



Mars
2019

TRAJECTOIRES D'EVOLUTION DU MIX ELECTRIQUE 2020-2060

Analyses complémentaires

RAPPORT

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie

En partenariat avec :

 **Artelys**

OPTIMIZATION SOLUTIONS

CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, Artelys, 2019, Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - analyses complémentaires.

Auteurs (Artelys) : Ghita Kassara, Gaspard Peña Verrier, Maxime Chammas, Laurent Fournié

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

20, avenue du Grésillé

BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 1305E006

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : Artelys

Coordination technique - ADEME :

Arnaud Mainsant, ingénieur au service Réseaux et Énergies Renouvelables,

David Marchal, directeur adjoint Productions et Énergies Durables,

Jean-Michel Parrouffe, chef de service Réseaux et Énergies Renouvelables

Direction/Service : DPED/SRER

Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables



SOMMAIRE

RÉSUMÉ	4
1. Documents de référence	5
2. Flexibilités en 2050	5
2.1. Des besoins de flexibilité journalière et hebdomadaire en forte augmentation	5
2.1.1. Les besoins de flexibilité : une métrique quantifiant la variabilité de la demande dite « complète » ou de la demande résiduelle	5
2.1.2. Evaluation des besoins de flexibilité en 2020 et 2050	9
2.2. Des flexibilités assurées par l'ensemble du système (productions, consommations pilotables, stockages, interconnexions)	11
2.3. Illustrations	15
3. Prix de marché de gros et coûts complets du système	19
3.1. Des prix de marché de gros en augmentation plus ou moins rapide selon les scénarios, avec une variabilité plus importante liée aux conditions météo	19
3.2. Analyse des coûts complets du système français au regard des prix de marché	23
3.2.1. Calcul des coûts complets sur 2020-2064	23
3.2.2. Lien entre coûts complets et prix de l'électricité	23
4. Analyse des trajectoires du point de vue des exports d'électricité	25
4.1. Des trajectoires très contrastées	25
4.2. Des exports d'électricité qui dépendent fortement de l'évolution des parcs électriques voisins	27
4.3. Des exports d'électricité surtout bénéfiques pour le reste de l'Europe	30
5. Annexe : fiche détaillée par trajectoire	34
5.1. Trajectoires en demande haute	34
5.2. Trajectoires en demande basse (Visions ADEME)	46



RÉSUMÉ

Ce document est le rapport final de l'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 ». Il apporte des compléments d'analyse sur 3 enjeux majeurs liés au développement d'une part importante de renouvelable dans le mix électrique français. Ces nouveaux éléments permettent d'explicitier et d'étayer la synthèse parue en décembre 2018, qui a présenté de premiers résultats généraux axés sur la place des différents moyens de production à long-terme, l'évolution des prix de marché et des coûts complets et enfin les potentiels d'export et de décarbonation. Dans la première section de ce rapport sont analysés les besoins et la fourniture de flexibilité en France en 2020 et en 2050. Dans une seconde section, on s'intéresse aux prix de marché obtenus et aux coûts complets du système électrique. Enfin, dans la troisième section, on analyse les trajectoires du point de vue des opportunités d'export d'électricité (volume et économie associée) de la France vers les pays voisins.

Ce rapport revient en particulier sur quelques hypothèses et certains « fondamentaux » du marché de l'électricité, et la façon dont ceux-ci, dans le cadre d'une optimisation économique, conditionnent les résultats déjà publiés (notamment le pilotage partiel de la demande et le rôle des interconnexions). De plus, certains résultats présentés de façon agrégée dans la synthèse sont ici détaillés, selon différentes échelles de temps. Le rapport introduit également deux nouvelles trajectoires, qui permettent d'analyser l'impact sur les exports d'électricité des hypothèses prises pour les interconnexions et les mix électriques à l'étranger.

Les points clés qui ressortent de ces analyses complémentaires sont :

- **Dans un mix électrique avec une part très importante d'électricité renouvelable variable en 2050, les besoins de flexibilité journaliers (liés au développement du solaire) et hebdomadaires (liés aux variations de production éolienne) augmentent très fortement, respectivement d'un facteur 3 et 2.** Les besoins de flexibilité annuels restent du même ordre de grandeur que la situation actuelle.
- Pour répondre aux variations de la production solaire au sein la journée, **les usages flexibles et notamment la charge intelligente des véhicules électriques (VE) constitueront le premier actif de flexibilité**, avant la modulation de la production ou le recours au stockage.
- Même si le prix de marché de gros moyen augmente et se stabilise autour de 60€/MWh en 2050 dans la plupart des scénarios, **la volatilité et les incertitudes sur les prix de marché devraient être bien supérieures à aujourd'hui, les prix de marché dépendant de plus en plus des conditions météorologiques (notamment les conditions de vent)**. Se posera dès lors la question de la mise en place de dispositifs pour éviter que ce risque ne soit porté par les consommateurs finaux.
- **L'intérêt économique de maintenir des capacités nucléaires dédiées à l'export dépend fortement de l'évolution des parcs électriques des pays voisins.**
- **D'un point de vue économique et de l'impact CO₂, l'export d'une grande quantité d'électricité décarbonée française bénéficie principalement aux pays voisins.** Les retombées économiques pour la France restent très limitées.

1. Documents de référence

Le lecteur pourra se référer aux documents suivants :

- La synthèse de l'étude, parue en décembre 2018 :
<https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/evolution-mix-electrique-horizon-2020-2060-010655.pdf>
- Le cahier d'hypothèses, paru en décembre 2018 :
https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/donnees-etude-trajectoires-mix-electrique-2020_2060.pdf
- Une foire aux questions vient également compléter ces publications :
<https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>

Pour rappel, l'ensemble des résultats présentés ci-après sont issus d'un travail d'analyse des résultats d'une optimisation économique du développement des différentes filières EnR intégrées dans le système électrique français, interconnecté avec ses voisins européens. Cette optimisation consiste à minimiser, dans différents cas de choix politiques (développement important du power-to-gas, maintien/développement du nucléaire...) et de contextes exogènes (niveau de la demande, contexte européen...), le coût complet du système électrique français et de ses pays voisins, sur la trajectoire 2020 - 2060, en respectant la contrainte d'équilibre offre/demande au pas horaire.

2. Flexibilités en 2050

2.1. Des besoins de flexibilité journalière et hebdomadaire en forte augmentation

2.1.1. Les besoins de flexibilité : une métrique quantifiant la variabilité de la demande dite « complète » ou de la demande résiduelle

Les fluctuations des niveaux de demande et de production renouvelables intermittentes représentent un défi pour le système électrique qui doit assurer l'équilibre offre-demande à chaque instant. Pour quantifier les besoins pour faire face à ces variations, RTE a développé des métriques de besoin de flexibilité à la maille annuelle, hebdomadaire et journalière, en énergie et en puissance¹. Ces métriques sont appliquées ici aux horizons 2020 et 2050, pour les trajectoires « Référence » et « Prolongement nucléaire aisé », de façon à évaluer l'impact du développement important de la production renouvelable intermittente.

Les besoins de flexibilité **en énergie** sont calculés comme l'écart entre la demande moyenne à la granularité concernée (respectivement, l'année, la semaine, le jour) et la demande moyenne à la granularité inférieure (respectivement, la semaine, le jour, l'heure). Par exemple, les besoins de flexibilité journaliers pour un jour donné, sont calculés comme la somme des écarts positifs entre les demandes horaires et la moyenne journalière de demande. De manière équivalente, il s'agit de l'aire de la courbe de demande qui se trouve au-dessus de la moyenne comme présenté en Figure 1.

¹ Intégration des énergies renouvelables aux grands systèmes électriques. Evolution des besoins de flexibilité. SER, 29 juin 2018.



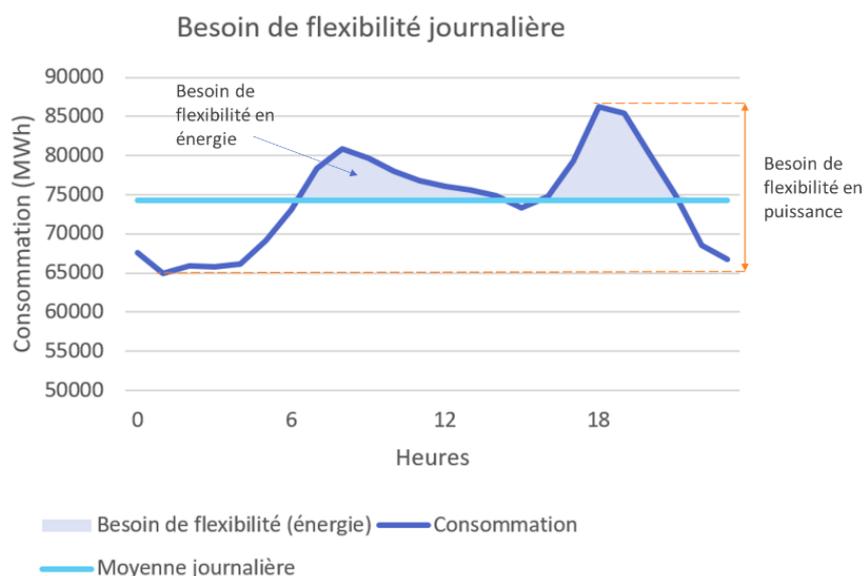


Figure 1- Illustration du besoin de flexibilité journalière pour un jour donné

Le besoin de flexibilité hebdomadaire est de même obtenu, pour chaque semaine de l'année, en faisant la somme des écarts positifs entre demande moyenne journalière et demande moyenne hebdomadaire. C'est à nouveau l'aire contenue entre la demande horaire et la demandes moyennes représentée en bleu sur la Figure 2.

Les valeurs obtenues sont ensuite moyennées, sur tous les jours ou toutes les semaines de l'année, pour obtenir une valeur représentative de l'année.

Les besoins de flexibilité **en puissance** sont calculés, pour chaque jour ou chaque semaine, comme l'écart maximum entre demande moyenne à la granularité inférieure sur l'échelle de temps concernée. Par exemple, les besoins journaliers de flexibilité pour un jour donné sont la différence entre consommation maximale et minimale sur la journée (comme présenté en Figure 1). Les besoins de flexibilité hebdomadaires, pour une semaine donnée, sont eux calculés comme l'écart maximal entre demandes moyennes journalières de la semaine considérée (comme présentée dans la Figure 2). Les besoins de flexibilité journaliers et hebdomadaires pour le scénario étudié sont obtenus à partir du 95^{ème} centile des valeurs des différents jours ou semaines de l'année.² Enfin, les besoins de flexibilité annuels en puissance sont calculés comme la différence entre la consommation mensuelle maximale et minimale sur l'année.

² Cette approche est similaire à celle retenue par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel 2017 (p412).

Besoins de flexibilité hebdomadaire

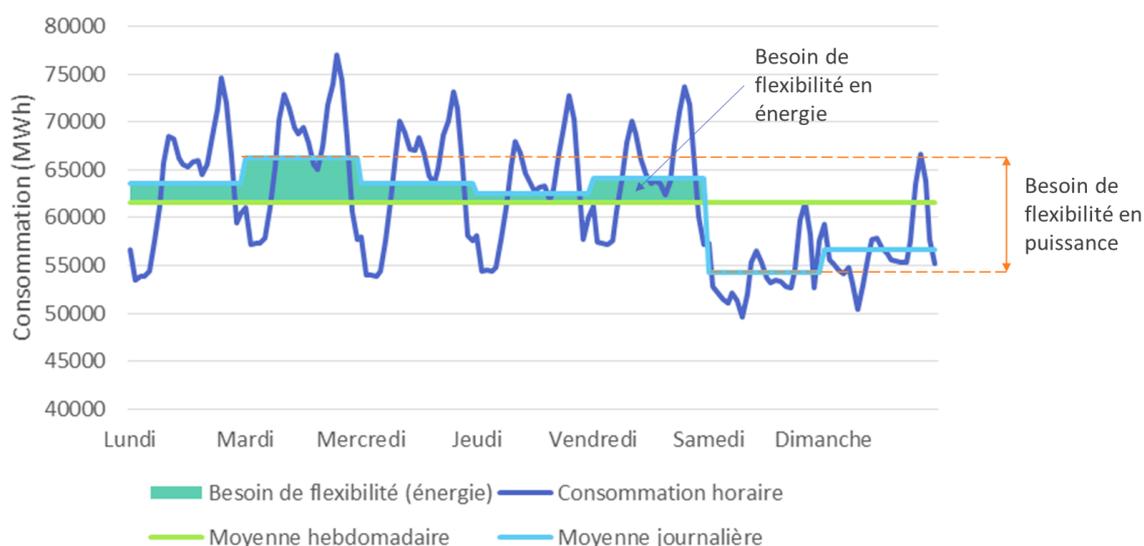


Figure 2 - Illustration du besoin de flexibilité hebdomadaire, pour une semaine donnée

Prise en compte de la production fatale

Ces différents indicateurs peuvent être évalués vis-à-vis des variations de demande d'électricité (demande avant pilotage, associée ci-après à la notion de « charge complète »), ou en considérant uniquement la charge résiduelle (i.e. la consommation à laquelle on déduit à chaque pas de temps la production renouvelable variable) de façon à évaluer l'impact du développement des énergies renouvelables sur les besoins de flexibilité.

Prise en compte de la flexibilité de la demande

Aujourd'hui déjà, une partie de la consommation d'électricité dispose d'une certaine flexibilité. Par exemple, une partie de la consommation des chauffe-eau électriques est pilotée par le gestionnaire de réseau de manière à consommer en heure creuse. A horizon 2050, de nouveaux usages flexibles vont se développer.

L'étude considère ainsi les usages ci-dessous (plus de détails sont fournis dans le document « Rapport sur les données utilisées dans le cadre de l'étude Trajectoires », notamment en ce qui concerne l'évolution de ces paramètres entre 2020 et 2060) :



Usage	Part flexible en 2050	Consommation flexible journalière moyenne	Contraintes sur la flexibilité
Eau-chaude sanitaire	100%	48GWh de consommation journalière déplaçable	Demande journalière à satisfaire dans la journée (48GWh) Puissance maximum instantanée de 12 GW
Véhicules électriques (charge à la maison)	80%	Environ 90 GWh de consommation journalière à satisfaire sous contrainte	Charge uniquement quand les véhicules sont connectés, selon des profils statistiques d'arrivée et de départ ; les véhicules doivent être entièrement chargés au départ
Véhicules électriques (charge au travail)	80%	Environ 65 GWh de consommation journalière à satisfaire sous contrainte	Pas de vehicle-to-grid Puissance maximum : 3 kW par véhicule pour les charges à la maison, 7 kW par véhicule au travail.
Chauffage	75%	14 GWh déplaçables par jour en moyenne sur l'hiver (2 effacements non consécutifs d'une heure)	Report de l'énergie effacée sur les heures suivantes Puissance maximum effacée de 7GW en moyenne sur l'hiver
Produits blancs	38%	Volume journalier entre 8 GWh et 14 GWh	Demande journalière à satisfaire Puissance maximum instantanée de 4 à 7 GW
Industriels	50%	Capacité d'effacement de 7 GW en moyenne	Coût d'effacement : 300 €/MWh En pratique, cet effacement n'est appelé que très rarement (de l'ordre de 10h par an en 2050)
Pompes à chaleur industrielles	100%	Résultat de l'optimisation	Capacité de pompe à chaleur ou électrolyseur optimisée avec un gisement maximum de chaleur et d'hydrogène en TWh annuels, et un prix de vente exogène pour l'hydrogène ou la chaleur produite
Electrolyse de l'eau pour usage industriel	100%	Résultat de l'optimisation	
Electrolyse de l'eau pour usage mobilité	100%	Résultat de l'optimisation	

Tableau 1 – Usage flexibles et hypothèses associées pour 2050

De manière à mesurer les besoins de flexibilité naturels du système, c'est-à-dire avant pilotage de la demande (c'est-à-dire « en charge complète »), le calcul de besoins de flexibilité effectué prend en compte pour les usages pilotables une courbe de consommation constante par jour. Cette norme de prise en compte de la demande pilotable permet d'exclure du calcul la flexibilité journalière de la consommation flexible, tout en prenant en compte la variabilité hebdomadaire et saisonnière de cette consommation.

Pour illustrer la notion de flexibilité saisonnière, citons l'exemple de l'eau chaude sanitaire : la saisonnalité de la consommation d'électricité liée à l'eau chaude sanitaire, plus élevée en hiver qu'en été, aura tendance à faire augmenter les besoins annuels de flexibilité en énergie.

La fourniture de flexibilité liée à la demande pilotable est analysée en section 2.2 en même temps que celle des autres fournisseurs de flexibilité (production, stockage, interconnexions).

2.1.2. Evaluation des besoins de flexibilité en 2020 et 2050

On présente ci-dessous les chiffres de besoin de flexibilité pour la trajectoire de référence et pour la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé » en charge complète et en demande résiduelle (voir Figure 4) pour les années 2020 et 2050.

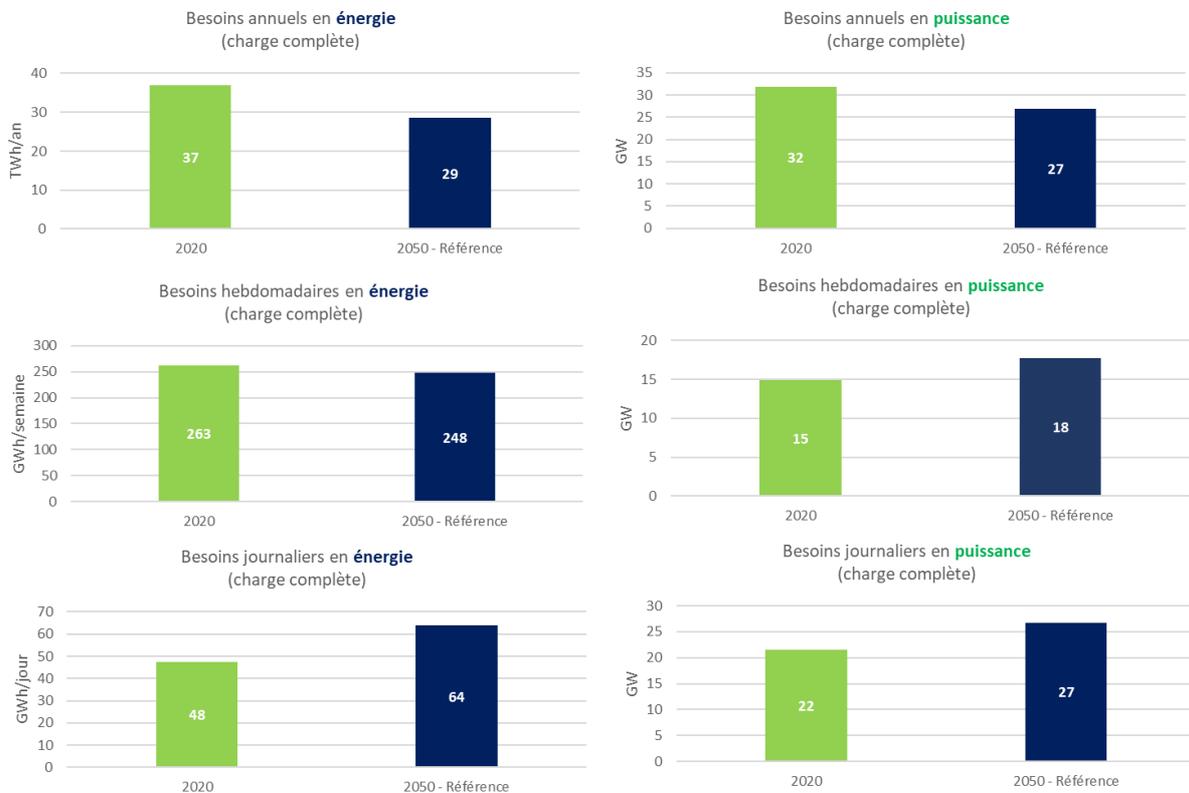


Figure 3 - Besoins de flexibilité en charge complète (demande d'électricité avant pilotage) aux échelles annuelle, hebdomadaire, journalière. Etant donné que les scénarios « Référence » et « Prolongement nucléaire aisé » présentent les mêmes hypothèses de demande (et donc de besoins de flexibilité en charge complète), seuls les résultats du scénario « Référence » sont représentés.

Ce graphique illustre principalement l'évolution de la structure de la demande :

- **A l'échelle annuelle, les besoins de flexibilité en énergie et puissance baissent entre 2020 et 2050.** En effet, même si la part du chauffage électrique (pompes à chaleur) augmente dans le scénario étudié, les actions d'efficacité énergétique (équipements plus économes et meilleure isolation thermique des bâtiments) réduisent la demande électrique pour le chauffage en hiver ; a contrario, le développement de la climatisation augmente la demande d'électricité en été. L'effet conjugué de la baisse de consommation en hiver et de son augmentation en été, à horizon 2050, rend les niveaux de demande saisonnière plus homogènes (moins variables), ce qui se traduit par des besoins annuels de flexibilité inférieurs à ceux de 2020.
- **A l'échelle journalière, le développement de la climatisation et la baisse des consommations liées à l'éclairage augmentent la différence entre les consommations diurnes et nocturnes.** Notons que même si les besoins de flexibilité en charge complète augmentent, cette évolution (plus de consommation en période diurne et moins en période nocturne) est favorable au développement de capacité de production solaire.



Besoins de flexibilité en charge résiduelle



Figure 4 - Besoins de flexibilité en charge résiduelle aux échelles annuelle, hebdomadaire, journalière

Les résultats obtenus montrent plusieurs tendances sur les besoins de flexibilité (en charge résiduelle):

- **A l'échelle annuelle, la production éolienne, en moyenne plus élevée l'hiver que l'été, compense la production solaire, plus élevée en été qu'en hiver** : ce phénomène, couplé au résultat précédent concernant la demande saisonnière (également plus homogène), explique la constance de l'indicateur de flexibilité en énergie. Par contre, les besoins de flexibilité en puissance augmentent de 25%, ce qui s'explique par le fait que la production éolienne peut varier fortement d'un mois à un autre (or l'indicateur de puissance, à l'échelle annuelle, se base sur les valeurs mensuelles min et max en charge résiduelle, lesquelles dépendent de cette production). Ce résultat traduit le besoin de disposer de capacités de flexibilité supplémentaires par rapport à aujourd'hui, même si ces capacités seront peu utilisées (comme le montrent les résultats de besoins de flexibilité en énergie).
- **A l'échelle hebdomadaire, les besoins de flexibilité augmentent significativement, en énergie et en puissance, avec l'augmentation des capacités éoliennes**. En effet, alors qu'en 2020 la flexibilité hebdomadaire est surtout liée à la variation de demande entre la semaine et le week-end, en 2050 la croissance de la production éolienne, dont les cycles de variation s'étendent sur plusieurs jours consécutifs, impacte à la hausse les besoins de flexibilité hebdomadaire. Cela implique d'avoir des solutions alternatives de fourniture d'électricité durant les jours avec peu de vent.
- A l'échelle journalière, le principal facteur est la capacité solaire installée. Tant qu'il reste faible, le taux de pénétration du PV joue dans le sens d'une réduction des besoins de flexibilité journaliers, comme on peut le constater en 2020 : l'été, le pic de production, quand l'ensoleillement est maximal, permet d'absorber le pic local de demande à la mi-journée. **A l'horizon 2050, le pic de production solaire très important à la mi-journée crée un creux de demande résiduelle, ce qui témoigne d'une accentuation des besoins de flexibilité journaliers.**
- Les différences entre la trajectoire de référence et la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé » restent modérées, avec des besoins de flexibilité légèrement plus élevés pour la trajectoire de référence qui dispose de plus de capacités renouvelables en 2050.

2.2. Des flexibilités assurées par l'ensemble du système (productions, consommations pilotables, stockages, interconnexions)

Les besoins de flexibilité calculés dans la partie précédente montrent une évolution de la structure de la consommation résiduelle qui doit s'accompagner d'une évolution de la fourniture de flexibilité. Les « pics » ou les « creux » de production EnR variable nécessitent en effet de pouvoir déplacer la demande pilotable ou de mobiliser d'autres moyens de production. La flexibilité à ces différentes échéances peut être fournie par différents acteurs : les producteurs d'électricité, les interconnexions par les échanges avec les pays voisins qu'elles permettent, les capacités de stockage d'énergie et les consommateurs flexibles d'électricité, qui fourniront au système (et fournissent déjà, par exemple avec l'eau chaude sanitaire) une flexibilité principalement journalière.

Pour illustrer les résultats et comprendre qui fournit la flexibilité, on présente dans le paragraphe ci-dessous les productions et consommations pilotables par filière pour 2020 et 2050, en moyenne par heure de la journée (figures 5, 6, 7) puis par mois (figures 8 et 9). Au-dessus du 0 sont empilés les différents moyens de production, les effacements et les imports. En dessous sont empilées les consommations pilotées (ou « déplacées ») et les exports.

