

# MODELISATION ET OPTIMISATION DES MIX ELECTRIQUES FRANÇAIS ET EUROPEEN SUR LA PERIODE 2020-2060

---

Modélisation des trajectoires  
Transition(s) 2050

---

**RAPPORT D'ANALYSES**



**EXPERTISES**

**Fév.  
2022**

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

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'oeuvre 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**

**ADEME**

20, avenue du Grésillé

BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2020AC000016

**Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par** Artelys : CHAMMAS Maxime (directeur de projet), PENA VERRIER Gaspard (chef de projet), BIDEUX Thomas, HUMBERSET Luc, RIDREMONT Thomas (modélisations et analyses)

**Coordination technique - ADEME :** ARNAUD Brice

Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables

<b>RÉSUMÉ .....</b>	<b>4</b>
<b>1. CONTEXTE : LES MIX ELECTRIQUES ET TRANSITION(S) 2050.....</b>	<b>5</b>
<b>2. DES PARCS DE PRODUCTION CONTRASTES MAIS MAJORITAIREMENT ENR, ET UNE BALANCE EXPORTATRICE NEUTRE EN 2050 .....</b>	<b>6</b>
2.1. Les parcs de production modélisés permettent de représenter des niveaux de demande et choix politiques variés .....	6
2.2. Une intensification des échanges et une balance exportatrice proche de la neutralité.....	8
<b>3. LA LOCALISATION DES MOYENS DE PRODUCTION SUR LE TERRITOIRE EST DEPENDANTE DES CHOIX TECHNOLOGIQUES ET INFLUENCE LES BESOINS D'INFRASTRUCTURES ET DE FLEXIBILITES .....</b>	<b>10</b>
3.1. La répartition et la qualité de la ressource renouvelable, et la structure historique du réseau induisent différentes organisations géographiques des mix nationaux....	10
3.1.1. Répartition régionale des installations PV.....	10
3.1.2. Répartition régionale de la puissance éolienne .....	11
3.1.3. Impact du choix d'une technologie sur la répartition de la production .....	12
3.2. Le renforcement du réseau de transport interrégional est un facilitateur de l'exploitation de la ressource renouvelable et doit être planifié conjointement aux développements des moyens de production .....	14
3.2.1. Stratégies EnR et réseau interrégional : comparaison de mix de production pour S3.....	14
3.2.2. Intérêt de la planification conjointe des moyens de production et réseaux .....	15
3.3. Les besoins de flexibilités pilotables majoritairement déterminés par les équilibres régionaux.....	18
3.3.1. Evolution du parc de flexibilités national.....	18
3.3.2. Impact des équilibres régionaux.....	20
<b>4. LE BON FONCTIONNEMENT DES SYSTEMES MODELISES REPOSE SUR LA MOBILISATION DE TOUTES LES FLEXIBILITES DISPONIBLES .....</b>	<b>22</b>
4.1. La flexibilisation de la demande, un facilitateur de l'électrification et d'intégration des EnR .....	23
4.1.1. Contribution des véhicules électriques à la flexibilité de la demande .....	24
4.1.2. Contribution des usages thermosensibles à la flexibilité de la demande.....	25
4.1.3. Contribution de l'eau chaude sanitaire et des produits blancs .....	28
4.1.4. Impact cumulé des différentes flexibilités de la demande .....	29
4.2. Les électrolyseurs exploitent les potentiels renouvelables sans peser sur les périodes critiques .....	30
4.2.1. Fonctionnement des électrolyseurs.....	30
4.2.2. Déploiement sur le territoire .....	32
4.3. Fonctionnement du système .....	33
4.3.1. Fonctionnement en été .....	34
4.3.2. Fonctionnement en hiver .....	35
<b>5. ELEMENTS D'ANALYSE ECONOMIQUE .....</b>	<b>38</b>
5.1. Prix de l'électricité sur le marché de gros.....	38
5.2. Coût des trajectoires.....	39

## RÉSUMÉ

Le présent document est le rapport détaillé de l'étude « Modélisations et optimisations des mix électriques français et européens sur la période 2020-2060 » et s'inscrit dans les travaux de prospective « Transition(s) 2050 » de l'ADEME. Ce rapport d'analyse accompagne le feuillet « Transition(s) 2050 : Mix électrique / Quelles alternatives et quels points communs ? » contenant les grandes conclusions de l'ADEME sur ce sujet et décrit plus en détails les systèmes électriques des scénarios.

Le rapport revient sur la structure du mix électrique et sa position dans le système européen, sur les dynamiques et synergies d'investissements au niveau régional étant donné la structure du mix existant et la localisation des potentiels EnR, sur le rôle et l'utilisation des flexibilités (en particulier flexibilité de la demande et électrolyse) dans ces mix fortement renouvelables, et enfin sur des compléments d'analyse économique des systèmes électriques envisagés.

Les résultats présentés dans ce document s'appuient sur des modélisations horaires du système électrique sur la période considérée, pour plusieurs scénarios climatiques. L'ensemble des hypothèses technico-économiques et choix de modélisations sont présentés dans le cahier d'hypothèse publié simultanément. Pour compléter l'analyse, plusieurs trajectoires complémentaires à celles réalisées dans le cadre de Transition(s) 2050 ont été produites, notamment sur la répartition régionale des EnR et sur la structure du mix électrique du scénario S3.

Plusieurs résultats clés ressortent de ces analyses :

- Si le bilan exportateur net est presque nul en 2050 pour l'ensemble des scénarios, les échanges avec les pays voisins s'intensifient d'ici 2050 pour optimiser l'emploi des capacités EnR de part et d'autre de la frontière.
- Sous l'impulsion du développement des EnR, la répartition régionale de la production d'électricité est plus décentralisée en 2050 qu'en 2020 dans tous les scénarios. Le développement du réseau interrégional est nécessaire dans tous les scénarios, et il doit être pensé conjointement au développement des EnR.
- Une installation régionale des capacités EnR fondée uniquement sur les meilleurs LCOE conduit à augmenter significativement les besoins de réseau (+17% pour S1 en 2050, + 8% pour S3EnR Offshore) et les besoins de flexibilité pour absorber localement les productions EnR (+ 4 GW de batteries pour S1 en 2050, + 8 GW pour S3EnR Offshore). A l'inverse, l'optimisation économique prenant en compte tout le système incluant le réseau, conduit à une répartition des capacités sur le territoire minimisant les coûts pour la collectivité.
- L'installation des moyens de flexibilités (batteries, électrolyseurs flexibles, centrales à gaz) dans certaines régions prioritaires, à déterminer conjointement aux déploiements EnR, permet à la fois de contribuer à l'équilibre offre-demande national et d'intégrer les EnR à l'échelle régionale, en limitant le besoin de renforcement du réseau.
- Le bon fonctionnement des systèmes modélisés repose sur la mobilisation de toutes les flexibilités disponibles. Les flexibilités de la demande (en particulier charge intelligente des VE et électrolyse) apparaissent comme un élément indispensable pour la bonne intégration de la production PV.
- Les électrolyseurs exploitent les potentiels renouvelables sans peser sur les périodes critiques. Les électrolyseurs flexibles produisent avec des taux de charge de 25 à 30% en 2050 dans l'ensemble des scénarios.
- Le prix de marché de l'électricité augmente dans tous les scénarios d'ici 2050, lié à l'augmentation prévue des prix du gaz et du carbone, et s'approche du coût complet de l'électricité, le système étant moins surcapacitaire qu'en 2020. Cette augmentation des prix, décorrélée des coûts de production, suggère une évolution substantielle de la répartition du surplus collectif entre producteurs et consommateurs.

# 1. Contexte : les mix électriques et Transition(s) 2050

Les scénarios Transition(s) 2050 explorent les aspects sociétaux, énergétique, climatique des grands sous-systèmes impliqués dans les changements auxquels procéder pour atteindre la neutralité carbone en 2050 : bioéconomie-alimentation-agriculture-forêt-sols ; aménagement du territoire-bâtiments-mobilité ; industrie-matériaux-économie circulaire ; systèmes énergétiques décarbonés.

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

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



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

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

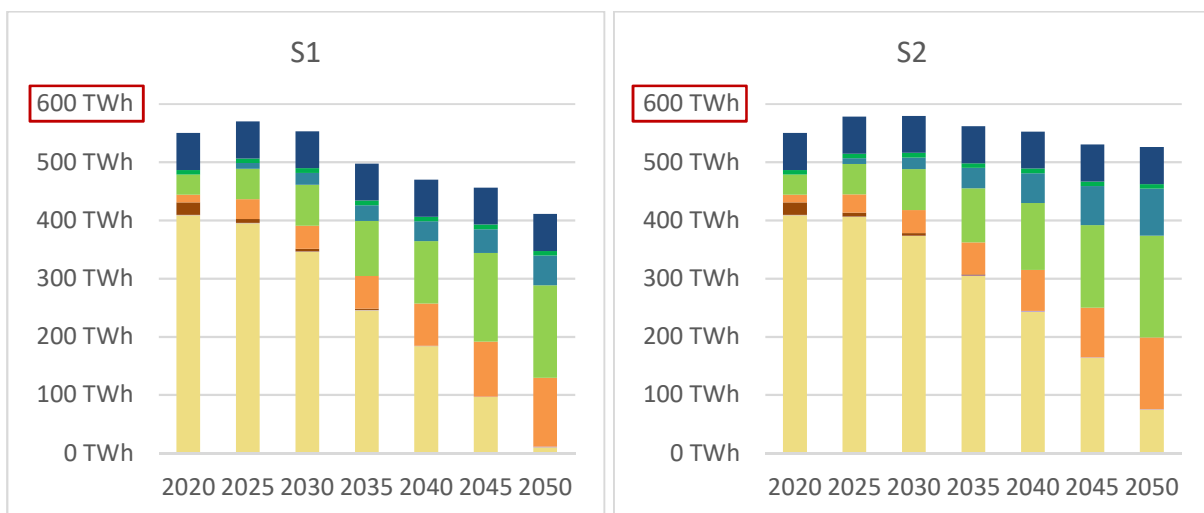
## 2. Des parcs de production contrastés mais majoritairement EnR, et une balance exportatrice neutre en 2050

### 2.1. Les parcs de production modélisés permettent de représenter des niveaux de demande et choix politiques variés

Les quatre scénarios Transition(s) 2050 intègrent, pour le système électrique, des évolutions des volumes de demande et modalités de mise en oeuvre de la transition énergétique contrastés. L'ADEME fait correspondre à chacun de ces scénarios une évolution du mix de production électrique répondant à différentes orientations.

Jusqu'en 2030, le développement des EnR (voir Figure 2 et Tableau 1 ci-dessous) en parallèle de la prolongation du parc nucléaire historique conduit à une augmentation de la production dans toutes les trajectoires. Après 2030, les différences se marquent, représentant des divergences à la fois dans les scénarios de demande (volumes, flexibilités) et les orientations retenues pour les mix :

- S1 correspond à un scénario où les efforts de maîtrise de la demande sont importants avec un mix électrique tendant vers le 100 % EnR en 2050. Le développement des EnR est marqué par une implication de la population à la transition écologique (développement marqué du PV sur toiture dans le résidentiel), et une volonté de répartition des parcs de production sur l'ensemble du territoire.
- S2 se caractérise également par des efforts de sobriété, la demande d'électricité augmente peu entre 2020 et 2050 malgré une électrification de l'économie française et un important développement de la production d'hydrogène par électrolyse (production la plus élevée des 4 scénarios). Les EnR se développent dans une logique de minimisation des coûts : centrales au sol et grandes toitures pour le PV, et installation des EnR dans les régions les plus propices.
- Dans S3, la demande augmente significativement par l'effet d'une très forte électrification des usages et d'efforts de maîtrise de la demande moindres. Le scénario S3 est sujet à deux variantes : S3Nuc, dans laquelle un programme EPR est développé et S3EnR Offshore, dans laquelle un développement important de l'éolien en mer flottant est représenté.
- S4 correspond au scénario dans lequel la demande augmente le plus, avec peu d'efficacité énergétique et peu de développement de la flexibilité de la demande. Toutes les technologies de production sont mobilisées, dont l'EPR et l'éolien en mer flottant, pour assurer des volumes excédant les 800 TWh en 2050, ce qui correspond à une augmentation de près de 50% par rapport à 2019.



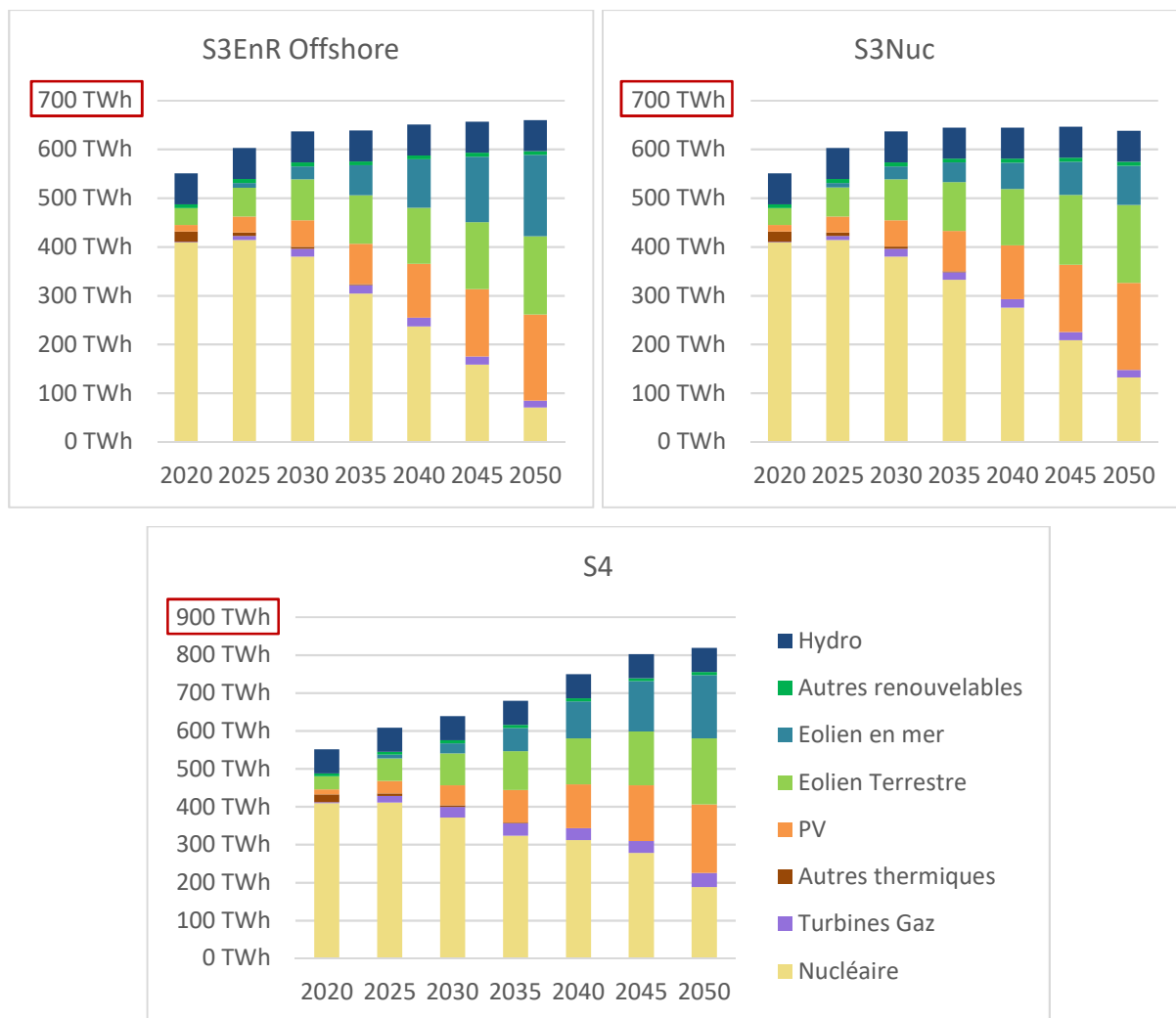


Figure 2 : Evolution des mix de production par trajectoire

	2030					2050				
	S1	S2	S3Nuc	S3EnR Offshore	S4	S1	S2	S3Nuc	S3EnR Offshore	S4
PV	30	30	42	42	42	92	92	142	141	144
Eolien terrestre	30	30	35	35	35	58	63	58	58	63
Eolien marin posé	5	5	7	7	7	10	19	19	19	19
Eolien marin flottant	1	1	1	1	1	5	5	5	29	29

Tableau 1 : Capacités EnR installées par trajectoire (en GW)

Les scénarios S1 et S2 sont les scénarios qui mobilisent le plus d'efforts de sobriété énergétique, avec des niveaux de production d'électricité maintenus sous les 600 TWh le long de la trajectoire 2020-2050. Dans le scénario S1, la production décroît, et devient inférieure aux niveaux historiques à partir de 2035. La production d'électricité à partir de gaz est très faible dans ces scénarios.

Dans toutes les trajectoires, indépendamment des volumes de consommation et des orientations en termes de mix, le taux de pénétration des renouvelables dépasse 50% dès 2040 (voir Figure 3). Au-delà de 2040, le taux de pénétration des EnR reste inférieur à 75% dans les scénarios S3Nuc et S4, alors qu'il tend vers 90% dans les scénarios S2 et S3EnR Offshore, voire 100% dans S1.

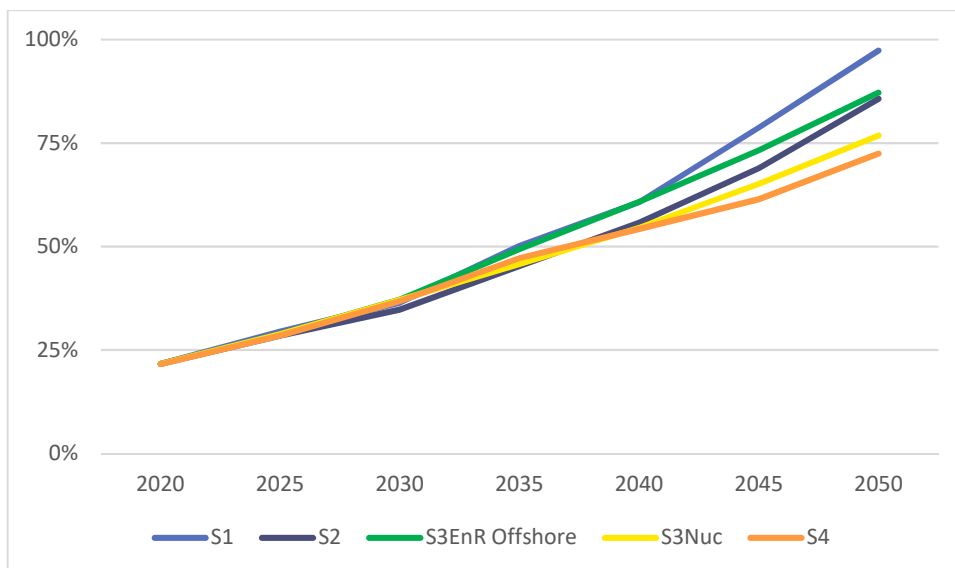


Figure 3 : Part des EnR dans les mix de production modélisés

## 2.2. Une intensification des échanges et une balance exportatrice proche de la neutralité

Le développement des interconnexions avec les pays frontaliers est scénarisé dans une évolution lissée, de manière identique entre les différentes trajectoires, avec des points de passage en capacité d'import à 22 GW en 2030 et 45 GW en 2050 (50 GW en export en 2050). Cela correspond au scénario économiquement optimal envisagé par RTE<sup>1</sup> (voir Figure 4).

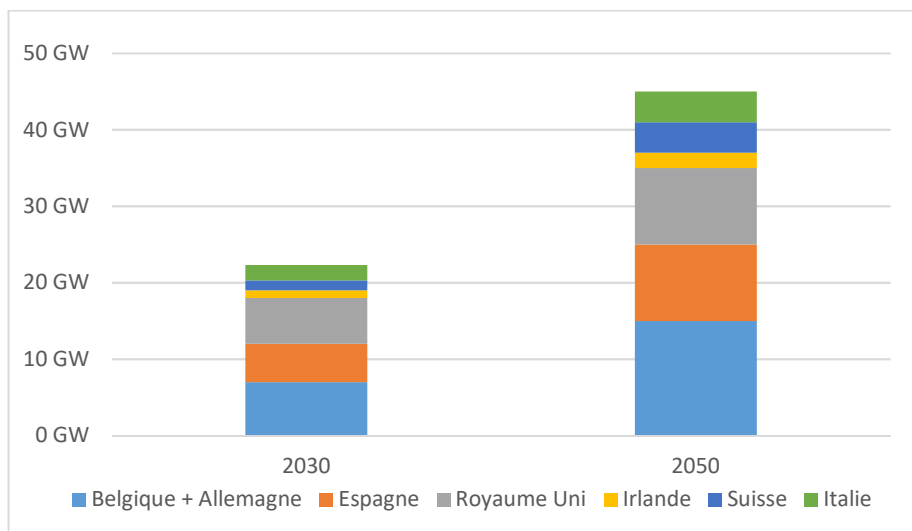


Figure 4 : Capacités d'import dans les scénarios de référence

La situation de surproduction observée sur la décennie 2020-2030 et décrite en section 2.1 conduit dans toutes les trajectoires à une augmentation des volumes d'exports nets annuels. Au-delà de 2030, la décréue des capacités nucléaires historiques contribue à la diminution des volumes d'exports nets (voir Figure 5). En 2050, les systèmes modélisés présentent une balance française proche de l'équilibre.

