

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

Modélisation des trajectoires
Transition(s) 2050

**Analyses de sensibilité aux
capacités d'échange**

Mai
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

Coordination technique - ADEME : ARNAUD Brice

Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables

RÉSUMÉ.....	4
1. MOTIVATIONS DE L'ANALYSE ET CHOIX DE PARAMETRAGE.....	5
2. LE DEVELOPPEMENT DES CAPACITES D'ECHANGE AU-DELA DE 39 GW D'IMPORT AFFECTE PEU LA BALANCE EXPORTATRICE ET AUGMENTE LEGEREMENT LES COUTS.....	6
2.1. Evolution des flux d'imports et d'exports et impact sur la balance	6
2.2. Evolution des coûts totaux.....	7
3. LE PARC DE FLEXIBILITES S'ADAPTE AFIN DE FOURNIR LES SERVICES MANQUANTS.....	9
3.1. Impact d'une moindre capacité d'import sur le dimensionnement des parcs de flexibilités	9
3.2. Respect du critère de défaillance	11
3.3. Impact sur le réseau interne	12
4. LES MOINDRES CAPACITES D'ECHANGE SE TRADUISENT EN UNE DEGRADATION DES INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX.....	13
4.1. Augmentation de l'écrêtement des renouvelables.....	13
4.2. Augmentation de la consommation de gaz et des émissions de CO ₂	13

RÉSUMÉ

Le scénario de développement des interconnexions retenu pour la construction des systèmes électriques « Transition(s) 2050 » prévoit une capacité d'import ambitieuse de 45 GW en 2050, croissant au-delà. Dans ce rapport d'analyse, un moindre développement des interconnexions, toujours ambitieux, est étudié pour les scénarios S2, S3EnR Offshore et S3Nuc : la capacité d'import atteint 39 GW en 2050 et est plafonnée au-delà.

Deux résultats clés ressortent de ces analyses :

- Le moindre déploiement des interconnexions permet de très faibles économies de coûts pour le système (-0,4% sur la trajectoire pour S3EnR Offshore), portées notamment par la réduction des coûts d'infrastructures et l'éventuelle augmentation de la rente de congestion.
- Ce niveau de déploiement plus faible des interconnexions, mais néanmoins toujours ambitieux, entraîne une réduction des échanges avec les voisins et une moins bonne utilisation des ressources EnR sur la plaque européenne. L'écrêtement augmente (jusqu'à 2,3% de la production EnR dans S3EnR Offshore), ainsi que les besoins d'équilibrages par le gaz (environ +3% d'électricité produite au gaz en Europe, dans les trois scénarios).

1. Motivations de l'analyse et choix de paramétrage

Les systèmes électriques construits dans le cadre du projet « Transition(s) 2050 » reposent sur des portefeuilles de flexibilités variés, permettant d'assurer l'équilibre offre-demande à moindre coût face à des aléas de différentes échelles de temps. Parmi ces solutions de flexibilités, les interconnexions aux frontières jouent un rôle essentiel en favorisant les échanges d'électricité entre pays voisins.

Le scénario de développement des interconnexions retenu pour la construction de ces mix prévoit une capacité d'import ambitieuse de 45 GW en 2050, croissant au-delà (scénario « de référence » dans la suite). Dans ce rapport d'analyse, un moindre développement des interconnexions (qui reste ambitieux) est étudié pour les scénarios S2, S3EnR Offshore et S3Nuc. Dans ce scénario alternatif de développement des interconnexions, la capacité d'import atteint 39 GW en 2050 et est plafonnée au-delà (voir Figure 1).

L'impact de ce développement plafonné des interconnexions sur le dimensionnement de flexibilités complémentaires et le fonctionnement du système électrique est analysé en maintenant fixé le parc de production (énergies renouvelables, nucléaire, hydraulique...).

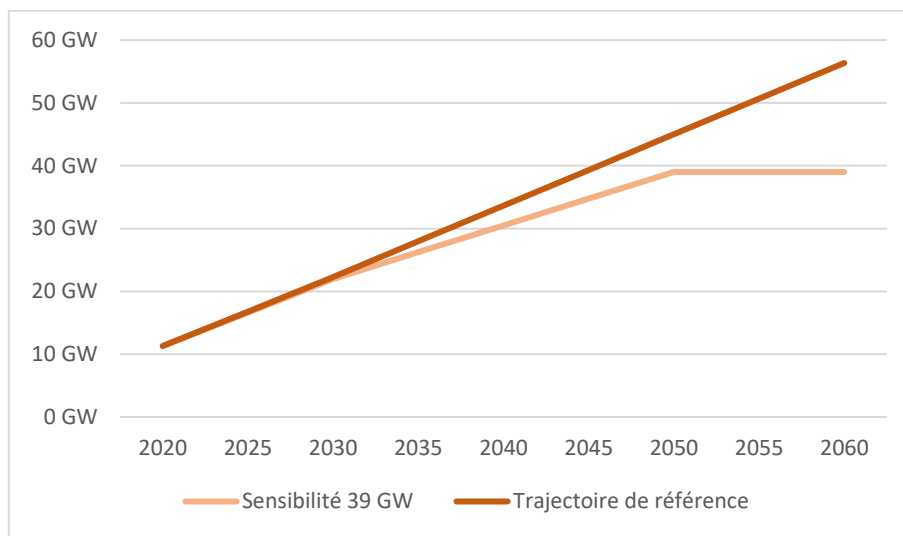


Figure 1 : Hypothèses de capacités d'imports

2. Le développement des capacités d'échange au-delà de 39 GW d'import affecte peu la balance exportatrice et augmente légèrement les coûts

2.1. Evolution des flux d'imports et d'exports et impact sur la balance

Le plafonnement du niveau d'interconnexions modélisé conduit le système français à réaliser moins d'échanges d'électricité avec ses voisins, à la fois dans le sens des exports et des imports (voir Figure 2), dans les trois scénarios considérés. En effet, cette moindre capacité d'interconnexions impacte à la fois les imports lors des périodes de forte demande ou faible production et les exports lors des périodes e.g. de productions décarbonées (EnR, nucléaire) excédentaires. Dans le sens des imports, la réduction du flux est plus élevée pour le scénario S3EnR Offshore, pour lequel la capacité de turbines à gaz est substantiellement augmentée (voir section 3.1) ; en effet, le système représenté dans la version de référence mobilise le plus souvent la pleine capacité des interconnexions. En somme, les exports nets sont stables ou varient légèrement à la hausse en fin de période, notamment dans le scénario S3EnR Offshore (+14 TWh/an en 2060).

