Transition(s) 2050 : Mix électrique

Quelles alternatives et quels points communs ?

DOCUMENT DE TRAVAIL

Table des matières

1. TRANSITION(S) 2050 : QUELS MIX ELECTRIQUES ? 5

2. LES SCENARIOS 7

3. LES MESSAGES CLES 8

4. CONTEXTE : LE MIX ELECTRIQUE FRANÇAIS EST PEU CARBONE MAIS VIEILLISSANT 10

5. RETROSPECTIVE DES TENDANCES PASSEES : UN DEVELOPPEMENT MASSIF DE L'ELECTRICITE AVANT 2000, MAIS PEU D'EVOLUTIONS MAJEURES DEPUIS 20 ANS 13

6. LES ENJEUX ET LEVIERS SOUS-JACENTS A L'EVOLUTION DU MIX ELECTRIQUE 16

7. METHODOLOGIE DE COMPOSITION DU MIX ELECTRIQUE ET MODELISATION EFFECTUEE 19

8. UN SCENARIO TENDANCIEL ET 4 SCENARIOS VARIES DEPENDANT DU NIVEAU DE LA DEMANDE FINALE ET DES LOGIQUES DE DECENTRALISATION DE LA PRODUCTION 21

9. PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS SUR LES EVOLUTIONS DU MIX ELECTRIQUE 31

10. ELECTRIFICATION DES USAGES : ENJEUX ET QUESTIONNEMENT 38

11. APRES 2030, DES TRANSITIONS DU MIX ELECTRIQUE NECESSITANT TOUTES UN ACCOMPAGNEMENT 39

12. UNE PROSPECTIVE DU MIX ELECTRIQUE EXPLORATOIRE : LIMITES ET PERSPECTIVES 41

13. BIBLIOGRAPHIE 43

DOCUMENT DE TRAVAIL

Graphique 1 : Evolution de la production brute d'électricité en France Métropolitaine entre 1960 et 2019 (Source : ADEME selon les données du [12]) 13
Graphique 2 : Evolution des capacités installées de production d'électricité en France métropolitaine depuis 2010 (Source : ADEME selon les données de RTE) 14
Graphique 3 : Evolution du mix de production d'électricité et émissions de CO2 (émissions directes, hors ACV) en France métropolitaine depuis 2010 (Source : ADEME selon les données de RTE) 15
Graphique 4 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en France métropolitaine entre 1960 et 2019 (Source : ADEME selon les données du [12]) 16
Graphique 5 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans le scénario tendanciel 21
Graphique 6 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S1 22
Graphique 7 : Evolution des capacités installées du parc nucléaire et des EnR variables dans S1 24
Graphique 8 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S2 25
Graphique 9 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S2 26
Graphique 10 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur dans S3 27
Graphique 11 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S3EnR-offshore 28
Graphique 12 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S3Nuc 29
Graphique 13 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur dans S4 30
Graphique 14 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S4 31
Graphique 15 : Capacités installées de nucléaire et d'EnR variables en 2050 pour tous les scénarios 32
Graphique 16 : Evolution de la part d'EnR dans le mix électrique dans tous les scénarios 32
Graphique 17 : Répartition du mix de production d'électricité (en énergie) en 2050 33
Graphique 18 : Evolution des coûts complets (production, réseau, flexibilité, hors TVA) du système électrique 34
Graphique 19 : Coûts complets sur la trajectoire 2020-2050 du système électrique de chaque scénario. Les valeurs négatives représentent des recettes (exportations nettes). 34
Graphique 20 : Puissance moyenne effaçable en 2050 dans chaque scénario 35
Graphique 21 : Capacités de production flexible installées en 2020 et en 2050 par scénario 36
Graphique 22 : Evolution des exportations et des importations d'électricité entre 2020 et 2050 par scénario 37
Graphique 23 : Evolution des émissions de CO2 liées à la production d'électricité en France 37
Graphique 24 : Evolution de la production d'électricité à partir de moyens thermiques en France (charbon, fioul et réseaux de gaz) 38

DOCUMENT DE TRAVAIL

Tableau 1 : Description des 4 scénarios de Transition(s) 2050 7
Tableau 2 : Caractéristiques du parc de production d'électricité en Métropole en 2015 (Source : ADEME selon les données de RTE) 16
Tableau 3 : Synthèse des tendances émergentes concernant la production d'électricité et les interconnexions (Source : RTE pour les évolutions passées, PPE pour évolution programmée et CRE/RTE pour les interconnexions) 17
Tableau 4 : Synthèse des tendances émergentes de la consommation d'électricité 18
Tableau 5 : Caractéristiques principales des scénarios 20
Tableau 6 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 par secteur dans S1 23
Tableau 7 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 dans S2 25
Tableau 8 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 dans S3 27
Tableau 9 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 dans S4 30

DOCUMENT DE TRAVAIL

1. Transition(s) 2050 : quels mix électriques ?

Afin d'alimenter les débats de l'élection présidentielle de 2022 et ceux de la future Stratégie Française Énergie-Climat (SFEC), l'ADEME a publié en novembre 2021 un exercice de prospective inédit, présentant, via 4 scénarios de société volontairement contrastés, 4 chemins vers une France neutre en carbone en 2050 [1]. Ces scénarios explorent les aspects sociétaux, énergétique, climatique des grands sous-systèmes impliqués dans ces changements : bioéconomie–alimentation–agriculture-forêt-sols ; aménagement du territoire-bâtiments-mobilité ; industrie-matériaux-économie circulaire ; systèmes énergétiques décarbonés.

Chaque scénario est nourri par un récit, assumant la représentation du monde et les dimensions sociétales et politiques. Ces 4 scénarios se distinguent, d'un bout à l'autre du spectre par :

- L'appel plus ou moins fort aux leviers de la sobriété (S1-S2) et / ou de l'innovation par les technologies – efficacité (S2-S3) et décarbonation (S3-S4)
- D'une gouvernance locale (S1) à de la planification nationale plus ou moins ciblée (S4-S3)
- Des impacts environnementaux plus ou moins maîtrisés (S1 à S4)



Figure 1 : Les 4 scénarios en un clin d'œil

C'est dans ce contexte que s'inscrit le questionnement sur le mix électrique présenté ici. L'électricité, occupant aujourd'hui une place minoritaire (de l'ordre de 25% de l'énergie finale consommée) dans l'approvisionnement énergétique de notre pays, fait l'objet de nombreux débats et devrait voir sa part relative grandir dans une France neutre en carbone. Dans les 4 scénarios de l'ADEME, l'électricité est, dans tous les cas, le vecteur énergétique principal en 2050 (entre 42 et 56 % suivant les scénarios, en énergie finale, hors soutes et hors usages non énergétiques).

L'objectif de ce document est d'explorer les différentes dimensions du mix électrique relatives à chaque scénario :

- Les niveaux de demande d'électricité assez variés d'un scénario à l'autre (entre 400 et 800 TWh de demande à couvrir, en incluant les consommations non énergétiques et les consommations intermédiaires) ;

DOCUMENT DE TRAVAIL

- Des mix de production possibles pour faire face à ces niveaux de demande, incluant une modélisation de l'équilibre horaire entre l'offre et la demande sur toute la trajectoire 2020-2060[1], et permettant ainsi de dimensionner les moyens de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement ;
- Une évaluation économique du coût des différentes trajectoires.

De façon complémentaire aux travaux publiés par RTE en octobre 2021, l'ADEME vise donc ici à évaluer des mix électriques cohérents (en termes de demande d'électricité, mais aussi de gouvernance, d'aménagement territorial, de politique industrielle) avec ces 4 scénarios de neutralité carbone. Le présent document est accompagné de deux autres publications :

- Un cahier d'hypothèses, récapitulant de façon exhaustive l'ensemble des hypothèses techniques et économiques relatives à la modélisation du mix électrique.
- Un livrable plus technique, « Modélisations et Optimisation des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060 », approfondissant plus spécifiquement certains aspects notamment l'impact de la localisation des moyens de production sur le fonctionnement du système électrique, l'usage des différentes formes de flexibilité pour l'équilibrage du système et des analyses économiques sur les prix de l'électricité et le coût des trajectoires.

DOCUMENT DE TRAVAIL

[1] L'horizon 2060 permet, comme c'est le cas pour les travaux de RTE, d'éviter certains effets de bord en 2050, notamment ceux liés à la fermeture d'un nombre important de réacteurs nucléaires historiques entre 2050 et 2055, s'ils sont prolongés jusque 60 ans de durée de vie.

2. Les scénarios

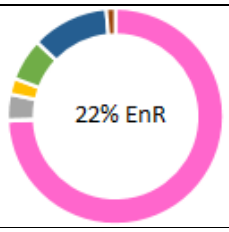
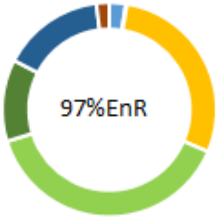
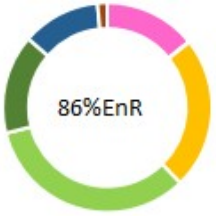
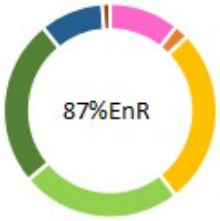
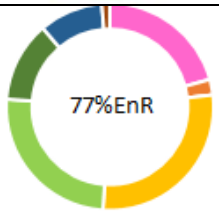
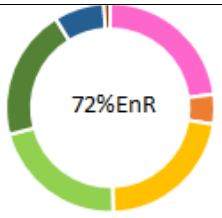
	Consommation domestique totale	Mix de production	Parc installé (GW)					Coût total 2020-2060
			PV	Eolien terrestre	Eolien en mer	Nucléaire existant	Nouveau nucléaire	
2020	468 TWh		10	17		61	0	
S1 2050 génération frugale	408 TWh		92	58	14	2	0	1 100 Md EUR
S2 2050 Coopérations territoriales	537 TWh		92	63	24	12	0	1 026 Md EUR
S3 EnR 2050 Technologies vertes	656 TWh		141	58	48	12	0	1 269 Md EUR
S3 Nuc 2050 Technologies vertes	656 TWh		142	58	24	12	10	1 263 Md EUR
Pari 2050 S4 réparateur	839 TWh		144	63	48	16	16	1 498 Md EUR
		Nucléaire, Turbines Gaz, Autres thermiques, PV, Eolien Terrestre, Eolien en mer, Hydro, Autres renouvelables						

Tableau 1 : Description des 4 scénarios de Transition(s) 2050

DOCUMENT DE TRAVAIL

3. Les messages clés

Les résultats présentés ici sont issus d'une modélisation des mix électriques sous-jacents aux 4 scénarios Transition(s) 2050, assurant l'équilibre entre l'offre et la demande au pas horaire sur 9 scénarios météo entre 2020 et 2060. Cette approche inclut une évaluation économique de leur coût complet. Outre le fait que chacun de ces scénarios s'inscrit dans un mix énergétique global atteignant la neutralité carbone en 2050 et cohérent avec les évolutions des autres vecteurs énergétiques (vecteurs gaz, carburants liquides…), ces résultats viennent en partie conforter et enrichir ceux présentés par RTE en octobre 2021, grâce à quelques hypothèses différentes[2], notamment : des niveaux de demande d'électricité plus contrastés, une modélisation du stockage intersaisonnier différente, des coûts de financement différenciés pour les technologies les moins matures…

Message 1 : Les énergies renouvelables représentent plus de 70 % de la production d'électricité en 2050 dans tous les scénarios : elles varient entre 72 % (S4) et 97 % (S1) de la production d'électricité en 2050, avec un équilibre horaire entre offre et demande validé sur 9 années météo. Cette part d'EnR répond d'une part à la logique des récits sous-jacents aux scénarios mais également aux contraintes limitant le rythme de construction de ces nouveaux réacteurs nucléaires.

Message 2 : En 2050, le scénario S2 permet d'abaisser le coût complet du système électrique (incluant production, flexibilité et réseau) en EUR/MWh consommé de 12 % par rapport à 2020, alors qu'il est stable dans S1 et dans les scénarios S3EnR-offshore et S3Nuc, et augmente dans S4. Cette meilleure performance économique du scénario S2 repose sur 2 facteurs :

- Avec un niveau de consommation d'électricité de l'ordre de 520 TWh (légèrement supérieur à la consommation actuelle) , S2 peut reposer sur un approvisionnement renouvelable à 85%, basé essentiellement sur les technologies et les gisements les plus compétitifs, alors que S3, à 650 TWh, doit[3] faire appel à de l'éolien en mer flottant ou du nucléaire EPR. Par ailleurs, S1 a des coûts d'approvisionnement en EUR/MWh similaires à S2 malgré une sortie du nucléaire historique anticipée, mais un coût réseau en EUR/MWh plus élevé lié à des dépenses similaires mais réparties sur une consommation moindre (408 TWh en 2050 dans S1) ;
- La flexibilité apportée par les électrolyseurs, installés en quantité significative dans S2, permet de réduire les coûts de flexibilité (coût net des imports, batterie & flexibilité, centrales gaz) ;

Message 3 : **Dans le cas d'une demande d'électricité proche de 650 TWh en 2050, un déploiement massif d'éolien offshore flottant (28 GW) est une alternative économique crédible à de nouvelles centrales nucléaires EPR (10 GW)** pour le système électrique, à un coût (environ 1 260 Md EUR sur la trajectoire 2020-2060) et bénéfice CO_2 très proches.

Message 4 : Dans tous les scénarios, l'équilibrage du système électrique en 2050 repose en premier lieu sur le développement des interconnexions avec les pays voisins et en second lieu sur la pilotabilité de la demande, ainsi que sur le renforcement du réseau inter-régional. Le recours à des centrales à gaz est principalement nécessaire dans S3EnR-offshore, S3Nuc et S4 mais il se traduit par une hausse des capacités installées par rapport à 2020 uniquement dans S4.

Message 5 : Dans tous scénarios où, en 2050, la production d'électricité à partir de centrales à gaz pour des besoins d'équilibrage du système électrique est significative (S3 et S4), le bouclage complet des scénarios de l'ADEME, tant sur l'énergie que sur la ressource biomasse, montre que ces centrales sont alimentées par un gaz décarboné à 50 % dans S4 et à 80 % dans S3.

Message 6 : Dans tous les scénarios, le solde exportateur tend vers l'équilibre en 2050, mais les échanges avec les pays voisins s'intensifient.

Message 7 : Dans tous les scénarios, le bilan CO_2 de la production électrique diminue et il est inférieur à 1 $MtCO_2$/an dans S1, S2 et S3. Dans tous les scénarios, les émissions de CO_2 liées à la production d'électricité diminuent de près de 13 millions de tonnes entre 2020 et 2050 (6 millions de tonnes dans S4).

Comparabilité de ces conclusions avec celles de RTE :

Les travaux de l'ADEME se situent dans un cadre différent de celui de RTE : en effet, les mix électriques présentés par l'ADEME visent à boucler le système énergétique des 4 scénarios de transition écologiques présentés. La demande d'électricité est une donnée de sortie de chacun de ces scénarios. De même, le choix des mix électriques a été fait en cohérence avec la philosophie de chaque scénario.

[2] Voir le chapitre **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** pour une comparaison plus détaillée

[3] Il serait également possible de faire face à un tel niveau de demande avec de l'éolien terrestre, plus compétitif, mais avec un impact plus fort sur les paysages

DOCUMENT DE TRAVAIL

A l'inverse, RTE a centré ses travaux sur le système électrique sur la base d'un niveau de demande cohérent avec la SNBC, et a construit ses scénarios sur des hypothèses d'entrée qui doivent permettre de balayer largement les options possibles pour le système électrique en fonction de la variation de différents paramètres.

On peut établir des rapprochements assez directs entre certaines modélisations de RTE et celles de l'ADEME :

- ***Le scénario ADEME-S3 présente un niveau de demande proche de la demande de référence de RTE. En termes de mix de production, on peut rapprocher le scénario ADEME-S3EnR-offshore du scénario M23 de RTE, et le scénario ADEME-S3nuc du scénario N1 de RTE***
- ***Le scénario S2 de l'ADEME présente un niveau de demande proche de la variante sobriété de RTE.***

Les conclusions générales des travaux de l'ADEME et de RTE sont très cohérentes entre elles, et les différences de résultats s'expliquent par des choix d'hypothèses différentes sur la demande et/ou la production :

- le message 1 sur le développement nécessaire et massif des EnR est cohérent avec les scénarios de RTE, à l'exception de ceux qui développent massivement le nouveau nucléaire (N2 et N3, avec respectivement 63 % et 50 % d'ENR).

- les travaux publiés par RTE jusqu'à présent ne permettent pas de qualifier le message 2, RTE n'ayant détaillé que les coûts des mix correspondant au niveau de demande de référence.

- le message 3 concernant la comparaison du coût du mix électrique entre l'option nucléaire EPR et l'option EnR pour couvrir une demande d'environ 650TWh est cohérent avec ceux de RTE traitant de la comparaison entre les scénarios M23 et N1, les coûts pris en compte par l'ADEME correspondant à la variante RTE de coûts de financement plus importants pour le nucléaire de nouvelle génération que pour les autres technologies.

- le message 4 sur les besoins de flexibilité est cohérent avec ceux de RTE sur la nécessité de combiner plusieurs solutions pour assurer l'équilibrage du système. En revanche, concernant le recours plus spécifique à des solutions thermiques, le constat diffère. Contrairement à RTE, l'ADEME ne constate pas de lien entre la part des EnR dans le mix électrique et la hausse des capacités thermiques installées. Cette différence pourrait s'expliquer par les hypothèses plus ambitieuses de développement des interconnexions dans les scénarios ADEME.

- le message 5 repose sur une différence d'hypothèse notable avec RTE sur les technologies permettant d'assurer le stockage intersaisonnier : l'ADEME se repose sur le réseau gazier, dont la décarbonation (notamment grâce à la méthanisation et la méthanation) est qualifiée au travers du bouclage général de l'utilisation de la ressource biomasse modélisé dans les scénarios, alors que RTE n'a recours qu'à des centrales à hydrogène, ce qui nécessiterait la constitution d'un réseau de transport et d'unités de stockage dédiés au vecteur hydrogène.

- les messages 6 et 7 sont cohérents avec ceux de RTE.

DOCUMENT DE TRAVAIL

4. Contexte : le mix électrique français est peu carboné mais vieillissant

Les principaux enjeux de transition écologique du secteur de l'électricité portent sur :

- Le développement des capacités de production pour faire face à la fin de vie des équipements de production et notamment des capacités nucléaires déjà installées et à une place plus importante de l'électricité dans le mix énergétique de demain.

- La diversification de l'approvisionnement en électricité qui nécessite le développement des sources renouvelables de production et des interconnexions, ainsi que le développement de la flexibilité du système électrique (pilotage de l'offre et de la demande, stockage).

- L'écoconception des installations, équipements et systèmes, dans l'objectif de minimiser l'utilisation des matières et autres ressources (sols, paysages, eau), de faciliter la réparabilité, de renforcer le réemploi et le recyclage, de minimiser les déchets en fin de vie et d'améliorer les performances (énergétiques, durabilité, etc.), ainsi que la réduction des émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie.

- L'intégration environnementale de tous les projets en s'appuyant sur la séquence « Eviter, Réduire, Compenser » pour préserver toutes les fonctions écologiques et notamment respecter l'objectif national de zéro perte nette de biodiversité.

- L'appropriation sociale des installations, équipements, systèmes et projets fondée sur une bonne compréhension des avantages de l'énergie électrique (fiabilité, coût, impacts environnementaux) et des contraintes industrielles nécessaires pour les obtenir, ainsi que sur l'implication des collectivités et des citoyens dans la gouvernance des projets.

Le mix électrique français est actuellement peu carboné[4] en opération, notamment du fait de l'importance du parc nucléaire. Entre 2008 et 2019, le niveau des émissions a oscillé entre 30 et 65 gCO_2/kWh. Selon les estimations de RTE [2], en 2020, les émissions liées à la production d'électricité en France seraient de 25 gCO2/kWh contre 346 gCO2/kWh en Allemagne, 270 gCO_2/kWh en Italie et 156 gCO_2/kWh au Royaume-Uni. Le caractère peu carboné du mix électrique français, en phase de production, s'explique par l'importance du parc nucléaire (61 GW), qui est complété par un parc de production hydraulique, éolien et photovoltaïque de respectivement 25 GW, 18 GW et 11 GW installés. Par conséquent, ce parc de production consomme relativement peu de matières fossiles en opération, hors périodes de pointe. Moins de 10 % de la production électrique annuelle résulte des moyens thermiques fossiles contre 45 % en Allemagne, 60 % en Italie et 40 % au Royaume-Uni toujours selon RTE. Ainsi, de par son solde exportateur positif (environ 50 TWh/an depuis le début des années 2000), la France contribue à la baisse des émissions en Europe.

Ce parc est toutefois vieillissant car la grande majorité des réacteurs nucléaires, conçus pour une durée de vie de 40 ans, a été mise en service entre 1980 et 2000. Même si leur prolongation de 10 ou 20 ans s'avère possible à un coût raisonnable, leur mise à l'arrêt future impose donc des décisions structurantes sur l'opportunité de construire de nouveaux réacteurs et sur le développement des énergies renouvelables (EnR). Par ailleurs, ces décisions s'inscrivent dans un contexte de baisse tendancielle des coûts de production des EnR, d'appropriation par les territoires des nouveaux équipements de production et d'évolution incertaine de la consommation d'électricité.

La consommation électrique française est de l'ordre de 430 TWh/an et montre une relative stabilité depuis le début des années 2010. Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) représente près de 70 % de la consommation et l'industrie près des 30 % restants. En revanche, à titre prospectif, la consommation d'électricité peut évoluer à la hausse ou à la baisse sous l'effet de deux tendances opposées : la maîtrise de la consommation par les actions de sobriété et d'efficacité énergétique d'une part et l'électrification des usages d'autre part. Dans le secteur du bâtiment, la hausse de la consommation liée à l'électrification du chauffage (développement des pompes à chaleur (PAC)) pourrait être plus ou moins limitée par l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou un comportement plus sobre des usagers. Dans l'industrie, la hausse de la consommation liée à l'électrification de processus de production pourrait être limitée par l'amélioration de l'efficacité énergétique, voire une contraction de la production. En revanche, le transport qui est aujourd'hui peu consommateur d'électricité (environ 10 TWh/an) devrait voir sa consommation progresser avec le développement de la mobilité électrique.

4.1. Des arbitrages couplés à des investissements indispensables

[4] Cette affirmation ne s'appuie cependant pas sur une analyse du cycle de vie complet du parc nucléaire français réalisée selon la norme ISO 14040 qui seule permet d'assurer que l'ensemble du cycle de vie est bien pris en compte.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Dans un contexte où l'évolution de la demande est incertaine, le secteur de l'électricité doit parvenir à assurer son développement conformément aux objectifs réglementaires (Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC)…) tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement et en limitant les impacts environnementaux.

La Loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 fixe l'objectif de production d'électricité nucléaire à 50 % du mix de production en 2035 contre 70 % actuellement. A plus court-terme, la récente PPE fixe plusieurs objectifs [3] :

- Concernant le parc thermique fossile : arrêter d'ici à 2022 les dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon ; ne plus autoriser de nouveau projet de centrale de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile ; mettre fin aux dispositifs de soutien pour les nouvelles installations de cogénération au gaz naturel.
- Concernant le parc d'énergies renouvelables : installer à horizon 2028, environ 33 GW d'éolien terrestre, 40 GW de photovoltaïque et 6 GW d'éolien en mer.
- Concernant le parc nucléaire : arrêter 14 réacteurs nucléaires d'ici à 2035, dont les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.

Afin d'assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement, les évolutions du parc de production et des consommations vont nécessiter des adaptations du réseau électrique pour accueillir de nouveaux moyens de production[5] soit diffus comme le photovoltaïque, soit en concentrant localement de fortes puissances comme l'éolien en mer. La moindre pilotabilité du parc de production avec la fermeture des centrales fossiles et la réduction du nombre de centrales nucléaires, ainsi que la hausse des consommations variables comme l'électrification du chauffage et le véhicule électrique, nécessiteront de développer des solutions de flexibilité de la demande. Enfin, le changement climatique pourrait avoir une incidence sur la disponibilité des moyens de production. Une moindre pluviométrie pourrait limiter les capacités de production hydroélectrique ou la disponibilité des centrales nucléaires. Il est donc nécessaire[6] de prendre en compte ce facteur dans le dimensionnement final du parc de production.

En matière d'environnement, il faudra être attentif à ce que les évolutions du parc de production n'entraînent pas de hausses des émissions directes, voire annulent les bénéfices à long-terme. Les émissions de polluants et les impacts sur la biodiversité lors de l'ensemble des phases du cycle de vie, au niveau national et international, doivent aussi être considérées. Au-delà des émissions directes liées à la production d'électricité, il sera nécessaire de prendre en compte la consommation des ressources (énergie, matériaux, sols, paysages, eau) pour la production ou la construction de nouvelles unités de production. Leur gestion en fin de vie doit aussi être anticipée dès la conception, dans un souci d'économie des ressources. En effet, l'économie circulaire doit constituer le socle de développement des filières industrielles.

4.2. Des barrières potentielles à prendre en compte

Depuis le début des années 2000, la France, à l'instar de nombreux pays européens, a mis en place une ambitieuse politique de soutien aux EnR électriques. Le montant total des engagements pris par l'Etat entre le début des années 2000 et fin 2018 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques dans l'Hexagone représenterait sur la durée totale de ces soutiens, environ 60 Mrds EUR pour le photovoltaïque, entre 30 et 34 Mrds EUR pour l'éolien terrestre et entre 21 et 23 Mrds EUR pour l'éolien en mer [6]. Cette politique a permis de structurer des filières, et de faire baisser les coûts de production, ce qui constitue un atout important pour réussir la transformation du système électrique. Toutefois, les contraintes techniques, sociales, environnementales ou encore économiques qui pèsent sur les gisements disponibles et les rythmes de développement peuvent constituer des freins significatifs à l'atteinte des objectifs de politiques publiques.

Fin 2018, 10 GW de photovoltaïque, 18 GW d'éolien terrestre et 3 GW d'éolien en mer avaient bénéficié d'un soutien public et étaient soit en fonctionnement, soit en cours de construction [6]. Grâce à cette politique de soutien, les filières ont pu se structurer et créer des emplois [7] : plus de 15 000 ETP directs en 2018 dans la filière de l'éolien terrestre (6 000 ETP directs en 2006) et plus de 6 000 ETP directs en 2018 dans la filière photovoltaïque (1 400 ETP en 2006). Par ailleurs, le développement de ces filières continuera de générer des emplois comme le montrent les analyses récentes de l'ADEME et du Syndicat des Energies Renouvelables [7] et [8]. Ces développements se sont accompagnés d'une baisse des coûts de production [9], ces coûts étant compris en 2019 entre 50 et 70 EUR/MWh pour l'éolien terrestre (90-120 EUR/MWh en 2008) et entre 60 et 70 EUR/MWh pour les centrales photovoltaïques au sol (550-590 EUR/MWh en 2008). Ces baisses de coûts, principalement associées aux innovations techniques sur les produits, équipements, systèmes et les procédés de

[5] Pour une première estimation du coût de ces évolutions suivant différents scénarios, voir [4] et [5]

6 L'ADEME va mener très prochainement des modélisations prenant en compte l'impact du changement climatique sur les profils de production

DOCUMENT DE TRAVAIL

fabrication, mais aussi aux économies d'échelle liées à leur déploiement, devraient se poursuivre pour diminuer de plus de 50 % pour les filières photovoltaïque et éolienne d'ici 2050[7].

L'accès aux gisements solaire et éolien est soumis à de nombreuses contraintes d'usage (obligation d'éloignement des habitations, des radars militaires et civils, capacités des toits des bâtiments tertiaires à supporter des charges, orientations des toits, sites inscrits et classés, etc.) et environnementales (tels que Zones de Protection Spéciales, Natura 2000, milieux humides, etc.). Ces contraintes pèsent d'ailleurs sur les rythmes de construction observés qui restent aujourd'hui modestes comparés à ceux qui doivent être réalisés pour atteindre les objectifs de la PPE : environ 1 GW/an pour le photovoltaïque et 1,2 GW/an pour l'éolien terrestre sur la période 2009-2020, pour un objectif de 3 GW/an pour le photovoltaïque et 2 GW/an pour l'éolien terrestre sur la période 2020-2028. Ces contraintes n'expliquent pas à elles-seules la lenteur de l'émergence des renouvelables. Les durées de développement des projets en France semblent longues en comparaison de celles observées en Allemagne : de 7 à 9 ans en France contre 3 à 4 ans en Allemagne [10] pour l'éolien, de 4 ans en France contre à peine plus d'un an en Allemagne [11] pour les centrales solaires au sol. Les recours juridiques en France y sont pour beaucoup et des actions sont en cours pour diminuer le temps de développement des projets et encourager la planification territoriale pour faciliter l'accès aux gisements afin de répondre aux objectifs de politiques publiques.

Plus généralement, d'un point de vue social, on constate un rejet croissant de la part d'une fraction de la population de toute nouveau projet d'infrastructure, qu'il soit renouvelable, nucléaire ou de réseau. Ceci constitue un frein certain à la transition du système électrique, qui nécessitera, pour être surmonté, de développer une appropriation des enjeux collectifs : l'excellent niveau de service fourni à la société française par le système électrique ne pourra être maintenu à l'avenir que par l'investissement dans de nouvelles installations pour constituer un système industriel de grande ampleur à un coût maîtrisé et des impacts environnementaux réduits. L'adhésion des citoyens à des nouvelles pratiques de pilotage de la demande d'électricité demandera de même un fort accompagnement.

4.3. Les options pour pallier la fermeture des réacteurs nucléaires

La trajectoire fixée par la loi prévoit une diversification de l'approvisionnement en électricité pour passer d'environ 70 % d'électricité produite à partir de nucléaire aujourd'hui à 50 % en 2035. Le système électrique français se trouve à une étape clé de son cycle de vie, car l'âge des centrales nucléaires historiques et les enjeux liés à l'éventuel déploiement de nouveaux réacteurs nécessitent des décisions qui affecteront significativement la transformation du système électrique. Les réacteurs nucléaires en fonctionnement ayant tous été mis en service entre 1980 et 2000, leur prolongation et mise à l'arrêt doivent être planifiées pour anticiper le développement de nouveaux moyens de production afin d'éviter tout défaut d'approvisionnement. Le principal arbitrage consiste à définir les moyens de production à construire pour pallier ces fermetures. Qu'il s'agisse de capacités de production renouvelables uniquement ou intégrant un nouveau programme nucléaire, il faudra dans tous les cas faire évoluer les autres composantes du système électrique : les réseaux, les interconnexions, les modalités de gestion et de pilotage, le stockage, les capacités thermiques, etc.

Cet arbitrage dépendra notamment des prévisions d'évolution de la demande. Comme cela est illustré par les résultats des modélisations présentés dans ce document, l'intérêt de lancer un nouveau programme nucléaire pourrait être limité en cas d'une demande d'électricité stable, voire en baisse, et au contraire plus pertinent si la consommation électrique augmente fortement. Au-delà de l'évolution de la demande, ce choix pourrait aussi être déterminé par des facteurs :

- Sociaux : la filière nucléaire représente aujourd'hui 220 000 professionnels en France selon la SFEN (Société Française d'Energie Nucléaire) et la filière des EnR, en forte croissance au niveau national et international, compte déjà 107 000 professionnels en France;
- Environnementaux : l'intégration environnementale des projets en matière de pollution, de biodiversité, de sols et de paysages, en France et à l'international, que ce soit pour les filières renouvelables ou nucléaire. Plus spécifiquement pour la filière nucléaire, la question du risque radiologique, de la gestion des déchets, des risques d'accident et des impacts du démantèlement des centrales qui seront arrêtées ;
- Économiques : la capacité de la filière nucléaire à démontrer sa compétitivité économique et celle de la France à exporter les technologies du nouveau nucléaire ou des énergies renouvelables et ses excédents éventuels de production d'électricité.

L'ensemble de ces considérations sur les aspects économiques, environnementaux et sociaux est abordé dans ce rapport mais n'a pu être traité en détail

[7] Le détail des hypothèses de coût de production retenues par l'ADEME est disponible dans le « cahier d'hypothèses »

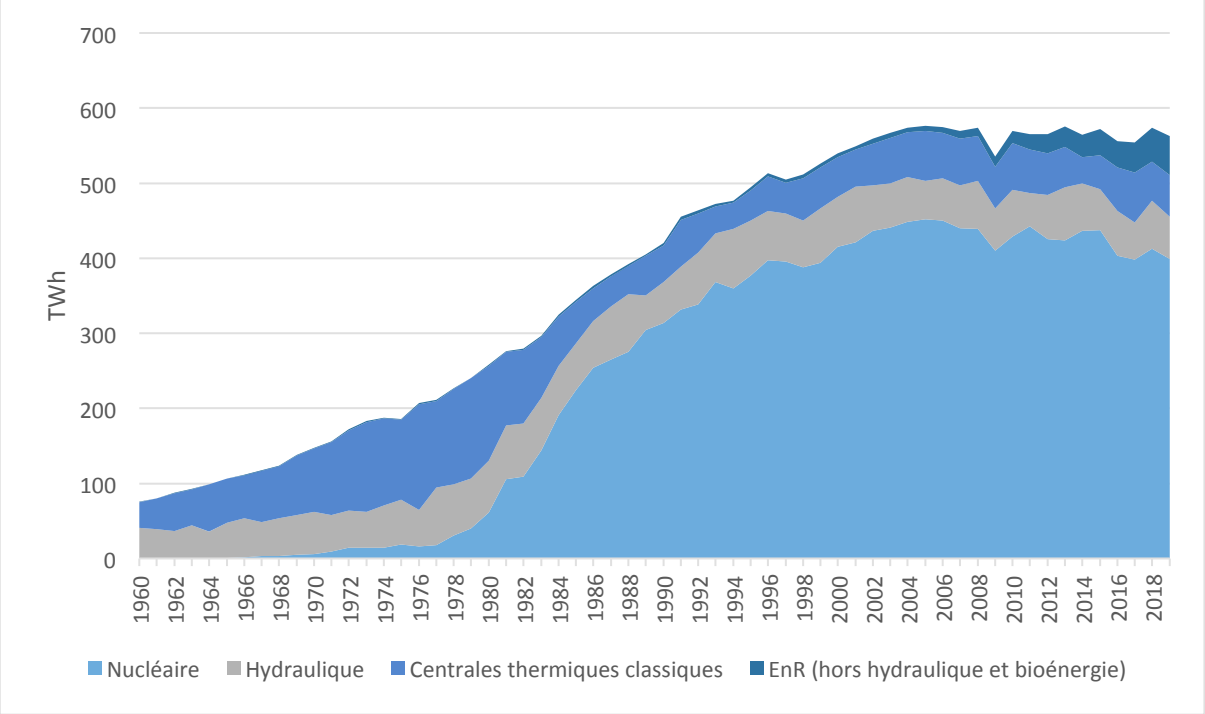
DOCUMENT DE TRAVAIL

5. Rétrospective des tendances passées : un développement massif de l'électricité avant 2000, mais peu d'évolutions majeures depuis 20 ans

5.1. Evolution de la production d'électricité

DE 1960 A 2020, DEVELOPPEMENT DU PARC NUCLEAIRE

- Le Graphique 1 montre l'évolution de la production brute d'électricité en France métropolitaine entre 1960 et 2019, qui peut se décomposer en trois grandes périodes :
- Entre 1960 et 1980, la hausse de la production d'électricité est essentiellement le fait des centrales thermiques fossiles (+ 100 TWh), mais aussi de la mise en service des premières centrales nucléaires (+ 40 TWh) et du développement de l'hydroélectricité (+ 25 TWh).
- Entre 1980 et 2000, la hausse de la production d'électricité s'explique par le développement important de la production nucléaire (+ 350 TWh), qui s'accompagne d'un recul significatif de la production des centrales thermiques fossiles (- 70 TWh).
- Entre 2000 et 2019, la production d'électricité est relativement stable avec cependant l'émergence d'une production provenant des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques (+ 40 TWh).

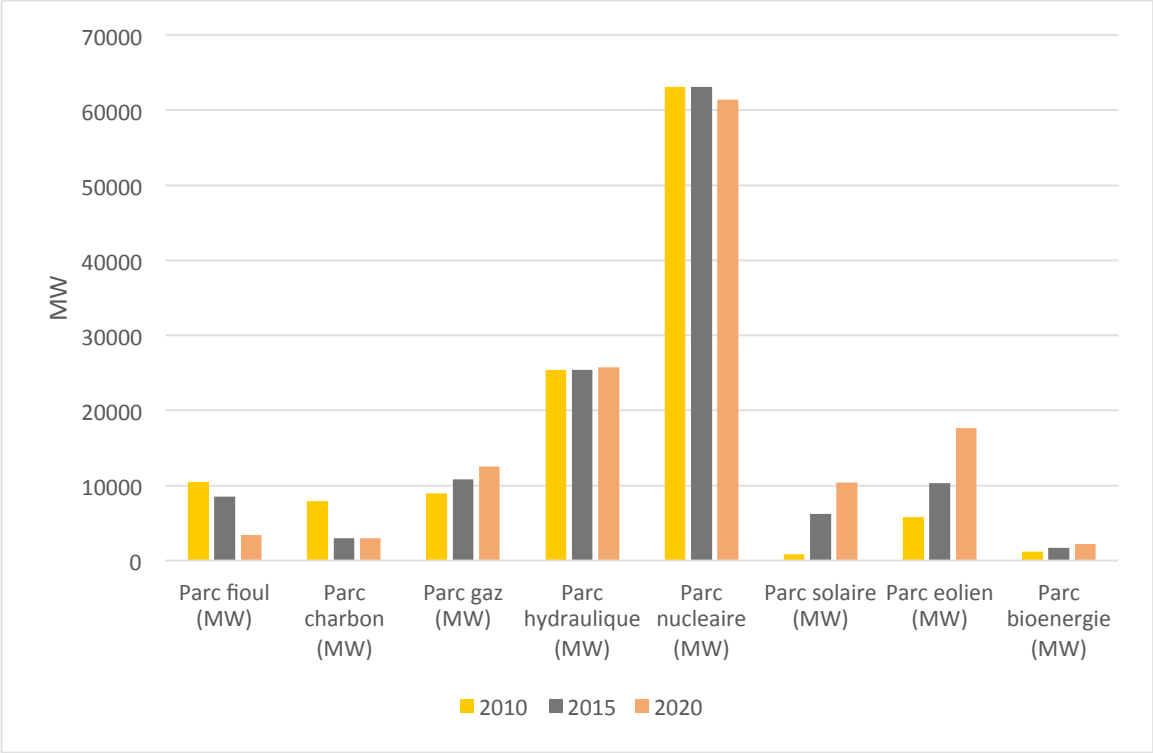


Graphique 1 : Evolution de la production brute d'électricité en France Métropolitaine entre 1960 et 2019 (Source : ADEME selon les données du [12])

Entre 2010 et 2020, bien que la production brute d'électricité soit stable autour de 540 TWh/an, le parc de production installé a connu plusieurs évolutions significatives :

- Une hausse des capacités installées pour le photovoltaïque (+ 9 GW) et l'éolien terrestre (+ 11 GW) ;
- Une érosion tendancielle de la production électrique d'origine nucléaire
- La fermeture de la centrale de Fessenheim qui a diminué la capacité installée du parc nucléaire de près de 2 GW entre 2019 et 2020 (voir graphique 2) ;

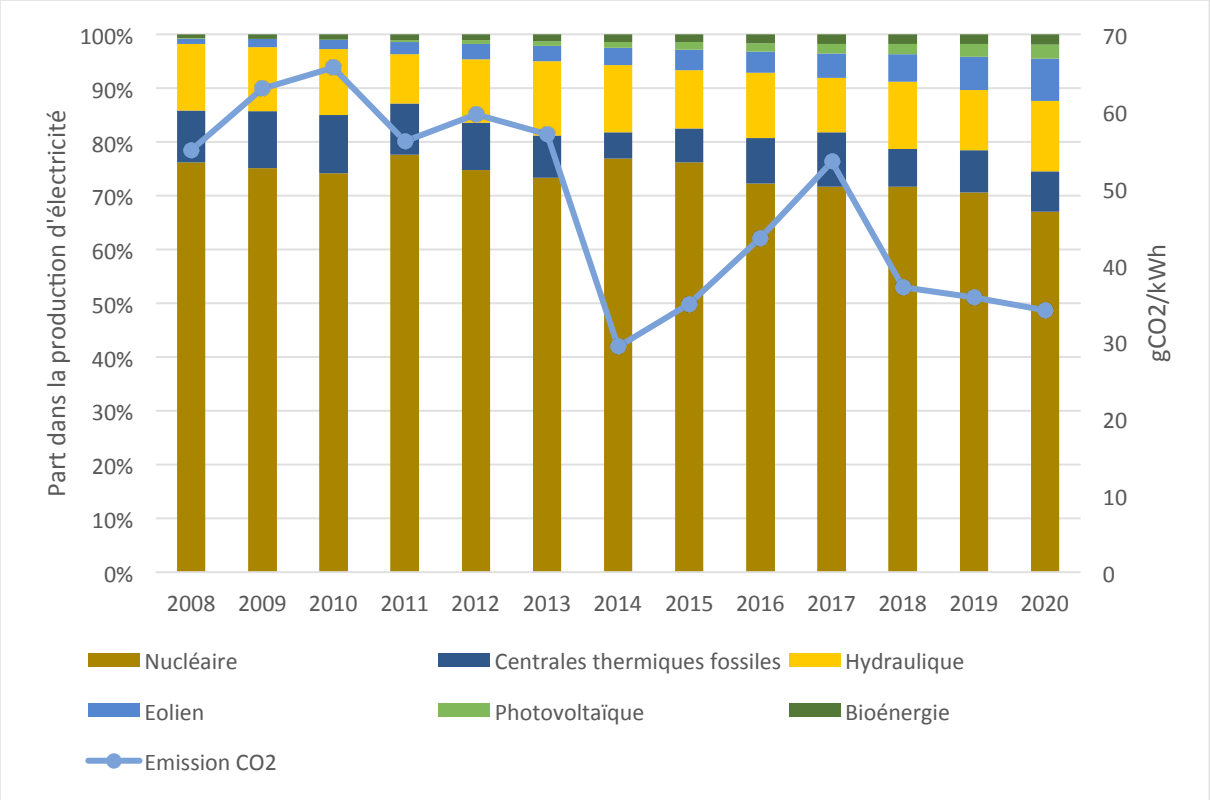
- Une modification de la structure du parc de production des centrales thermiques fossiles, avec la baisse des capacités installées des centrales fioul (- 7 GW) et charbon (-5 GW), mais une hausse des capacités gaz (+ 3,5 GW) (voir graphique 2).