Le triplement des capacités d'interconnexion entre l'année 2020 et l'année 2050 permet un développement important des échanges transfrontaliers. La diminution de la balance exportatrice française résulte en effet principalement d'une augmentation significative des imports (jusqu'à un facteur 8 en 2050 par rapport à 2020), qui compense des exports eux-mêmes augmentés d'environ 30% (voir Figure 5). Cette intensification des échanges transfrontaliers permet l'intégration de parts croissantes d'EnR dans les mix européens et donc une meilleure exploitation de la ressource, grâce à des interconnexions qui représentent un moyen de flexibilité majeur dans des situations excédentaires comme déficitaires.

<sup>1</sup> GT3-7-8 de RTE : « Futurs énergétiques 2050 : premiers résultats sur l'analyse des besoins de flexibilité et de l'équilibre offre-demande »



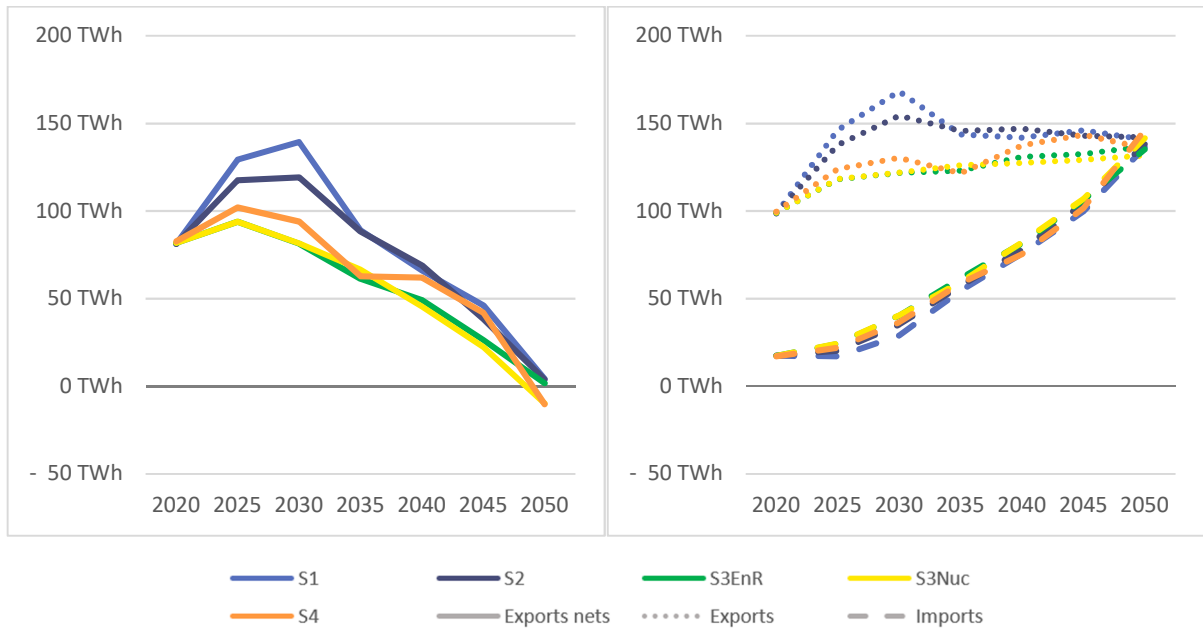


Figure 5 : Evolution des flux transfrontaliers. A gauche : exports nets ; à droite : exports et imports bruts.

Les monotones d'exports nets en Figure 6 affichent quelle proportion du temps les exports nets de la France sont inférieurs à une certaine valeur. Elles illustrent cette symétrie entre situations d'import et d'export et montrent que, dans le cas de S3 par exemple, les capacités d'import et export scénarisées sont excédentaires par rapports aux besoins maximaux d'export et import net dédiés à l'équilibre offre-demande du système français. De plus, les situations d'export et d'import apparaissent moins marquées dans S3Nuc dont la monotone d'exports nets est plus proche de l'axe horizontal, résultant de moindres variations dans la production.

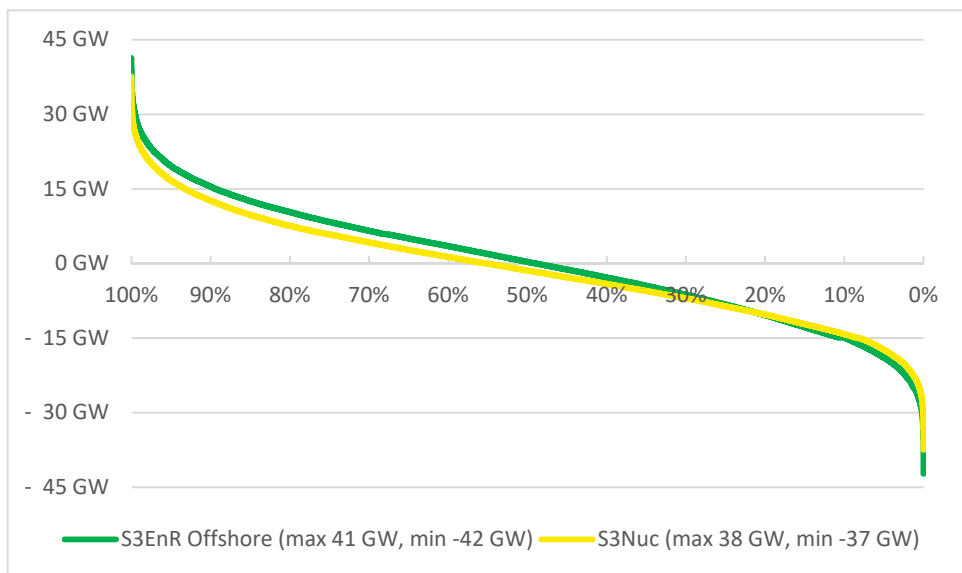


Figure 6 : Monotone d'exports nets en 2050 dans les variantes S3 de référence (sur 9 années météo).

### 3. La localisation des moyens de production sur le territoire est dépendante des choix technologiques et influence les besoins d'infrastructures et de flexibilités

#### 3.1. La répartition et la qualité de la ressource renouvelable, et la structure historique du réseau induisent différentes organisations géographiques des mix nationaux

Chaque région française peut accueillir des capacités de production renouvelable en fonction de la surface éligible (surface terrestre pour l'éolien ou les champs PV, surfaces en toitures pour le PV décentralisé etc.). Dans le modèle employé, à chaque technologie et région est associé un taux de charge régional<sup>2</sup>, qui traduit la qualité de ce gisement.

L'optimisation économique réalisée dans l'étude des mix de capacités de production, stockage et capacités d'interconnexions interrégionales (représentation schématique du réseau de transport) permet, entre autres, un arbitrage entre déploiement des capacités de production renouvelable au plus proche des consommations et déploiement dans une autre région, où le taux de charge est plus favorable, couplé à l'éventuelle installation de capacités supplémentaires de réseaux. L'optimisation des déploiements EnR intègre de plus :

- La prise en compte des niveaux actuels des déploiements régionaux en les maintenant dans le temps au-delà de la durée de vie des infrastructures en place,
- Une scénarisation partielle de la répartition des capacités EnR nationales à déployer. Cette scénarisation assure un niveau minimum de contribution de toutes les régions à l'objectif national, indépendamment des autres paramètres (taux de charge, renforcement du réseau...). Cette répartition minimale est établie en fonction des gisements disponibles et concerne 50% des nouvelles installations dans S1 (décentralisation et appropriation), 20% dans les autres scénarios.

Les déploiements nationaux ont été fournis en section 2.1 Tableau 1.

#### 3.1.1. Répartition régionale des installations PV

Dans le cas du PV, les différentiels de taux de charge (12% en Hauts-de-France, 17% en PACA) favorisent le développement marqué du solaire dans les régions méridionales (voir Figure 7).

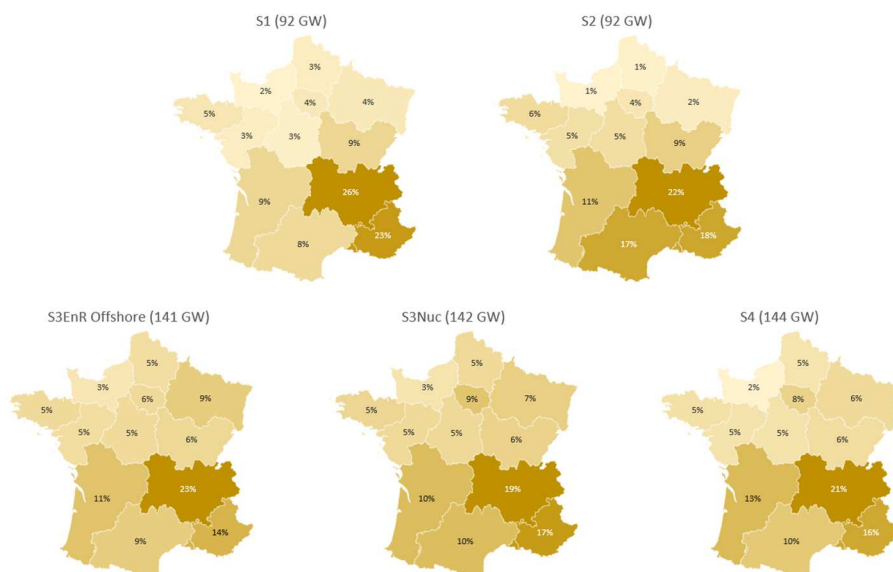


Figure 7 : Répartition régionale<sup>3</sup> des capacités de production solaire PV en 2050 (en % de la capacité nationale)

<sup>2</sup> Voir Cahier d'hypothèses, section 3.

<sup>3</sup> Cartes éditées avec Bing © GeoNames, Microsoft, TomTom

### 3.1.2. Répartition régionale de la puissance éolienne

Les écarts de taux de charge régionaux moyens étant proportionnellement plus faibles dans l'éolien (29%-34% pour l'éolien terrestre surtoilé), ils mènent à une répartition de la puissance éolienne terrestre plus homogène sur le territoire (voir Figure 8). Dans les scénarios modélisés, l'optimisation économique globale conduit à installer la capacité éolienne terrestre principalement en Auvergne-Rhône-Alpes (AuRA), Occitanie, Bourgogne-Franche-Comté (BFC), bien que ces régions ne profitent pas des meilleurs taux de charge : respectivement 30%, 32% et 33%. A l'inverse, les Hauts-de-France, qui bénéficient d'un meilleur taux de charge moyen (34%), ne voient pas leur potentiel d'installation exploité au maximum.

A capacité terrestre équivalente, les 24 GW d'éolien flottant supplémentaires sur les façades maritimes dans S3EnR Offshore par rapport à S3Nuc, réparties sur les régions Bretagne, Normandie, PACA, Occitanie, Nouvelle-Aquitaine, Pays-de-la-Loire, induisent une mobilisation (et renforcement, voir section 3.2) du réseau de transport à partir de ces régions aux balances historiques généralement importatrices (voir Figure 9). Ce besoin de réseau en cas de fort développement de l'éolien offshore mène à un transfert de la puissance éolienne terrestre vers les régions plus centrales (voir Figure 10). Notamment, le rapport 2,5 des capacités d'éolien offshore sur la côte méditerranéenne dans S3EnR Offshore par rapport à S3Nuc mène à une moindre concentration d'éolien terrestre en AuRA et Occitanie et à une remontée des capacités installées vers le nord (Centre-Val-de-Loire et BFC).

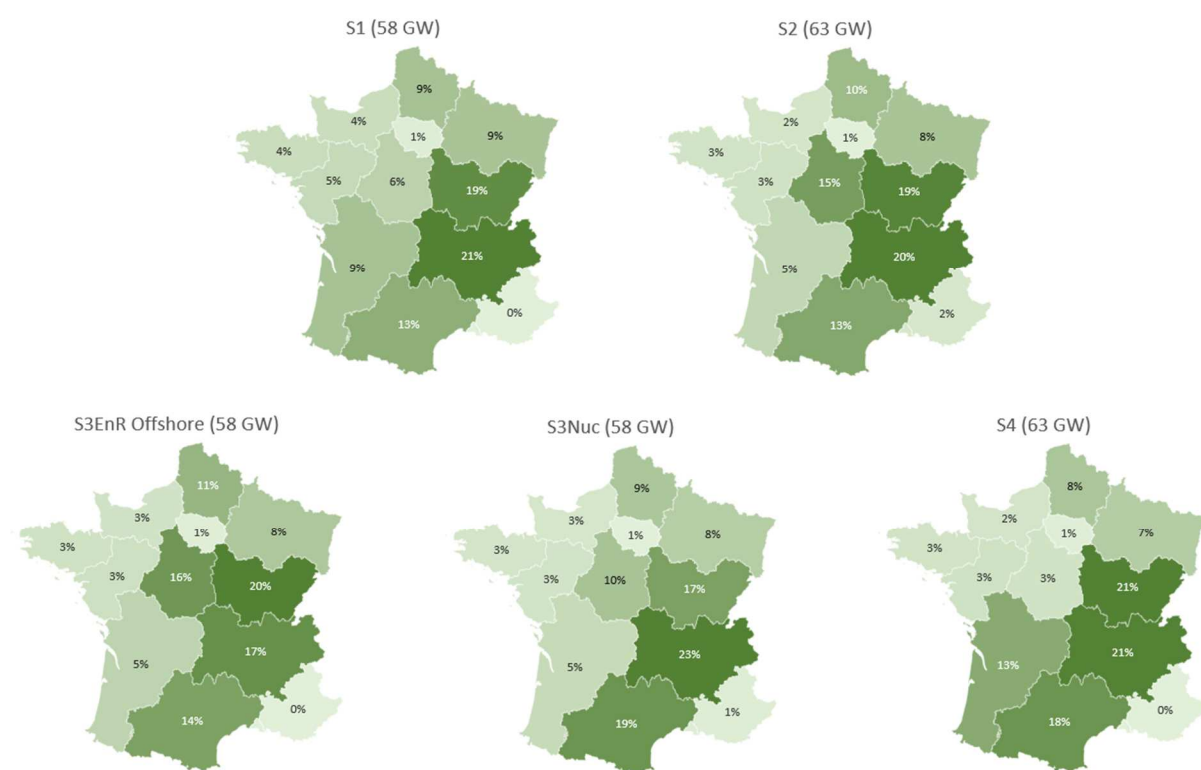


Figure 8 : Répartition régionale de l'éolien terrestre en 2050 (en % de la capacité nationale)

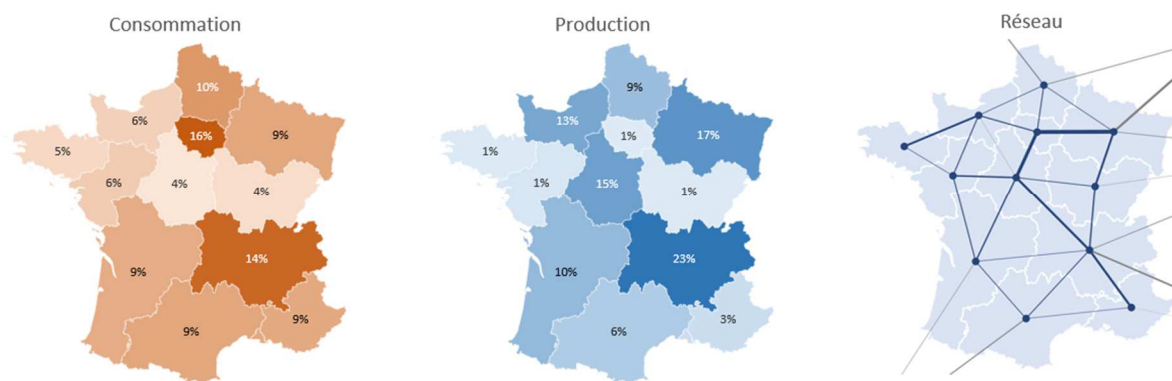


Figure 9 : Situation historique. A gauche puis au centre : répartitions régionales de la consommation puis de la production électrique en 2020. A droite : représentation du réseau de transport interrégional (en bleu) en 2020 et des interconnexions transfrontalières (en gris)

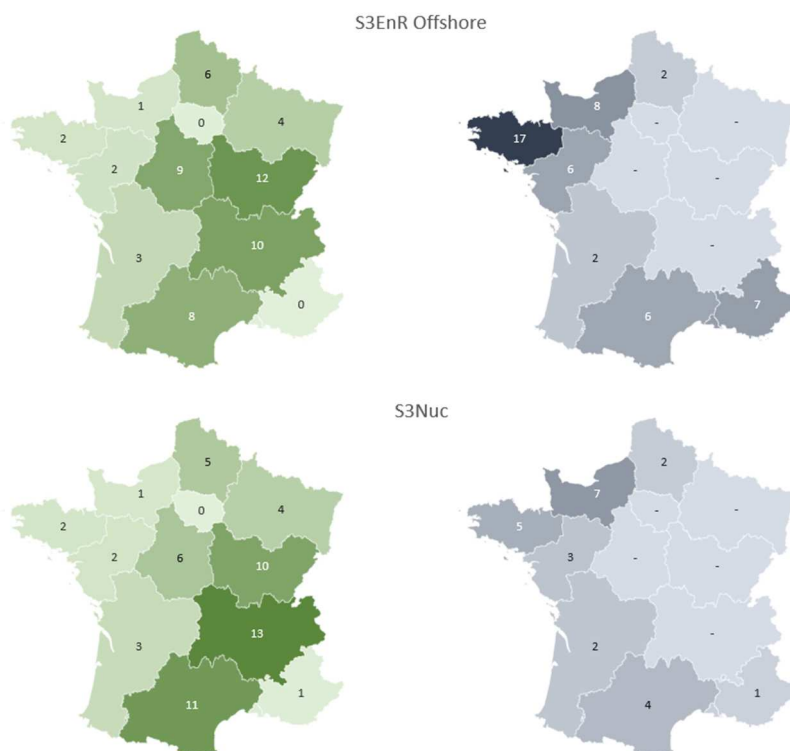


Figure 10 : Répartition, en 2050, des éoliennes terrestres (GW) à gauche, des éoliennes offshore (GW) à droite

### 3.1.3. Impact du choix d'une technologie sur la répartition de la production

En 2050, le recours accru aux EnR dans tous les scénarios mène à une décentralisation de la production électrique à l'horizon 2050 par rapport à la situation historique (Figure 11). Notamment, des régions sous-représentées dans la répartition historique de la production, comme BFC et la Bretagne, voient leurs parts respectives passer de 1% de la production en 2020 à plus de 5% dans tous les scénarios, soit un facteur 5 minimum.

La région AuRA, qui tient un rôle historiquement producteur, bénéficie d'une position favorable sur la structure de réseau historique pour exploiter ses potentiels EnR PV et éolien terrestre. Elle conserve ainsi son rôle de première région productrice dans tous les scénarios. L'Occitanie, en mobilisant de même ses potentiels EnR favorables, double sa contribution à la production nationale. Les scénarios présentant un

fort développement de l'éolien flottant (S3EnR Offshore et S4) affichent naturellement une part de production supérieure sur la façade Atlantique et spécialement la Bretagne.