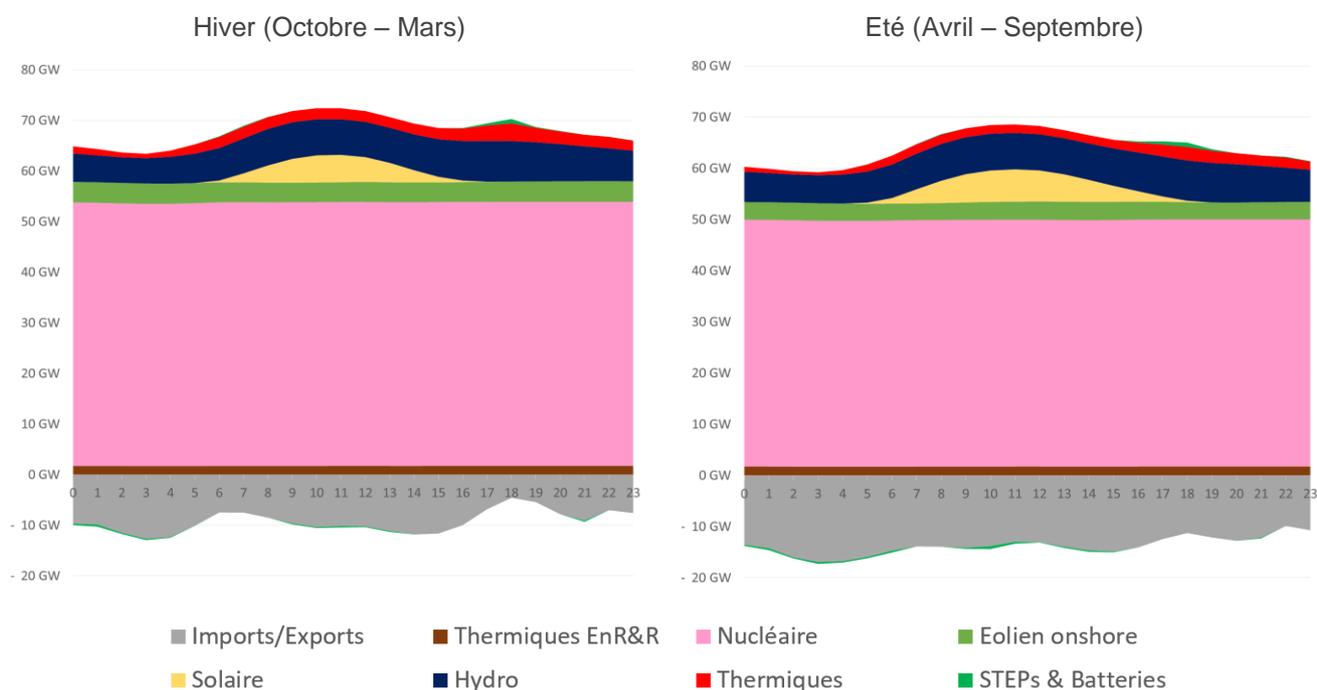


Figure 5 - Profil journalier moyen de production, 2020

En 2020, la production française repose largement sur le parc nucléaire (50 GW en moyenne). Les filières éolienne et solaire sont minoritaires, derrière l'hydraulique, et les variations associées à l'échelle de la journée restent peu marquées. En moyenne, la France est exportatrice net tout au long de la journée, avec des variations des niveaux d'export qui sont de l'ordre de 10GW en moyenne sur la journée (pour des capacités d'imports et d'exports de 15 et 21 GW respectivement) et plus marquées en hiver qu'en été. Les capacités de stockage (STEP majoritairement) se chargent aux heures de faible demande ou de production excédentaire (respectivement la nuit et au pic de production solaire de mi-journée) et soutiennent le système lors des pics de consommation en début et fin de journée. La différence été/hiver est marquée principalement par une augmentation des productions nucléaire et gaz, ainsi qu'une réduction des exports, pour faire face à une demande d'électricité plus haute.



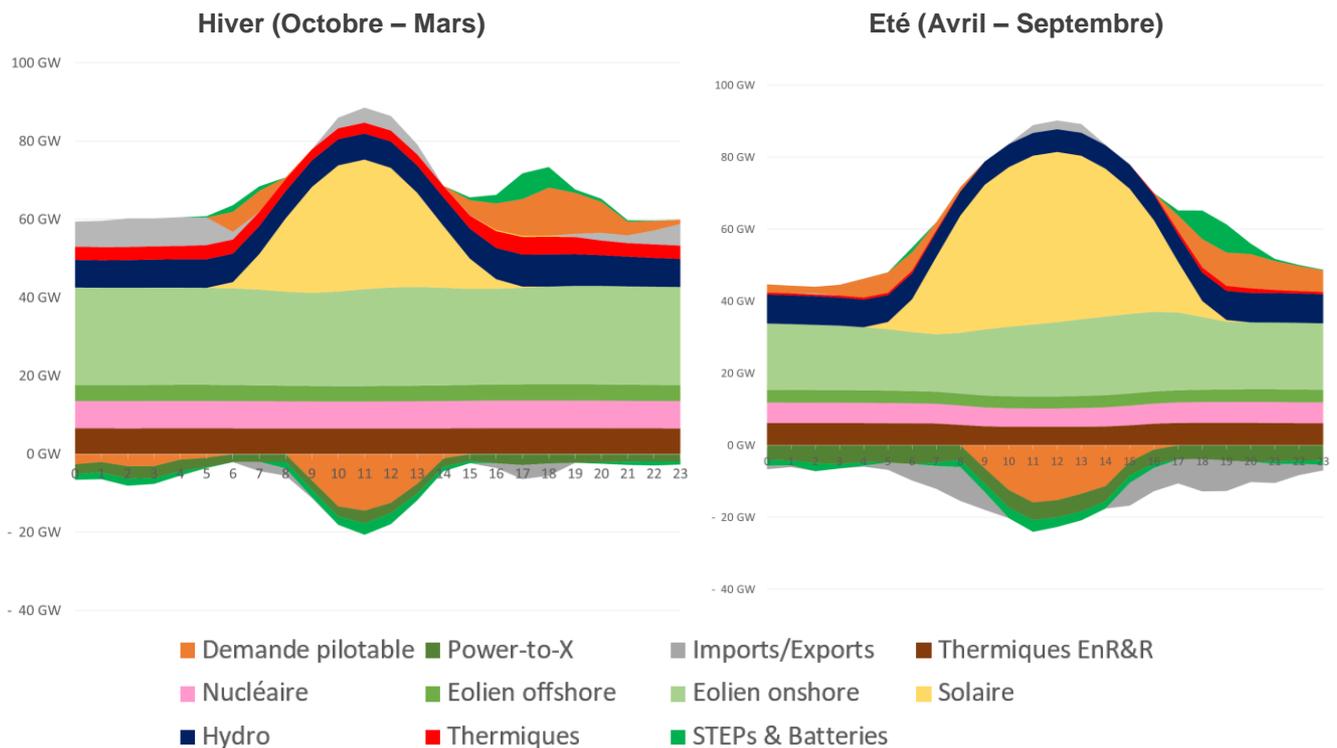


Figure 6 - Profil journalier moyen de production, 2050, trajectoire de référence³, scénario climatique 2012-2013

A l'horizon 2050, la production solaire totale varie fortement au sein de la journée avec une forme de cloche autour du zénith, couvrant plus d'heures en été qu'en hiver. La production d'origine éolienne, par contre, fluctue autour de valeurs moyennes relativement similaires au sein de la journée, d'où les courbes relativement plates sur les figures Figure 6 et Figure 7. Par ailleurs, de nouveaux usages flexibles (principalement pilotage de la charge des véhicules électriques et power-to-gas) se développent en complément de l'eau chaude sanitaire. Malgré leurs contraintes d'utilisation (par exemple, le modèle inclut des statistiques d'arrivée et de départ des véhicules électriques, pour ne charger les véhicules qu'aux heures où ils sont connectés), ces usages disposent d'une capacité de modulation importante mais limitée à quelques heures dans la journée. Des effacements de plus courte durée (effacement chauffage avec report, décalage d'une partie des usages blanc après l'heure de pointe) permettent également de décaler ponctuellement la consommation les heures de forte demande résiduelle.

Egalement à horizon 2050, les stockages (6 GW de STEP et 12 GW de batteries de 2h de décharge) contribuent à la fourniture de flexibilité journalière : ils se chargent en journée et la nuit pour permettre de produire aux heures de pointe le matin et surtout le soir. A contrario, les échanges avec les pays voisins ont tendance à augmenter les besoins de flexibilité journaliers : la France importe aux heures creuses (milieu de journée et nuit) et exporte durant les heures de pointe (matin et soirée). En effet, les hypothèses de parc à l'étranger étant exogènes, sans optimisation des capacités de flexibilité, le modèle aboutit à ce que le mix français assure le rôle de fournisseur de flexibilité pour les pays voisins (ce phénomène n'apparaît significativement qu'à partir de 2050). Une optimisation conjointe des flexibilités à l'étranger et en France pourrait ainsi être plus favorable à l'intégration des énergies renouvelables en France.

La contribution des différentes filières de flexibilité est similaire pour la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé ». Une plus forte part de nucléaire, associée à une plus faible part d'éolien, conduit les bandes nucléaires et éoliennes à atteindre, en moyenne, les mêmes niveaux dans les deux trajectoires ; de par la structure de coût du nucléaire, celui-ci module très peu en moyenne au sein de la journée⁴.

³ Les valeurs positives (respectivement négatives) de demande flexible correspondent à des heures où la consommation associée est inférieure (respectivement supérieure) à la demande moyenne journalière. De même les imports et la production des STEP et batteries sont comptées positivement, tandis que les exports et la charge des stockages d'électricité est comptée négativement.

⁴ Même si les contraintes techniques permettraient au nucléaire de moduler au sein d'une journée, l'optimisation économique conduit à une production stable sur la journée : les coûts étant très majoritairement liés à la capacité disponible (et non à son utilisation), il est préférable économiquement de le faire fonctionner le plus possible au sein de l'année.

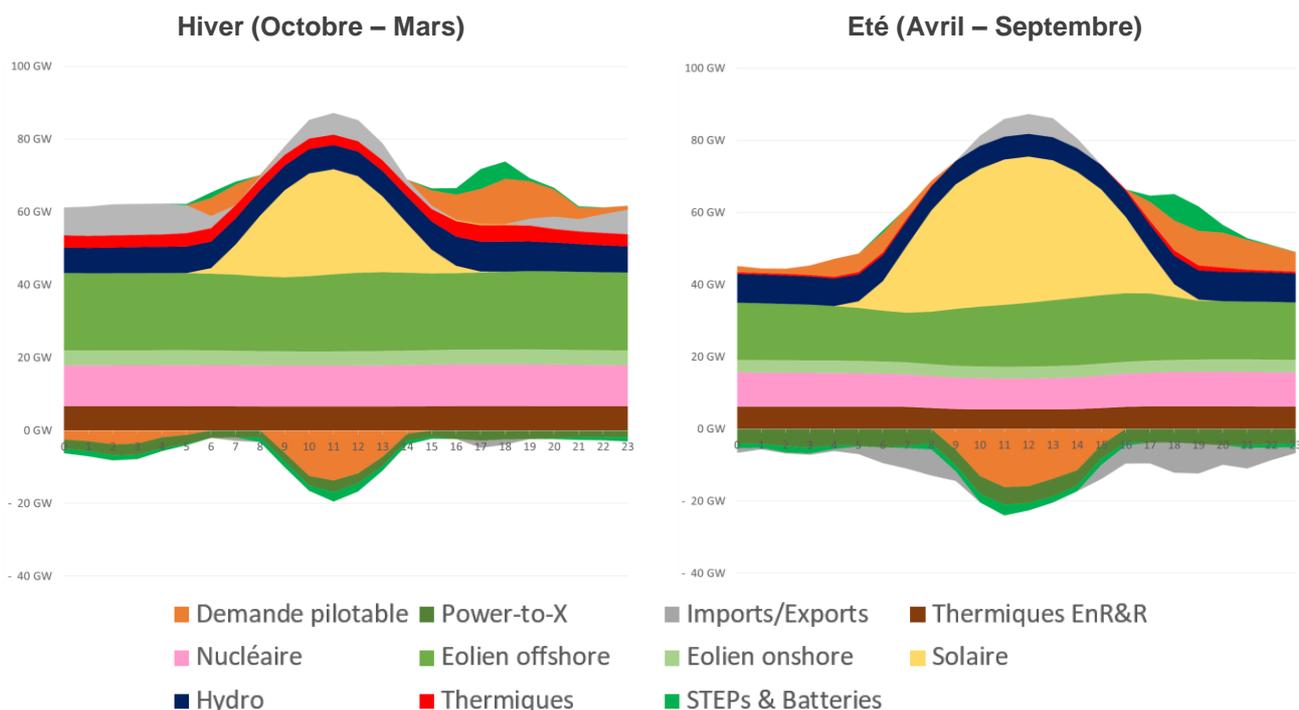


Figure 7 - Profil journalier moyen de production, 2050, Trajectoire « Prolongement nucléaire aisé », scénario climatique 2012-2013

Technologie	Volume d'énergie déplacé par jour, en moyenne sur l'année (GWh) ⁵
Demande pilotable	90
Imports/Exports	60
STEPS	30
Batteries	24
Power-to-X	10
Hydro	8,5
Thermiques	7,6
Nucléaire	3

Tableau 2 – Volume d'énergie déplacé par technologie (par rapport à un profil de consommation ou production plat)⁶

Sur l'année, les productions cumulées en 2020 et 2050 (voir Figure 8 et Figure 9) présentent des enveloppes de structure similaires, explicables par la saisonnalité de la demande (thermo-sensibilité de l'usage chauffage, par exemple). En 2020, la France est exportatrice nette chacun des mois de l'année, avec des exports supérieurs d'environ 3,5 TWh/mois en été comparativement à l'hiver. A l'horizon 2050, le niveau global des exports nets est quasiment nul (pour le scénario étudié et les hypothèses associées), mais la différence entre les imports l'hiver et les exports l'été reste du même ordre de grandeur que 2020 (4 TWh/mois). En effet, la complémentarité saisonnière de l'éolien et du solaire induit un niveau peu variable de cumul des productions sur les différents mois de l'année.

⁵ Ce volume est calculé, sur une journée, comme la somme des écarts positifs à la production moyenne, de façon similaire au calcul des besoins de flexibilité. Pour la demande pilotable, la comparaison se fait avec une courbe de consommation constante dans la journée.

⁶ Ces indicateurs de volume ne sont pas cumulables puisqu'ils sont calculés comme la différence entre le profil de production/consommation et un profil plat. Certains de ces volumes peuvent donc avoir un effet opposé. Par exemple, pour le scénario modélisé, les exports contribuent à augmenter les besoins de flexibilité.



La production thermique au gaz (3% de la production d'électricité totale) reste cependant concentrée sur les mois d'hiver, principalement pendant les périodes de production éolienne basse.

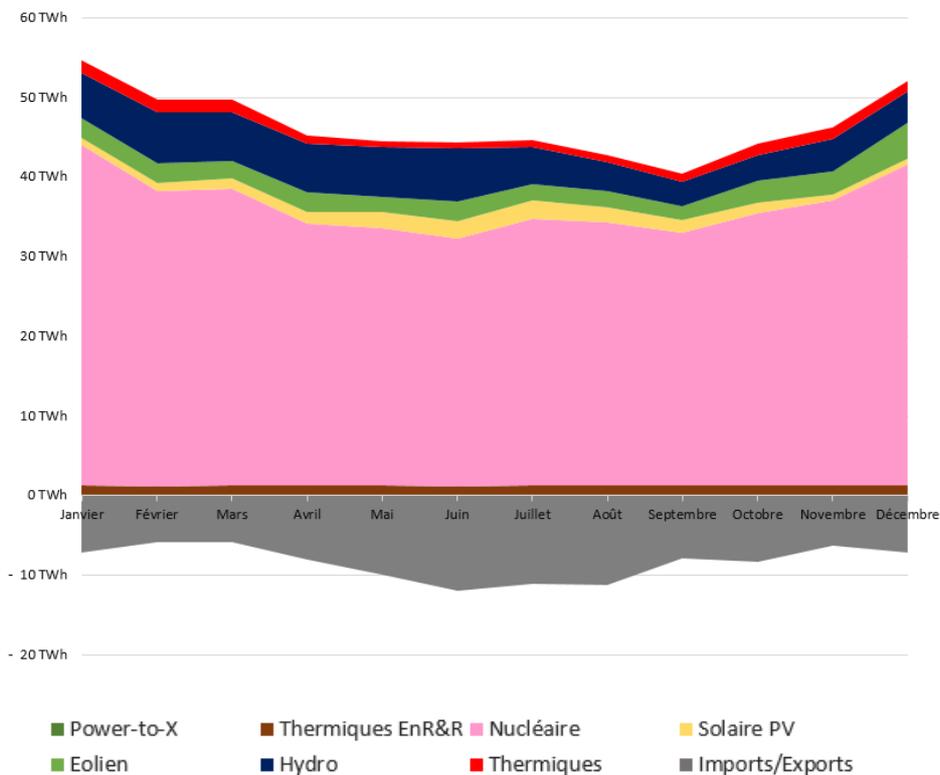


Figure 8 – profil de production annuel (de janvier à décembre), 2020, scénario climatique 2012-2013

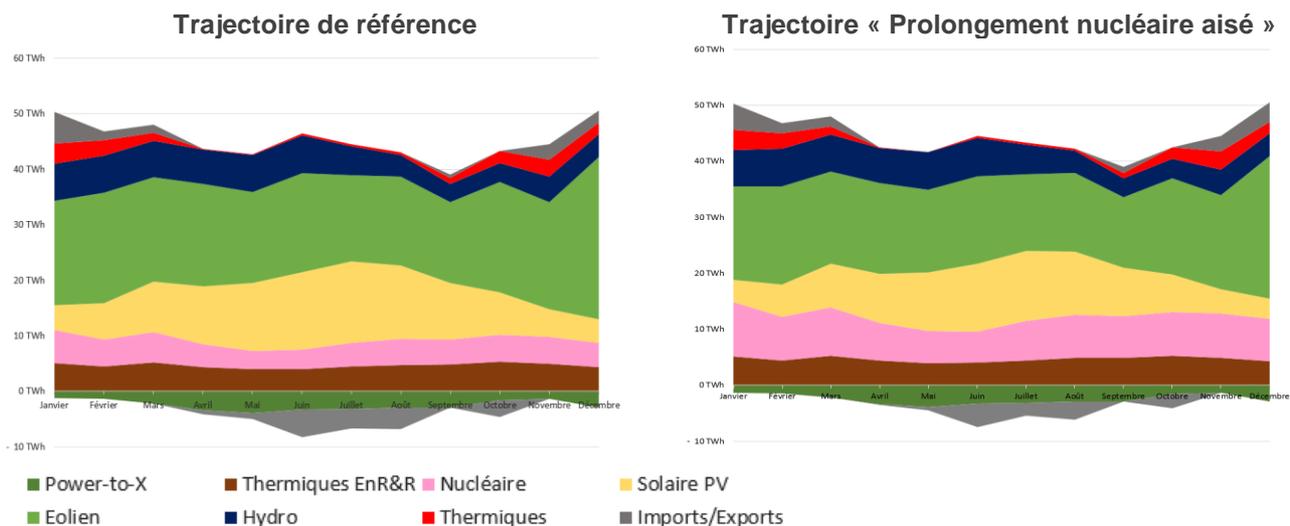


Figure 9 - Profil de production annuel (de janvier à décembre) pour les trajectoires de référence et « prolongement nucléaire aisé », 2050, scénario climatique 2012-2013

Technologie	Production en hiver (octobre – mars) (TWh)	Production en été (avril – septembre) (TWh)
Eoliennes	126,0	98,6
Solaire	36,9	74,9
Thermique EnR&R	29,4	26,4
Hydro	32,0	32,2
Nucléaire	30,5	24,3
Thermiques	15,1	2,4
Imports nets	13,8	0,7
Power-to-X (consommation)	-10,5	-19,6
Exports nets (consommation)	-3,2	-14,2

Tableau 3 - Variation des productions et consommations par filière entre été et hiver.

2.3. Illustrations

Nous présentons ci-dessous quelques illustrations supplémentaires⁷ des profils de consommation, production et prix de marché de gros, en France, pour la trajectoire « Référence » en 2050 :

- Une semaine très difficile en hiver, avec une production éolienne assez basse et une consommation d'électricité élevée (du 13 au 19 février),
- Une semaine typique d'été (du 9 au 15 août),
- Une semaine difficile en automne (du 12 au 18 novembre).

⁷ Les courbes affichées correspondent au scénario climatique 2012-2013. Pour les simulations, sept années climatiques ont été utilisées.



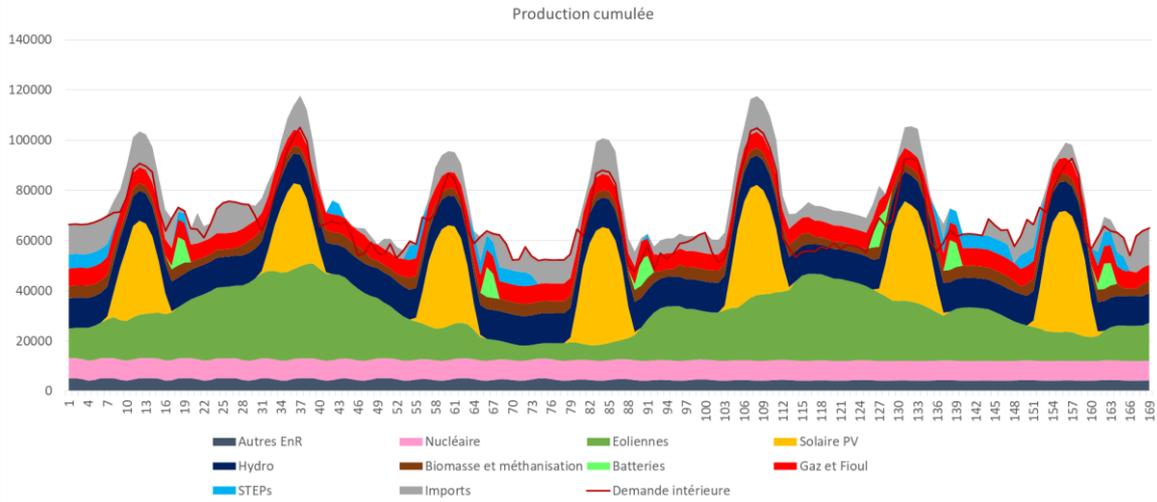


Figure 10 - Production cumulée⁸ en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 13 au 19 février, scénario climatique 2012 – 2013

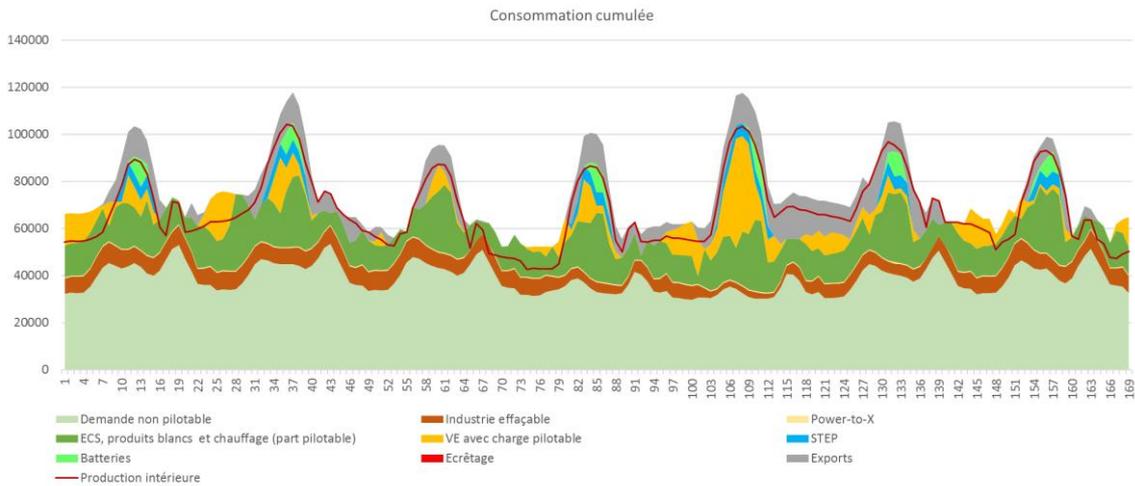


Figure 11 - Consommation cumulée en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 13 au 19 février (168 heures), scénario climatique 2012 – 2013

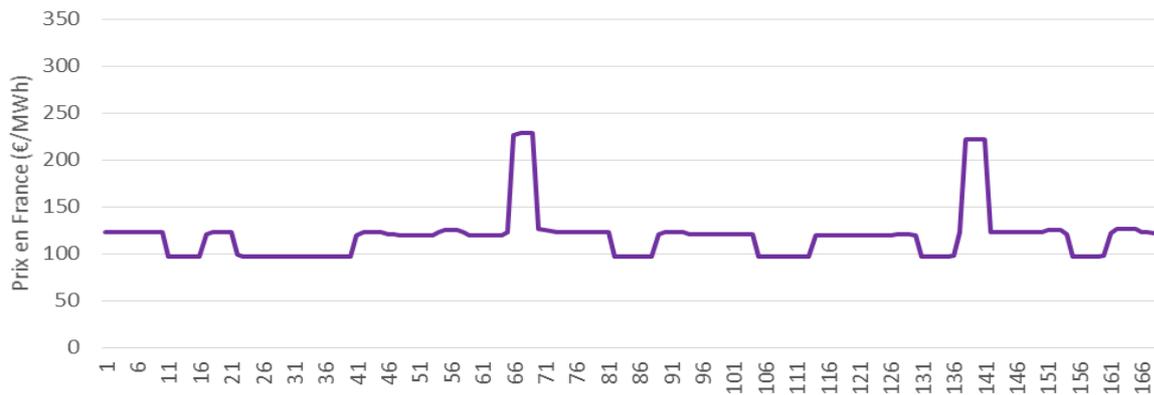


Figure 12 – Prix de l'électricité sur le marché de gros en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, pour la semaine du 13 au 19 février (168 heures), scénario climatique 2012 – 2013

⁸ Pour un grand nombre d'heures, la France est à la fois exportatrice et importatrice suivant les frontières. Pour ces heures, cela correspond à des transits d'électricité entre deux pays voisins de la France.