Graphique 2 : Evolution des capacités installées de production d'électricité en France métropolitaine depuis 2010 (Source : ADEME selon les données de RTE)

Ces évolutions ont entraîné une baisse tendancielle des émissions de CO_2. L'évolution de la composition du parc des centrales thermiques fossiles a eu un rôle évident dans cette baisse, mais le développement des capacités installées de photovoltaïque et d'éolien terrestre, en diminuant le recours aux centrales thermiques, y a également contribué [13]. Rappelons que la consommation d'électricité en France est particulièrement thermosensible, ainsi le faible niveau d'émission de CO_2 en 2014 s'explique par un hiver particulièrement doux (année avec l'indice de rigueur climatique le plus faible depuis 1970) ayant limité les pointes de consommation et donc le recours aux centrales thermiques.

DOCUMENT DE



Graphique 3 : Evolution du mix de production d'électricité et émissions de CO_2 (émissions directes, hors ACV) en France métropolitaine depuis 2010 (Source : ADEME selon les données de RTE)

5.2. Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur

Zoom sur la décomposition de la consommation d'électricité

Dans ce chapitre, nous emploierons les termes de **consommation finale d'électricité** et de **consommation totale d'électricité**.

La consommation finale d'électricité désigne la consommation d'électricité des différents secteurs : résidentiel, tertiaire, industrie et transport. Pour les années futures, deux nouveaux secteurs sont pris en compte dans ce chapitre : la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène par électrolyse et pour le fonctionnement des puits technologiques qui permettent de capter du CO_2. La consommation finale d'électricité est égale à la somme des consommations finales de chacun de ces secteurs.

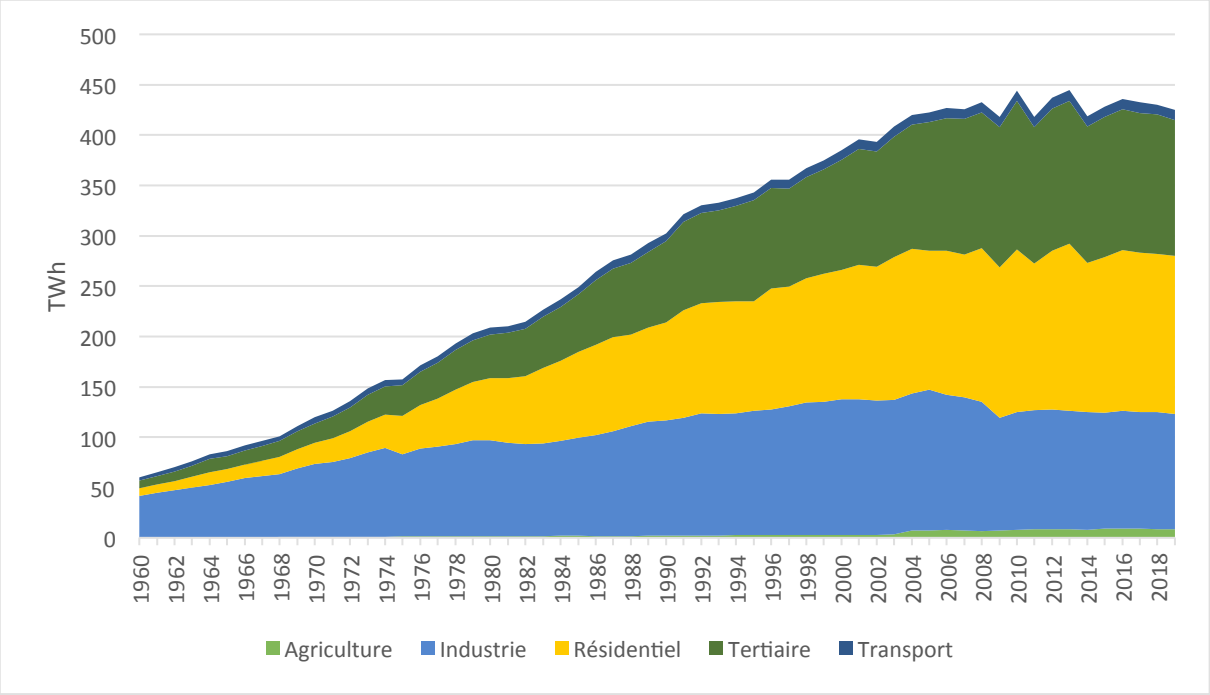
La consommation totale d'électricité correspond à la consommation finale d'électricité augmentée des consommations liées aux usages internes de la branche énergie et des pertes liées au transport et à la distribution de l'électricité.

DE 1960 A 2020, ELECTRIFICATION DES SECTEURS DE L'INDUSTRIE ET DU BATIMENT

Le Graphique 4 montre l'évolution de la consommation finale d'électricité en France métropolitaine entre 1960 et 2020 hors consommation du secteur de l'énergie, qui peut se décomposer en trois grandes périodes :

- Entre 1970 et 2000, la consommation finale d'électricité en France métropolitaine augmente d'environ 90 TWh par décennie, 70 TWh dans les secteurs résidentiel et tertiaire et 20 TWh dans l'industrie.
- Entre 2000 et 2010, la consommation finale d'électricité des secteurs résidentiel et tertiaire a augmenté d'environ 70 TWh, alors que la consommation finale d'électricité de l'industrie a diminué de près de 20 TWh suite à la crise économique de 2008.
- Depuis 2010, la consommation d'électricité oscille autour de 430 TWh/an.

DOCUMENT DE



Graphique 4 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en France métropolitaine entre 1960 et 2019 hors secteur de l'énergie (Source : ADEME selon les données du [12])

6. Les enjeux et leviers sous-jacents à l'évolution du mix électrique

En 2015, selon [12], la consommation totale d'électricité était de 480 TWh et la consommation finale d'électricité était d'environ 425 TWh. Cette dernière provenait à 27 % du secteur industriel, 36 % du secteur résidentiel, 32 % du secteur tertiaire et les 5 % restants des secteurs du transport et de l'agriculture. Cette même année, le parc de production se composait de 63 GW d'installations nucléaires, 22 GW d'installations thermiques fossiles et 44 GW d'installations d'énergies renouvelables. La production nette d'électricité de ce parc était de 547 TWh en 2015, 75 % provenait des installations nucléaires (417 TWh), 17 % des installations d'énergies renouvelables (95 TWh) et 7 % des installations thermiques fossiles (34 TWh).

	Fioul	Charbon	Gaz	Hydraulique	Nucléaire	Solaire	Eolien	Bioénergie
Capacité installée (MW)	8 497	3 007	10 831	25 430	63 130	6 196	10 325	1 703
Production (TWh/an)	3,8	8,6	21,9	59,1	416,8	21,1	7,4	8
Part dans le mix de production	1 %	2 %	4 %	11 %	76 %	4 %	1 %	1 %

Tableau 2 : Caractéristiques du parc de production d'électricité en Métropole en 2015 (Source : ADEME selon les données de RTE)

6.1. Une évolution du parc de production et des interconnexions déjà très planifiées

Si la production d'électricité est relativement stable depuis 2000, le parc de production et les interconnexions connaissent des évolutions significatives depuis 2010 et de nombreuses évolutions sont déjà programmées à l'horizon 2030-2035 (voir Tableau 3). Ces évolutions se traduisent principalement par une hausse des capacités installées de renouvelables, un recul des capacités thermiques installées et une hausse significative des capacités d'interconnexion.
Les interconnexions sont effectivement appelées à jouer un rôle majeur dans l'évolution du système électrique car elles permettent notamment :

- De développer la concurrence sur les marchés nationaux ;
- De bénéficier de la complémentarité de la demande et des parcs de production avec les pays voisins ;

DOCUMENT DE TR

- De gérer la variabilité de l'éolien, du photovoltaïque et de l'hydraulique au fil de l'eau par le foisonnement et de réduire les coûts liés à leur intégration en mutualisant réserves et sources de flexibilité ;
- De faciliter la gestion des réseaux par la mise en œuvre d'une assistance mutuelle des gestionnaires de réseaux dans le cas d'une défaillance technique brutale et d'un réglage commun de la fréquence dans le cas de réseaux synchrones.

Elles constituent, à coût souvent très compétitif, l'une des toutes premières solutions mobilisées pour assurer l'équilibre entre offre et demande.

Filière	Evolution passée (2010 – 2020)	Evolution programmée
Nucléaire	Diminution du parc installé de 2 GW suite à la fermeture de la centrale de Fessenheim	Mise en service de l'EPR de Flamanville (1,6 GW) en 2022 ou 2023 Arrêt de 12 réacteurs nucléaires supplémentaires d'ici à 2035
Centrales à charbon	Diminution du parc installé de 5 GW	Fermeture des dernières centrales à charbon d'ici à 2024[8]
Centrales au fioul	Diminution du parc installé de 7 GW	Interdiction de construire de nouvelles centrales
Centrales au gaz	Hausse du parc installé de 3,5 GW	Mise en service de la centrale de Landivisiau (500 MW) en 2021
Eolien Terrestre	Hausse du parc installé de 11 GW, soit 1,1 GW/an	Hausse du parc installé de 20 GW en 2028 par rapport à 2020, soit 2,5 GW/an
Photovoltaïque	Hausse du parc installée de 9 GW, soit 0,9 GW/an	Hausse du parc installé de 35 GW en 2028 par rapport à 2020, soit 4,4 GW/an
Eolien en Mer		Mise en service de 3,5 GW entre 2022 et 2027 Mise en service de 2,5 GW supplémentaires programmés pour 2028
Interconnexions	Situation 2020 : Capacité commerciale de 9,8 GW à l'exportation et de 6,2 GW à l'importation avec le Royaume-Uni, la Suisse, l'Italie et l'Espagne Capacité commerciale jusqu'à 7 GW à l'exportation et 9,2 GW à l'importation avec la Belgique et l'Allemagne[9]	Doubler en 15 ans la capacité d'interconnexion de la France, pour tirer le meilleur parti des différences de consommation et de production en Europe et parvenir à un mix équilibré et soutenable économiquement à l'horizon 2035[10]

Tableau 3 : Synthèse des tendances émergentes concernant la production d'électricité et les interconnexions (Source : RTE pour les évolutions passées, PPE pour évolution programmée et CRE/RTE pour les interconnexions)

6.2. La consommation d'électricité est appelée à évoluer

Maîtrise de la consommation et électrification des usages.

Si depuis 2010, la consommation d'électricité est stable en France, son évolution lors des prochaines décennies est très incertaine car deux tendances s'opposent : la volonté de diminuer la consommation d'énergie par les actions de sobriété et d'efficacité énergétique d'une part et la poursuite de l'électrification de la consommation des secteurs d'autre part. Le Tableau 4 présente les principales variables agissant sur ces deux tendances (pour plus de précisions sur les hypothèses des secteurs, se reporter aux chapitres dédiés de [1]).

	Maîtrise de la consommation	Electrification de la consommation
Bâtiment (Tertiaire/Résidentiel)	Rénovation énergétique des bâtiments	Installation de pompes à chaleur et de

[8] L'objectif initial de la loi était 2022 mais l'objectif a été revu pour la centrale de Cordemais dont la fermeture n'est pas prévue avant 2024.
[9] Source CRE : https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/interconnexions
[10] Source RTE : https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/reseau-de-transport-sddr/#2

DOCUMENT EN CAP

	Equipements moins énergivores Comportements de consommation plus sobres	climatiseurs
Industrie	Sobriété matière par l'écoconception Amélioration de l'efficacité énergétique des équipements de production	Electrification de procédés industriels
Transports	Actions de sobriété : Réduction des déplacements, développement des mobilités actives, allègement des véhicules, optimisation du remplissage des véhicules. Amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules	Développement de la mobilité électrique
Hydrogène/gaz de synthèse	Valorisation des pertes de chaleur des équipements du *power-to-gas* dans les réseaux de chaleur, les bâtiments ou en industrie.	Développement de la production d'hydrogène par électrolyse et production de gaz de synthèse

Tableau 4 : Synthèse des tendances émergentes de la consommation d'électricité

De nouveaux usages davantage pilotables.
Les accroissements de demande en électricité vont se concentrer autour de la mobilité électrique (voir [1] Chapitre Mobilités des voyageurs et transport de marchandises) et des équipements de power-to-gas (électrolyseurs, compresseurs, unités de méthanation, etc.) pour la fabrication d'hydrogène ou de méthane de synthèse (voir [1] hapitre Hydrogène). Or, ces demandes sont pour l'essentiel pilotables en permettant la recharge des véhicules électriques ou l'activation des équipements de power-to-gas au moment le plus opportun ou de manière dite lissée, afin que le réseau ait un prévisionnel de charge maîtrisable. A titre d'illustration, pour le véhicule électrique, seul 10 % du parc de véhicules légers est en circulation à tout instant et pour recharger les 40 km parcourus quotidiennement en moyenne, 30 mn à 1 h de recharge suffisent. Dans ce contexte, il est possible d'envisager de concentrer l'essentiel de la recharge des véhicules électriques entre 10 h et 16 h, au moment où la production photovoltaïque est maximale, durant les périodes de plus forte production éolienne ou durant la nuit au moment où la demande est la plus basse. De plus, la capacité à les piloter est déjà intégrée dans la plupart des bornes de recharges individuelles. Dans ce cas, l'acceptabilité par l'usager est considérée comme bonne étant donné que la contrainte est quasi nulle et le gain financier réel, dans la mesure où un système incitatif est mis en place. Concernant la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse qui peut être stockée[11] pour répondre aux usages variables (transports, électricité) ou constants (industrie), il est possible de piloter leur production pour faire fonctionner les équipements de *power-to-gas* sur des périodes de prix très bas de l'électricité qui sont généralement associées à des périodes de surproductions photovoltaïques ou éoliennes. Ainsi, le pilotage de la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse s'avérerait sans conséquence pour la satisfaction des autres usages, tout en contribuant directement à l'équilibre offre-demande du mix électrique. Le développement de ces nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse, etc.) offre donc de nouvelles solutions de pilotage de l'offre et de la demande pouvant venir se substituer à la diminution des productions fossiles pilotables (fermeture des centrales thermiques au charbon).

Qu'est-ce que la pilotabilité de l'offre et de la demande d'électricité ?

Le fonctionnement du réseau électrique nécessite un équilibre permanent entre la production d'électricité (l'offre) et la consommation d'électricité (la demande). La pilotabilité désigne alors la capacité à moduler à la hausse ou à la baisse, l'offre et/ou la demande d'électricité pour assurer cet équilibre. Historiquement, la pilotabilité est principalement assurée côté offre par des centrales de production thermique (gaz, fioul et charbon notamment) qui sont mises en service pour répondre à des pics de consommation. Toutefois, avec la fermeture programmée de ces centrales (charbon et fioul) et l'augmentation des besoins de flexibilité, de nouvelles solutions côté offre et côté demande se développent.

Côté demande, les consommateurs industriels peuvent déjà moduler leur consommation sous l'impulsion d'incitation tarifaire. Ceci pourrait être encore accentué avec l'arrivée de nouvelles consommations flexibles telles que les électrolyseurs. La pilotabilité pourrait être stimulée dans le secteur résidentiel et tertiaire par le développement de nouvelles offres de marché avec des tarifs différenciés qui reflètent les tensions sur le marché de l'électricité (c'est le principe de la tarification heure creuse/heure pleine, mais qui pourrait être affinée pour aller jusqu'à des tarifs différents chaque heure de l'année). La pilotabilité pourrait être assurée soit directement par l'usager, soit par un acteur tiers sans intervention de l'usager (c'est par exemple le cas aujourd'hui des chauffe-eau électriques, mais qui pourra être généralisé à d'autres usages comme les

[11] Par exemple, en aquifères salins pour l'hydrogène ou dans les installations de stockage de gaz naturel, pour le gaz de synthèse.

DOCUMENT DE TRAVAIL

véhicules électriques ou le chauffage). Dans le premier cas, le consommateur choisit ou non de répondre à un signal tarifaire en augmentant ou diminuant sa consommation. Dans le second cas, un acteur tiers pilote la consommation du consommateur (en échange d'une réduction de facture, par exemple) pour réduire les écarts entre offre et demande *via* un boîtier dédié au sein du logement ou *via* des émetteurs de quartier associés à des appareils communicants (actuellement en France, c'est le plus souvent la consommation liée au chauffage qui est pilotée). Avec le compteur Linky, ces acteurs tiers peuvent être les fournisseurs d'électricité. Par le biais du bornier TIC (Télé-Information Client) du compteur, certains appareils programmés peuvent répondre aux signaux tarifaires de manière automatisée.

Côté offre, les productions d'énergies renouvelables sont dites fatales dans le sens où elles produisent dès que la ressource est disponible. Or, des volumes importants de production de renouvelables peuvent correspondre à de faibles niveaux de consommation. Des écrêtements[12] de production sont alors possibles pour faire coïncider production et demande. Les raccordements d'installations qui sont soumises à une possibilité d'écrêtement, sont réalisés lorsqu'une analyse coûts-bénéfices permet de démontrer qu'ils bénéficient à la collectivité en évitant ou en retardant des dépenses de renforcement du réseau car le coût de l'énergie non injectée reste généralement faible sur une année.

6.3. Le développement de l'autoconsommation

L'autoconsommation connaît une croissance exponentielle en France et en Europe depuis une décennie, qui dépasse les objectifs de la PPE, notamment pour les opérations collectives (plus de 100 actuellement contre une trentaine inscrite dans la PPE). Au 1er trimestre 2021, ENEDIS compte plus de 100 000 clients raccordés en autoconsommation individuelle. L'autoconsommation peut être pertinente du point de vue de la collectivité car elle rapproche la consommation de la production, notamment leurs profils temporels. Elle peut alors diminuer les pertes d'acheminement réseau, tout en maximisant l'usage de l'électricité produite localement. Dans ce contexte, les excédents de production doivent aussi pouvoir circuler sur le réseau pour servir les usagers au plus près, sans créer de surtension. Par ailleurs, l'autoconsommation permet souvent de sensibiliser le consommateur individuel, ou regroupé en collectif, à sa propre consommation qu'il cherche à satisfaire par une production décarbonée[13]. De plus, elle s'appuie généralement sur un dimensionnement ciblant en premier lieu la consommation en base du consommateur et intègre idéalement un pilotage des consommations pour faire coïncider périodes de consommation et de production. Egalement, le développement de l'autoconsommation devrait s'accompagner d'un développement des batteries renforçant les moyens d'équilibrage du réseau électrique : selon les données d'ENEDIS, 7 500 installations photovoltaïques (principalement résidentielles) raccordées au réseau de distribution sont aujourd'hui équipées de stockage (46 MW au total). Cette flexibilité apportée au réseau et les économies d'énergie potentielles associées à l'autoconsommation, font encore l'objet de travaux pour en caractériser plus précisément l'importance et la valeur. Ce qui rend encore difficile aujourd'hui la pleine prise en compte de l'autoconsommation dans la planification du système électrique.

Néanmoins, l'engouement observé traduit bien une demande sociale forte pour une relocalisation territoriale de la production, ainsi qu'une réelle volonté d'engagement pour la transition écologique, aux échelles individuelle et collective. Cette tendance devrait être encore renforcée durant les prochaines décennies par la compétitivité croissante de l'autoconsommation photovoltaïque. Toutefois, dans le cadre du présent exercice de prospective, il n'a pas été possible de déterminer précisément le taux de croissance de l'autoconsommation sur la période 2020-2060, étant donné son caractère encore émergent et la complexité du phénomène sociétal sous-jacent à son adoption. Ainsi, l'autoconsommation photovoltaïque raccordée au réseau, a été considérée comme une sous partie du photovoltaïque sur toiture, sans modélisation différente des périodes de soutirage et des périodes d'injection, dans le cadre d'un déploiement plus ou moins dynamique en fonction des récits propres aux scénarios.

7. Méthodologie de composition du mix électrique et modélisation effectuée

Chaque scénario d'évolution du système électrique présenté dans ce chapitre est défini par une trajectoire d'évolution de la demande d'électricité, découpée par secteur et usage (certains des usages pouvant être partiellement flexibles) et d'un mix de production associé permettant de satisfaire cette demande. L'évolution de la demande d'électricité est le résultat des hypothèses des secteurs de la demande (cf. [1] Evolution de la consommation, Chapitres Production industrielle, Production d'énergie Hydrogène, Ressources et puits de carbone Chapitre Puits de carbone). Le niveau de flexibilité de la demande dépend du déploiement des technologies et des modes de vie des consommateurs : elle est ainsi supposée haute dans S3 et plus faible dans S4, où les consommateurs ne souhaitent pas moduler leur consommation. Les mix de production de ces scénarios sont, quant-à-eux, construits avec des orientations spécifiques à chacun, en particulier en ce qui concerne le niveau de développement des capacités renouvelables, leur caractère plus ou moins décentralisé et les choix stratégiques autour des

[12] Limitation de puissance de la production d'une installation pendant une période de temps.
[13] Production à partir d'énergies renouvelables.