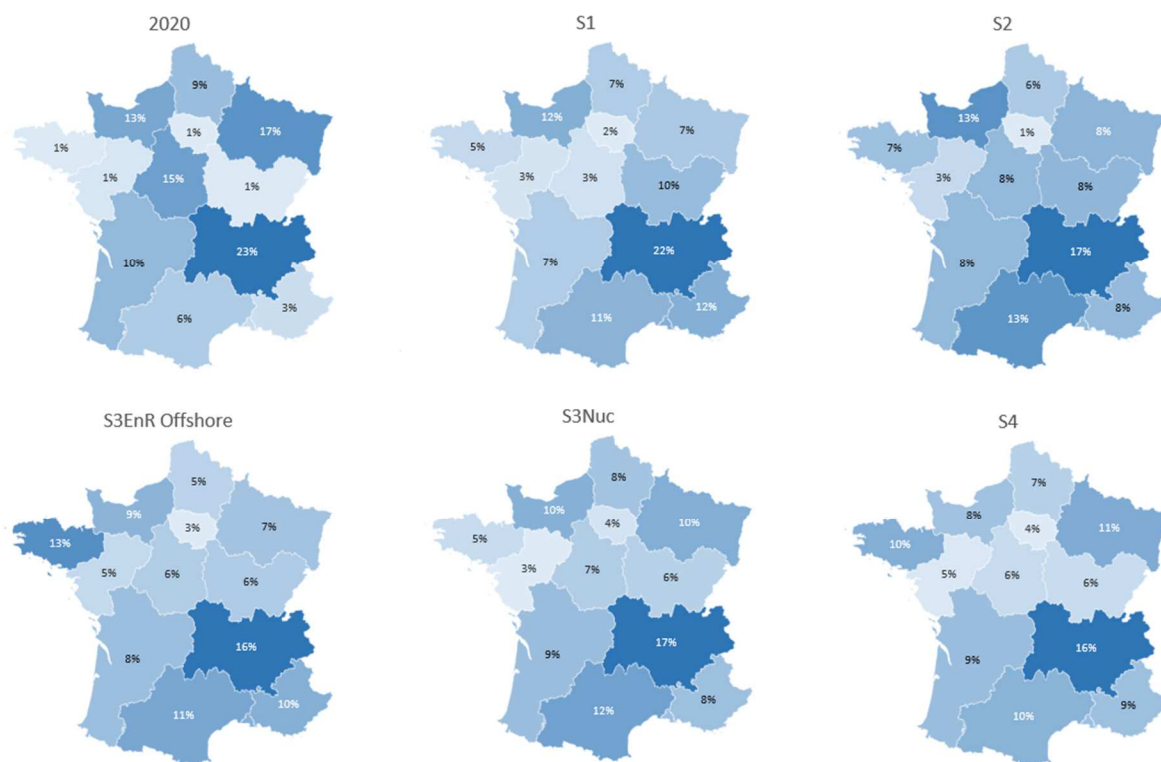


Figure 11 : Répartition régionale de la production électrique en 2020 et dans les scénarios en 2050 (en % de la production nationale)

### Focus sur la répartition régionale projetée des consommations

La répartition régionale des consommations d'électricité en 2050 (voir Cahier d'hypothèses) montre des déformations assez faibles par rapport à la situation considérée en 2020, et très similaires entre les scénarios.

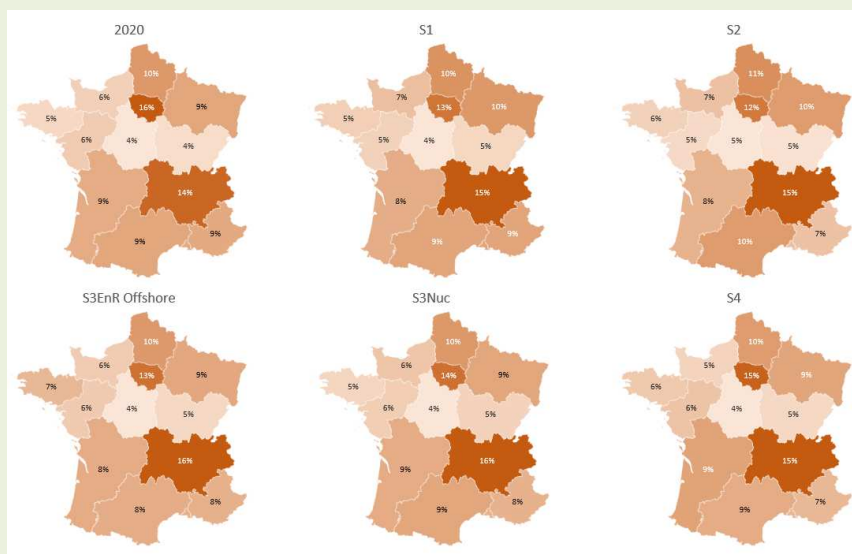


Figure 12 : Répartition régionale de la consommation électrique en 2020 et dans les scénarios en 2050 (en % de la consommation nationale)

### **3.2. Le renforcement du réseau de transport interrégional est un facilitateur de l'exploitation de la ressource renouvelable et doit être planifié conjointement aux développements des moyens de production**

A l'instar du réseau d'interconnexions transfrontalières, le réseau de transport interrégional contribue à l'atteinte des équilibres offre-demande régionaux, favorise le foisonnement à l'échelle nationale et permet l'exploitation des potentiels EnR les plus favorables au-delà des contraintes géographiques de correspondance production/consommation.

Les résultats de dimensionnement optimal du réseau interrégional (voir Figure 13) illustrent l'intérêt de développer massivement les infrastructures d'échanges entre régions, d'autant plus dans les scénarios présentant des hauts niveaux de demande et développement des EnR.

La figure 13 illustre en effet que les scénarios S3EnR Offshore et S4, dont les capacités installées d'EnR sont très proches en 2050 (voir Tableau 1), suivent un dimensionnement similaire du réseau interrégional.

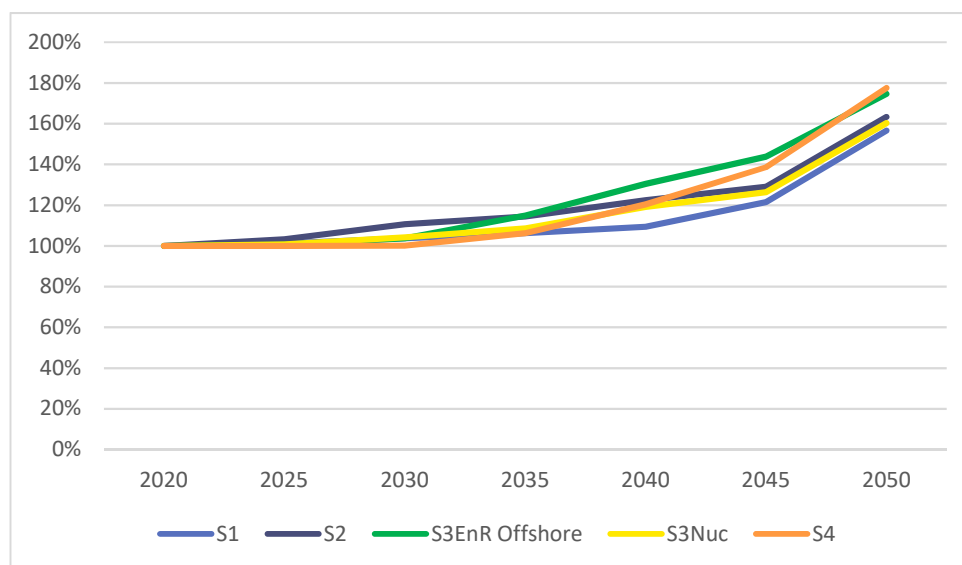


Figure 13 : Evolution des capacités d'échanges interrégionales (base 100 en 2020)

#### **3.2.1. Stratégies EnR et réseau interrégional : comparaison de mix de production pour S3**

Différentes variantes de mix de production construites pour le scénario de demande S3 permettent une analyse à scénario de demande équivalent. Au-delà des mix de référence S3EnR Offshore et S3Nuc, on modélise aussi « S3EnR Terrestre » pour lequel, partant de la situation S3EnR Offshore, 14 GW d'éolien flottant sont substitués par de l'éolien terrestre afin d'étudier les impacts d'une plus large acceptabilité de cette technologie (capacité installée d'éoliennes terrestres en 2050 : 79 GW, au lieu de 58GW dans S3EnR Offshore).

Les quantités d'infrastructures d'échanges interrégionales nouvellement déployées apparaissent plus élevées dans le scénario S3EnR Offshore que le scénario S3Nuc (voir Figure 13). Le taux de pénétration EnR est plus élevé dans le scénario S3EnR Offshore (87% en 2050 contre 77% pour S3Nuc), avec 24 GW d'éolien flottant supplémentaires dans des régions historiquement moins connectées (Bretagne par exemple – voir la structure du réseau 2050 en Figure 14). Avec un taux de pénétration EnR équivalent, le scénario S3EnR Terrestre fait en effet intervenir un développement du réseau interrégional plus limité, en concentrant les installations dans des régions historiquement mieux connectées.

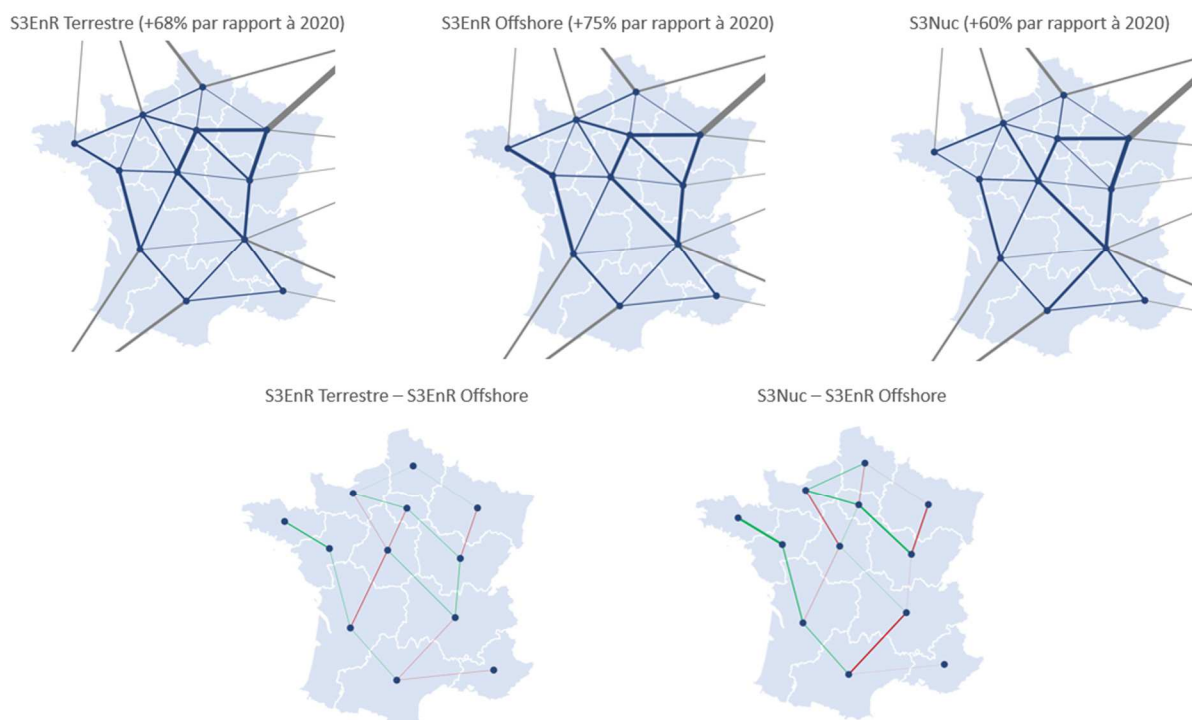


Figure 14 : Répartition du réseau interrégional (en bleu) pour S3EnR Terrestre, S3EnR Offshore et S3Nuc en 2050 (épaisseur de traits proportionnelle aux niveaux d'infrastructures). En gris : interconnexions transfrontalières. En dessous, les comparaisons par rapport à S3EnR Offshore. En vert les diminutions et en rouge les augmentations.

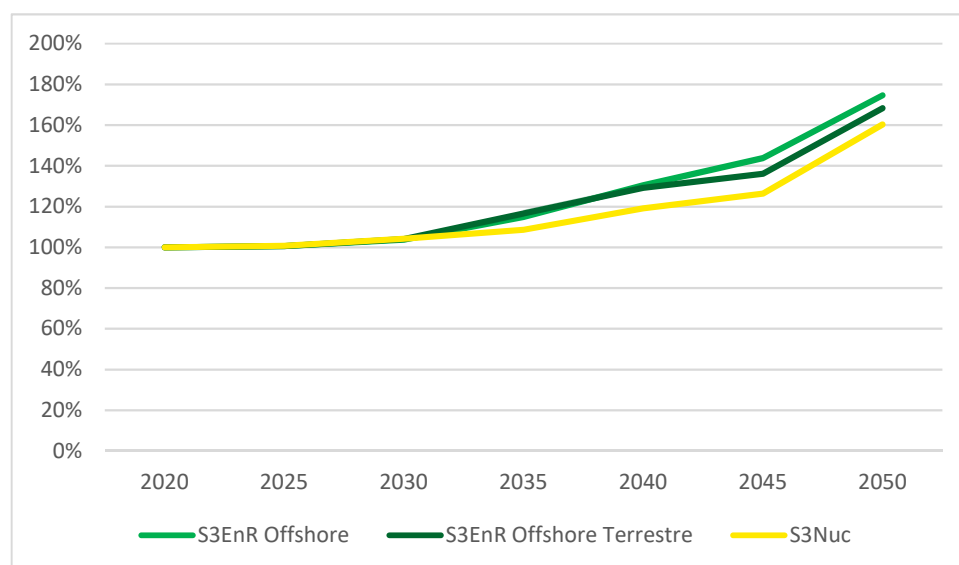


Figure 15 : Evolution des capacités d'échange interrégionales des scénarios S3 (base 100 en 2020)

### 3.2.2. Intérêt de la planification conjointe des moyens de production et réseaux

Deux variantes de mix de production sont établies à partir des scénarios S1 et S3EnR Offshore, respectivement « S1 LCOE First » et « S3EnR Offshore LCOE First », dans lesquelles la répartition régionale des objectifs EnR nationaux n'est pas laissée libre à l'optimiseur et conjointe au reste du système mais construite *ex ante* d'après les LCOE seulement afin de représenter une exagération de la logique actuelle des appels d'offres. Dans ces variantes, les capacités sont donc installées en priorité là où leur productible est le meilleur, sans prendre en compte le coût/bénéfice « système » qu'elles peuvent apporter.

Pour ces variantes, le besoin de développement du réseau interrégional apparaît plus élevé que dans les scénarios de référence respectifs. Dans le cas du solaire notamment, les larges différentiels de taux de charge entre régions (voir section 3.1) mènent à une forte concentration des installations dans la moitié

sud du territoire. Dans les deux cas, les réseaux de transport interrégionaux ainsi dimensionnés montrent notamment des renforcements significatifs pour mieux connecter l'Occitanie et PACA au système national (voir Figure 18).

La répartition des capacités EnR fondées sur les LCOE conduit à une moindre homogénéité de la répartition régionale des capacités : par exemple, dans S3EnR LCOE First, la capacité PV installée est de 33 GW en Occitanie et 0 GW en île de France, contre respectivement 12 GW et 8 GW dans S3EnR Offshore (figure 16). De même, dans le scénario S1 reposant sur une mobilisation accrue du solaire PV en toitures, la capacité installée en Occitanie est de 48 GW dans S1 LCOE First contre 7 GW dans S1 (Figure 17). La concentration des capacités PV en Occitanie dans les scénarios LCOE First implique des renforcements de réseaux de l'Occitanie vers le centre du territoire, renforcements plus importants dans S1 LCOE First et que dans S3EnR LCOE First (Figure 18)

La section suivante montre un lien semblable entre planification des moyens de production et de flexibilités pilotables (batteries, centrales à gaz). Le positionnement d'éventuels électrolyseurs peut de même permettre de résoudre certaines contraintes d'équilibre régional.

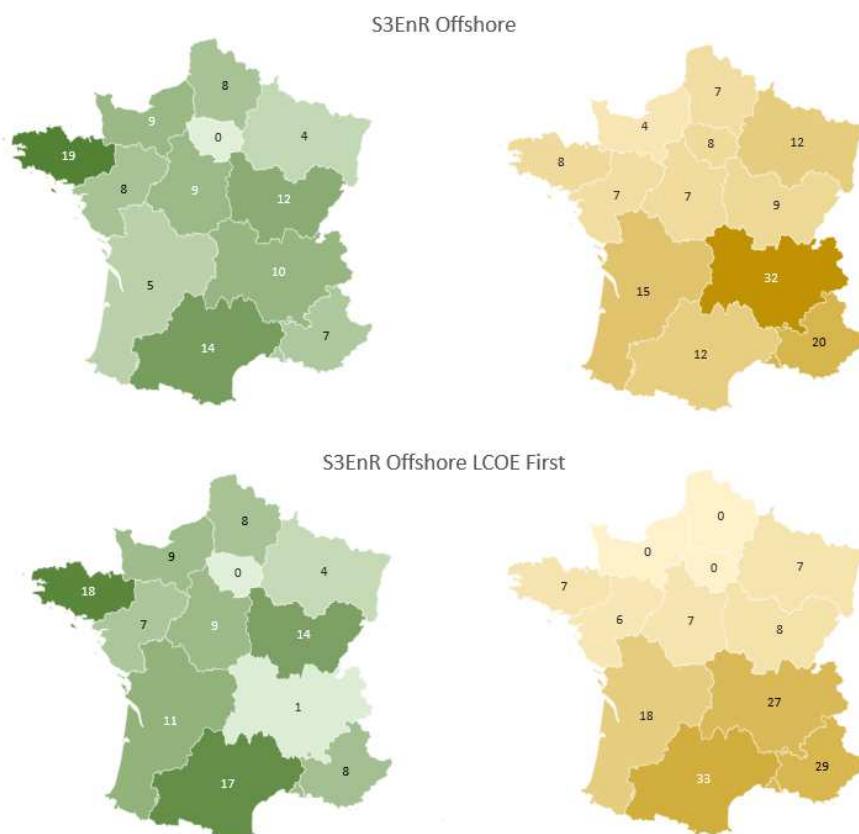


Figure 16 : Répartition régionale des capacités d'éolien terrestre et en mer (à gauche) et solaires (droite) dans les scénarios S3EnR Offshore et S3EnR Offshore LCOE First en 2050 (en GW)



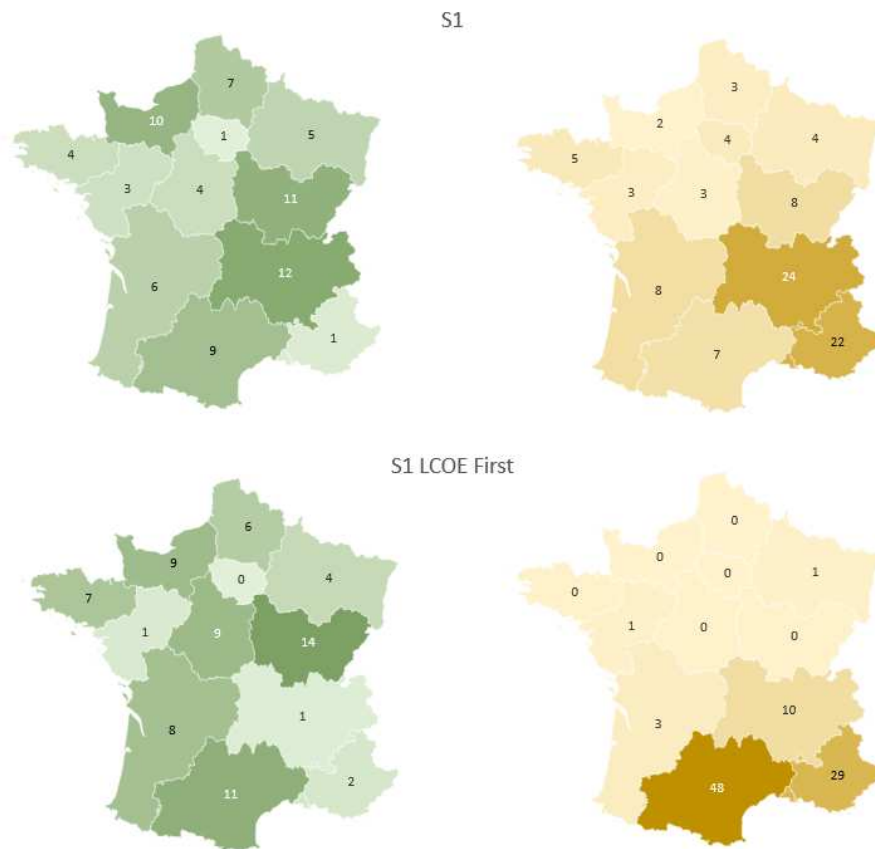


Figure 17 : Répartition régionale des capacités d'éolien terrestre et en mer (à gauche) et solaires (à droite) dans les scénarios S1 et S1 LCOE First en 2050 (en GW)

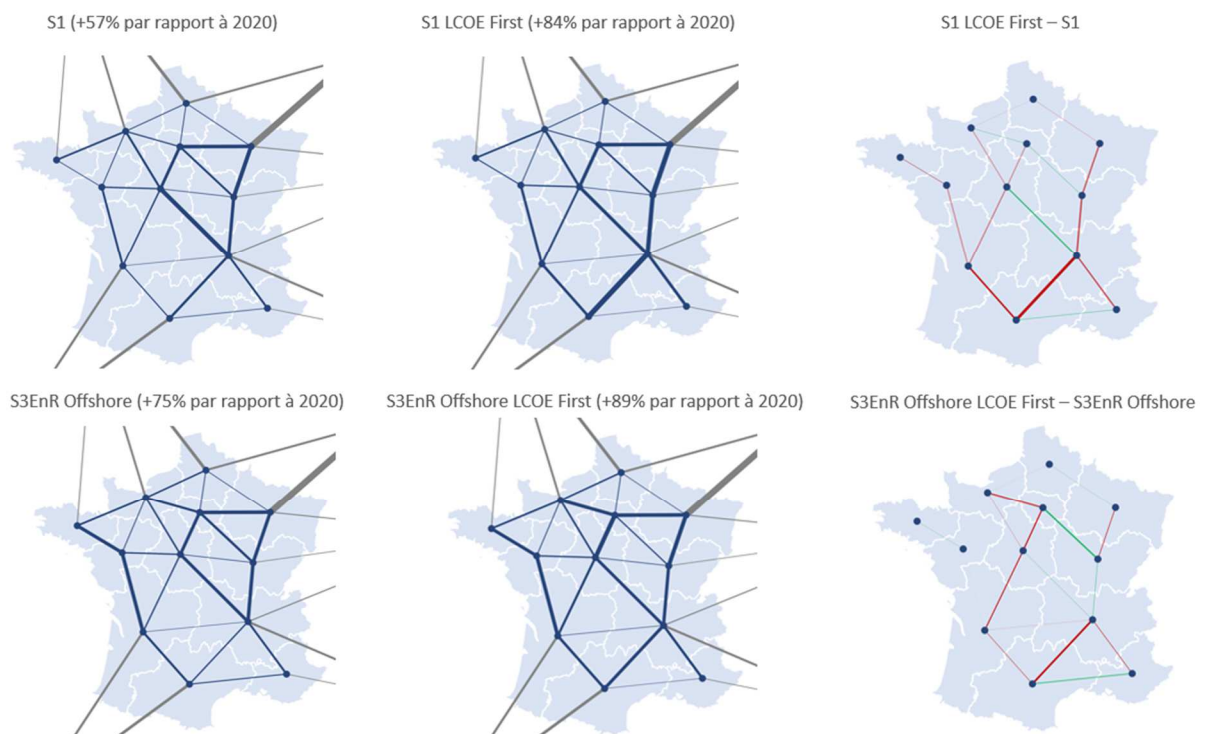


Figure 18 : Représentation du réseau interrégional (en bleu) pour les alternatives S3EnR Offshore et S3EnR Offshore LCOE First, S1 et S1 LCOE First en 2050 (épaisseur de traits proportionnelle aux niveaux d'infrastructures). En gris : interconnexions transfrontalières. A droite, les comparaisons, en vert les diminutions et en rouge les augmentations.