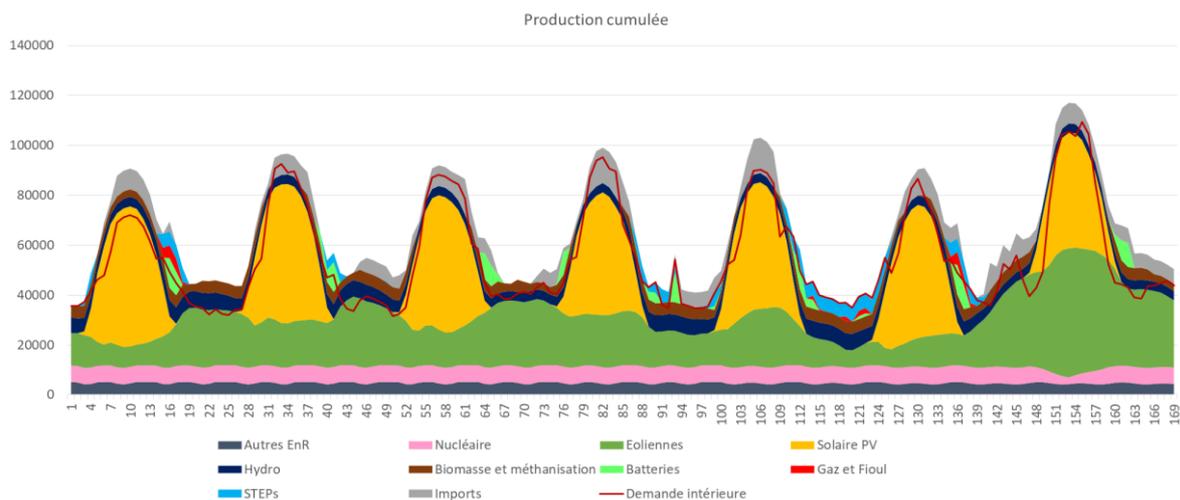


Figure 13 - Production cumulée en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 9 au 15 août, scénario climatique 2012 – 2013

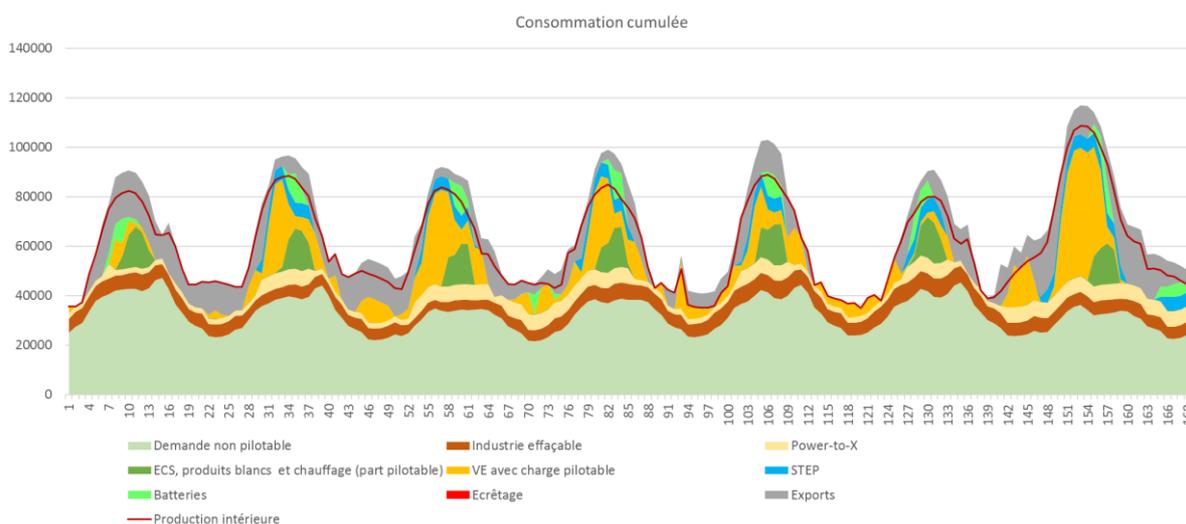


Figure 14 - Consommation cumulée en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 9 au 15 août, scénario climatique 2012 – 2013

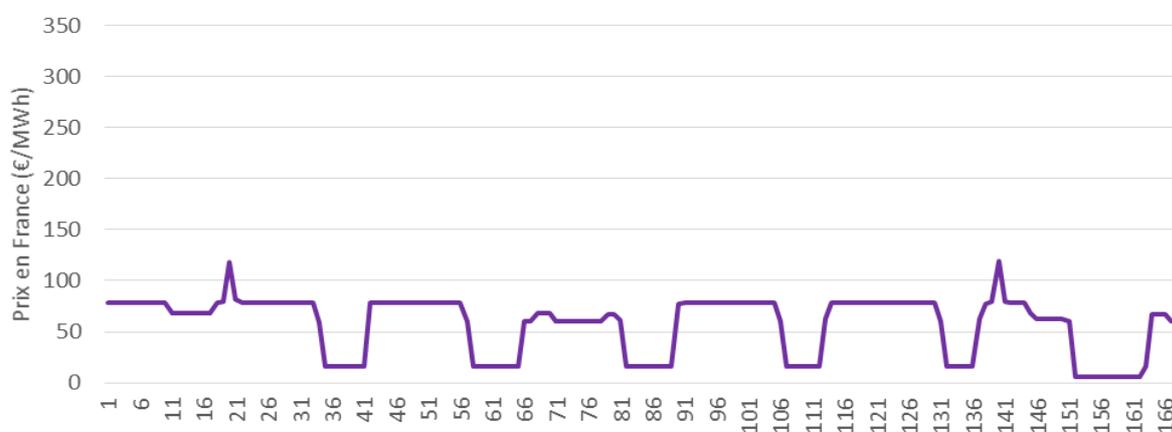


Figure 15 – Prix de l'électricité sur le marché de gros en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 9 au 15 août, scénario climatique 2012 – 2013



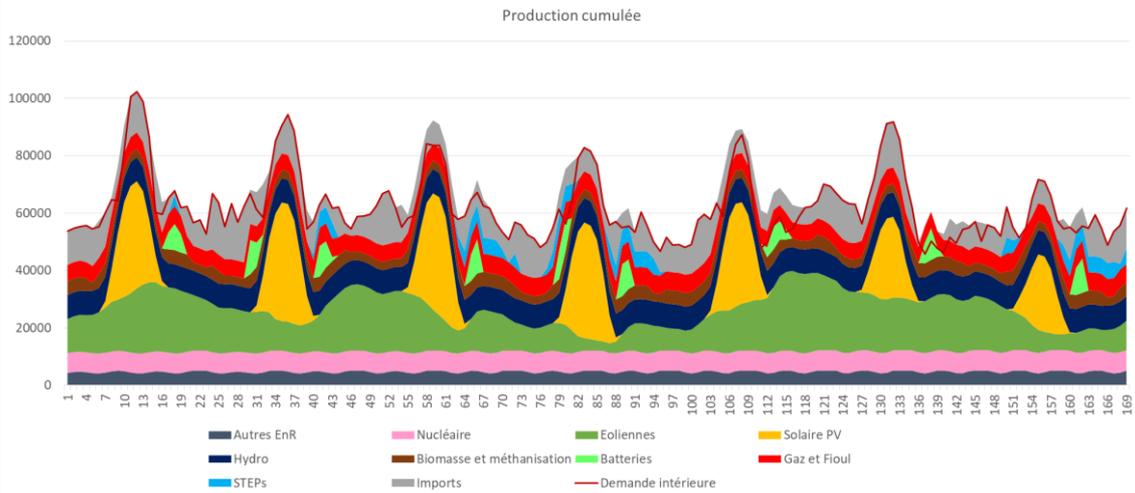


Figure 16 - Production cumulée en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 12 au 18 novembre, scénario climatique 2012 – 2013

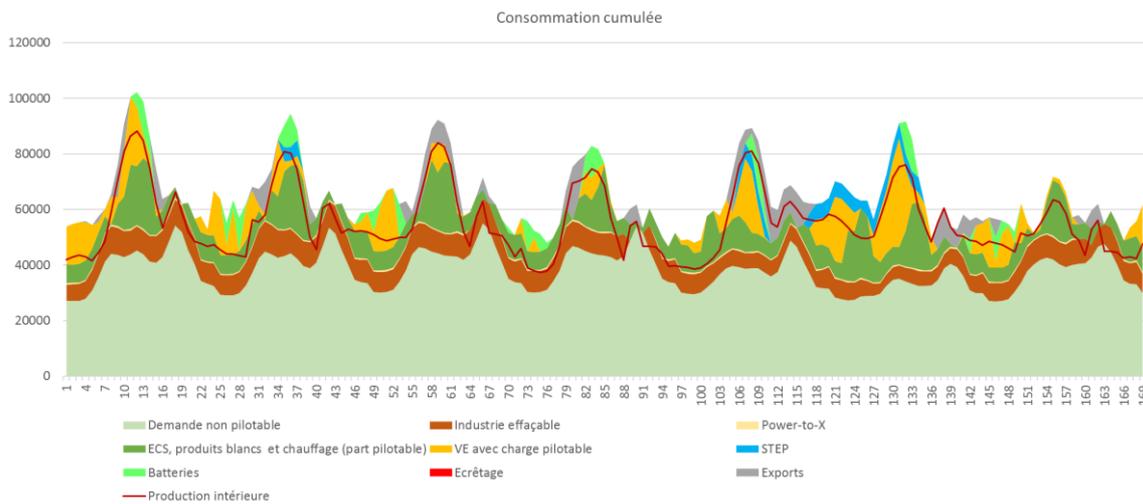


Figure 17 - Consommation cumulée en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 12 au 18 novembre, scénario climatique 2012 – 2013

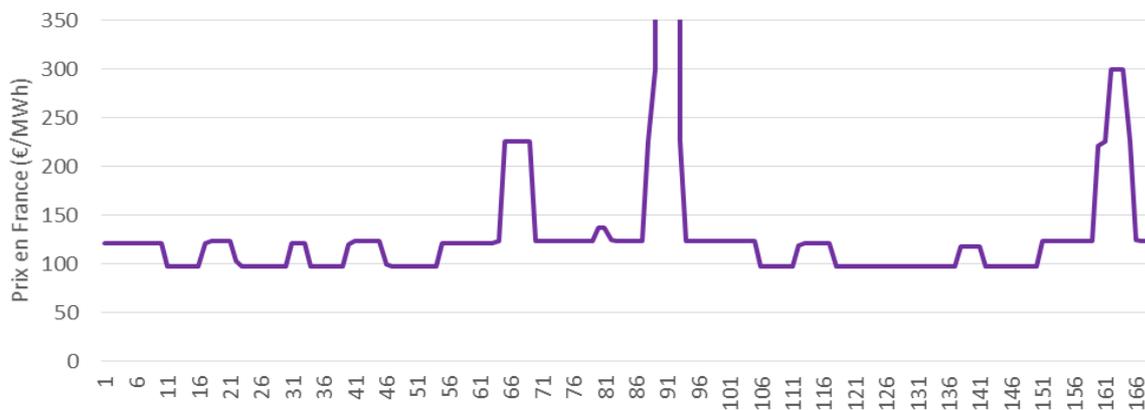


Figure 18 – Prix de l'électricité⁹ sur le marché de gros en France pour la trajectoire « Référence » en 2050, semaine du 12 au 18 novembre, scénario climatique 2012 – 2013

⁹ L'augmentation du prix en France sur quelques heures en milieu de semaine correspond à un épisode de défaillance dans une ou plusieurs des zones voisines. Dans une telle situation, la France exporte de l'électricité vers ces zones, tant qu'elle ne

3. Prix de marché de gros et coûts complets du système

3.1. Des prix de marché de gros en augmentation plus ou moins rapide selon les scénarios, avec une variabilité plus importante liée aux conditions météo

Bien qu'assimilée aux commodités, l'électricité s'échange sur son marché dédié selon des contraintes spécifiques. En effet, la difficulté à la stocker sur le long terme et en grandes quantités sans pertes de conversion contraint les opérateurs à devoir assurer l'équilibre offre-demande à chaque instant. Les cas d'échec peuvent mener à d'importants dégâts matériels et économiques.

Cet équilibre est assuré par la liquidité des marchés de gros, où s'échangent à tout moment des contrats de production pour le pas de temps suivant (de la demi-heure à l'année). A chaque instant, le cumul des contrats doit parfaitement correspondre au niveau de demande, selon le principe de *préséance économique*. Chaque producteur propose un volume et un prix, censé représenter son coût variable de production, qui dépend de la technologie employée (EnR, thermiques, nucléaire...). Afin d'assurer l'équilibre offre-demande au moindre coût, les différentes technologies sont triées par ordre de prix croissant (voir Figure 19)¹⁰. Les producteurs sont alors sélectionnés selon l'ordre des prix proposés, jusqu'à ce que soit réunie la puissance nécessaire pour satisfaire la demande. Par conséquent, les technologies qui présentent de faibles coûts variables apparaissent dans le mix électrique dès qu'elles sont disponibles, comme les énergies renouvelables variables (vRES) ou le nucléaire tandis que les actifs les plus chers ne produisent que quelques heures dans l'année. A chaque instant, le producteur sélectionné le plus cher, dit producteur marginal, fixe le prix par son coût variable de production, permettant aux technologies moins chères de bénéficier de la différence entre ce prix et leurs coûts, dite rente infra-marginale¹¹.

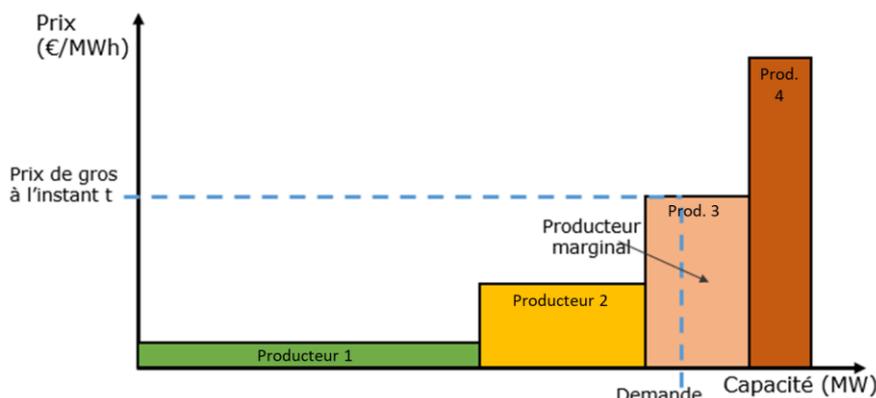


Figure 19 - Illustration du principe de préséance économique

Dans la réalité, la logique de *préséance économique* peut s'avérer plus complexe que présentée ici, notamment à cause des contraintes dynamiques liant les décisions entre elles, dues entre autres aux stockages d'énergies et aux consommateurs flexibles (par exemple l'effacement avec report). Le modèle utilisé dans l'étude, reposant sur l'outil de modélisation et d'optimisation des systèmes énergétiques de notre prestataire, Artelys Crystal Super Grid, prend en compte ces phénomènes et optimise le comportement des producteurs, consommateurs flexibles et interconnexions de manière à minimiser le coût de production du système. Dans ce contexte, le coût marginal horaire du système, équivalent au prix de l'électricité dans un marché en concurrence parfaite, est obtenu à partir de l'optimisation résultant de la contrainte d'équilibre offre-demande à cette heure. Cette valeur donne en effet le surcoût pour le système qui serait engendré par une augmentation de demande d'une unité à cet instant t.

Comme tous les calculs réalisés dans cette étude et dans la synthèse, les données présentées dans ce document correspondent aux données moyennées sur les 7 années météo testées, sauf mention du contraire.

On présente ci-dessous différents indicateurs sur les prix (ou coûts marginaux) de l'électricité obtenus pour la trajectoire de référence et pour la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé ». Les monotones correspondent à

se met pas elle-même en situation de défaillance. Si l'interconnexion vers ces zones n'est pas saturée, le coût marginal du système français prend alors la valeur de celui de la zone voisine, c'est-à-dire la valeur de la défaillance ici.

¹⁰ Les marchés de gros de l'électricité incluent des produits spécifiques (ordres bloc, blocs exclusifs ou blocs liés) qui relient des offres sur plusieurs heures de la journée. Ces produits peuvent générer des offres paradoxalement rejetées (c'est-à-dire rejetées alors qu'elles sont en-dessous du prix de marché). Ce sujet n'est pas traité dans ce rapport.

¹¹ Dans le cas où la demande est supérieure à la somme des capacités disponibles, le prix prend alors la valeur de la défaillance supposée à 15000 €/MWh dans le modèle. Il s'agit d'une valeur normative représentant le coût pour un consommateur inflexible de voir son approvisionnement électrique coupé.



l'ordonnement des prix obtenus pendant l'année du plus grand au plus petit, tandis que les distributions de prix présentent la fréquence d'obtention d'une valeur donnée pour les prix. Etant donné que le modèle permet d'écrêter la production renouvelable sans coût supplémentaire (hors pertes d'opportunité de l'énergie effacée), les prix restent positifs toute l'année.¹²

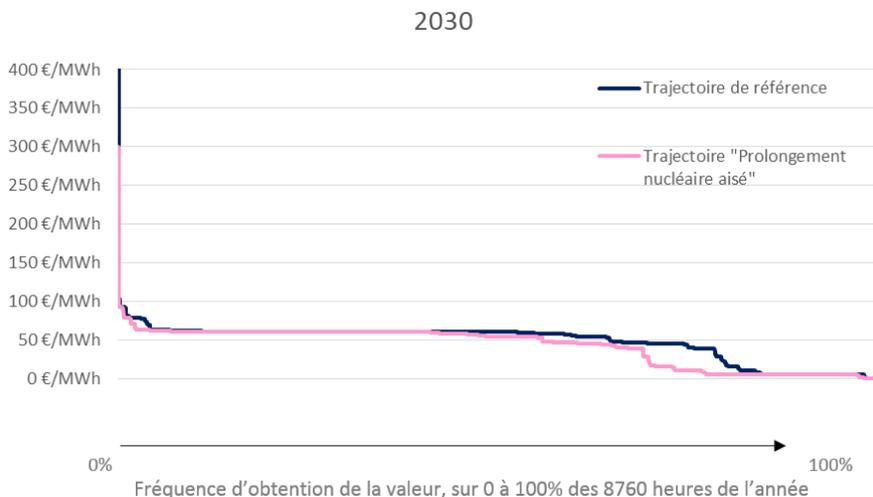


Figure 20 - Monotones des prix de marché, 2030 (année climatique 2012-2013)

En 2030 dans la trajectoire de référence, les occurrences de prix inférieurs à 10 €/MWh, imputables aux vRES et au nucléaire, sont déjà nombreuses, matérialisées par le plateau dans la partie droite de la monotone (voir Figure 20). Dans la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé », les 8 GW de capacités nucléaires supplémentaires permettent, en complément de la production renouvelable, d'assurer l'équilibre offre-demande un grand nombre d'heures dans l'année, et le plateau de bas prix est plus long, passant de 20% à 29% des heures (voir figure 21). Dans les deux cas, un long plateau de prix entre 45 et 60 €/MWh se distingue, correspondant à des coûts assimilables à de la production CCGT ou charbon.

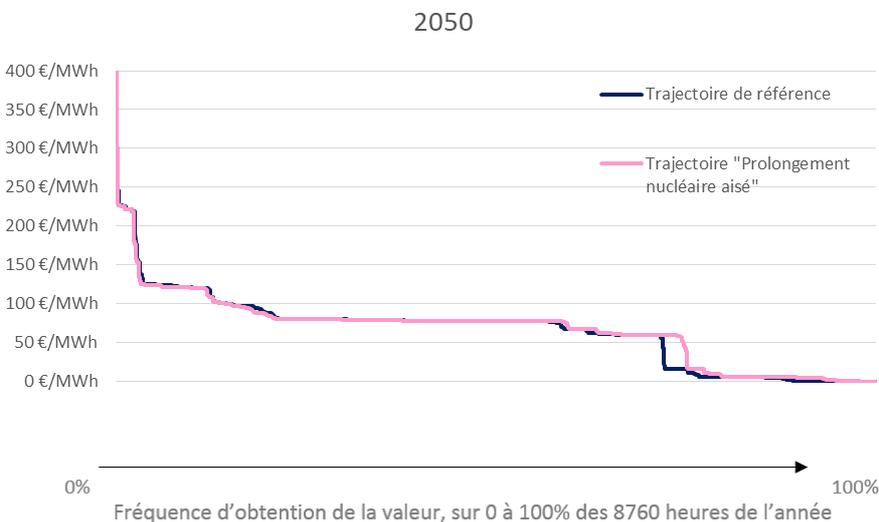


Figure 21 - Monotones des prix de marché, 2050 (année climatique 2012-2013)

A horizon 2050, les prix de marché sont répartis plus régulièrement sur les différents plateaux (voir Figure 21) et sur une plus large gamme de valeurs. La réduction des surcapacités entraîne en particulier plus d'heures de marginalité en technologie de pointe (prix supérieurs à 150€/MWh). En outre, en 2030 et 2050, des plateaux de prix fixés par la demande font désormais leur apparition. En effet, la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau (consommant de l'électricité de manière flexible), intervenant ici en remplacement de production d'hydrogène par vaporéformage, consomme de l'électricité lorsque l'arbitrage économique est positif pour elle, ce qui induit une

¹² La quantité d'énergie renouvelable effacée en 2050 est de 3 TWh pour la trajectoire « Référence » et 1 TWh pour « Prolongement nucléaire aisé ».

valeur spécifique de l'électricité dépendant notamment du prix de marché de cette production d'hydrogène. Pour 2050, par exemple, ce mécanisme est à l'origine des prix entre 60 et 90 €/MWh (suivant le cas d'usage pour l'électrolyse : voir les pics d'occurrence Figure 22), correspondant à la valeur pour l'électrolyseur d'un MWh d'électricité. De même, l'effacement industriel fait son apparition et est valorisé 300 €/MWh.

