs trajectoires.

Enfin, comme l'a indiqué Yves Margignac dans son audition, *“le scénario négaWatt, consistant à réduire nos besoins globaux en énergie (grâce à davantage de sobriété et d'efficacité énergétiques), et à nous appuyer à terme sur 100 % d'énergies renouvelables locales, est porteur de beaucoup moins de risques et de beaucoup plus de souveraineté et de sécurité énergétiques à long terme”.*

4. La nécessité de réinterroger notre modèle de société et de tendre vers la sobriété

Reconnaître les réalités de l'Anthropocène implique d'en finir avec une vision du monde relevant de l'illimitisme, alors que les ressources terrestres sont limitées. L'entêtement dans la surcapacité nucléaire illustre parfaitement le modèle énergétique choisi par la France dans les années 1970 qui n'est toujours pas remis en question aujourd'hui.

Le modèle prôné par de nombreux auditionnés ne remet pas en question cette course à la consommation électrique et la nécessité de repenser nos usages. D'un point de vue énergétique, il est cependant essentiel de réfléchir de manière systémique à la façon d'imaginer des usages qui consomment moins de par leur conception. Par exemple, concevoir des voitures de plus petite taille impacte non seulement la quantité d'essence consommée, ou la taille des batteries, mais également la quantité d'acier utilisée pour leur fabrication, activité qui génère elle aussi son lot d'émission de gaz à effet de serre.

Il aurait été utile de mentionner que la surcapacité en matière de production d'électricité nucléaire a mené en France à une plus grande vulnérabilité et dépendance en matière d'électricité en ce qui concerne la période hivernale du fait de cette particularité du chauffage électrique, mode de chauffage inefficace. Relancer le nucléaire aujourd'hui ne nous invite malheureusement pas à sortir de cette logique de surconsommation électrique permanente, qui accroît nos risques et notre dépendance en période de tension électrique.

Nous déplorons également le peu d'attention porté à l'efficacité énergétique et à la sobriété énergétique. Malheureusement, elles sont toujours les grandes oubliées de la stratégie énergétique française. Pourtant, l'efficacité énergétique constituait la première source potentielle d'énergie domestique à l'horizon 2020 d'après le Conseil économique, social et environnemental (CESE)¹.

¹ Efficacité énergétique ; un gisement d'économies ; un objectif prioritaire, Avis du CESE de janvier 2013, <https://www.lecese.fr/travaux-publics/efficacite-energetique-un-gisement-deconomies-un-objectif-prioritaire>

Comme le souligne RTE, “*les actions sur la demande d’énergie au travers des modes de vie constituent un outil évident pour l’atteinte de la neutralité carbone, qui doit être aujourd’hui systématiquement investiguée*”¹. D’après l’AIE, “*l’efficacité énergétique réduit également la probabilité d’interruptions de l’approvisionnement ; la seule source d’énergie qui ne peut être interrompue est l’énergie qui n’est pas utilisée*”.²

La notion de sobriété est également au centre des scénarios Transition(s) 2050 de l’ADEME, qui soulignent qu’une réduction de la demande en énergie de 23% à 55%, selon les scénarios, elle-même liée à la demande de biens et de services, est un facteur clé pour atteindre la neutralité carbone. L’association négaWatt définit la sobriété comme une démarche de réduction des consommations superflues s’organisant par une hiérarchisation des besoins, et favorisant les comportements et activités intrinsèquement peu consommateurs d’énergie au niveau individuel et collectif.

D’après François Hollande, “*le grand enjeu est la sobriété énergétique, celle dont on parle mais qu’on ne voit pas – par définition, en effet, il n’y a pas de centrale de la sobriété énergétique, mais des comportements.*” Comme l’a rappelé Delphine Batho, “*toute feuille de route visant à atteindre la neutralité carbone doit commencer par diviser par deux la consommation d’énergie en France. Il n’y a pas de plan B à la réduction de la demande.*” Nicolas Hulot a aussi affirmé que “*tous ceux qui se sont un peu intéressés à la question le diront, le modèle énergétique de demain, quel qu’il soit, reposera sur la sobriété, clé de voûte de toute réussite.*” Il ajoute également que “*la sobriété est une condition du succès. Sans elle, nous ne pourrions pas atteindre nos objectifs.*”

Les discussions de la commission se sont centrées quasi-exclusivement sur la question de la production de l’électricité, soit une focale s’intéressant seulement à l’offre d’électricité. Or, de nombreuses solutions, qui permettent de renforcer l’autonomie énergétique d’un pays et de régions, sont intimement liées à la gestion de la demande, un sujet qui n’a été que trop peu abordé.

La nécessité de “*mettre en œuvre une stratégie globale et cohérente visant à réduire fortement la consommation individuelle et collective*” a été pointée du doigt par Dominique Voynet. Cette stratégie doit “*mobiliser tous les secteurs d’activité – l’industrie, les transports, l’agriculture, le tertiaire, l’habitat et les ménages – et combiner efficacité énergétique et économies d’énergie*”. Concevoir l’énergie de manière transversale à travers tous les secteurs est absolument essentiel pour éviter que la discussion ne se focalise que sur la production d’énergie et qu’elle oublie les questions d’efficacité énergétique et d’organisation structurelle qui sont également cruciales.

Ainsi, cette attention exclusivement portée à la filière nucléaire passe à côté d’une donnée essentielle, celle du modèle de société que nous choisissons à travers notre politique énergétique. Au-delà des discussions concernant la production d’électricité et les mesures d’efficacité, toute stratégie énergétique sérieuse doit poser la question de la modification de nos usages, à travers des modifications profondes de notre organisation en tant que société pour changer fondamentalement notre façon de consommer, de nous déplacer, de nous loger, de travailler. **Ne pas s’attaquer à ces questions essentielles revient en essence à faire fi du constat scientifique partagé : nous ne disposons pas de ressources infinies.**

¹ Futurs Énergétiques, rapport de RTE, octobre 2021, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

² Energy security, IEA, <https://www.iea.org/reports/multiple-benefits-of-energy-efficiency/energy-security>

III. La filière nucléaire n'a eu besoin de personne pour s'auto-détruire

1. La surcapacité nucléaire a rendu la France thermosensible et vulnérable

Corinne Lepage rappelle qu'il y a exactement 50 ans, en 1973, face au choc pétrolier et à la politique de maîtrise de l'énergie de l'époque, nous avons en réalité vécu une chute de la consommation considérable, conduisant à une surcapacité et à une surproduction de l'électricité nucléaire. D'après Yannick d'Escatha, ancien administrateur général du CEA, *“dans les années 1990, on parlait de surproduction ; à cette époque, 80 % de l'énergie produite était d'origine nucléaire, dont une partie importante était exportée.”*

Selon Corinne Lepage, *“puisque'elle ne pouvait être stockée, cette électricité devait être consommée. Avec l'accord de l'État, EDF a mis en place une politique de prix très bas pour consommer l'électricité. C'est la raison pour laquelle le chauffage électrique a augmenté en France et pour laquelle nous expérimentons un pic de consommation lié au froid. 50 % de la pointe européenne est française. Ce choix politique, économique et financier réalisé dans les années 1980 a mené à la situation dans laquelle se retrouvent les ménages français aujourd'hui, confrontés à une augmentation du prix de l'électricité, malgré les efforts du gouvernement pour la limiter.”* La surproduction d'électricité en France a donc mené à une politique de coûts très bas, ainsi qu'au développement du marché de l'électricité européen, utile pour exporter le surplus d'électricité que nous produisions.

Pour RTE, on parle de phénomène de thermosensibilité lorsque la consommation électrique d'un pays est une grandeur sensible à la température. La consommation énergétique s'élève lorsqu'il fait plus froid, en particulier à cause de l'utilisation du chauffage électrique. Ce phénomène existe dans l'ensemble des pays européens, mais c'est en France qu'il est le plus marqué.

Comme le souligne Yves Marignac, *“le choix du « tout nucléaire, tout électrique » a conduit à un développement massif du chauffage électrique, qui crée un phénomène de pointe hivernale extrêmement important, et une dépendance à l'égard du « gradient thermique »”*. En effet, la surcapacité énergétique résultant du programme nucléaire des années 1970 a encouragé la France à se tourner vers le chauffage électrique, dont on sait pourtant qu'il est par nature inefficace.

Le rapport Jean Syrota de 1988 qualifiait ainsi le chauffage électrique de *“particularité française”* et considérait que le nucléaire devait être utilisé en base pour des besoins industriels et/ou réguliers et non pour des usages climatiques en période hivernale essentiellement.

Nous regrettons que le sujet de la thermosensibilité de la France ait été balayée d'un revers de main, alors qu'il constitue un défi majeur propre à notre pays. En effet, cette thermosensibilité historique est très largement responsable de notre vulnérabilité énergétique, qui nous a contraint cet hiver à amplifier notre recours aux énergies fossiles les plus sales pour satisfaire nos besoins en chauffage.

Pour rappel, face à l'arrêt de nombreuses centrales nucléaires cet hiver, le projet de loi pouvoir d'achat de juillet 2022 a, pour garantir la “sécurité d'approvisionnement”, autorisé la réouverture de la centrale à charbon Emile-Huchet de Saint-Avold (relancée en novembre 2022) et la construction d'un terminal méthanier au Havre pour importer du gaz naturel liquéfié. Des projets climaticides pour répondre à un manque de clairvoyance sur notre situation énergétique.

2. Investissements à l'étranger hasardeux, et échecs industriels à répétition

Corinne Lepage a cité lors de son audition le rapport de 1999 de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), de Messieurs Robert Galley et Christian Bataille, qui évoquait *“les options d'utilisation de la rente nucléaire”* et proposait *“d'investir dans l'entretien des centrales existantes, mais mettait en garde contre la privatisation”*. Or, comme Corinne Lepage le souligne, *“nous avons fait le contraire”* et *“les choix qui ont été faits d'investissements massifs à l'étranger se sont révélés absolument catastrophiques”*. Madame Lepage rappelle les investissements calamiteux dans les projets à l'étranger (5 milliards d'euros pour Constellation aux États-Unis, 14 milliards d'euros pour l'achat de British Energy alors qu'il ne valait initialement que 7 ou 8 milliards d'euros, des investissements en Amérique du Sud...). La politique consistant à privilégier les investissements nucléaires à l'étranger a conduit à une perte de compétences préoccupante de notre filière nationale, et à une carence de maintenance sur le parc nucléaire français. **Cette politique à l'export hasardeuse basée sur une technologie non maîtrisée qui a débuté dans les années 1990 a été contre-productive et a largement participé à la décrédibilisation de la filière.**

Cette décrédibilisation de la filière nucléaire française s'illustre particulièrement par la **perte d'un contrat clé** avec les Emirats-Arabes Unis en 2009. Malgré la complexité avérée de l'EPR, les industriels ont fait preuve d'entêtement dans cette technologie afin de pouvoir exporter cette technologie française et affirmer une puissance industrielle fantaisiste. Cet acharnement dans l'export d'EPR à l'étranger sans remise en question de cette stratégie industrielle et commerciale a conduit EDF à sous-évaluer et sous-anticiper les besoins en maintenance dans le parc français, menant en toute logique à la crise énergétique que nous avons subie à l'hiver 2022/2023.

L'ensemble des auditionnés a également reconnu que **les rivalités entre les dirigeants d'Areva et EDF**, particulièrement Anne Lauvergeon, ancienne présidente d'Areva et Henri Proglio ancien président-directeur général d'EDF, ont participé des échecs à l'exportation, mais aussi d'une prise en d'otage des décisions politiques et d'un affaiblissement des capacités industrielles de la filière. Corinne Lepage a noté que la Cour des Comptes en 2010 présente le conflit entre Areva et EDF comme l'une des causes de l'échec de la filière EPR¹. Eric Besson a reconnu quant à lui que *“les affinités entre Henri Proglio et Anne Lauvergeon n'étaient pas particulièrement marquées, ce qui n'a pas contribué à la sérénité de la filière”*. Il a aussi admis à propos de ces tensions dans la filière que *“la conséquence la plus préjudiciable en a été la perte de l'appel d'offres d'Abu Dhabi”*. Enfin, pour Nathalie Kosciusko-Morizet, le conflit entre EDF et Areva a eu *“une très grande part de responsabilité”* dans les échecs de la filière, *“crispée autour de ce conflit”* et *“conduisant les acteurs à progressivement s'isoler”*.