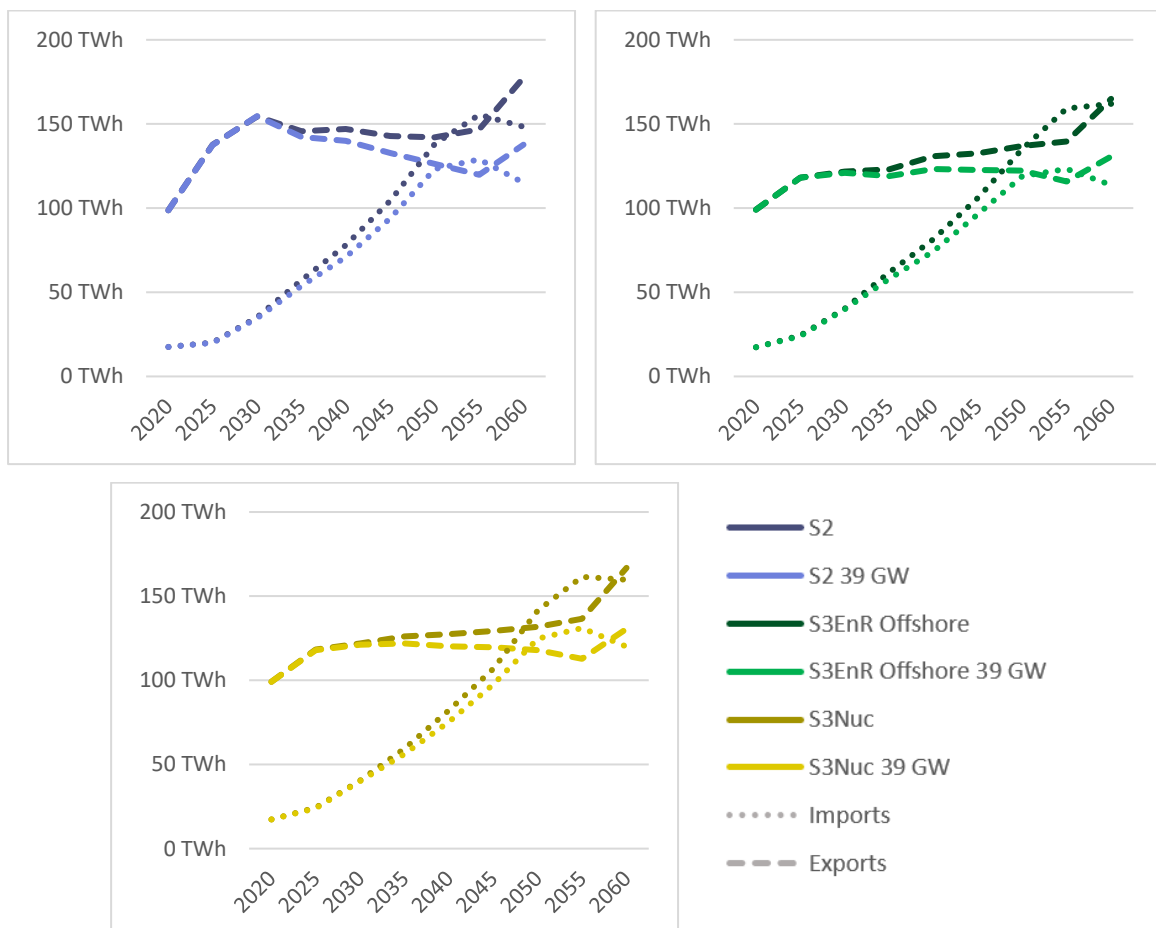


Figure 2 : Evolution des flux d'imports et exports dans les trajectoires de référence et variantes à capacités d'interconnexions plafonnées

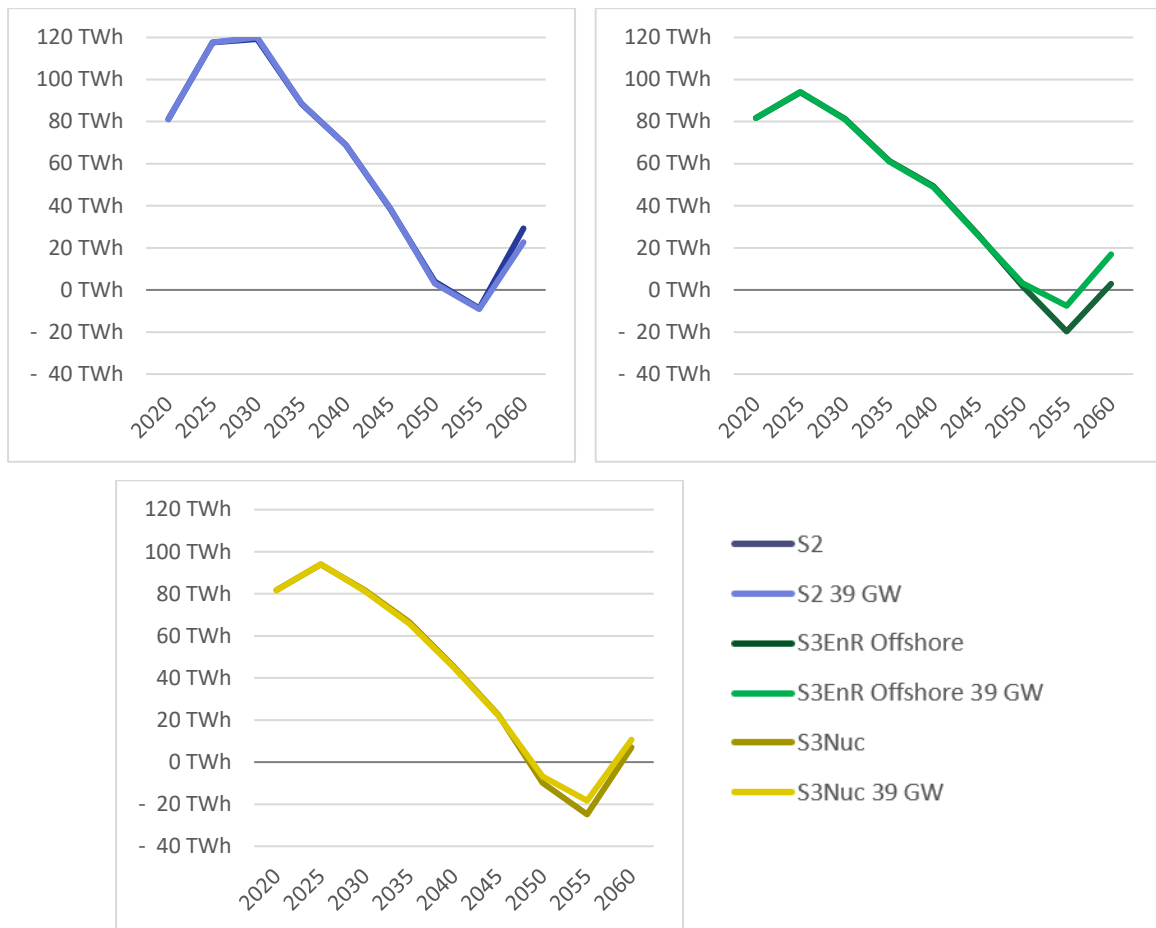


Figure 3 : Evolution des exports nets dans les trajectoires de référence et variantes à capacités d'interconnexions plafonnées

2.2. Evolution des coûts totaux

Pour les trois scénarios considérés, les coûts totaux du système électrique français ressortent légèrement inférieurs dans le cas de capacités d'import limitées à 39 GW, dans différentes proportions selon les scénarios. Les systèmes électriques des scénarios S2, S3EnR Offshore et S3Nuc apparaissent en effet respectivement 2,6 Md€, 5,2 Md€ et 0,6 Md€ moins chers sur la période dans leurs variantes à interconnexions plafonnées, soit des réductions de respectivement 0,3%, 0,4% et 0,1%.

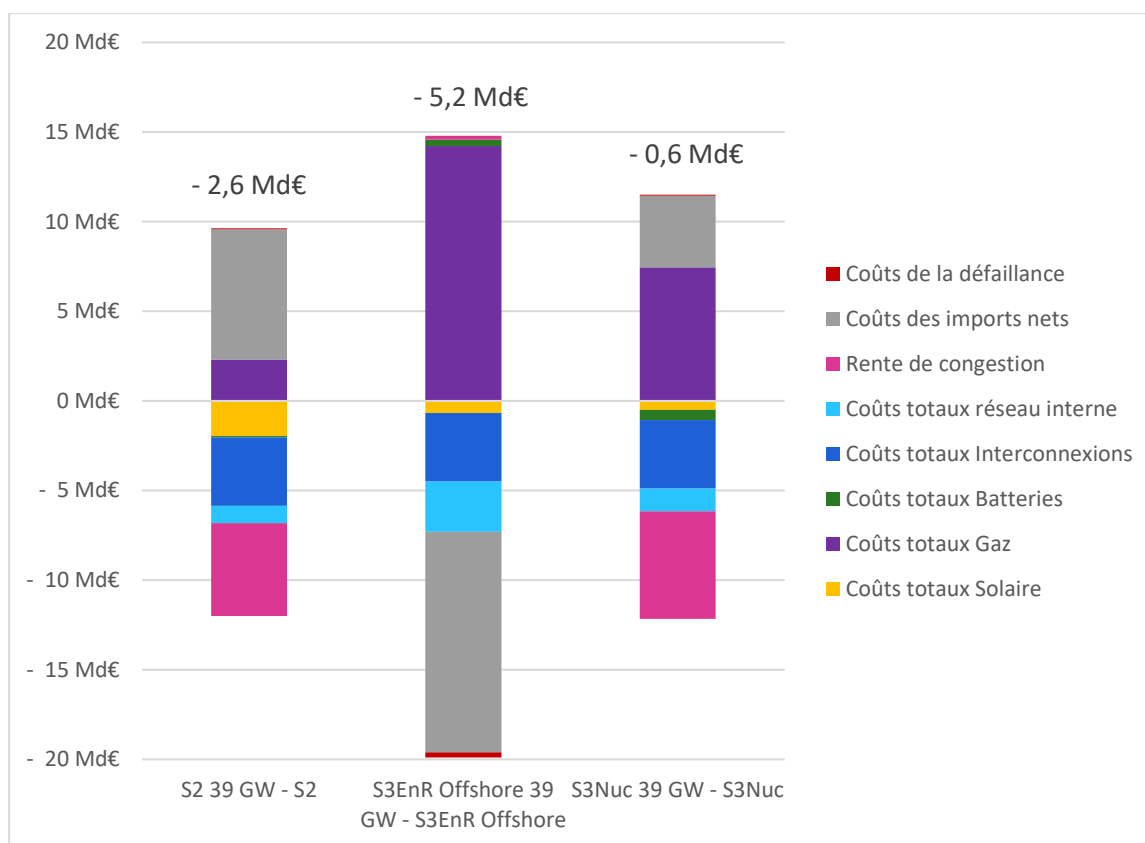


Figure 4 : Différences de coût total sur la période 2020-2060 entre les trajectoires de référence et les variantes 39 GW

Le développement moins ambitieux des interconnexions représente une économie d'infrastructures estimée à 3,8 Md€ sur la période, commune aux trois scénarios. L'optimisation débouche sur un moindre développement du réseau de transport interrégional, dont un des rôles est de permettre le transit entre le centre du territoire et les frontières (voir section 3.3). La baisse des coûts observée pour la production solaire, à capacité installée identique, est liée à un changement de technologie. Dans les scénarios de référence en effet, il est optimal d'investir dans des panneaux à tracker solaire, qui représentent près de la moitié des installations au sol en 2050 dans le scénario S2. Cette technologie à tracker solaire ne représente que 10% des capacités dans la variante à interconnexions plafonnées à 39 GW. En effet, les capacités d'interconnexions plus faibles et le moindre développement du réseau interne induisent une réduction de la flexibilité à la baisse et limitent les débouchés pour la production solaire excédentaire ; il est alors moins intéressant d'investir dans des technologies plus productrices.

Le plafonnement des capacités d'interconnexions à 39 GW débouche aussi sur un besoin de flexibilité à la hausse. Ainsi, dans ce cadre, les trois scénarios font intervenir un renforcement de la place du gaz et des coûts associés. Cette évolution est prédominante dans le scénario S3EnR Offshore, avec des coûts supplémentaires associés à la production d'électricité à partir de gaz dépassant les 14 milliards d'euros, compensés par la réduction de la balance importatrice.

Avec l'augmentation des congestions sur les interconnexions donc des divergences de prix de part et d'autre des frontières, les scénarios S2 et S3Nuc cumulent une augmentation des prix à l'import et une réduction des prix à l'export, avec des flux d'énergie impactés dans des proportions semblables dans les deux sens (voir section 2.1). En somme, le coût des imports nets augmente pour ces scénarios. Les rentes de congestion des gestionnaires de réseau, parties intégrantes du système, augmentent alors en compensation en captant les divergences de prix¹.

¹ Dans le modèle, on considère que les deux gestionnaires de réseau de part et d'autre d'une frontière se partagent la rente de congestion en deux parts égales. La rente de congestion est calculée comme les bénéfices des arbitrages d'import-export entre deux zones de prix de marché différents. Ces prix divergent lorsque les interconnexions sont saturées.

3. Le parc de flexibilités s'adapte afin de fournir les services manquants

3.1. Impact d'une moindre capacité d'import sur le dimensionnement des parcs de flexibilités

Les interconnexions permettent la mutualisation des ressources de part et d'autre des frontières et contribuent ainsi aux équilibres nationaux. Dans le cas du scénario S2, les capacités de flexibilité à fournir pour compenser la perte des interconnexions sont faibles et le parc de flexibilités apparaît très faiblement impacté par le moindre niveau d'interconnexions (voir Figure 5). Ceci illustre que ce scénario, dans lequel l'accent est mis sur la maîtrise de la demande, ne tire pas de bénéfice particulier du développement des interconnexions au-delà de 39 GW d'import. La production au gaz est supérieure de 1 à 2 TWh à partir de 2030 dans la sensibilité à interconnexions plafonnées (voir Figure 6).

Dans S3EnR Offshore et S3Nuc, jusqu'en 2050, les capacités et volumes de production au gaz apparaissent peu impactés par la capacité des interconnexions à se développer au-delà de 39 GW ou non (voir Figure 5 et Figure 6). Au-delà de 2050, la réduction du développement des interconnexions entraîne un besoin de renforcement du parc de flexibilités et une augmentation de la production électrique nationale à partir de gaz.

Dans le scénario S3EnR Offshore, le parc s'équipe en effet de 15 GW de turbines à gaz supplémentaires par rapport au développement le plus ambitieux des interconnexions (voir Figure 6), valeur proche des 17 GW d'écart de capacité d'import en 2060 entre la trajectoire de référence et la variante plafonnée (voir Figure 1). Les turbines à gaz, nécessaires à l'équilibre du système en période hivernale, peuvent aussi fournir des services en été. Les capacités additionnelles retardent alors l'investissement dans les batteries à 2055 où près de 7 GW de batteries supplémentaires sont installées. Ces batteries permettent alors d'exploiter des périodes de surplus de production EnR, plus fréquentes car la capacité d'export est réduite, au service de l'équilibrage.

Dans le scénario S3Nuc, la capacité de production pilotable plus élevée que dans scénario S3EnR Offshore (plus de 15 GW de capacité de production nucléaire en 2060 contre moins de 2 GW) contribue à limiter les besoins d'investissement en solutions de flexibilités complémentaires : le parc de turbines à gaz compte 5 GW supplémentaires en 2060 dans la version avec interconnexions plafonnées.

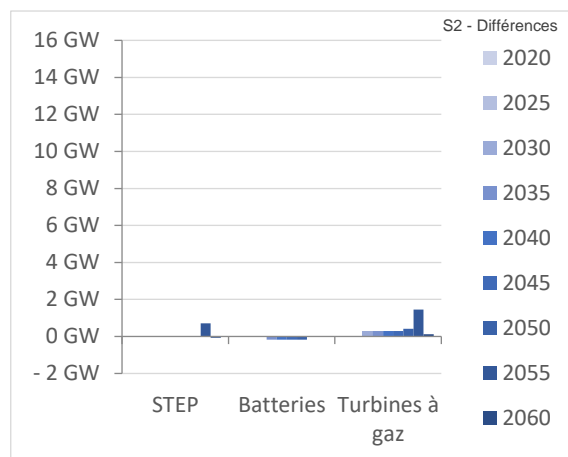
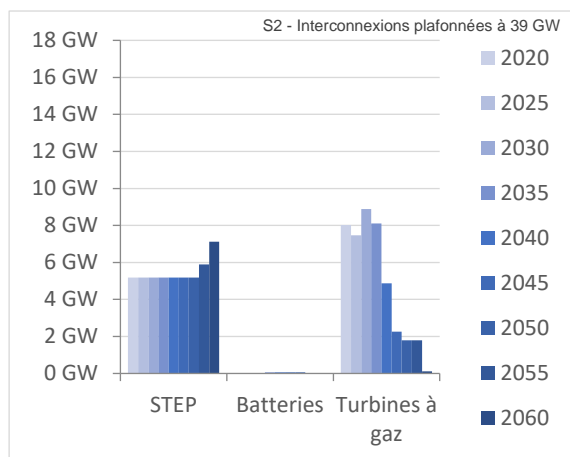
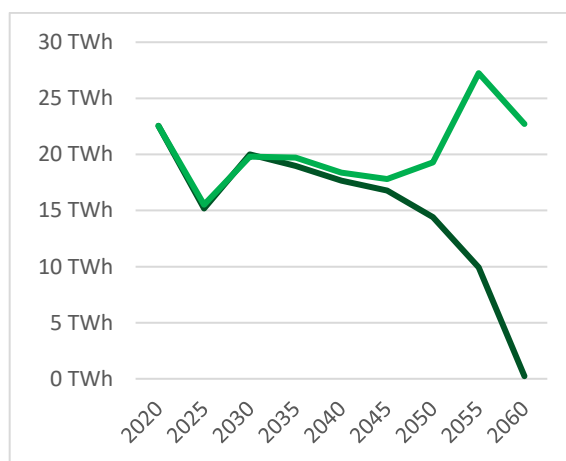
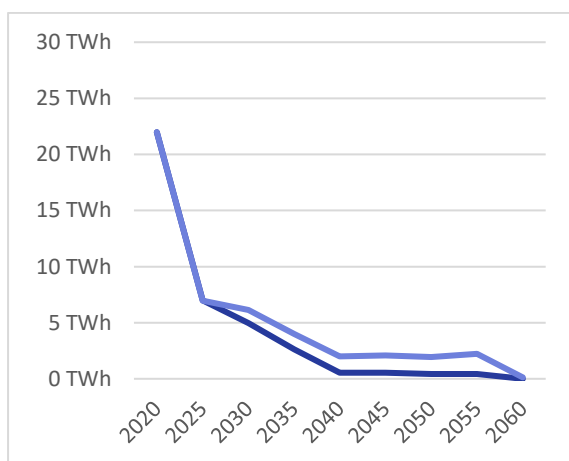




Figure 5 : Capacités de flexibilités installées dans les trajectoires à capacités d'interconnexions plafonnées (à gauche) et écarts avec les trajectoires de référence (à droite)



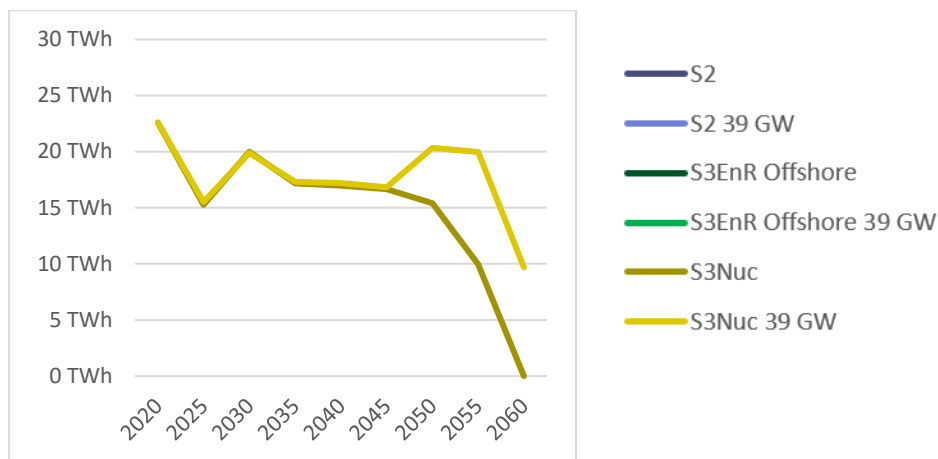


Figure 6 : Evolution de la production électrique nationale à partir de gaz²

3.2. Respect du critère de défaillance

Le renforcement du parc de flexibilités permet d'assurer le respect du critère de défaillance, 3 heures en espérance sur les années climatiques représentées, malgré un développement plafonné des interconnexions. En volume, l'énergie non-délivrée pendant ces 3 heures en moyenne reste inférieure aux 10 GWh plafonds considérés par RTE (voir Figure 7).

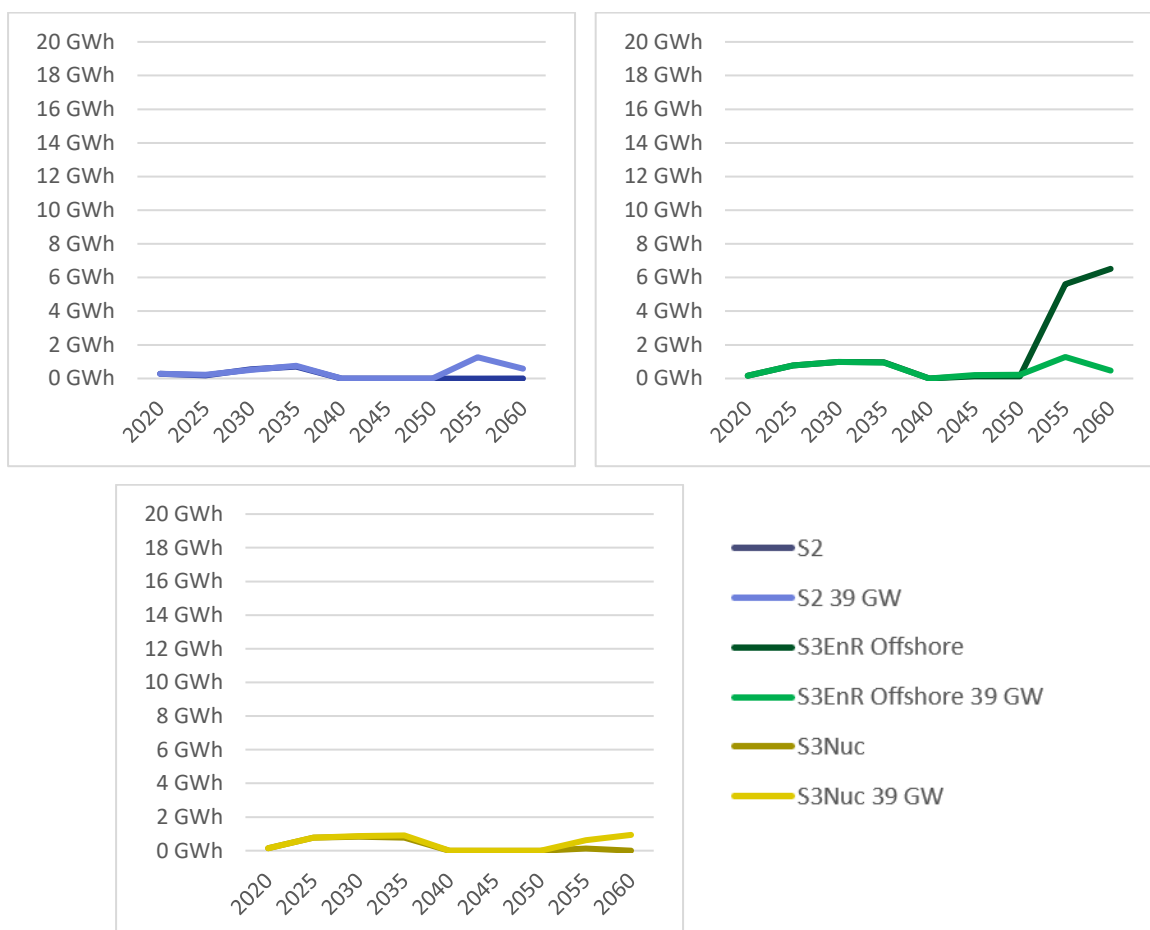


Figure 7 : Evolution des volumes d'énergie non-desservie dans les trajectoires de référence et les sensibilités à interconnexions plafonnées

² Dans les scénarios « Transition(s) 2050 », le mix de gaz peut être renouvelable et décarboné dans des proportions variables.

3.3. Impact sur le réseau interne

Le réseau interrégional optimal apparaît moins développé dans les variantes à capacités d'interconnexions plafonnées (voir Figure 8). En effet, un des rôles du réseau interne est d'assurer l'acheminement de l'électricité entre les frontières et le reste du territoire. Avec la réduction des flux d'imports et d'exports, ces besoins de transport sont réduits.

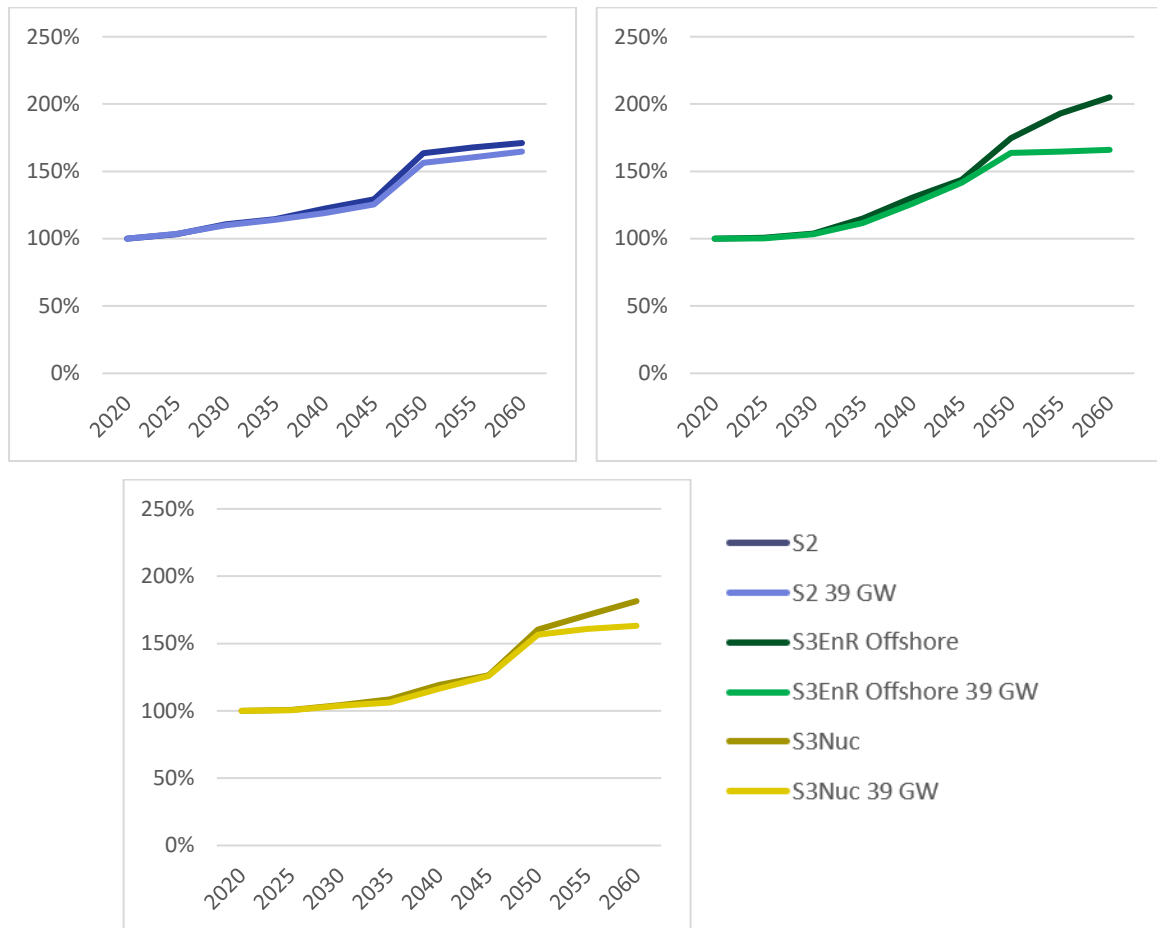


Figure 8 : Evolution du réseau interne dans les trajectoires de référence et les sensibilités à interconnexions plafonnées

4. Les moindres capacités d'échange se traduisent en une dégradation des indicateurs environnementaux

4.1. Augmentation de l'écrêtement des renouvelables

Les moindres capacités d'export en fin de période entraînent de plus nombreuses situations de surplus EnR sur le système électrique (voir Figure 9). Le système est en effet limité lors des situations de forte production EnR et faible demande nationale. Cette évolution est d'autant plus marquée pour S3EnR Offshore et S3Nuc qui intègrent des capacités EnR plus élevées. Dans S3EnR Offshore 39GW, l'écrêtement représente alors de 2,3% de la production EnR totale.

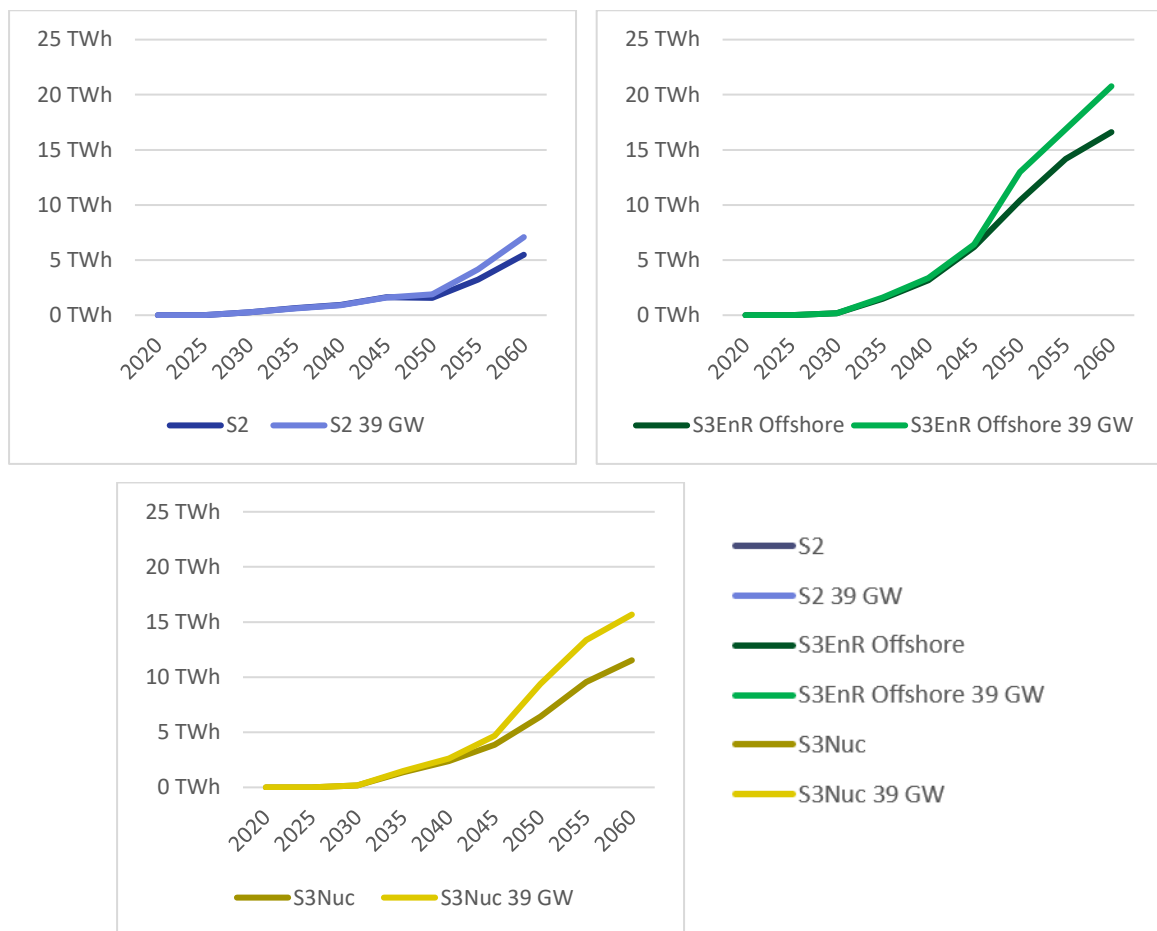


Figure 9 : Evolution de l'écrêtement dans les trajectoires de référence et les sensibilités à interconnexions plafonnées

4.2. Augmentation de la consommation de gaz et des émissions de CO₂

En cas de plafonnement du déploiement d'interconnexions aux frontières françaises, l'augmentation de la production électrique à partir de gaz en 2050 est proche de 10 TWh à l'échelle européenne pour les trois scénarios (voir Figure 10). Cela représente dans les trois cas une augmentation d'environ 3% de la production électrique à partir de gaz en Europe (France incluse). La réduction des capacités d'échange donc d'allocation optimale de la ressource conduit en effet les pays de part et d'autre des frontières à mobiliser des productions aux gaz plus élevées pour assurer leur équilibre, en lieu et place des échanges d'électricité décarbonée qui peuvent avoir lieu dans le cas de capacités d'échanges plus élevées.

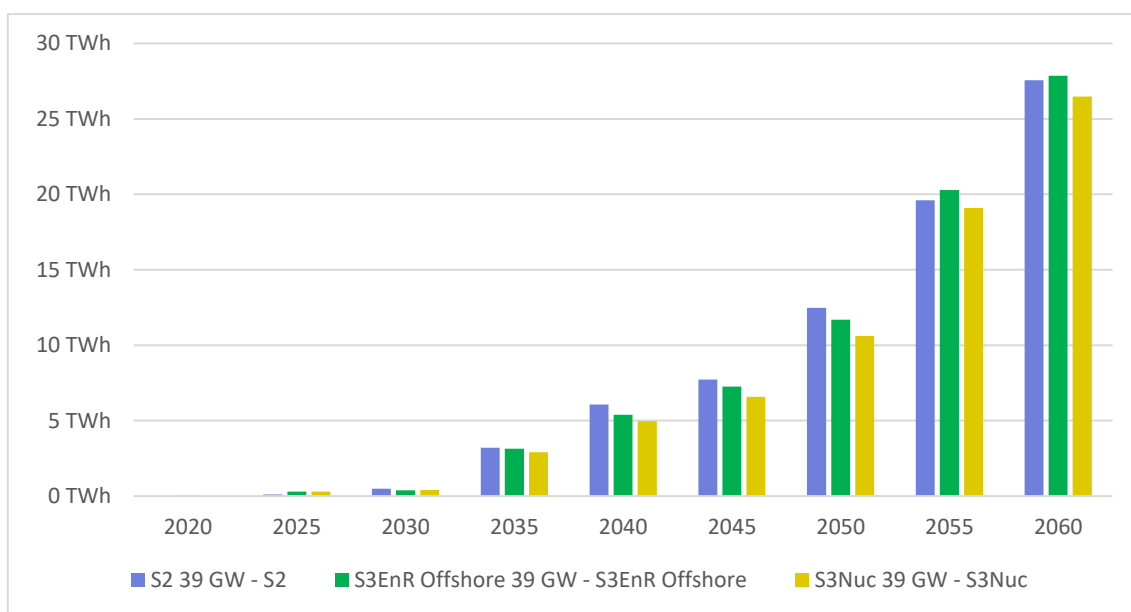


Figure 10 : Différences de production électrique à partir de gaz pour l'Europe, France incluse, entre scénarios de référence et sensibilités à interconnexions plafonnées

Cette augmentation européenne de la production au gaz se répartit différemment de part et d'autre des frontières françaises selon les scénarios et la capacité du système électrique français à éviter de la production carbonée chez les voisins. Ainsi, la production supplémentaire a lieu très majoritairement hors de France dans S2 (87%). Le gaz supplémentaire consommé est alors majoritairement fossile³ et les émissions augmentent d'environ 10 MtCO₂/an à terme (voir Figure 11). A augmentation de la production au gaz équivalente (voir observations ci-dessus et Figure 10), les émissions augmentent le moins fortement dans le scénario S3EnR Offshore, dans lequel la production supplémentaire est la plus concentrée sur le territoire national (voir section 3.1), donc alimentée par un gaz moins carboné.

³ Les émissions sont calculées en considérant, en France, les décarbonations partielles du gaz envisagées pour les scénarios « Transition(s) 2050 » et, en Europe, un gaz 100% fossile.

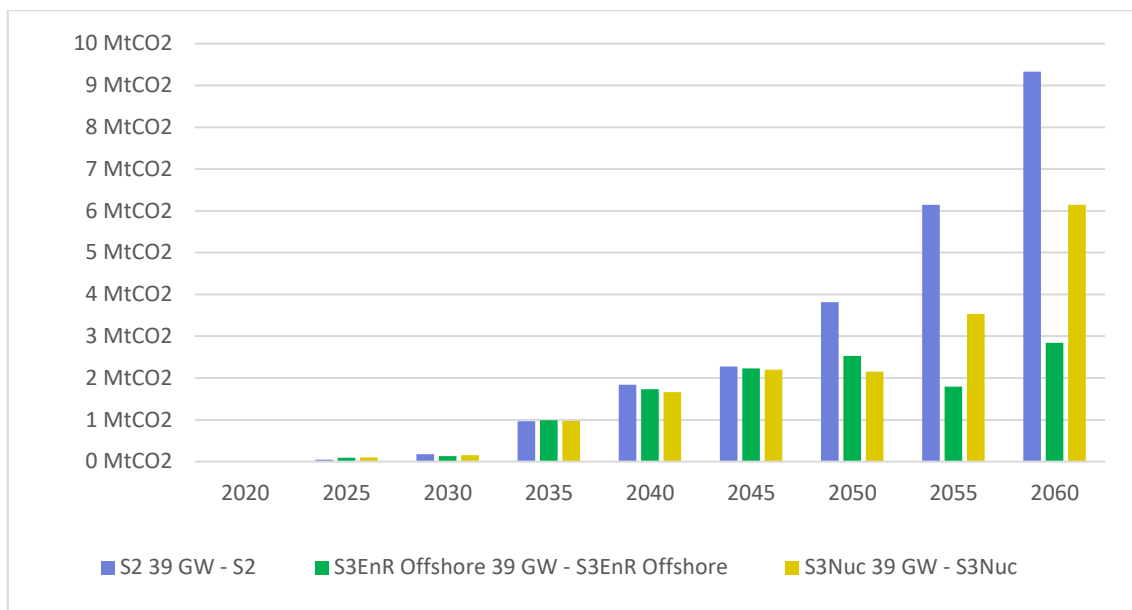


Figure 11 : Différences d'émissions de CO₂ de la production électrique à partir de gaz pour l'Europe, France incluse, entre scénarios de référence et sensibilités à interconnexions plafonnées

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.



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



EXPERTISES

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