Distribution des prix de marché en 2050

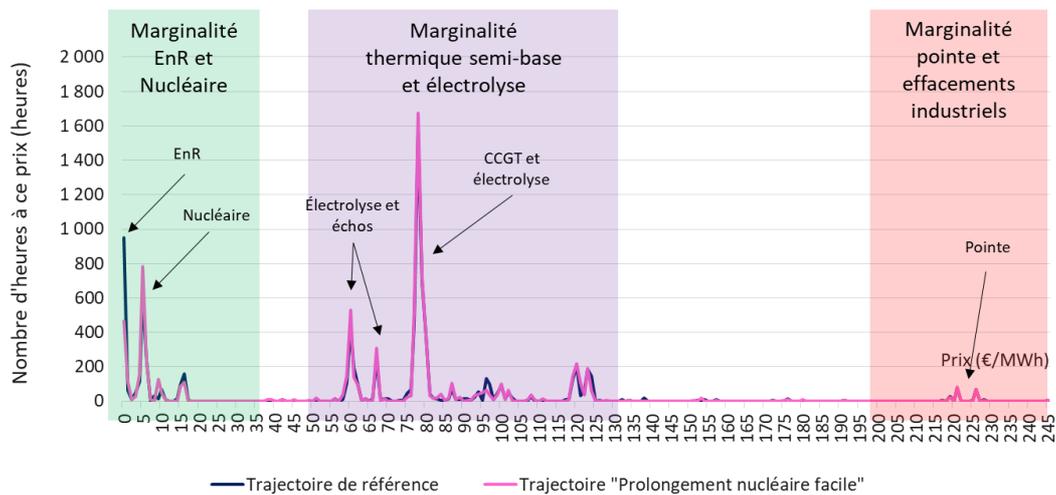


Figure 22 - Distribution des prix de marché (entre 0 et 245 €/MWh) et identification des technologies marginales, 2050

Répartition des heures de marginalité, en % des heures sur l'année, année climatique 2012-2013

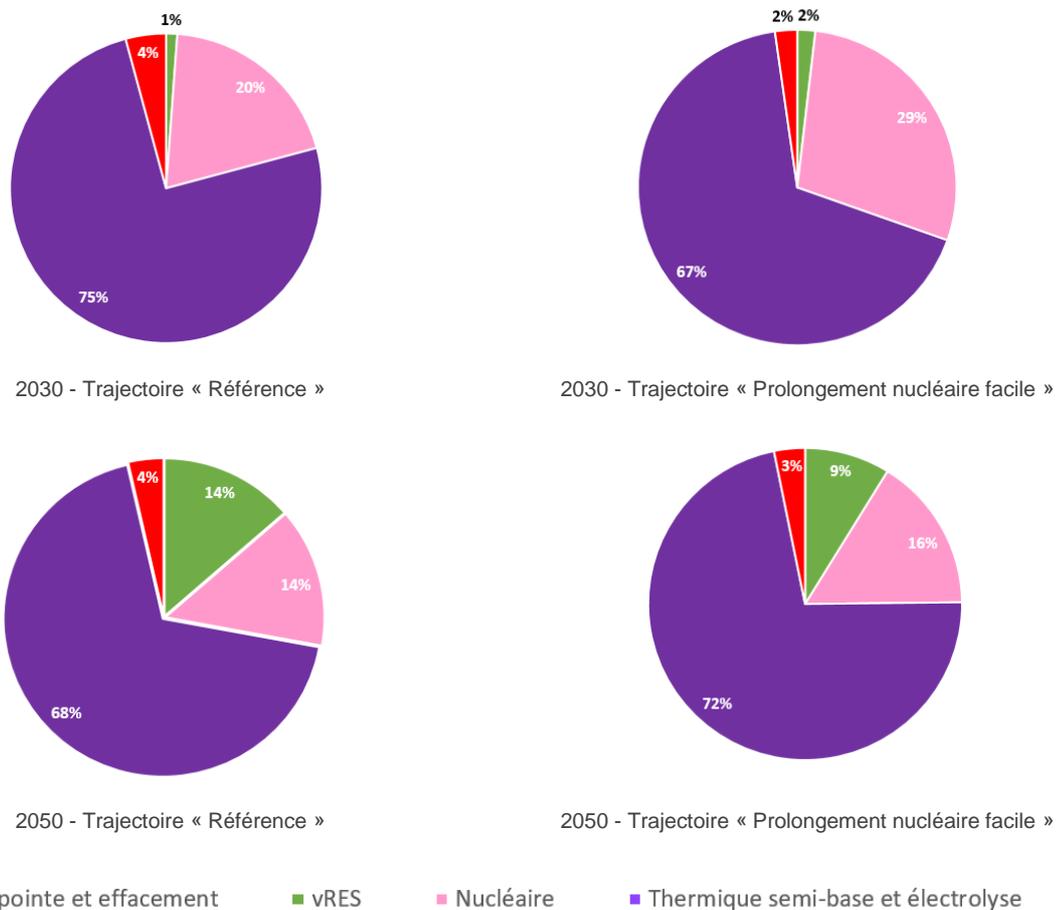


Figure 23 – Répartition des heures de marginalité entre filières en 2030 et 2050, scénario climatique 2012-2013, pour les trajectoires Référence et « Prolongement nucléaire facile » - vRES désigne les énergies renouvelables variables



La marginalité indique, à un instant t, quelle est la technologie marginale dans le merit order. La répartition de la marginalité (voir Figure 5) donne donc, en proportion des 8 760 pas de temps annuels, le nombre d'instant où chaque classe de technologies fixe le prix. Ces chiffres ne doivent pas être confondus avec la structure du mix électrique. A titre de comparaison, par exemple dans la trajectoire 5, les technologies gaz représentent 3% de la production électrique annuelle 2050 à l'échelle française, 8% à l'échelle européenne. Ainsi, bien que souvent présentes dans le merit order, elles ne comptent que pour une faible part du mix national en quantité d'énergie.

Par ailleurs, les conditions climatiques ont un impact important sur les monotones de prix. Elles influencent la production (par exemple, le profil de génération éolienne) ainsi que la consommation (une année froide conduit à une augmentation de la demande thermosensible en hiver). La Figure 24 présente les monotones de prix de marché pour les 7 scénarios climatiques considérés (et pour lesquels la sécurité d'approvisionnement est assurée), dans le cas de la trajectoire de référence à horizon 2050.

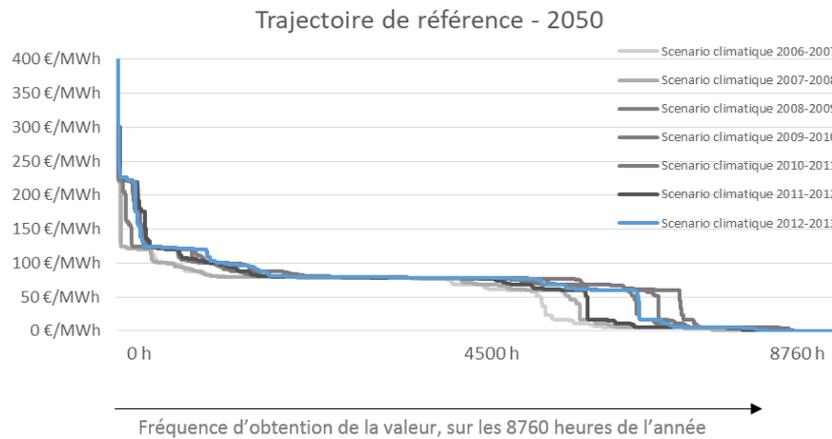


Figure 24 - Monotones de prix de marché (trajectoire de référence, 2050) pour les 7 scénarios climatiques

Ces résultats montrent la forte variabilité des prix dans un contexte avec une part importante d'énergie renouvelable variable : les variations de la production éolienne peuvent être importantes d'une année à une autre (entre -8% et +15% selon le scénario, par rapport à la moyenne des productions de l'ensemble des scénarios climatiques considérés), ce qui crée des périodes plus ou moins longues à moins de 10€/MWh. Ce phénomène vient accentuer les différences de prix, déjà présentes aujourd'hui, entre les années froides et chaudes, liées à la thermo-sensibilité de la demande. Cette variabilité se perçoit également au niveau annuel, avec des prix moyens annuels pouvant varier de manière importante en fonction du scénario climatique considéré : ces prix varient en effet entre 75% et 125% autour de la moyenne des prix annuels. Notons que la variabilité des prix de marché est un phénomène existant, puisque les prix spot journaliers moyens varient déjà significativement d'une année sur l'autre (sur les 5 années précédant 2018, cette variation a pu atteindre jusqu'à 20%). Même si la sensibilité des EnR aux conditions climatiques renforcera ce phénomène, il convient de rappeler que cette variabilité ne porte que sur 60% de la facture d'électricité du consommateur en moyenne, taxes exclues (l'acheminement de l'électricité constituant le reste du prix). En outre, dans une logique de planification de leurs achats, les fournisseurs signent généralement des contrats à terme, à prix fixe, avec les producteurs, et sont ainsi couverts contre la volatilité des prix de marché.

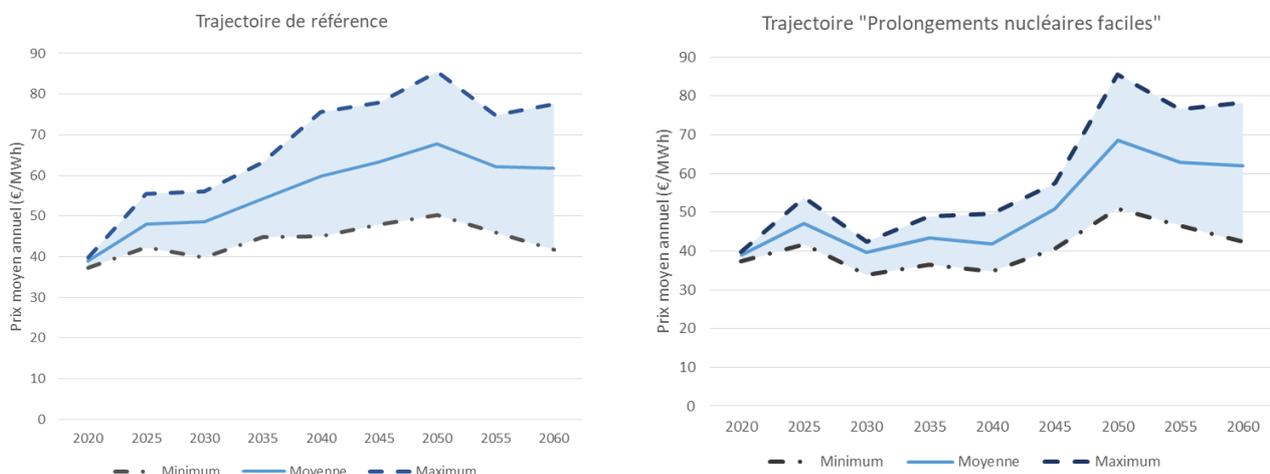


Figure 25 : Prix de marché de gros moyens annuels, en moyenne et pour les scénarios climatiques les plus et moins cher

3.2. Analyse des coûts complets du système français au regard des prix de marché

3.2.1. Calcul des coûts complets sur 2020-2064

Le résultat n°3 de la synthèse repose sur un calcul des coûts complets pour la France pour les différentes trajectoires.

RÉSULTAT N° 3

**Coût complet
de l'électricité**

L'augmentation progressive de la part de renouvelable permet de faire tendre le coût total de l'électricité facturée au consommateur vers 90 €/MWh hors taxes⁽²⁾ (à comparer à près de 100 €/MWh de coût actuel), ceci malgré l'augmentation prévisible du prix des énergies fossiles et du CO₂. Par ailleurs, réduire la demande d'électricité (grâce à l'efficacité énergétique notamment) induirait une diminution des coûts totaux du système de 7 % et des émissions de CO₂ de 22 % en 2060 tout en permettant une augmentation des exportations.

Ces « coûts complets » peuvent être interprétés comme la facture pour la France, hors CTA, TCFE et TVA mais incluant la CSPE EnR, prenant en compte la vente de l'électricité exportée et l'achat de l'électricité importée, pour l'ensemble de la période 2020 à 2064. Tous les coûts sont en € constants (aucune inflation prise en compte). Ils sont calculés comme la somme des termes suivants :

- Coûts d'investissements des moyens de production, de stockage et de la flexibilité de la demande, prenant en compte les nouveaux investissements et le parc existant,
- Coûts d'opération et de maintenance fixes,
- Coûts variables de production, incluant les coûts de combustibles et de CO₂,
- Coûts du réseau intérieur, incluant transport et distribution. Ces coûts sont supposés constants sur la trajectoire, égaux à 12.9 milliards d'euros par an¹³.
- Coût de la CSPE historique, c'est-à-dire les coûts futurs de soutien des installations EnR déjà sous contrat.

Comme pour la fonction objectif de l'optimisation, le calcul des coûts prend en compte une préférence pour le présent, c'est-à-dire un poids différent entre les années. Les coûts réalisés en année 2020+n sont actualisés en €2020 en multipliant par un facteur $1/(1+r)^n$ avec $r = 2.5\%$, le taux d'actualisation utilisé dans l'étude.

Toujours d'une manière similaire à l'optimisation réalisée, les coûts d'opération des années non simulées sont supposés égaux à ceux de l'année multiple de 5 précédente (donc 2020 pour les années 2020 à 2024 incluses, etc.). Les coûts d'investissement sont supposés payés au moment de l'investissement.

Cet indicateur diffère cependant du critère d'optimisation utilisé par le modèle car il représente uniquement le point de vue français :

- Indicateur « coûts complets » : Les coûts pris en compte sont uniquement les coûts français. Les exports et imports d'électricité vers les pays voisins sont valorisés à partir des prix de marché aux heures concernées
- Critère d'optimisation : le modèle d'optimisation prend en compte les coûts d'opération des pays voisins (à parc fixé). Les échanges et la répartition des coûts entre pays ne sont pas pris en compte dans le critère d'optimisation.

Cette différence peut mener à des résultats où l'optimum pour le système européen (et donc le résultat du modèle) diffère légèrement de l'optimum pour le système français.

Les données utilisées pour ces calculs sont détaillées dans le document « Rapport sur les données utilisées dans le cadre de l'étude Trajectoires ».

3.2.2. Lien entre coûts complets et prix de l'électricité

Les résultats obtenus pour la trajectoire de référence sont présentés ci-dessous.

¹³ Les coûts de raccordement des installations EnR ainsi que les renforcements nécessaires sur le réseau de répartition et le réseau de transport sont inclus dans les LCOE des technologies renouvelables ; le coût des interconnexions est en revanche calculé de façon explicite en fonction des investissements en interconnexion réalisés dans le modèle.



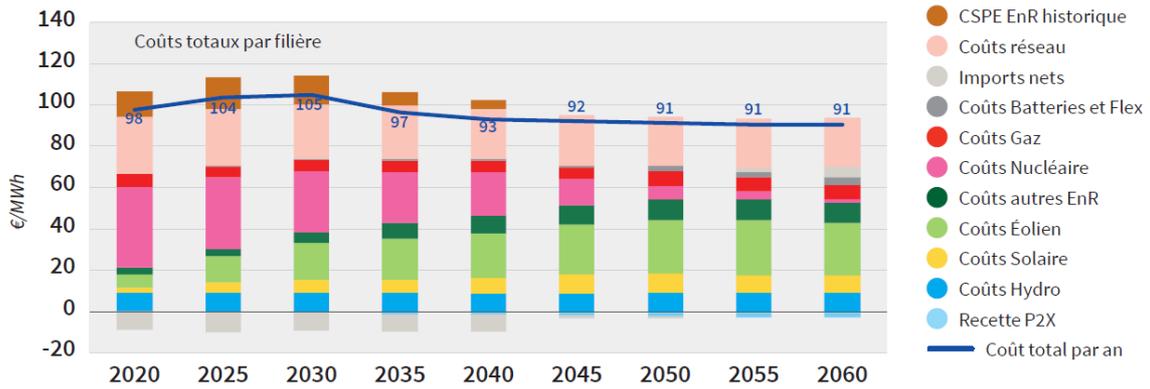


Figure 25 – Coûts complets pour le système électrique français pour la trajectoire « Référence »

Après une légère augmentation des coûts complets entre 2020 et 2030, les coûts complets du système électrique français baissent pour converger autour de 90€/MWh, en lien avec la fin du remboursement de la CSPE des EnR historiques (pour rappel : par construction du modèle, les moyens déployés dans les trajectoires, hormis ceux scénarisés selon la programmation PPE 2016, se rentabilisent sur le marché et n'ont donc plus besoin de dispositif de soutien). Hors CSPE historique, le coût complet varie peu autour des 90€/MWh : la réduction des coûts des EnR permet en effet de compenser la sortie progressive du nucléaire historique ainsi que l'augmentation du prix du carbone et le coût de développement des flexibilités.

La Figure 26 compare les coûts complets à la somme des prix de marché, du coût de réseau et de la CSPE des EnR historiques. L'augmentation du prix de marché (de 48€/MWh en 2025 à 60€/MWh en 2040) est compensée par la baisse de la CSPE historique, ce qui mène à un total à peu près constant sur la trajectoire.

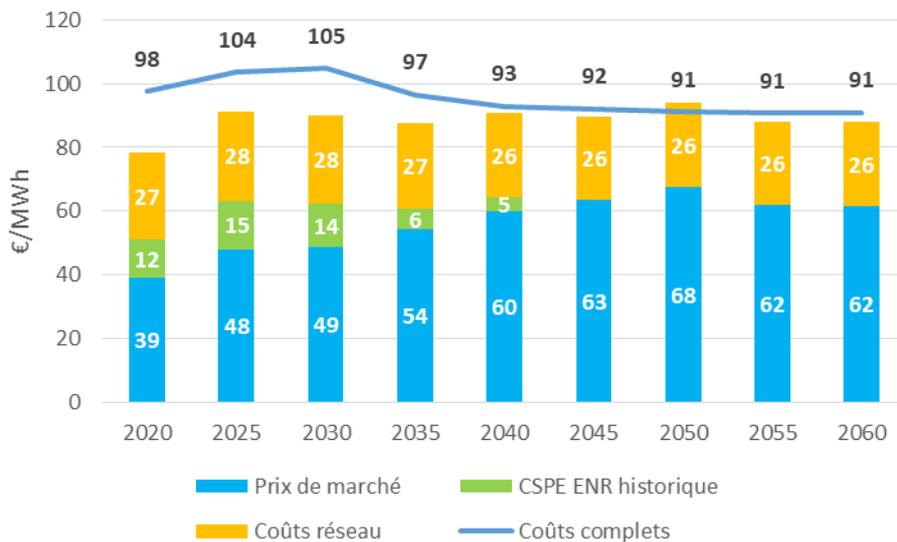


Figure 26 – Comparaison entre les coûts complets et la somme du prix de marché moyen, des coûts réseau et de la CSPE EnR historique pour la trajectoire « Référence »

4. Analyse des trajectoires du point de vue des exports d'électricité

4.1. Des trajectoires très contrastées

Le Tableau 4 décrit les principales hypothèses des trajectoires étudiées dans cette section. En plus des trajectoires « Référence », « Efficacité énergétique élevée » et « Prolongement nucléaire facile » décrites dans le document de synthèse de l'étude, deux nouvelles trajectoires – « Développement interconnexions aisé » et « Transition plus lente en Europe » – ont été étudiées. Ces deux scénarios complémentaires sont caractérisés par une hypothèse de demande basse correspondant au niveau de demande 2050 des Visions 2030-2050 de l'ADEME¹⁴ (mêmes hypothèses que le scénario « Efficacité énergétique élevée ») et un potentiel de développement élevé des capacités d'interconnexion avec les pays voisins (hypothèses hautes du Bilan Prévisionnel de RTE). Ils permettent ainsi d'explorer des variantes avec des niveaux d'export d'électricité très élevés.

Pour rappel, l'outil évalue, par pas de 5 ans, la composition du mix optimal français pour minimiser la somme actualisée¹⁵ des coûts de production du système électrique d'Europe de l'Ouest¹⁶, tout en respectant l'équilibre offre-demande au pas horaire. Les variables d'optimisation intègrent à la fois :

- les capacités installées en France dans les différents moyens de production (le parc de production européen, hors France, est fixé d'avance sur la base de scénarios institutionnels¹⁷)
- les capacités d'interconnexion, de stockage et de conversion d'électricité en hydrogène ou en gaz de synthèse. Les hypothèses sur le potentiel de développement des interconnexions représentent donc des gisements maximums, la capacité d'interconnexion retenue par le modèle étant le résultat de l'optimisation économique.
- l'ordre d'appel des différents moyens de production et de flexibilité pour assurer l'équilibre offre-demande au pas horaire, pour la France et les pays voisins. Les échanges aux frontières sont donc le résultat du principe de préséance économique entre les différents producteurs européens.

¹⁴ <https://www.ademe.fr/connaitre/priorites-strategiques-missions-lademe/scenarios-2030-2050>

¹⁵ Taux d'actualisation de 2,5% du point de vue de la puissance publique proposé par la Commission Quinet.

¹⁶ Les pays voisins sont agrégés en 5 groupes : Europe Centrale-Nord (Belgique, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas), Europe Centrale-Sud (Autriche, République Tchèque, Slovaquie, Slovénie, Suisse), Europe du Sud (Italie), Péninsule Ibérique (Espagne, Portugal) et UK

¹⁷ Les capacités des centrales gaz hors France ont été optimisées au préalable de façon à assurer l'équilibre offre-demande pour les deux scénarios européens étudiés (ECF ou TYNDP Sustainable Transition). Ces capacités sont ensuite fixées pour l'ensemble des trajectoires françaises analysées. Ainsi, les capacités de flexibilité supplémentaires nécessaires pour intégrer les productions renouvelables intermittentes des différentes trajectoires françaises sont donc construites uniquement en France.





Hypothèses	Trajectoire de référence	Prolongement nucléaire aisé	Efficacité énergétique élevée	Développement interconnexions aisé	Transition plus lente en Europe
Coût EPR	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh
Part du nucléaire existant prolongeable à 42€/MWh	70%	100%	70%	100%	100%
Taux Nucléaire et/ou EPR	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre
Déploiement des ENR	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme
Acceptabilité EnR	Référence	Référence	Référence	Référence	Référence
Augmentation capacité fossile	Interdite	Interdite	Interdite	Interdite	Interdite
Niveau maximal d'interconnexions	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian	Rythme haut	Rythme haut
Demande en France (hors P2X)	Demande élevée	Demande élevée	Visions Ademe	Visions Ademe	Visions Ademe
Power-to-gas	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard
Scénario Européen	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF	TYNDP ST
Capacités STEP à l'étranger	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP ST (bas)

Tableau 4 - Description des différentes trajectoires étudiées. Les flèches représentent les comparaisons réalisées dans le cadre du §4.3

Par ailleurs, une variante sur la trajectoire d'évolution des mix électriques des pays voisins, basée sur le scénario Sustainable Transition du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E¹⁸, est également étudiée. Cette variante suppose un développement moins rapide des capacités renouvelables à l'étranger¹⁹ et un maintien plus important des capacités charbon actuelles.

¹⁸ Ce scénario a été construit par l'ENTSO-E avant la décision des Parlement et Conseil Européens de fixer un objectif contraignant de 32% d'énergie renouvelable (tout vecteur confondu) au niveau européen à horizon 2030.

¹⁹ Pour les pays voisins modélisés (Belgique, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Autriche, République Tchèque, Slovaquie, Slovénie, Suisse, Italie, Espagne, Portugal et UK), la contribution des énergies éoliennes et solaires à la production totale électrique en 2030 est de 40% pour le scénario TYNDP Sustainable Transition et 43% pour le scénario ECF. Selon les scénarios publiés en Novembre 2018 par la Commission Européenne (« A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy »), la contribution des énergies solaires et éoliennes pour les pays modélisés serait autour de 42% en 2030, ce qui tend à conforter les hypothèses retenues pour les pays modélisés.

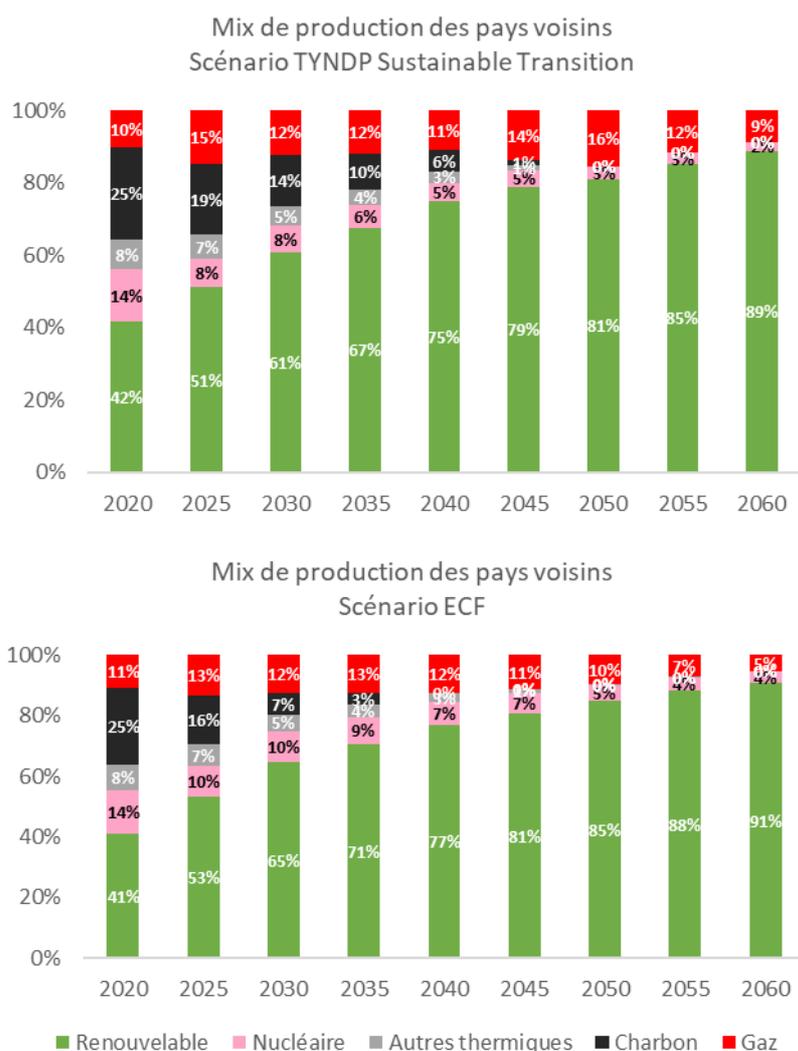


Figure 278 - Illustration du principe de préséance économique²⁰

4.2. Des exports d'électricité qui dépendent fortement de l'évolution des parcs électriques voisins

Le potentiel français d'export d'électricité dépend avant tout de l'évolution des parcs électriques des pays voisins. Pour les hypothèses prises pour cette étude, le coût complet de prolongement des centrales nucléaires historiques et, à partir de 2030, le coût complet de nouvelles capacités renouvelables françaises, sont inférieures au coût variable des centrales thermiques (gaz ou charbon) existantes à l'étranger. Si la contribution des filières thermiques à l'étranger reste importante sur la période transitoire 2020-2050, il est donc pertinent économiquement de développer en France des capacités de production électrique bas carbone pour augmenter les exports et remplacer, quand les capacités d'échange le permettent, la production thermique à l'étranger. Par contre, si les pays voisins développent rapidement leurs capacités renouvelables (comme dans le scénario ECF), le potentiel économique pour les exports français se réduit : le nombre d'heures où les exports français peuvent déplacer de la production thermique réduit d'autant.