Les **échecs successifs de l'EPR à l'étranger** (Taishan en Chine, Olkiluoto en Finlande, Hinkley-Point en Grande-Bretagne) ont également été examinés et révèlent les failles de ce produit de la filière nucléaire. Les retards à répétition et les déboires financiers subis par la filière témoignent d'un manque de fiabilité industrielle de cette technologie. A propos de l'EPR finlandais, Corinne Lepage rappelle les *“références techniques erronées ; des études détaillées insuffisantes ; une estimation initiale irréaliste ; un défaut d'organisation du suivi ; des contrats qui ont connu des augmentations considérables entre 100 et 700 % ; un défaut de contrôle ; un retard dans la reconnaissance des défauts de compétences ; le refus d'EDF d'informer en temps et en heure l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) des règles d'exclusion de rupture qui n'étaient pas respectées”*.

¹La filière EPR, rapport de la Cour des Comptes de juillet 2020, <https://www.ecomptes.fr/fr/publications/la-filiere-epr>

La **complexité exagérée du design de l'EPR** a été reconnue à de nombreuses reprises. Henri Proglia a notamment déclaré que *“l'EPR est un engin trop compliqué, quasi inconstructible, dont on voit aujourd'hui les difficultés”*, poursuivant que *“les grands patrons du nucléaire d'EDF les avaient anticipées, mais la dérive d'organisation du système nucléaire et la prédominance d'Areva dans ce dispositif, pour des raisons non techniques et absurdes, ont fait que l'EPR était le seul outil disponible dans notre univers”*. Corinne Lepage soulève que *“ce pari unique sur l'EPR a entraîné corrélativement un défaut d'intérêt pour le parc existant et une perte de compétence dont nous nous plaignons aujourd'hui”*.

Les auditionnés ont enfin analysé le **fiasco industriel et financier de Flamanville**. D'après Nathalie Kosciusko-Morizet, le lancement de la construction de l'EPR a été fait dans l'urgence afin de satisfaire des préoccupations industrielles concernant la perte de compétences de la filière. Dans son audition, elle a déclaré que *“des débats d'ingénierie, liés à la question du marché, n'ont pas été menés à leur terme, notamment parce que la construction de l'EPR apparaissait comme un marqueur politique fort. Ainsi, même si le projet n'était pas suffisamment mûr, il semblait urgent de le lancer.”* Enfin, Pierre Gadonneix, ancien président d'EDF a lui reconnu que les capacités d'organisation et les compétences d'ingénierie d'EDF avaient baissé avant la construction de Flamanville, et que les conséquences de la complexité de l'EPR avaient été sous-estimées par les ingénieurs.

Yannick d'Escatha a relevé que les installations ne concernant pas le réacteur (béton, logistique, emmèagements, coordination des corps de métiers) ont été considérées comme *“simples”* et *“ont été négligées, ce qui a fait perdre beaucoup de temps”*. Il a également noté que *“beaucoup de matériels mécaniques et électriques installés sur le site au début des travaux ont vieilli à cause des retards ; en effet, inutilisés, ils se sont dégradés, ce qui a requis de la maintenance : points de rouille à enlever, joints séchés à changer, isolement des connecteurs à revoir, etc”*, ce qui témoigne de la mauvaise gestion du chantier de Flamanville et explique les déboires qui ont été observés. Bernard Doroszczuk note pour sa part que *“le rapport de Jean-Martin Folz souligne le manque de rigueur de gestion de projet dans le cas de Flamanville”*. Nicolas Sarkozy, ancien Président de la République, a enfin concédé : *“il y a certainement eu des faiblesses dans l'organisation du suivi du chantier par EDF, qui ne saurait s'en exonérer”*.

Face à ce constat maintenant partagé par bien des responsables politiques, industriels, et scientifiques, on peut s'interroger sur la pertinence du gouvernement actuel de continuer à s'obstiner dans la voie de l'EPR.

3. La croyance dans une filière toute puissante qui pourtant ne cesse d'échouer

Pour expliquer la situation énergétique de l'hiver 2022, les défaillances du parc nucléaire ont été investiguées, mettant en lumière le **manque d'anticipation des besoins de maintenance liés au grand carénage**, tant en termes de ressources humaines et financières qu'en termes de calendrier, et les pertes de compétences de la filière. Nous nous interrogeons sur les raisons qui ont retardé l'identification de cet *“effet falaise”*, pourtant inhérent au caractère même du parc nucléaire.

Le problème de la **corrosion sous contrainte**, phénomène découvert en octobre 2021 à Civaux 1, a été abordé lors des auditions conduites avec les représentants d'EDF qui ont tenté de rassurer les parlementaires de manière expéditive. Notons tout de même que Cédric Lewandowski, directeur exécutif d'EDF en charge de la direction du parc nucléaire et thermique a confirmé que la corrosion sous contrainte est un *“problème tout à fait sérieux et un défaut générique redouté depuis l'origine par*

notre maison”, et que Karine Herviou, directrice générale adjointe en charge de la sûreté nucléaire à l’Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a admis que le phénomène de corrosion sous contrainte était considéré comme exclu ou presque, mais que *“l’évènement récent [montrait] que l’on a mal évalué ce risque”*.

Marcel Boiteux, président-directeur général d’EDF jusqu’en 1979 expliquait que la longévité des réacteurs a été calculée pour 12 000 cycles thermiques, soit un peu plus de 30 ans. **Ceci illustre que la corrosion sous contrainte n’est pas un mauvais sort, mais bien une suite logique du vieillissement des centrales trop peu anticipé par les industriels.** Comme François Hollande le signale, *“le phénomène des corrosions et des fissures résulte, non pas d’un manque d’entretien, d’un sous-investissement, d’une défiance à l’égard de la filière, d’une insuffisance de personnel, mais de la conception même des centrales historiques”*. Ainsi, il en conclut que *“ la nécessaire prolongation des centrales nucléaires au-delà de cinquante ans, sous le contrôle de l’Autorité de sûreté nucléaire, ne pourrait pas les concerner toutes, et que des fermetures étaient inévitables”*. Il est donc aberrant de parier sur leur prolongation, sans attendre la validation de l’ASN, qui ne sera disponible que fin 2026.

Par ailleurs, si la perte de compétence au sein de la filière du nucléaire et ses conséquences désastreuses sur la filière ont été largement abordées : renouvellement des générations, maîtrise des coûts..., etc, le **recours massif à la sous-traitance** est lui absent du rapport final. Comme si cet élément pourtant explicite serait à dissimuler des conclusions à retenir. Ce point paraît cependant essentiel et suscite de fortes inquiétudes relevées par l’OPECST, qui, en 2011, a remis un rapport sur la sécurité nucléaire et l’avenir de la filière préconisant un recours à la sous-traitance limité. Le rapport soulignait que sur certains chantiers, jusqu’à 8 niveaux de sous-traitance avaient été observées. Depuis, un autre rapport, celui de Barbara Pompili en 2018 sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires, alertait sur le risque d’accident dans le parc nucléaire national et la perte de compétences des personnels d’EDF, en raison du recours de plus en plus *“massif”* à la sous-traitance. Le rapport recommandait de *“favoriser la réintégration des compétences au sein des entreprises exploitantes afin de contenir le niveau de sous-traitance et de ce fait mieux maîtriser la conduite des sites”*. Ces recommandations ont-elles été prises en compte ? Où en sommes-nous aujourd’hui ? Malheureusement, peu de réponses ont été apportées et nous le regrettons, tant cela apparaît être un enjeu primordial dans un contexte de relance du nucléaire.

Le recours à la sous-traitance pour la fabrication de pièces de remplacement pour les circuits affectés par la corrosion sous contrainte (CSC) suscite également des interrogations. En effet, l’ASN a dans un rapport de novembre 2022, suite à une inspection d’octobre 2022 dans l’usine Tectubi Raccordi à Podenzano, en Italie, relevé un sérieux problème de qualité, un manque de traçabilité et une surveillance insuffisante. Les réapprovisionnements en pièces de remplacement pour les circuits affectés par la CSC se font à l’identique, faute d’un retour d’expérience incriminant les matériaux ou les procédés de fabrication. Cette situation alarmante, pourtant soulevée lors de l’audition de Jean-Bernard Lévy, ancien président-directeur général d’EDF, n’a, là-encore, malheureusement pas pu être éclairée.

Au regard de ces éléments, les écologistes constatent que le déclin du nucléaire est bien inhérent au fonctionnement de la filière elle-même. Celle-ci a balayé d’un revers de la main et tenté de minimiser les problématiques nombreuses auxquelles elle a dû faire face pendant des années. Et ce, alors même que les acteurs industriels faisaient quotidiennement le constat d’une perte de compétence et d’une détérioration progressive du parc.

3. Un parc vieillissant et inadapté au changement climatique

Face à l’emballement du changement climatique, les écologistes s’attendaient à un traitement extrêmement rigoureux de la question du **prolongement des centrales du parc actuel**. Si celle-ci a préoccupé les membres de la commission d’enquête, les réponses apportées n’ont malheureusement pas permis d’apaiser nos craintes à ce propos. L’ASN a en effet alerté sur l’impossibilité de garantir la sûreté d’un prolongement des centrales dès maintenant, et sur l’importance de ne pas bâtir des scénarios énergétiques reposant sur cette hypothèse. Il faut garder en tête que la validation de l’ASN concernant la possibilité de prolonger les centrales ne sera pas disponible avant la fin 2026 ; il semble donc insensé et extrêmement risqué de construire notre stratégie énergétique en se basant sur la supposition hasardeuse de prolonger les réacteurs existants, ce qui pourrait supposer des risques pour la sûreté, comme en a averti Bernard Doroszczuk. Lors de son audition au Sénat en mai 2022, ce dernier insistait sur le fait que l’éventualité d’une impossibilité de prolonger les réacteurs existants à plus de 50 ans n’était pas assez prise en compte par les pouvoirs publics à l’heure actuelle, et il alertait sur le fait que *“ce scénario est non-justifié à ce stade et présente un risque d’engager le système électrique dans une impasse, dans le cas où le nombre de réacteurs aptes à fonctionner au-delà de 60 ans serait finalement insuffisant ou ne serait connu que trop tardivement”*.

Nous regrettons également le manque d’attention porté à l’**adaptation des centrales face au changement climatique**, qui conduit, d’une part, à un accroissement des périodes de canicule, et d’autre part à une augmentation de la fréquence des épisodes de sécheresse. Ces tendances auront un effet direct sur la source froide des réacteurs nucléaires, et potentiellement sur leur disponibilité. Par exemple, comme Philippe Sauquet, ancien Directeur général Gas Renewables & Power de TotalEnergies le reconnaît : *“le niveau de la Loire, qui ne cesse de baisser en été, rend difficile le fonctionnement des centrales nucléaires”*.

Les récentes déclarations du Président de la République relatives à un programme d’investissements visant à faire des économies d’eau soulèvent aussi des interrogations quant à la crédibilité des mesures proposées par le gouvernement pour l’adaptation des centrales face au changement climatique. En effet, dans ses propos il évoque un plan d’investissement, pour faire des économies d’eau et permettre de faire fonctionner nos centrales beaucoup plus en circuit fermé, qui n’est pas prévu. Aujourd’hui, aucun budget n’est programmé, et aucune des 53 mesures du Plan Eau, dévoilé le 30 mars, ne concerne le nucléaire. En outre, on peut douter de la faisabilité des mesures envisagées par le Président et le gouvernement pour résoudre la problématique de la ressource en eau. D’autant plus que la transformation d’un réacteur en circuit ouvert en réacteur en circuit fermé est extrêmement compliquée et coûteuse, selon la filière elle-même. Pire, une telle mesure serait contre productive pour la ressource en eau, étant donné qu’en circuit fermé, un réacteur consomme beaucoup plus d’eau qu’en circuit ouvert.