DOCUMENT DE TRAVAIL

capacités nucléaires (capacités existantes et nouveau nucléaire). Pour S3, du fait de son niveau de demande en augmentation de plus de 35% par rapport à aujourd'hui (et proche de celui de la SNBC), le choix a été fait d'étudier deux mix de production caractérisant deux choix de politiques nationales industrielles permettant de faire face à cette augmentation significative de la demande : le premier privilégiant un développement conséquent de l'éolien en mer flottant (appelé S3EnR-offshore) et le second, le lancement d'un nouveau programme nucléaire (appelé S3Nuc) toutes choses étant égales par ailleurs. Les caractéristiques principales des scénarios sont présentées dans le tableau 5.

		S1	S2	S3EnR-offshore	S3Nuc	S4
Consommation domestique		En forte décroissance	En légère augmentation	En croissance	En croissance	En forte croissance
Flexibilité de la demande		Moyenne	Moyenne	Haute	Haute	Faible
Productions Renouvelables	Solaire	Développement modéré, décentralisé	Développement modéré, centralisé	Développement élevé, centralisé	Développement élevé, centralisé	Développement élevé, centralisé
	Eolien terrestre	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé
	Eolien en mer	Développement faible	Développement modéré	Développement élevé	Développement modéré	Développement élevé
	Autres ENR	Faible évolution				
Nucléaire		Décrue rapide de l'existant, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)	Prolongements modérés, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)	Prolongements modérés, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)	Prolongements modérés, avec nouveau nucléaire	Prolongements forts, avec nouveau nucléaire
Power-to-hydrogen		Elevé pour la production de méthane de synthèse	Elevé, pour le transport et la production de méthane de synthèse	Demande H2 élevée dans tous les secteurs mais P2H2 modéré (imports)	Demande H2 élevée dans tous les secteurs mais P2H2 modéré (imports)	Faible

Tableau 5 : Caractéristiques principales des scénarios

Pour chacun de ces scénarios, les résultats présentés dans ce document reposent sur une modélisation de ces scénarios dans l'outil « Artelys Crystal Super Grid » qui a permis d'étudier, dans cette configuration, l'évolution de l'équilibre offre-demande au pas horaire en France à la maille régionale et en Europe sur la période 2020 – 2060[14], sur la base de 9 scénarios climatiques. L'analyse du système français est réalisée en prenant en compte l'évolution des mix européens et des interconnexions définies par des scénarios de consommation et de parc installé exogènes15 et identiques dans tous les scénarios ADEME étudiés.

Plus précisément, le modèle optimise le développement du système électrique français, en intégrant les éléments de scénarisation des mix présentés ci-dessus, de façon à minimiser les coûts d'investissement et d'opération du système global. En particulier, afin de garantir l'équilibre horaire entre l'offre et la demande de 2020 à 2060 pour 9 années climatiques historiques (2011-2019), le modèle optimise :

- Le développement des différentes technologies de production électrique (prolongation du nucléaire, déploiement du photovoltaïque et des éoliennes, investissements en centrales au gaz…) en tenant compte de leurs caractéristiques technico-économiques[16];

[14] Pour plus d'information sur le fonctionnement de cet outil, le lecteur peut se référer au site d'Artelys : https://www.artelys.com/fr/crystal/super-grid/

[15] Ces scénarios sont modélisés suivant les données du TYNDP 2020 (https://tyndp.entsoe.eu/).

[16] Plus précisément, l'optimiseur suit une trajectoire scénarisée à 2030 et 2050 pour chaque technologie mais peut s'éloigner de plus ou moins 5 % de la cible fixée. Cette approche permet à la fois de respecter le récit sous-jacent au scénario et d'évaluer la pertinence économique de la cible fixée, selon que l'optimum économique se situe en deçà ou au-dessus de la cible fixée ex ante.

DOCUMENT DE TRAVAIL

- L'opération des productions, en prenant en compte les caractéristiques techniques de chaque technologie, les coûts des combustibles et du CO_2, la disponibilité des centrales et du productible renouvelable ;
- Le dimensionnement et la gestion des stockages d'énergie : stockages saisonniers hydroélectriques, stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), batteries stationnaires ;
- Les échanges d'électricité entre pays par les interconnexions ;
- L'opération de la flexibilité de la demande en fonction des profils de consommation (pour la part flexible de ces usages) : charge intelligente des véhicules électriques[17], chauffage piloté de l'eau-chaude sanitaire (ECS), effacements résidentiels (chauffage et climatisation), effacements industriels, pilotage de la consommation des produits blancs, optimisation de l'alimentation du *power-to-gas* ;
- Le développement du réseau de transport inter-régional.

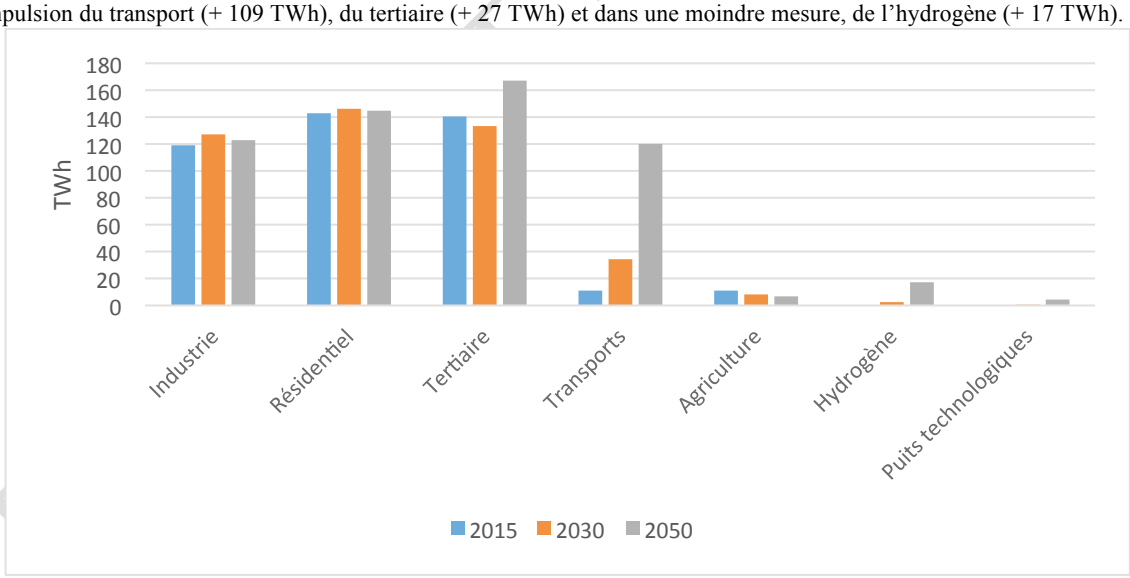
Par ailleurs, l'analyse réalisée quantifie également en post-traitement les coûts de réseaux de répartition et distribution ainsi que le coût du développement des flexibilités de la demande.
La description exhaustive de la méthodologie employée et l'ensemble des hypothèses sont décrits dans le cahier d'hypothèses publié simultanément à ce document.

8. Un scénario tendanciel et 4 scénarios variés dépendant du niveau de la demande finale et des logiques de décentralisation de la production

8.1. Hausse continue de la consommation dans le scénario tendanciel

Le scénario tendanciel prolonge sans rupture les tendances observées d'évolution de la consommation d'électricité et de composition du mix électrique. Contrairement aux autres scénarios, le scénario tendanciel n'a pas fait l'objet d'une modélisation au pas horaire à partir de l'outil « Artelys Crystal Super Grid », sa description est donc plus succincte.

La consommation totale d'électricité s'élève à 665 TWh en 2050 (+ 185 TWh par rapport à 2015). Entre 2015 et 2050, l'électrification se poursuit et entraîne une hausse de la consommation finale d'électricité dans quasiment tous les secteurs malgré le maintien de mesures de maîtrise de la demande notamment dans les secteurs du bâtiment et de l'industrie. La consommation finale d'électricité tous secteurs confondus augmente de 160 TWh, passant de 425 TWh à 585 TWh, sous l'impulsion du transport (+ 109 TWh), du tertiaire (+ 27 TWh) et dans une moindre mesure, de l'hydrogène (+ 17 TWh).



Graphique 5 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans le scénario tendanciel

Entre 2015 et 2050, sous l'impulsion des objectifs de politique publique, le développement des énergies renouvelables se poursuit alors que la part du nucléaire dans le mix de production diminue. Ainsi, en 2050 la part du nucléaire dans le mix électrique est de 45 %, alors que les EnR représentent 51 % de la production, le restant provenant des centrales à gaz.

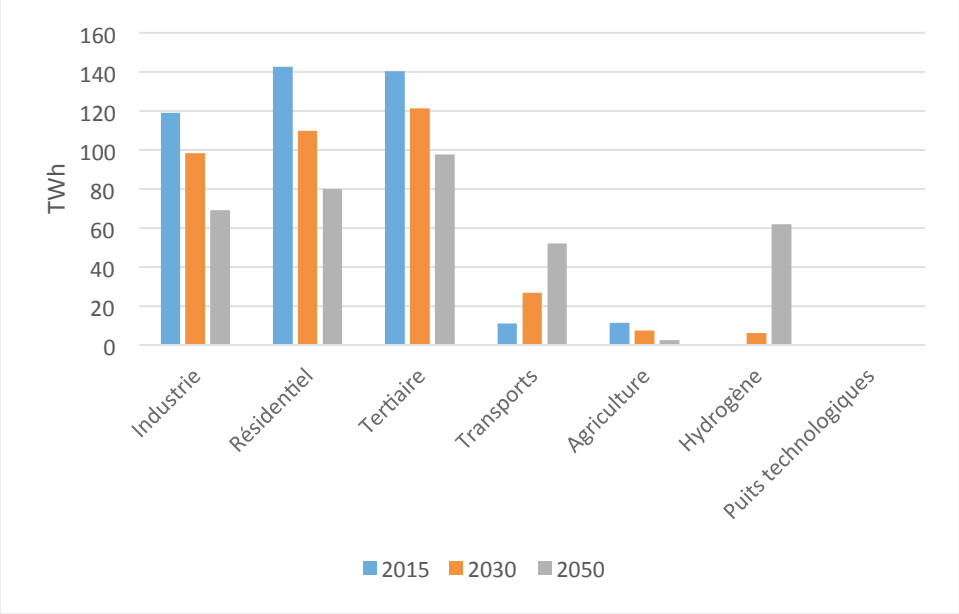
[17] L'ADEME ne prend pas en compte d'hypothèses de vehicule-to-grid

DE TRAVAIL

8.2. Scénario S1 : recul de la consommation finale et territorialisation des productions dans une optique 100% ENR

La consommation totale d'électricité s'élève à 410 TWh en 2050 (- 70 TWh par rapport à 2015).

Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité diminue de 61 TWh passant de 425 TWh/an à 363 TWh/an. En effet, les mesures de maîtrise de la demande entraînent une diminution de la consommation finale d'électricité dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel (respectivement - 63 TWh, - 43 TWh et - 50 TWh), malgré la poursuite de leur électrification. Cette baisse n'est pas compensée par la hausse de la consommation liée à la mobilité électrique (+ 41 TWh entre 2015 et 2050) et à la production d'hydrogène par électrolyse (+ 62 TWh entre 2015 et 2050). Par ailleurs, la pilotabilité de la demande se développe, notamment pour la recharge des véhicules électriques (60 % des recharges de véhicules légers sont pilotables).



Graphique 6 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S1

	Electrification	Maîtrise de la demande	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 43 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015 ; 42 % des logements ont un chauffage principal électrique contre 33 % en 2015	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 2,4 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Tertiaire	Au périmètre CEREN[18], l'électricité représente 78 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 60 % des consommations de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation d'électricité est de 90 kWh/an/m² contre 113 kWh/an/m² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Transports	L'électricité représente 38 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 21 millions de voitures électriques en 2050 (80 % du parc)	Baisse de la mobilité : - 26 % de flux de passagers et -45 % de flux de marchandises	60 % des recharges des véhicules sont pilotables

[18] Ce périmètre désigne les activités tertiaires suivantes : Bureaux, Cafés-hôtels-restaurants, Commerce, Enseignement-recherche, Habitat communautaire, Santé, Sports-loisirs-culture et Transports.

Industrie	L'électricité représente 37 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015	50 % de la consommation industrielle est activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

Tableau 6 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 par secteur dans S1

UN DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES DIFFUS SUR LE TERRITOIRE

L'évolution du parc de production est axée sur le développement des énergies renouvelables solaire (+ 82 GW au total avec + 31 GW pour les centrales au sol et + 51 GW pour les installations sur toiture par rapport à 2020) et éolienne terrestre (+ 40 GW par rapport à 2020) avec une implication forte des collectivités locales et des citoyens. Les nouveaux parcs solaires et éoliens sont majoritairement des parcs de taille modeste, répartis de manière homogène sur le territoire permettant aux acteurs locaux de s'impliquer dans leur développement.

Cette implication se matérialise également par une très forte pénétration des installations solaires en toiture, toutes tailles confondues (en 2050, 20 GW sur grandes toitures et 11 GW sur petites toitures) et dans un contexte où l'autoconsommation représente une valeur de la société. Ainsi, en 2050, le parc photovoltaïque représente 36 GW de centrales au sol (360 km² mobilisés ; environ 0,07 % de la superficie de la France métropolitaine) et 56 GW d'installations en toiture (280 km² mobilisés)[19], avec un rythme annuel moyen d'installation qui s'accélère par rapport à la période 2015 à 2020 (1 GW/an) : 2 GW/an entre 2020 et 2030, puis 3 GW/an entre 2030 et 2050.

Le parc d'éoliennes terrestres représente 58 GW (16 000 mâts installés) en 2050, avec un rythme annuel moyen similaire à celui de 2015-2020 : environ 1,3 GW/an. En revanche, le développement de l'éolien en mer est limité à 14 GW en 2050 (0,6 GW/an entre 2020 et 2030, puis 0,4 GW/an entre 2030 et 2050), répartis entre 9,5 GW de posé (570 mâts) et 5 GW de flottant (330 mâts)[20]. A titre de comparaison, la puissance éolienne terrestre raccordée en France était de **17,8 GW fin 2020**. La France disposait alors du 4ème parc éolien européen derrière l'Allemagne (63 GW), l'Espagne (27 GW), et le Royaume-Uni (24 GW)[21].

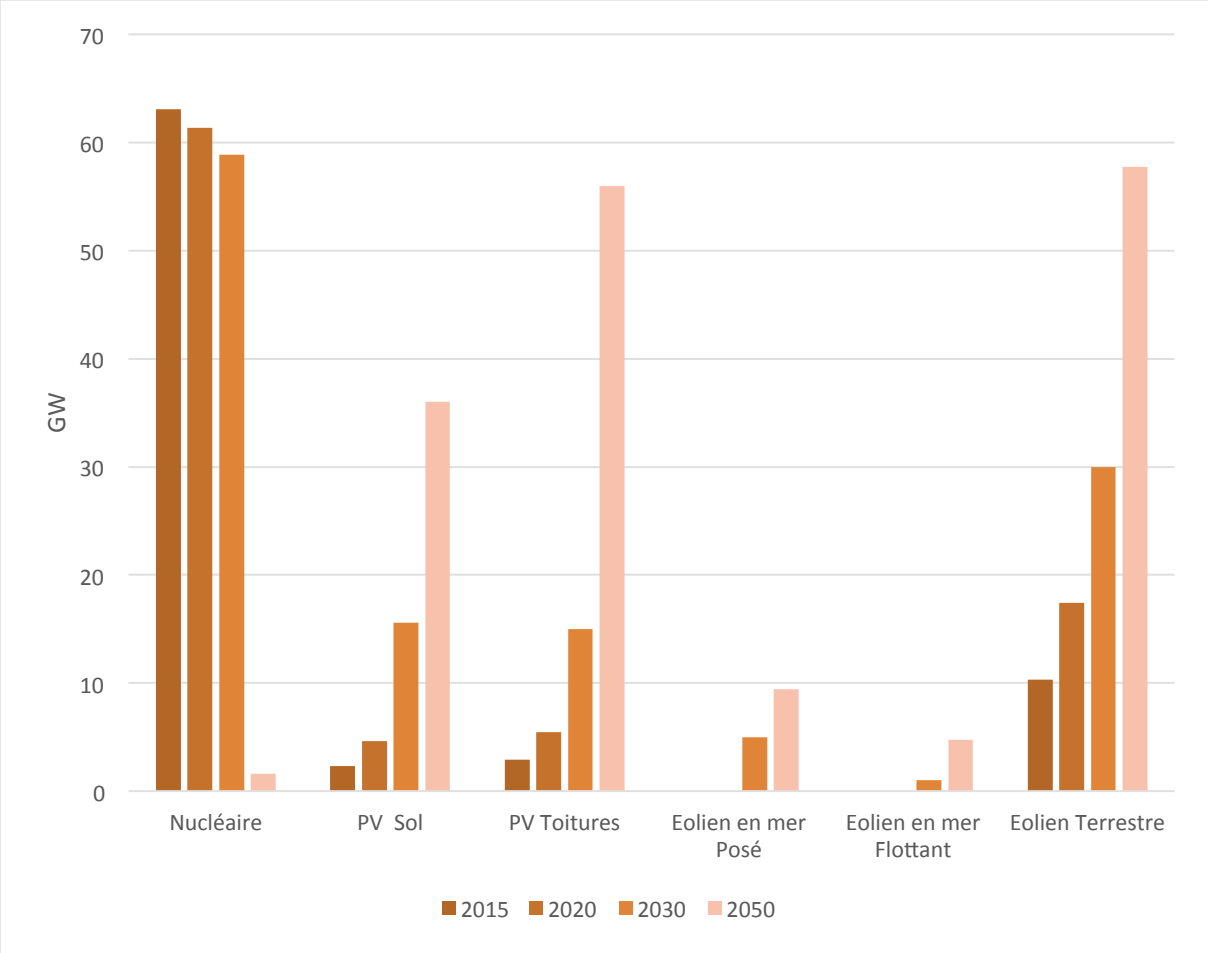
Le parc des EnR thermiques (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) et hydraulique reste stable à respectivement 2 GW et 25 GW installés. Parallèlement, la capacité nucléaire installée diminue rapidement, l'ensemble des réacteurs nucléaires existants étant arrêtés et aucun nouveau réacteur n'étant mis en service à l'exception de celui de Flamanville, la capacité installée est de 1,6 GW en 2050.

DOCUMENT DE TRAVAIL

[19] L'estimation des surfaces mobilisée a été réalisée sous les hypothèses suivantes : 100 W/m² pour les centrales au sol et 200 W/m² pour les installations sur toiture.

[20] L'estimation du nombre de mâts a été réalisée sous les hypothèses suivantes : 3,5 MW par mât en 2050 pour l'éolien terrestre, et 15 MW par mât pour l'éolien en mer.

[21] Source : https://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/la-puissance-eolienne-en-france/



Graphique 7 : Evolution des capacités installées du parc nucléaire et des EnR variables dans S1

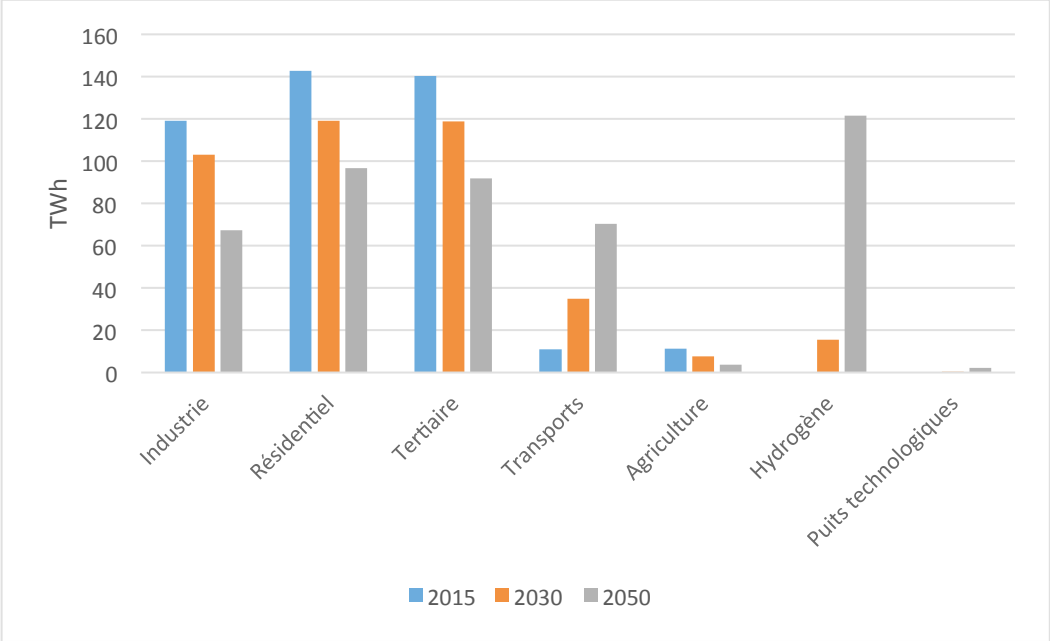
8.3. Scénario S2 : la consommation finale en légère augmentation et un mix de production au moindre coût

LA CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE AUGMENTE PEU ENTRE 2015 ET 2050

La consommation totale d'électricité s'élève à 535 TWh en 2050 (+ 55 TWh par rapport à 2015).

Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité augmente de 54 TWh passant de 425 TWh/an à 479 TWh/an. Si les mesures de maîtrise de la demande permettent de réduire la consommation finale d'électricité dans les secteurs résidentiel, tertiaire et dans l'industrie malgré la poursuite de leur électrification (respectivement - 46 TWh, - 49 TWh et - 40 TWh), le développement important de la mobilité électrique (+ 59 TWh entre 2015 et 2050) et la production d'hydrogène par électrolyse (+ 135 TWh entre 2015 et 2050) entraînent une hausse de la demande globale. Par ailleurs, la pilotabilité de la demande se développe, notamment pour la recharge des véhicules électriques (60 % des recharges de véhicules légers sont pilotables).

DOCUMENT



Graphique 8 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S2

	Electrification	Sobriété	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 47 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015. 40 % des logements ont un chauffage principal électrique contre 33 % en 2015	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 2,9 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Tertiaire	Au périmètre CEREN, l'électricité représente 65 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 34 % de la consommation de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation d'électricité est de 83 kWh/an/m² contre 113 kWh/an/m² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Transports	L'électricité représente 51 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 25 millions de voitures électriques en 2050 (81 % du parc)	Baisse de la mobilité par rapport à 2015 (- 10 % pour les passagers et - 35% pour les marchandises)	60 % des recharges des véhicules sont pilotables
Industrie	L'électricité représente 36 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015		50 % de la consommation industrielle est activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

Tableau 7 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 dans S2

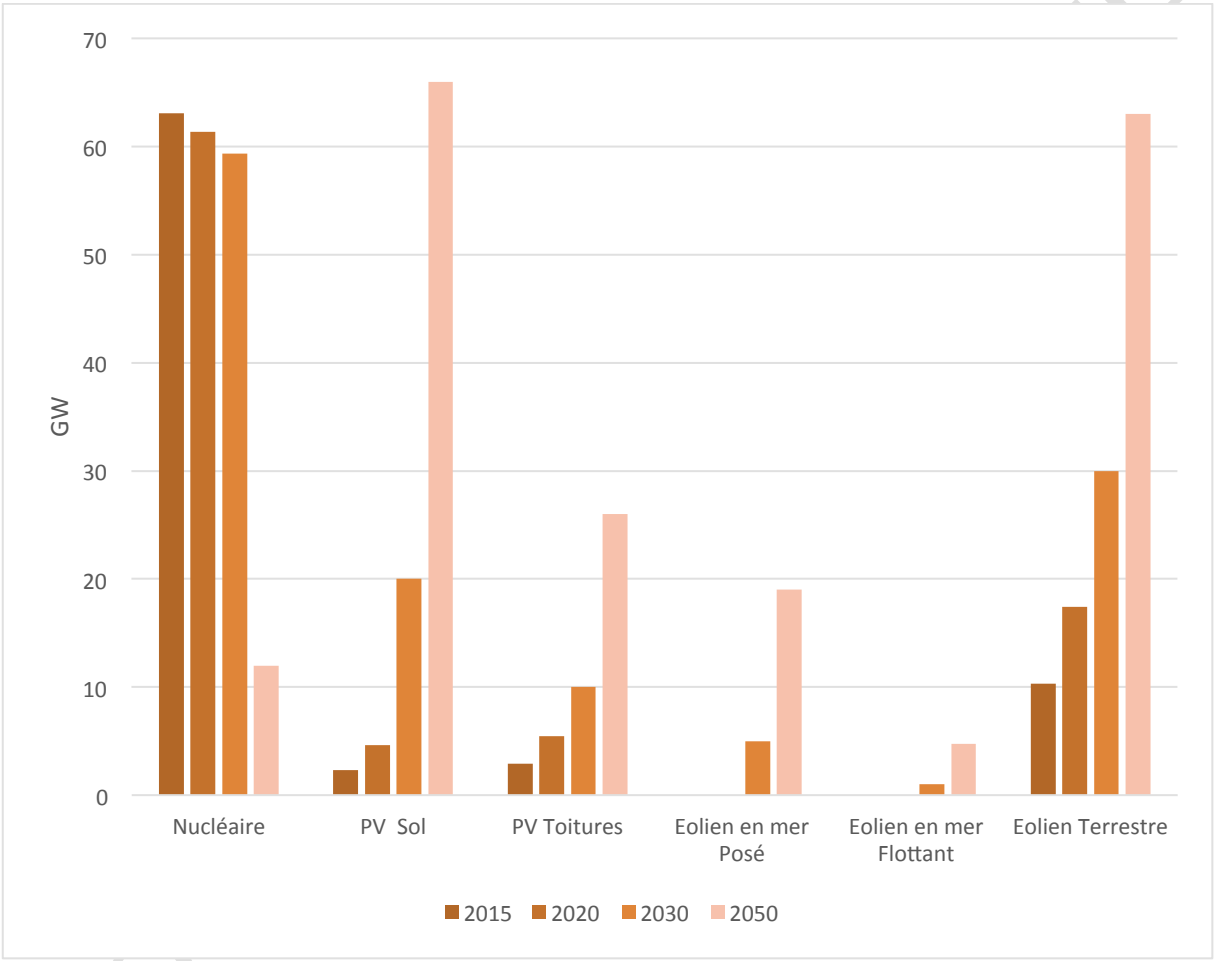
UN DEVELOPPEMENT DU MIX DE PRODUCTION AXE SUR LES ENERGIES RENOUVELABLES ET LA MINIMISATION DES COUTS DE PRODUCTION

L'évolution du parc de production repose sur un développement des énergies renouvelables solaire (+ 82 GW par rapport à 2020) et éolienne tant terrestre (+ 46 GW par rapport à 2020) que maritime (+ 24 GW par rapport à 2020), avec une recherche de minimisation des coûts de production. Ainsi, les nouvelles installations sont majoritairement des parcs de grande taille afin de bénéficier d'économies d'échelles, qui se construisent pour exploiter en priorité les meilleurs productibles.

Dans cette logique, les installations photovoltaïques en toiture se développent majoritairement sur les grandes toitures (en 2050, 21 GW de capacité installée sur grande toiture et 5 GW sur petite toiture). Ainsi, en 2050, le parc photovoltaïque représente 61 GW de centrales au sol (660 km² mobilisés soit environ 0,12 % de la superficie de la France métropolitaine) et 26 GW d'installations en toiture (130 km² mobilisés), avec un rythme annuel moyen d'installation qui s'accélère par rapport à la période 2015 à 2020 (1 GW/an) : 2 GW/an entre 2020 et 2030, puis 3 GW/an entre 2030 et 2050.

Le parc d'éoliennes terrestres représente 63 GW (18 000 mâts installés), avec un rythme annuel moyen similaire à celui de 2015-2020 (environ 1,3 GW/an) alors que le parc d'éoliennes en mer représente 24 GW en 2050 (600 MW/an entre 2020 et 2030, puis 900 MW/an entre 2030 et 2050), répartis entre 19 GW de posé (1 260 mâts) et 5 GW de flottant (330 mâts).

Par contre, le parc des EnR thermiques (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) et hydraulique reste stable à respectivement 2 GW et 25 GW installés. Parallèlement, la capacité installée nucléaire diminue (- 50 GW par rapport à 2020) liée à la fermeture des réacteurs arrivant en fin de vie (10 GW de nucléaire historique en service en 2050) et à l'absence de mise en service de nouveaux réacteurs après celui de Flamanville (+ 1,6 GW).



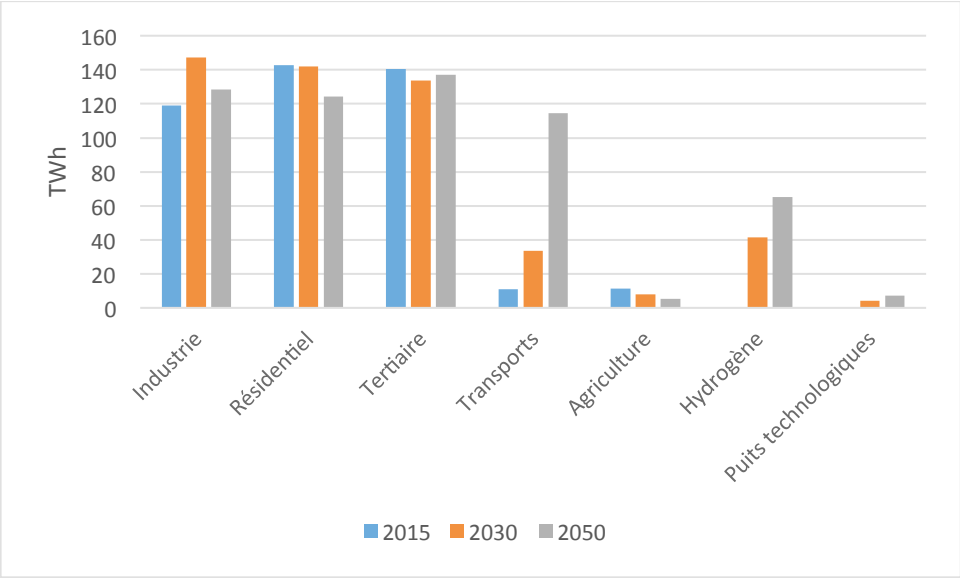
Graphique 9 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S2

8.4. Scénario S3 : de nouvelles technologies de production industrielles pour une consommation finale en croissance significative

LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE AUGMENTE ENTRE 2015 ET 2050

La consommation totale d'électricité s'élève à 660 TWh en 2050 (+ 180 TWh par rapport à 2015).

Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité augmente de 157 TWh passant de 425 TWh/an à 582 TWh/an. En effet, par rapport à 2015, la consommation d'électricité en 2050 est plus élevée dans tous les secteurs à l'exception des secteurs résidentiel et agricole (respectivement - 18 TWh et – 6 TWh entre 2015 et 2050). Le secteur des transports, avec plus de 30 millions de véhicules électriques, connaît la plus forte croissance de la consommation d'électricité (+ 103 TWh entre 2015 et 2050). Cette électrification s'accompagne d'une croissance de la pilotabilité de la demande (70 % des recharges de véhicules légers sont pilotables). Notons également un développement significatif de la production d'hydrogène par électrolyse (+ 65 TWh d'électricité dédiée à la production d'hydrogène en 2050 par rapport à 2020).



Graphique 10 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur dans S3

	Electrification	Maîtrise de la demande	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 53 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015. 33 % des logements ont un chauffage principal électrique, même proportion qu'en 2015, mais avec des ratios entre Joule et PAC inversés	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 3,4 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 95 % pour l'usage ECS, 45 % pour les usages chauffage et climatisation et 40 % pour les produits blancs.
Tertiaire	Au périmètre CEREN, l'électricité représente 70 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 41 % des consommations de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation moyenne d'électricité est de 98 kWh/an/m² contre 113 kWh/an/m² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 95 % pour l'usage ECS, 45 % pour les usages chauffage et climatisation et 40 % pour les produits blancs.
Transports	L'électricité représente 57 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 33 Millions de voitures électriques en 2050 (82 % du parc)	Par rapport à 2015, hausse de la mobilité passager (+ 23 %)	70 % des recharges des véhicules sont pilotables
Industrie	L'électricité représente 54 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015		50 % de la consommation industrielle activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

Tableau 8 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 dans S3

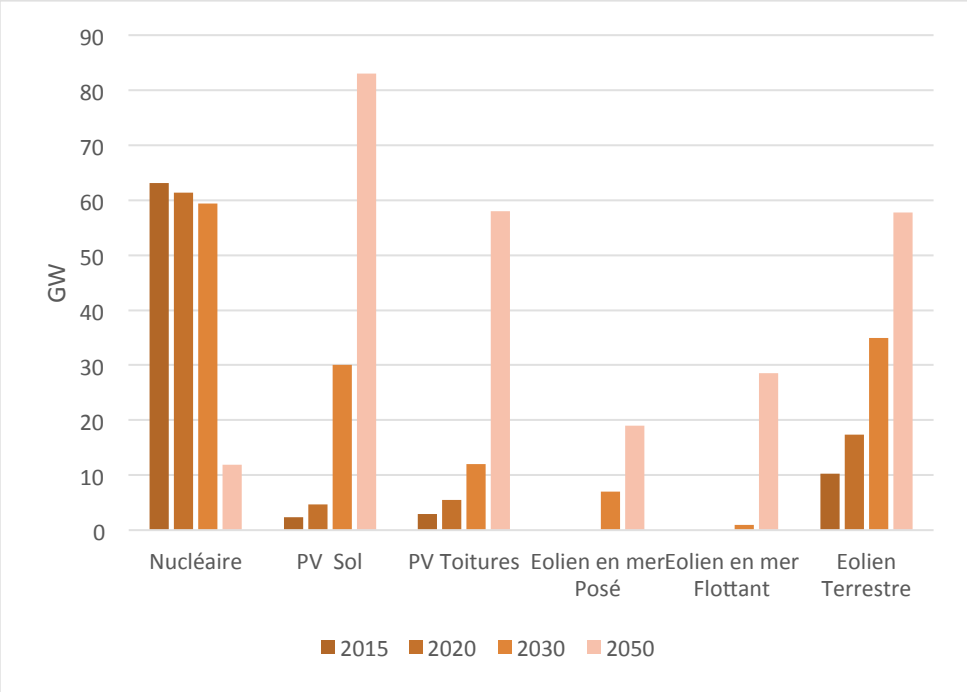
UNE EVOLUTION DU MIX DE PRODUCTION ORIENTEE PAR DES CHOIX INDUSTRIELS

La hausse de la demande d'électricité impose une évolution significative des capacités de production installées. Dans tous les cas, avec le recul des capacités nucléaires historiques (-50 GW par rapport à 2020), cette évolution de la consommation d'électricité impose un développement des capacités installées solaires (+135 GW par rapport à 2020), d'éoliennes terrestres (+40 GW par rapport à 2020) et posé en mer (+ 19 GW par rapport à 2020). En 2050, le parc photovoltaïque se compose d'environ 84 GW de centrales au sol (840 km² de surface au sol ; environ 0,15 % de la superficie de la France métropolitaine)

et de 58 GW d'installations sur toiture (38 GW sur grande toiture et 20 GW sur petite toiture, soit 300 km² de surface mobilisé), avec un rythme annuel moyen en net progression par rapport à celui de 2015-2020 (1 GW/an) : environ 3,1 GW/an entre 2020 et 2030, puis 5 GW/an entre 2030 et 2050. En 2050, le parc d'éoliennes terrestres est de 58 GW (16 000 mâts installés), avec un rythme annuel moyen par rapport à celui de 2015-2020 (1,4 GW/an) qui progresse légèrement entre 2020 et 2030 (1,8 GW/an) avant de ralentir entre 2030 et 2050 (1,1 GW/an), alors que le parc d'éoliennes en mer posé représente 19 GW (1 260 mâts). Par contre, le parc des EnR hydrauliques et thermiques (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) reste stable à respectivement 2 GW et 25 GW installés et la capacité installée nucléaire historique diminue (- 50 GW par rapport à 2020).

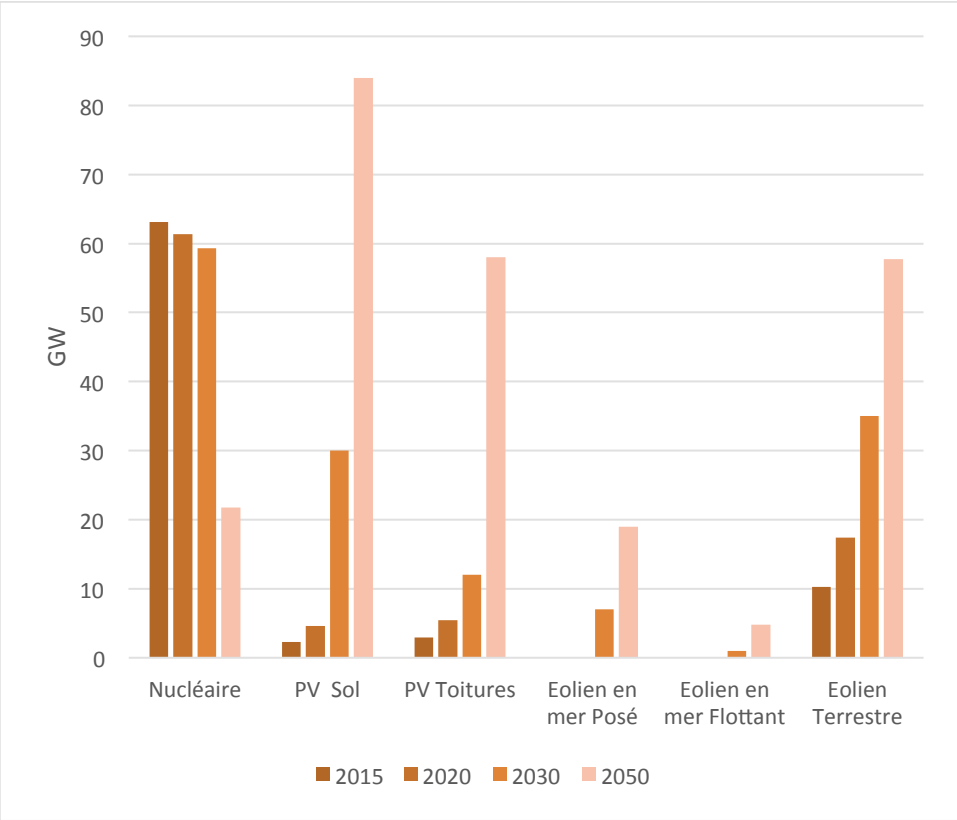
En parallèle à ces évolutions communes, deux options, compatibles avec le principe d'une gouvernance nationale caractéristique de S3, peuvent être envisagées représentant deux choix de politiques industrielles distincts :

- L'une s'appuyant sur le développement d'une filière industrielle de l'éolien en mer flottant (+ 28 GW par rapport à 2020, environ 1 870 mâts en 2050), mais sans mise en service de nouveaux EPR après celui de Flamanville (**scénario S3EnR**-offshore) ;
- L'autre s'appuyant sur le lancement d'un nouveau programme nucléaire avec la construction de 3 paires d'EPR (9,8 GW installés en 2050) en plus de l'EPR de Flamanville (**scénario S3Nuc**). En revanche, les capacités installées d'éolien flottant restent très modestes (+ 5 GW par rapport à 2020, environ 330 mâts).



Graphique 11 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S3EnR-offshore

DOCUMENT DE TRAVAIL



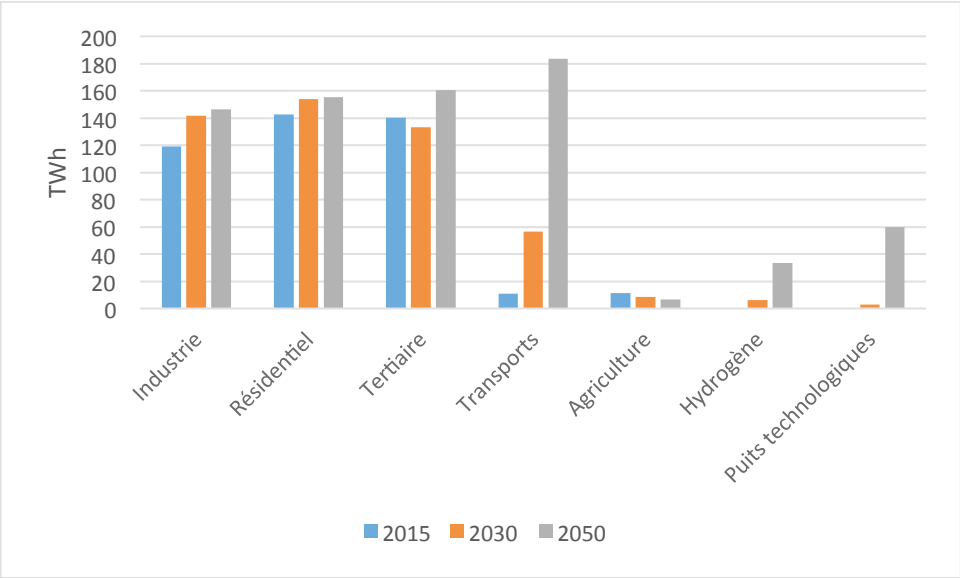
Graphique 12 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S3Nuc

8.5. Scénario S4 : Forte augmentation de la consommation finale et moindre flexibilité de la consommation

La consommation totale d'électricité s'élève à 840 TWh en 2050 (+ 360 TWh par rapport à 2015).

Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité augmente de 321 TWh passant de 425 TWh/an à 745 TWh/an. En effet, par rapport à 2015, la consommation d'électricité est plus élevée en 2050 dans tous les secteurs de consommation à l'exception du secteur agricole (- 5 TWh). Le secteur des transports, avec plus de 40 millions de véhicules électriques, connaît la plus forte croissance de la consommation d'électricité (+ 173 TWh entre 2015 et 2050). Cette augmentation s'accompagne d'un faible développement de la flexibilité, les consommateurs souhaitant conserver des modes de vie sans frein ou sans limite sur leur consommation: à titre d'exemple, seulement 30 % des recharges de véhicules légers sont supposés pilotables. Notons également un développement modéré de la demande d'électricité pour la production d'hydrogène (+ 33 TWh en 2050 par rapport à 2020) et une demande importante pour l'alimentation des puits technologiques (+60 TWh en 2050) dont la mise en place est indispensable pour l'atteinte de la neutralité carbone dans ce scénario.