Dans le cadre du scénario ECF avec un développement des énergies renouvelables électriques à l'étranger conformes aux objectifs européens pour 2030 et 2050, le niveau d'export net annuel varie, suivant les scénarios, entre 100 et 150 TWh d'électricité sur la période 2020-2040²¹. Dans le cadre d'une transition vers les EnR plus lente dans les pays voisins (ce qui sous-entend des capacités thermiques plus importantes et favorise donc les exports du mix français), les exports d'électricité peuvent atteindre 200 TWh.

²⁰ Ces valeurs dépendent (i) d'hypothèses exogènes sur les parcs de production électrique des pays voisins (ii) des exports français d'électricité qui varient entre les scénarios. Pour ces graphiques, les scénarios « Transition plus lente en Europe » et « Référence » ont été utilisés.

²¹ A l'exception du scénario « Référence » pour lequel les hypothèses sur le parc nucléaire et la demande maintiennent les exports en-dessous de 100 TWh.



Au-delà de 2050, le bilan exportateur français dépend fortement :

- Du niveau de demande d'électricité en France : le niveau d'export net en fin de trajectoire est bien supérieur pour les scénarios « Efficacité énergétique » et « Développement interconnexions aisé » (hypothèse de demande basse), par comparaison aux scénarios « Référence » et « Prolongement nucléaire aisé » (hypothèse de demande élevée)
- De l'évolution du parc électrique européen : si les capacités renouvelables à l'étranger sont moins élevées, le développement de capacités renouvelables supplémentaires en France devient pertinent pour augmenter les exports et diminuer l'utilisation des centrales gaz à l'étranger.

Ainsi, le solde exportateur en fin de trajectoire dépend fortement des hypothèses prises sur les parcs de production à l'étranger. Les trajectoires basées pour l'étranger sur le scénario ECF affichent en 2060 un bilan exportateur neutre. La trajectoire « Transition plus lente en Europe », dont la part du gaz à l'étranger est supérieure de 4%, affiche un solde exportateur français de 70 TWh en 2060 (voir figure 29).

Dans tous les cas, les capacités d'export augmentent fortement, de 20 GW en 2020 à 30 ou 40 GW en 2060, sans toutefois atteindre pour toutes les frontières le potentiel maximum de développement que le modèle était autorisé à atteindre.

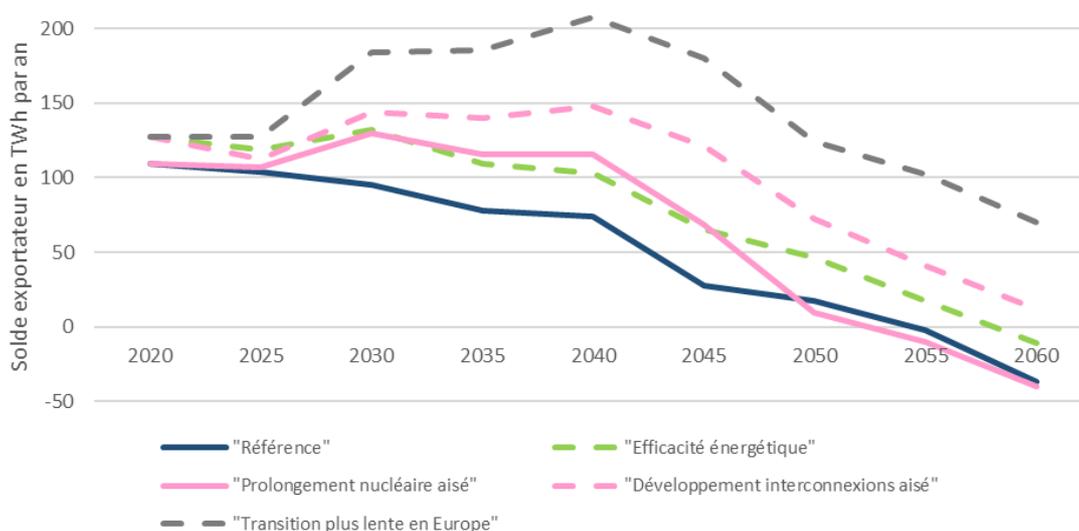


Figure 289 – Solde exportateur net des différentes trajectoires présentées

La figure ci-dessous met en perspective les hypothèses de capacité maximale d'export issues du Bilan Prévisionnel 2017 de RTE (horizon 2035) avec le déploiement de ces capacités dans différentes trajectoires, jusqu'en 2060.

A titre de rappel, à horizon 2035, l'hypothèse médiane constitue la borne maximale des scénarios « efficacité énergétique », « référence » et « prolongement nucléaire aisé », et l'hypothèse haute constitue la borne maximale des scénarios « transition plus lente en Europe » et « développement interconnexions aisé » ; ensuite, pour l'horizon 2060, le modèle autorise un dépassement de ces capacités, selon un rythme maximal de 1GW par zone voisine tous les 10 ans pour les trajectoires « efficacité énergétique », « référence » et « prolongement nucléaire aisé », et 2 GW par an pour les trajectoires « transition plus lente en Europe » et « développement interconnexions aisé ».

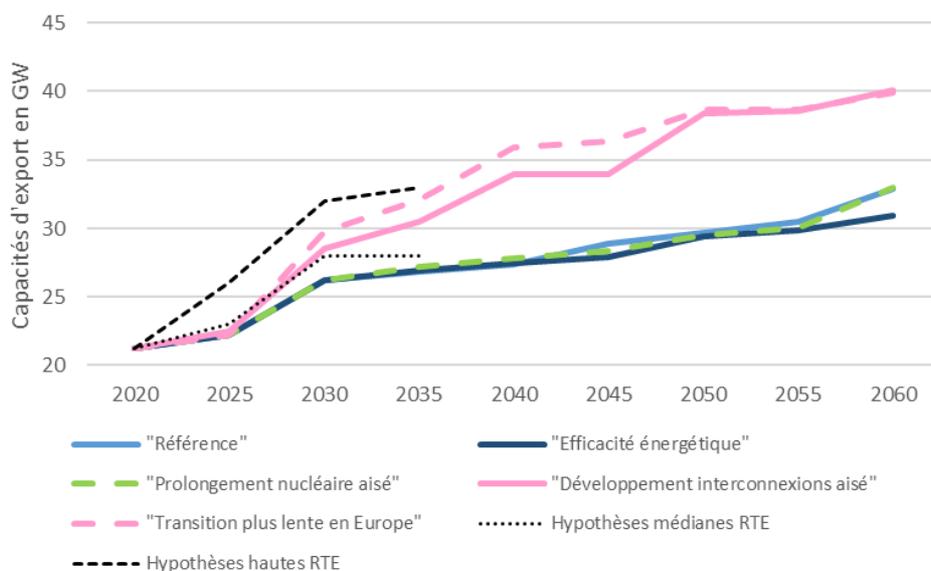


Figure 290 – Capacités d'export des différentes trajectoires et comparaison avec les hypothèses de capacités maximales (hypothèses médiane et haute du Bilan Prévisionnel 2017 de RTE)

Les opportunités de valorisation à l'export de la production d'électricité ont un impact important sur les capacités optimales du parc électrique français. A titre d'illustration :

- Pour les 3 scénarios étudiés sans contrainte sur la prolongation du parc nucléaire historique, la capacité nucléaire en 2030 varie entre 47 GW et 57 GW.
- Les capacités renouvelables françaises en fin de trajectoire sont supérieures de 40 GW pour le scénario « Transition lente en Europe » en comparaison du scénario « Efficacité énergétique » (bien que la demande intérieure française soit identique).

Les incertitudes sur l'évolution des parcs de production à l'étranger, ainsi que sur la bonne réalisation d'un rythme élevé de réalisation d'interconnexions, pèsent cependant fortement sur l'intérêt économique de maintenir des capacités de production importantes dédiées à l'export. Ainsi, la capacité nucléaire optimale pour le scénario « Développement interconnexions aisé » est inférieure de 7GW, sur la période 2030-2044, à celle du scénario « Transition plus lente en Europe » : ceci montre que le développement plus rapide des énergies renouvelables à l'étranger réduit les opportunités économiques pour les exports français et donc l'intérêt de prolonger des capacités nucléaires élevées.

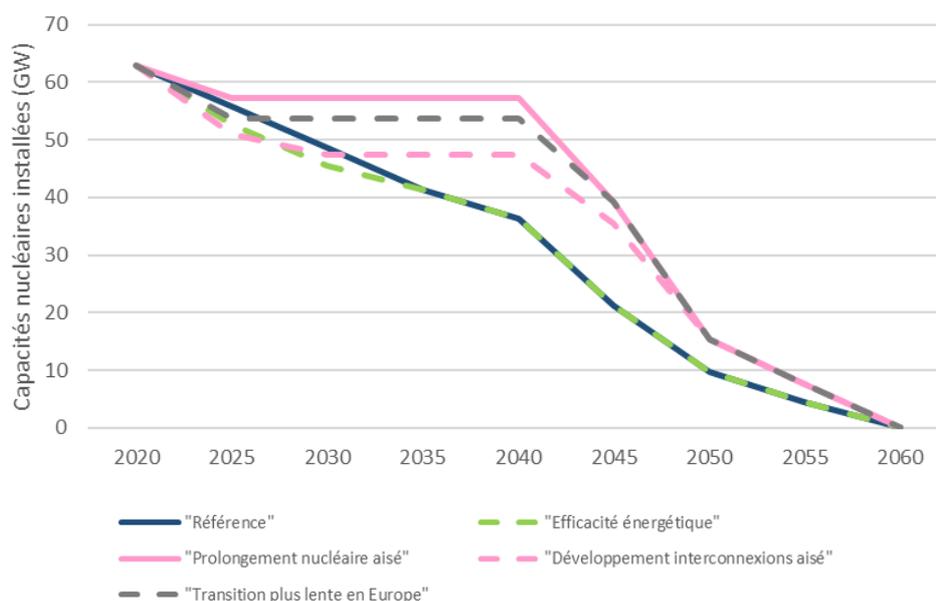


Figure 301 – Evolution des capacités nucléaires des différentes trajectoires présentées



4.3. Des exports d'électricité surtout bénéfiques pour le reste de l'Europe

Les niveaux d'export élevés bénéficient aux pays voisins qui peuvent ainsi réduire leurs coûts de combustibles et coûts de CO₂ (réduction de 14Mt/an entre les scénarios « Prolongement nucléaire aisé » et « Référence ») pour un total d'environ 1Mds€/an d'économie sur la période 2030-2044, pour l'ensemble des pays modélisés « hors France ». Ces bénéfices sont répartis sur l'ensemble des zones voisines. Ces résultats sont cependant fortement dépendants de l'acceptation des pays voisins à dépendre en partie des exports français et devenir importateur net d'électricité. Dans leur plan actuel, la majorité des pays de l'Europe de l'Ouest prévoient en effet de rester exportateur net, notamment avec des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables.²² Ce point sera particulièrement sujet à débat en 2019, année au cours de laquelle les différents Etats Membres doivent confronter leurs Plans Nationaux Climat Energie pour construire une vision cohérente.

Côté français, la comparaison de la trajectoire « Référence » avec la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé », qui prolonge jusqu'à 21 GW de nucléaire en plus, montre que les coûts induits par ces prolongements supplémentaires sont équivalents aux gains associés (investissements évités dans d'autres technologies et exports supplémentaires d'électricité) sur la période 2030-2044²³.

En particulier, le gain lié aux exports est limité par les conséquences indirectes du maintien de capacités nucléaires élevées, comme expliqué ci-après. D'un côté, les exports supplémentaires se substituent principalement à du gaz dont le coût variable de production est bien supérieur au coût de prolongement des centrales nucléaires historiques²⁴, ce qui assure une bonne rente infra-marginale au nucléaire. D'un autre côté, le maintien plus important de capacités nucléaires françaises a les impacts suivants :

- Le taux de charge des centrales nucléaires baisse : le taux de charge moyen est de 70% sur la période 2030-2044 pour le scénario « Référence » et de 60% pour les capacités nucléaires supplémentaires de la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé », les interconnexions étant plus fréquemment saturées dans le contexte « Prolongement nucléaire aisé »
- Les capacités de production supplémentaires, dans la trajectoire « Prolongement nucléaire aisé », tirent les prix du marché européen vers le bas, ce qui réduit la valeur au MWh des exportations françaises.

Les figures suivantes illustrent ces phénomènes, d'abord pour la France puis pour le reste de l'Europe.

²² A titre d'exemple, l'Allemagne envisage dans son Plan Climat National Energie préliminaire, publié début janvier 2019, un bilan exportateur net de 50 TWh en 2030, alors que les résultats des trajectoires « Référence » et « Prolongement nucléaire aisé » affichent un solde importateur net de 35 TWh pour l'ensemble de la zone « Allemagne, Belgique, Luxembourg et Pays-Bas ». Les voisins de l'Allemagne n'étant pas tous représentés et les périmètres géographiques étant différents, ces résultats ne sont cependant pas directement comparables.

²³ Plus précisément, sur 2030-2044, les coûts de prolongement du nucléaire sont très légèrement supérieurs aux gains associés pour la France. Le modèle est en effet basé sur un critère d'optimisation économique pour l'ensemble des pays européens modélisés. Sur cette période, cela conduit à des niveaux élevés d'export, même si le coût pour la France est légèrement plus élevé. A partir de 2045, le constat s'inverse : le maintien des capacités nucléaires restantes est fortement bénéfique pour la France.

²⁴ Le coût marginal de production des CCGT augmente de 62€/MWh en 2030 à 78€/en 2045, tiré par l'augmentation du prix du gaz et du CO₂ sur le marché ETS.

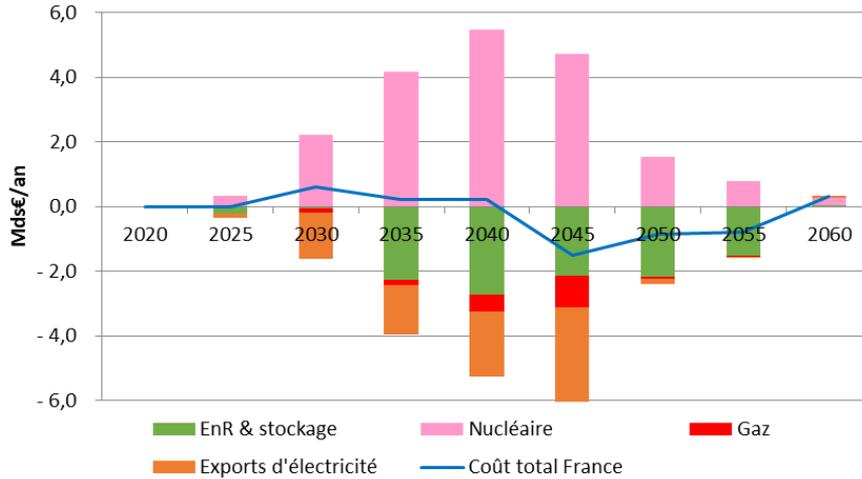


Figure 312 – Différence de coût complet **français** entre les trajectoires « Prolongement nucléaire aisé » et « Référence ». Les valeurs positives correspondent à des coûts supplémentaires pour la France (coût de prolongement des centrales nucléaires), les valeurs négatives correspondent à des gains (investissements évités et exports supplémentaires d'électricité). La somme des coûts supplémentaires et gains est la courbe bleue.

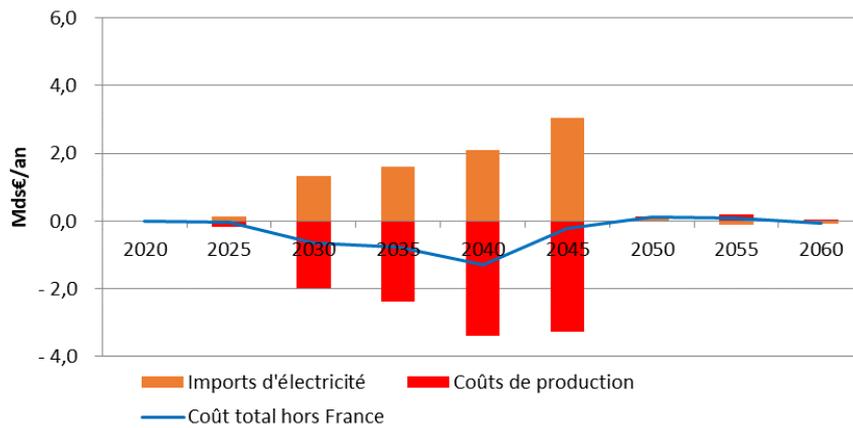


Figure 323 – Différence de coûts complets pour les pays européens modélisés (**hors France**) entre les trajectoires « Prolongement nucléaire aisé » et « Référence ». Les valeurs positives correspondent à des coûts supplémentaires (imports d'électricité depuis la France), les valeurs négatives correspondent à des gains (économies de coûts variables des centrales thermiques). La somme des coûts supplémentaires et gains est la courbe bleue.

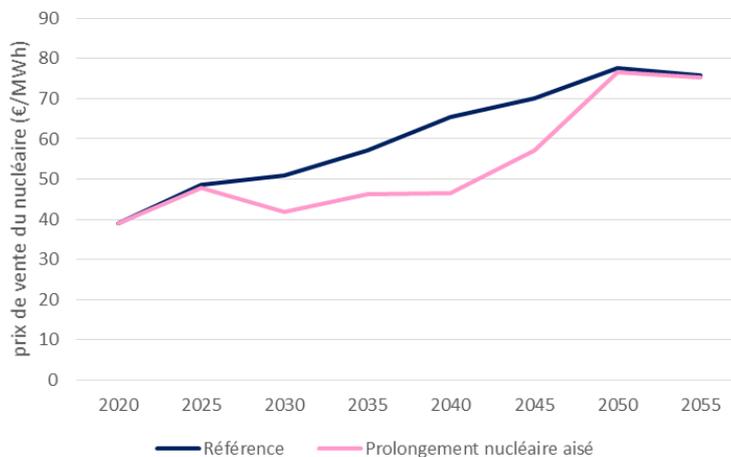


Figure 334 – Impact des exports supplémentaires sur le prix de vente du nucléaire (trajectoires « Référence » et « Prolongement nucléaire aisé »)



La comparaison des scénarios « Efficacité énergétique élevée » et « Développement interconnexions aisé » permet de compléter cette analyse puisqu'elle compare deux scénarios basés sur la même demande intérieure française, mais avec des potentiels de capacités d'interconnexion différentes²⁵. Cette comparaison indique que :

- Sur la période 2030-2049, les exports supplémentaires de la trajectoire « Développement interconnexions aisé » sont principalement liés au maintien de capacités nucléaires élevées. Malgré des différences importantes sur les parcs de production (entre 6GW et 10 GW de capacité de production et d'interconnexion supplémentaires par rapport à la trajectoire « Efficacité énergétique élevée »), l'impact en termes de coût total pour la France reste limité, notamment en raison de la baisse du taux de charge des centrales nucléaires et des prix de marché (comme précédemment expliqué et comme illustré par la figure 37), ainsi que du coût de développement des interconnexions supplémentaires
- Par ailleurs, le potentiel de développement des interconnexions n'est pas utilisé à son maximum : au-delà des valeurs d'interconnexion calculées, le coût des interconnexions additionné au coût de prolongement supplémentaire du nucléaire deviennent supérieurs au bénéfice généré auprès des pays voisins.
- Au-delà de 2055, l'ajout de capacités d'interconnexion élevées permet d'augmenter les capacités renouvelables et de conserver un bilan exportateur positif (cf figure 28).

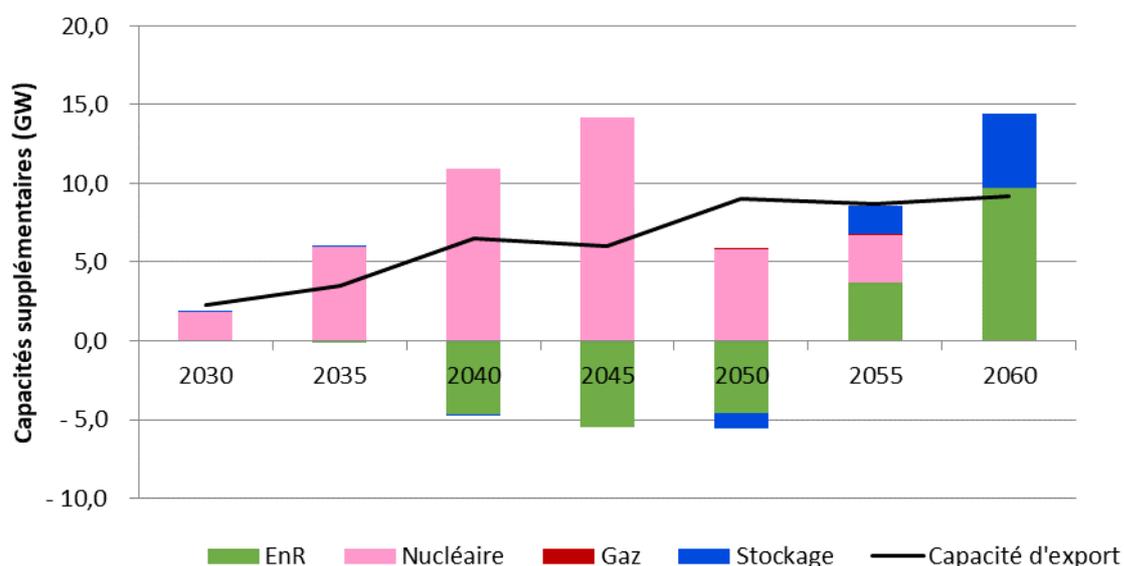


Figure 345 – Différence de parc de production et de capacité d'export français entre les scénarios « Développement interconnexions aisé » (basé sur l'hypothèse haute de capacités d'export selon le BP 2017 de RTE) et « Efficacité énergétique élevée » (basé sur l'hypothèse médiane de capacités d'export)

²⁵ Toutefois, ces deux scénarios supposant une évolution à la baisse de la demande électrique, ils ne sont pas directement comparables avec les résultats précédents. Par rapport au scénario « Efficacité énergétique élevée », le scénario « développement des interconnexions aisé » allie un rythme de développement des interconnexions potentiellement plus important et une possibilité de prolonger le parc nucléaire à 100%.