Dans la mesure où aucun expert et acteur industriel n’a été auditionné à ce sujet dans le cadre de notre commission d’enquête, il est choquant de constater que le rapport affirme qu’il n’y aurait aucun problème concernant l’utilisation de la ressource en eau pour le fonctionnement du parc nucléaire existant et à venir. Une fois de plus, ce rapport est instrumentalisé pour balayer des questions légitimes restées sans réponse lors de l’examen du projet de loi relatif à l’accélération du nucléaire.

Par ailleurs, l’enjeu de la température de rejet de l’eau est primordial pour la protection de la faune et de la flore locales. Les dérogations obtenues par certaines centrales pour poursuivre les rejets de leurs eaux de refroidissement à des températures supérieures aux seuils autorisés posent de sérieuses questions quant à l’impact sur la biodiversité, déjà fortement soumise à des réductions d’eau dans les

cours d'eau et à une élévation de la température de ceux-ci du fait des vagues de chaleur et de l'absence de précipitations. Nous déplorons que l'absence d'anticipation de ces épisodes météorologiques extrêmes fasse à nouveau passer la biodiversité au statut de variable d'ajustement, afin de maintenir la production électrique. Le changement climatique implique également des risques liés à l'inondation des centrales nucléaires, qui ont à peine été évoqués. L'élévation de la montée des eaux et les vagues de submersion marine constituent de véritables risques mentionnés par Bernard Doroszczuk dans son audition.

Aux questions posées lors des auditions sur le sujet, il nous a été renvoyé le fait que l'exploitant y travaillait sans précisions sur les mesures envisagées. L'examen du projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes n'a, là non plus, pas permis d'éclairer la représentation nationale sur la prise en compte de l'effet structurel du changement climatique sur le fonctionnement du parc ancien.

Le récent rapport de mars 2023 de la Cour des Comptes soulève en effet que les défis techniques et industriels du nucléaire *“devront être relevés dans un contexte où le parc nucléaire subit un accroissement en intensité et en fréquence des épisodes de chaleur et des extrêmes climatiques”*. De plus, elle rappelle que *“la conception initiale des centrales du parc actuel et les dispositions relatives à la sûreté nucléaire sont antérieures à l'émergence de la notion de changement climatique”*, ce qui est pour le moins préoccupant quant à notre capacité à s'adapter à ces risques. Les coûts d'adaptation à ce changement climatique sont également monumentaux - *“de l'ordre du milliard d'euros pour la période passée et d'environ 600 M€ pour les quinze prochaines années”* - et ne sont même pas évalués par EDF *“complètement et précisément”*.

4. Garantir la sûreté nucléaire

Les auditions n'ont aussi que très marginalement évoqué la question de notre modèle de sûreté. Certains auditionnés ont évoqué l'effet Fukushima sur les investissements nécessaires afin de garantir la sûreté de nos centrales face aux risques d'accidents et tirer les leçons de cet accident nucléaire. L'irruption du sujet de la sûreté via le débat sur le projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes a provoqué notamment une passe d'armes entre le rapporteur et l'ancienne Ministre Barbara Pompili sur le sujet lors de son audition. En tout état de cause, les travaux de la commission d'enquête n'ont pas fait émerger ce point et il serait présomptueux de s'appuyer sur ces travaux pour justifier une quelconque réforme. Lors des auditions de Lionel Jospin ou de Pierre Gadonneix, il a cependant clairement été rappelé que la confiance des françaises et des français dans un modèle robuste en matière de sûreté dans le pays le plus nucléarisé du monde est un élément essentiel quant à l'acceptabilité du nucléaire dans notre pays. Pierre Gadonneix a rappelé que l'opinion publique fait confiance à l'ASN parce qu'elle est reconnue comme indépendante. Pour lui, *“il s'agit de la condition sine qua non à l'acceptabilité du nucléaire”*.

L'accident de Fukushima a, d'après de nombreux auditionnés, marqué un virage pour l'acceptabilité du nucléaire dans l'opinion publique, en Europe et en France. Pierre-Franck Chevet a déclaré que *“l'accident de Fukushima a modifié la trajectoire politique du nucléaire”*. Yves Bouvier, professeur des universités, souligne que *“Fukushima a joué un rôle d'accélérateur à la sortie du nucléaire en Allemagne et à l'organisation d'un referendum en Italie”*. Pour François Jacq, *“chronologiquement, il y a un avant et un après Fukushima”*, et pour Anne Lauvergeon, ancienne

présidente d'Areva, Fukushima a *“rebattu les cartes du nucléaire”*. Nicolas Sarkozy a souligné qu'en mai 2011, lorsqu'il annonçait quelques semaines seulement après l'accident de Fukushima que *“nous allions continuer à investir dans le nucléaire pour développer la production d'électricité”*, il ne recevait pas d'applaudissements.

Lorsqu'elle évoque les diesels d'ultime secours, qui n'ont pas pu fonctionner quand le tsunami était arrivé, Anne Lauvergeon alerte : *“Il y avait une tendance à considérer que le nucléaire était une technologie comme les autres. Or il ne faut pas banaliser le nucléaire ; il ne convient pas à tous les pays. On ne peut pas fournir du nucléaire à des pays qui ne sont pas gérés de manière rationnelle”*. **Éviter de banaliser le nucléaire à tout prix et conserver un niveau d'exigence extrême concernant la sûreté nous semble donc absolument incontournable.**

C'est l'accident de Fukushima qui a déclenché nombre de réflexions sur la gestion des accidents nucléaires : d'après Pierre-Franck Chevet, Fukushima a entraîné dans le monde entier et notamment en France un travail de réexamen de la sûreté des réacteurs. Comme le souligne Sylvie Supervil, chargée de mission Nucléaire et Radiologie au secrétariat général de la Défense et de la Sécurité nationale (SGDSN), *“Les dix années qui se sont écoulées depuis l'accident de Fukushima ont malheureusement été l'occasion d'accumuler un assez grand nombre d'informations sur du retour d'expérience, notamment sur de la gestion post-accidentelle, lourde sur ce type d'accident”*. Yannick d'Escatha continue : *“À la suite de la catastrophe de Fukushima, des réévaluations de sûreté ont effectivement été menées, dans le but d'accroître la résilience des centrales”*.

La crainte des accidents nucléaires continue à peser sur l'opinion publique, comme en attestent les propos de Philippe Sauquet : *“Dans beaucoup de pays, le nucléaire est considéré comme une énergie marginale. Il représente 5% de l'énergie primaire mondiale. La crainte des accidents pèse dans l'opinion. L'accident nucléaire de Three Mile Island aux États-Unis, ceux de Tchernobyl ou de Fukushima, ont frappé les esprits. Mon ami Jean-Marc Jancovici a beau penser qu'un accident nucléaire causera toujours moins de morts que les accidents de la route, les gens ont peur, ce qui limite le recours à cette énergie dans de nombreux pays”*.

Ainsi, que l'on soit pour, contre ou indifférent à l'énergie nucléaire, il existe un consensus indiscutable : garantir la sûreté dans un contexte de prolongation des centrales existantes et de construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Face aux défis colossaux qui se profilent - vieillissement et vulnérabilité des centrales, défaillances industrielles, contexte géopolitique, conflits d'usage autour des ressources - il est important d'identifier les améliorations possibles du système actuel de gouvernance pour garantir un haut niveau de sûreté nucléaire. **Néanmoins, les éventuelles améliorations du système ne doivent pas remettre en cause les équilibres mis en place depuis des décennies, pouvant faire craindre des conséquences sur la crédibilité de l'expertise.**

En effet, au regard des exigences liées au projet de relance du nucléaire en France, nous considérons qu'il est indispensable de préserver les grands principes qui assurent la robustesse de notre système dual de sûreté nucléaire, pour éviter une perte d'indépendance, de transparence et de compétences scientifiques très fortes dans le domaine de l'expertise. La Cour des Comptes rappelle d'ailleurs dès 2014, que ce serait une erreur que de réformer significativement notre organisation actuelle de la sûreté nucléaire.

5. Des problématiques inhérentes au nucléaire qui demeurent non-résolues

Par ailleurs, aucune réponse n'a été apportée par la commission d'enquête en ce qui concerne la ribambelle de problèmes et de questions qui subsistent autour de l'énergie nucléaire : les déchets, le stockage du combustible usé, et le démantèlement.

La question du **stockage des déchets nucléaires** n'a été que trop peu abordée. Le projet Cigéo à Bure interroge quant aux bases scientifiques qui permettent de garantir l'imperméabilité du site pour les 100 000 prochaines années, alors que des accidents se sont produits dans d'autres projets similaires, coexploités par Orano. L'audition de Pierre-Marie Abadie, directeur général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) n'a pas permis d'apporter de réponses concernant les garanties pour éviter les problèmes de santé publique en surface.

Comme l'a soulevé Nicolas Hulot, la question des déchets relève d'une question *"philosophique"* : *"nous donnons procuration aux générations futures pour prendre en charge [nos déchets]. Nous leur déléguons cette responsabilité sans qu'elles en soient informées."* Or, toujours d'après l'ancien ministre Hulot, *"une société qui se dit civilisée doit assumer ses propres responsabilités et être capable de contenir les risques liés à son activité dans le temps et dans l'espace"*. De la même manière, Ségolène Royal, ancienne ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a rappelé que *"la question des déchets n'est pas résolue"*, et interrogé *"comment peut-on envisager d'enfouir des déchets dont la durée de vie atteint 100 000 ans, alors même que les pyramides d'Égypte ont été oubliées en 3 000 ans ?"*. De son point de vue *"l'enfouissement des déchets nucléaires est irresponsable envers les générations futures"* et devrait être interdit moralement. La question de l'enfouissement pose ainsi de nombreuses questions techniques et éthiques, qui demeurent non résolues, ce qui est regrettable.

Le **stockage de matières nucléaires** sur les sites de la Hague d'Orano et de l'Andra soulève également de véritables inquiétudes quant à la gestion de cette filière. Le président de l'ASN, Bernard Doroszczuk, a souligné dans son audition le manque d'anticipation et les retards pris pour éviter la saturation des piscines de la Hague. Une nouvelle piscine devrait être construite par EDF mais ne sera pas mise en service avant l'horizon 2034. Les *"parades"* envisagées ont de quoi susciter des craintes ; elles impliquent *"la densification des piscines (la méthode la plus avancée à ce jour), l'entreposage à sec des combustibles dans des emballages de transport et une augmentation du retraitement, en utilisant plus de MOX dans les réacteurs d'EDF"*. Loin de constituer des solutions pérennes, ces parades sont temporaires, comme le rappelle Bernard Doroszczuk, et ne résolvent en rien le problème préoccupant de la gestion des matières nucléaires et du combustible usé.

La **question des déchets et du combustible usé** a été systématiquement balayée d'un revers de main par la perspective d'une **quatrième génération** de réacteurs nucléaires. En particulier, les auditions se sont attardées sur la fermeture de Superphénix et l'arrêt du programme de recherche Astrid. Les conclusions du rapporteur semblent pointer vers une relance de ces programmes de recherche, pour résoudre comme par magie la problématique de la ressource en uranium et des déchets. Cette perception utopiste occulte les nombreux freins au développement des réacteurs à neutrons rapides qui ont motivé l'arrêt des programmes de recherche précédents à ce sujet : notamment leur coût élevé, les risques associés au sodium (qui explose au contact de l'eau et brûle au contact de l'air), et l'incapacité à les industrialiser. En tout état de cause, les programmes de recherches antérieurs n'ont pas été conclusifs. Les préconisations du rapporteur semblent manquer de lucidité et ne pas s'appuyer sur des faits tangibles ou envisageables sur le moyen terme, et hypothétiques sur le long terme. Ainsi, miser sur la capacité des

générations futures à gérer les déchets nucléaires générés par nos activités sur les avancées incertaines de la recherche nous semble inconscient et utopiste.

Sur le **démantèlement** des centrales nucléaires, les auditions ne sont pas parvenues à démontrer que nous sommes en mesure d'anticiper les coûts et moyens qui seront nécessaires au démantèlement du parc actuel, des réacteurs de recherche, et des nouveaux réacteurs nucléaires. Pourtant, dans un rapport de mars 2020 rédigé à la demande de la commission des Finances du Sénat, la Cour des comptes jugeait sévèrement le calendrier et les coûts envisagés par EDF, Orano (ex-Areva) et le CEA pour assurer la fin de ses centrales et appelait à une plus grande prudence dans l'évaluation des coûts. Interrogé à ce propos, Philippe Knoche, directeur général d'Orano, n'a malheureusement pas été en mesure d'apporter des éléments rassurants concernant le provisionnement des coûts de démantèlement, qui ont souvent tendance à être bien supérieurs aux premières estimations.