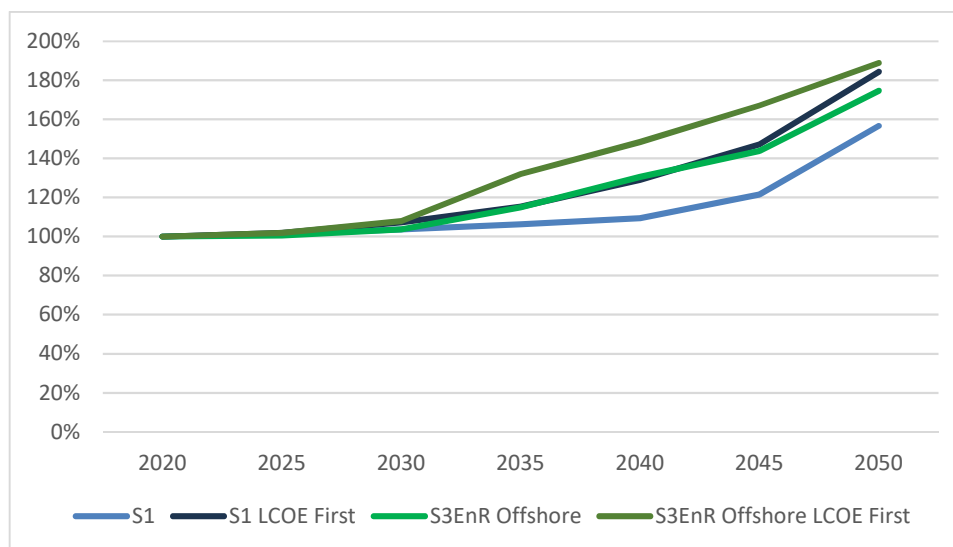


Figure 19 : Evolution des capacités d'échange interrégionales des scénarios S1 et S3EnR Offshore et leurs variantes LCOE First (base 100 en 2020)

### **3.3. Les besoins de flexibilités pilotables majoritairement déterminés par les équilibres régionaux**

Dans cette sous-section, sont explicités les développements des moyens de production pilotables : centrales de pointe au gaz (gaz décarboné dans des proportions variables selon les scénarios) et stockages (STEPS et batteries) tels qu'obtenus dans les optimisations de mix effectuées. En effet, contrairement au nucléaire et aux EnR dont les capacités sont largement scénarisées, le dimensionnement et l'exploitation des différents moyens de flexibilité sont optimisés économiquement pour satisfaire l'équilibre offre-demande en prenant en compte les coûts des technologies et les hypothèses exogènes considérées (volumes de consommation, mix de production, contraintes techniques...).

L'apport du développement de la flexibilité de la demande est ensuite analysé en section 4.1.

#### **3.3.1. Evolution du parc de flexibilités national**

Dans les 5 trajectoires de référence, les capacités optimales de production au gaz sont en hausse d'ici 2030 puis diminuent voire tendent vers 0 en 2050 dans le cas de S2 (voir Figure 20). Cette première période de croissance du parc de centrales à gaz accompagne un développement du parc EnR sur le territoire couplé à un renforcement limité des infrastructures de transport et une certaine inertie à la pénétration des dispositifs de flexibilité de la demande en début de trajectoire.

Les déploiements de turbines à gaz sont destinés à la fourniture de flexibilité et les taux de charge des installations restent inférieurs à 20% (voir Tableau 2).

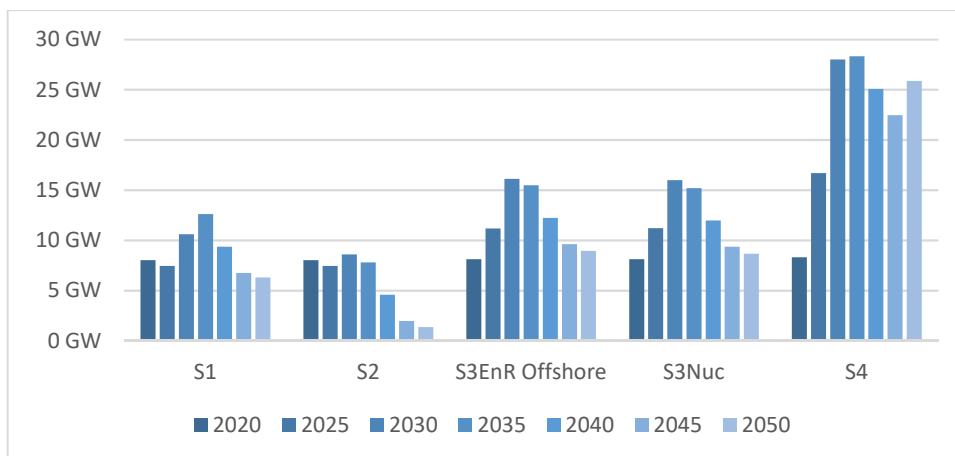


Figure 20 : Evolution des capacités de turbines à gaz (CCGT + OCGT) installées

Tableau 2 : Taux de charge des turbines à gaz en 2050

Scénario	Taux de charge
S1	16%
S2	13%
S3EnR Offshore	18%
S3Nuc	20%
S4	19%

Les 2 GW de STEP supplémentaires qu'il est possible d'installer en Auvergne-Rhône-Alpes à partir de 2035 sont mobilisés dès que possible dans les scénarios S3EnR Offshore, S3Nuc et S4 pour lesquels la demande croît (voir Figure 21). Dans le cas du scénario S1, dans lequel la flexibilité de la demande est développée dans des proportions moyennes, seule une partie de ce potentiel est exploitée. Dans le scénario S2, qui combine des efforts de sobriété et un développement fort de la flexibilité, le parc de STEP n'est pas développé au-delà de la capacité actuelle.

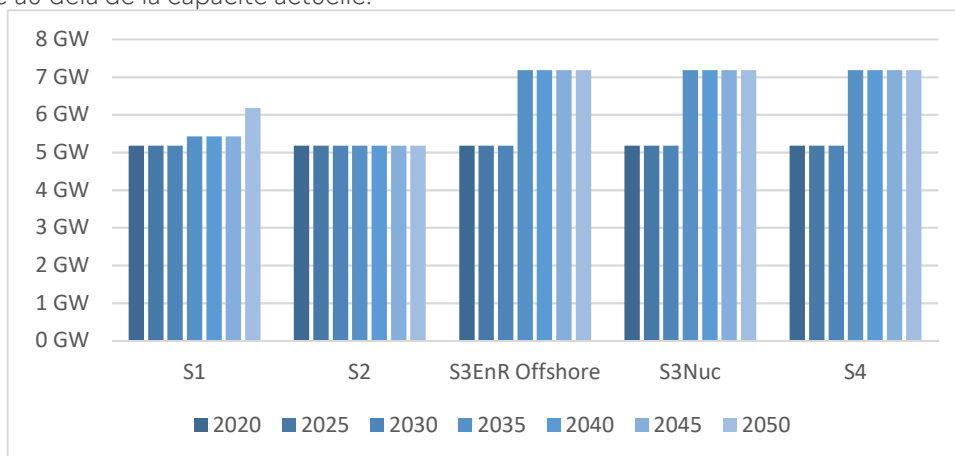


Figure 21 : Evolution des capacités de STEP installées

Les batteries électrochimiques, qui permettent de stocker de l'électricité pour quelques heures (au sein d'une journée, par exemple), sont essentiellement installées dans le scénario S4 (voir Figure 22), qui envisage des niveaux de demande ambitieux en même temps que de faibles niveaux de flexibilité de la demande. Dans les autres scénarios, le développement de la flexibilité de la demande et en particulier le développement de la charge intelligente des véhicules électriques (voir Tableau 3) est suffisant pour couvrir les besoins de flexibilités journaliers. Les VE flexibles, en décalant leur charge du soir à la journée, offrent comme les batteries la possibilité d'exploiter la production solaire de milieu de journée et réduire les besoins de production en soirée (illustration de la flexibilité disponible en section 4.1).

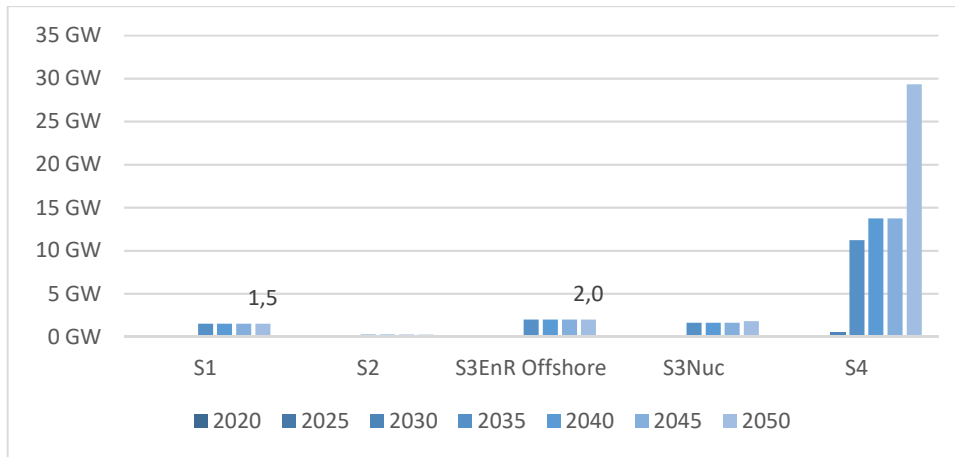


Figure 22 : Evolution des capacités de batteries installées

Tableau 3 : Taux de flexibilité de la recharge des véhicules électrique en 2050

Scénario	2050
S1	60%
S2	60%
S3EnR Offshore	70%
S3Nuc	70%
S4	30%

### 3.3.2. Impact des équilibres régionaux

#### Localisation des batteries

En présence de VE flexibles en proportions suffisantes, donc dans tous les cas sauf le scénario S4 (voir tableau 3), les batteries ne se développent que dans de très faibles proportions en 2050. L'optimisation conjointe de la structure du réseau et des déploiements EnR, notamment solaire PV, permet en effet d'assurer l'équilibre des systèmes modélisés sans recourir à des batteries supplémentaires pour la résolution de contraintes.

La simulation des variantes S1 LCOE First et S3EnR Offshore LCOE First, pour lesquelles la localisation des EnR est totalement scénarisée, mène à une augmentation significative de la capacité nationale de batteries (qui, elle, est optimisée), déployées exclusivement dans les régions hébergeant les capacités de production PV (voir Figure 23). Ces résultats illustrent l'incidence des équilibres régionaux sur les besoins de flexibilités et l'intérêt de considérer ensemble les besoins de production, de renforcement des réseaux et de moyens de flexibilités dans les exercices de planification.

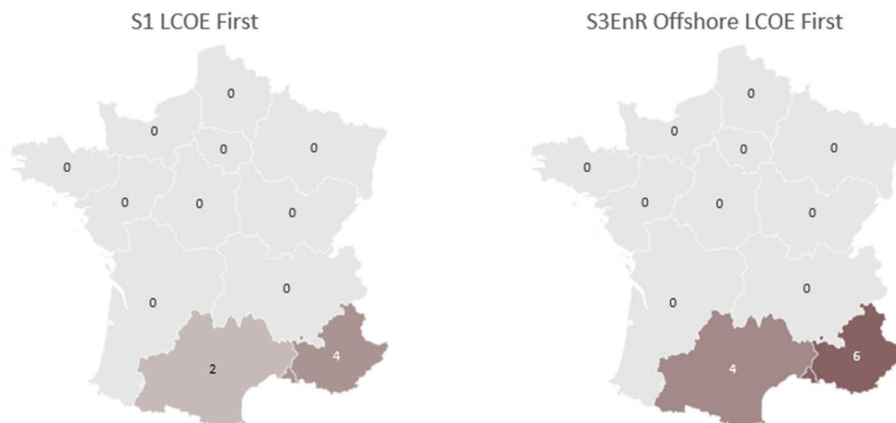


Figure 23 : Répartition régionale des batteries dans les scénarios S1 LCOE First et S3EnR Offshore LCOE First en 2050 (en GW)

### Localisation des turbines à gaz

En 2050, les régions Ile-de-France et Hauts-de-France sont très importatrices comme illustré en section 3.1. Par ailleurs, la région Hauts-de-France est faiblement connectée avec les autres régions et l'Ile-de-France, en concentrant une forte demande résidentielle, fait face à des pointes hivernales élevées. Les besoins de flexibilité sont donc très élevés dans ces deux régions, ce qui entraîne des déploiements de centrales à gaz dans ces régions, concentrant alors tout ou la majorité des turbines d'appoint nationales (voir Figure 24).

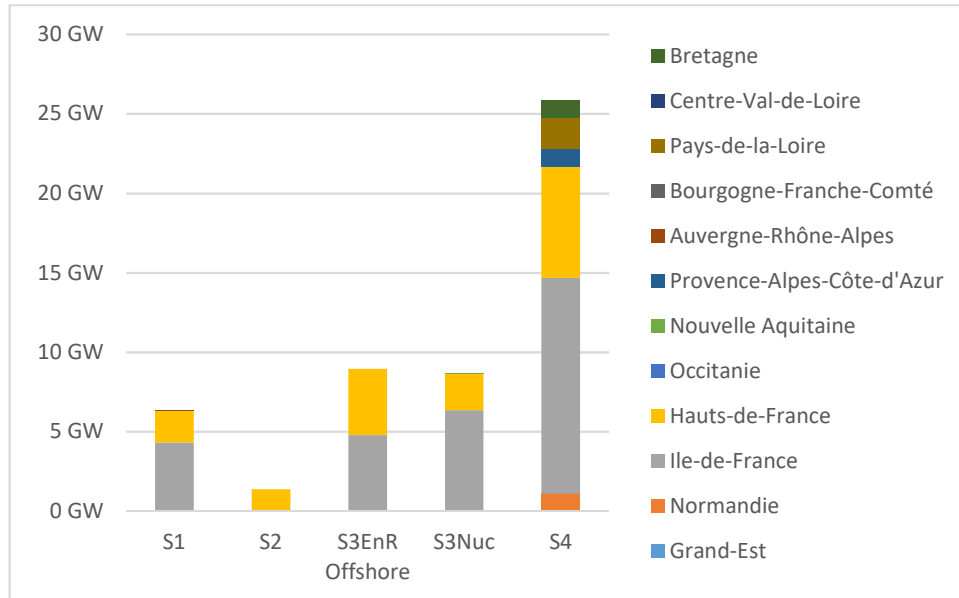


Figure 24 : Capacités de turbine à gaz (CCGT + OCGT) installées en 2050

## 4. Le bon fonctionnement des systèmes modélisés repose sur la mobilisation de toutes les flexibilités disponibles

---

L'intégration d'une part croissante d'EnR variables dans le mix, d'autant plus dans les cas où la demande est appelée à augmenter, requiert la mobilisation de moyens de flexibilité permettant d'assurer l'équilibre offre-demande et la sécurité d'approvisionnement en continu. Ces flexibilités peuvent prendre différentes formes, notamment :

- En cas de production déficitaire :
  - L'appel de centrales thermiques ou hydrauliques pilotables, de stockages par batteries ou pompage/turbinage,
  - L'effacement de certaines demandes flexibles et du soutirage d'éventuels électrolyseurs, dans des proportions dépendant de contraintes techniques, économiques et/ou d'acceptabilité sociale,
  - La mobilisation d'imports depuis des zones voisines (échelle infranationale ou européenne) lorsque leurs situations respectives le permettent,
- En cas de production excédentaire, afin d'éviter l'écrêtement de la production :
  - Déplacement dans le temps de la demande, quand c'est possible ; par exemple, anticipation de la charge de véhicules électriques (VE), des opérations des chauffe-eau,
  - Optimisation de la dynamique de production des électrolyseurs flexibles,
  - La charge des moyens de stockage,
  - Les exports vers des zones voisines qui peuvent ou souhaitent accueillir ces productions supplémentaires.

En complément des analyses précédentes des déploiements de moyens de production pilotables et l'évolution des échanges transfrontaliers, la contribution de la flexibilité de la demande au fonctionnement des systèmes modélisés est analysée dans cette sous-partie.

Dans des mix à forte proportion d'EnR, la minimisation des besoins de productions pilotables et de stockage est atteinte par l'alignement, au maximum, des consommations flexibles avec les productions fatales. Les scénarios Transition(s) 2050 intègrent ainsi des potentiels de flexibilité de la demande variés, établis par usage selon des contraintes dynamiques propres, dont l'exploitation permet de lisser les variations de demande nette<sup>4</sup> et ainsi réduire les besoins de flexibilités pilotables.

La Figure 25 illustre ce phénomène dans le cas du scénario S3EnR Offshore. Le profil journalier moyen de demande nette est aplati après exploitation des diverses flexibilités de la demande : ainsi, les puissances à mobiliser pour l'équilibre, en production (fin de journée) ou en consommation (mi-journée, lors du pic de production solaire) sont réduites. Le pic de demande nette du soir est, dans ce cas, réduit d'environ 50% (de 51 GW à 27 GW). Des imports et productions pilotables seront alors mobilisés pour fournir la demande résiduelle. A la mi-journée, le système à forte pénétration de solaire PV produit en moyenne plus que la demande naturelle (la demande nette est négative). L'exploitation des potentiels de flexibilité de la demande permet de réduire l'écart de -27 GW à -10 GW. La production résiduelle pourra par exemple être exportée.

La figure 25 permet également de constater que la flexibilité de la demande permet de réduire la demande nette maximum de façon significative : elle est réduite de plus de 120 GW pour ne jamais dépasser 75 GW après exploitation des flexibilités.

---

<sup>4</sup> demande nette = demande réduite des EnR fatales

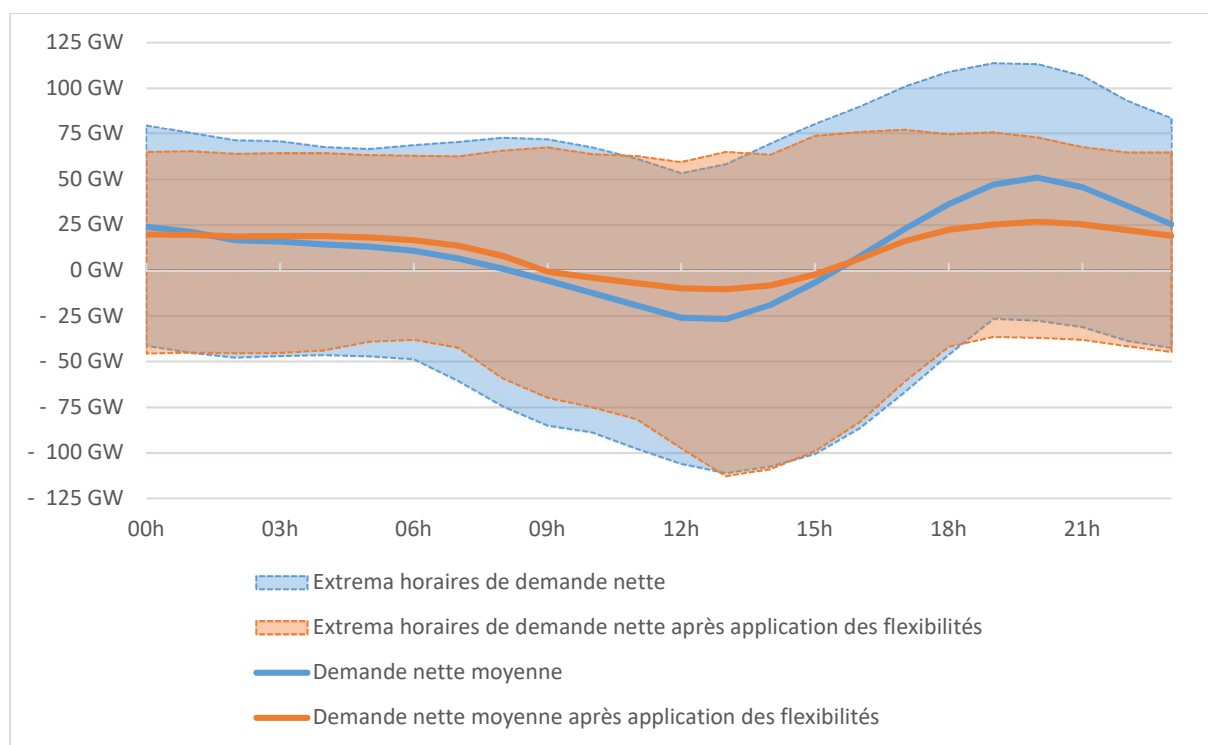


Figure 25 : Profils journaliers de demande nette avant et après exploitation des flexibilités de la demande, et plages de variations respectives, en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

#### 4.1. La flexibilisation de la demande, un facilitateur de l'électrification et d'intégration des EnR

Pour la plupart des usages, la demande est décomposée en deux parties :

- Une partie « fatale », pour laquelle la courbe de charge est imposée dans la simulation,
- Une partie « flexible », pour laquelle la courbe de charge est optimisée sous certaines contraintes spécifiques<sup>5</sup>.

Selon leurs narratifs en matière d'acceptabilité, les scénarios Transition(s) 2050 font intervenir différents niveaux de développement de flexibilité de la demande rappelés au Tableau 4.

	2020				2030				2050			
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Véhicules électriques	12%	12%	12%	12%	25%	25%	35%	20%	60%	60%	70%	30%
ECS	0%	0%	0%	0%	85%	85%	90%	80%	90%	90%	95%	80%
Chauffage	0%	0%	0%	0%	20%	20%	25%	10%	40%	40%	45%	25%
Climatisation	0%	0%	0%	0%	20%	20%	25%	10%	40%	40%	45%	25%
Produits blancs	0%	0%	0%	0%	15%	30%	30%	10%	25%	40%	40%	20%
Industrie	20%	20%	20%	20%	40%	40%	40%	40%	50%	50%	50%	50%

Tableau 4 : Parts de volumes de demandes flexibles par usage (pilotage horaire sous contraintes)

La flexibilisation de ces volumes de demande se traduit en capacités effaçables sous différentes contraintes selon les usages et les périodes (usages thermosensibles par exemple), dont la capacité totale moyenne pendant l'année est illustrée en Figure 26.

<sup>5</sup> Voir Cahier d'hypothèses, section 4, pour le détail de la modélisation des flexibilités de la demande et les coûts de déploiement associés, qui varient entre les scénarios

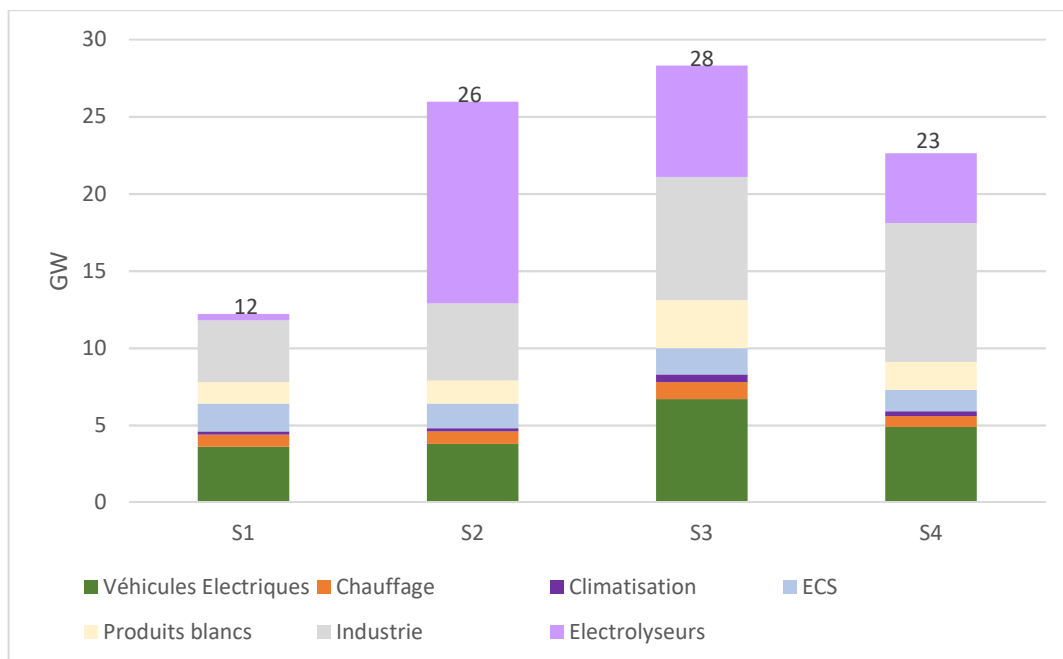


Figure 26 : Capacité effaçable moyenne disponible en 2050 dans les scénarios Transition(s) 2050

#### 4.1.1. Contribution des véhicules électriques à la flexibilité de la demande

Les scénarios Transition(s) 2050 envisagent un fort développement des véhicules électriques (VE) qui constitueront un important poste de consommation pour le système électrique français en 2050. L'impact de cette demande supplémentaire sur le dimensionnement et fonctionnement du système peut être limité en développant des mécanismes de recharge flexible<sup>6</sup> des batteries. En chargeant aux instants les plus opportuns de leur période de connexion aux bornes (« smart-charging »), les VE peuvent moduler leurs appels de puissance et ainsi participer à contenir la demande nette et l'équilibre du système. Le Véhicule-to-grid ou véhicule-to-home n'est pas modélisé dans ces scénarios.

Deux types d'utilisateurs de VE sont modélisés pour assurer une représentation fidèle des futurs modes de recharge de la flotte électrique :

- Les véhicules rechargeant leurs batteries au domicile. Ils sont connectés principalement en dehors des heures travaillées et la recharge naturelle des véhicules ayant quitté le domicile à la journée engendre un pic de consommation dans la soirée.
- Les véhicules rechargeant leurs batteries sur le lieu de travail. Ils se connectent aux bornes dès le début de journée, période à laquelle ils créent un pic de demande.

L'incidence de ces comportements naturels est significative dans le scénario S4 qui suppose la plus faible flexibilité de la recharge des VE (voir Tableau 4). Dans une telle situation, les pics de consommation cumulée des VE en matinée et soirée sont très marqués (voir Figure 27).

<sup>6</sup> Le développement de la fonction « vehicle-to-grid » n'est pas considéré dans les scénarios Transition(s) 2050 de référence.



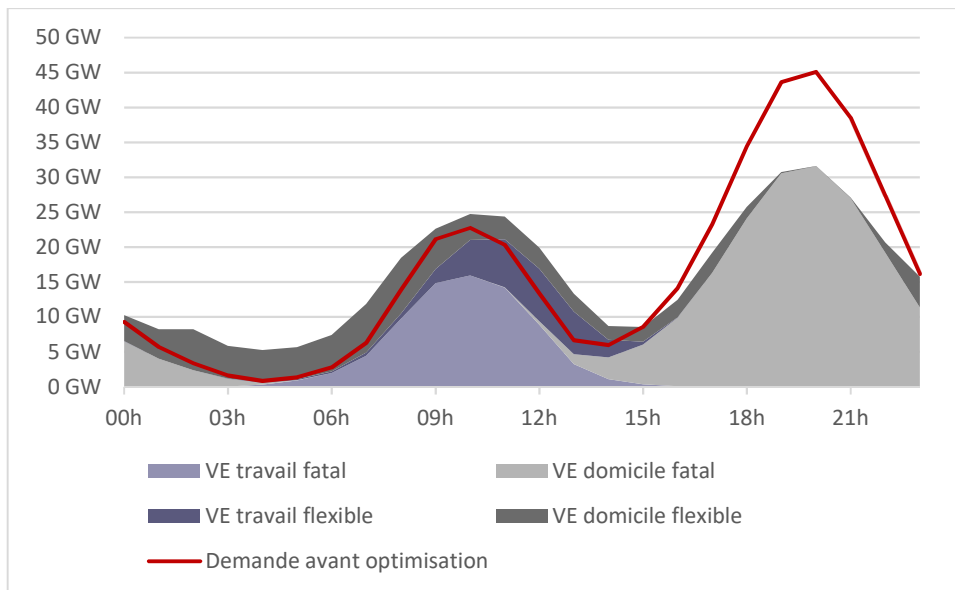


Figure 27 : Profil journalier moyen de la consommation des 43M de véhicules électriques en 2050 dans le scénario S4

Si la plupart des véhicules électriques permettent la recharge flexible, comme dans le scénario de demande S3 par exemple, les pics de consommation sont atténués pour être répartis sur les moments de plus faible tension sur le système. Les consommations flexibles sont alors reportées majoritairement sur la nuit et la pointe solaire (voir Figure 28).

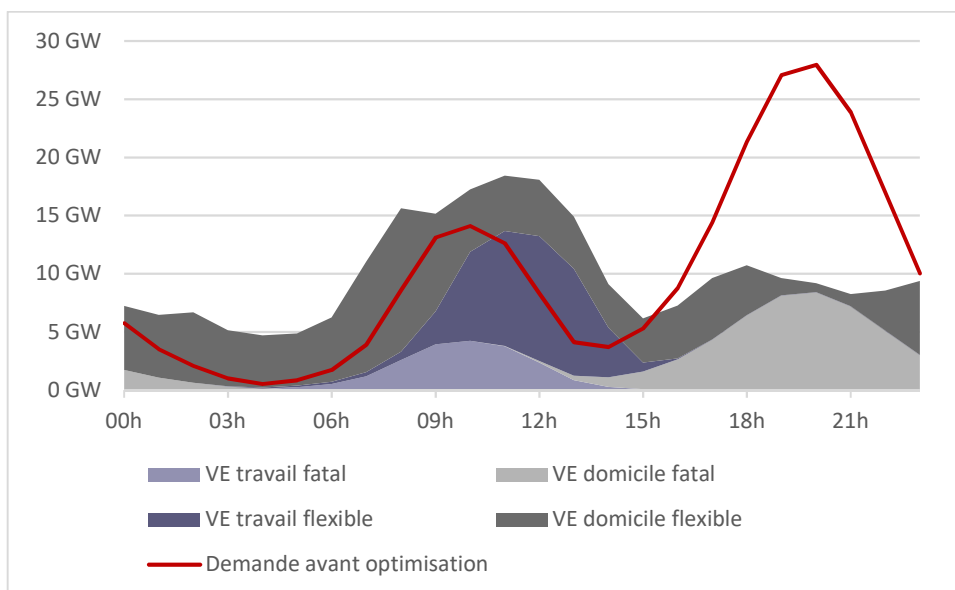


Figure 28 : Profil journalier moyen de la consommation des 33M de véhicules électriques en 2050 dans S3EnR Offshore

#### 4.1.2. Contribution des usages thermosensibles à la flexibilité de la demande

Les usages thermosensibles incluent la climatisation et le chauffage, dont l'intensité dépend des conditions de température. Les scénarios Transition(s) 2050 prévoient la possibilité pour la consommation liée à ces usages de s'effacer partiellement pour contribuer à l'équilibre du système, sur des périodes de 15 min, en anticipant ou reportant la consommation effacée. La flexibilité des usages thermosensibles permet alors d'aménager de petites variations de demande horaire autour de la demande naturelle (voir Figure 29 pour le cas du chauffage).

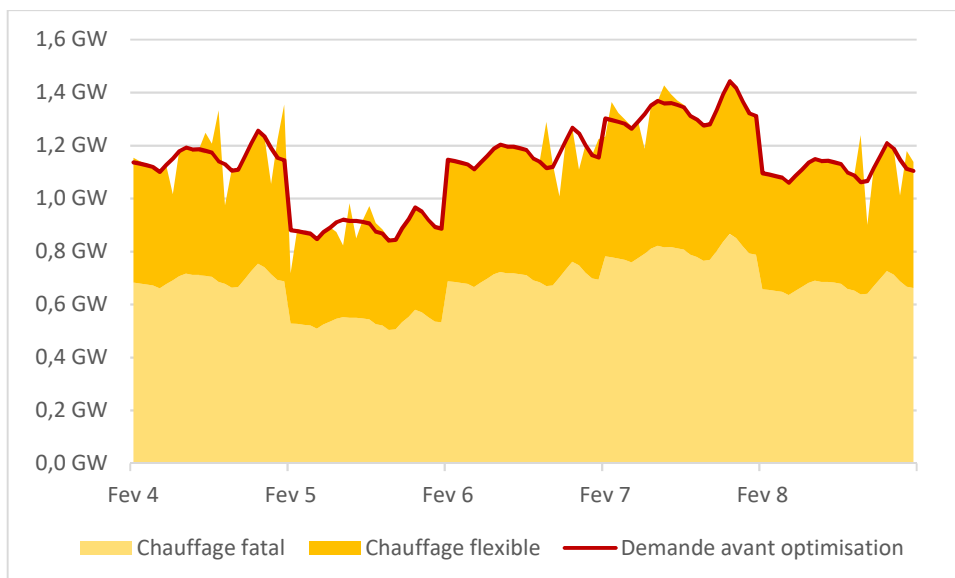


Figure 29 : Consommation des moyens de chauffage électriques en Ile-de-France en février 2050 dans le scénario S2

Les pompes à chaleurs modélisées disposent d'un chauffage d'appoint (le « backup », potentiellement intégré à l'installation) électrique (résistance) ou au gaz (chaudière) qui assure la production de chaleur lorsque la température extérieure est trop basse et que le procédé thermodynamique n'est plus assez performant (voir Figure 30).

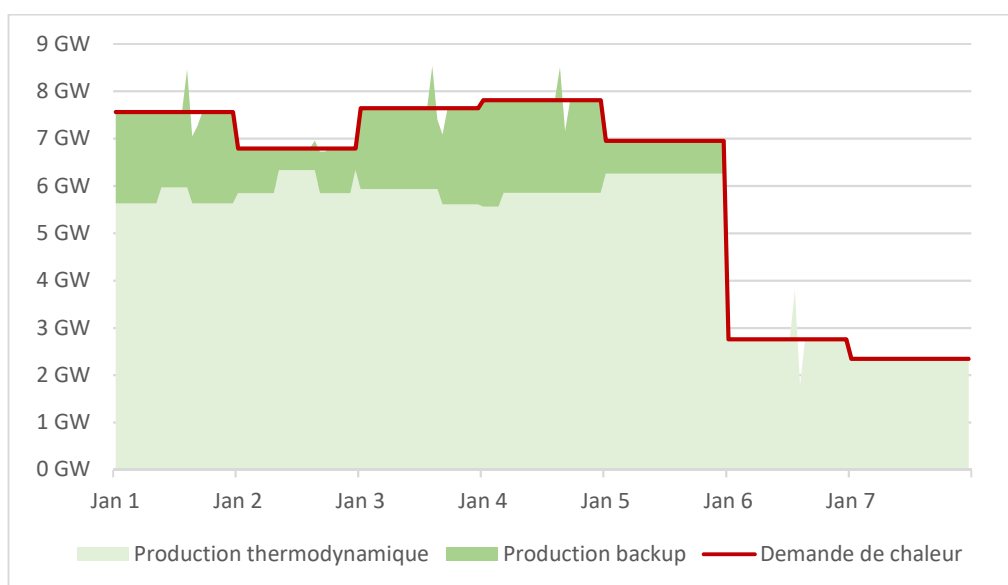


Figure 30 : Production thermique du parc de pompes à chaleur classiques et hybrides en Ile-de-France en janvier 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

Dans les scénarios S3 et S4, une partie des pompes à chaleur possède un système de backup consommant du gaz plutôt que de l'électricité. Dans les périodes de grand froid, ces pompes à chaleur hybrides, dont la thermodynamique limite la chaleur productible, sont alors complétées sans imposer de contrainte supplémentaire au système électrique (voir Figure 31).

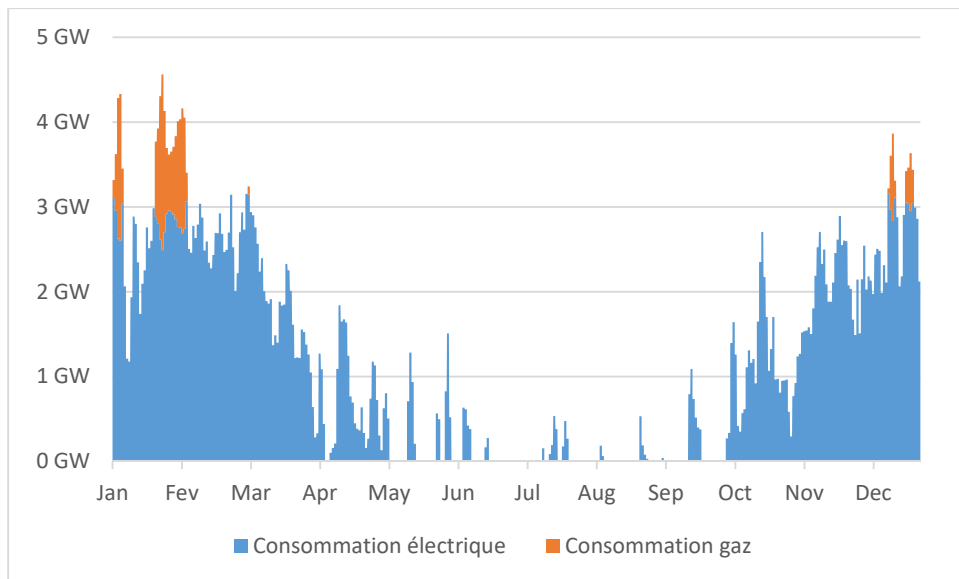


Figure 31 : Consommation des pompes à chaleur hybrides en Auvergne-Rhône-Alpes en 2050 dans le scénario S4

La climatisation est aussi partiellement flexible, dans des proportions identiques à celles du chauffage. Les effacements de puissance appelée interviennent surtout le matin et le soir, de part et d'autre du pic de production solaire (voir Figure 32). Ces effacements sont rattrapés sur les heures suivant l'effacement. Cette flexibilité est exploitée en particulier dans les situations de forte chaleur donc de forte demande de même que dans les jours moins chauds, favorisant ainsi l'intégration du solaire PV (Figure 33).