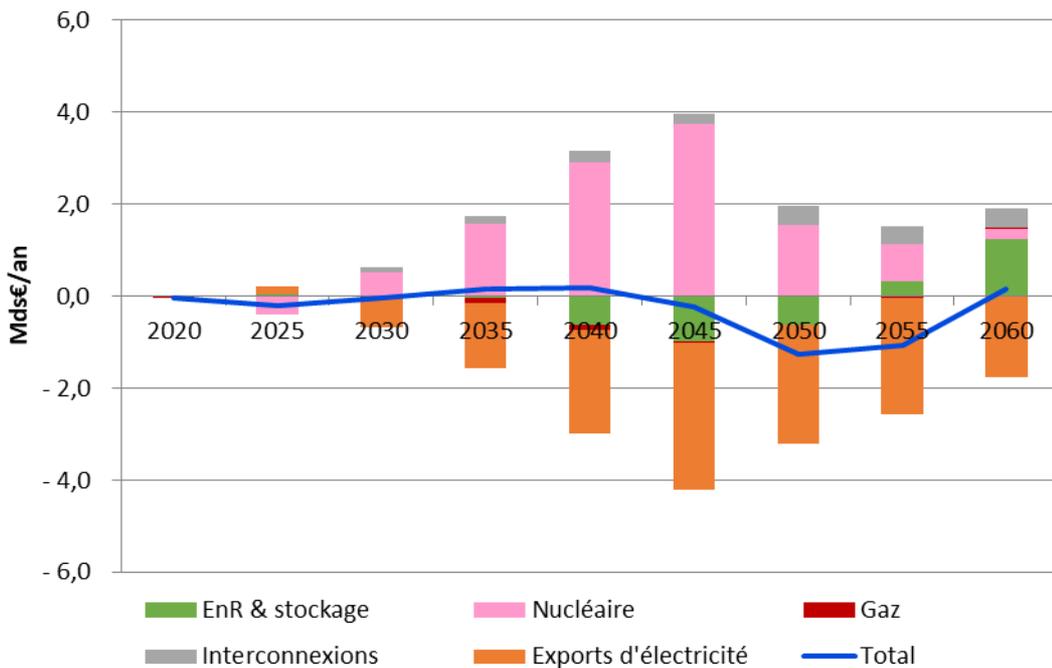


Figure 356 – Différence de coût complet **français** entre les trajectoires « Développement interconnexions aisé » et « Efficacité énergétique élevée ». Les valeurs positives correspondent à des coûts supplémentaires (coûts d'investissements supplémentaires dans le nucléaire et les interconnexions), les valeurs négatives correspondent à des gains (investissements évités et exports supplémentaires d'électricité). La somme des coûts supplémentaires et gains est la courbe bleue.

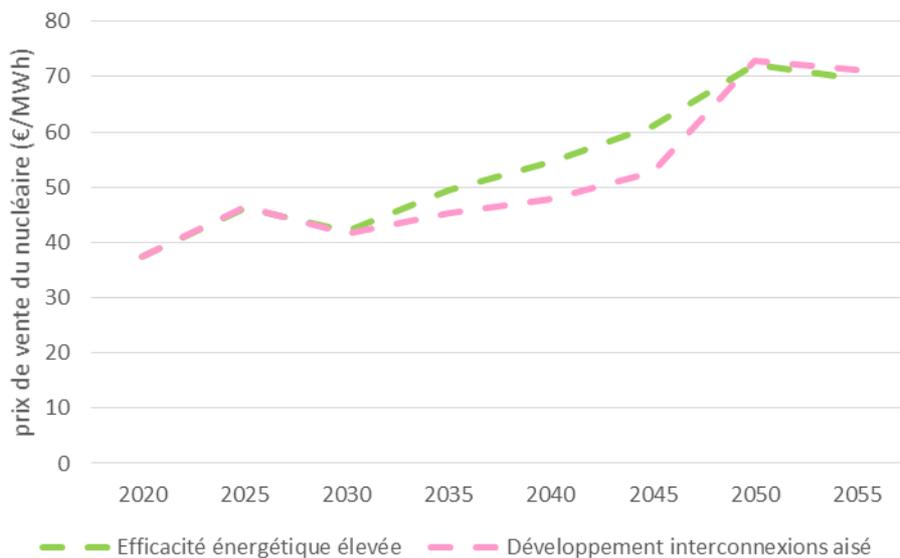


Figure 367 – Impact des exports supplémentaires sur le prix de vente du nucléaire (trajectoires « Efficacité énergétique élevée » et « Développement interconnexions aisé »)



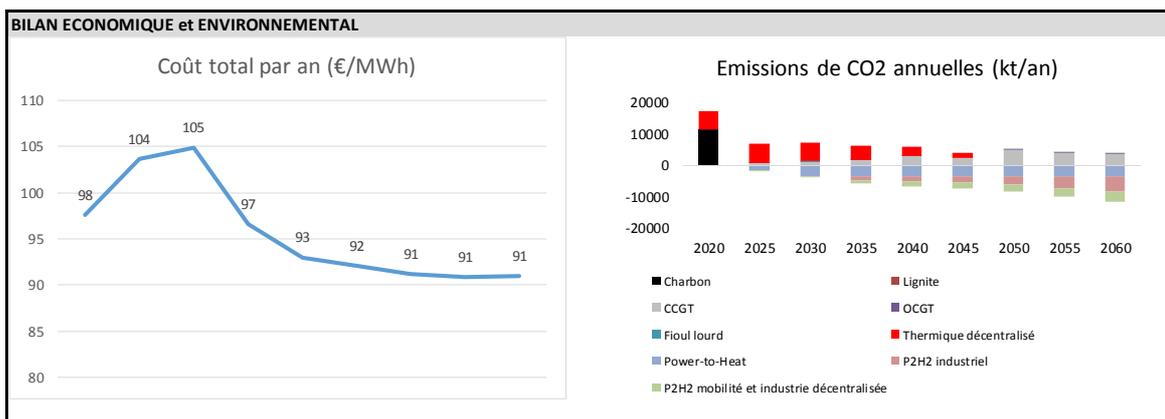
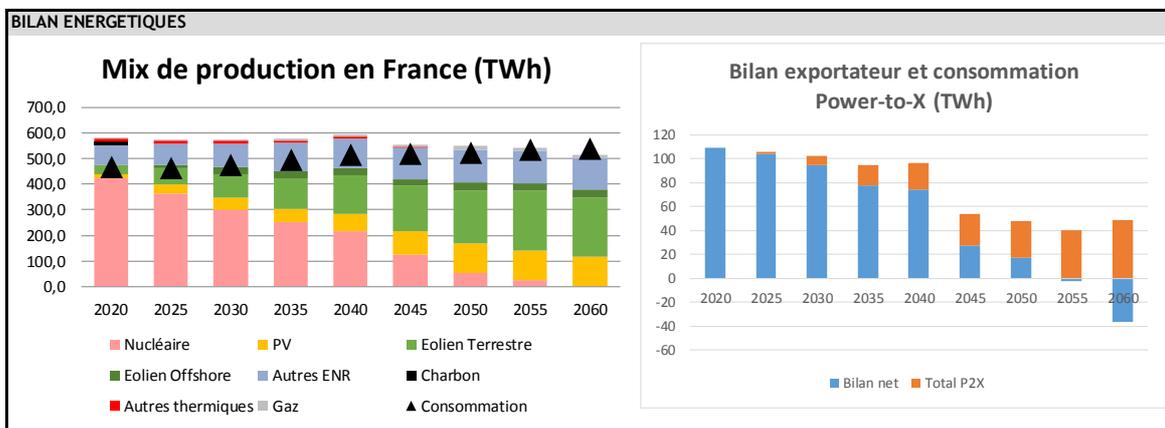
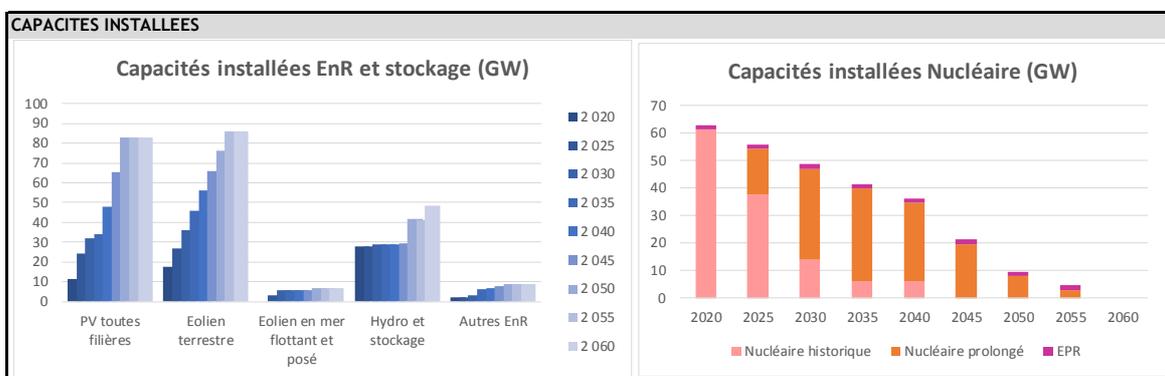
5. Annexe : fiches détaillées pour les 9 trajectoires étudiées

5.1. Trajectoires en demande haute

Trajectoire de référence

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité EnR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scenario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	70%	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

Principaux indicateurs de résultats				
96€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	87% EnR en 2050	78 TWh d'export nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1277 Md€	-3,3 MtCO2 en 2050: bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	12	14	15	27	42	57	57	57	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	17	33	34	29	20	8	3	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filières	12	24	32	34	48	65	83	83	83										
Eolien terrestre	18	27	36	46	56	66	76	86	86										
Eolien en mer flottant	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer flottant et posé	0	3	6	6	6	6	7	7	7										
Hydro et stockage	28	28	29	29	29	29	42	41	49										
Autres EnR	2	2	3	6	7	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gaz	Autres thermiq	Nucléaire	PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consommation	Volumes en tWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,6	13,2	422,0	18,0	33,5	0,0	79,5	12,7	469,3	Exports	114	113	119	111	114	83	77	66	54
2025	2,0	13,2	363,6	36,1	62,1	13,8	80,2	0,0	465,8	Imports	5	9	24	33	39	55	60	68	91
2030	3,5	13,2	301,2	47,0	90,5	27,0	90,0	0,0	475,0	Bilan net	110	104	95	78	74	28	17	-2	-37
2035	5,1	9,9	252,4	49,6	119,6	27,0	112,6	0,0	496,1	P2H2 m & i.d.	0	0	3	6	8	10	12	15	18
2040	8,7	6,6	215,5	69,2	149,5	27,0	116,2	0,0	515,5	P2H2 industries	0	0	0	7	10	12	15	21	27
2045	7,0	3,3	123,2	92,8	176,8	27,0	121,9	0,0	520,1	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	15,1	0,0	54,5	115,2	205,8	30,6	127,2	0,0	524,5	Total P2X	0	2	7	17	22	26	31	40	49
2055	12,2	0,0	24,5	115,2	233,4	30,6	125,4	0,0	533,8										
2060	11,7	0,0	0,0	115,2	233,4	30,6	123,8	0,0	541,6										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Coût total/an	98	104	105	97	93	92	91	91	91	Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493		Charbon	11266	0	0	0	0	0	0	0
											CCGT	0	679	1208	1754	2975	2327	4881	3921
											OCGT	0	0	0	1	3	0	125	104
											Fioul lourd	0	3	3	5	6	0	0	0
											Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0
											Emissions Evitées (kt)	Power-to-Heat	0	-1699	-3398	-3391	-3354	-3357	-3337
												P2H2 industriel	0	0	0	-1251	-1792	-2210	-2745
												P2H2 m & i.d.	0	-62	-550	-1022	-1409	-1837	

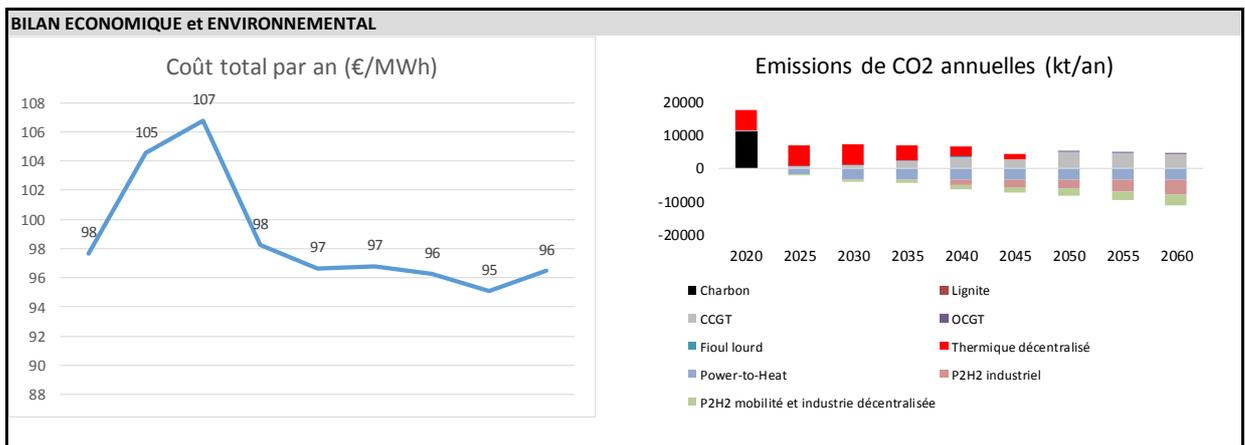
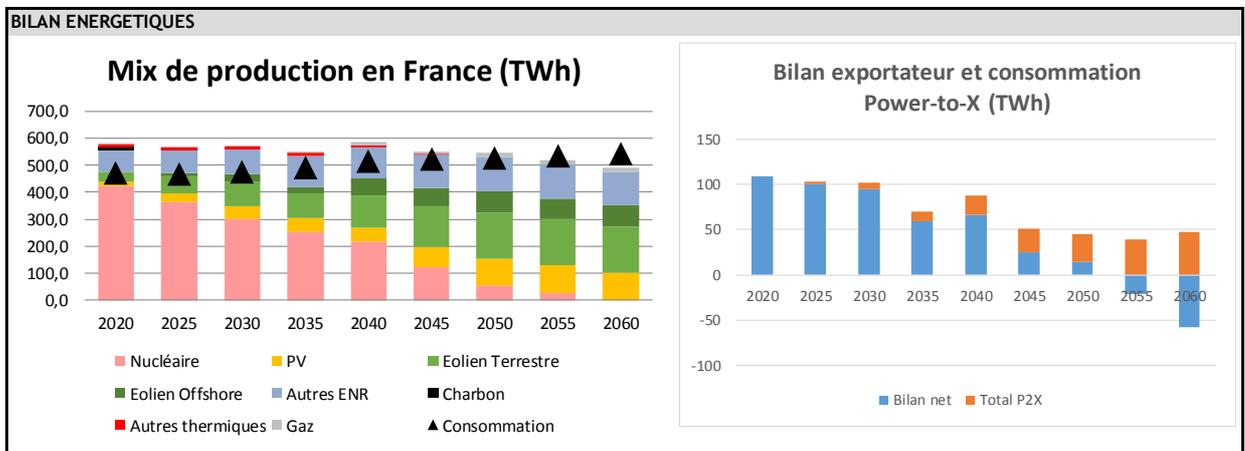
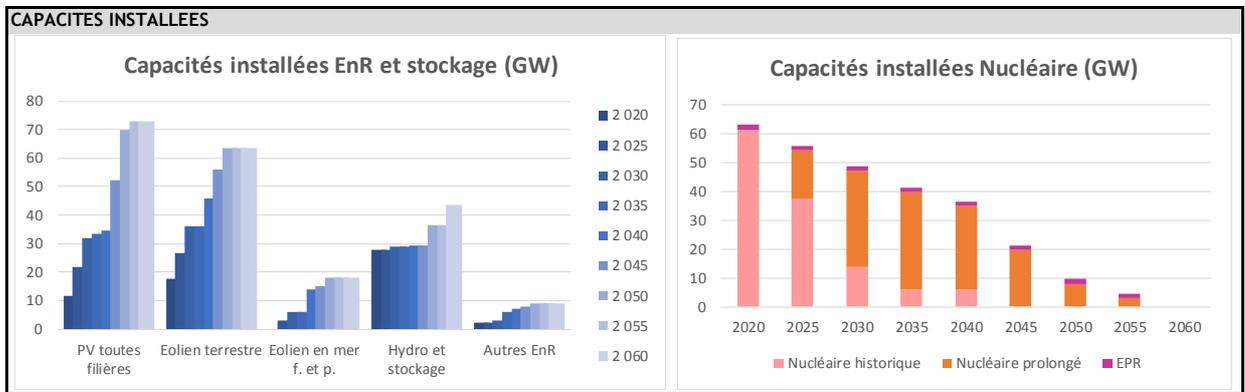
(*) Thermique déc. = Thermique décentralisé
P2H2 m & i.d. = P2H2 mobilité et industries décentralisée



Trajectoire "faible acceptabilité des EnR terrestres"

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité EnR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	70%	Libre	Eolien offshore : 15GW posé, 3GW flottant	Surcoût de 25% pour les EnR terrestres	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

Principaux indicateurs de résultats				
99€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	87% EnR en 2050	60 TWh d'exportations nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1311 Md€	-3,2MtCO2 en 2050: bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	10	14	14	14	29	44	47	47	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	17	33	34	29	20	8	3	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filières	12	22	32	33	35	52	70	73	73										
Eolien terrestre	18	27	36	36	46	56	64	64	64										
Eolien en mer f.	0	0	0	0	3	3	3	3	3										
Eolien en mer f. et p.	0	3	6	6	14	15	18	18	18										
Hydro et stockage	28	28	29	29	29	29	37	37	44										
Autres EnR	2	2	3	6	7	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gas	Autres thermiq	Nucléaire	PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consom mation	Volumes en TWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,6	13,2	422,0	18,0	33,5	0,0	79,5	12,7	469,3	Exports	114	110	119	96	108	81	74	55	46
2025	2,0	13,2	364,0	32,3	62,1	13,8	80,3	0,0	465,8	Imports	5	9	24	36	42	56	60	76	103
2030	3,5	13,2	301,2	47,0	90,5	27,0	90,0	0,0	475,0	Bilan net	110	101	95	60	67	25	14	-21	-57
2035	6,8	9,9	254,5	48,7	90,5	27,0	113,4	0,0	488,9	P2H2 m & i.d.	0	0	3	6	8	10	12	15	18
2040	10,3	6,6	217,5	50,3	119,6	62,7	117,0	0,0	514,9	P2H2 industries	0	0	0	0	9	12	15	20	25
2045	8,4	3,3	123,4	75,2	150,0	66,3	122,0	0,0	520,0	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	15,3	0,0	54,7	98,7	170,4	77,5	127,4	0,0	524,4	Total P2X	0	2	7	10	21	26	31	39	47
2055	14,3	0,0	25,4	102,4	170,4	77,5	126,6	0,0	531,9										
2060	13,6	0,0	0,0	102,4	170,4	77,5	125,3	0,0	539,9										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

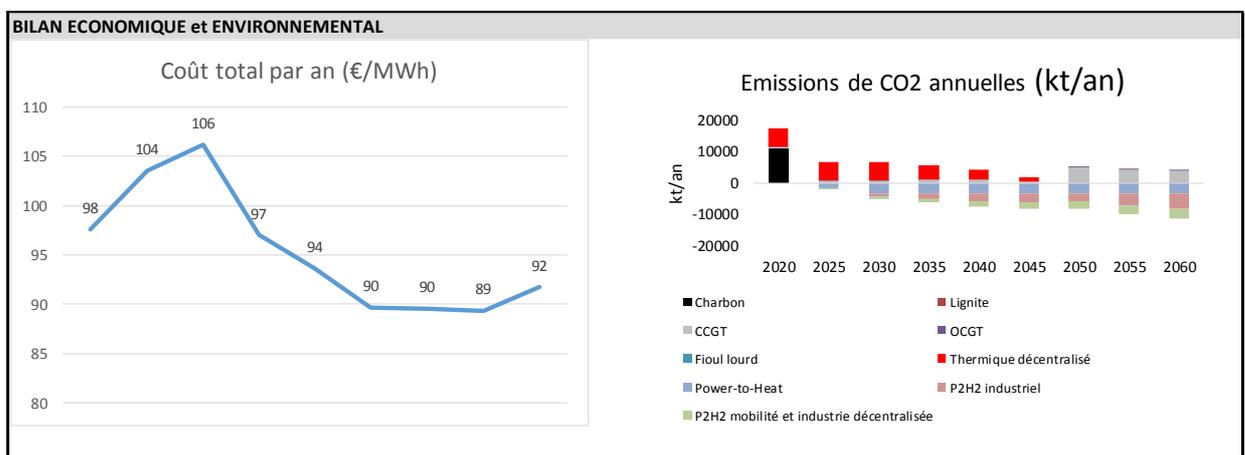
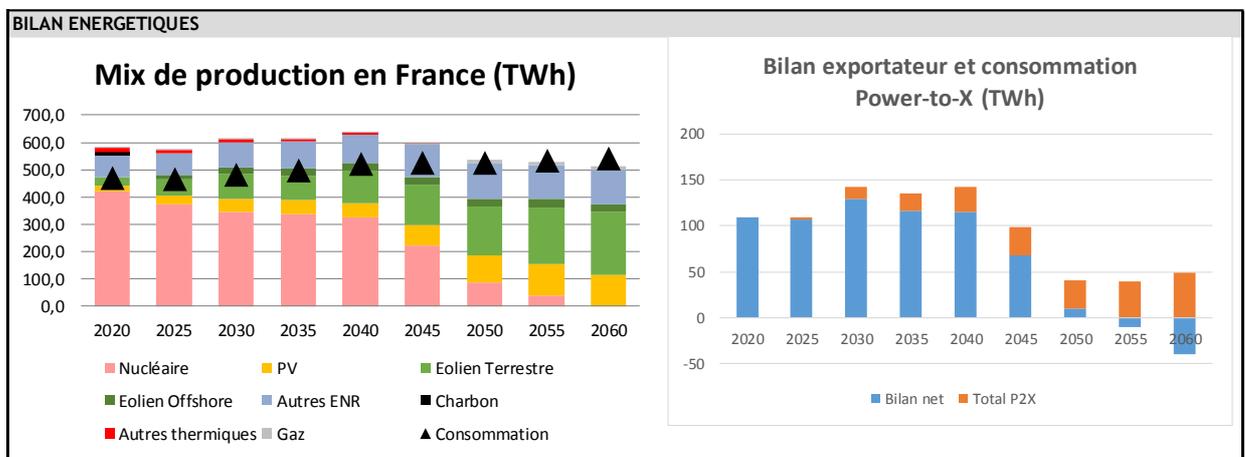
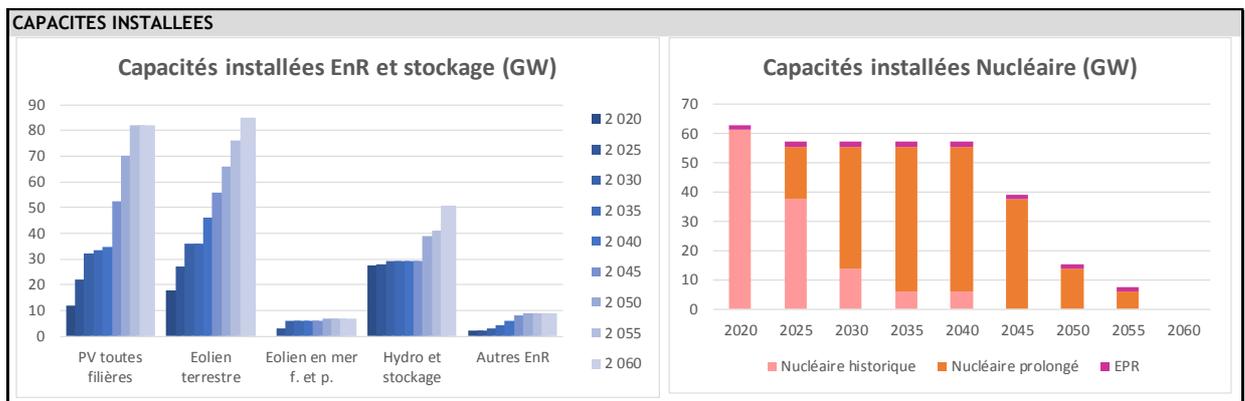
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en kt/an									
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en kt/an									
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Coût total/an	98	105	107	98	97	97	96	95	96	Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493	Charbon	11266	0	0	0	0	0	0	0	0
										CCGT	194	700	1208	2348	3516	2802	4958	4626	4372
										OCGT	0	0	0	1	3	0	118	121	133
										Fioul lourd	0	3	3	8	6	0	0	0	0
										Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0	0
										Power-to-Heat	0	-1699	-3398	-3387	-3355	-3359	-3342	-3343	-3334
										P2H2 industriel	0	0	0	0	-1681	-2177	-2713	-3537	-4616
										P2H2 m & i.d.	0	-62	-550	-1006	-1407	-1845	-2249	-2747	-3197



Trajectoire "prolongement nucléaire aisé"

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongée à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	100%	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