Par exemple, l'ancien ministre Nicolas Hulot et sa directrice de cabinet Michèle Pappalardo ont rappelé que l'ancienne centrale de Brennilis, qui a été arrêtée dans les années 1980 occupe toujours 70 personnes, et que le budget prévu pour son démantèlement a déjà coûté 850 millions d'euros alors que celui-ci n'est pas achevé. Cet exemple illustre le peu d'informations dont nous disposons pour anticiper les coûts et les besoins en termes de démantèlement des centrales nucléaires.

Relancer un programme nucléaire implique que les volumes de déchets et matières radioactives issues des activités de production d'électricité nucléaire et de démantèlement des réacteurs en fin de vie vont être multipliés au cours des prochaines décennies. Et ce, malheureusement, sans solution viable et acceptable quant à leur gestion, traitement, entreposage, et stockage. Une fois de plus, cet angle mort n'a pas fait l'objet de propositions ou de documentation sérieuse lors de nos travaux.

IV. Penser la souveraineté énergétique de la France sur le temps long : ni indépendance énergétique ni réponse à la crise climatique...

Il est également important de rappeler que le nucléaire ne nous apporte **aucune indépendance énergétique**, puisque le rapport de nos travaux balaye la question de notre dépendance absolue au combustible nucléaire.

En effet, nous importons 100% du combustible nucléaire, la ressource de l'uranium n'étant plus présente sur le sol français. Malgré une stratégie de diversification revendiquée par le gouvernement, près de la moitié de l'uranium naturel importé en France provient du Kazakhstan et de l'Ouzbékistan, dont une partie considérable passe entre les mains de Rosatom, la firme russe du nucléaire contrôlée par Poutine. Comme le soulève François Hollande, *“l'uranium utilisé par les centrales nucléaires vient ainsi du Kazakhstan, du Niger et de certains autres pays. Nous ne sommes donc jamais complètement libres et souverains.”*

De la même manière, nous continuons à exporter une grande partie de nos matières nucléaires vers la Russie et sommes dépendants de Rosatom pour le ré-enrichissement de l'uranium de retraitement. Les auditions de Jean-Marc Jancovici et de François Jacq ont également rappelé que l'uranium n'existe pas en quantité illimitée sur terre, et qu'en cas de forte relance du nucléaire en France et à travers le monde, la question de la disponibilité de l'uranium 235 devra être posée d'ici la fin du

siècle. Comme l'admet Nicolas Sarkozy, *“l'uranium est un grand sujet. Il faut de toute urgence réfléchir à notre approvisionnement”*.

L'extraction de l'uranium a en outre des effets néfastes sur la santé humaine et sur l'environnement, sujet qui a malheureusement été totalement absent des auditions, même celle de Philippe Knoche, directeur général d'Orano.

Rappelons également que la technologie nucléaire elle-même, dont la France est si fière, est en réalité américaine ; la filière Uranium-Naturel Graphite Gaz (UNGG), développée par la France dans les années 1950, a en effet été abandonnée au profit de la technologie américaine de Westinghouse, dont les réacteurs à eau sous pression composent la quasi-totalité du parc nucléaire français, comme l'a rappelé Pierre Gadonneix.

Enfin, rappelons que le nucléaire en France n'apporte qu'une illusion statistique d'indépendance énergétique, dûe à une simple convention statistique. En effet, le taux d'indépendance énergétique (environ 55%) est calculé sans prendre en compte le fait que l'uranium soit importé. Comme l'a soulevé Corinne Lepage, *“l'origine nucléaire de notre électricité est considérée comme une source d'indépendance dans la comptabilité française, mais tel n'est pas le cas dans d'autres pays, en raison de l'absence d'uranium sur leur territoire.”* En effet, quand on calcule le taux d'indépendance énergétique, on compte en tant qu'énergie primaire la chaleur émise par le réacteur, et pas le combustible (l'uranium) qui est utilisé pour le faire fonctionner. Ce raisonnement est basé sur une convention statistique de l'AIE et d'Eurostat. Sans cette convention, la France n'atteindrait en réalité que 10 à 12 % de taux d'indépendance énergétique. Ainsi, nous regrettons le manque de vision globale et de lucidité quant à la perception d'indépendance énergétique que confère supposément le nucléaire. **Contrairement à ce que prétend le gouvernement, l'indépendance énergétique permise par le nucléaire est une chimère.**

Enfin, nous alertons quant à la fausse perception que le nucléaire pourrait constituer une solution pertinente pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre afin d'atténuer les effets du changement climatique. En effet, le dernier rapport du GIEC indique que pour rester sous un réchauffement global de 1,5°C, le pic d'émission de gaz à effet de serre doit être atteint au plus tard en 2025. Les délais d'une quinzaine d'années minimum de mise en service d'un nouveau réacteur nucléaire ne répondent ainsi nullement à l'urgence climatique. Invoquer l'urgence climatique pour justifier une relance du nucléaire est donc tout simplement intellectuellement malhonnête et irréaliste.

Le nouveau nucléaire ne peut pas constituer une solution cohérente et pertinente au regard de la lutte urgente contre le changement climatique dans les prochaines années. Seule une réduction très significative de notre consommation d'énergie, et un recours massif aux énergies renouvelables peuvent permettre à la France de réduire drastiquement ses émissions de gaz à effet de serre dans les délais impartis.

Conclusion

Nous avons tout d'abord constaté un **manque flagrant de pluralité dans le choix des personnes auditionnées** par le président et le rapporteur. Tous les acteurs de la filière nucléaire - EDF, Orano, ANDRA, Framatome -, ainsi que les acteurs du CEA ont pu être auditionnés. Des personnalités issues du lobby du nucléaire telles que Philippe Stohr, président de la Société française de l'énergie

nucléaire (SFEN), Bernard Fontana, membre du conseil d'administration des Voix du nucléaire, et Philippe Knoche, président de la SFEN de 2017 à 2019 ont été auditionnées, là où des associations telles que Greenpeace n'ont pas été reçues. Nous déplorons ainsi l'orientation donnée au rapport par le choix des personnes auditionnées et les questions posées par le président et le rapporteur lors des auditions.

Nous constatons également que **les conclusions du rapport étaient écrites d'avance** ; elles n'ont jamais eu vocation à réellement dresser un état des lieux de la souveraineté énergétique française afin d'informer le débat parlementaire sur les questions énergétiques, mais bien **d'apporter une caution à la relance d'un programme nucléaire fort en épingleant la responsabilité de la faiblesse de la filière vers certains groupes politiques**. Les nombreuses auditions portant sur les réacteurs à neutrons rapides ayant échoué dans le passé avaient également pour but de motiver la relance du programme de recherche Astrid, dont l'arrêt avait pourtant été décidé sous le quinquennat d'Emmanuel Macron.

Comme l'a soulevé Dominique Voynet lors de son audition, lorsque ce rapport sera publié en avril 2023, les grands choix d'orientation politique auront déjà été actés dans le cadre d'un calendrier parlementaire à rebours, avec d'abord la loi d'accélération des procédures relatives aux énergies renouvelables en décembre 2022, puis la loi relative à l'accélération des procédures des installations nucléaires en mars 2023. Il subsiste enfin une incertitude concernant l'arrivée au Parlement de la loi de programmation Énergie-Climat (LPEC) à l'été 2023, accompagnée de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), alors même que c'est ce texte qui devrait déterminer la politique énergétique de la France, et non les conclusions d'une commission d'enquête ou de textes législatifs de procédures devenus en réalité programmatiques.

Enfin nous regrettons l'objectif non formulé mais clairement ressenti d'établir des **responsabilités politiques au soi-disant abandon de la filière nucléaire**. Tout d'abord, assigner l'entière responsabilité du déclin de la filière à des décisions politiques revient à oublier les failles structurelles de l'industrie nucléaire. Faire porter aux écologistes le blâme de la politique énergétique d'un quinquennat relève de l'absurdité et de la mauvaise foi. Rappelons qu'au sein de la coalition de gauche des gouvernements Jean-Marc Ayrault I et II, seuls deux ministres sur 34 étaient issus d'Europe Ecologie-Les Verts (Cécile Duflot, ministre de l'Égalité des territoires et du Logement, et Pascal Canfin, ministre délégué au Développement). À noter qu'aucun de ces deux ministres n'avaient dans ses attributions l'énergie ou le nucléaire. Enfin, la politique énergétique doit être pensée sur le temps long ; examiner seulement le quinquennat de François Hollande sans reconnaître la fragilité des décisions prises au sein des gouvernements précédents et successifs revient à cristalliser l'entière responsabilité du déclin du nucléaire sur un horizon de temps trop court pour qu'il ait pu significativement altérer le destin de toute une filière industrielle. **En conclusion, la filière nucléaire n'a pas eu besoin des politiques pour s'auto-détruire, mais a bel et bien réussi cet exercice seule.**

**CONTRIBUTION DE M. SÉBASTIEN JUMEL,
DÉPUTÉ DU GROUPE GAUCHE DÉMOCRATE ET RÉPUBLICAINE – NUPES**

Contribution – commission d'enquête sur la souveraineté énergétique – groupe GDR-NUPES – Sébastien JUMEL

La France se dotait en 1946, dans le prolongement des ambitions du Conseil national de la Résistance, d'un grand secteur public de l'énergie, avec au centre de ce modèle unique deux grandes entreprises de production et de distribution énergétique : EDF pour l'électricité ; et GDF pour le gaz. C'est grâce à ce choix que la France a pu garantir son autonomie énergétique et sa capacité à disposer d'un mix énergétique bon marché et pour une grande partie décarboné. En se dotant d'un véritable service public de l'énergie au lendemain de la seconde guerre mondiale, assorti d'un statut protecteur et ambitieux pour les personnels des industries électriques et gazières, la France s'assurait également d'une maîtrise technologique publique forte et d'une sûreté irréprochable dans des technologies d'indépendance, comme le nucléaire. Un atout qui a été mis au service de l'économie réelle pendant plusieurs décennies et qui a été l'un des déterminants de notre compétitivité.

Or, depuis plus de vingt ans, la libéralisation du marché de l'énergie en Europe et en France a profondément transformé ce cadre, fragilisant l'entreprise EDF, privatisant et découpant GDF, toutes deux étouffées par la logique de marché et la politique de prise de dividendes de l'Etat actionnaire. Au cours des années s'est dessiné un presque quasi consensus politique entre Gouvernements conduisant à un affaiblissement considérable de notre souveraineté énergétique.

En l'espace de vingt ans, quatre « paquets » législatifs européens sont adoptés pour réorganiser la production énergétique. Le premier « paquet » européen de 1996 a conduit à une première remise en cause du monopole d'EDF et de GDF

sur le marché électrique et gazier français. Il a imposé une dissociation comptable entre les différentes activités propres aux secteurs de l'électricité et du gaz et a amorcé l'ouverture à la concurrence des activités de production et de fourniture.

Le deuxième « paquet » adopté en 2003 a visé l'ouverture totale à la concurrence de la fourniture d'électricité et de gaz, tout en imposant une véritable dissociation juridique entre les différentes activités. EDF change dès lors de statut et devient une société anonyme. Deux filiales d'EDF sont créées : Réseau de transport d'électricité (RTE), en charge du transport d'électricité et qui devient une société anonyme et Électricité Réseau Distribution France (ERDF), devenue Enedis depuis 2016, société anonyme en charge de la distribution d'électricité. Pour GDF, le sort est identique en 2006 avec une transformation en société anonyme et la filialisation des activités de stockage et de distribution.

Les principales mesures du « troisième paquet énergie » ont permis d'approfondir la séparation entre les activités régulées (transport et distribution) et celles ouvertes à la concurrence (production et fourniture), en imposant une dissociation de propriété entre les différents acteurs.

Le « quatrième paquet énergie » date de 2019 et a été baptisé « Une énergie propre pour tous les Européens ». Il a notamment vocation à promouvoir le développement des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique et des dispositifs d'autoconsommation. Sa transposition en droit français a été initiée avec la loi « énergie-climat » et demeure en cours.

Loin de porter une vision stratégique sur notre souveraineté énergétique, les gouvernements successifs depuis le début de la libéralisation du marché de l'énergie ont repris à leurs comptes ces injonctions de la Commission Européenne en matière d'énergie, sans qu'aucune analyses scientifiques, techniques et économiques ne viennent corroborer les bienfaits de la concurrence pour assurer notre autonomie énergétique. L'ensemble des transpositions ont assuré un respect sans faille de la doctrine de la concurrence et de la théorie des marchés

contestables, au mépris de toute logique d'investissement industriel et de transition énergétique.

La Commission d'enquête a permis de mettre en lumière les responsabilités précises des acteurs politiques dans ces processus décisionnels. Des processus aux effets durables et coûteux pour notre souveraineté nationale. Car si l'industrie énergétique est « l'industrie de l'industrie », son démantèlement a joué un rôle pivot dans le flux de désindustrialisation massive de notre territoire.

Au détriment d'un Etat-planificateur, capable de soutenir un protectionnisme intelligent sur nos technologies de production énergétique, les responsables politiques ont préféré un Etat-actionnaire avec pour seule boussole le soutien à une politique de libéralisation du marché et de développement des acteurs privés. Aussi, malgré l'engagement exemplaire des agents de nos entreprises publiques, EDF et GDF se sont retrouvées, eu égard à leurs destins respectifs, dans une situation économique, sociale et technologique très dégradée.

Privées d'un soutien public fort, désintégrées verticalement au profit d'une « archipelisation » de l'organisation du secteur énergétique, entre fourniture, production, commercialisation, stockage et distribution, les entreprises qui bénéficiaient autrefois des avantages organisationnels d'un monopole public ont perdu l'efficacité de l'unité pour répondre aux injonctions concurrentielles de Bruxelles. Après avoir « ingérée » et surtransposée plus de quatre paquets législatifs européens, La France s'est retrouvée plongée dans un capharnaüm énergétique. La nouvelle organisation du marché privant EDF et GDF des synergies passées et soutenant le développement de producteurs alternatifs au détriment de la qualité de service, a très largement participé au sacrifice industriel que nous avons connu.

Cette architecture institutionnelle et économique a été aggravée par la loi NOME en 2010, qui après les différentes lois de privatisation et de démantèlement du secteur de l'énergie, a consacré l'organisation de marché, notamment avec

l'introduction du mécanisme de l'Arenh. Ce dispositif technocratique, initialement conçu comme un gage auprès des instances européennes pour garantir le développement de la concurrence dans la production électrique n'a en réalité servi qu'à priver EDF de moyens financiers considérables et pourtant essentiels à la sécurité des installations, pour financer l'activité des concurrents de l'entreprise. La loi NOME a également été le levier de disparition de la réglementation des tarifs de ventes de l'énergie, éléments essentiels de notre compétitivité prix et bouclier social contre l'inflation des prix énergétiques.

Tous les Gouvernement depuis, de ceux de Nicolas Sarkozy à ceux d'Emmanuel Macron, en passant par François Hollande, ont affirmé leurs attachements tacites ou enthousiastes au marché européen de l'énergie. Un attachement aveugle qui a largement participé à dégrader l'accès au marché de l'énergie : la sécurité d'approvisionnement, les prix, la continuité de service sont autant d'indicateurs qui ont connu une dégradation globale de leurs évaluations depuis le début de la libéralisation du marché. La massification des mauvaises pratiques comme le démarchage commercial agressif de la part des fournisseurs alternatifs sont également des conséquences remarquables de la libéralisation.

Dans ce cadre, notre souveraineté énergétique s'est fortement dégradée. Plusieurs fleurons industriels de l'énergie ont été vendus et démantelés : Alstom, Technip, et d'autres industries participant à la chaîne de valeur de l'industrie énergétique ont-elles aussi été pillées. D'autres industries naissantes cette fois-ci n'ont pas été soutenues, notamment pour ce qui est de la partie dite « renouvelables » des énergies. Pire, l'incapacité de notre pays à soutenir l'électrification de la demande énergétique nous a conduit dans une impasse écologique.

Alors que la France disposait d'un parc nucléaire fort de 56 réacteurs mobilisables et pouvait compter sur une filière industrielle énergie forte, capable de relever le défi du développement des énergies renouvelables, notre pays a renoncé à se donner les moyens de son indépendance. Au contraire d'une planification

intelligente et concertée autour d'un secteur public fort, la politique énergétique s'est résumée à un encouragement au développement anarchique des modes de production énergétique. Les énergies renouvelables ont été ainsi en tête d'une marchandisation folle de l'énergie, au détriment des usagers et de l'outil industriel.

L'abandon de plusieurs projets pilotes et stratégiques au fil des années (Superphénix, Astrid), l'inscription d'un plafond à 50% dans le mix énergétique pour l'électricité d'origine nucléaire (fermeture de Fessenheim et programmation de fermeture de 14 a réacteurs), la déroute stratégique de nos acteurs pilotes (EDF, Engie), conjugués à un phénomène de rationalisation budgétaire au sein des entreprises sont autant de d'exemples et de causes qui ont présidé à l'effritement de notre souveraineté énergétique. S'ajoutant à ces actions délibérées de la part des pouvoir publics, des trahisons du secteur privés, encouragées par l'Etat, comme l'a été la vente de la branche énergie d'Alstom à l'américain General Electric, véritable scandale industriel et financier.

La crise de la filière industrielle énergie et nos pertes de souveraineté n'ont pourtant été véritablement visibles qu'à partir de la crise des prix à l'automne 2021. Devant une emballée sans précédent des prix de l'énergie, bientôt renforcée par la guerre en Ukraine, notre pays a rapidement mesuré la dépendance grandissante de notre économie aux énergies fossiles importées. En quelques mois le renchérissement des prix de l'électricité et du gaz, dont le mode de calcul du prix a participé à rendre moins attractifs les modes de production énergétiques industriels et peu carbonés, conduit la France au bord des menaces de délestages.

Au plus haut de la crise, la fermeture de 32 réacteurs sur les 56 mobilisables pour des problèmes de maintenance ou de corrosion, comme les retards pris sur le chantier de Flamanville 3, soulignent les années successives de renoncement à l'investissement dans nos savoir-faire, la main d'œuvre et la recherche et

développement humain et surtout dans la préservation de moyens de production énergétiques pilotables.

Une situation dramatique qui souligne le fait que la force du modèle énergétique Français reposait jusqu'à lors, en très grande partie, sur un mix énergétique décarboné, pilotable, capable de fournir une énergie peu chère à l'ensemble des acteurs de notre économie, comme un élément stratégique pour un bon nombre de secteurs économiques au sein de l'industrie ou au sein de l'agriculture, en particulier de l'élevage par exemple.

De ce constat, la Commission d'enquête a ainsi pu dresser les responsabilités particulières de chaque partie prenante de la gouvernance du secteur de l'énergie en France depuis désormais vingt cinq ans. Les députés communistes, attachés à un modèle intégré, innovant et riche en emplois industriels ont participé à ce travail en conscience, portant des interrogations fermes et déterminées sur la politique énergétique.

Satisfaits de l'ampleur du travail et du niveau de précision atteint au sein de cette commission, les députés communistes déplorent néanmoins qu'un certain nombre de recommandations ne soient pas assez ambitieuses sur l'organisation du secteur de l'énergie. Ils déplorent également que les propositions formulées ne questionnent pas la totalité du champ relatif à la souveraineté énergétique.

Ainsi, nous pensons que les conclusions de la commission d'enquête auraient dû mettre en avant des propositions plus ambitieuses quant à l'organisation du secteur de l'énergie en France, en particulier en s'interrogeant sur la forme, le statut et les moyens de financements à accorder aux entreprises historiques, Engie et EDF, afin de garantir une souveraineté nationale concrète. Aucune proposition n'est venue soutenir l'idée d'une nationalisation complète du secteur de l'énergie, de la production à la distribution finale.

La commission d'enquête aurait pu à ce titre s'intéresser à formuler des propositions sur les filières d'EDF et Engie pour garantir un contrôle 100% public sur ces structures, en particulier pour les filières créatrices de technologies – par exemple la filière Nuward spécialisée dans la conception de petits réacteurs modulaires. En ce sens, les députés communistes pensent qu'il est urgent d'inscrire dans la loi un nouveau modèle de gouvernance des entreprises stratégiques en renforçant notamment la position existante du commissaire du Gouvernement au sein de sociétés stratégiques intéressant le secteur de l'électricité et du nucléaire, telles qu'EDF, RTE, Enedis, Orano et Framatome. Une telle disposition permettrait de formaliser dans la loi, la faculté du commissaire du Gouvernement à présenter des observations à toute assemblée générale, et à pouvoir demander le report d'examen de sujets soumis aux instances ou s'opposer aux décisions des organes délibérants de ces sociétés lorsque ces dernières ne sont pas cohérentes avec les orientations prévues dans la politique pluriannuelle de l'énergie. Elle garantirait par ailleurs, l'accès à l'information et aux sites de l'entreprise au commissaire du Gouvernement.

Une réflexion plus globale sur une gouvernance publique renouvelée des entreprises du secteur de l'énergie aurait été un point d'appui pour conduire notre réflexion sur la préservation de notre souveraineté énergétique. Nous pensons qu'une gestion citoyenne, salariale, qui se traduise par le renouvellement de la composition des conseils d'administration des entreprises de la filière avec pour pilier décisionnel les organisations syndicales représentatives de salariés par exemple, peut être un élément capable de mieux intégrer les enjeux de souveraineté dans les politiques d'entreprises.

Nous considérons qu'il aurait été utile également que les conclusions de la commission d'enquête aient pu aborder la question du contrôle et du développement des filières énergétiques. Pour des raisons stratégiques, il aurait été judicieux de conduire une réflexion sur l'intégration des entreprises

concourant à la production de nos outils énergétiques (turbines de centrales, pales d'éoliennes, etc.) au sein d'un groupement public unifié, qui allie l'ensemble des entreprises de la chaîne de valeur au sein d'un même consortium. Une telle structure industrielle pourrait être un atout d'efficacité en matière commerciale et productive et elle serait également de nature à protéger nos savoir-faire de la concurrence internationale mais aussi des phénomènes d'aspiration de main d'œuvre entre secteurs. Peu de réflexions sont portées en ce sens sur le contrôle dont doit disposer l'Etat au sein des entreprises faisant parties des dites « filières stratégiques », notamment sur le contrôle des capitaux et des investissements étrangers.

Nous déplorons que les conclusions de la commission d'enquête ne développent pas davantage de propositions relatives à la maîtrise industrielle de l'ensemble des filières énergétiques, notamment la constitution de filières d'énergies renouvelables. Notre pays étant encore très largement dépendant des importations sur ce segment industriel, la commission n'a pas formulé de recommandations précises et claires sur les modalités de soutien à une filière structurée des ENR ou de propositions relatives à l'utilisation de la commande publique pour soutenir des productions « made in France ». Des modifications du code de la commande publique auraient pourtant été des points d'appui certains, en ce qui concerne la filière photovoltaïque française notamment.

En outre, nous considérons, que si le rapport de la commission d'enquête souligne la question du facteur humain et organisationnel dans la relance d'une partie du secteur énergétique, en occurrence le nucléaire, il ne porte pas d'appréciations plus large sur les besoins humains globaux de la filière de la production à la commercialisation. Nous regrettons à ce titre, que la commission d'enquête ne se soit pas saisie des propositions des organisations syndicales en matière de statut des salariés. La remise en cause progressive du statut historique des industries électriques et gazières est aujourd'hui un des facteurs qui expliquent les difficultés

de recrutement de la filière. Or, la souveraineté énergétique si elle passe avant tout par des mesures d'organisation industrielle, ne peut pas faire l'impasse des moyens humains nécessaires à sa réalisation.

Enfin, nous constatons la position relativement conciliante de la commission d'enquête à l'égard de la politique européenne de l'énergie. La traduction des injonctions européennes a eu raison d'une partie de notre souveraineté énergétique. Pourtant, le rapport final ne remet pas en cause le rôle même du marché européen de l'énergie. La proposition de sortie de l'Arenh pour le secteur nucléaire est une proposition utile et d'urgence, néanmoins elle ne doit pas dissimuler le problème plus profond que posent les règles concurrentielles européennes sur la préservation et le développement de nos outils industriels. La suppression des tarifs réglementés de vente du gaz et de l'électricité, comme la fin des monopoles publics, sont autant de mesures qui ont conduit « l'industrie de l'industrie » à ne plus être en mesure de remplir son rôle. À ce titre, les députés communistes, attachés à la solidarité énergétique européenne, regrettent de ne pas voir figurer dans la liste des propositions, une sortie du marché européen de l'énergie, cadre qui favorise justement la concurrence au détriment de la solidarité. La crise que nous connaissons aurait pourtant été de nature à encourager la commission à porter des mesures fortes en rupture avec le cadre européen, notamment en ce qui concerne la politique tarifaire.

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

Les comptes rendus des auditions sont consultables à l'adresse suivante :

<https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/organes/autres-commissions/commissions-enquete/ce-independance-energetique/documents?sousTypeDocument=crc>

Les auditions sont présentées dans l'ordre chronologique des réunions de la commission d'enquête.

2 novembre 2022

– Table ronde réunissant M. Yves Bouvier, Professeur des universités, Groupe de Recherche Histoire (GRHis), Université de Rouen, et Mme Nathalie Ortar, Anthropologue de l'énergie, Directrice de recherche au Ministère de la Transition Écologique au LAET (laboratoire aménagement économie des transports), ENTPE/Université de Lyon.

– M. Jean-Marc Jancovici, Professeur à Mines Paris.

9 novembre 2022

— Table ronde, ouverte à la presse, réunissant M. Jacques Percebois, Professeur émérite à l'Université de Montpellier, Directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), et M. Xavier Jaravel, Professeur d'économie à la *London School of Economics*, membre du Conseil d'analyse économique.

– M. Jean-Luc Tavernier, Directeur général de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE) et de M. Sylvain Moreau, Directeur de la statistique d'entreprises.

15 novembre 2022

– Table ronde, ouverte à la presse, réunissant :

- Mme Ketty Attal-Toubert, Cheffe du Département des statistiques et des études du commerce extérieur (DSECE) de la Direction générale des douanes et des impôts indirects, et son adjoint M. Boris Guannel ;

- Mme Béatrice Sédillot, Cheffe du service des données et études statistiques (SDS) au Commissariat général au développement durable (CGDD), Mme Bérengère Mesqui, sous-directrice des statistiques de l'énergie et Mme Virginie Andrieux, bureau des statistiques de l'offre énergie ;

- M. Tanguy de Bienassis, Analyste finances et investissements, et M. Jérôme Hilaire, Analyste investissements et Modélisateur approvisionnements, International Energy Agency (IEA) ou Agence internationale de l'énergie (AIE) ;

- Mme Madeleine Mahovsky, Cheffe de l'Unité « Énergie » et M. Gaston Bricout, Gestionnaire en statistiques, Eurostat, Commission européenne.

17 novembre 2022

– M. David Marchal, Directeur exécutif adjoint à l'expertise et aux programmes, et M. Patrick Jolivet, Directeur des études socio-économiques à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ou Agence de la transition écologique (ADEME).

– M. Nicolas de Maistre, Directeur de la protection et de la sécurité de l'État, au Secrétariat général de la Défense et de la Sécurité nationale.

22 novembre 2022

– Table ronde, ouverte à la presse, réunissant :

• M. Pierre-Franck Chevet, Président-directeur général d'IFP Énergies Nouvelles et Mme Catherine Rivière, Directrice générale adjointe ;

• M. Christophe Poinssot, Directeur général délégué et directeur scientifique du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), et M. Patrick d'Hugues, Directeur de Programme Scientifique « Ressources Minérales et Economie Circulaire ».

23 novembre 2022

– M. Patrick Pouyanné, Président-directeur général de TotalEnergies.

24 novembre 2022

– M. Marc-Antoine Eyl-Mazzega, Directeur du Centre Énergie & Climat de l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI).

– M. Thomas Courbe, Directeur général des entreprises et Commissaire à l'information stratégique et à la sécurité économiques, au ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique.

29 novembre 2022

– M. Yannick d'Escatha, ancien Administrateur général du CEA, et Membre de l'Académie des technologies.

– M. Yves Bréchet, ancien Haut-commissaire à l'Énergie atomique, et Membre de l'Académie des sciences.

30 novembre 2022

– M. Pascal Colombani, ancien Administrateur général du CEA, et Membre de l'Académie des technologies.

1^{er} décembre 2022

– M. Philippe Sauquet, ancien Directeur général Gas Renewables & Power, ancien membre du Comité Exécutif de TotalEnergies.

6 décembre 2022

– Mme Catherine MacGregor, Directrice générale du groupe Engie.

– M. Daniel Verwaerde, ancien Administrateur général du CEA, et Membre de l'Académie des technologies.

7 décembre 2022

– Mme Stéphanie Dupuy-Lyon, Directrice générale de l'aménagement, du logement et de la nature au Ministère de la Transition Ecologique et de la Cohésion des Territoires, et M. Brice Huet, son adjoint.

– M. François Jacq, Administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), et M. Philippe Stohr, Directeur des énergies.

8 décembre 2022

– M. Bernard Fontana, Président de Framatome.

– M. Pierre Gadonneix, Président d'honneur d'Électricité de France (EDF).

13 décembre 2022

– M. Laurent Michel, Directeur général de l'énergie et du climat au ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires.

– M. Henri Proglio, Président d'honneur d'Électricité de France (EDF).

14 décembre 2022

– M. François Brottes, Conseiller-maître à la Cour des comptes, ancien Président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE), ancien Député.

– M. Jean-Bernard Lévy, Président d'honneur d'Électricité de France (EDF).

15 décembre 2022

– M. Xavier Piechaczyk, Président du Directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE).

– Mme Anne Lauvergeon, ancienne Présidente d'AREVA.

– M. Patrick Landais, Haut-Commissaire à l'énergie atomique.

10 janvier 2023

– Mme Corinne Lepage, ancienne Ministre de l'Environnement.

– M. Pierre-Marie Abadie, Directeur Général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)

12 janvier 2023

– M. Bruno Bensasson, Président directeur-général de EDF Renouvelables.

– M. Philippe Knoche, Directeur général d'ORANO.

– Mme Catherine Cesarsky, Membre de l'Académie des Sciences, Haut-Commissaire à l'énergie atomique (2009-2012).

17 janvier 2023

– Table ronde, ouverte à la presse, réunissant les représentants du Comité social et économique central d'EDF (CSE) :

- M. Philippe Page Le Mérour, secrétaire du CSE Central ;
- Mme Virginie Neumayer, représentante syndicale FNME-CGT au CSE Central ;
- M. Arnaud Barlet, représentant CFE Energies au CSE Central ;
- M. Julien Laplace, élu FCE-CFDT au CSE Central ;
- Mme Catherine Nicolas-Michon, représentante FO Energies et Mines au CSE Central

18 janvier 2023

– M. Antoine Pellion, Secrétaire Général à la Planification Écologique, Conseiller Énergie-transports à l'Élysée (2017-2019), Conseiller technique Énergie au ministère de l'Écologie (2014-2016).

19 janvier 2023

– M. Philippe de Ladoucette, ancien Président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

– M. Cédric Lewandowski, Directeur Exécutif Groupe EDF en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

– M. Benoît Ribadeau-Dumas, Directeur de cabinet du Premier Ministre (2017-2020) et M. Thibaud Normand, ancien Conseiller technique Énergie.

24 janvier 2023

– MM. Bernard Doroszczuk, Président de l’Autorité de sûreté nucléaire (ASN), et Olivier Gupta, Directeur général.

25 janvier 2023

– Table ronde des syndicats du secteur de l’énergie réunissant :

- M. Jacky Chorin, Représentant de la Fédération nationale de l’énergie et des mines (FNEM FO), ancien Administrateur EDF (2004-2009 puis 2014-2021) ;

- M. Alexandre Grillat, Secrétaire national Affaires publiques et européennes à la Fédération CFE CGC Énergies ;

- M. Julien Lambert, Secrétaire fédéral en charge de la Politique industrielle et énergétique, Fédération nationale des mines et de l’énergie CGT (FNME-CGT) ;

- M. Christophe Béguinet, Chargé de mission Énergie CFDT.

26 janvier 2023

– M. Dominique Maillard, ancien Président du directoire de RTE (2007-2015).

– M. Jean-Louis Borloo, ancien Ministre d’État, Ministre de l’Écologie, de l’Énergie, du Développement durable et de la Mer, en charge des Technologies vertes et des Négociations sur le climat.

31 janvier 2023

– M. Lionel Jospin, ancien Premier Ministre (1997-2002).

1^{er} février 2023

– M. André Merlin, Président d’honneur du Réseau de Transport d’Electricité (RTE).

– M. Yves Maignac, Chef du pôle énergies nucléaire et fossiles de l’institut négaWatt

2 février 2023

– M. Manuel Valls, ancien Premier Ministre (2014-2016).

– Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, ancienne Secrétaire d’État chargée de l’Écologie, ancienne Ministre de l’Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement (2010-2012).

7 février 2023

– Mme Ségolène Royal, ancienne Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (2014-2017).

– Mme Dominique Voynet, ancienne Ministre de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement (1997-2001).

8 février 2023

– M. Hervé Machenaud, Membre de l'Académie des technologies, ancien directeur exécutif chargé de la production et de l'ingénierie, directeur de la branche Asie-Pacifique d'EDF (2010-2015).

9 février 2023

– M. Eric Besson, ancien Ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique (2010-2012).

– Mme Delphine Batho, Députée, ancienne Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (2012-2013).

15 février 2023

– Mme Barbara Pompili, Députée, ancienne Ministre de la Transition écologique (2020-2022).

16 février 2023

– M. Jean-Christophe Niel, Directeur général de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), et Mme Karine Herviou, Directrice générale adjointe en charge de la sûreté nucléaire.

28 février 2023

– M. Nicolas Hulot, ancien Ministre d'État de la transition écologique et solidaire (2017-2018), et Mme Michèle Pappalardo, Membre de l'Académie des Technologies, ancienne directrice de cabinet de M. Nicolas Hulot.

– M. Luc Rémont, Président-directeur général d'Électricité de France (EDF).

1^{er} mars 2023

– M. Arnaud Montebourg, ancien Ministre du Redressement productif (2012-2014).

– M. Dominique Ristori, ancien directeur général de l'Énergie auprès de la Commission européenne (2014-2019).

2 mars 2023

– Mme Elisabeth Borne, Première Ministre, ancienne Ministre de la Transition écologique et solidaire (2019-2020).

8 mars 2023

– M. François de Rugy, ancien Président de l'Assemblée nationale, ancien Ministre d'État, Ministre de la Transition écologique et solidaire.

16 mars 2023

– M. Nicolas Sarkozy, Ancien Président de la République.

– M. François Hollande, Ancien Président de la République.

ANNEXES

ANNEXE 1 : BILAN ÉNERGÉTIQUE PHYSIQUE DE LA FRANCE EN 2021 (DONNÉES RÉELLES, EN TWH)

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques*	EnR thermiques et déchets**	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,0	9,5	0,0	0,2	1 149,6	111,5	253,1	0,0	0,0	1 523,9
Importations	69,9	404,1	541,3	473,5	0,0	0,0	24,5	21,3	0,0	1 534,7
Exportations	- 0,0	- 1,3	- 153,6	- 59,8	0,0	0,0	- 8,7	- 63,7	0,0	- 287,2
Soutes maritimes internationales	0,0	0,0	- 12,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	- 12,4
Soutes aériennes internationales	0,0	0,0	- 32,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	- 32,3
Stocks***	13,6	2,9	9,0	16,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,9
Consommation primaire	83,4	415,2	352,0	430,4	1 149,6	111,5	268,9	- 42,4	0,0	2 768,6
Écart statistique	1,1	7,8	- 11,3	1,3	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,2
Production d'électricité	22,7	0,0	12,8	51,7	1 149,6	111,5	36,9	- 550,5	0,0	834,7
Production de chaleur	1,4	0,0	0,2	22,1	0,0	0,0	35,0	0,0	- 50,2	8,5
Injections de biométhane	0,0	0,0	0,0	- 3,9	0,0	0,0	3,9	0,0	0,0	0,0
Raffinage de pétrole	0,0	434,4	- 428,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2
Autres transformations, transferts	32,2	- 27,0	25,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,2
Usages internes de la branche énergie	12,6	0,0	9,6	6,5	0,0	0,0	0,0	34,0	0,0	62,7
Pertes de transport et de distribution	0,0	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	38,5	4,5	46,6
Consommation nette de la branche énergie	70,0	415,2	- 390,9	81,3	1 149,6	111,5	75,9	- 476,7	- 45,7	990,1
Industrie	9,8	0,0	32,5	115,3	0,0	0,0	22,6	113,0	18,5	311,7
Transports	0,0	0,0	455,7	3,2	0,0	0,0	32,7	9,5	0,0	501,1
Résidentiel	0,3	0,0	49,2	142,4	0,0	0,0	120,4	170,0	16,2	498,5
Tertiaire	0,4	0,0	32,7	73,2	0,0	0,0	12,7	133,7	10,7	263,4
Agriculture-pêche	0,0	0,0	36,9	2,3	0,0	0,0	4,6	8,1	0,2	52,1
Consommation finale énergétique	10,4	0,0	607,0	336,4	0,0	0,0	193,0	434,3	45,7	1 626,8
Consommation finale non énergétique	3,0	0,0	135,9	12,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	151,7
Consommation finale	13,4	0,0	742,9	349,2	0,0	0,0	193,0	434,3	45,7	1 778,5

* Énergies renouvelables électriques (hydraulique, énergie marémotrice, éolien, photovoltaïque).

** Énergies renouvelables thermiques (bois, biocarburants, pompes à chaleur, solaire thermique) et déchets.

*** Les variations de stocks sont comptées positivement en cas de déstockage et négativement en cas de stockage.

Source : SDES, Chiffres clés de l'énergie, 2022

ANNEXE 2 : DIAGRAMME DE SANKEY

ENSEMBLE DES ÉNERGIES - BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE

En TWh, en 2021 (données non corrigées des variations climatiques)

Le diagramme de Sankey représenté ici et communément utilisé pour représenter des bilans énergétiques, retrace l'ensemble des flux (approvisionnement, transformation, consommation, y compris pertes) sous forme de flèches de largeur proportionnelle à la quantité d'énergie.

P : production nationale d'énergie primaire ; DS : déstockage ; I : solde importateur.

¹ Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

² Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.
³ Énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.)

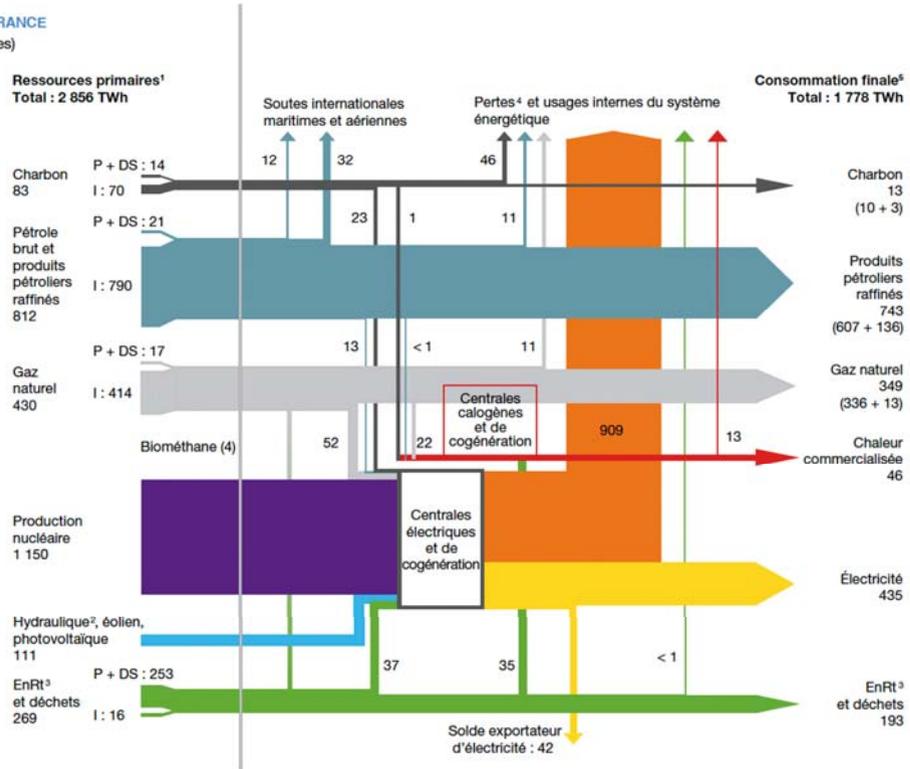
⁴ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

⁵ Usages non énergétiques inclus. Pour le charbon, les produits pétroliers raffinés et le gaz naturel, la décomposition de la consommation finale en usages énergétiques et non énergétiques est indiquée entre parenthèses.

Note : pour assurer la cohérence du bilan toutes énergies, les quantités sont toutes exprimées en TWh PCI (pouvoir calorifique inférieur), même pour le gaz, dont l'unité propre est usuellement le TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur). La chaleur commercialisée correspond à la chaleur vendue par les réseaux et la chaleur cogénérée vendue.

Champ : France entière (y compris DROM).
Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Source : SDES, Chiffres clés de l'énergie, 2022.



ANNEXE 3 : CALENDRIER DES CENTRALES ÉLECTRONUCLÉAIRES

Centrale	Réacteur	Filtre ou palier REP	Puissance thermique (MWt)	Puissance nette (MWc)	Début construction	1 ^{er} raccordement au réseau	Mise en service commerciale	Fermetures Début 4 ^e visite décennale en cours
Belleville	1	P4	3817	1310	1980	1987	1988	
	2	P4	3817	1310	1980	1988	1989	
Blayais	1	CP1	2785	910	1977	1981	1981	2022
	2	CP1	2785	910	1977	1982	1983	
	3	CP1	2785	910	1978	1983	1983	
	4	CP1	2785	910	1978	1983	1983	
Brennilis	EL4	HWGCR	-	70	1962	-	1967	1985
Bugey	1	UNGG	-	540	1965	-	1972	1994
	2	CP0	2785	910	1972	1978	1979	2020
	3	CP0	2785	910	1973	1978	1979	
	4	CP0	2785	880	1974	1979	1979	2020
	5	CP0	2785	880	1974	1979	1980	2022
Cattenom	1	P4	3817	1300	1979	1986	1987	
	2	P4	3817	1300	1980	1987	1988	
	3	P4	3817	1300	1982	1990	1991	
	4	P4	3817	1300	1983	1991	1992	
Chinon-A	1	UNGG	-	70	1957	-	1963	1973
	2	UNGG	-	210	1959	-	1965	1985
	3	UNGG	-	480	1961	-	1966	1990
Chinon-B	1	CP2	2785	905	1977	1982	1984	2023
	2	CP2	2785	905	1977	1983	1984	
	3	CP2	2785	905	1980	1986	1987	
	4	CP2	2785	905	1981	1987	1988	
Chooz-A		REP	-	310	1962	-	1967	1991
Chooz-B	1	N4	4270	1500	1984	1996	2000	
	2	N4	4270	1500	1985	1997	2000	
Civaux	1	N4	4270	1495	1988	1997	2002	
	2	N4	4270	1495	1991	1999	2002	
Creys-Malville	Superphénix RNR	-	-	1200	1976	-	1986	1998
Cruas	1	CP2	2785	915	1978	1983	1984	
	2	CP2	2785	915	1978	1984	1985	
	3	CP2	2785	915	1979	1984	1984	
	4	CP2	2785	915	1979	1984	1985	
Dampierre	1	CP1	2785	890	1975	1980	1980	2021
	2	CP1	2785	890	1975	1980	1981	2022
	3	CP1	2785	890	1975	1981	1981	
	4	CP1	2785	890	1975	1981	1981	

Fessenheim	1	CP0	-	880	1971	-	1978	2020
	2	CP0	-	880	1972	-	1978	2020
Flamanville	1	P4	3817	1330	1979	1985	1986	
	2	P4	3817	1330	1980	1986	1987	
	3	EPR1		1650	2007	-	-	
Golfech	1	P4	3817	1310	1982	1990	1991	
	2	P4	3817	1310	1984	1993	1994	
Gravelines	1	CP1	2785	910	1975	1980	1980	2021
	2	CP1	2785	910	1975	1980	1980	
	3	CP1	2785	910	1975	1980	1981	2022
	4	CP1	2785	910	1976	1981	1981	
	5	CP1	2785	910	1979	1984	1985	
	6	CP1	2785	910	1979	1985	1985	
Marcoule	G1	UNGG	-	0	1955	-	1956	1968
	G2	UNGG	-	39	1955	-	1959	1980
	G3	UNGG	-	40	1956	-	1960	1984
	Phénix - RNR		-	130	1968	-	1974	2010
Nogent	1	P4	3817	1310	1981	1987	1988	
	2	P4	3817	1310	1982	1988	1989	
Paluel	1	P4	3817	1300	1977	1984	1985	
	2	P4	3817	1300	1978	1984	1985	
	3	P4	3817	1300	1979	1985	1986	
	4	P4	3817	1300	1980	1986	1986	
Penly	1	P4	3817	1330	1982	1990	1990	
	2	P4	3817	1330	1984	1992	1992	
Saint-Alban	1	P4	3817	1335	1979	1985	1986	
	2	P4	3817	1335	1979	1986	1987	
Saint-Laurent	A1	UNGG	-	480	1963	-	1969	1990
	A2	UNGG	-	515	1966	-	1971	1992
	1	CP2	2785	915	1976	1981	1983	
	2	CP2	2785	915	1976	1981	1983	2023
Tricastin	1	CP1	2785	915	1974	190	1980	2019
	2	CP1	2785	915	1974	1980	1980	2021
	3	CP1	2785	915	1975	1981	1981	2022
	4	CP1	2785	915	1975	1981	1981	

	Avant 1981		1981 - 1995		1995 - 2002
--	------------	--	-------------	--	-------------

72 réacteurs électrogènes construits ou en construction ; 56 en exploitation à ce jour.

5 filières :

– EPR : réacteur à eau pressurisée de type EPR, en cours de construction à Flamanville.

– HWGCR : réacteur à eau lourde refroidi au gaz. Le seul construit à Brennelis est en démantèlement.

– REP : réacteurs à eau pressurisée. La France en a compté jusqu'à 59 ; un est en démantèlement à Chooz et deux ont été définitivement arrêtés à Fessenheim.

– RNR : réacteurs rapides refroidis au sodium. Cette filière comptait un réacteur expérimental et un prototype, en cours de démantèlement.

– UNGG : filière uranium naturel graphite gaz. Les 9 réacteurs construits sont aujourd'hui tous déclassés.

Paliers REP :

– 900 MWe : 34 réacteurs de types CP0 (entre 1970 et 1980), CP1 (entre mi-70 et mi-80) et CP2 (entre fin 80 et fin 90).

– 1300 MWe : 20 réacteurs de type P4.

– Palier REP 1450 MWe : 4 réacteurs de type N4.

ANNEXE 4 : ÉVOLUTION DES RÉSULTATS FINANCIERS ANNUELS D'EDF DE 1997 À 2022

Sources : communiqués de presse du Groupe EDF de 2001 à 2023

Exercice	Chiffres d'affaires * <i>En Md€</i>	EBITDA * (Excédent brut d'exploitation) <i>En Md€</i>	Résultat net part du Groupe <i>En Md€</i>	Endettement financier net <i>En Md€</i>	Endettement / EBITDA
1997	28,9	nc	nc	19,9	nc
1998	29,5	nc	nc	19,5	nc
1999	32,1	nc	nc	17,4	nc
2000	34,4	9,7	1,1	17,6	nc
2001	40,7	9,5	1,3	22,2	nc
2002	48,4	11,2	4,8	25,8	nc
2003	44,9	11	0,94	nc	nc
2004	46,2	12,6	1,6	19,7	nc
2005	51,1	13	3,2	18,6	nc
2006	58,9	9,4	5,6	14,9	nc
2007	59,6	9,99	5,6	16,3	nc
2008	63,8	14,2	5,3	24,5	nc
2009	59,1	15,9	3,9	42,5	2,5
2010	65,2	16,6	1	34,4	2,2
2011	nc	14,8	3	33,3	2,2
2012	72,2	16,99	3,3	39,2	2,4
2013	71,9	15,1	3,5	33,4	2,1
2014	73,4	16,5	3,7	34,2	2
2015	75	17,6	1,2	37,4	2,1
2016	71,2	16,4	2,9	37,4	2,3

Exercice	Chiffres d'affaires * <i>En Md€</i>	EBITDA * (Excédent brut d'exploitation) <i>En Md€</i>	Résultat net part du Groupe <i>En Md€</i>	Endettement financier net <i>En Md€</i>	Endettement / EBITDA
2017	64,9	13,7	3,2	33	2,4
2018	68,5	14,9	1,2	33,4	2,2
2019	71,3	16,7	5,2	41,1	2,46
2020	69	16,2	0,7	42,3	2,61
2021	84,5	18	5,1	43	2,4
2022	143,6	- 5 **	- 17,9	64,5	nc

* Chiffres retraités (consolidés) dans l'année suivante.

** Le déficit a pour seule origine une perte de 23,1 Md€ dans les activités de production et de commercialisation en France, que le Groupe explique par une forte chute de sa production électrique et par la nécessité de racheter de l'électricité au prix fort sur les marchés pour assurer les approvisionnements des fournisseurs et des consommateurs auprès desquels il est engagé.

ANNEXE 5 : LISTE DES 30 MATIÈRES CRITIQUES DE L'UE

Liste 2020 des matières premières critiques (les matières nouvelles par rapport à 2017 apparaissent en gras)		
Antimoine	Hafnium	Phosphore
Baryte	Terres rares lourdes	Scandium
Béryllium	Terres rares légères	Silicium métal
Bismuth	Indium	Tantale
Borate	Magnésium	Tungstène
Cobalt	Graphite naturel	Vanadium
Charbon à coke	Caoutchouc naturel	Bauxite
Spath fluor	Niobium	Lithium
Gallium	Platinoïdes	Titane
Germanium	Phosphate naturel	Strontium

Source : Communication de la Commission européenne au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Résilience des matières premières critiques : la voie à suivre pour un renforcement de la sécurité et de la durabilité.

ANNEXE 6 : BILAN DES STOCKS DE MATIÈRES RADIOACTIVES À FIN 2020

Catégorie de matière	À fin 2020	Évolution 2020-2019	Part étrangère	
Uranium naturel	extrait de la mine	39 800	+1 700	
	enrichi	3 390	-50	
	appauvri	324 000	+2 500	
Uranium issu du retraitement des combustibles usés ¹	enrichi	0	-	
	sortie de retraitement	34 100	+1 400	8 %
Combustibles à base d'oxyde d'uranium (UNE, URE)	avant utilisation	611	+192	
	en cours d'utilisation	4 070	-90	
	usés	11 700	-118	négligeable
	rebut	0	-	
Combustibles à base d'oxyde mixte (MOX, RNR)	avant utilisation	27	+11	
	en cours d'utilisation	323	-25	
	usés	2 350	+80	
	rebut ²	315	+16	
Combustibles des réacteurs de recherche	avant utilisation	0,04	+0,03	
	en cours d'utilisation	1	-	
	usés	60	-	2 %
Plutonium	60	+2	24 %	
Thorium	8 564	-5		
Matières en suspension	5	-		
Autres matières ³	70	-		
Combustibles de la Défense nationale	198 tonnes	-		

Les évolutions ont été calculées sur la base des chiffres exacts puis arrondis.

Source : ANDRA. En tonne de métal lourd (tMI), excepté pour les combustibles usés de la défense nationale exprimés en tonnes d'assemblages.

ANNEXE 7 : DÉFINITIONS ET CONCEPTS

Source : SDES, Chiffres clés de l'énergie, 2022

Bilan énergétique : tableau comptable, ventilant d'une part les approvisionnements, d'autre part les emplois de l'énergie. Le bilan énergétique de la France, qui fait l'objet d'une publication annuelle, est établi suivant les recommandations du manuel sur les statistiques de l'énergie coédité par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et Eurostat (dont la dernière édition date de 2005).

Consommation d'énergie primaire : consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (branche énergie). Les ressources primaires en énergie correspondent à la somme de la consommation primaire, du solde exportateur d'électricité et des soutes maritimes et aériennes internationales.

Consommation d'énergie finale : somme de la consommation finale énergétique et de la consommation finale non énergétique.

Consommation finale énergétique : consommation d'énergie, par combustion ou sous forme d'électricité, de toutes les branches de l'économie, à l'exception des quantités consommées par les producteurs et transformateurs d'énergie (exemple : consommation propre d'une raffinerie) et des quantités de produits énergétiques transformés en d'autres produits. Elle est nette des pertes de distribution (exemple : pertes en lignes électriques).

Consommation finale non énergétique : correspond à des usages de l'énergie (hors électricité, dont toute la consommation est considérée comme énergétique) ne donnant pas lieu à une combustion. Il s'agit principalement d'utilisations de l'énergie en tant que matière première : produits pétroliers dans la pétrochimie, gaz naturel pour la fabrication d'engrais...

Consommation corrigée des variations climatiques : consommation qui aurait été observée si les températures hivernales (qui influent sur les besoins de chauffage) avaient été égales à la moyenne de celles constatées sur une période de référence. La consommation non corrigée est qualifiée de réelle.

Énergies renouvelables (EnR) : il s'agit des énergies dérivées de processus naturels en perpétuel renouvellement. Les énergies renouvelables purement électriques comprennent l'hydraulique, l'éolien, l'énergie marémotrice, le solaire photovoltaïque. Les énergies renouvelables thermiques (EnRt) comprennent le bois de chauffage (ramassé ou commercialisé), les résidus de bois et de récoltes incinérés, les déchets urbains et industriels d'origine biologique incinérés, le biogaz, les biocarburants, le solaire thermique, la géothermie valorisée sous forme de chaleur ou d'électricité et les pompes à chaleur.

Production d'énergie primaire : production d'énergie non transformée, par exemple tirée de la nature (soleil, fleuves ou vent) ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature (comme les combustibles fossiles ou le bois). Par convention, l'énergie primaire d'origine hydraulique, éolienne, marémotrice et solaire photovoltaïque est comptabilisée à hauteur de la production d'électricité correspondante.

ANNEXE 8 : INFOGRAPHIE

Carte 1 : puissance des installations hydrauliques par département fin 2021	160
Carte 2 : puissance des installations éoliennes par département fin 2021.....	161
Carte 3 : puissance des installations solaires photovoltaïques par département fin 2021	163
Carte 4 : principaux fournisseurs de matières premières critiques à l'UE	172
Encadré 1 : les réseaux de transport et de distribution des énergies	57
Encadré 2 : la gestion du réseau européen	61
Encadré 3 : RTE (Réseau de transport d'électricité).....	61
Encadré 4 : les dispositifs de crise actionnés en 2022.....	87
Encadré 5 : les interconnexions européennes.....	89
Encadré 6 : le renoncement français au gaz de schiste.....	104
Encadré 7 : les enjeux et limites de la biomasse	109
Encadré 8 : état de la recherche française sur les biocarburants	110
Encadré 9 : l'exploitation des déchets pour la production de biocarburants.....	112
Encadré 10 : hydrogène actuel et perspectives d'avenir	112
Encadré 11 : le fonds chaleur	118
Encadré 12 : la constitution de la filière nucléaire	129
Encadré 13 : la pilotabilité des réacteurs nucléaires.....	132
Encadré 14 : l'analyse des coûts de production du système de production électrique français par la Cour des comptes	135
Encadré 15 : perspectives de l'enrichissement de l'URT en France.....	144
Encadré 16 : sécurité d'approvisionnement en combustibles	145
Encadré 17 : une rupture technologique pour le cycle du combustible, les réacteurs à neutrons rapides (RNR).....	148
Encadré 18 : la géologie des sous-sols	173
Encadré 19 : mesures européennes sur les matières premières	174
Encadré 20 : Conseil de politique nucléaire (CNP)	190
Encadré 21 : création du marché européen de l'énergie	197
Encadré 22 : introduction en bourse d'EDF	203
Encadré 23 : la commission Champsaur	207
Encadré 24 : prévision de la consommation d'électricité de RTE (en 2010).....	246
Encadré 25 : prévision de la consommation d'électricité de RTE (en 2015).....	247
Figure 1 : évolution moyenne de la production d'électricité en France par filière et par heure entre 2017 et 2022 (hors énergie nucléaire)	62
Figure 2 : évolution de la production mensuelle d'énergie par énergie depuis 2017 (en GWh)..	63
Figure 3 : formation des prix spot de l'électricité	64
Figure 4 : évolution du taux d'indépendance énergétique de la France.....	70
Figure 5 : taux de dépendance énergétique par États membres de l'Union européenne en 2021	74
Figure 6 : taux de dépendance aux importations énergétiques en Europe en 2021.....	74
Figure 7 : carte des interconnexion électriques et gazières européennes	89
Figure 8 : flux commerciaux aux frontières françaises en 2020	89
Figure 9 : solde des échanges commerciaux d'électricité entre la France et ses voisins	90
Figure 10 : consommation primaire en France (en TWh).....	94
Figure 11 : consommation finale en France (en TWh)	94
Figure 12 : consommation finale d'énergie par secteur en France (en TWh).....	95

Figure 13 : Intensité énergétique par rapport au PIB de la France de 1990 à 2020 – en indice base 100 en 1990 (données corrigées des variations climatiques).....	95
Figure 14 : production d'énergie primaire par énergie.....	97
Figure 15 : volumes des importations d'énergie rapportés à l'énergie primaire consommée (en France métropolitaine).....	98
Figure 16 : importations nettes d'énergie de la France (en TWh).....	99
Figure 17 : importations d'énergie en France par grandes composantes (en Md€).....	100
Figure 18 : comparaison des montants des importations énergétiques de la France avec ses principaux voisins.....	100
Figure 19 : part des importations dans la dépense intérieure en énergie.....	101
Figure 20 : solde commercial, dont énergie, de la France en valeur (Md€).....	102
Figure 21 : approvisionnement français en pétrole.....	107
Figure 22 : échanges extérieurs de gaz en 2021 (en TWh).....	114
Figure 23 : évolution de la production d'énergie à partir de biogaz (en TWh).....	116
Figure 24 : scénarios étudiés par RTE dans le rapport <i>Futurs énergétiques 2050</i>	123
Figure 25 : production nette d'électricité par filière.....	124
Figure 26 : émissions des filières électriques.....	127
Figure 27 : panorama de la filière nucléaire française.....	128
Figure 28 : configuration des centrales nucléaires.....	138
Figure 29 : paliers techniques et source de refroidissement des centrales nucléaires.....	139
Figure 30 : cycle du combustible nucléaire avec retraitement.....	143
Figure 31 : schéma de fonctionnement d'un réacteur RNR.....	148
Figure 32 : le principe de sûreté nucléaire « la défense en profondeur ».....	154
Figure 33 : évolution de la puissance nucléaire installée (évolution du parc nucléaire jusqu'à 2044, sans nouvelle construction et dans l'hypothèse d'une mise à l'arrêt des centrales après 40 ans d'exploitation) selon Jean-Marc Jancovici.....	155
Figure 34 : intensité matière (Kg par véhicule) pour la mobilité électrique comparée à la mobilité thermique.....	169
Figure 35 : intensité matière (Kg par MW installé) pour les différentes technologies de production électrique.....	170
Figure 36 : Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie et trajectoire prévue pour atteindre l'objectif de 2020.....	284
Tableau 1 : bilan des volumes (en m ³) de déchets radioactifs à fin 2020.....	151
Tableau 2 : coûts complets de production de l'électricité renouvelable en €/MWh.....	158