DOCUMENT DE TRAVAIL



Graphique 13 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur dans S4

	Electrification	Sobriété	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 63 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015. 56 % des logements ont un chauffage principal électrique contre 33 % en 2015	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 4,3 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 80 % pour l'usage ECS, 25 % pour les usages chauffage et climatisation et 20 % pour les produits blancs
Tertiaire	Au périmètre CEREN, l'électricité représente 62 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 27 % des besoins de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation moyenne d'électricité est de 95 kWh/an/m² contre 113 kWh/an/m² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 80 % pour l'usage ECS, 25 % pour les usages chauffage et climatisation et 20 % pour les produits blancs
Transport	L'électricité représente 73 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 43 millions de voitures électriques en 2050 (91 % du parc)	Hausse de la mobilité par rapport à 2015 (+ 39 % pour les passagers et + 30 % pour les marchandises)	30 % des recharges des véhicules sont pilotables
Industrie	L'électricité représente 48 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015		50 % de la consommation industrielle est activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

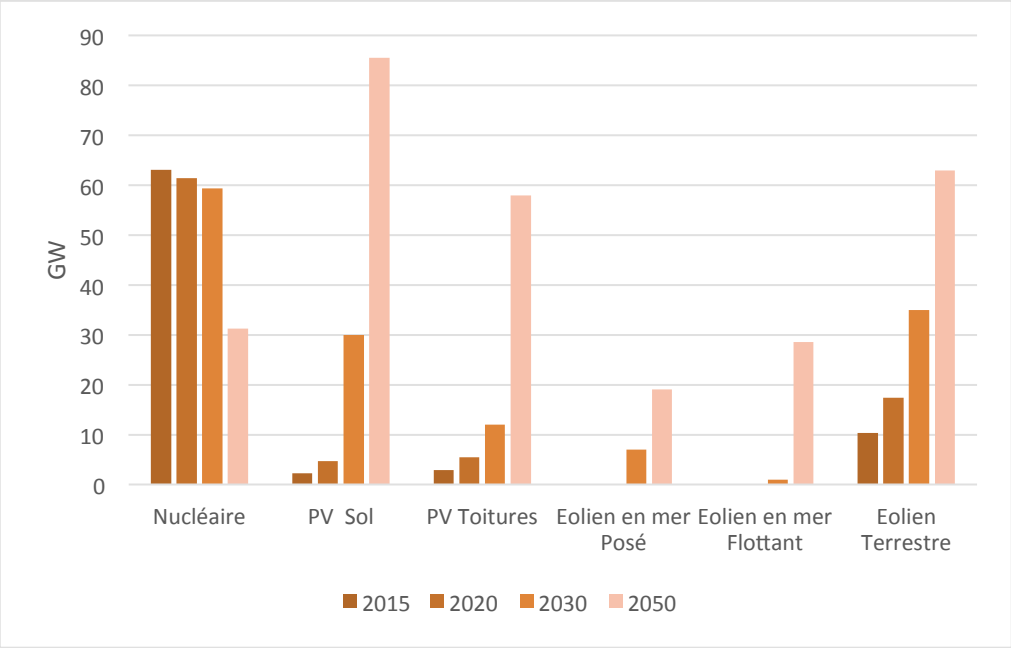
Tableau 9 : Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 dans S4

UN DEVELOPPEMENT DU MIX DE PRODUCTION AXE SUR LES ENERGIES BAS CARBONE

Dans ce scénario, la hausse de la demande d'électricité impose une évolution significative des capacités de production installées d'énergies renouvelables, mais aussi le lancement d'un nouveau programme nucléaire. Ainsi, les capacités installées de toutes les technologies renouvelables augmentent : par rapport à 2020, + 133 GW pour le photovoltaïque, + 46 GW pour l'éolien terrestre et + 47 GW pour l'éolien en mer. Par contre, le parc thermique et hydraulique (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) reste stable à respectivement 2 GW et 25 GW installés.

En 2050, le parc photovoltaïque est de 144 GW, dont 85 GW de centrales au sol (850 km² de surface mobilisée ; environ 0,15 % de la superficie de la France métropolitaine) et 58 GW d'installations sur toiture (290 km² de surface mobilisée) réparties entre 38 GW sur grandes toitures et 20 GW sur petites toitures, soit un rythme annuel moyen en net progression par rapport à

celui de 2015-2020 (1 GW/an) : environ 3,2 GW/an entre 2020 et 2030, puis 5 GW/an entre 2030 et 2050. Le parc d'éoliennes terrestres est de 63 GW (18 000 mâts) en 2050 avec un rythme annuel moyen par rapport à celui de 2015-2020 (1,4 GW/an) qui progresse légèrement entre 2020 et 2030 (1,8 GW/an) pour revenir au rythme observé entre 2015 et 2020 (1,4 GW/an) sur la période 2030-2050. Les éoliennes en mer représentent 47 GW (800 MW/an entre 2020 et 2030, puis 2 GW/an entre 2030 et 2050) réparties en 19 GW d'éoliennes posées (1 270 mâts) et 28 GW d'éoliennes flottantes (1 860 mâts). En parallèle, les capacités nucléaires historiques diminuent suite à l'arrivée en fin de vie des réacteurs tout en tenant compte de la volonté de favoriser les prolongations (- 46 GW par rapport à 2020). La mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires (16 GW, soit 5 paires d'EPR en plus de l'EPR de Flamanville), limite la baisse globale des capacités nucléaires installées (voir Graphique 14).



Graphique 14 : Evolution des capacités installées nucléaires et EnR variables dans S4

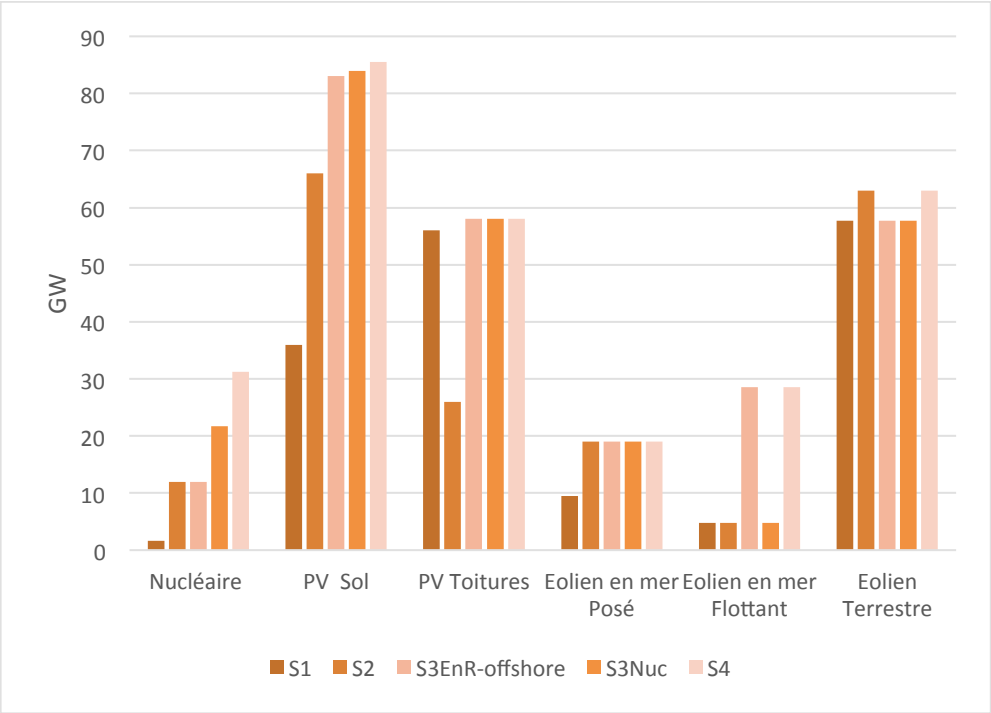
9. Principaux enseignements sur les évolutions du mix électrique

L'ADEME expose ici quelques enseignements principaux issus de la comparaison des résultats techniques et économiques des scénarios. Des résultats complémentaires sont présentés dans le document Modélisations et Optimisation des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060.

9.1. Les énergies renouvelables représentent plus de 70 % de la production d'électricité en 2050 dans tous les scénarios

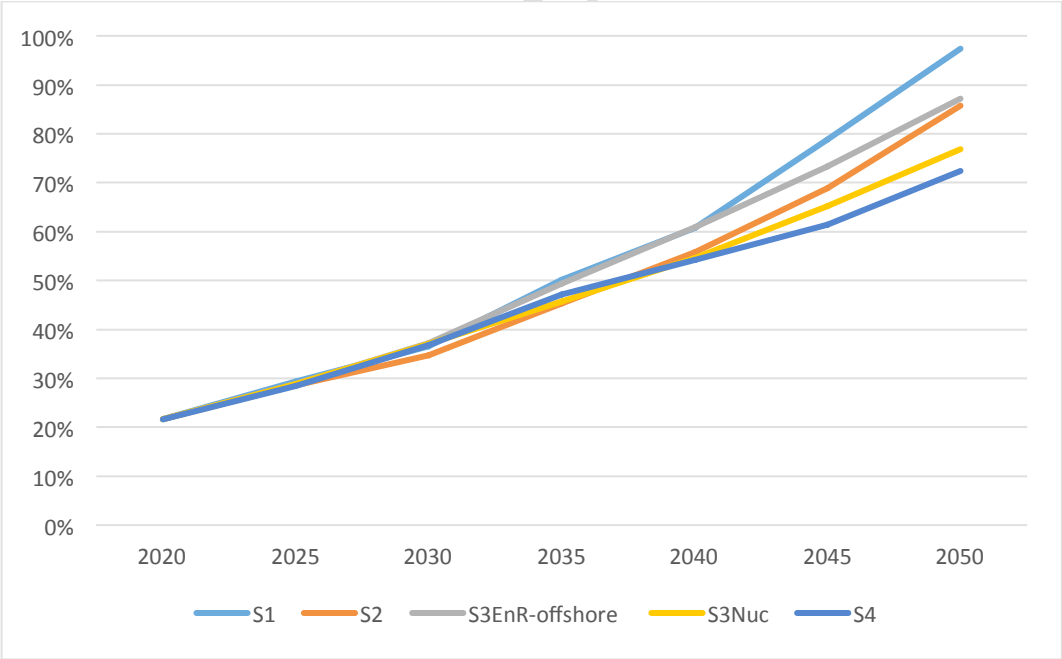
L'évolution de la composition du mix électrique entre 2020 et 2030 est très similaire d'un scénario à l'autre puisque définie par les objectifs de la PPE fixés pour 2028. Au-delà de 2030, l'évolution des capacités installées varie d'un scénario à l'autre (voir Graphique 15). Tous les scénarios se caractérisent par un développement significatif des capacités de production EnR en 2050 : de 90 GW à 145 GW pour le photovoltaïque, environ 60 GW d'éolienne terrestre, 20 GW d'éoliennes posées (sauf S1 avec 8,6 GW), et pour les éoliennes flottantes 5 GW (S1, S2 et S3Nuc) ou 28 GW (S3EnR-offshore et S4). Parallèlement, compte tenu des rythmes de développement envisageables pour une nouvelle filière EPR, la capacité nucléaire installée totale en 2050 varie de 1,6 GW dans S1 à 31 GW dans S4.

DOCUMENT DE TRAVAIL

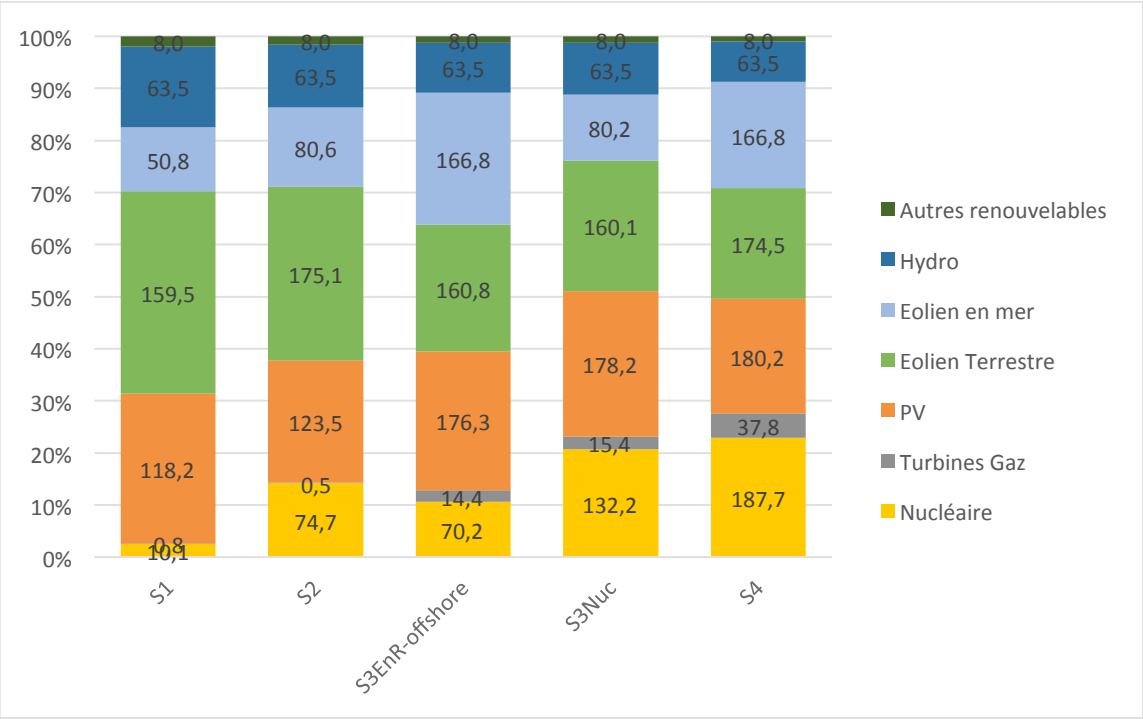


Graphique 15 : Capacités installées de nucléaire et d'EnR variables en 2050 pour tous les scénarios (parc installé)

En 2030, la part d'EnR dans le mix électrique est environ 35 % dans tous les scénarios et continue de progresser jusqu'à atteindre un minimum de 72 % dans S4 en 2050 ; elle est de 77 % dans S3Nuc, 86 % dans S2, 87 % dans S3EnR-offshore et 97 % dans S1 (voir Graphique 16). Cependant, la place de chaque EnR dans le mix électrique diffère entre les scénarios avec notamment une place significative de l'éolien en mer dans S3EnR-offshore et S4 (voir Graphique 17).



Graphique 16 : Evolution de la part d'EnR dans le mix électrique dans tous les scénarios



Graphique 17 : Part du mix de production d'électricité (en énergie TWh) en 2050

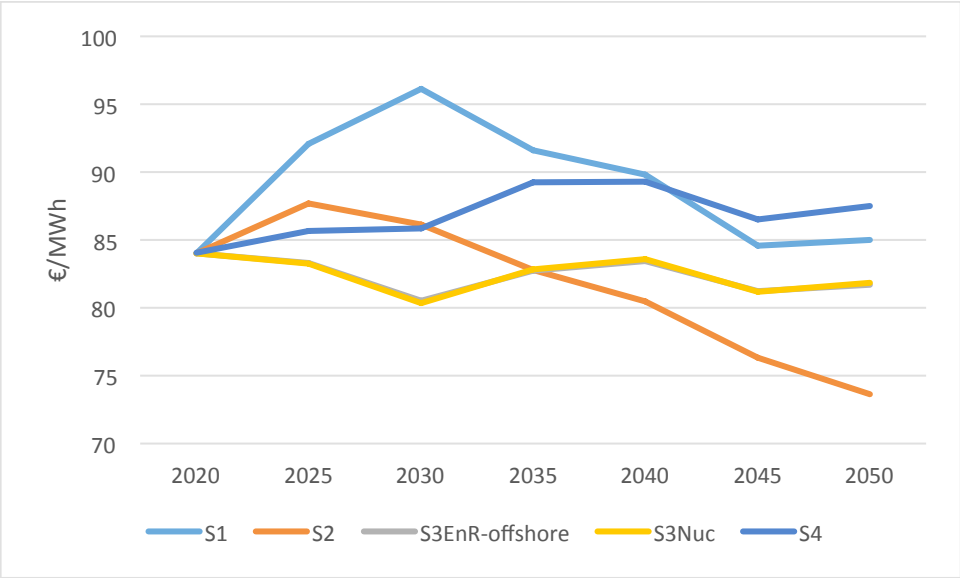
9.2. Un scénario S2 permettant de réduire les coûts complets de l'électricité grâce à une demande contenue et à des flexibilités de la demande

En 2050, le scénario S2 permet d'abaisser le coût complet (incluant production, réseau et flexibilité) du système électrique en EUR/MWh de consommation finale de 12% par rapport à 2020, alors qu'il est stable dans S1 et S3, et augmente dans S4 (voir graphique 18). Cette meilleure performance économique de S2 repose sur 2 facteurs :

- Avec un niveau de consommation totale d'électricité de l'ordre de 520 TWh (légèrement supérieur à la consommation actuelle), S2 peut reposer sur un approvisionnement renouvelable à 85 %, basé essentiellement sur les technologies et les gisements les plus compétitifs, alors que dans S3, à 650TWh, il faut faire[22] faire appel à de l'éolien en mer flottant ou du nucléaire EPR. Le scénario S1 a des coûts d'approvisionnement en EUR/MWh de consommation finale similaires à S2 malgré une sortie du nucléaire historique anticipée, mais un coût réseau en EUR/MWh de consommation finale plus élevé lié à des dépenses similaires mais réparties sur une consommation moindre (408 TWh en 2050 dans S1) ;
- La flexibilité apportée par les électrolyseurs, installés en quantité significative dans S2, permet de réduire les coûts de flexibilité (coût net des imports, batterie & flexibilité, centrales gaz) ;

DOCUMENT DE T

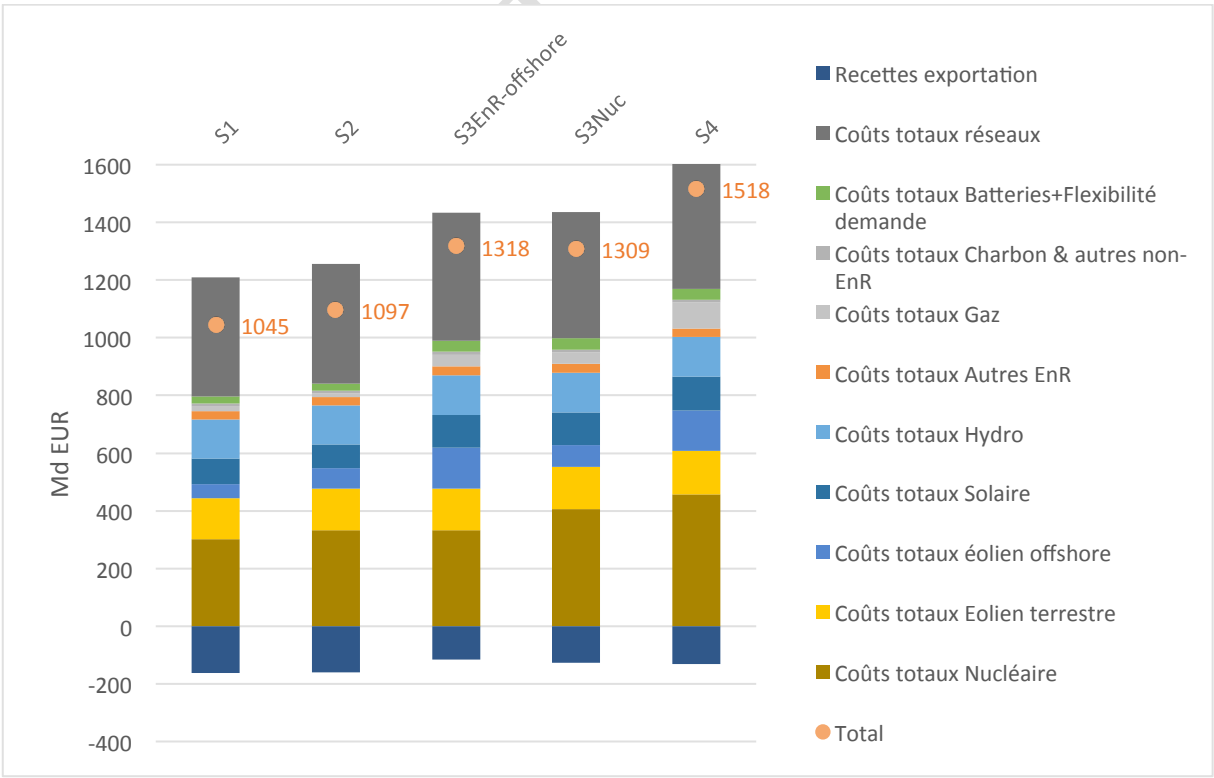
[22] Il serait également possible de faire face à un tel niveau de demande avec de l'éolien terrestre, plus compétitif, mais avec un impact plus fort sur les paysages



Graphique 18 : Evolution des coûts complets (production, réseau, flexibilité, hors TVA) du système électrique rapportés au MWh de consommation finale. Note de lecture : les courbes S3EnR-offshore et S3Nuc apparaissent superposées.

9.3. L'éolien en mer flottant, une alternative industrielle crédible au développement de nouveaux EPR

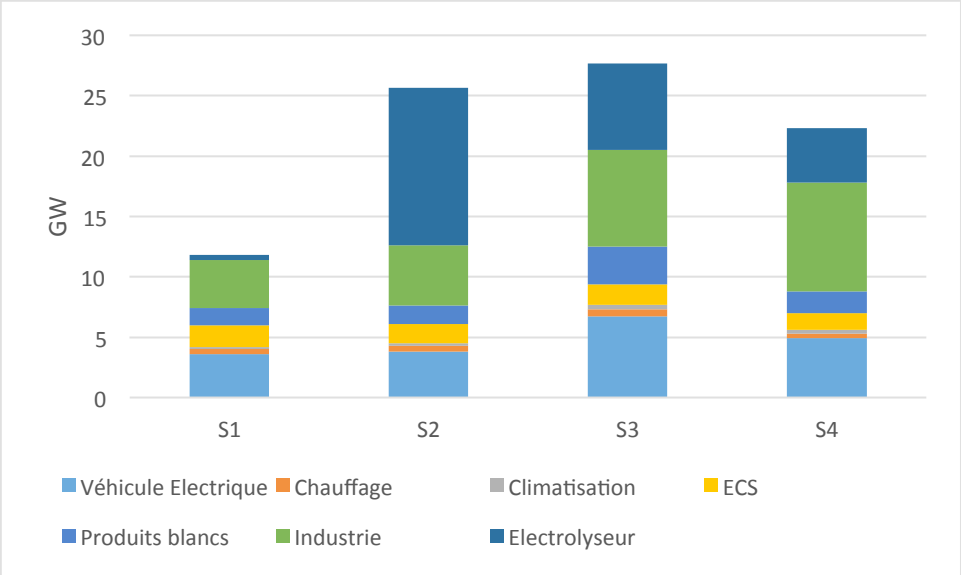
Dans le cas d'une demande d'électricité proche de 650 TWh en 2050, un déploiement massif d'éolien offshore flottant (28 GW) est une alternative économique crédible à de nouvelles centrales nucléaires EPR (10GW) pour le système électrique, à un coût (voir graphiques 18 et 19) et bénéfice CO2 très proches (voir graphique 23).
Ce résultat s'appuie sur le fait que les coûts complets des trajectoires 2020-2060 des deux scénarios S3 sont très proches (voir graphiques 18 et 19). Le coût complet du système électrique représente l'ensemble des dépenses d'investissement et d'exploitation dans les capacités de production, le réseau et les interconnexions, diminué des recettes des exportations nettes. Ce coût complet est dépendant de la demande d'électricité, une demande plus élevée nécessitant davantage d'investissement dans les capacités de production (voir Graphique 19). Ainsi, le coût complet, diminué des recettes des exportations nettes, est de l'ordre de 1 200 Md EUR dans S1 et S2, 1 400 Md EUR dans S3EnR-offshore et S3Nuc, et de 1 600 Md EUR dans S4.



Graphique 19 : Coûts complets sur la trajectoire 2020-2050 du système électrique de chaque scénario. Les valeurs négatives représentent des recettes (exportations nettes).

9.4. Des solutions de flexibilité reposant majoritairement sur le développement de la pilotabilité de la demande et la densification du réseau électrique

Dans tous les scénarios, l'équilibrage du système électrique en 2050 repose en premier lieu sur le développement des interconnexions avec les pays voisins (45 GW en import, 50 GW en export en 2050 dans tous les scénarios), puis sur la pilotabilité de la demande (la puissance moyenne effaçable en 2050 est d'environ 12 GW dans S1, 22 GW dans S4 et plus de 25 GW dans S2 et S3 - voir Graphique 20)23, ainsi que sur le renforcement du réseau inter-régional (entre 2020 et 2050, les capacités d'échange entre les régions françaises augmentent d'environ 60 % dans S1, S2 et S3Nuc et entre 75 % et 80 % pour S3EnR-offshore et S4). Egalement, dans tous les scénarios, les capacités hydrauliques installées sont *a minima* stables (30 GW dont 5 GW de STEP en 2050), ou en légère augmentation par l'ajout de STEP dans S1 (+ 1 GW) et dans S3EnR-offshore, S3Nuc et S4 (+ 2 GW). Ces installations continuent de participer à la flexibilité du système. Enfin, la construction de nouvelles centrales à gaz et un développement important des batteries pour les besoins d'équilibrage du système électrique semblent nécessaires *a minima* dans les scénarios à demande élevée et peu pilotable (entre 2020 et 2050, + 13 GW de centrales thermiques et + 30 GW de batterie dans S4)[24]. A l'inverse, dans les configurations testées, il serait possible d'assurer l'équilibre offre-demande au pas horaire en 2050 tout en diminuant les capacités installées de centrales thermiques en France dans S1, S3EnR-offshore et S3Nuc, voire en les supprimant presque totalement dans S2 (voir graphique 21). Des analyses de sensibilités notamment sur les capacités d'interconnexion seront menées ultérieurement sur ce point.

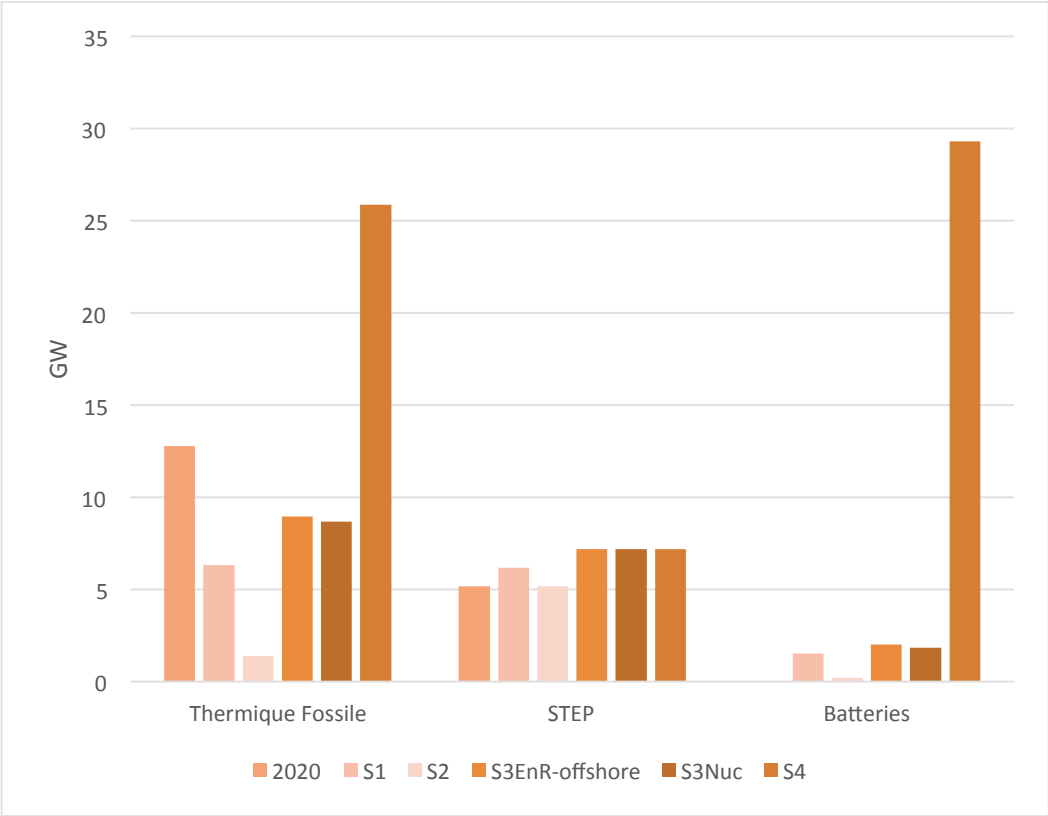


Graphique 20 : Puissance moyenne effaçable en 2050 dans chaque scénario

DOCUMENT

[23] La puissance moyenne effaçable dépend du développement de la flexibilité et du niveau de demande d'électricité, ce qui explique que la puissance moyenne effaçable soit plus élevée dans S4 que dans S1 ou S2 alors que dans ces scénarios la flexibilité de la demande est supposée se développer davantage.

[24] La robustesse de cette conclusion fera l'objet d'analyses de sensibilité pour évaluer les liens entre développement de la flexibilité, du réseau inter-régional et des interconnexions, la localisation des EnR et la construction de centrales à gaz.

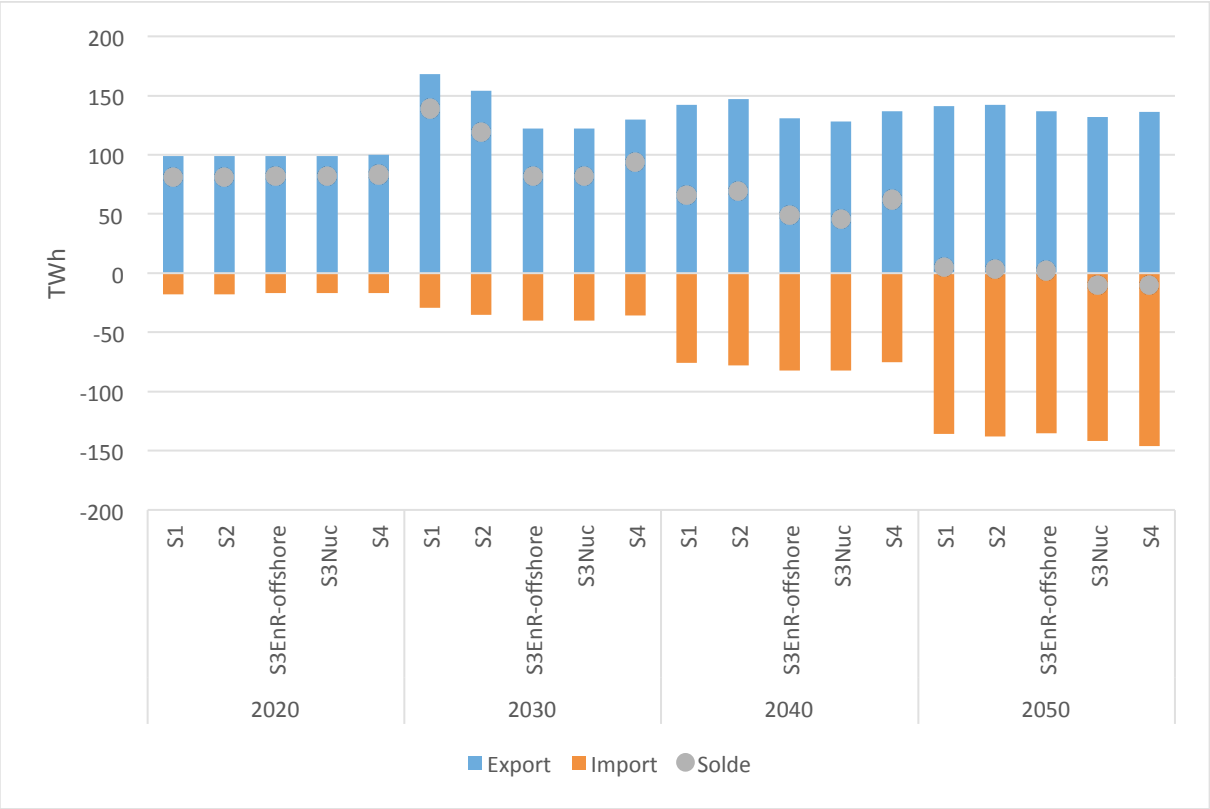


Graphique 21 : Capacités de production flexible installées en 2020 et en 2050 par scénario

9.5. Un solde exportateur qui tend vers l'équilibre, mais des échanges avec les pays voisins qui s'intensifient

Dans tous les scénarios, le solde exportateur de la France augmente entre 2020 et 2030 (+ 11 TWh dans S4 à + 58 TWh dans S1. Le solde exportateur en 2030 est équivalent à celui de 2020 dans S3EnR-offshore et S3Nuc) en lien avec l'atteinte des objectifs de la PPE, puis tend vers l'équilibre à l'horizon 2050, voire est légèrement déficitaire dans S3Nuc et S4 (voir Graphique 22). Toutefois, même si le solde exportateur de la France diminue entre 2030 et 2050, les échanges avec les pays voisins s'intensifient sous l'effet du développement des interconnexions et des productions renouvelables variables : la France exporte et importe davantage d'électricité en 2050 qu'en 2020 dans tous les scénarios (voir Graphique 22).

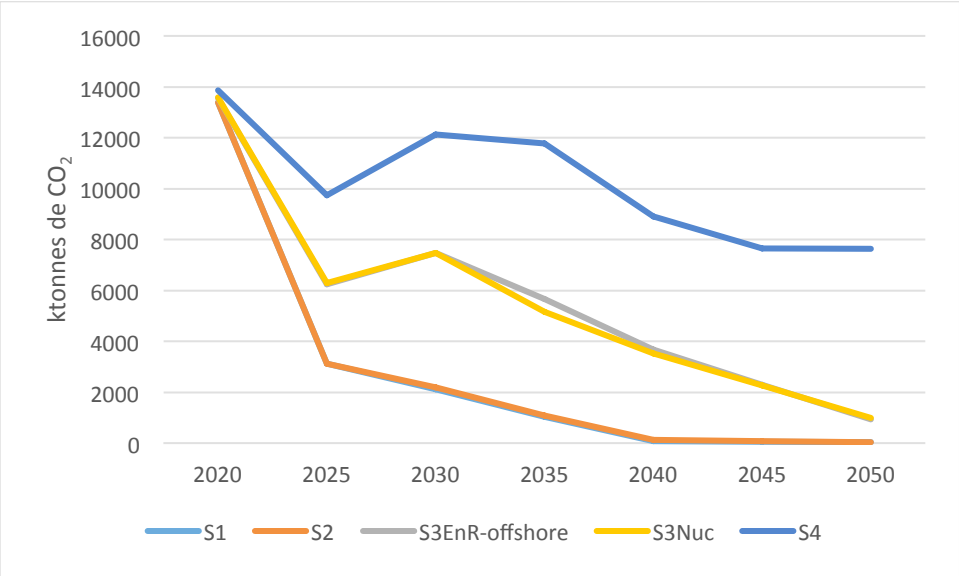
DOCUMENT DE



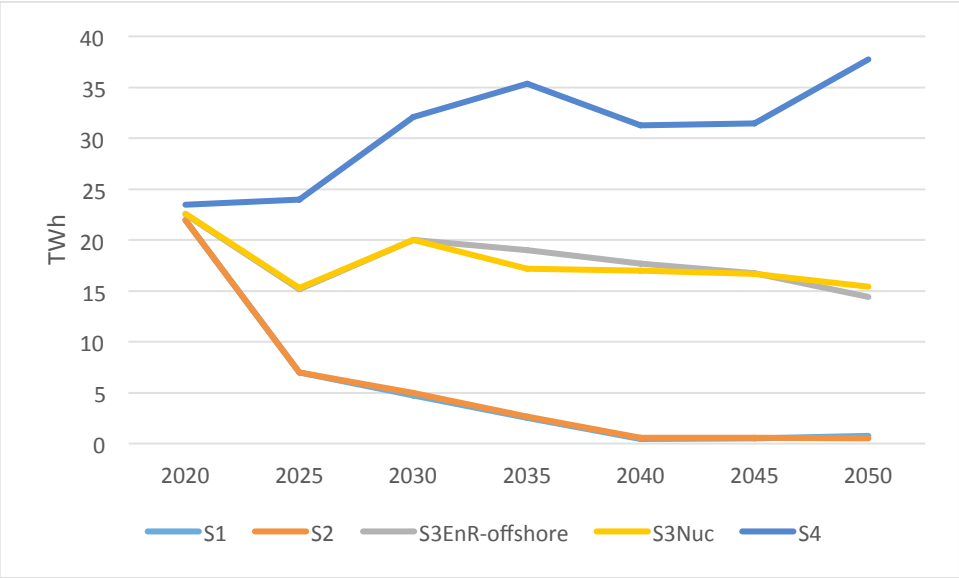
Graphique 22 : Evolution des exportations et des importations d'électricité entre 2020 et 2050 par scénario

9.6. Des émissions de CO_2 en net recul dans tous les scénarios

Dans tous les scénarios, le bilan CO2 (émissions directes, hors ACV) de la production électrique diminue, et il est quasiment nul en 2050 dans S1 et S2 (voir Graphique 23). Dans tous les scénarios, les émissions de CO2 liées à la production d'électricité diminuent de près de 13 millions de tonnes entre 2020 et 2050 (6 millions de tonnes dans S4). Cette évolution s'explique d'une part par une baisse de la production d'électricité à partir de moyens thermiques à l'exception de S4 (voir Graphique 24), qui représente en 2050 moins de 1 TWh dans S1 et S2, 15 TWh dans les deux S3 et 38 TWh dans S4, avec un taux de charge des centrales à gaz de moins de 20 % dans tous les scénarios. D'autre part, par la substitution du gaz aux autres moyens thermiques (fermeture des centrales à charbon et au fioul) et par le verdissement du réseau de gaz (plus de 80 % du gaz issu du réseau est renouvelable dans S1, S2 et S3, et plus de 40 % dans S4 - voir [1] Chapitre Mix gaz).



Graphique 23 : Evolution des émissions de CO_2 liées à la production d'électricité en France



Graphique 24 : Evolution de la production d'électricité à partir de moyens thermiques en France (charbon, fioul et réseaux de gaz)

10. Electrification des usages : enjeux et questionnement

L'électricité, largement décarbonée en France, peut apparaître aux yeux de certains, comme « LE » vecteur énergétique d'avenir, à tel point que le terme « énergie » est souvent utilisé en lieu et place du terme « électricité ». En complément des analyses quantitatives présentées dans ce document, l'ADEME souhaite partager ici un travail plus qualitatif sur les enjeux et questionnements que peut poser l'électrification des usages, qui a été réalisé en croisant le regard des ingénieurs de l'ADEME spécialistes des usages (bâtiment, mobilité, industrie) avec ceux de la production d'électricité. Ce travail interne d'exploration des enjeux n'a nulle prétention d'exhaustivité ou de représentativité. Il permet de mettre en exergue des avantages et inconvénients perçus *ex ante* par la perspective d'électrification forte de notre économie.

Suite à cette analyse qualitative, il est possible de remarquer que **selon la direction que prend l'électrification et sa combinaison plus ou moins forte avec les autres leviers de décarbonation**, l'électrification peut être porteuse simultanément d'opportunités et de menaces : par exemple, de fortes hausses des usages de l'électricité (chauffage, numérique, voiture électrique…) sont une menace pour la gestion de la pointe en hiver, mais un meilleur pilotage de cette demande peut aussi permettre de réduire les risques associés aux pointes de consommation. Autre interprétation possible : la simplicité d'utilisation de ce vecteur, facilitant son déploiement territorial, peut constituer un frein à la sobriété.

Cette première analyse fait ainsi ressortir les principaux enjeux relatifs à l'électrification et peut refléter les axes de perception de ce sujet par une population avertie, mais non spécialiste, pouvant constituer les premiers éléments d'un débat citoyen.

DOCUMENT DE TRAVAIL





11. Après 2030, des transitions du mix électrique nécessitant toutes un accompagnement

Tous les scénarios supposent une électrification des usages, même si l'impact sur la demande globale varie en fonction de la diffusion de modes de consommation plus sobres et de l'intensité des mesures d'efficacité énergétique mises en place avec notamment un fort développement de la mobilité électrique (entre 20 et 40 millions de véhicules en 2050 selon les scénarios). De la même façon, tous les scénarios se caractérisent par la fermeture de certaines solutions fossiles de flexibilité (charbon) et par le nécessaire développement de la pilotabilité de la demande au-delà des seuls chauffe-eau. Ils impliquent de profondes évolutions du parc de production notamment le démantèlement de la majorité des réacteurs nucléaires existants, l'accélération du rythme de développement des énergies renouvelables et le développement de la production d'hydrogène par électrolyse (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** Chapitre Hydrogène).

Compte tenu de l'évolution des mix post-2030, il faut dès aujourd'hui accompagner l'appropriation sociale de la flexibilité et de la transition énergétique, notamment vis-à-vis du démantèlement et de la construction de nouvelles capacités de production.

11.1. Développer la pilotabilité de la demande

La pilotabilité de la demande (voir Tableau 5) progresse dans tous les scénarios et s'étend plus particulièrement à la recharge des véhicules électriques (suivant les scénarios, 30 à 60 % des recharges sont supposées pilotables), au chauffage (suivant les scénarios, 25 à 40 % des besoins de chauffage sont supposés pilotables), mais aussi à la production d'hydrogène par électrolyse.

Ces évolutions reposent sur l'adhésion des consommateurs, notamment résidentiels. La sensibilisation des consommateurs aux bénéfices de cette pratique pour le réseau électrique est une condition *sine qua non* à son appropriation, mais d'autres mesures doivent l'accompagner notamment dans les scénarios où la flexibilité se répand largement (S1, S2 et S3). Dans ces scénarios, le développement de nouvelles offres tarifaires (avec des prix variant dans le temps pour refléter les fluctuations du marché de l'électricité) et le déploiement d'équipements de pilotabilité à distance sont indispensables (pilotage par les consommateurs ou des opérateurs tiers comme les fournisseurs). Pour inciter à ces développements, une information accessible à tous menée par la puissance publique, des soutiens publics à l'effacement ou des évolutions sur les règles de marché doivent être envisagés pour mieux rémunérer la flexibilité. Par ailleurs, lorsque le développement de la pilotabilité de la demande reste modeste alors que la demande d'électricité augmente fortement comme dans S4, il apparaît nécessaire de mettre en place des mesures pour encourager le stockage par batterie, à court terme comme à plus long terme. A court terme, garantir aux acteurs de cette filière des revenus stables et suffisants (besoin de 7 GW autour de 2030 dans S4) en :

DOCUMENT DE TRAVAIL

- Permettant au stockage d'électricité un accès aisé et simplifié aux marchés de l'électricité, avec une approche multimodale c'est-à-dire en facilitant la mise en place de services rémunérant les actifs de stockage de façon optimisée ;
- Exonérant partiellement les acteurs du stockage du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) ;

A plus long terme, maintenir un effort de financement important dans la recherche et développement et en soutien de l'implantation de capacité de fabrication en France car le stockage reste une filière où les évolutions technologiques et les ruptures seront probablement nombreuses.

11.2. Mieux accompagner l'évolution du mix électrique

Tous les scénarios impliquent le démantèlement de capacités de production existantes et la construction de nouvelles capacités de production et de réseaux, alors qu'actuellement tout nouveau projet de fermeture d'une installation existante, ou de construction d'une nouvelle installation de production quelle que soit l'énergie ou de nouvelle ligne haute tension est source de nombreuses controverses et débats. En conséquence, quel que soit le scénario retenu, la transition du mix électrique nécessitera tout d'abord de pérenniser et d'animer la concertation, et les débats à toutes les échelles, du national au local. Afin que ces débats garantissent une évolution du mix électrique qui résulte d'un choix de société, ce qui limiterait les oppositions futures, il est important de mettre en place les mesures suivantes :

- Poursuivre, amplifier et pérenniser l'éducation et la sensibilisation du grand public aux questions énergétiques afin que les débats ne soient pas limités aux « experts » et que l'appropriation des décisions en sorte renforcée ;
- Renforcer la planification territoriale des points de vue géographique et prospectif afin de dégager collectivement une vision de la trajectoire de transition énergétique adaptée aux investissements car les acteurs des filières ont besoin de visibilité et l'investissement dans une unité de production engage la société sur plusieurs décennies, voire siècles ;
- Anticiper et accompagner l'évolution du parc nucléaire et en particulier les fermetures afin de tenir compte des impacts sur le personnel et les territoires concernés mais également de mettre en place les activités économiques qui prendront le relais.

Comme le montrent les scénarios étudiés, certaines évolutions sont aujourd'hui indispensables et doivent être accompagnées : la gestion de fin de vie du parc nucléaire existant et son éventuel renouvellement ainsi que l'accélération du développement des énergies renouvelables solaire et éolienne.

11.3. Accélérer le développement des énergies renouvelables

Dans l'ensemble des scénarios étudiés, les capacités installées d'EnR augmentent mais avec des niveaux de déploiement différents par technologie.

A 2050, la filière éolienne terrestre se développe de façon très similaire dans tous les scénarios (+ 60 GW en 2050), alors que l'éolien en mer flottant ne se développe de façon massive que dans les scénarios S3EnR-offshore et S4 (+47 GW en 2050 en incluant le posé). Il est donc nécessaire de maintenir une politique de soutien public pour permettre à ces filières de continuer à se structurer. Par contre, le format de ce soutien change en fonction du scénario :

- Dans S1, le soutien à l'éolien terrestre doit garantir une répartition homogène sur le territoire de parcs éoliens de petite taille avec une implication forte des citoyens et des collectivités locales dans leur développement. Dans ce cas, une politique de guichet ouvert pour les parcs de petite taille avec potentiellement des tarifs différenciés par région et un bonus aux projets impliquant citoyens ou collectivités locales pourrait être privilégiée.
- Dans S2, S3 et S4, le soutien à l'éolien terrestre ou maritime, doit conserver la forme d'appels d'offres pour minimiser les coûts de production. Dans l'objectif d'en conforter l'appropriation sociale, il faudra alors veiller à renforcer la planification, la sensibilisation, la communication et la concertation autour de ce mode de développement qui privilégie les parcs de « grande taille ». Pour faciliter le développement de la filière, les appels d'offres pourraient avantageusement être territorialisés en s'assurant de la réalisation des premières études par l'Etat (comme c'est déjà le cas pour l'éolien en mer).

Aujourd'hui, le rythme de développement de l'éolien est limité par un ensemble de contraintes (radars, activités aéronautiques, environnementales, contestations locales et juridiques, polémiques, etc.) qui allongent fortement la durée de réalisation des projets et empêchent de nombreux projets d'aller jusqu'à la fin de leur phase de développement. Le travail déjà engagé pour lever ou desserrer progressivement certaines de ces contraintes devra être poursuivi de manière prioritaire pour faciliter l'appropriation sociale du déploiement de l'éolien en s'appuyant sur l'information, la sensibilisation, la concertation, et la participation aux projets.

Le développement de la filière photovoltaïque diffère suivant les scénarios : S2, mais surtout S3 et S4 reposent notamment sur des centrales au sol de grande taille, alors que S1 suppose plutôt un développement en toiture, notamment dans le secteur résidentiel où l'autoconsommation pourrait jouer un rôle plus important.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Dans S2, S3 et S4, le développement de grandes centrales au sol nécessite de grandes surfaces (qui restent limitées rapportées au territoire national, inférieur à 0,2% dans tous les scénarios), notamment sur les friches et sites délaissés, ou ceux susceptibles d'accepter plus facilement du photovoltaïque (sites et structures dédiées proches des infrastructures de mobilité (chemin de fer, routes/autoroutes…), ou surfaces de plans d'eaux (canaux d'irrigation, berges, digues, lac, lagunes, etc.), ou encore sur des terrains agricoles, notamment dans le contexte de l'agrivoltaïsme[25], pour permettre de réaliser des économies d'échelle. Le soutien à ces installations devrait se faire par le maintien d'appels d'offres, mais aussi en stimulant et encadrant les projets qui pourraient se faire en dehors des appels d'offres pour éviter un développement non maîtrisé du photovoltaïque. La baisse des coûts du photovoltaïque devrait favoriser ces contrats d'achat d'électricité à long terme entre acteurs du marché. Dans S1, le soutien au photovoltaïque doit garantir une répartition homogène sur le territoire, de petites centrales avec une implication forte des citoyens et des collectivités locales dans leur développement. Dans ce cas, une politique de guichet ouvert pour les parcs de petite taille avec des tarifs différenciés par région et un bonus aux projets impliquant citoyens ou collectivités locales pourrait être privilégiée.

Dans tous les scénarios, le développement du photovoltaïque sur grandes ou petites toitures nécessite d'abord d'améliorer les pratiques d'installation des panneaux en surimposé pour éviter les sinistres et générer de la confiance chez les acteurs en particulier installateurs, assureurs et usagers. Ensuite, il est nécessaire de créer des incitations ou des obligations à l'installation de panneaux photovoltaïques en toiture en s'appuyant par exemple sur :

- La diffusion des pratiques de gestion de l'autoconsommation les plus performantes auprès des installateurs et consommateurs ;
- Le développement des véhicules électriques pour créer une dynamique à l'installation de panneaux solaires à domicile, ou en ombrière sur les parkings des lieux de travail ou des commerces pour permettre les recharges des véhicules électriques au moment de la production solaire, permettant des économies importantes pour le système électrique ;
- Le développement du photovoltaïque sur grandes toitures, en généralisant l'obligation d'installer des panneaux solaires pour les toitures dépassant une certaine surface (comme commence à le faire la Loi Climat et Résilience).

Dans tous les scénarios, le développement des énergies renouvelables générera des retombées socioéconomiques positives. La gestion de la fin de vie des parcs éoliens et photovoltaïques constitue également un enjeu d'emplois en France et, dans ce contexte, les filières de l'économie circulaire des énergies renouvelables devront être efficacement accompagnées dans leur structuration. Certains impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols, les paysages, la consommation des ressources (énergie, matériaux, sols) et les émissions de polluants restent encore mal connus ou mesurés [20]. Il est donc nécessaire de lancer un programme national, structuré et de long terme, visant à poursuivre la réalisation d'études et expérimentations pour (1) mieux connaître les impacts, (2) améliorer leur évaluation, (3) identifier et caractériser pleinement les mesures pour leur évitement, leur réduction ou leur compensation et (4) mieux caractériser et améliorer la comparabilité des impacts entre les énergies et les autres secteurs (transports, bâtiments, industrie, agriculture) pour faciliter la prise de décision des parties prenantes publiques et privées sur les principales composantes du mix énergétique du XXI^{e} siècle.

Des réponses ont cependant déjà été apportées puisque l'ADEME œuvre depuis plus de deux décennies, à la conciliation des objectifs de développement des EnR et de préservation de la biodiversité, des sols et des paysages. Très tôt, de nombreux partenariats ont été établis avec des partenaires spécialistes de la biodiversité (LPO, UICN, FNE et OFB plus récemment) et des paysages (ENSP de Versailles Marseille). Par ailleurs, des guides d'études d'impacts ont été réalisés (éolien, hydroélectricité), des démarches de concertation proposées (éolien, méthanisation, biomasse), plus de 15 projets de recherche soutenus, des analyses de cycle de vie réalisées (éolien, photovoltaïque, géothermie, solaire thermique, biocarburants, biogaz, bois-énergie, pompes à chaleur) et plusieurs études et travaux publiés qui ont permis d'identifier, de faire la synthèse et de bien caractériser les enjeux à prendre en compte pour assurer un développement des EnR préservant la biodiversité, les sols et les paysages.

12. Une prospective du mix électrique exploratoire : limites et perspectives

12.1. Un exercice de modélisation en progression

[25] L'agrivoltaïsme désigne l'ensemble des pratiques consistant à placer des panneaux solaires au-dessus des cultures afin de produire de l'électricité et de protéger les cultures de conditions climatiques trop sévères sans nuire aux activités agricoles. L'expérimentation de ces pratiques est en cours et doit se poursuivre pour en assurer la robustesse.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Les conclusions présentées dans ce chapitre sont le résultat de simulations réalisées par Artelys à l'aide de l'outil de modélisation et d'optimisation des systèmes énergétiques « Artelys Crystal Super Grid ». Ce travail, s'il a permis de comparer des trajectoires d'évolution du système électrique sur un périmètre significatif (production, consommation, flexibilité, stockage, réseaux internes et interconnexions), a toutefois certaines limites de par sa structuration, sa méthodologie et ses données :

- L'analyse des trajectoires repose sur une optimisation économique des investissements à la marge de trajectoires principalement scénarisées notamment sur les capacités renouvelables et nucléaires autour de plusieurs scénarios de demande variés. En ce sens, elle ne fournit pas une analyse complète des équilibres économiques entre technologies pour chacun des scénarios d'évolution de la demande étudiés.
- Les analyses réalisées reposent sur 9 années climatiques historiques (2011-2019) permettant de prendre en compte dans une certaine mesure la variabilité des productions renouvelables et des consommations thermosensibles. Néanmoins, ces analyses ne prennent pas encore en compte l'impact de l'évolution potentielle du climat d'ici 2060 sur les moyens de production. Si l'impact du changement climatique sur les niveaux de consommations, en particulier les besoins de chauffage et de climatisation, est déjà pris en compte au premier ordre, son impact sur les facteurs de charge des productions renouvelables, en affectant les régimes de vent, d'ensoleillement et de pluviométrie, mais aussi potentiellement la disponibilité des centrales nucléaires, n'a pas été pris en compte. Très prochainement, cette limite fera l'objet de travaux de modélisation permettant de prendre en compte des années météorologiques prospectives caractéristiques du climat entre 2020 et 2060 pour mieux intégrer les impacts du changement climatique sur le mix électrique optimisé.
- La prise en compte des coûts des réseaux électriques réalisée dans l'étude, si elle permet au premier ordre de mesurer les équilibres entre réseau, production et consommation, est une simplification de réalités très complexes. Le réseau de transport est dans cet exercice agrégé à l'échelle interrégionale et soumis à dimensionnement optimal et ne reprend pas la structure réelle du réseau. L'estimation des coûts de renforcement des réseaux de répartition et distribution s'affranchit elle aussi de la structure réelle des réseaux et repose sur des règles de dimensionnement simplifiées issues d'analyse statistique de la charge pour différents types de réseaux (niveau de tension et densité de réseau).

Plusieurs travaux doivent encore être menés pour compléter ces premiers résultats. Tout d'abord, des travaux complémentaires pour mieux qualifier les incertitudes qui entourent ces résultats :

- Les résultats produits par le modèle, notamment le coût des trajectoires, reposent sur un ensemble d'hypothèses sur l'ensemble du mix. Ces hypothèses, comme le coût des technologies, la valeur du taux d'actualisation, le niveau de flexibilité de la demande, les scénarios de capacités installées en Europe, entre autres, sont caractérisées par des incertitudes dont les conséquences doivent être quantifiées par des analyses de sensibilité. Par exemple, côté flexibilité, le « Véhicule to Grid » n'est pas considéré dans la modélisation alors que la batterie du véhicule peut être considérée comme une réserve flexible pour le réseau et agir symétriquement en recharge comme en injection.
- La réalisation de stress tests à des situations clés pour le système électrique (phénomènes météorologiques rares tels qu'une situation de canicule ou de grand froid et vent faible, ou indisponibilité longue de capacités nucléaires, etc.) pourrait aussi être engagée pour quantifier la résilience des mix électriques proposés et vérifier que le risque de défaillance n'est pas sous-estimé.

Ensuite, des travaux supplémentaires sont requis pour produire de nouvelles informations et notamment :

- La réalisation d'analyses socio-économiques pour évaluer les impacts des différents scénarios sur l'emploi (localisation des emplois, compétences requises, niveau de qualification), sur la balance commerciale (imports/exports d'équipement), sur le bilan budgétaire (coût des soutiens publics, évolution des recettes fiscales) ou encore sur le prix de l'électricité pour les consommateurs finaux (un feuilleton centré sur les analyses macro-économiques des scénarios sera publié en mars 2022);
- La réalisation d'analyses environnementales pour évaluer l'impact des différents scénarios sur les ressources minérales (pour les besoins en matière de chaque scénario, voir le feuilleton Matériaux de la TE pour une première estimation), la biodiversité, les sols, les paysages, et le cycle de l'eau ;
- La réalisation d'analyses sociétales car tous les scénarios reposent, notamment pour S1, S2 et S3 sur des hypothèses de forte appropriation sociale qui sont à discuter en lien avec le développement de nouvelles capacités de production et de réseaux. On constate actuellement des oppositions régulières à tout projet relatif à l'énergie. Or, le développement de la flexibilité de la demande peut être perçu comme contraignant voire invasif. La sobriété demande avant tout des changements de comportements structurels, mais la façon de les stimuler reste encore à inventer (Voir [1], Ambitions, cadrages de l'exercice et contexte Chapitre Société, modes de vie et récit pour des premiers éléments d'analyse).

DOCUMENT DE TRAVAIL

12.2. Un exercice de modélisation cohérent et complémentaire avec celui de RTE

En octobre 2021, RTE publiait un exercice de prospectif centré sur l'atteinte de la neutralité carbone du mix électrique intitulé « Futurs Energétiques 2050 » [22]. En novembre 2021, l'ADEME publiait à son tour un exercice de prospective centré sur la neutralité carbone de la société française intitulé « Transition(s) 2050 » [1]. Ces deux publications questionnent l'évolution du mix électrique entre 2020 et 2060 mais avec une problématique différente. Pour un niveau de demande d'électricité donnée, RTE étudie différents mix électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone du système électrique. Selon différents récits d'évolution de la société, l'ADEME étudie les chemins conduisant à la neutralité carbone du pays, le mix électrique étant une pierre de ces constructions. Ces problématiques différentes ont nécessairement un impact sur les résultats de ces deux travaux puisque RTE aura pour objectif de décarboner le mix électrique quel qu'en soit le coût (le recours à la boucle Power-to-H2-to-Power par exemple), alors que l'ADEME s'autorisera à recourir à des solutions partiellement carbonées (le réseau de gaz) dans la mesure où la société avec ces différents sous-systèmes (système énergétique, systèmes agricole et forestier) atteint la neutralité carbone également via des puits de carbone (technologiques ou naturels).

Concernant la modélisation du mix électrique, les travaux de RTE et de l'ADEME partagent une même approche méthodologique : la trajectoire du mix électrique est simulée sur la période 2020-2060, les évolutions des principales capacités de production (nucléaire, éolien, photovoltaïque et hydraulique) sont scénarisées et l'objectif est de minimiser le coût total du système électrique avec la contrainte d'un équilibre horaire entre l'offre et la demande. Les travaux partagent des hypothèses communes notamment sur les coûts des technologies de production[26]. Cependant, ils se différencient sur d'autres hypothèses comme le développement de la flexibilité de la demande et des interconnexions.

De ces travaux, ADEME et RTE en retirent une série de constats similaires : l'intérêt de l'efficacité énergétique et de la sobriété pour atteindre les objectifs climatiques, l'électrification des consommations, la part croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique, l'importance du développement de la pilotabilité de la demande et des interconnexions ou encore la nécessité de redimensionner les réseaux électriques.

Sur l'analyse économique, la comparaison des scénarios M23 et N1 de RTE montre un avantage économique au nucléaire, qui s'annule dans l'étude de sensibilité testant des conditions de financement moins avantageuses pour le nouveau nucléaire. L'ADEME a comparé les coûts des scénarios S3Nuc (comparable à N1) et S3EnR-offshore (comparable à M23) avec l'hypothèse de conditions de financement moins avantageuses pour le nouveau nucléaire[27]. Cette comparaison ne montre pas de différence de coûts significative, résultat cohérent avec celui de l'étude de sensibilité de RTE.

Plus généralement, l'ADEME considère que centrer les comparaisons sur le coût annuel complet à horizon 2060 peut masquer certaines réalités et qu'il est nécessaire d'étudier le coût complet d'une trajectoire, c'est-à-dire la somme des dépenses nécessaires à l'évolution du mix électrique sur la période 2020-2060. Selon cet indicateur, les écarts entre les deux options de S3 de l'ADEME restent très modestes et aucune trajectoire ne semble plus désirable qu'une autre du point de vue purement économique. L'ADEME entend poursuivre ses travaux en testant la sensibilité des résultats de l'analyse économique à différentes hypothèses (évolutions moins importantes de la flexibilité de la demande, du développement des interconnexions, etc.), et en produisant d'autres indicateurs permettant de comparer les scénarios.

13. Bibliographie

[1] ADEME (2021) « Transition(s) 2050 : Choisir maintenant, agir pour le climat : rapport »

[2] RTE (2019). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – Edition 2019.*

[3] MTES (2020). *Stratégie Française pour l'Energie et le Climat – Programmation Pluriannuelle de l'Energie.*

[4] RTE (2019). *Schéma décennal de développement du réseau*.

[5] ENEDIS (2021). *Eléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à horizon 2050*.

[6] *Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, 2018.*

[26] Pour l'éolien terrestre, l'ADEME a modélisé la technologie de l'éolien « toilé » (éoliennes de plus grand diamètre pour une puissance donnée) qui présente un meilleur facteur de charge que la technologie traditionnelle, mais une dépense d'investissement plus élevée, alors que RTE a modélisé la technologie traditionnelle.

[27] RTE teste dans cette variante de sensibilité les WACC de 7% pour le nucléaire EPR, contre 4% pour les autres technologies, alors que par défaut, RTE retient 4% pour toutes les technologies. L'ADEME retient 5,25% pour les énergies renouvelables et les interconnexions, et 7,5 % pour nucléaire, centrales gaz, batterie, STEP et boucle power-to-gaz.

DOCUMENT DE TRAVAIL

[7] ADEME (2020). *Marchés & Emplois concourant à la transition énergétique.*

[8] SER (2020). *Evaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et ses territoires.*

[9] ADEME (2019). *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France.*

[10] MTES (2018). *Plan de libération des énergies renouvelables – Conclusions du groupe de travail « éolien ».*

[11] France Territoire Solaire (2021). *Développer un projet de centrale solaire au sol en France.*

[12] SDES (2021). *Bilan énergétique de la France pour 2019.*

[13] RTE (2019). *Précisions sur les bilans CO_2 établis dans le bilan prévisionnel et les études associées*. Note.

[14] RTE (2020). *Groupe de travail 7 « Flexibilité » - Cadrage des hypothèses sur les gisements de flexibilité de la demande.*

[15] ADEME (2015). *Un mix électrique 100 % renouvelable ? – Annexe_eolienPV*

[16] ADEME (2018). *Evaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques.*

[17] RTE, 2021. *Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »* - Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios.

[18] RTE (2019). *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*.

[19] LAZARD (2020). *Lazard's Levelized cost of storage analysis – Version 6.0.*

[20] ADEME (2019). *« Etat de l'art des impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols et les paysages, et des moyens d'évaluation de ces impacts ».*

[21] ADEME (2015, 2017, 2018). *« Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations : Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 », « Un mix électrique 100 % EnR en 2050 : Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? » et « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 : Synthèse et cahier d'hypothèses ».*

[22] RTE (2021). *« Futurs énergétiques 2050 : Bilan de la Phase I Synthèse et enseignements issus de la consultation publique ».*

[23] MTES (2020). *« Stratégie nationale bas-carbone : la transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone ».*

[24] 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 : Synthèse ».*

DOCUMENT DE TRAVAIL