Principaux indicateurs de résultats				
95€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	81% enR en 2050	116 TWh d'export nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1274 Md€	-3,3 MtCO2 en 2050 : bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	10	14	14	14	29	44	56	56	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	18	42	50	50	38	14	6	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filiales	12	22	32	33	35	52	70	82	82										
Eolien terrestre	18	27	36	36	46	56	66	76	85										
Eolien en mer f.	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer f. et p.	0	3	6	6	6	6	7	7	7										
Hydro et stockage	28	28	29	29	29	29	39	41	51										
Autres EnR	2	2	3	4	6	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gas	Autres thermiq	Nucléaire	PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consom mation	Volumes en tWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,6	13,2	422,0	18,0	33,5	0,0	79,5	12,7	469,3	Exports	114	116	149	143	148	113	72	62	54
2025	1,8	13,2	371,6	32,3	62,1	13,8	79,1	0,0	465,8	Imports	5	9	19	27	32	45	63	72	93
2030	1,8	13,2	345,9	47,0	90,5	27,0	88,0	0,0	481,4	Bilan net	110	107	130	116	116	68	10	-10	-40
2035	2,8	9,9	339,4	48,7	90,5	27,0	98,4	0,0	498,5	P2H2 m & i.d.	0	0	3	6	9	11	12	15	18
2040	3,4	6,6	326,1	50,3	119,6	27,0	105,1	0,0	520,1	P2H2 industries	0	0	6	9	14	15	15	21	27
2045	0,9	3,3	221,1	75,2	147,8	27,0	119,9	0,0	523,8	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	15,1	0,0	89,0	98,7	176,8	30,6	127,7	0,0	524,1	Total P2X	0	2	13	19	27	30	31	40	49
2055	12,6	0,0	41,4	114,1	205,8	30,6	125,9	0,0	533,2										
2060	11,8	0,0	0,0	114,1	230,4	30,6	123,9	0,0	541,4										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

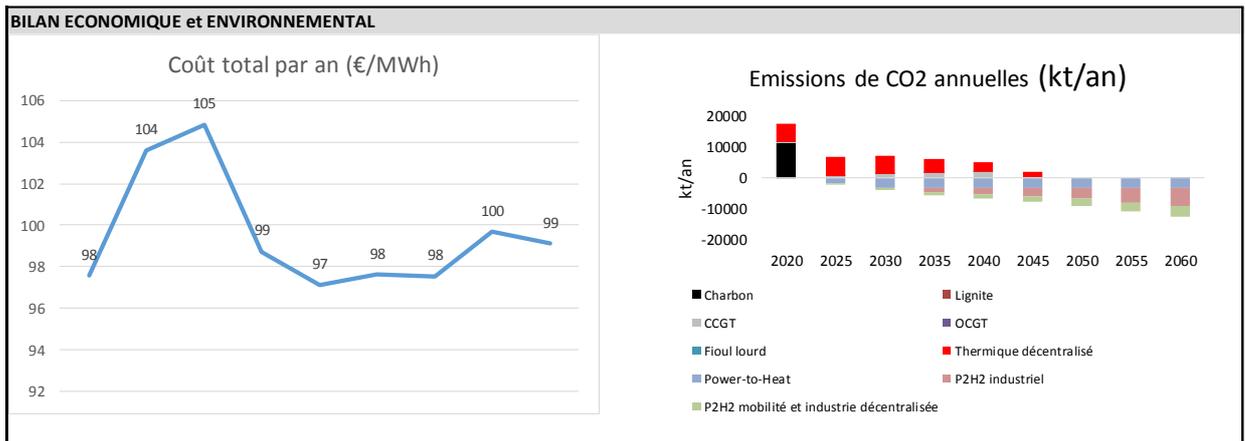
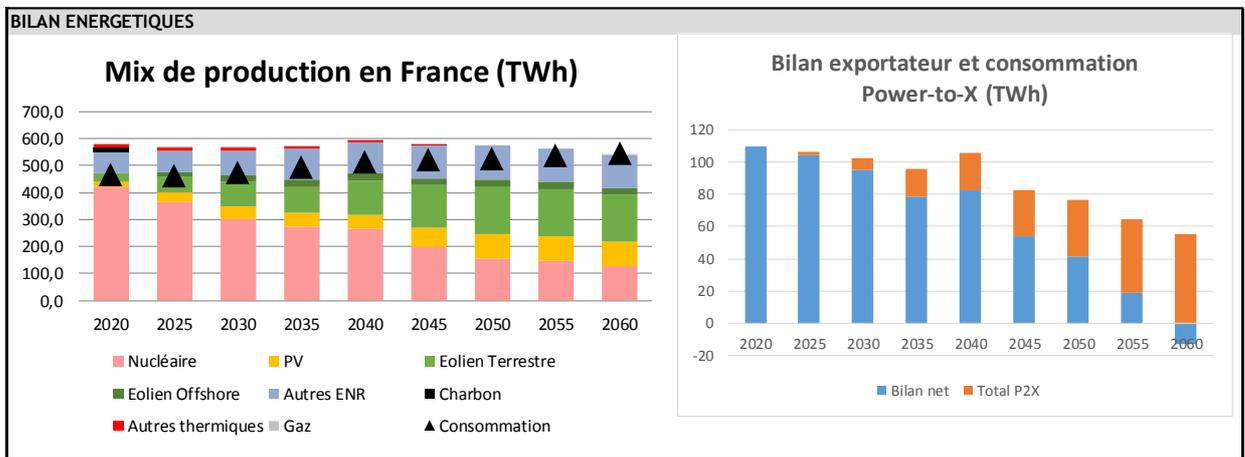
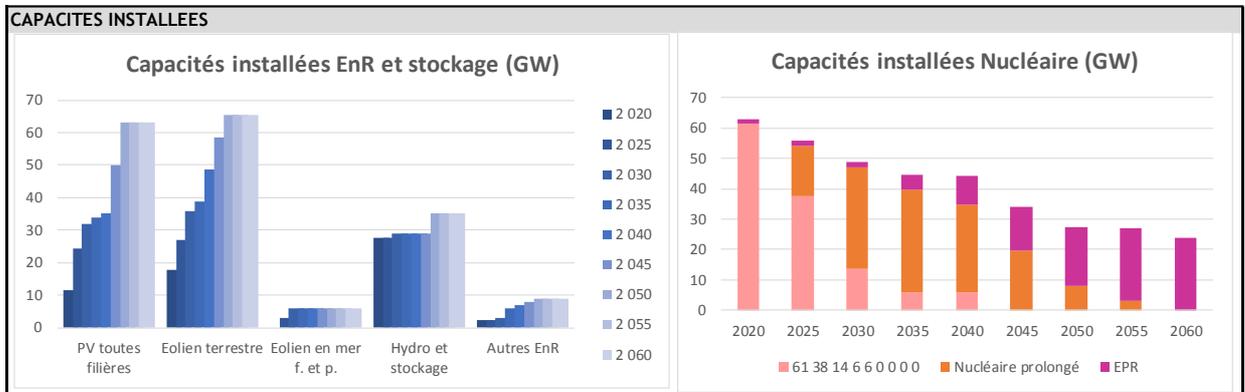
Coût total du système électrique, par an (€/MWh)										Emissions de CO2 annuelles (kt/an)									
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Coût total/an	98	104	106	97	94	90	90	89	92	Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493		Charbon	11266	0	0	0	0	0	0	0
											CCGT	194	615	605	973	1181	303	4880	4066
											OCGT	0	0	0	0	1	0	110	104
											Fioul lourd	0	2	1	2	1	0	0	0
											Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0
										Emissions Evitées (kt)	Power-to-Heat	0	-1699	-3399	-3395	-3386	-3383	-3345	-3356
											P2H2 industriel	0	0	-1109	-1636	-2493	-2764	-2647	-3728
											P2H2 m & i,d,	0	-62	-556	-1049	-1513	-1936	-2257	-2786



Trajectoire "EPR en série"

Principales hypothèses											
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scenarion Européen	Capacités STEP à l'étranger	
85 €/MWh les 3 premiers EPR puis 70 €/MWh les suivants	70%	15 EPR en 2055	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)	

Principaux indicateurs de résultats				
100€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	73% EnR en 2050	78 TWh d'exportations nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1315 Md€	-9 MtCO2 en 2050: bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	12	14	15	15	27	37	37	37	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	17	33	34	29	20	8	3	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	5	10	14	19	24	24
PV toutes filières	12	24	32	34	35	50	63	63	63										
Eolien terrestre	18	27	36	39	49	59	65	65	65										
Eolien en mer f.	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer f. et p.	0	3	6	6	6	6	6	6	6										
Hydro et stockage	28	28	29	29	29	29	35	35	35										
Autres EnR	2	2	3	6	7	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gas	Autres thermiq	Nucléaire	PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consom mation	Volumes en tWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,6	13,2	422,0	18,0	33,5	0,0	79,5	12,7	469,3	Exports	114	113	119	111	120	103	96	86	69
2025	2,0	13,2	363,6	36,0	62,1	13,8	80,2	0,0	465,8	Imports	5	9	24	33	38	49	55	67	83
2030	3,5	13,2	301,2	47,0	90,5	27,0	90,0	0,0	475,0	Bilan net	110	104	95	78	82	54	41	19	-13
2035	4,9	9,9	274,1	49,6	98,5	27,0	112,7	0,0	496,1	P2H2 m & i.d.	0	0	3	6	8	11	13	16	19
2040	5,9	6,6	266,6	51,3	127,7	27,0	115,9	0,0	516,2	P2H2 industries	0	0	0	7	11	14	18	26	32
2045	1,0	3,3	199,6	71,8	155,7	27,0	120,6	0,0	522,4	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	0,0	0,0	157,0	89,4	174,5	27,0	125,5	0,0	528,0	Total P2X	0	2	7	17	23	29	35	46	55
2055	0,0	0,0	148,7	89,4	174,5	27,0	122,5	0,0	539,0										
2060	0,1	0,0	127,5	89,4	174,5	27,0	120,7	0,0	547,8										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

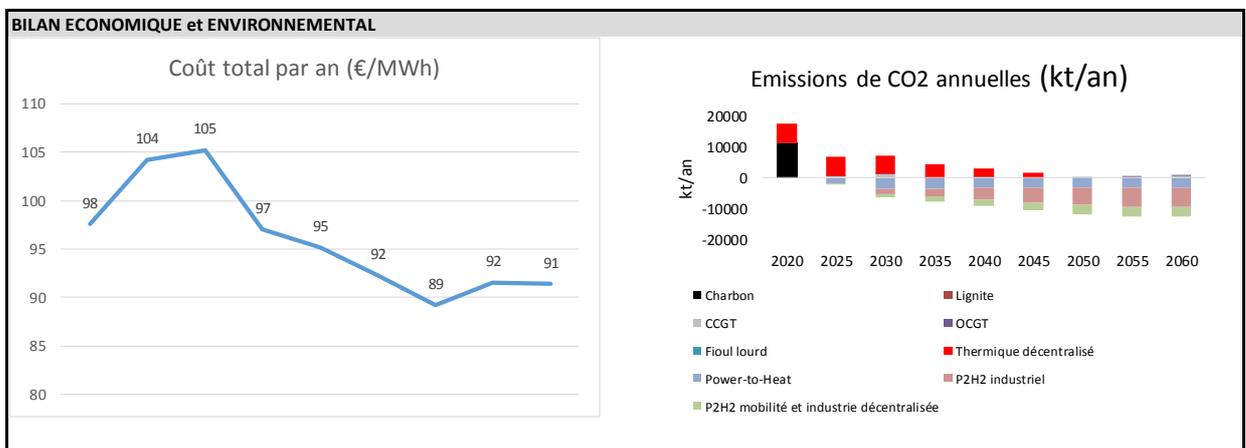
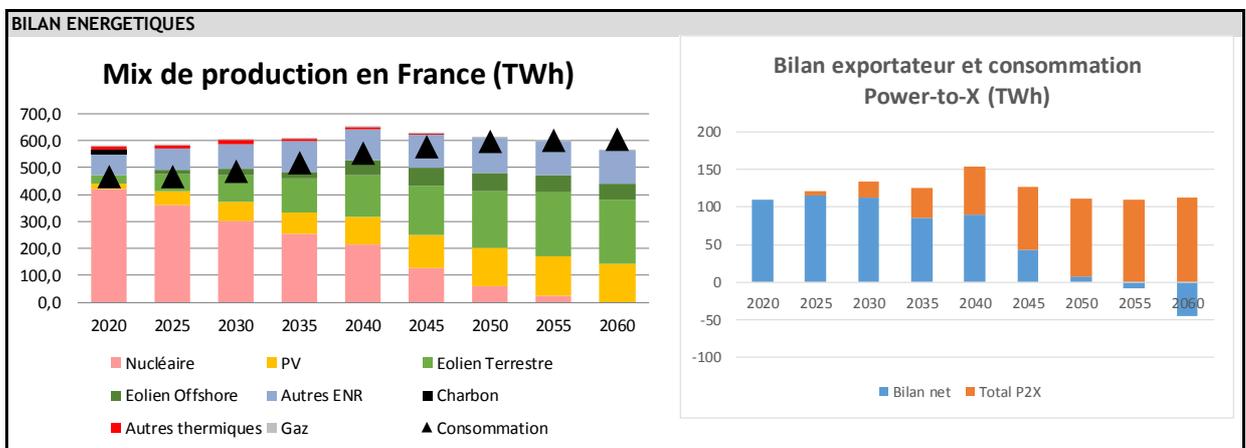
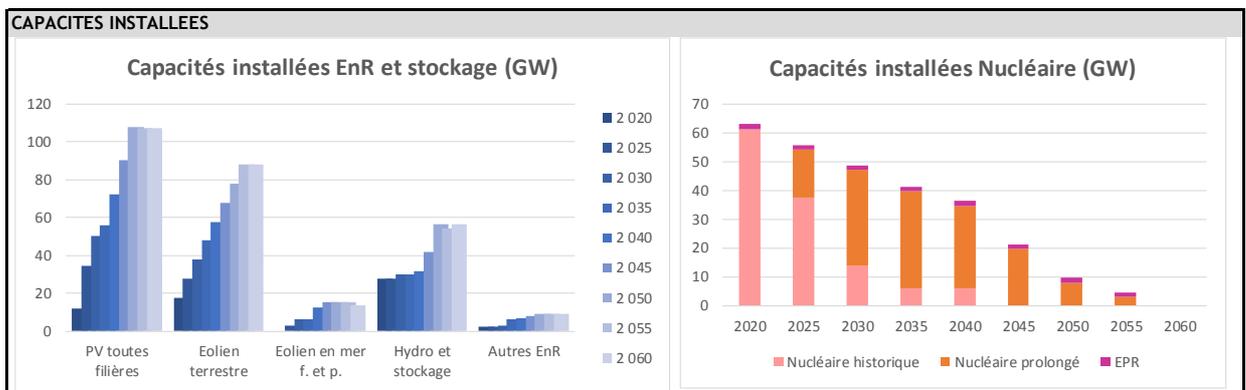
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Coût total/an	98	104	105	99	97	98	98	100	99	Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493		Charbon	11266	0	0	0	0	0	0	0
											CCGT	194	679	1208	1696	2030	349	0	0
											OCGT	0	0	0	1	2	0	0	60
											Fioul lourd	0	2	3	5	3	0	0	0
											Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0
											Power-to-Heat	0	-1699	-3398	-3391	-3370	-3376	-3358	-3373
											P2H2 industriel	0	0	0	-1243	-1883	-2540	-3279	-4668
											P2H2 m & i.d.	0	-62	-550	-1023	-1443	-1906	-2329	-2894



Trajectoire "Gaz de synthèse"

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	70%	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Scénario 75% EnR&R en 2050 (6)	Scénario ECF	TYNDP ST (bas)

Principaux indicateurs de résultats				
96€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	90% EnR en 2050	85 TWh d'export nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1281 Md€	-12 MtCO2 en 2050 : bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	22	32	37	51	66	81	81	81	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	8	8	8	7	7	Nucléaire prolongé	0	17	33	34	29	20	8	3	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filières	12	34	50	56	72	90	108	107	107										
Eolien terrestre	18	28	38	48	58	68	78	88	88										
Eolien en mer f.	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer f. et p.	0	3	6	6	12	15	15	15	14										
Hydro et stockage	28	28	30	30	32	42	56	54	56										
Autres EnR	2	2	3	6	7	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gas	Autres thermiq	Nucléaire	Eolien PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consom mation	Volumes en tWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,6	13,2	422,0	18,0	33,5	0,0	79,5	12,7	469,3	Exports	114	124	137	121	129	100	86	80	64
2025	1,8	13,2	361,1	50,8	64,7	13,8	80,0	0,0	468,4	Imports	5	8	24	36	40	56	78	88	110
2030	3,4	13,2	301,5	73,3	95,7	27,0	90,2	0,0	488,4	Bilan net	110	115	113	85	89	43	8	-8	-45
2035	0,1	9,9	252,8	80,8	124,8	27,0	113,0	0,0	520,3	P2H2 m & i.d.	0	3	6	9	12	14	17	17	17
2040	0,3	6,6	216,5	102,1	154,1	53,6	117,0	0,0	556,6	P2H2 industries	0	0	11	15	21	26	31	34	34
2045	0,1	3,3	127,9	123,7	181,6	65,0	124,0	0,0	577,6	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	0,0	0,0	59,0	144,5	210,8	65,0	130,9	0,0	597,0	P2CH4	0	0	0	13	27	40	52	55	57
2055	0,9	0,0	26,4	143,5	238,6	65,0	127,0	0,0	602,5	Total P2X	0	5	21	41	64	84	104	110	112
2060	2,0	0,0	0,0	143,5	238,6	57,1	125,8	0,0	604,8										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

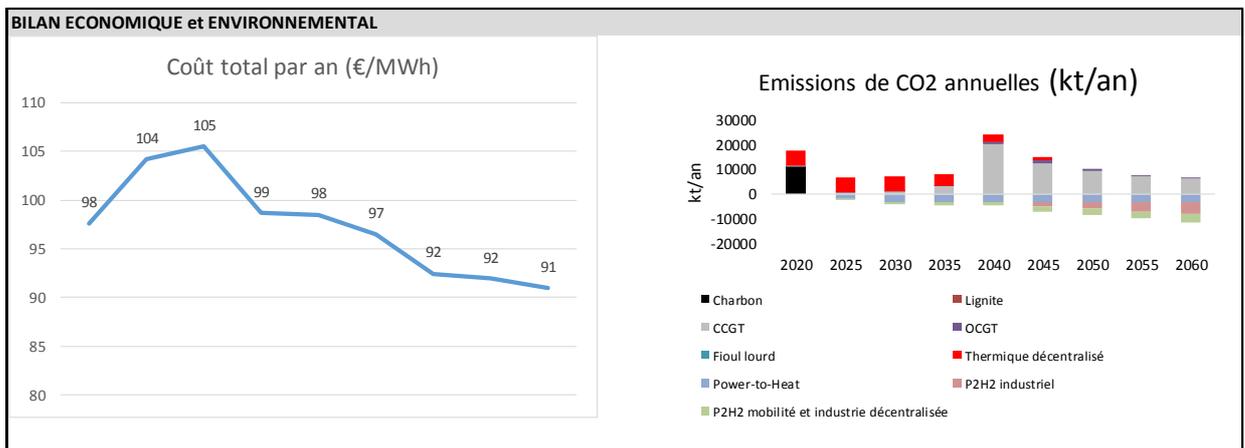
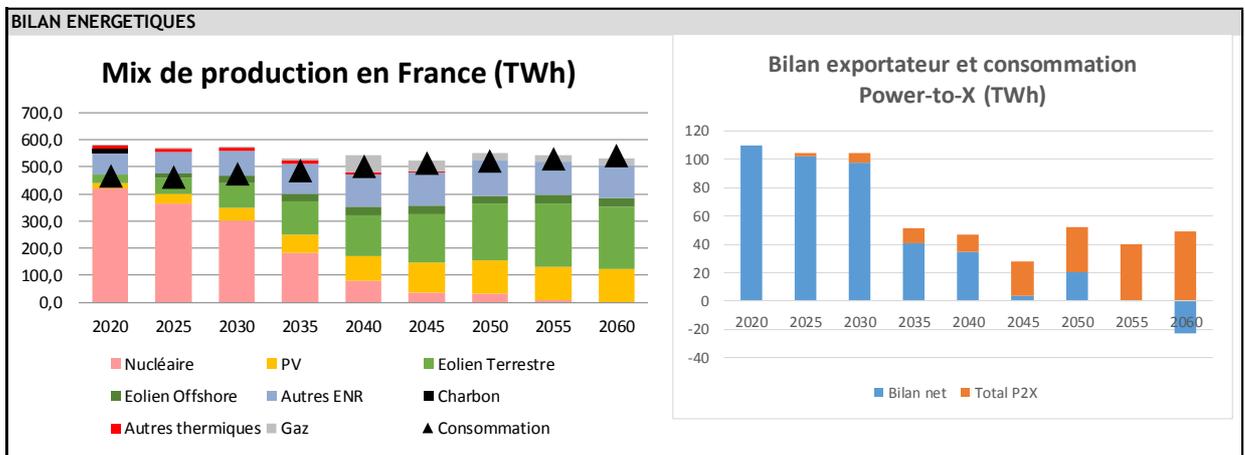
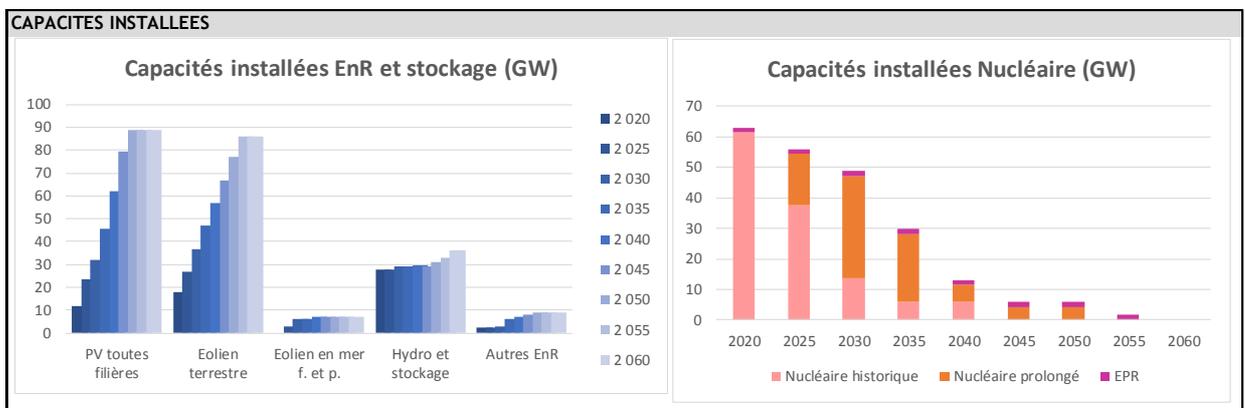
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France										
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France										
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
Coût total/an	98	104	105	97	95	92	89	92	91	Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0	
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493	Charbon	11266	0	0	0	0	0	0	0	0	
										CCGT	194	611	1185	22	108	37	0	184	606	
										OCCGT	0	0	0	0	0	3	3	136	55	
										Fioul lourd	0	3	3	14	4	0	0	0	0	
										Emissions Evitées (kt)	Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0	0
										Power-to-Heat	0	-1699	-3397	-3378	-3358	-3352	-3334	-3347	-3343	
										P2H2 industriel	0	0	-1854	-2653	-3656	-4715	-5576	-6089	-6120	
										P2H2 m & i.d.	0	-510	-1020	-1530	-2040	-2550	-3060	-3060	-3060	



Trajectoire "sortie à 50 ans automatique"

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	70% pour 10 ans, 0% prolongeables 20 ans	Libre	Avec contrainte	Référence	Autorisée	Rythme médian	Demande élevée	Standart	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

Principaux indicateurs de résultats				
97€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	88% EnR en 2050	41 TWh d'exportations nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1298 Md€	+1,8 MtCO2 en 2050: bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	11	14	26	41	56	63	63	63	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	17	33	22	5	4	4	0	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filières	12	24	32	45	62	79	89	89	89										
Eolien terrestre	18	27	37	47	57	67	77	86	86										
Eolien en mer f.	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer f. et p.	0	3	6	6	7	7	7	7	7										
Hydro et stockage	28	28	29	29	30	29	31	33	36										
Autres EnR	2	2	3	6	7	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gas	Autres thermiq	Nucléaire	Eolien PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consom mation	Volumes en tWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,6	13,2	422,0	18,0	33,5	0,0	79,5	12,7	469,3	Exports	114	112	120	82	83	62	75	65	58
2025	2,0	13,2	363,9	35,0	62,1	13,8	79,2	0,0	465,8	Imports	5	9	23	41	48	59	55	65	81
2030	3,4	13,2	300,8	47,0	93,1	27,0	90,0	0,0	475,0	Bilan net	110	102	97	41	35	4	20	0	-23
2035	9,9	9,9	183,6	66,3	122,1	27,0	113,9	0,0	488,8	P2H2 m & i.d.	0	0	3	6	8	10	13	16	18
2040	63,2	6,6	82,0	88,4	153,0	30,6	119,6	0,0	505,0	P2H2 industries	0	0	0	0	0	10	15	20	27
2045	40,3	3,3	35,1	110,8	180,9	30,6	124,5	0,0	517,3	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	29,9	0,0	33,3	122,0	208,4	30,6	127,5	0,0	524,2	Total P2X	0	2	7	10	12	24	32	40	49
2055	23,0	0,0	9,1	122,0	233,2	30,6	125,7	0,0	533,1										
2060	20,1	0,0	0,0	122,0	233,2	30,6	123,7	0,0	541,7										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Coût total/an	98	104	105	99	98	97	92	92	91	Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493	Charbon	11266	0	0	0	0	0	0	0	0
										CCGT	194	697	1164	3223	20302	12573	9207	7232	6281
										OCGT	0	10	22	258	866	947	863	436	430
										Fioul lourd	0	1	1	12	7	0	0	0	0
										Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0	0
										Power-to-Heat	0	-1700	-3399	-3384	-3354	-3366	-3364	-3366	-3364
										P2H2 industriel	0	0	0	0	0	-1734	-2640	-3679	-4810
										P2H2 m & i,d,	0	-62	-550	-988	-1340	-1804	-2287	-2827	-3315