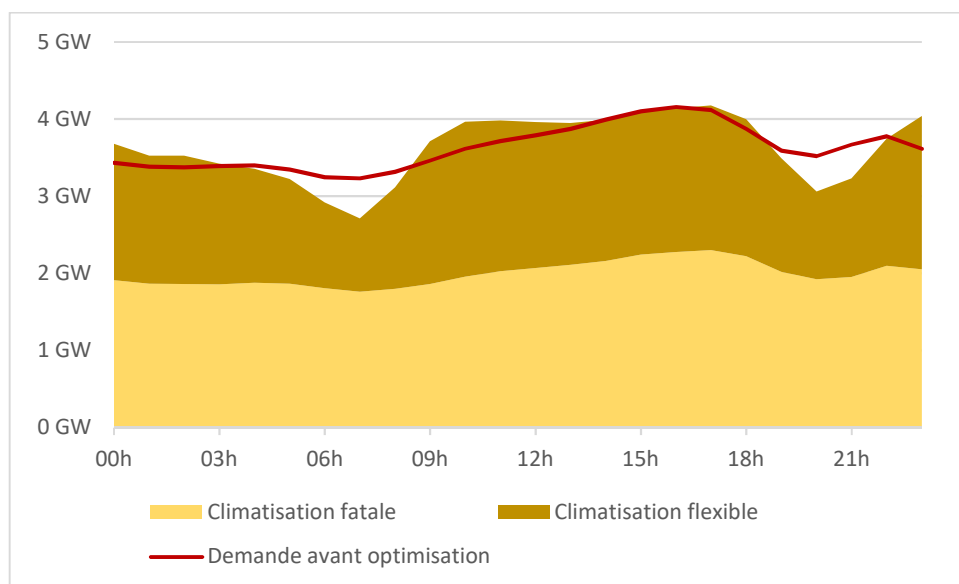


Figure 32 : Profil journalier moyen de la consommation des climatisations en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

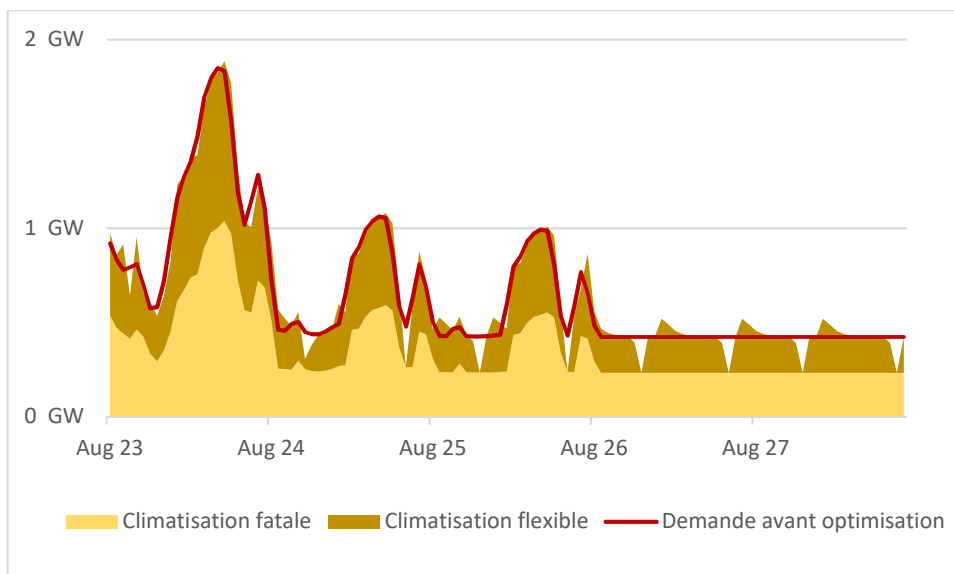


Figure 33 : Consommation des climatisations en Auvergne-Rhône-Alpes en août 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

### 4.1.3. Contribution de l'eau chaude sanitaire et des produits blancs

Les scénarios Transition(s) 2050 prévoient une large pilotabilité de la consommation électrique dédiée à la production d'eau chaude sanitaire (80 à 95% de la consommation en 2050, voir Tableau 4). L'optimisation horaire conduit cette demande à se positionner principalement en face du pic quotidien de production solaire ainsi que pendant les heures de basse demande nocturne (voir Figure 34), évitant ainsi la surcharge des heures de forte demande en soirée.

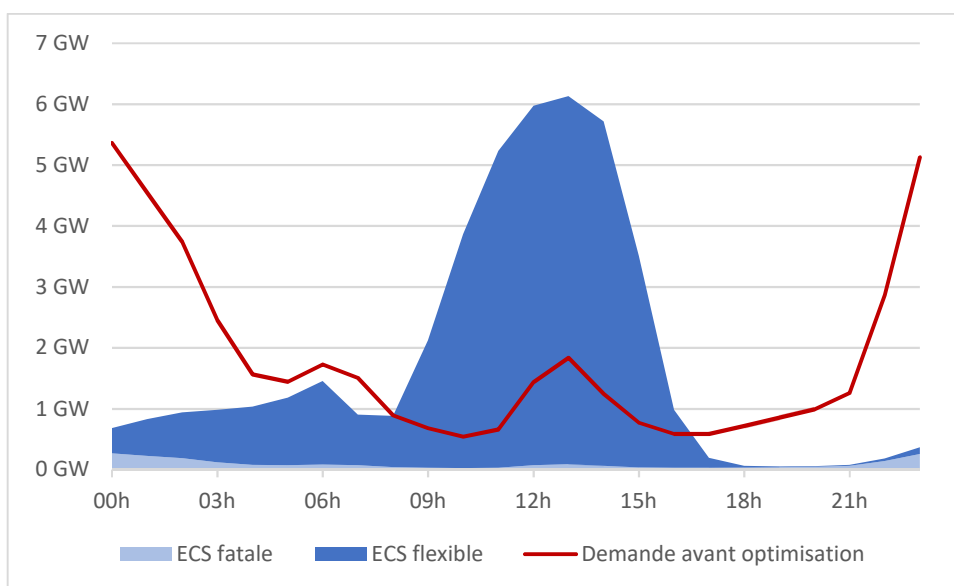


Figure 34 : Profil journalier moyen de la consommation électrique pour l'eau chaude sanitaire en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

L'exploitation de la flexibilité des produits blancs mène de même à une concentration de la part flexible (scénarisée entre 20% et 40% en 2050) sur les heures de production solaire et les plages nocturnes (voir Figure 35).

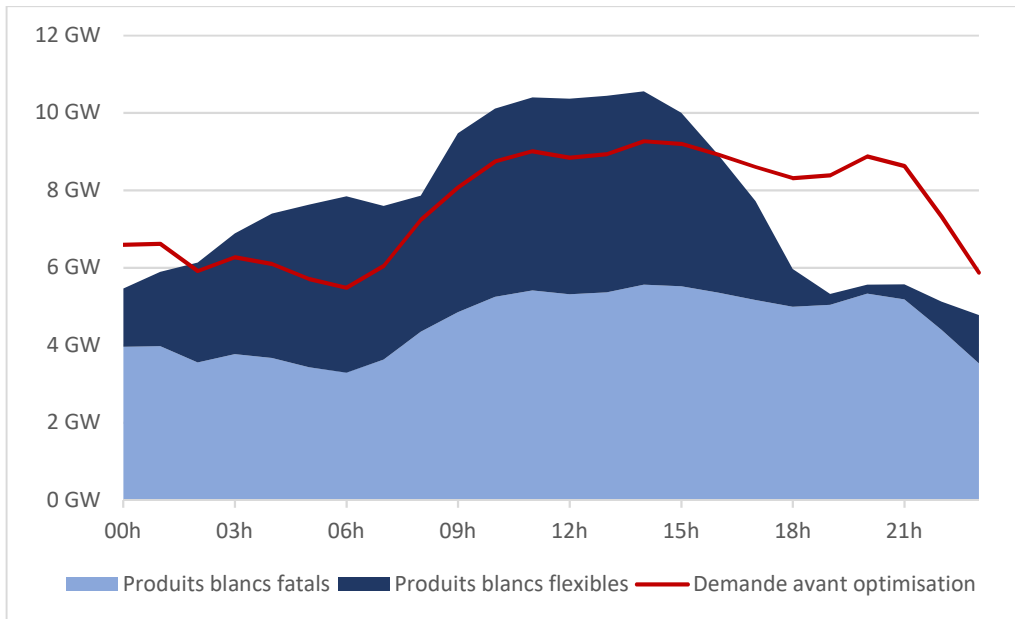


Figure 35 : Profil journalier moyen de la consommation des produits blancs en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

#### 4.1.4. Impact cumulé des différentes flexibilités de la demande

La combinaison des flexibilités des différents usages permet d'aligner autant que possible la dynamique de consommation avec celle de la production, notamment en décalant les consommations qui le peuvent vers le pic de production solaire ou les périodes de plus basse demande naturelle (les heures nocturnes). Dans un scénario comme S3EnR Offshore (voir Figure 36), les plus gros contributeurs à l'intégration du solaire PV par l'aménagement de la dynamique de consommation sont alors les véhicules électriques, l'ECS, les produits blancs pilotables et les électrolyseurs, dont le fonctionnement est détaillé en section 4.2.

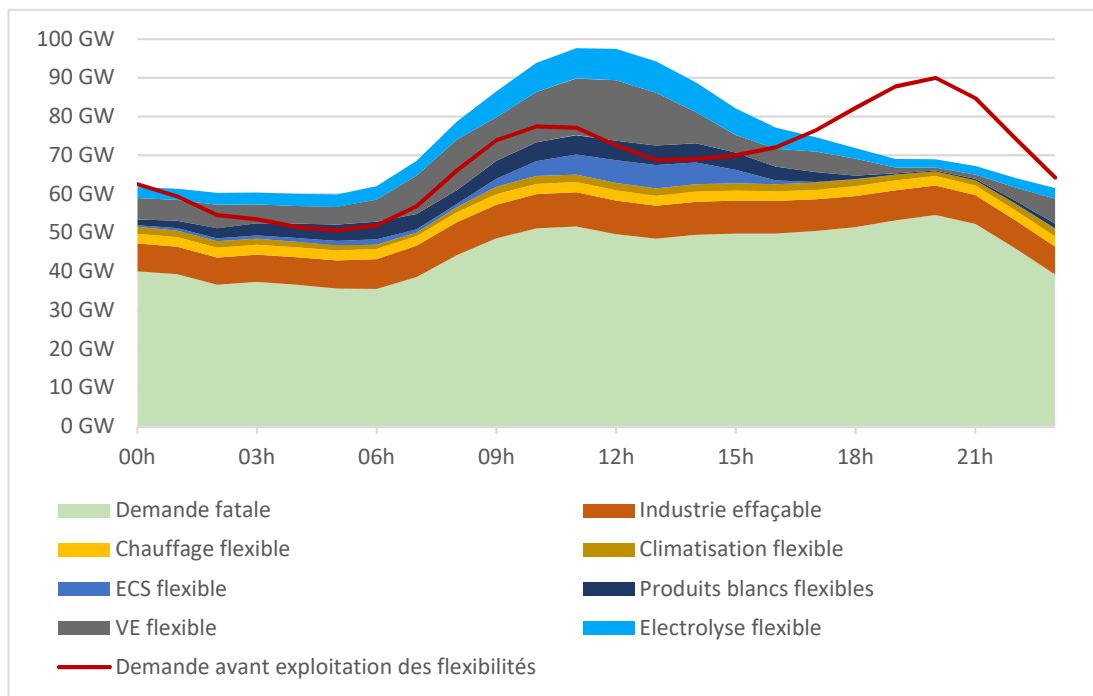


Figure 36 : Profil journalier moyen de demande en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

## 4.2. Les électrolyseurs exploitent les potentiels renouvelables sans peser sur les périodes critiques

### 4.2.1. Fonctionnement des électrolyseurs

Les électrolyseurs, déployés dans des proportions variables selon les volumes d'hydrogène à produire dans les scénarios Transition(s) 2050, sont répartis en deux catégories opérées de manières<sup>7</sup> différentes décrites ci-dessous :

- Les électrolyseurs exploités en quasi-base produisent en base pendant l'année, hormis lors des périodes critiques en hiver pendant lesquelles ils peuvent effacer leur consommation (voir les capacités effaçables correspondantes en Tableau 5). Ces électrolyseurs sont localisés dans les régions où l'hydrogène est consommé, cette consommation étant régionalisée en fonction de la localisation des débouchés (secteurs de l'acier, de la chimie, de la raffinerie et de la production d'engrais), de la même manière que la consommation électrique.
- Les électrolyseurs optimisés face aux prix sont dimensionnés par l'optimisation conjointement à leurs opérations et produisent uniquement aux périodes avantageuses pour le système. L'hydrogène produit est utilisé pour les transports ou dans des processus Power-to-Gas (P2G). Leur localisation est laissée libre à l'optimiseur.

Par leur capacité à stopper leur production d'hydrogène lors des périodes hivernales critiques pour le système électrique, les électrolyseurs exploités en quasi-base, représentent un potentiel d'effacement (voir Figure 37) à comparer aux usages flexibles détaillés en section 4.1. Cette modélisation simplifiée conduit toutefois à des périodes hivernales assez longues sans production d'hydrogène, ce qui peut poser des problèmes d'approvisionnement des sites industriels utilisant cet hydrogène. Des analyses plus approfondies seront réalisées dans le futur sur ce point.

	Capacité 2030 (GW_H <sub>2</sub> )	Capacité 2050 (GW_H <sub>2</sub> )
<b>S1</b>	0,2	0,3
<b>S2</b>	2,5	7,2
<b>S3EnR Offshore</b>	4,5	5,4
<b>S3Nuc</b>	4,5	5,4
<b>S4</b>	0,5	3,4

Tableau 5 : Capacités des électrolyseurs exploités en quasi-base installée en 2030 et 2050

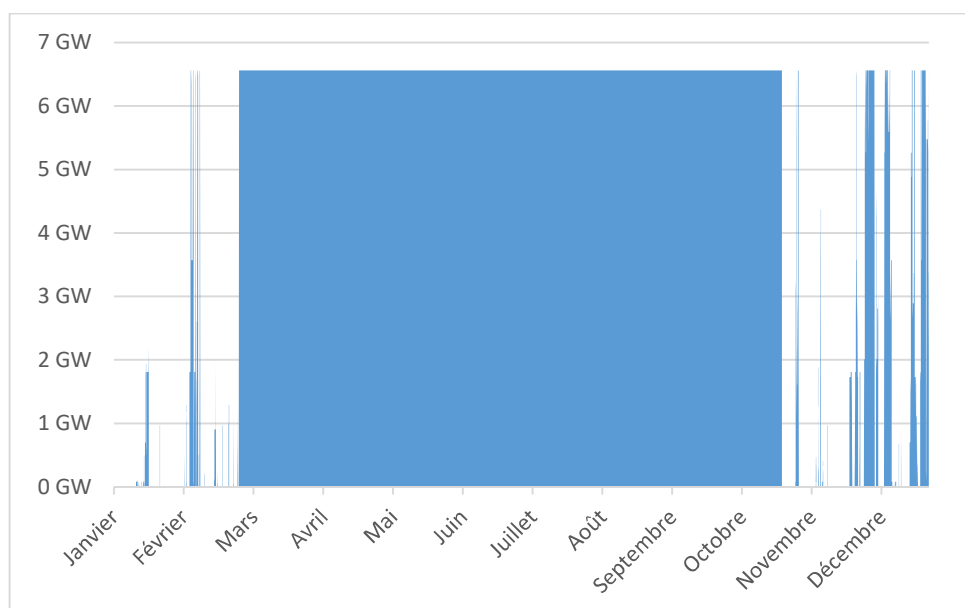


Figure 37 : Consommation des électrolyseurs quasi-base en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

<sup>7</sup> Voir Cahier d'hypothèses, section 2. Le réseau d'hydrogène n'est pas représenté dans le modèle, même si la localisation des électrolyseurs opérés face aux prix dans chacune des régions présuppose l'existence d'un moyen d'acheminer cet hydrogène produit vers les centres de consommation d'hydrogène pour le transport ou pour la méthanation.

Les électrolyseurs optimisés, en concentrant leur consommation sur les périodes de production excédentaire, constituent de même un moyen de résoudre certains besoins de flexibilité du système. A l'échelle quotidienne (voir Figure 38), le pic de consommation coïncide avec le pic solaire et la consommation est particulièrement basse en soirée, période de forte demande nette.

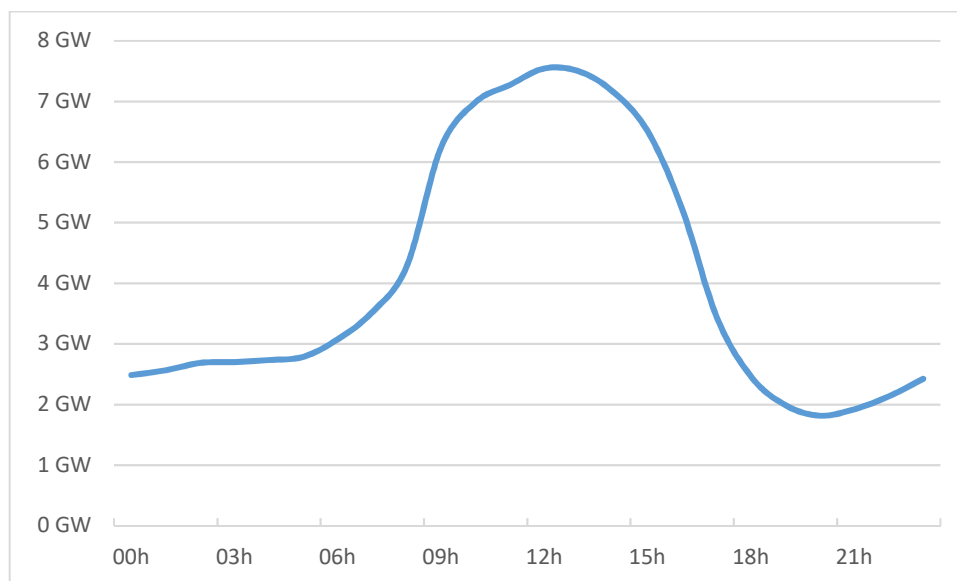


Figure 38 : Profil journalier moyen de consommation des électrolyseurs optimisés en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

L'électrolyse flexible présente une forte saisonnalité avec une consommation plus élevée lors des mois ensoleillés (voir Figure 39), qui présentent les demandes nettes les plus faibles (production solaire plus abondante, moindre consommation de chauffage).

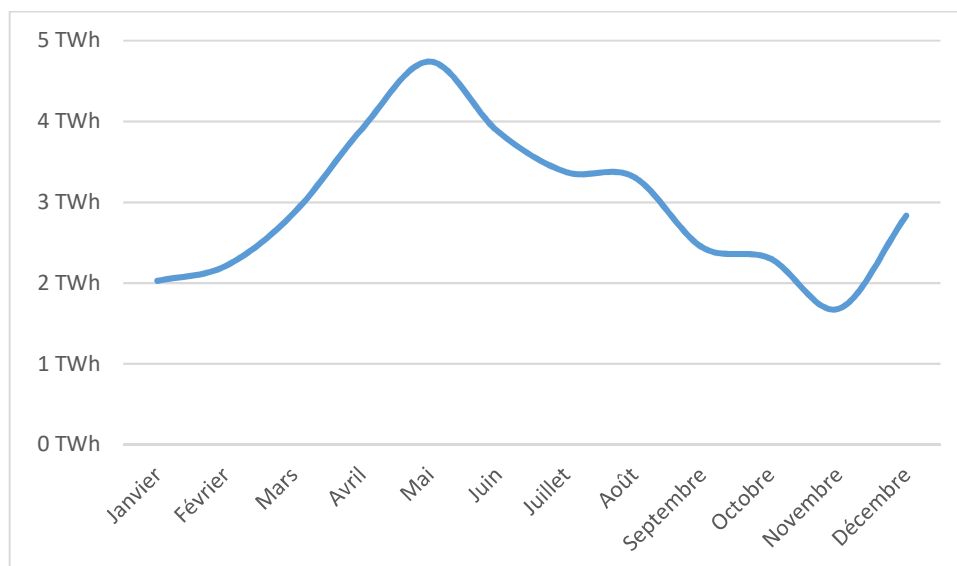


Figure 39 : Consommation électrique mensuelle des électrolyseurs optimisés en 2050 dans le scénario S3EnR Offshore

En 2030, dans les scénarios S1 et S2, les systèmes modélisés disposent de volumes importants de production à bas coût marginal (voir section 2.2), permettant aux électrolyseurs optimisés d'atteindre des taux de charge élevés (voir Tableau 6). Dans les autres scénarios en 2030, les taux de charge sont proches de 25%, correspondant à un fonctionnement à pleine capacité une heure sur quatre. A horizon 2050, les productions sont moins excédentaires dans tous les scénarios et les taux de charge dans S1 et S2 sont alors comparables aux autres situations. La baisse de ces taux de charge s'accompagne d'une hausse significative des capacités déployées afin d'assurer les niveaux de demande du transport et P2G dans ces scénarios (voir Figure 40) en captant les surplus occasionnels.

Les taux de charge sont les plus élevés en 2050 dans les scénarios présentant un fort développement de l'éolien offshore (S3EnR Offshore et S4). L'analyse en section suivante de la répartition géographique de ces électrolyseurs sur le territoire valide l'incidence de cette technologie sur les déploiements P2H<sub>2</sub>.

	2030		2050	
	Capacité (GW)	Taux de charge	Capacité (GW)	Taux de charge
<b>S1</b>	12	59%	65	25%
<b>S2</b>	16	34%	84	23%
<b>S3EnR Offshore</b>	10	25%	36	31%
<b>S3Nuc</b>	9	25%	29	26%
<b>S4</b>	2	24%	12	31%

Tableau 6 : Capacités et taux de charge des électrolyseurs optimisés en 2030 et 2050

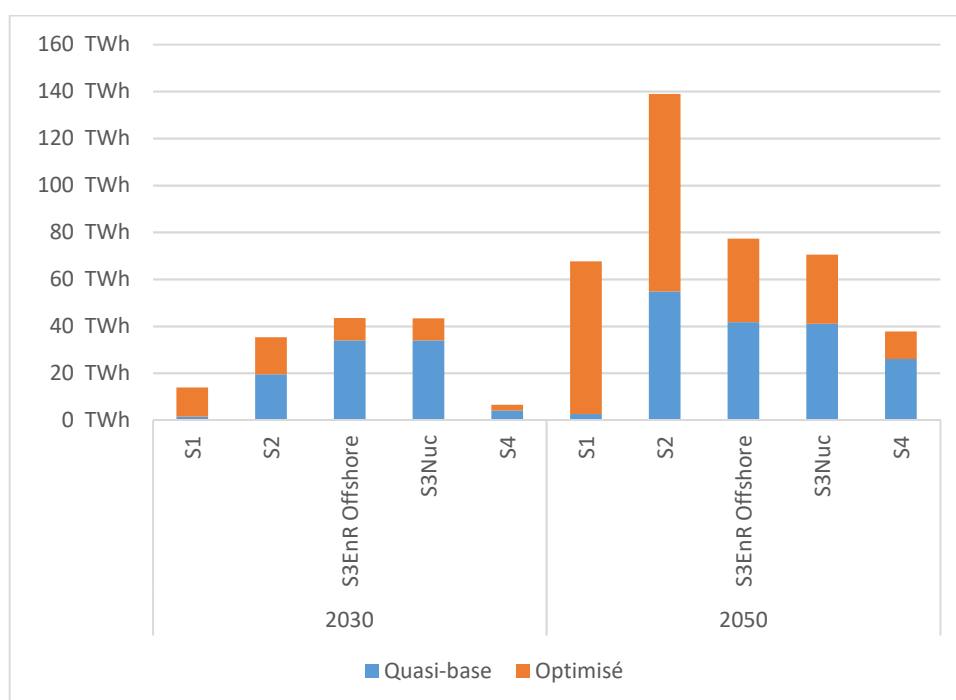


Figure 40 : Consommation électrique des électrolyseurs selon le mode d'exploitation, pour les points 2030 et 2050

#### 4.2.2. Déploiement sur le territoire

La localisation régionale des électrolyseurs exploités en quasi-base est scénarisée selon les débouchés envisagés pour l'hydrogène industriel ainsi produit. Elle n'est donc pas dépendante des mix électriques régionaux et est par construction identique pour S3EnR Offshore et S3Nuc, dont la disposition régionale d'électrolyseurs varie donc seulement par les électrolyseurs optimisés (voir Figure 41).

L'emplacement des électrolyseurs optimisés est défini de manière endogène par les simulations. Les régions présentant les plus grands surplus de production EnR et les plus faibles connexions au reste du système sont alors priorisées pour l'installation d'électrolyseurs flexibles qui contribuent à limiter le développement du réseau interrégional pour passer les périodes de production excédentaire<sup>8</sup>.

Dans les scénarios S1 et S2, pour lesquels les surplus sont les plus élevés en 2050, les capacités d'électrolyseurs flexibles sont réparties sur le territoire (voir Figure 42), avec une légère prépondérance dans les régions à forte pénétration du solaire et les régions moins bien connectées, au nord du territoire.

Dans le scénario S3EnR Offshore, plus de la moitié des capacités d'éolien en mer est installée en Bretagne (voir section 3.2). Cette région comptant pour 5% de la consommation française en 2020 et historiquement peu interconnectée aux zones voisines accueille alors la quasi-totalité des électrolyseurs

<sup>8</sup> Dans les scénarios Transition(s) 2050, les électrolyseurs optimisés sont en partie localisés à côté des unités de méthanisation pour permettre la méthanation du CO<sub>2</sub> biogénique produit par les méthaniseurs et produire du méthane de synthèse. Cette contrainte n'est pas prise en compte dans la modélisation. Etant donné l'importance du développement des unités de méthanisation dans les scénarios Transition(s) 2050, elle aurait certainement eu un impact marginal sur la répartition des électrolyseurs.



optimisés, qui consomment les surplus EnR locaux (notamment offshore) tout en réduisant les besoins de renforcement du réseau interrégional. Cette concentration est également observable dans le cas de S4, scénario pour lequel les dimensionnements de parcs éoliens en mer sont similaires et les besoins d'électrolyse plus faibles.

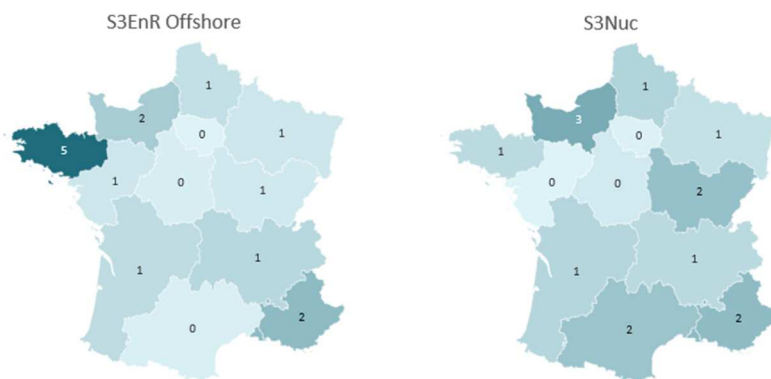


Figure 41 : Répartition régionale cumulée des électrolyseurs en 2050 dans S3EnR Offshore et S3Nuc (en GW\_H<sub>2</sub>)

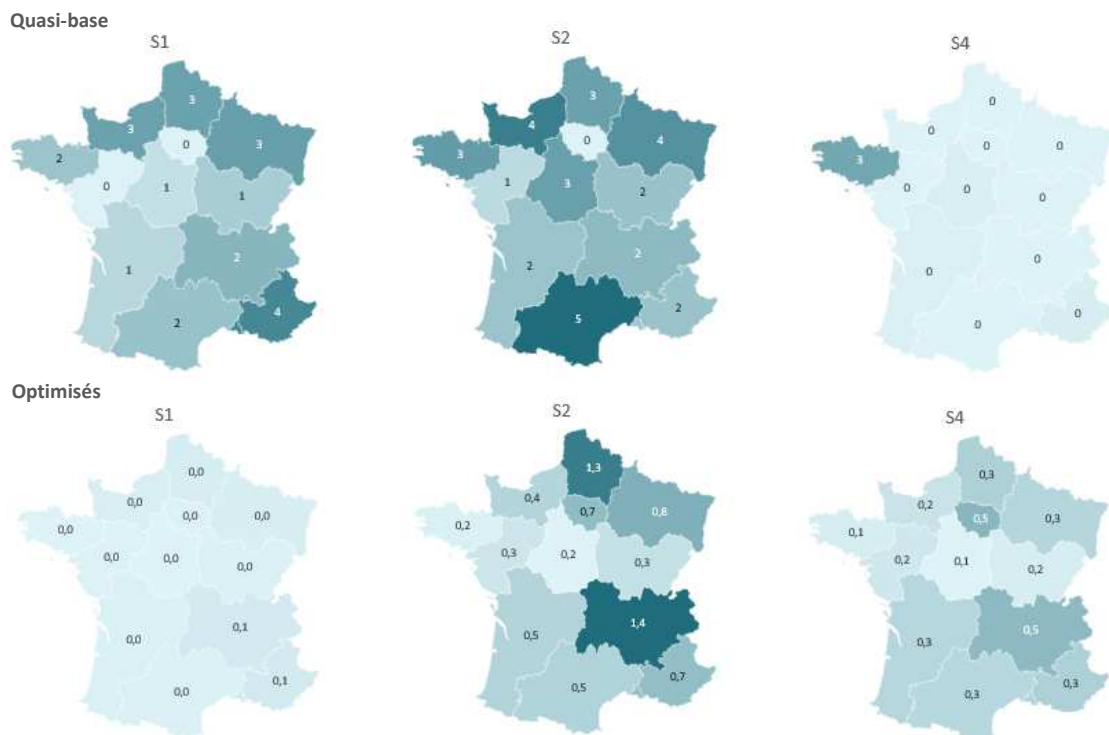


Figure 42 : Répartition régionale des électrolyseurs quasi-base et optimisés en 2050 dans S1, S2 et S4 (en GW\_H<sub>2</sub>)

### 4.3. Fonctionnement du système

Le bon fonctionnement du système électrique, c'est-à-dire l'assurance de l'équilibre offre-demande en continu, est assuré différemment selon les volumes et caractéristiques de la demande (dynamiques, potentiels de flexibilité), les mix de production considérés, la structure du réseau pour résoudre les contraintes géographiques et le parc de flexibilités pilotables à disposition.

Dans la suite, le fonctionnement des systèmes 2050 modélisés dans les scénarios S3EnR Offshore et S3Nuc sont analysés et comparés en se concentrant sur deux périodes de l'année illustratives :

- Une première période de 4 jours, début juillet 2050, pendant laquelle la production excède la demande au moins lors du pic solaire,
- Une deuxième période de 4 jours, début janvier 2050, typique d'une saison où le système est confronté à des niveaux élevés de demande et faibles de production EnR.

### 4.3.1. Fonctionnement en été

En été, la dynamique de production est fortement marquée par le profil quotidien de production du solaire (voir Figure 43). En mobilisant les potentiels de flexibilité de la demande du scénario S3, les dynamiques de consommation sont aménagées autant que faire se peut en fonction de ce pic quotidien à la mi-journée (voir Figure 44). Pendant ce pic de production, les moyens de stockage (STEP essentiellement dans le cas de S3) sont consommateurs et se chargent afin de pouvoir assurer, lors de périodes futures moins propices, un rôle de producteur. De même, les électrolyseurs optimisés concentrent leurs consommations durant ces pics quotidiens. Une partie de cette production est également exportée et la production nucléaire n'atteint pas sa puissance maximale disponible. Cette réduction de la production nucléaire intervient dans les deux scénarios lors du pic solaire.

A partir de la soirée, la structure des régimes de vent quotidiens entraîne une augmentation de la production éolienne, en mer et à terre. En mobilisant un renfort de la production hydraulique pilotable, la décharge des moyens de stockage et d'éventuels imports et ponctuellement l'appel à des cycles combinés au gaz, l'approvisionnement de la demande nocturne est alors assuré.

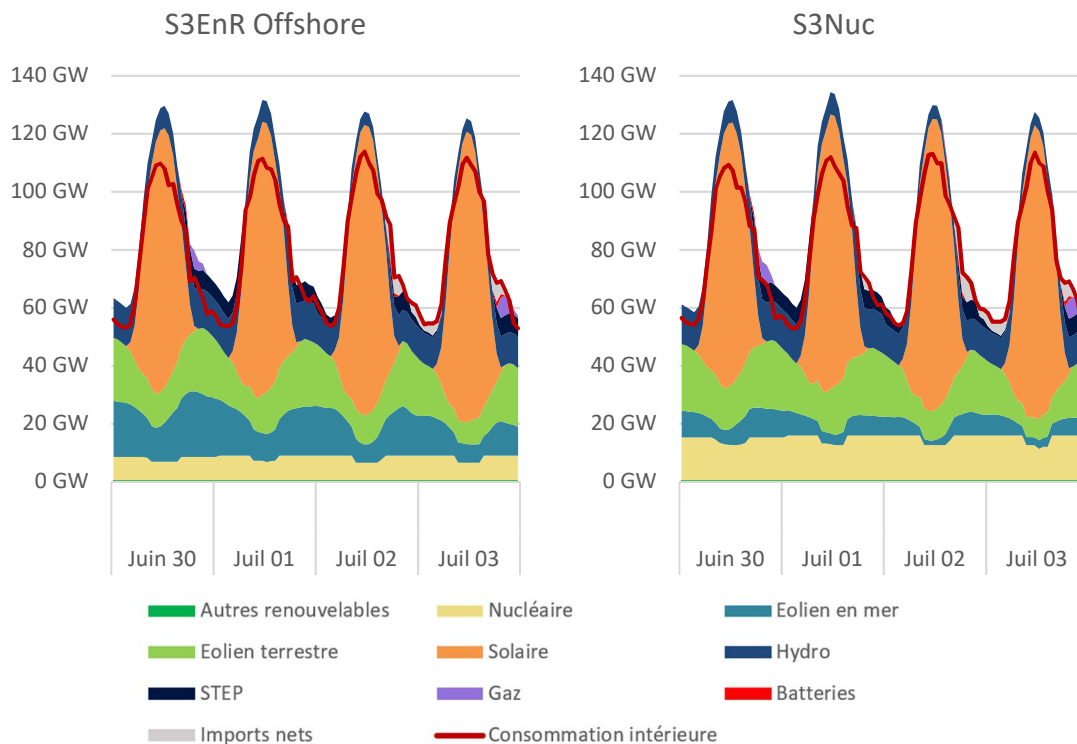


Figure 43 : Cumulatives de production en été 2050 dans les scénarios S3EnR Offshore et S3Nuc

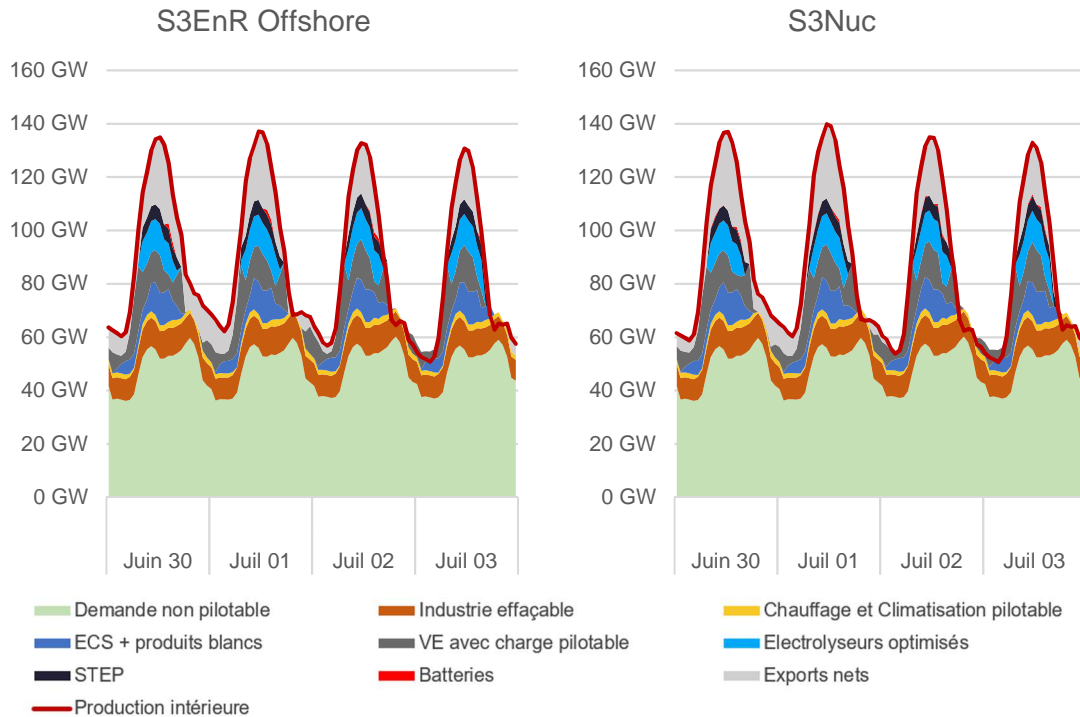


Figure 44 : Cumulatives de consommation en été 2050 dans les scénarios S3EnR Offshore et S3Nuc

### 4.3.2. Fonctionnement en hiver

En janvier, le système importe quasi-continuellement de l'électricité depuis les pays voisins (voir Figure 45) et fait fréquemment appel à des capacités de production au gaz (gaz partiellement ou totalement décarboné en fonction du scénario). Pendant cette saison, le bandeau de production cumulée du nucléaire et éolien en mer fournit moins d'énergie dans la situation S3EnR Offshore que dans la situation S3Nuc. Cet écart est compensé par des imports plus élevés dans S3EnR Offshore, à une période où les prix de marché sont élevés (voir implications économiques en section 5.2).

La dynamique de production reste marquée par le régime de production du solaire, bien que dans une moindre mesure par rapport à la situation estivale. L'exploitation des flexibilités de la demande se fait alors de manière similaire (voir Figure 46), pour les usages éligibles. Notamment, la consommation liée au chauffage augmente et intervient en continu sur la journée, cet usage ne pouvant donc fournir que de légers aménagements de consommation (voir section 4.1). Dans ces situations de production moins abondante, les électrolyseurs optimisés s'effacent continuellement et ne soutirent que lors d'éventuels pics de production éolienne hivernale.

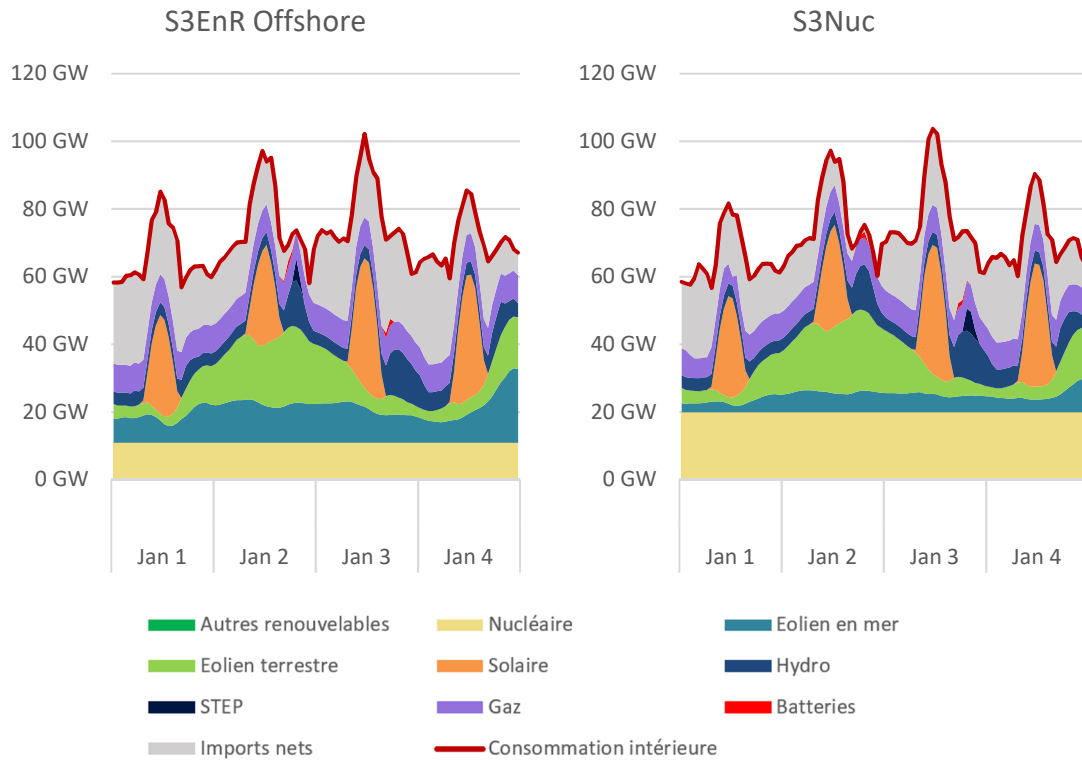


Figure 45 : Cumulatives de production en hiver 2050 dans les scénarios S3EnR Offshore et S3Nuc

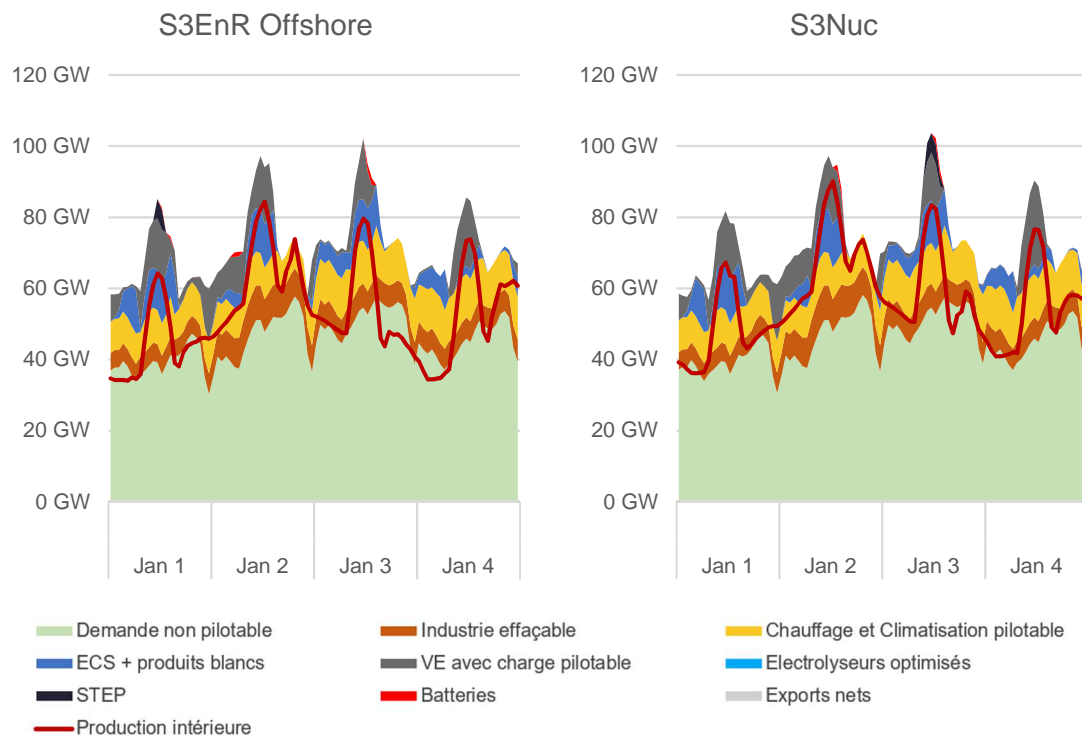


Figure 46 : Cumulatives de consommation en hiver 2050 dans les scénarios S3EnR Offshore et S3Nuc

### Cas d'une demande peu flexible : scénario S4

Le scénario S4 est caractérisé notamment par de faibles développements de la flexibilité de la demande (voir section 4.1). La recharge des VE n'est par exemple pilotable qu'à 30% en 2050, contre 70% dans le scénario S3, dans une situation de déploiement massif des véhicules électriques.

Le pic de charge résultant en soirée (illustré en section 4.1.1) ne peut alors être déplacé vers des périodes plus propices et a lieu en dehors des périodes de production solaire. Il mène à la situation illustrée en Figure 47, dans laquelle la demande quotidienne s'organise en deux pointes de puissances résultantes inférieures à la pointe unique observée dans les situations de S3EnR Offshore et S3Nuc (alors même que la demande totale est supérieure dans S4).

Des batteries sont installées pour compenser le faible développement de la flexibilité de la recharge des VE ; elles stockent de l'électricité lors du pic solaire pour la décharger dans le système lors de la pointe du soir.

Au-delà de ces batteries, pour assurer l'équilibre en soirée, même en été, le système doit mobiliser le parc de turbines gaz et des imports (voir Figure 48).

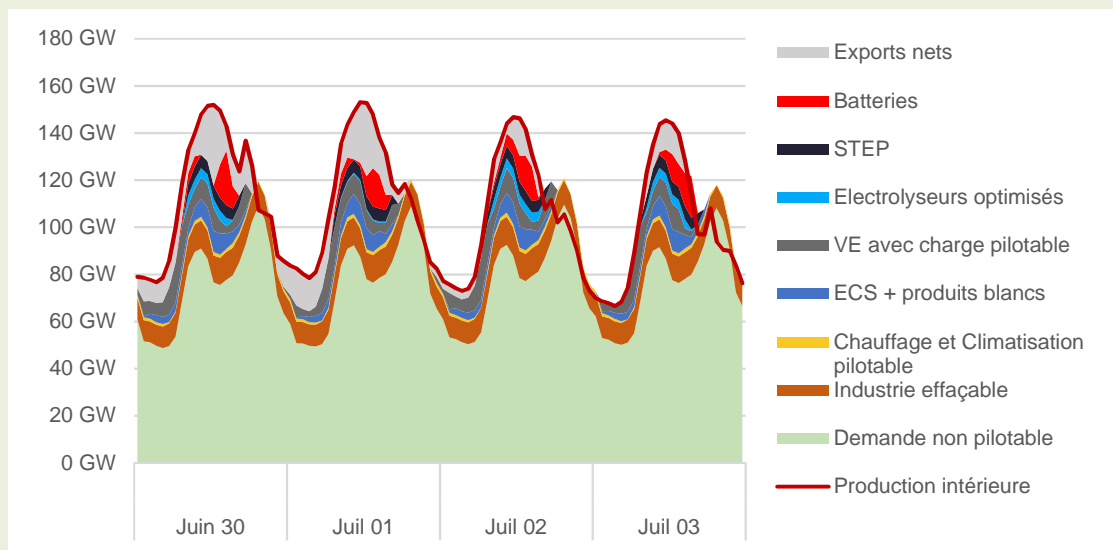


Figure 47 : Cumulative de consommation en été 2050 dans le scénario S4

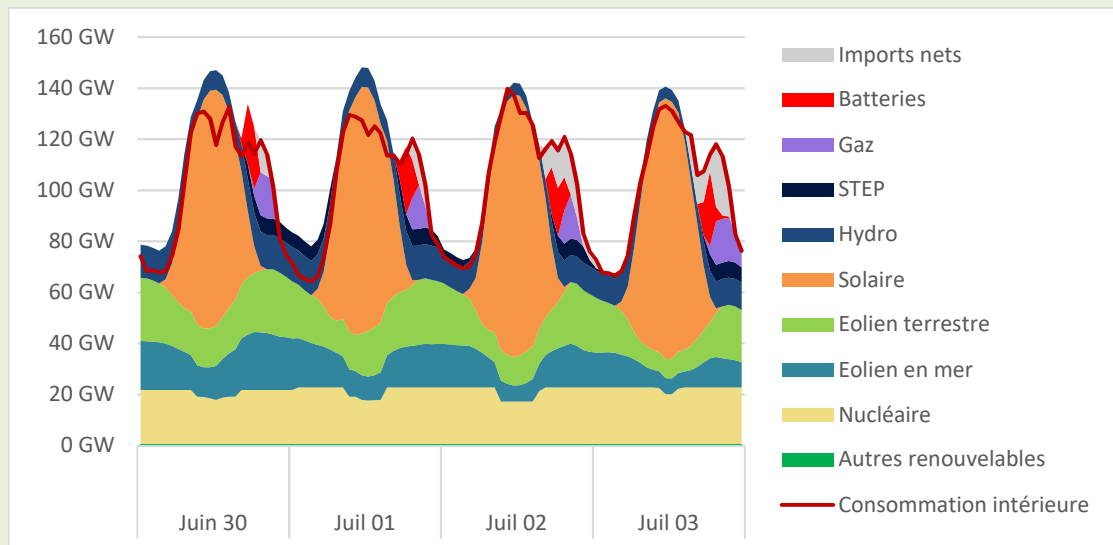


Figure 48 : Cumulative de production en été 2050 dans le scénario S4

## 5. Eléments d'analyse économique

### 5.1. Prix de l'électricité sur le marché de gros

Les prix de gros de l'électricité, assimilés aux coûts marginaux des systèmes modélisés, augmentent dans tous les scénarios à l'horizon 2050 (voir Figure 49). Cette augmentation suit celle des coûts variables de production des centrales à gaz, qui augmentent avec les prix du gaz et des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>. A plus court-terme, dans les scénarios S1 et S2, pour lesquels les demandes finales d'électricité sont plus basses en 2030 et les mix reposent toujours sur des capacités nucléaires élevées, les prix diminuent ou stagnent par rapport à 2020.

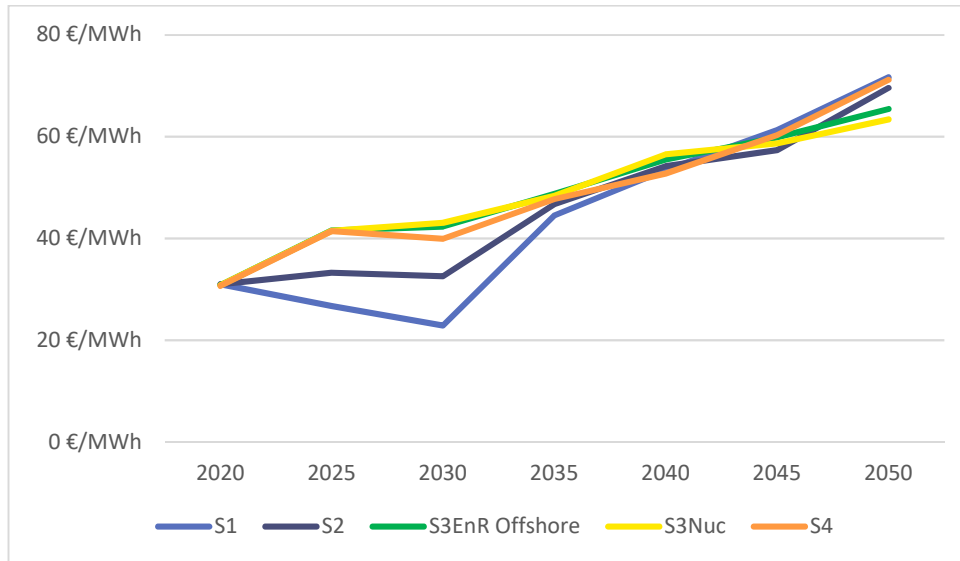


Figure 49 : Evolution des prix de marché de gros moyens de l'électricité dans les scénarios Transition(s) 2050

Parallèlement, les coûts de production de l'électricité rapportés aux volumes consommés sont stables autour de 85 €/MWh tout au long de la trajectoire (voir Figure 50). L'écart entre prix de marché de gros et les coûts du système en France tend donc à se réduire en fin de trajectoire, étant donné la réduction de la surcapacité du système français. L'augmentation des prix et la réduction de l'écart avec les coûts du système traduisent une augmentation des coûts de fourniture pour les consommateurs et des rentes infra-marginales pour les producteurs, menant ainsi à une évolution substantielle de la répartition du surplus collectif, toutes choses égales par ailleurs.

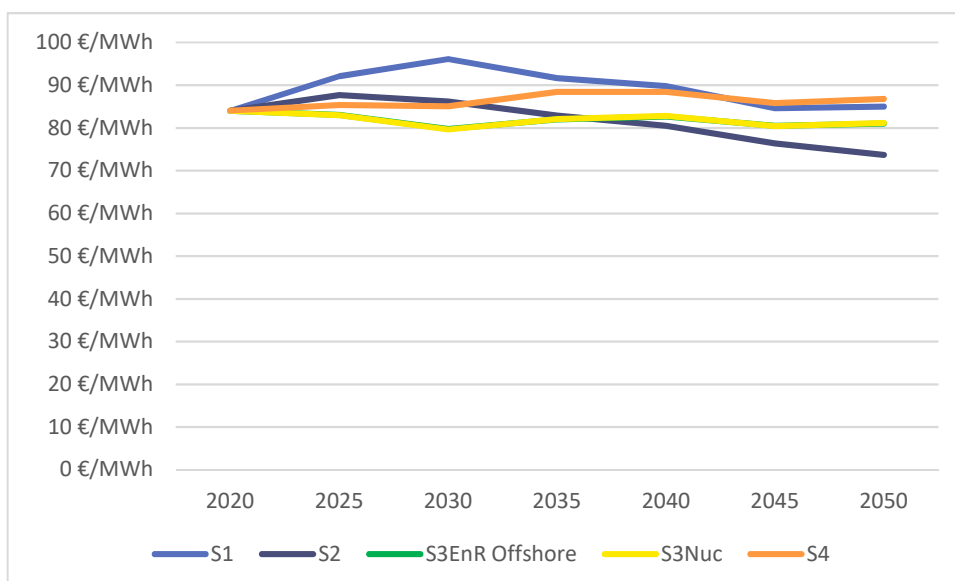


Figure 50 : Evolution des coûts moyens de production de l'électricité dans les scénarios Transition(s) 2050

## 5.2. Coût des trajectoires

Les coûts complets actualisés des scénarios, calculés de 2020 à 2060, sont avant tout dépendants des niveaux de demande à servir. Ainsi le coût du scénario S1 est estimé à 1045 Mrds€ et celui de S4 à plus de 1500 Mrds€ (voir Figure 51).

Les coûts ramenés aux volumes de demande d'électricité sont similaires pour toutes les trajectoires (voir Figure 52), avec des maxima à 90 et 88 €/MWh pour S1 et S4 respectivement. S1 est en effet le scénario de plus faible demande, qui bénéficie le moins d'effets d'échelle, et pour lequel la répartition géographique des EnR déployées connaît le plus faible degré d'optimisation (voir section 3.1). S4 est quant à lui un scénario dont les faibles flexibilités et volumes élevés de demande nécessitent de mobiliser les moyens de production, transport et flexibilités pilotables chers (stockage, turbines gaz...) dans les proportions les plus élevées.

Le sens d'évolution des coûts entre **S1**, **S3EnR Offshore** et leurs **variantes LCOE First** (voir Figure 53) dans laquelle la répartition des EnR sur le territoire est imposée en fonction du LCOE, illustrent que l'optimisation conjointe de cette répartition avec le reste du système permet de réaliser des économies en termes de réseaux ou de batteries, moins nécessaires dans les versions de référence.

Les scénarios **S3Nuc** et **S3EnR Offshore**, qui diffèrent par le développement respectivement de l'EPR ou de l'éolien flottant, présentent des coûts totaux similaires, illustrant que le déploiement de l'éolien offshore est une alternative crédible au développement de l'EPR. Entre ces deux trajectoires, les coûts de respectivement 1309 et 1318 Mrds€ sur 2020-2060 se différencient principalement par les coûts du nucléaire et de l'éolien flottant par construction (voir Figure 53) puis par la balance économique liée aux échanges d'électricité, pénalisée dans S3EnR Offshore par des exports non pas inférieurs (voir section 2.2) mais moins bien valorisés (ayant plus souvent lieu en été par exemple).

Si l'acceptabilité sociale des projets le permet, une plus forte exploitation du potentiel d'éolien terrestre entrainerait une réduction significative des coûts du système. En effet, le scénario **S3EnR Terrestre**, construit à partir de S3EnR Offshore et dans lequel 21 GW d'éolien terrestre supplémentaires sont installés en 2050 (79 GW contre 58 GW dans S3EnR Offshore, la différence étant compensée par une réduction de l'éolien offshore flottant), présente de coûts d'investissements et renforcement du réseau réduits, le déploiement de puissance éolienne marine s'accompagnant de plus de coûts de renforcements pour acheminer les productions vers le reste du territoire.

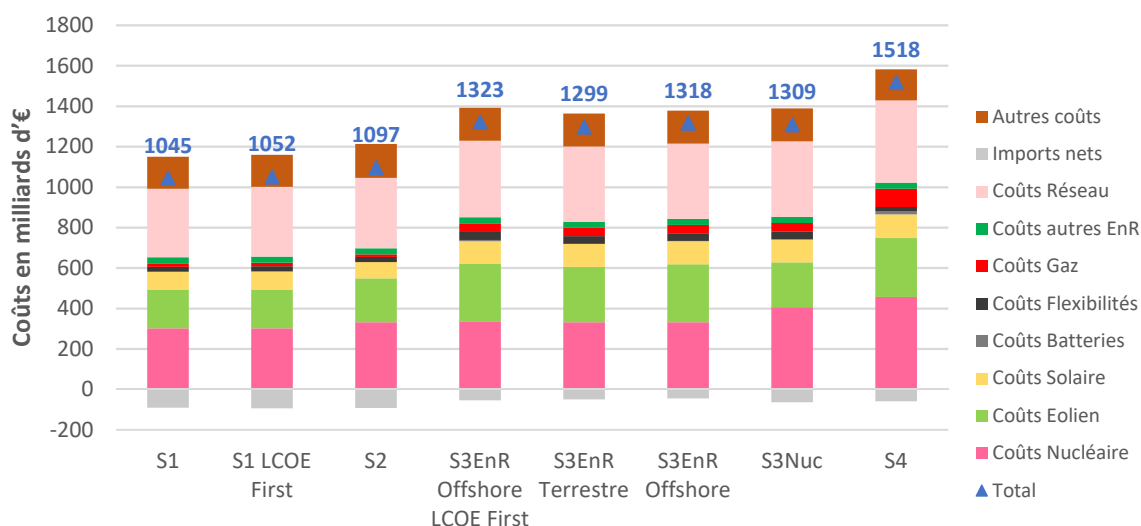


Figure 51 : Coûts complets des scénarios, calculés sur la trajectoire 2020-2060

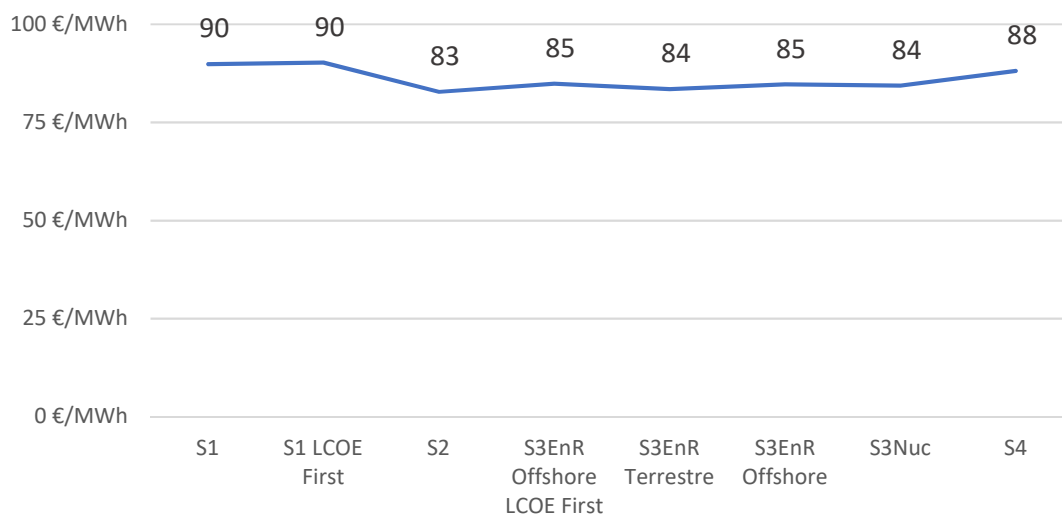


Figure 52 : Coûts systèmes ramenés à la consommation d'électricité, sur la trajectoire

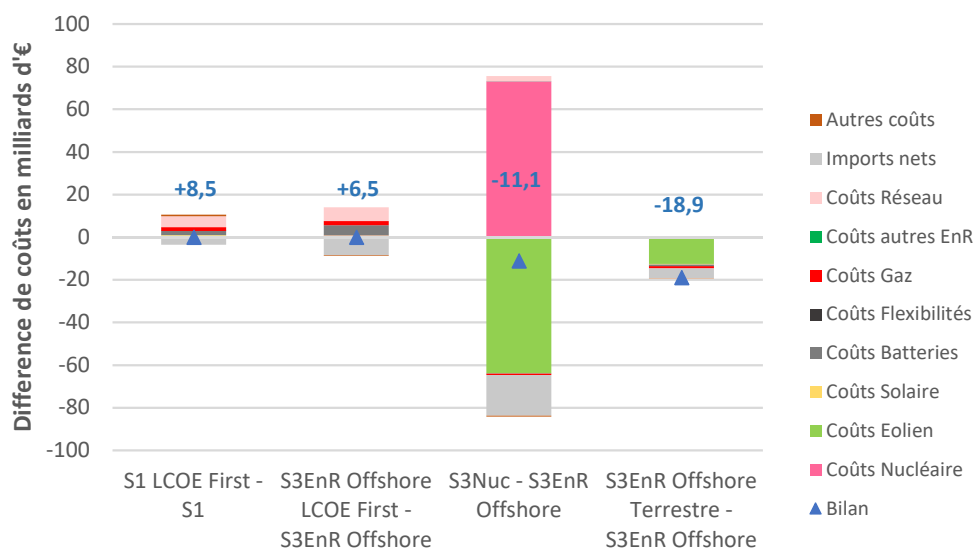


Figure 53 : Différences de coûts complets entre scénarios, sur la trajectoire 2020-2060



## L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

## LES COLLECTIONS DE L'ADEME



### 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 réglementation.



### 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 son regard.



### 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 désirable à construire ensemble.



EXPERTISES

# MODELISATION ET OPTIMISATION DES MIX ELECTRIQUE FRANÇAIS ET EUROPEEN SUR LA PERIODE 2020-2060