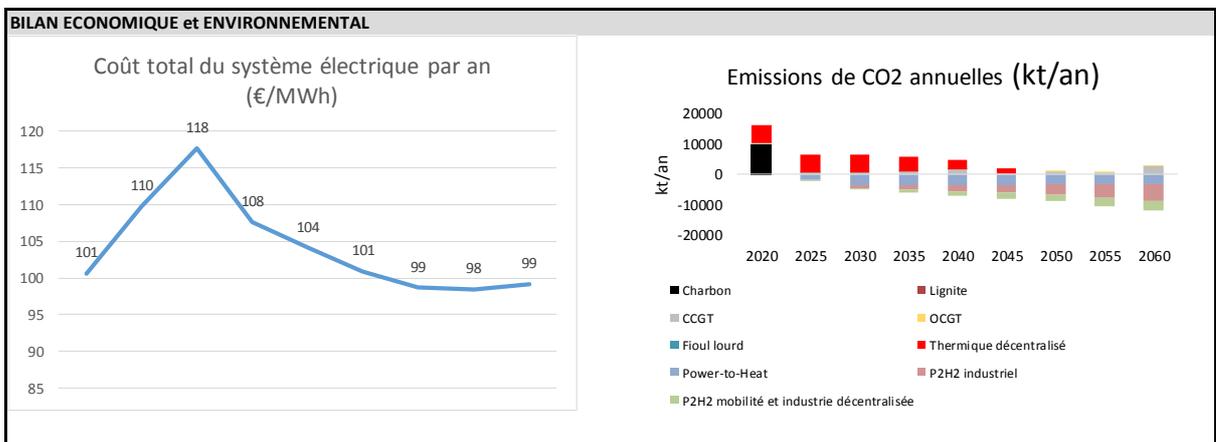
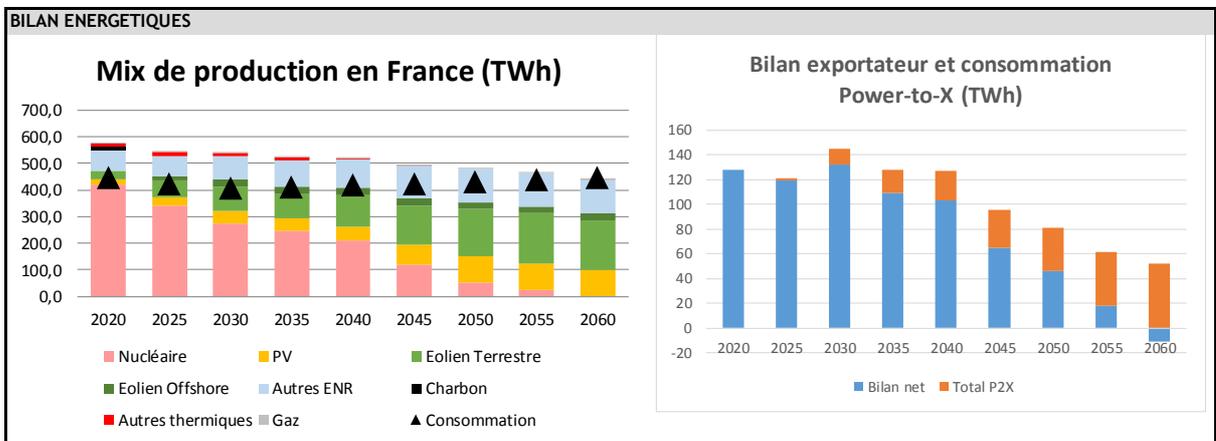
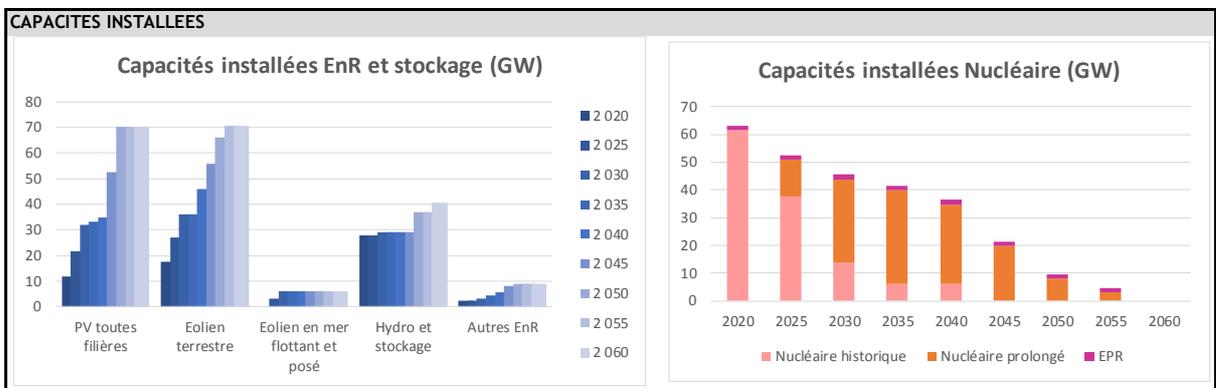


5.2. Trajectoires en demande basse (Visions ADEME)

Trajectoire "efficacité énergétique élevée"

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongée à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scenario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	70%	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Visions ADEME	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

Principaux indicateurs de résultats				
104€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	88% EnR en 2050	109 TWh d'exports nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1181 Md€	-7,7 MtCO2 en 2050 : bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)

Capacités installées Nucléaire (GW)



Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	10	14	14	14	29	44	44	44	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	13	30	34	29	20	8	3	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filières	12	22	32	33	35	52	70	70	70										
Eolien terrestre	18	27	36	36	46	56	66	71	71										
Eolien en mer flottant	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer flottant et posé	0	3	6	6	6	6	6	6	6										
Hydro et stockage	28	28	29	29	29	29	37	37	41										
Autres EnR	2	2	3	4	6	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)

Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Synthèse										Volumes en tWh									
en TWh	Gaz	Autres t	Nucléa	PV	Eolien Ter	Eolien Off	Autres E	Charbon	Consommatic	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	
2020	0,5	13,2	421,3	18,0	33,5	0,0	79,3	11,2	448,5	Exports	131	127	151	136	136	108	96	78	64
2025	1,6	13,2	342,2	32,3	62,1	13,8	78,9	0,0	423,9	Imports	4	8	19	27	34	43	50	61	75
2030	1,7	13,2	275,1	47,0	90,5	27,0	88,1	0,0	408,4	Bilan net	128	119	132	109	103	65	46	18	-11
2035	3,2	9,9	246,4	48,7	90,5	27,0	99,9	0,0	414,2	P2H2 mobilité & industries décentralisées	0	0	3	6	8	11	13	16	19
2040	4,5	6,6	210,0	50,3	119,6	27,0	107,4	0,0	420,1	P2H2 industries	0	0	6	9	12	15	18	24	29
2045	0,9	3,3	119,3	75,2	148,0	27,0	120,5	0,0	425,3	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	3,0	0,0	52,6	98,7	176,4	27,0	126,0	0,0	430,8	Total P2X	0	2	13	19	24	30	35	44	52
2055	2,5	0,0	24,0	98,7	189,2	27,0	124,2	0,0	439,6										
2060	8,4	0,0	0,0	98,7	189,2	27,0	122,5	0,0	448,2										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)

Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

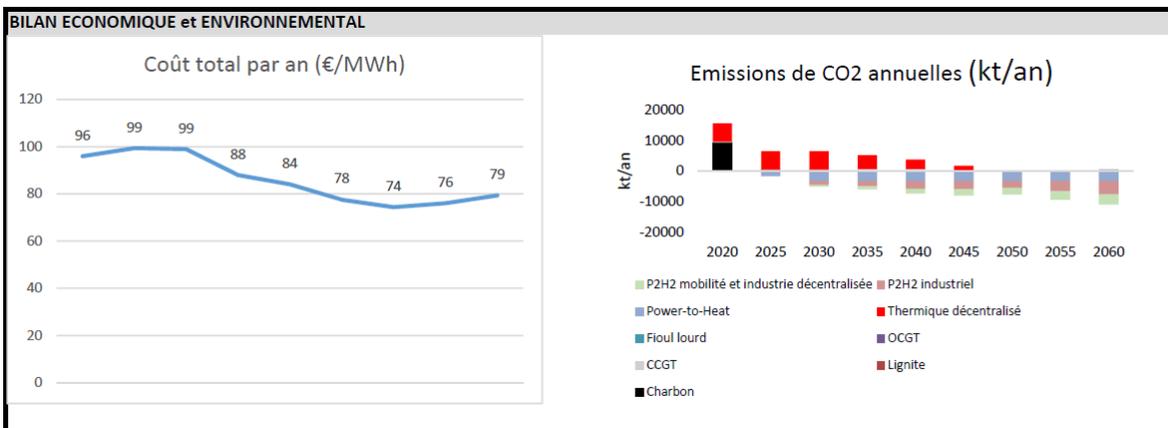
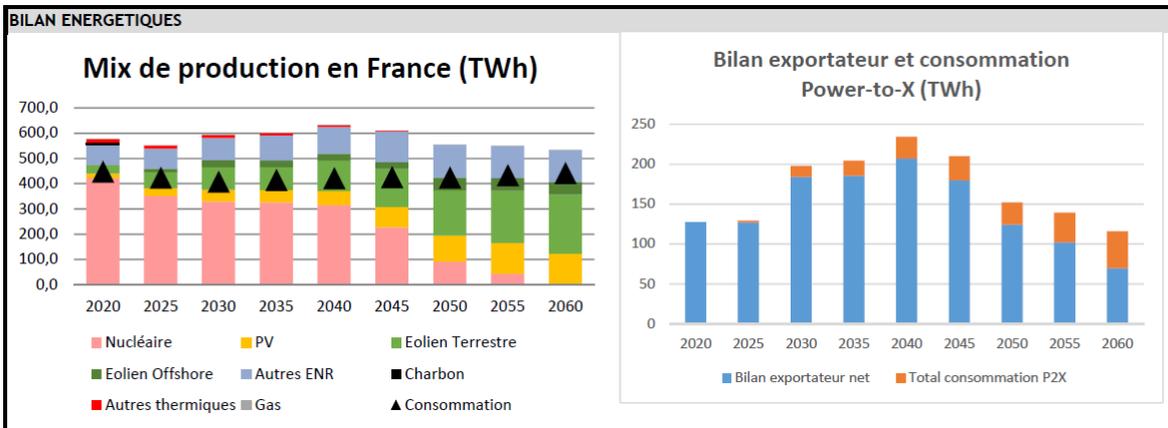
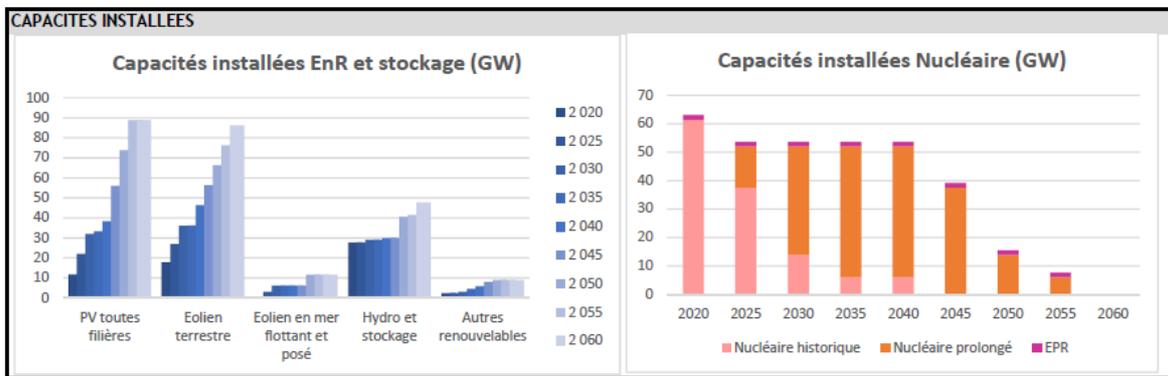
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France										
2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		
									Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0		
										Charbon	9939	0	0	0	0	0	0	0		
										CCGT	182	539	581	1107	1571	326	923	774	2714	
										OCGT	0	0	0	0	1	0	81	74	66	
										Fioul lourd Thermique décentralisé	0	2	1	1	1	0	0	0	0	
Coût total/an	101	110	118	108	104	101	99	98	99											
Conso hors P2X (TWh)	449	422	395	395	396	396	396	396	396	Emissions Evitées (kt)	Power-to-Heat	0	-1699	-3399	-3395	-3380	-3380	-3360	-3364	-3364
											P2H2 industriel	0	0	-1118	-1520	-2111	-2610	-3179	-4263	-5302
											P2H2 m & i.d.	0	-62	-557	-1045	-1482	-1918	-2328	-2826	-3351



Trajectoire "Transition lente en Europe"

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	100%	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme haut	Visions ADEME	Standart	TYNDP "Sustainable Transition"	TYNDP ST (bas)

Principaux indicateurs de résultats				
86€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	83% ENR en 2050	185 TWh d'export nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1165 Md€	-7,8 MtCO2 en 2050: bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	10	14	14	18	33	48	63	63	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	14	38	46	46	38	14	6	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filières	12	22	32	33	38	56	74	89	89										
Eolien terrestre	18	27	36	36	46	56	66	76	86										
Eolien en mer f.	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer f. et p.	0	3	6	6	6	6	11	11	11										
Hydro et stockage	28	28	29	29	30	30	40	41	48										
Autres EnR	2	2	3	4	6	8	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gas	Autres thermiq ues	Nuclé aire	PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consom mation	Volumes en tWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,4	13,2	421,6	18,0	33,5	0,0	79,4	10,6	448,5	Exports	132	133	197	204	230	207	162	146	124
2025	1,2	13,2	350,2	32,5	62,1	13,8	79,0	0,0	424,0	Imports	4	6	13	19	23	27	38	44	55
2030	1,0	13,2	328,2	47,0	90,5	26,9	87,9	0,0	408,8	Bilan net	127	127	184	185	207	180	124	102	70
2035	1,7	9,9	325,2	48,7	91,2	26,9	98,7	0,0	415,0	P2H2 m & i.d.	0	0	3	6	9	11	12	15	18
2040	1,9	6,6	313,9	55,8	121,5	26,9	105,8	0,0	422,4	P2H2 industries	0	0	7	9	14	15	12	18	24
2045	0,6	3,3	226,8	80,3	150,9	26,9	121,2	0,0	426,3	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	0,7	0,0	90,4	103,5	179,5	50,7	129,8	0,0	424,7	Total P2X	0	2	14	19	27	30	28	37	46
2055	0,5	0,0	42,5	122,2	206,7	50,7	127,3	0,0	434,1										
2060	0,6	0,0	0,0	122,2	234,1	50,7	125,2	0,0	442,8										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

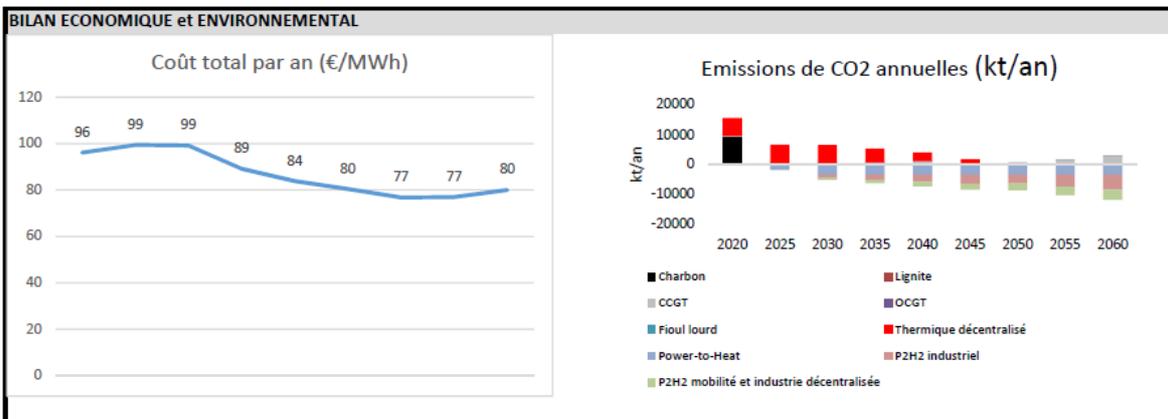
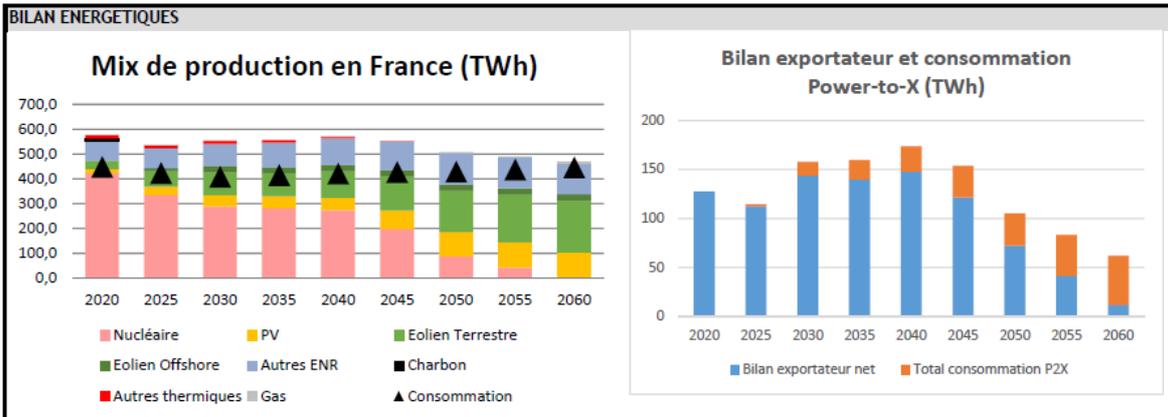
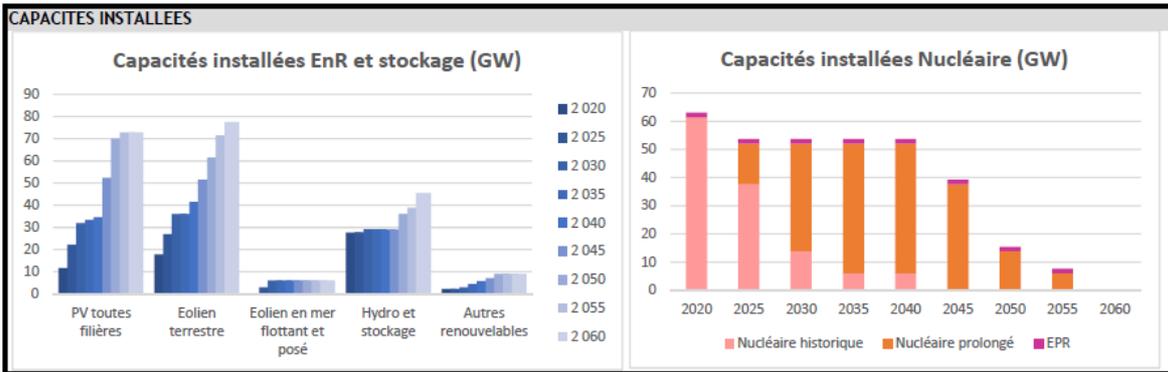
Coût total du système électrique, par an (€/MWh)										Emissions de CO2 annuelles (kt/an)									
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Coût total/an	96	99	99	88	84	78	74	76	79	Emissions (kt)	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493	Charbon	9412	0	0	0	0	0	0	0	0
										CCGT	150	443	377	615	665	192	0	0	0
										CCGT	0	0	0	0	0	0	7	5	431
										Fioul lourd	0	0	0	0	0	0	0	0	0
										Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0	0
										Emissions Evitées (kt)	Power-to-Heat	0	-1700	-3400	-3398	-3396	-3389	-3374	-3379
											P2H2 industriel	0	0	-1188	-1631	-2456	-2688	-2164	-3308
											P2H2 m & i,d,	0	-63	-561	-1062	-1551	-2009	-2229	-2790



Trajectoire "Développement interconnexions aisé"

Principales hypothèses										
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42€/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scenario Européen	Capacités STEP à l'étranger
85 €/MWh	100%	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme haut	Visions ADEME	Standart	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

Principaux indicateurs de résultats				
87€/MWh coût complet en moyenne sur la trajectoire	82% ENR en 2050	140 TWh d'exports nets en 2035	Coût de la trajectoire: 1176 Md€	-7,8 MtCO2 en 2050 : bilan net des émissions



Capacités installées EnR et stockage (GW)
Capacités installées Nucléaire (GW)

Capacités installées EnR et stockage (GW)										Capacités installées Nucléaire (GW)									
Détail EnR (GW)	2 020	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050	2 055	2 060	Détail Nucléaire (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV au sol	8	10	14	14	14	29	44	47	47	Nucléaire historique	61	38	14	6	6	0	0	0	0
PV toitures	4	5	7	7	7	7	7	7	7	Nucléaire prolongé	0	12	32	40	40	34	14	6	0
PV petit toitures	0	8	11	12	14	16	19	19	19	EPR	2	2	2	2	2	2	2	2	0
PV toutes filières	12	22	32	33	35	52	70	73	73										
Eolien terrestre	18	27	36	36	41	51	61	71	77										
Eolien en mer f.	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Eolien en mer f. et p.	0	3	6	6	6	6	6	6	6										
Hydro et stockage	28	28	29	29	29	29	36	39	45										
Autres renouvelables	2	2	3	4	6	7	9	9	9										

Mix de production en France (TWh)
Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)

Mix de production en France (TWh)										Bilan exportateur et consommation Power-to-X (TWh)									
Synthèse en TWh	Gas	Autres thermiq	Nucléaire	PV	Eolien Terrestre	Eolien Offshore	Autres ENR	Charbon	Consommation	Volumes en tWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
2020	0,4	13,2	421,6	18,0	33,5	0,0	79,4	10,6	448,5	Exports	132	122	164	167	182	161	128	108	93
2025	1,7	13,2	334,5	32,9	62,1	13,8	79,2	0,0	424,0	Imports	4	9	20	27	35	39	56	67	81
2030	1,2	13,2	287,7	47,0	90,5	26,9	88,0	0,0	408,6	Bilan net	127	112	144	140	148	121	72	41	12
2035	1,9	9,9	281,3	48,7	90,5	26,9	98,4	0,0	415,4	P2H2 m & i.d.	0	0	3	6	9	11	13	16	18
2040	3,1	6,6	273,0	50,3	106,4	26,9	105,7	0,0	421,7	P2H2 industries	0	0	7	10	13	17	16	22	28
2045	0,7	3,3	197,3	75,2	136,2	26,9	113,6	0,0	427,7	P2Heat	0	2	4	4	4	4	4	4	4
2050	3,2	0,0	87,4	98,7	164,2	26,9	127,1	0,0	429,2	Total P2X	0	2	14	20	26	32	33	42	50
2055	2,6	0,0	41,0	102,4	191,6	26,9	124,6	0,0	438,1										
2060	8,7	0,0	0,0	102,4	208,0	26,9	123,3	0,0	446,4										

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)
Emissions de CO2 annuelles (kt/an)

Coût total du système électrique, par an (€/MWh)										Emissions de CO2 annuelles (kt/an)									
Coûts totaux de l'électricité (€/MWh)										Emissions de CO2 en ktonnes en France									
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	Emissions (kt)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Coût total/an	96	99	99	89	84	80	77	77	80	Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conso hors P2X (TWh)	469	463	468	479	493	493	493	493	493	Charbon	9412	0	0	0	0	0	0	0	0
										CCGT	150	579	494	748	1080	240	782	1459	2891
										OCCGT	0	0	0	0	0	0	0	47	50
										Fioul lourd	0	1	0	0	0	0	0	0	0
										Thermique déc.	6056	6056	6056	4542	3028	1514	0	0	0
										Power-to-Heat	0	-1700	-3400	-3398	-3393	-3392	-3377	-3381	-3382
										P2H2 industriel	0	0	-1163	-1708	-2365	-2963	-2912	-4010	-4992
										P2H2 m & i,d,	0	-63	-560	-1058	-1520	-1979	-2300	-2811	-3327



L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale.

L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Ecologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

<https://www.ademe.fr/>

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous un regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur