L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030

Focus sur le secteur électrique. Impacts croisés des choix de la France et de l'Allemagne sur le nucléaire et le charbon dans le contexte du développement des énergies renouvelables.

ÉTUDE

Agora Energiewende

IDDRI

Artelys | OPTIMIZATION SOLUTIONS

L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030

CRÉDITS

ÉTUDE

L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030

Focus sur le secteur électrique. Impacts croisés des choix de la France et de l'Allemagne sur le nucléaire et le charbon dans le contexte du développement des énergies renouvelables.

RÉALISÉE PAR

Dimitri Pescia (Agora Energiewende),
Nicolas Berghmans ((Iddri))

Consultants (Artelys)
Laurent Fournié
Alice Chiche
Adrien Saint-Pierre

Cette étude a fait l'objet de nombreuses consultations avec des experts du secteur électrique en France comme en Allemagne. Nous les remercions chaleureusement pour leurs contributions.

Graphisme : UKEX GRAPHIC
Couverture : istock.com/Leonid Andronov
Relecture : Pierre Barthélemy

131/05-S-2018/FR
Publication : Mars 2018

ÉTUDE MENÉE PAR

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
P +49 (0) 30 700 14 35-000
F +49 (0) 30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Iddri
Institut du développement durable et des relations internationales
27, rue Saint-Guillaume 75337 Paris cedex 07
France
P +33 (0)1 45 49 76 60
F +33 (0)1 45 49 76 85
www.iddri.org
iddri@iddri.org

Référence pour les citations:

Agora Energiewende, Iddri (2017) :
L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030 - Focus sur le secteur électrique. Impacts croisés des choix de la France et de l'Allemagne sur le nucléaire et le charbon dans le contexte du développement des énergies renouvelables.

www.agora-energiewende.de

Préface

Chère lectrice, cher lecteur,

Dans la lignée de l'Accord de Paris sur le Climat, la France et l'Allemagne visent une décarbonation profonde de leurs économies d'ici 2050 qui passera par des transformations sectorielles majeures. Dans le secteur électrique, les deux pays partent de points de départ distincts, mais leurs stratégies de long terme contiennent aujourd'hui plusieurs orientations similaires : recours accru à la production d'origine renouvelable, amélioration de l'efficacité énergétique et augmentation des usages de l'électricité.

La croissance attendue des productions éoliennes et solaires photovoltaïques dans les deux pays, soutenue par les fortes baisses de coûts de ces technologies, transforment néanmoins profondément les systèmes électriques. Il devient nécessaire d'adapter ces systèmes pour intégrer ces productions variables. Dans ce cadre, la question de l'ajustement des parcs de production conventionnelle aujourd'hui dominants, nucléaire en France et charbon en Allemagne, se pose des deux côtés du Rhin.

En 2030, les choix qui auront été faits par la France et l'Allemagne influenceront les échanges d'électricité et la formation des prix de marché de l'électricité . Ces choix pèseront donc de tous leur poids sur la réalisation des objectifs énergie-climat en Europe et sur la concrétisation de l'Union de l'énergie.

Cette étude souligne l'interdépendance de choix politiques nationaux au-delà des frontières. Nous espérons qu'elle contribuera à faciliter un dialogue transparent et ouvert entre les acteurs des deux pays, favorisera l'élaboration d'une compréhension commune de la transition énergétique et l'atteinte de compromis nécessaires à l'approfondissement de l'intégration du système énergétique européen.

Nous vous souhaitons une bonne lecture !

Patrick Graichen, directeur d'Agora Energiewende
Michel Colombier, directeur scientifique de l'Iddri

Résultats clés :

1. **Face à la croissance des énergies renouvelables, la France et l'Allemagne sont confrontées à des enjeux communs sur la restructuration de leurs parcs de production conventionnelle.** Avec un objectif d'électricité renouvelable de 40 % en France et de 50 % en Allemagne d'ici 2030, les deux pays augmenteront considérablement leur production d'énergie éolienne et solaire. Le parc de production conventionnelle devra donc être restructuré afin d'éviter des coûts échoués.

2. **En France, le développement visé des énergies renouvelables et le réinvestissement dans le parc nucléaire au-delà de 50 GW comporterait un risque important de coûts échoués dans le secteur électrique.** La rentabilité d'un parc nucléaire supérieur à 50 GW ne serait pas assurée en 2030, malgré l'hypothèse d'une augmentation de 60 % des capacités d'exports françaises, un doublement des interconnexions en Europe et un prix du CO_2 à 30 euros par tonne de CO_2.

3. **En Allemagne, l'atteinte des objectifs climatiques nécessite une division par deux de la production des centrales à charbon et un rehaussement de l'objectif national d'électricité renouvelable à au moins 60 % de la consommation d'électricité en 2030.** Dans ce cas, la balance des échanges électriques de l'Allemagne avec ses voisins est équilibrée. L'augmentation prévue de la part des énergies renouvelables à 65 % de la consommation brute d'électricité en 2030 contribuera à éviter que l'Allemagne ne dépende d'importations non-désirées dans un contexte de sortie du charbon.

4. **La France et l'Allemagne devraient définir rapidement leurs stratégies nationales concernant leurs parcs nucléaire et charbon, se consulter étroitement sur les impacts transfrontaliers de celles-ci et engager des actions communes pour la mise en œuvre de la transition énergétique à l'échelle bilatérale, régionale et européenne.** Ces actions communes pourraient prendre la forme d'initiatives portées par les deux pays sur le développement des énergies renouvelables, des interconnexions ou la tarification du CO_2.

Table des matières

L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030. Résumé exécutif **2**

Energiewende and transition énergétique by 2030. Executive summary **23**

Introduction – la France et l'Allemagne au cœur de la transformation du système électrique européen **37**

1. Enjeux communs de la transformation des systèmes électriques en France et en Allemagne **39**
1.1. Une consommation d'électricité stabilisée sous l'effet de l'efficacité énergétique 40
1.2. Le développement de l'électricité d'origine renouvelable : une priorité commune 42
1.3. La flexibilité : nouveau paradigme de la transformation des systèmes électriques 46
1.4. L'enjeu de redimensionnement des parcs de production conventionnelle 50

2. Cadre général de l'étude et présentation des mix électriques analysés **55**
2.1. Huit scénarios croisés étudiés pour la France et l'Allemagne en 2030 55
2.2. Principaux résultats de l'étude en France et en Allemagne 59

3. En 2030, un système électrique moins émetteur de CO_2 et plus flexible **63**
3.1. Des mix électriques moins émetteurs de CO_2 dans tous les scénarios 63
3.1.1. Une sortie accélérée du charbon est indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques allemands 64
3.1.2. Les choix de la France et de l'Allemagne influenceront également les niveaux européens d'émissions de CO_2 d'ici 2030 66
3.2. En 2030, les sources de flexibilité facilitent l'intégration des productions éolienne et photovoltaïque dans les systèmes français et allemand 68
3.2.1. Le pilotage de la demande et le stockage facilitent l'intégration de la production renouvelable dans les deux pays en 2030 68
3.2.2. Le système électrique allemand s'adapte aux variations de la production renouvelable ; l'opération des moyens de production thermique est profondément modifiée 72
3.2.3. En 2030, un parc nucléaire maintenu à des niveaux élevés devra opérer plus fréquemment en suivi de charge, contribuant à la flexibilité du système électrique 73

Table des matières

4. La rémunération des producteurs d'électricité en 2030 dépendra des stratégies de redimensionnement des parcs de production conventionnelle et du prix du CO_2 77

4.1. Le coût des énergies renouvelables décroît, mais leur capacité à se rémunérer par le marché est incertaine 77

4.2. En France, le maintien d'une capacité nucléaire supérieure à 40 GW augmenterait les exportations d'électricité ; la rentabilité d'un parc nucléaire supérieur à 50 GW ne serait pas assurée 83

4.3. Un plan de sortie du charbon améliore les rémunérations des centrales à charbon maintenues dans le système à l'horizon 2030 88

4.3.1. Une baisse accélérée du charbon permet d'améliorer la rentabilité des capacités de production maintenues 88

4.3.2. Sans sortie accélérée du charbon, les opérateurs lignites s'exposent à des risques de coûts échoués, liés à l'extension des activités d'extraction minière 89

4.3.3. Une hausse du prix du CO_2 réduit significativement les marges des opérateurs charbon et lignite 89

4.3.4. La rentabilité du parc charbon est aussi impactée par le niveau de capacité nucléaire maintenu en France 91

5. Effets transfrontaliers des scénarios en France et en Allemagne 93

5.1. Des stratégies contrastées sur les échanges internationaux d'électricité pour les deux principaux exportateurs d'électricité européens 93

5.2. Maintenir une capacité nucléaire élevée en France réduit les émissions et abaisse les prix de marché en Allemagne 95

5.3. Les choix de l'Allemagne ont peu d'impacts sur les équilibres en France, et augmenter les objectifs renouvelables améliore le solde des échanges allemand pour un coût limité 97

5.4. Augmenter le prix du CO_2 à 50 €/t entraîne des réductions supplémentaires d'émissions à moindre coût mais aux effets redistributifs importants 99

Conclusion : définir des stratégies nationales de transition des systèmes électriques compatibles avec la réalisation de l'Union de l'énergie européenne 103

Annexes 107

Bibliographie 135

Résumé exécutif

La France et l'Allemagne face à des enjeux communs : intégrer les productions d'énergies renouvelables et redimensionner leurs parcs de production conventionnelle.

Pour lutter contre le réchauffement climatique, la France et l'Allemagne se sont engagés dans des transformations majeures de leurs systèmes énergétiques. Dans le secteur électrique, les deux pays partent de points de de départs distincts hérités de choix passés. Par ailleurs, la place de l'énergie nucléaire à terme y diffère : l'Allemagne a décidé d'en sortir d'ici 2022, tandis que la France a décidé de réduire sa part à 50 % de la production électrique pour diversifier son offre. Pourtant, au-delà de ces divergences, la transition énergétique française et l'Energiewende allemande comportent plusieurs éléments similaires à moyen terme : un recours accru à la production d'origine renouvelable, l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'augmentation des usages de l'électricité dans le transport et le bâtiment.

Pour 2030, la France et l'Allemagne se sont notamment fixé des objectifs comparables de développement des énergies renouvelables électriques : 50 % de la consommation d'électricité outre-Rhin et 40 % de la production d'électricité en France.[1] Le nouveau gouvernement fédéral vise une part de 65 % d'électricité renouvelable dès 2030. Ces filières se sont pourtant développées jusqu'alors à des rythmes différents dans les deux pays. L'Allemagne a développé de manière volontariste la production d'électricité photovoltaïque et éolienne depuis le début des années 2000, alors que la France, qui dispose d'un parc hydraulique historique conséquent, a développé ces filières de manière beaucoup plus modérée. Pourtant, les deux pays visent désormais une croissance comparable des productions éoliennes et solaires photovoltaïques d'ici 2030, facilitée par la récente baisse des coûts de production de ces technologies.

En Allemagne et dans de nombreux autres pays, ces technologies sont aujourd'hui compétitives pour les nouveaux investissements avec les technologies conventionnelles de production d'électricité. Leur développement répond donc de plus en plus à une logique économique. Malgré un moindre développement en France, les coûts du photovoltaïque et de l'éolien devraient selon toute vraisemblance rattraper ceux observées en Allemagne d'ici 2030 puisque les conditions d'ensoleillement et les régimes de vents y sont meilleurs. En se basant sur les résultats des derniers appels d'offres, des coûts moyens de production atteignant environ 4 cts/kWh pour le solaire PV, moins de 5 cts/kWh pour l'éolien terrestre[2] et 6 cts€/kWh pour l'éolien en mer paraissent désormais envisageables pour les nouvelles capacités en Europe. Le caractère variable de ces productions pose néanmoins un défi au système électrique qui nécessite une adaptation de son organisation et le développement des moyens de flexibilité nécessaires.[3]

1 En 2016, les énergies renouvelables couvraient 32 % de la consommation d'électricité en Allemagne (36 % en 2017) et 17,8 % de la production d'électricité en France.

2 Ce niveau peut paraître conservateur si on le compare aux résultats des derniers appels d'offres éoliens en Allemagne, qui ont été remportés par des projets demandant un niveau de rémunération moyen de 4,7 cts/kWh pour une mise en service en 2022. Pourtant, le niveau des derniers appels d'offre ne reflète pas nécessairement le coût réel des projets éoliens. D'une part, il s'agit d'une rémunération plancher (qui sert de base au calcul de la rémunération mensuelle des projets), si bien que les projets peuvent *a priori* se rémunérer à des niveaux supérieurs sur la durée de vie totale de l'installation (à l'horizon 2045). D'autre part, ces projets misent sur des éoliennes de nouvelle génération beaucoup plus hautes, dont le déploiement pourrait être limité par des problèmes d'acceptation. Enfin, certains observateurs considèrent que ces niveaux très bas reflètent des comportements stratégiques de certains acteurs pour le gain des appels d'offres.

3 Voir notamment l'étude Fraunhofer IWES (2015).

Scénarios étudiés en France et en Allemagne à l'horizon 2030 — Figure R1

prix CO_2 de référence à 30 €/t	Nucléaire haut (63 GW), ENR PPE	Nucléaire moyen (50 GW), ENR PPE	Nucléaire bas (40 GW), ENR PPE
Charbon moyen* (24,3 GW) EnR ~ 50%	✓	✓ +variante CO_2 haut (50 €/t)	✓
Charbon bas (18,6 GW) EnR ~ 60%	✓	✓	✓
Charbon bas (18,6 GW) EnR ~ 50%	✓		

* Un scénario avec une capacité charbon supérieure à 18 GW en 2030 en Allemagne n'est pas considéré, car il apparaît politiquement et économiquement improbable (voir pour plus de détails Agora Energiewende (2016): *Eleven principles for a consensus on coal: Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector.*

Agora/Iddri (2018)

Si les deux pays élaborent des trajectoires détaillées pour le développement des énergies renouvelables[4], les stratégies de redimensionnement des parcs de production conventionnelle, charbon en Allemagne et nucléaire en France, sont encore incertaines. Ces stratégies seront pourtant déterminantes pour l'atteinte des objectifs climat et énergie des deux pays et de l'Union européenne. Elles auront également des conséquences économiques pour les producteurs d'électricité de l'ensemble des filières et sur l'évolution des échanges internationaux d'électricité.

Huit scénarios croisés étudiés pour la France et l'Allemagne en 2030

Afin d'éclairer ce débat, cette étude explore en détails les conséquences pour le système électrique européen de sept scénarios croisés concernant la stratégie de redimensionnement des parcs conventionnels en France et en Allemagne pour l'année 2030 modélisée au pas de temps horaire pour dix années climatiques (voir Figure R1).

Chacune de ces variantes considère un jeu d'hypothèses réalistes sur l'ensemble des paramètres d'évolution du secteur.

La consommation d'électricité se stabilise en Europe sous l'effet de l'accélération des gains d'efficacité énergétique qui contrebalancent le développement de nouveaux usages d'électricité. Les énergies renouvelables progressent en ligne avec les objectifs nationaux. De nouvelles interconnexions électriques et des moyens de flexibilité pour l'intégration des énergies renouvelables se développent suivant un rythme ambitieux mais réaliste[5]. Le coût du CO_2 pour l'ensemble de l'Europe s'établit à 30 €/tCO_2 pour la production électrique à l'exception d'un scénario effectué avec un prix plus élevé de 50 €/tCO_2[6].

Des mix de production électrique moins émetteurs, transformés par la hausse de la production renouvelable en 2030

Les énergies renouvelables progressent de manière importante dans l'ensemble des scénarios considérés,

4 En France, la Programmation pluriannuelle l'énergie de 2016 fixe des objectifs de développement des énergies renouvelables détaillés par filière technologique pour 2018 et 2023, et une nouvelle version prévue pour être adoptée en 2018 devrait préciser les objectifs pour 2023 et en fixer de nouveaux pour 2028. Les objectifs allemands en matière d'énergies renouvelables sont fixés dans la loi de promotion des énergies renouvelables (loi EEG).

5 Les hypothèses d'interconnexion supposent la réalisation de la moitié des projets prévus par le plan décennal de développement des réseaux européens de 2016, soit plus qu'un doublement des capacités, de 57 à 136 GW à l'échelle de l'Europe dans l'ensemble des scénarios.

6 Les prix des énergies sont tirés des projections du scénario « New Policy » du *World Energy Outlook* de l'Agence internationale de l'énergie (2015).

atteignant 220 TWh/an en France[7], 320 TWh/an en Allemagne dans un cas renouvelable 50 % et 355 TWh/an dans un cas renouvelable 60 %[8]. Ces niveaux permettent à l'Allemagne de dépasser son objectif en matière d'énergies renouvelables[9] et à la France de l'atteindre lorsque son parc nucléaire est réduit à 40 GW. La sécurité d'approvisionnement est garantie dans l'ensemble des scénarios considérés. Ainsi, en France, le critère de sécurité d'approvisionnement tel que défini par les pouvoirs publics[10] est vérifié dans tous les scénarios et aucune heure de défaillance n'est à déplorer en Allemagne. Tous les mix considérés à l'horizon 2030 émettent moins de CO_2 qu'actuellement, en France comme en Allemagne. La hausse des productions renouvelables variables entraîne un mode d'opération plus flexible des moyens de production conventionnelle, y compris nucléaires, et est facilitée par le développement de moyens additionnels de flexibilité pour le système électrique.

Le coût des énergies renouvelables décroît, mais leurs capacités à se rémunérer par le marché dépendra de la stratégie de redimensionnement des parcs conventionnels et du prix du CO_2

Le coût des énergies renouvelables a fortement décru ces dernières années. Néanmoins, la faiblesse actuelle des prix de marché de l'électricité, qui pourrait être durable, limite leurs capacités à couvrir leurs coûts d'investissement par le produit de la vente de leur production électrique sur le marché. C'est l'un des arguments qui justifie aujourd'hui le maintien d'une garantie de revenus pour les producteurs renouvelables, sans quoi peu d'investissements dans de nouvelles capacités se réaliseraient. En 2030, la capacité des filières renouvelables à se rémunérer par le marché électrique dépendra donc de l'évolution du coût de celles-ci, mais aussi de l'évolution des prix de marché. Les résultats de l'étude montre que l'évolution de ces prix de marché sera étroitement liée aux stratégies retenues sur le mix conventionnel maintenu et au signal-prix du CO_2.

En France, le maintien d'une capacité de production nucléaire à 63 GW réduit la rémunération moyenne annuelle des productions solaires photovoltaïque à moins de 15 €/MWh, bien en deçà des niveaux nécessaires à couvrir leurs coûts. Lorsque le parc nucléaire est redimensionné à 40 GW ou à 50 GW avec un prix du CO_2 augmenté à 50 €/tCO_2, la rémunération du solaire PV au sol se situerait au-dessus de 45 €/MWh, soit un niveau de prix qui permettrait vraisemblablement de couvrir les coûts des nouveaux projets par le marché à cet horizon de temps. En Allemagne, le solaire PV au sol serait également proche de l'équilibre économique dans la majorité des scénarios considérés lorsque le prix du CO_2 atteint 30 €/t. Ainsi, selon nos hypothèses, son coût de production atteindrait 41 €/MWh et sa rémunération entre 38 €/MWh et 47 €/MWh, en fonction des scénarios (pour un prix du CO_2 de 30 €/t), et même 56 €/MWh dans un scénario avec un prix du CO_2 de 50 €/t. Par contre, les prix de marché pourraient rester insuffisants à l'horizon 2030 pour couvrir les coûts de production de l'éolien, en France comme en Allemagne, sauf dans un contexte de baisse plus importante des coûts de l'éolien en-dessous de 40 €/MWh, ou dans le cas d'une hausse du prix du CO_2 à 50 €/tCO_2. Un complément de rémunération resterait alors nécessaire avec un prix du CO_2 de 30 €/tCO_2.

Maintenir des capacités de production conventionnelle élevées retarde donc le moment où les énergies renouvelables pourront couvrir leurs coûts par le marché électrique. Ce lien fort entre rémunération des producteurs renouvelables et la composition des mix

7 Contre 95 TWh en 2016.

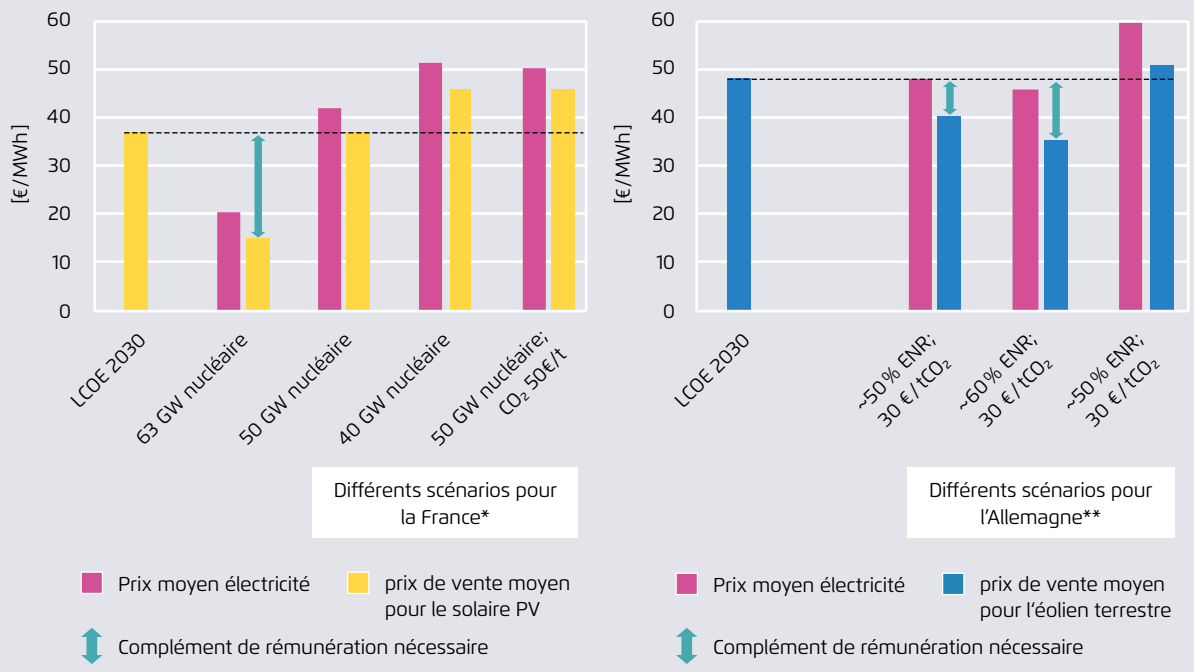
8 Contre 191 TWh en 2016.

9 Les énergies renouvelables couvrent ainsi 53 % de la consommation brute d'électricité en Allemagne en 2030 dans le cas renouvelable 50 % et 59 % de la consommation brute dans le cas renouvelable 60 %.

10 En France, le critère de sécurité d'approvisionnement est fixé à 3 h d'espérance de délestage dans l'année (LOLE, ou Loss of Load Expectation en anglais).

Prix de l'électricité et rémunération du PV en France en 2030 (gauche) et de l'éolien en Allemagne en 2030 (droite)

Figure R2



* Le scénario en Allemagne est le cas charbon moyen (18 GW) et ENR 50 %.
** Le scénario en France est le cas nucléaire moyen (50 GW).
Analyse des auteurs et résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

de production nationaux montre tout l'intérêt d'articuler finement les stratégies de redimensionnement des mix de production avec la montée des productions renouvelables. Une transition non coordonnée risque de rehausser le coût des mécanismes de soutien, portés par les consommateurs finals.

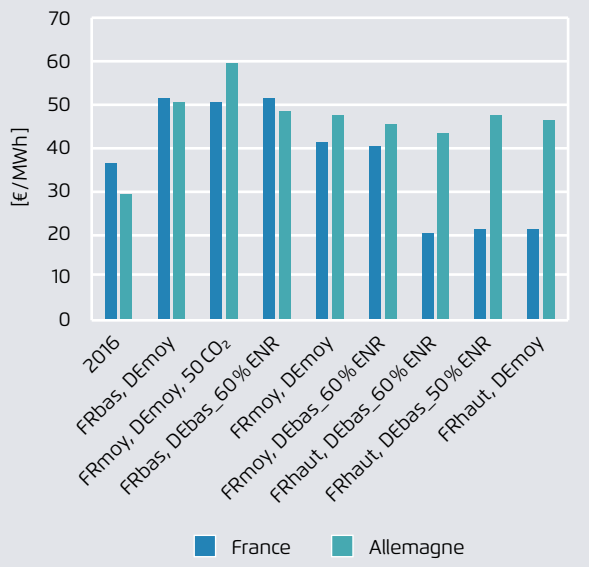
Un « effet de cannibalisation » des énergies renouvelables réel, mais limité par le développement des moyens de flexibilité

La corrélation des productions renouvelables météo-dépendantes déprécie plus fortement leurs prix de vente par rapport aux autres productions à mesure qu'augmente leur part dans le mix électrique (phénomène dit de « cannibalisation »). Cet effet concerne en premier lieu l'Allemagne, qui vise des niveaux d'énergies renouvelables variables plus élevés. Le développement des moyens additionnels de flexibilité permet néanmoins de limiter cet effet. Dans les scénarios de l'étude, la baisse de rémunération des énergies renouvelables en 2030 par rapport aux prix moyens de marché demeure en Allemagne à des niveaux similaires à ceux anticipés pour les années à venir par le gestionnaire de réseau (de -6 à -9 % pour le PV et de -15 à -21 % pour l'éolien terrestre), l'accroissement des capacités ENR coïncidant avec le développement de capacités d'interconnexions supplémentaires, de capacités d'effacement et de stockage (STEPs et batteries) et de nouveaux usages flexibles (véhicules électriques, pompes à chaleur). En France, un parc nucléaire plus important renforce la perte de revenu par le marché des énergies renouvelables, cette baisse étant plus forte pour la production solaire photovoltaïque que pour l'éolien terrestre et maritime.

En France, le maintien d'une capacité nucléaire supérieure à 40 GW augmenterait les exportations d'électricité. La rentabilité d'un parc nucléaire supérieur à 50 GW ne serait pas assurée.

La France dispose d'un parc nucléaire historique important de 58 réacteurs (pour un total de 63,1 GW), dont une large majorité atteindra 40 années de fonctionnement d'ici 2030. Une prolongation de leur exploitation au-delà de cette échéance est un des leviers identifiés de la stratégie française et nécessitera d'entreprendre des investissements conséquents. Dans le but de diversifier son mix de production électrique, un objectif de baisse de la part du nucléaire à 50 % de la production en 2025 (contre 72 % en 2016) a été approuvé en 2015. Aucune trajectoire détaillée n'a pour l'heure été élaborée et le gouvernement actuel a annoncé en novembre 2017 le décalage dans le temps de cet objectif.

Prix moyens de l'électricité en France et en Allemagne en 2016 et 2030 dans les différents scénarios étudiés — Figure R3



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Avec les développements renouvelables visés en France et en Europe, les débouchés ne seraient pas toujours suffisants pour absorber à la fois les productions nucléaire et renouvelable. Les capacités nucléaires seraient alors contraintes de moduler plus fréquemment leur production, réduisant ainsi leur utilisation. Bien que techniquement possible, cette modulation augmenterait sensiblement le coût de production des réacteurs prolongés.

En outre, le maintien d'un parc nucléaire élevé contribue à déprécier les prix de marché de l'électricité et réduirait la rentabilité du réinvestissement dans le parc nucléaire prolongé. Dans nos scénarios, le prix moyen de vente de l'électricité d'origine nucléaire atteindrait seulement 23 €/MWh en 2030 avec un parc nucléaire de 63 GW. Un redimensionnement du parc à 50 GW ou 40 GW rehausserait ces prix à respectivement 42 €/MWh et 52 €/MWh (voir Figure R3). Ces résultats dépendent du niveau des prix du CO_2 et des combustibles, ainsi que des hypothèses sur les interconnexions électriques. La rémunération moyenne d'un parc nucléaire de 50 GW est ainsi augmentée de 10 €/MWh si les prix du CO_2 passent de 30 €/t à 50 €/t.

Selon des hypothèses réalistes sur la consommation électrique, les niveaux d'interconnexions et les prix des combustibles, et en considérant que les énergies renouvelables se développent au rythme voulu par les pouvoirs publics, une comparaison entre les coûts de prolongation du nucléaire et les revenus de la vente de l'électricité montre qu'il existe une taille optimale pour le parc nucléaire qui peut s'estimer sur des critères économiques. Malgré une augmentation de 60 % des capacités d'exports françaises, un doublement des interconnexions en Europe et un prix du CO_2 à 30 €/t, la rentabilité du réinvestissement de prolongation dans un parc nucléaire supérieur à 50 GW ne serait pas assurée dans nos scénarios. La rémunération du nucléaire (250 à 313 €/kW/an en fonction du prix du CO_2) couvrirait alors à peine le coût fixe de la prolongation des réacteurs à 50 GW (voir Figure R4). Dans un tel contexte, le déclassement de jusqu'à 13 GW nucléaire d'ici 2030 pourrait se faire sur une

base purement économique. Une augmentation des coûts de réinvestissement dans la prolongation du parc nucléaire augmenterait la capacité qui pourrait être déclassée sur une base économique.

Le coût de production du nucléaire prolongé dépend fortement du taux d'utilisation des réacteurs. Ce coût peut être comparé aux alternatives technologiques éolien et PV.

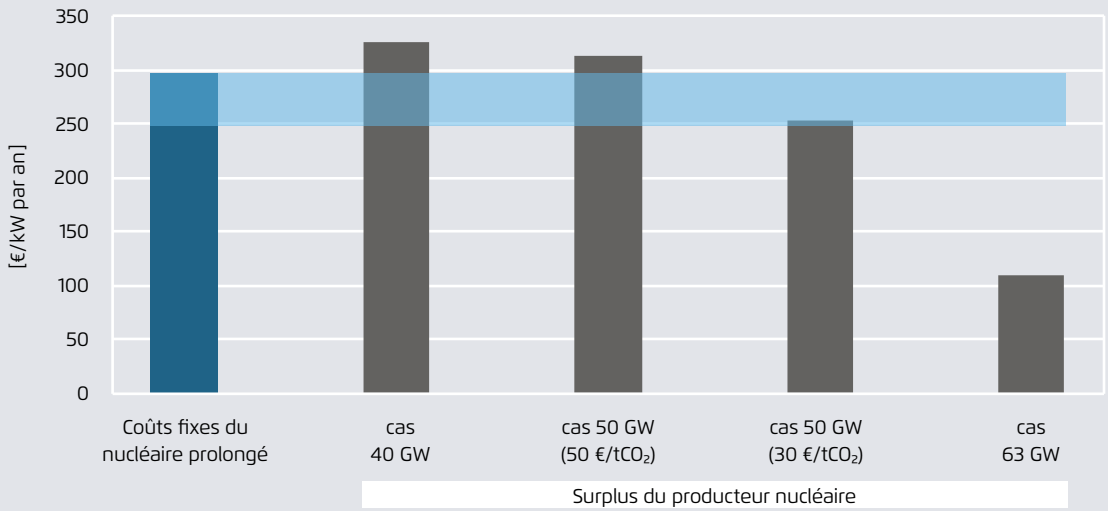
Sur la base des données de la Cour des Comptes, le coût de production du nucléaire prolongé atteindrait 42 €/MWh avec une utilisation des réacteurs comparable à celle d'aujourd'hui, soit un taux de charge moyen d'environ 80 %. Ces coûts seraient portés à 49 €/MWh[11] dans l'hypothèse d'un coût de prolongation du nucléaire en hausse de 50 % (voir Figure R5).

Dans l'ensemble des scénarios considérés, le taux de charge moyen du parc nucléaire baisse en 2030, de 79 % (nucléaire bas) à 71 % (cas nucléaire haut). À ces niveaux, le coût moyen de production du parc prolongé est compris entre 42 et 55 €/MWh. L'utilisation du « dernier GW installé[12] » baisse plus fortement et atteint seulement 27 % pour 63 GW de nucléaire, 64 % pour 50 GW et 77 % pour 40 GW. Le 63e GW prolongé aurait ainsi un coût de production de l'ordre de 100 à 120 €/MWh, deux à trois fois plus qu'une alternative éolienne ou solaire.

11 La variante haute considère un coût de prolongation augmenté de 50 % par rapport aux estimations de la Cour de Comptes. Elle vise à illustrer les incertitudes techniques et économiques autour des travaux de prolongation des réacteurs nucléaires et l'existence de différences de coûts entre réacteurs nucléaires en fonction de leur âge et de leur taux de vieillissement. Pour une discussion plus détaillée sur les incertitudes au sujet de la prolongation du parc nucléaire français, voir (Rüdinger, A.; Colombier, M.; Berghmans, N.; Criqui, P.; Menanteau, P., 2017)

12 Ce taux de charge est calculé en rapportant la différence de production nucléaire annuelle avec des parcs de production de, respectivement, 63 GW et 62 GW, 50 et 49 GW et 40 et 39 GW rapporté à la production pleine puissance annuelle d'1 GW de nucléaire.

Coûts fixes de production du nucléaire prolongé en euros par kW comparés au surplus du producteur nucléaire dans différents scénarios pour 2030 — Figure R4

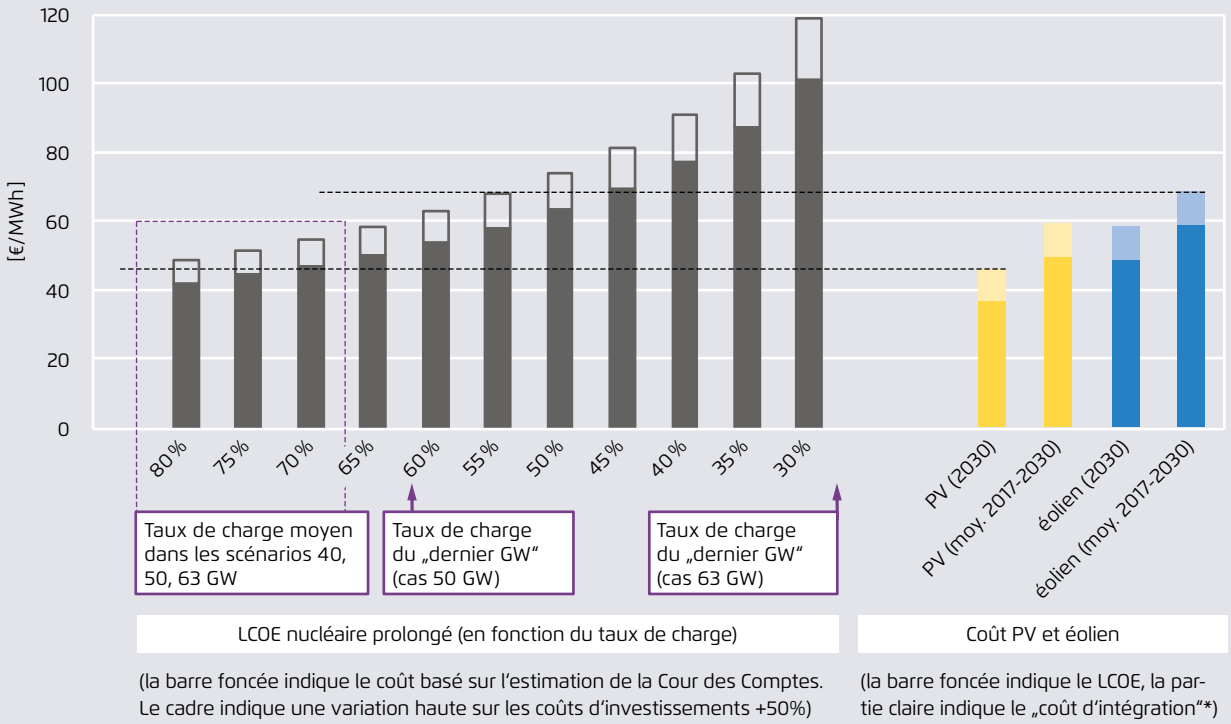


La plage bleue correspond aux deux variantes sur le coût de prolongation du nucléaire (valeur basse : estimation Cour des Comptes (2014, 2016), valeur haute : estimation Cour des Comptes + 50%)

Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

LCOE du nucléaire en fonction du taux de charge des réacteurs et comparaison avec les coûts de production des énergies renouvelables

Figure R5



(la barre foncée indique le coût basé sur l'estimation de la Cour des Comptes. Le cadre indique une variation haute sur les coûts d'investissements +50%)

(la barre foncée indique le LCOE, la partie claire indique le „coût d'intégration"*)

* Le coût d'intégration est défini ici comme la différence entre la valeur moyenne du PV/éolien pour le système électrique et la valeur moyenne du nucléaire.

Une comparaison avec les coûts de production renouvelable, tenant compte de la différence de valeur des technologies pour le système électrique[13], montre qu'un réacteur nucléaire prolongé dont le taux d'utilisation annuel moyen descendrait en-dessous de 55 % (4820 heures par an) pourrait être plus coûteux qu'une alternative basée sur le solaire sur l'ensemble de période 2017–2030 (voir Figure R5). En 2030, un réacteur nucléaire dont le taux de charge descendrait en-dessous de 75 % pourrait être plus coûteux qu'une centrale solaire au sol. Ceci montre que l'investissement dans des capacités de production renouvelable pour atteindre une part de 40 % est économiquement viable et peut être comparée au réinvestissement dans le parc nucléaire. À ces niveaux de production renouvelable, la différence de rémunération moyenne sur le marché des productions éolienne et solaire photovoltaïque d'une part, et le nucléaire, d'autre part, reste inférieure à 10 €/MWh.

13 Cette approche prend en compte la différence de revenus pour le système électrique entre production renouvelable (qui dépend des conditions météorologiques) et production nucléaire (pilotable, mais avec un coût variable très faible). Cette différence est parfois attribuée aux énergies renouvelables, comme l'une des composantes des « coûts d'intégration » (en plus des coûts réseaux et d'équilibrage) ; voir notamment « Coûts d'intégration de l'éolien et du solaire photovoltaïque ». Agora Energiewende (2015).

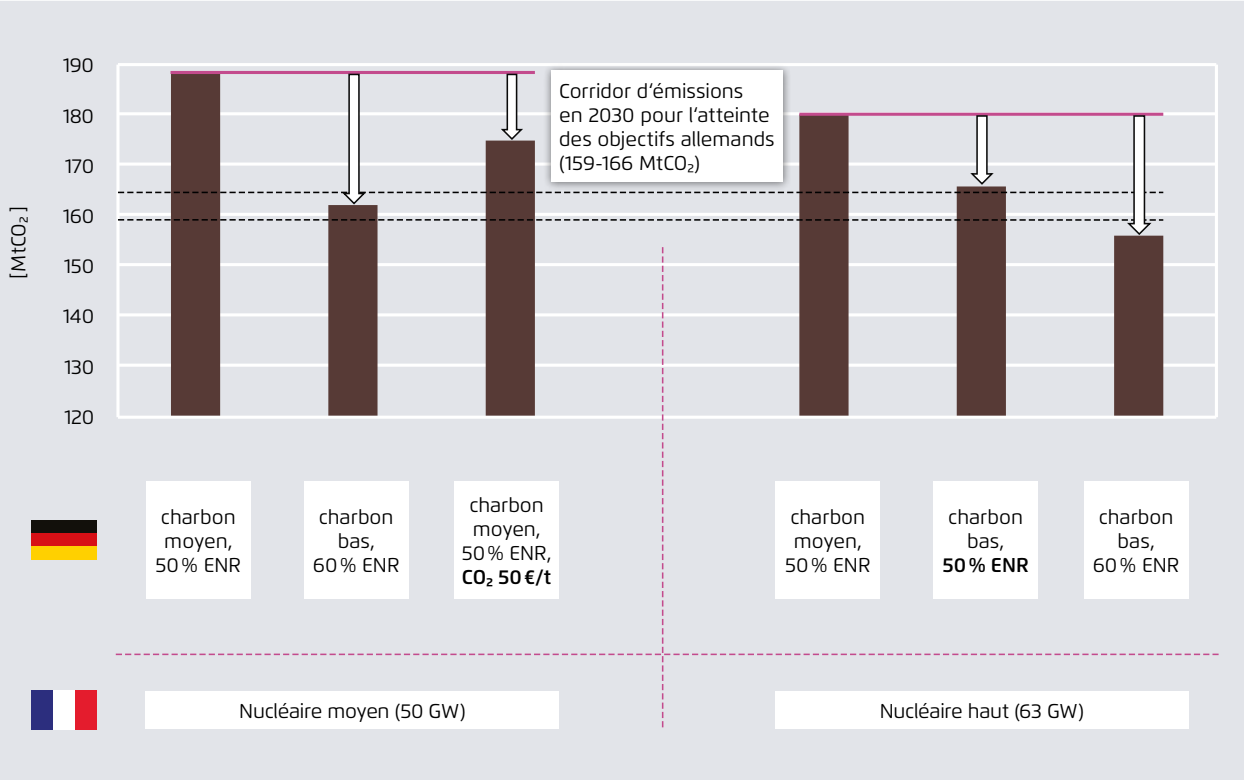
L'atteinte des objectifs climatiques allemands nécessite, d'ici 2030, une division par deux de la production des centrales à charbon et un rehaussement de l'objectif national renouvelable à au moins 60 % de la consommation d'électricité

En Allemagne, la production d'électricité reste dominée par les centrales électriques à charbon[14], qui représentaient 40 % de la production électrique nationale en 2017. Conséquence de ce mix électrique encore très carboné, les émissions de CO_2 du secteur électrique allemand atteignaient 292 $MtCO_2$ en 2017 (472 gCO_2/kWh produit), soit une production électrique 9 fois plus émettrice qu'en France (53 gCO_2/kWh produit).

L'objectif climatique allemand implique de réduire de moitié la part du charbon dans le secteur électrique d'ici 2030 pour limiter les émissions de la production électrique à un niveau inférieur à 160 $MtCO_2$ en 2030. La taille du parc de production, tout comme la durée d'utilisation des centrales, devront être significativement réduites d'ici cet horizon de temps, afin de respecter la contrainte climatique du pays. Une baisse accélérée des capacités charbon en Allemagne n'affecterait pas nécessairement les producteurs d'électricité à charbon, car la hausse des prix de marché de l'électricité augmenterait les marges des installations maintenues malgré une production moindre d'électricité.

14 Houille et lignite confondus. En 2017, la capacité totale installée atteint environ 46 GW (21 GW lignite, 25 GW houille)

Emissions de CO_2 de l'Allemagne en 2030 dans différents scénarios en fonction des évolutions des mix électriques en France et en Allemagne — Figure R6



Analyse des auteurs sur la base des résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Confirmant plusieurs travaux récents[15], cette étude montre que le rythme de déclassement des installations charbon à la fin de leur durée de vie technique – estimée à 45 ans[16] d'exploitation – est insuffisant pour l'atteinte des objectifs de réduction des émissions du secteur électrique allemand en 2030, malgré un rehaussement du prix du CO_2 à 30 €/tCO_2 (voir Figure R6). Un prix du CO_2 à 50 €/tCO_2 à cet horizon de temps rapprocherait l'Allemagne de ses objectifs climatiques sans pour autant lui permettre de les atteindre. Une trajectoire de sortie accélérée du charbon est donc nécessaire.

Pour compenser la baisse de la production au charbon, l'Allemagne peut soit développer plus fortement ses énergies renouvelables, soit accroître son recours aux importations d'électricité. Une sortie du charbon couplée à une augmentation de l'objectif renouvelable à 60 % de la consommation électrique permettrait à l'Allemagne de respecter son objectif climatique, tout en maintenant une balance des échanges d'électricité proche de l'équilibre. L'objectif du nouveau gouvernement fédéral, qui vise à rehausser la part des énergies renouvelables à 65 % de la consommation d'électricité, va donc dans la bonne direction. Sans rehaussement des objectifs renouvelables nationaux au-delà de 50 %, l'Allemagne pourrait atteindre la borne haute de son objectif climatique, mais uniquement si la France maintient un parc nucléaire à 63 GW. Cette seconde option creuserait le solde annuel des échanges du pays, qui deviendrait importateur net de 41 TWh en 2030, soit 8 % de la consommation intérieure allemande.

Une sortie du charbon augmenterait modérément le prix de l'électricité pour le consommateur allemand par rapport au cas de référence, surtout si elle est compensée par des objectifs renouvelables augmentés. Une plus forte expansion des énergies renouvelables, prévue par le nouveau gouvernement fédéral, contribuera ainsi à atténuer la hausse des prix sur le marché de gros et assurera à l'Allemagne une balance commerciale davantage équilibrée. Au total néanmoins, les coûts pour l'ensemble des consommateurs allemands seraient légèrement en hausse (environ 400 M€ supplémentaires à l'horizon 2030[17]), une hausse modeste en comparaison du coût porté aujourd'hui par le consommateur allemand pour le financement des énergies renouvelables *via* la contribution EEG (qui s'établit à 23,8 Mds € pour 2018). Développer environ 10 % d'énergies renouvelables supplémentaires (de 50 à 60 %) rehausserait ainsi la contribution EEG des consommateurs non-privilégiés d'uniquement 0,1 cts/kWh supplémentaire.

Des stratégies contrastées au sujet des échanges internationaux d'électricité pour les deux principaux exportateurs d'électricité européens

En Allemagne, la baisse d'ici à 2030 des capacités de production au charbon conduirait à un rééquilibrage du solde exportateur actuel dans tous les scénarios considérés (voir Figure R7). L'Allemagne importerait et exporterait des volumes importants au gré des journées et des saisons, en fonction de la variabilité de la production des énergies renouvelables. Ce solde des échanges pourrait être légèrement exportateur ou importateur en fonction des décisions françaises sur l'avenir du parc nucléaire. Avec l'augmentation de l'objectif allemand en matière d'énergies renouvelables, des scénarios exportateurs nets ou proches de

15 Agora Energiewende (2016): Eleven principle for a consensus on coal. Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector. UBA (2017a). Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030. SRU (2017). Kohleausstieg jetzt einleiten. Greenpeace (2017). Klimaschutz durch Kohleausstieg.

16 Hypothèse prise par les gestionnaires de réseau de transport allemands dans NEP-B.

17 Surcoût pour le consommateur allemand d'un scénario de baisse accélérée du charbon et de rehaussement des énergies renouvelables à 60 % par rapport à un scénario de déclassement économique du charbon et de 50 % d'énergies renouvelables.

l'équilibre sont plus probables que des scénarios en situation d'importation nette élevée.

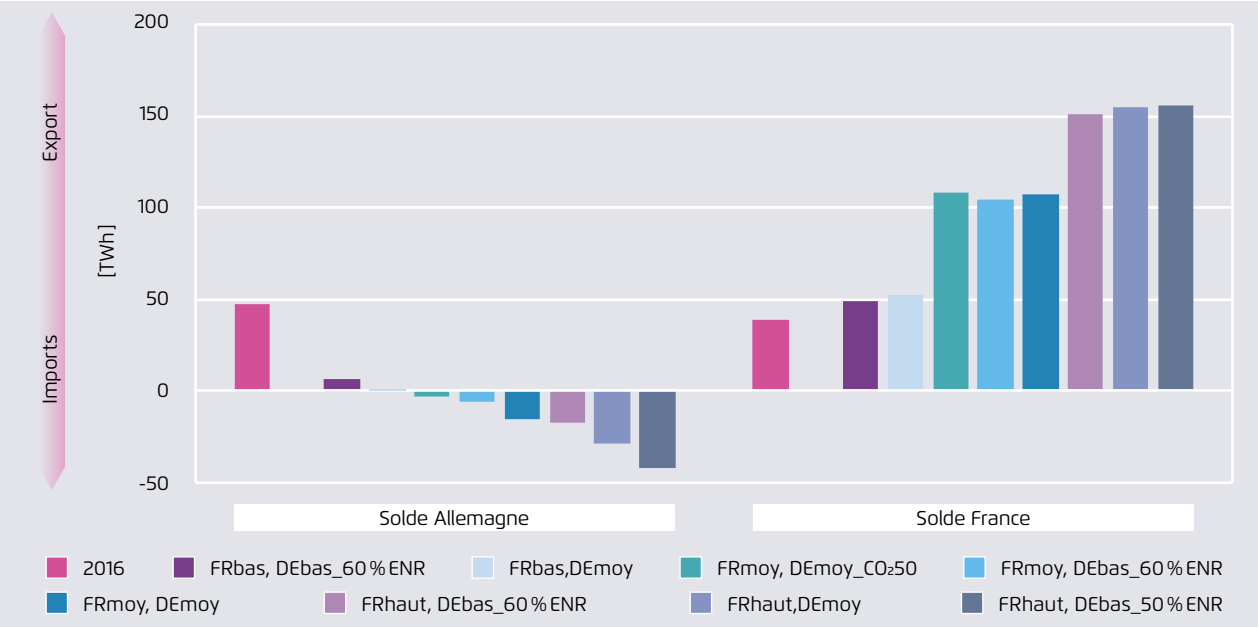
Pour la France, la prolongation d'une grande partie du parc nucléaire actuel tout en développant les énergies renouvelables au rythme planifié reviendrait à bâtir une stratégie d'exportation massive d'électricité vers ses voisins européens. Une capacité nucléaire abaissée à 40 GW maintiendrait le solde exportateur de la France à des niveaux semblables à aujourd'hui, autour de 50 TWh/an. Au-delà, la production nucléaire supplémentaire se répercuterait presque intégralement sur le solde des échanges qui passerait alors à 110 TWh/an pour 50 GW nucléaires maintenus et à près de 150 TWh/an si la capacité de production nucléaire restait au niveau actuel de 63 GW. Un parc nucléaire plus élevé aurait alors un impact non négligeable au-delà des frontières. Les prix moyens de l'électricité en Allemagne baisseraient ainsi d'environ 5 €/MWh dans les scénarios « nucléaire haut » par rapport aux scénarios « nucléaire bas ».

Sortie du charbon, redimensionnement du parc nucléaire et prix du CO_2 pour la production électrique : trois leviers à articuler pour atteindre l'objectif climatique européen

Les stratégies qui seront mises en œuvre par la France et l'Allemagne pour l'évolution de leurs mix électriques ainsi que le niveau de prix du CO_2 pour la production électrique auront un impact déterminant sur le bilan CO_2 de l'Union européenne et sa capacité à atteindre ses objectifs climatiques. Le maintien de la capacité nucléaire actuelle en France contribuerait à réduire les émissions de CO_2 de l'Union européenne, *via* une augmentation significative des exportations d'électricité de la France. Un tel choix serait néanmoins risqué sur le plan économique s'il n'est pas articulé avec le développement des capacités d'interconnexion électrique et le niveau de prix du CO_2 en Europe. D'éventuels coûts échoués seraient *in fine* portés par le citoyen français.

Bilans des échanges d'électricité de l'Allemagne et de la France (en TWh) dans les différents scénarios 2030, comparés à 2016

Figure R7



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

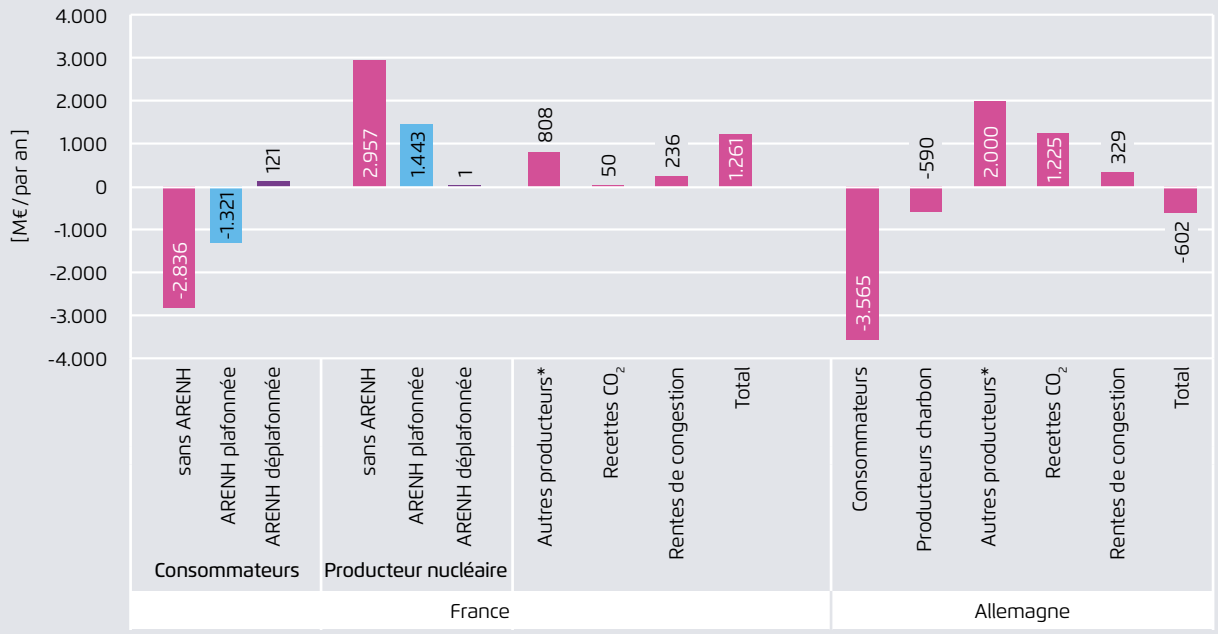
De son côté, l'Allemagne pourrait atteindre ses objectifs climatiques en privilégiant la voie domestique, c'est-à-dire en compensant la diminution de sa production électrique au charbon par un renforcement de ses objectifs renouvelables, ou par un recours accru aux importations. L'évolution politique actuelle en Allemagne souligne clairement une tendance vers un objectif de croissance plus élevé des énergies renouvelables. La rémunération des producteurs d'électricité allemands, et en particulier le refinancement des énergies renouvelables, serait néanmoins affectés par une stratégie française fortement exportatrice.

Un outil de coordination au niveau européen est le prix du CO_2. Une augmentation concertée du prix du CO_2 de 30 à 50 €/tCO_2 appliqué à la production d'électricité aurait un impact significatif en matière de réduction des émissions européennes – -130 MtCO_2 supplémentaires dans les cas moyens en France et en Allemagne – et permettrait de mieux rémunérer la production renouvelable et nucléaire dans les deux pays.

Cette mesure entraînerait néanmoins des effets redistributifs importants pour les acteurs du secteur et nécessite des compromis politiques forts. Ces effets sont asymétriques entre les acteurs des deux pays, les acteurs français bénéficieraient d'un gain de 1,2 Md€ quand les acteurs allemands y perdraient au total 602 millions d'euros (voir Figure R8). Ces transferts entre acteurs des deux pays expliquent en grande partie le positionnement différent concernant le renforcement du prix du CO_2 des deux côtés du Rhin[18].

18 Ces effets redistributifs peuvent cependant être partiellement limités, car ils occasionnent des recettes supplémentaires pour les États (estimées à 1,2 Mds€/an en Allemagne), qui peuvent être utilisées pour compenser les principaux perdants de cette mesure au niveau national. Enfin, côté français, le dispositif d''accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) plafonne à 42 €/MWh le prix de 100 TWh/an de production d'origine nucléaire vendue aux fournisseurs d'électricité. Ce prix régulé prévu pour durer jusqu'à 2025, pourrait, s'il est prolongé ou étendu diminuer le coût d'une hausse du prix du CO_2 pour le consommateur français et le profit du producteur nucléaire.

Impacts redistributifs d'une hausse du prix du CO_2 de 30 à 50 €/tCO_2 en France et en Allemagne — Figure R8



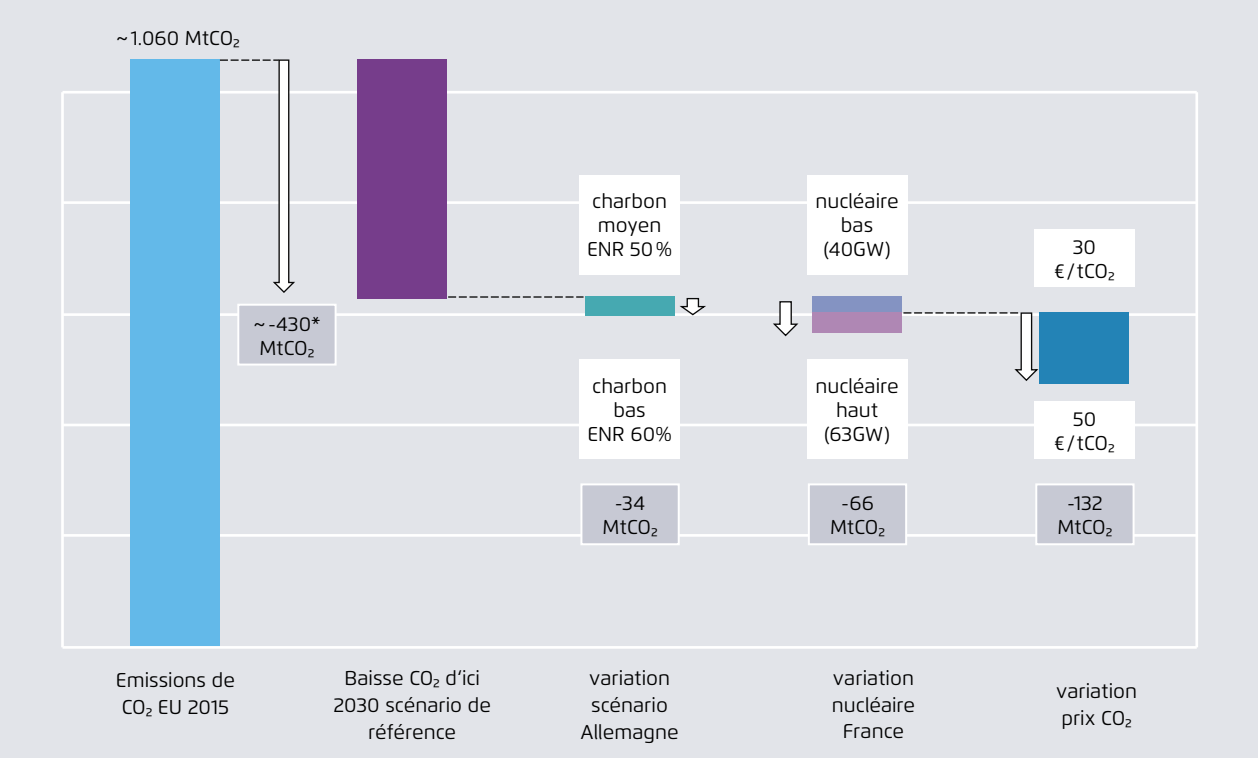
* Technologies de production autres que nucléaire, à charbon (houille et lignite), solaire et éolienne (terrestre et en mer).
Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Conclusion : définir des stratégies nationales de transition des systèmes électriques compatibles avec la réalisation de l'Union de l'énergie européenne

Les transformations des systèmes électriques français et allemand s'inscrivent dans un cadre européen plus large qui vise la réduction des émissions de CO_2, le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique et le renforcement du marché intérieur de l'énergie. Dans ce contexte, les États membres de l'Union européenne auront à tenir compte de l'interdépendance croissante de leurs systèmes énergétiques pour établir leurs stratégies nationales. La France et l'Allemagne jouent à ce titre un rôle pivot par leur position au cœur du réseau électrique européen. Les choix que feront ces deux pays sur l'évolution de leurs systèmes électriques pèseront donc de tout leur poids sur la réalisation des objectifs énergie-climat en Europe.

Cette étude montre, en France, que les investissements pour la prolongation du nucléaire au-delà de 50 GW ne sont pas rentables, malgré l'hypothèse d'un renforcement significatif des débouchés à l'export. La définition de la stratégie sur le parc nucléaire devrait pleinement intégrer cette dimension et les impacts transfrontaliers devraient être explorés en détails. En Allemagne, la sortie du charbon réduirait l'excédent exportateur du pays et augmenterait le niveau des importations d'électricité (voir Figure R7 et R10). Par ailleurs, dans un contexte d'interconnexion renforcée des systèmes électriques européens, les effets transfrontaliers des décisions nationales s'accentueraient.

Baisse des émissions de CO_2 en Europe entre 2015 et 2030 dans différents scénarios étudiés — Figure R9



* La baisse à l'horizon 2030 est une estimation, qui approxime notamment le niveau d'émissions de la production électrique par cogénération dans les différents pays européens.

ECF (2017), Eurostat, TYNDP (2016), Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Solde journalier des échanges internationaux d'électricité dans le scénario charbon bas-60 % ENR en Allemagne (haut) et nucléaire haut en France (bas) Figure R10

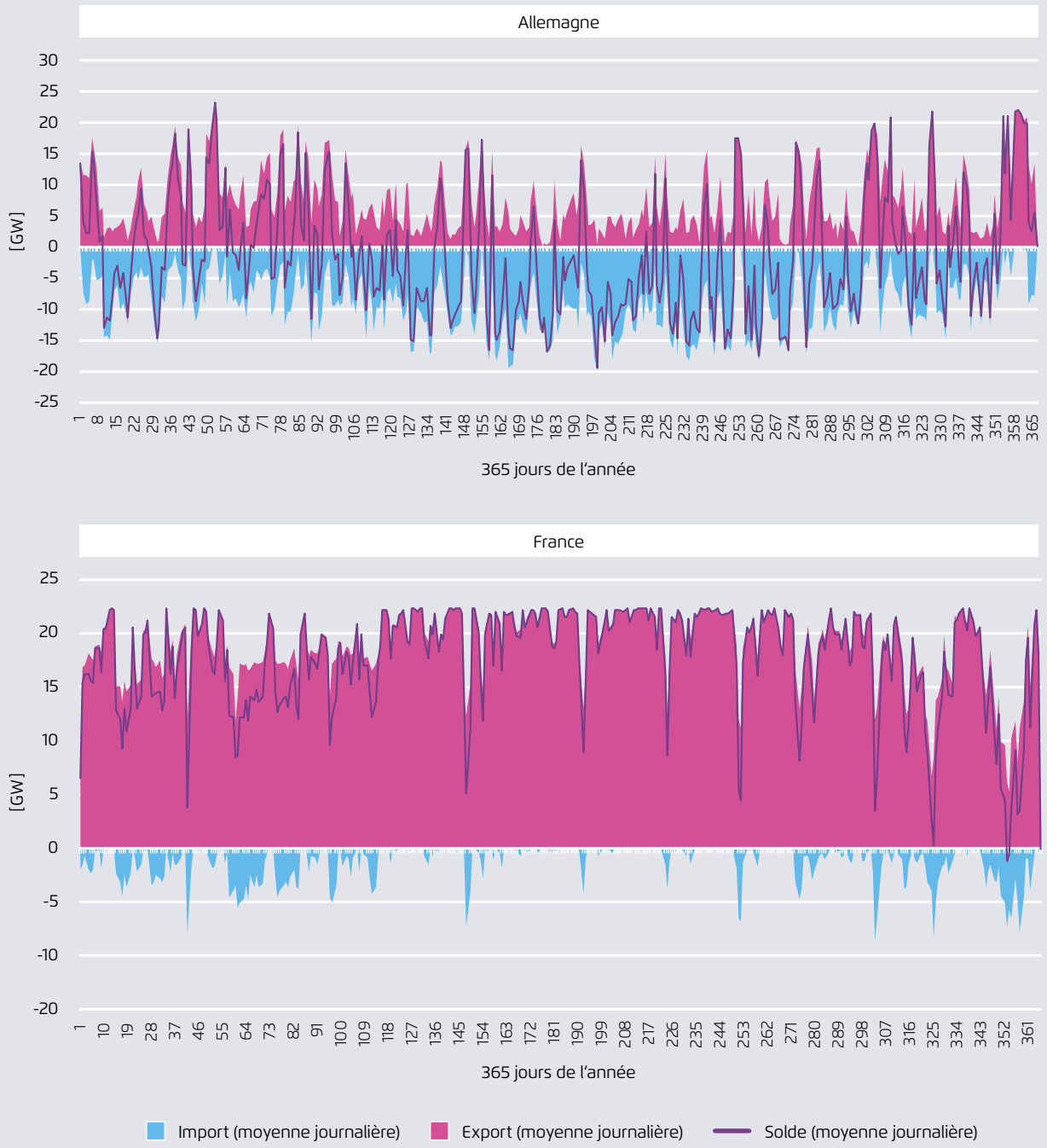


Illustration des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid. Cette figure indique les soldes journaliers des échanges électriques dans les deux pays dans le cas nucléaire élevé (63 GW) en France et sortie du charbon, couplé à une hausse des énergies renouvelables à 60 % pour l'Allemagne. Les échanges allemands (en haut) alternent tout au long de l'année entre position exportatrice et importatrice, alors que les échanges français sont quasiment toujours orientés vers l'export.

Les évolutions chez les voisins de l'Allemagne influenceront plus fortement la rémunération par le marché des producteurs allemands ainsi que le bilan CO_2 du pays. Pour la France, un développement plus rapide des énergies renouvelables en Europe limiterait les débouchés nucléaires français et renforcerait les risques de coûts échoués dans le système électrique.

Concilier les approches française et allemande serait facilitée par une décision rapide sur les stratégies nationales concernant le parc nucléaire en France et à charbon en Allemagne. Ces deux pays pourraient se consulter étroitement lors de la définition de ces stratégies, notamment en ce qui concerne leurs impacts transfrontaliers, comme les y invite la proposition de règlement sur la gouvernance énergie-climat presentée par la Commission européenne en novembre 2016. Des travaux prospectifs approfondis sur le sujet peuvent servir de base à un dialogue transparent et ouvert sur leurs stratégies nationales dans le domaine de l'électricité.

Une fois ces stratégies mieux définies, la France et l'Allemagne pourraient sur cette base engager de nouvelles actions communes pour mettre en œuvre la transition énergétique au niveaux bilatéral, régional ou européen. Ces actions communes pourraient prendre la forme d'une coopération plus étroite pour le développement des capacités renouvelables et des interconnexions, ou d'une initiative politique pour le renforcement du prix du CO_2 pour la production électrique. La France et l'Allemagne pourraient alors jouer un rôle décisif pour former les compromis politiques nécessaires pour concrétiser la transition énergétique dans l'ensemble de l'Europe, contribuant ainsi à inscrire cette transition au cœur d'une refondation du projet européen.

Executive summary

France and Germany face common challenges: the integration of renewable energy production, along with the resizing of their conventional power production fleet.

To fight against climate change, France and Germany have both engaged in major transformations of their energy systems. In the electricity sector, both countries have different starting points inherited from past decisions. In addition, the future role envisioned for nuclear energy differs: Germany has decided to phase out nuclear by 2022, whilst France has decided to reduce its share to 50% of electricity production to diversify its power supply.[1] However, beyond these differences, the French energy transition and the German Energiewende pursue several similar goals in the medium term: increasing renewable energy, improving energy efficiency and increasing the use of electricity in transports and buildings.

By 2030, France and Germany have set ambitious targets for the development of renewable electricity generation: 65% of electricity consumption in Germany and 40% of electricity production in France.[2] Until now, however, these technologies have developed at different rates in both countries. Germany has actively developed the production of solar photovoltaic and wind power since the early 2000s, whereas France, which has a large hydroelectric fleet, has developed these technologies much more gradually. Yet both countries are now aiming for similar growth rates in wind and solar photovoltaic production by 2030, facilitated by the recent fall in the production costs of these technologies.

In Germany and many other countries, these technologies are now able to compete against conventional power generation technologies. Their development therefore is increasingly economically motivated. Despite a lower level of development in France, solar and wind energy costs are likely to reach parity with costs in Germany by 2030, given that sunlight and wind patterns are more favourable in France. Based on the latest tenders, average production costs of around €0.04/kWh for solar PV, below €0.05/kWh for onshore wind[3] and €0.06/kWh for offshore wind power now seem feasible for new production capacities in Europe. The variable nature of this type of production however poses a challenge to the electrical system, which requires an adaptation of its organization and the development of the appropriate level of flexibility.[4]

While both countries are developing detailed trajectories for the development of renewable energies,[5] there is still uncertainty regarding their strategies for their conventional production fleets, coal in Germany

1 Meeting these objectives was initially set for 2025. However, the new French government announced in Novembre 2017 that it intended to postpone meeting the target of 50% without specifying a new date.

2 In 2016, renewable energies accounted for 32% of electricity consumption in Germany (36% in 2017) and 17.8% of electricity production in France.

3 This level may seem conservative when compared to the results of recent wind tenders in Germany, which were won by projects requiring an average remuneration level of €0.047/kWh for commissioning in 2022. Yet, the level of recent tenders does not necessarily reflect the actual cost of wind projects. Firstly, this price represents a minimum remuneration (which serves as a basis for calculating the monthly remuneration of projects), so that the projects can in principle be remunerated at higher levels over the total lifetime of the installation (by 2045). Furthermore, those projects relying on larger wind turbines face the risk of lower acceptance with the local population. Finally, some observers consider that these very low levels are a reflection of the strategic behaviour of certain actors to win bids.

4 See in particular the study Fraunhofer IWES (2015): *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis on behalf of Agora Energiewende.*

5 In France, the 2016 Multiannual Energy Plan sets detailed renewable energy development targets for the technology sector for 2018 and 2023, and a new version planned for adoption in 2018 will specify the objective for 2023 and set new ones for 2028. The German renewable energy targets are set in the Renewable Energy Sources Act (EEG Act).

2030 Scenarios for France and Germany Figure ES1

CO_2 reference price of €30/t	High nuclear (63 GW), PPE RES	Medium nuclear (50 GW), PPE RES	Low nuclear (40 GW), PPE RES
Medium coal* (24,3 GW) RES ~ 50%	✓	✓ + CO_2 high price €50/t	✓
Low coal (18,6 GW) RES ~ 60%	✓	✓	✓
Low coal (18,6 GW) RES ~ 50%	✓		

* A scenario with a coal capacity exceeding 24,3 GW in 2030 in Germany is not considered, as it appears politically and economically improbable (for more details see Agora Energiewende (2016): *Eleven principles for a consensus on coal: Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector.*

Agora/Iddri (2018)

and nuclear in France. These strategies will nevertheless be decisive for achieving the climate and energy objectives of both countries and the European Union. They will also have economic consequences for electricity producers in all sectors and on the evolution of the international electricity trade.

Eight intersecting scenarios for 2030 studied for France and Germany

To shed light on the debate, this study provides a detailed exploration of the consequences for the European electricity system resulting from eight different intersecting scenarios regarding the size of the conventional power fleets in France and Germany in 2030, modelled for 10 weather years (see Figure ES1). Each of these variants considers a set of realistic assumptions regarding the evolution of other parameters of the sector.

Electricity consumption is stabilizing in Europe as energy efficiency gains accelerate, counterbalancing the electrification of new uses. Renewable energies are growing in line with national objectives. New interconnectors and other flexibility solutions for the integration of renewable energies are developing at an ambitious but realistic pace.[6] The cost of CO_2 for the whole of Europe is €30/tCO_2 for electricity production, except for one scenario where a higher price of €50/tCO_2 is set.[7]

Less carbon intensive electricity mixes transformed by the increase in renewable generation in 2030

Renewable energies are progressing significantly in all scenarios considered, reaching 220 TWh/year in France,[8] 320 TWh/year in Germany in the 50 % renewable case and 355 TWh/year in the 60 % renewable case.[9] These levels enable Germany to exceed its current renewable energy target[10] and France to reach it when its nuclear fleet is reduced to 40 GW. Security of supply is guaranteed in all scenarios considered. Thus, in France, the criterion of security of supply as defined by the public authorities[11] is verified in all scenarios while no hours of shortage are recorded in Germany. In both countries, all mixes considered for 2030 emit less CO_2 than at present. The increase in variable renewable production leads to greater flexibility in the operation of

6 In all scenarios, interconnectors assumptions are based on the completion of half of the planned projects in the Ten Year European Network Development Plan 2016, which represents more than a doubling of capacity on the European scale, from 57 to 136 GW.

7 Energy prices are derived from projections of the International Energy Agency's "New Policy" scenario of the *World Energy Outlook* (2015).

8 Compared to 95 TWh in 2016.

9 Compared to 191 TWh in 2016.

10 Renewable energies thus cover 53% of gross electricity consumption in Germany in 2030 in the medium renewable case, and 59% of gross consumption in the high renewable case.

11 In France, the criterion of security of supply is fixed at 3 hours of Loss of Load Expectation per year.

power plants means, including nuclear, and is facilitated by the development of additional flexibility solutions for the electrical system.

The cost of renewable energy will continue decline, but the ability of renewables to cover their cost with market revenues will depend on the resizing of conventional power plant capacities and the CO_2 price

The cost of renewables has fallen sharply in recent years. Nevertheless, the current low market price of electricity, which could persist, limits its ability to cover its investment costs with electricity market revenues. This is one of the arguments that today justifies keeping support schemes for renewable producers, without which few investments in new capacity would happen. In 2030, the ability for power producers to cover their costs from the power market will therefore depend on the evolution of these costs, but also on the evolution of market prices. Our study shows that the evolution of these market prices will be closely linked to the choices made on the size of the conventional power plant fleet and the CO_2 price level.

In France, maintaining a nuclear generation capacity of 63 GW reduces the average annual remuneration of solar photovoltaic production to less than €15/MWh, well below the levels necessary to cover its cost. When the nuclear fleet is reduced to 40 GW or 50 GW with an increase of the CO_2 price to €50/tCO_2, the remuneration of ground-mounted solar PV goes above €45/MWh, a price level that would probably allow the costs of new projects to be covered by market revenues at this time horizon. In Germany, ground-mounted solar PV is also close to economic equilibrium in the majority of scenarios considered once the price of CO_2 reaches €30/t. According to our assumptions, PV production costs would reach €41/MWh and its remuneration would be between €38/MWh and €47/MWh, depending on the scenarios (for a CO_2 price of €30/t), or even €56/MWh in a scenario with a CO_2 price of €50/t. On the other hand, market prices could remain insufficient to cover the costs of wind power by 2030, in France and Germany alike, except if these costs decrease below €40/MWh, or if the CO_2 price rises to €50/t. An additional remuneration would therefore continue to be required for wind energy with a CO_2 price of €30/tCO_2.

Maintaining high conventional production capacity therefore delays the moment when renewable producers can cover their costs with market revenues. This strong link between the remuneration of renewable energy producers and the composition of the power mix shows the importance of closely coordinating the strategies on conventional power with the rise of renewable energy. An uncoordinated transition would risk raising the cost of support mechanisms for renewable energy borne by final consumers.

The "cannibalization effect" of renewable energies is real but limited by the development of flexibility solutions

The correlation of weather-dependent renewable electricity contributes to the higher decrease of their remuneration compared to other production technologies, when their share in the electricity mix increases (the so-called cannibalization effect). This effect primarily concerns Germany, which targets higher levels of variable renewable energy. The development of additional flexibility solutions however, makes it possible to limit this effect. In the scenarios of this study, the reduction in the remuneration of renewable energies in 2030 compared to the average market prices in Germany remains at levels similar to those projected for the coming years by the grid operator (from -6% to -9% for PV, from -15% to -21% for onshore wind), because the increase in renewable energy capacity coincides with the development of additional interconnection capacities, demand response and storage capacity (pumped-storage and batteries) and new flexible consumption (electric

Electricity prices and remuneration in 2030 for PV production in France (left) and wind production in Germany (right)

Figure ES2

* The German scenario is fixed at the medium coal case (24,3 GW) and 50 % RES.
** The French scenario is fixed at the medium nuclear case (50 GW).
Artelys Crystal Super Grid model results

vehicles, heat pumps). In France, a larger nuclear fleet reinforces the loss of revenue of renewable energy, the decrease being greater for solar photovoltaic production than for onshore and offshore wind power.

In France, maintaining a nuclear capacity of more than 40 GW would increase electricity exports. The profitability of a nuclear fleet over 50 GW would not be guaranteed.

France has a large nuclear fleet of 58 reactors (for a total of 63.1 GW), a large majority of which will have been in operation for 40 years by 2030. An extension of their operation beyond this term is one of the identified options for France and would require significant investment to be carried out. To diversify its electricity production mix, an objective of reducing the share of nuclear power to 50% in 2025 (compared to 72% in 2016) was approved in 2015. At present, a detailed trajectory on how this will be achieved has not been drawn up, and in November 2017 the current government announced the postponement of this target.

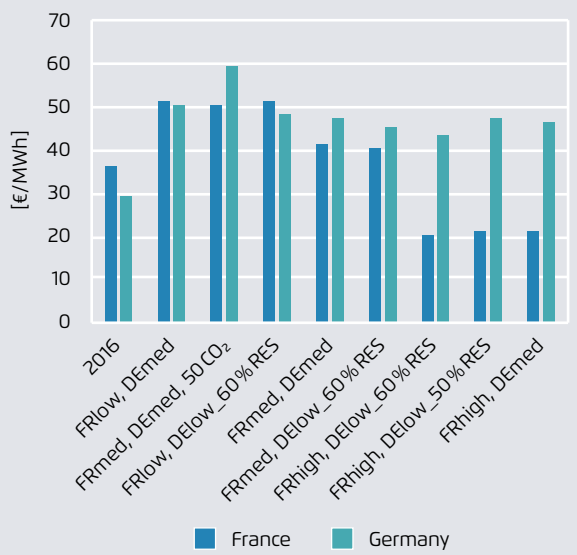
Given the planned development of renewable energy in France and Europe, it is not clear whether there will always be sufficient demand to absorb both nuclear and renewable generation. Nuclear energy would therefore need to modulate its production more often, thus reducing its utilization. Although technically possible, this modulation would significantly increase the production costs of extended-life reactors.

In addition, a large nuclear fleet would contribute to the depreciation of electricity market prices and reduce the profitability of reinvesting in the nuclear

reactors. In our scenarios, the average selling price of nuclear electricity would reach only €23/MWh in 2030 with a nuclear fleet of 63 GW. Resizing the fleet to 50 GW or 40 GW would raise these prices to €42/MWh and €52/MWh, respectively (see Figure ES3). These results depend on the level of CO_2 and fuel prices, as well as assumptions about electricity interconnectors. For example, the average remuneration of a 50 GW nuclear fleet is increased by €10/MWh if the CO_2 price rises from €30/t to €50/t.

If we make realistic assumptions about electricity consumption, interconnectors capacity and fuel prices, and if we assume that renewable energy are developped as planned, a comparison between the costs of production of extended nuclear reactors and the revenues from the sale of this electricity on the market shows that there is an optimal size for the nuclear fleet that can be estimated based on an economic criterion. Despite a 60% increase in French export capacity, a doubling of interconnectors capacity in Europe and a CO_2 price of €30/t, the profitability of reinvesting to extend the nuclear fleet to above 50 GW would not be ensured in our scenarios.

Average electricity prices in France and Germany in 2016 and in all scenarios for 2030 — Figure ES3



Artelys Crystal Super Grid model results

Nuclear power remuneration (€250 to €313kW/year depending on the CO_2 price) would barely cover the fixed cost of extending the reactors to 50 GW (see Figure ES4). In such a context, the decommissioning of up to 13 nuclear GW by 2030 could be carried out on a purely economic basis. A higher reinvestment cost for the extension of the lifetime of nuclear reactors would increase the amount of nuclear capacity that could be phased-out on an economic criterion.

The production cost of extended nuclear power plants is highly dependent on the reactor utilization rate. This cost is comparable to alternative wind and PV technology.

On the basis of data from the French Court of Auditors, the cost of extended nuclear power production would reach €42/MWh with an average utilization rate of about 80%. These costs would be increased to €49/MWh if there was a 50% increase in the reinvestment cost for nuclear lifetime extension (see Figure ES5)[12].

In all scenarios considered, the average loading factor of the nuclear fleet drops in 2030, by 79% (low nuclear scenario) and down to 71% (high nuclear). At these levels, the average production cost of the extended fleet is between €42 and €55/MWh. The utilization of the "last installed GW"[13] decreases even

12 In the high variant scenario we consider that the cost of reinvestment in nuclear reactors is increased by 50% compared to estimates from the Court of Auditors. It aims to illustrate the technical and economic uncertainties surrounding the extension of nuclear reactors and the existence of differences in costs between nuclear reactors according to their age and ageing rate. For a more detailed discussion of the uncertainties about the extension of the French nuclear fleet, see (Rüdinger, A.; Colombier, M.; Berghmans, N.; Criqui, P.; Menanteau, P., 2017)

13 This load rate is calculated by comparing the annual nuclear genera-tion of nuclear capacities of, respectively, 63 GW and 62 GW, 50 and 49 GW and 40 and 39 GW to the annual full load production of 1 GW of nuclear power.

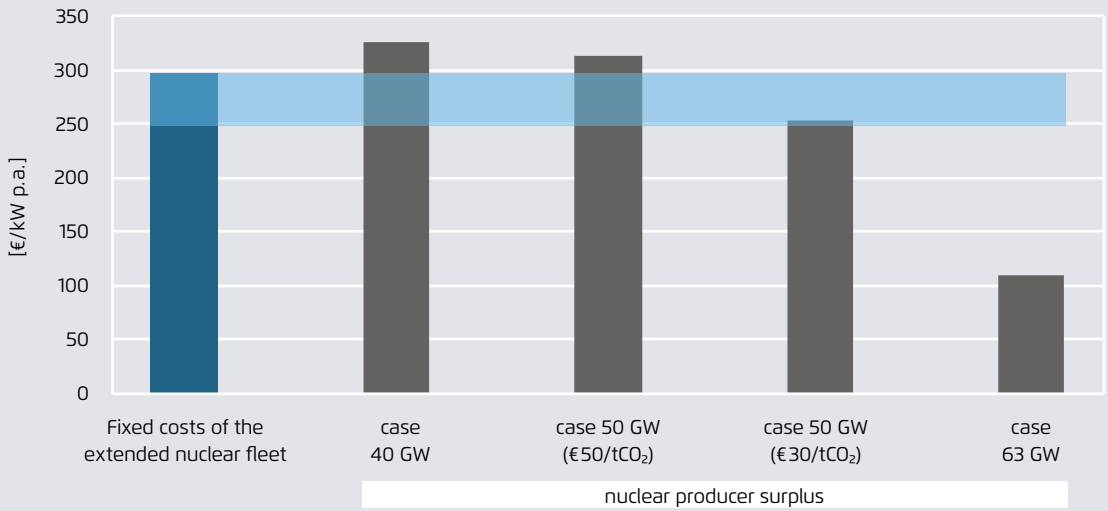
more and reaches only 27% for 63 GW of nuclear, 64% for 50 GW and 77% for 40 GW. The 63rd extended GW would thus have a production cost in the order of €100 to €120/MWh, i.e. two to three times more than the wind or solar alternative.

A comparison with renewable production costs, taking into account the difference in value of technologies for the electrical system,[14] shows that an extended nuclear reactor with an average annual utilization rate of less than 50% (4,820 hours per year) could be more expensive than a solar-based alternative over the entire period 2017-2030 (see Figure ES5). In 2030, a nuclear reactor with a load rate of less than 70% could be more expensive than ground-mounted solar plants. This shows that investing in renewable generation capacity to reach a 40% share is economically viable and can be compared to reinvestment in the nuclear fleet. At these levels of renewable production, the difference in average market remuneration between wind and solar PV production on one side, and nuclear power generation on the other, is below €10/MWh.

14 This approach takes into account the difference in market revenues between renewable generation and nuclear generation. This difference is sometimes attributed to renewables as one of the components of the "integration costs" (in addition to network and balancing costs); see in particular "The Integration Costs of Wind and Solar Power". Agora Energiewende (2015).

Fixed costs of nuclear power production compared to the nuclear producer surplus in different scenarios for 2030

Figure ES4

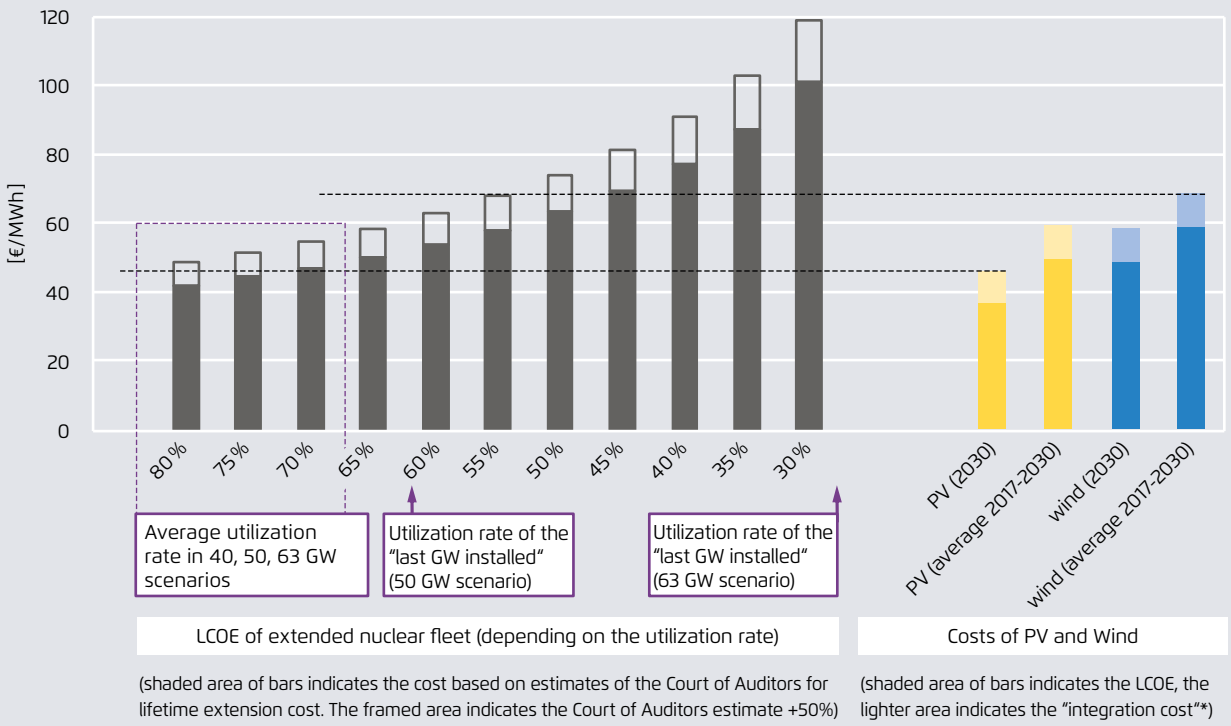


The blue area corresponds to two different nuclear lifetime extension cost (lower value: Court of Auditors estimate (2014, 2016), high value : Court of Auditors estimate + 50 %)

Artelys Crystal Super Grid model results.

Nuclear generation costs (LCOE) according to the utilization rate of the reactors and compared with the production costs of renewable energy

Figure ES5



* The integration cost is defined here as the difference between the average market value of PV / wind for the electric system and the average market value of nuclear power.

Achieving German climate goals requires a halving of coal-fired generation by 2030 and raising the national renewable target to at least 60% of electricity consumption

In Germany, electricity production remains dominated by coal-fired power plants,[15] which accounted for 40% of the national electricity production in 2016. As a result of this still very carbon-intensive electricity mix, the CO_2 emissions of the German electricity sector reached 292 $MtCO_2$ in 2017 (472g CO_2/kWh produced), i.e. electricity production with nine times more emissions than France (53g CO_2/kWh produced).

The German climate objective implies a halving of the share of coal in the electricity sector by 2030 to limit emissions from electricity production to less than 160 $MtCO_2$ by 2030. The size of the power generation fleet, as well as the utilization rate of the plants, will have to be significantly reduced by this time horizon to reach the country's climatic objectives. An accelerated reduction of coal capacity in Germany would not necessarily affect coal producers, as rising electricity market prices could increase the profit margins of the maintained capacities, despite lower electricity generation.

15 Coal and lignite combined. In 2017, the total installed capacity was around 46 GW (21 GW lignite, 25 GW coal)

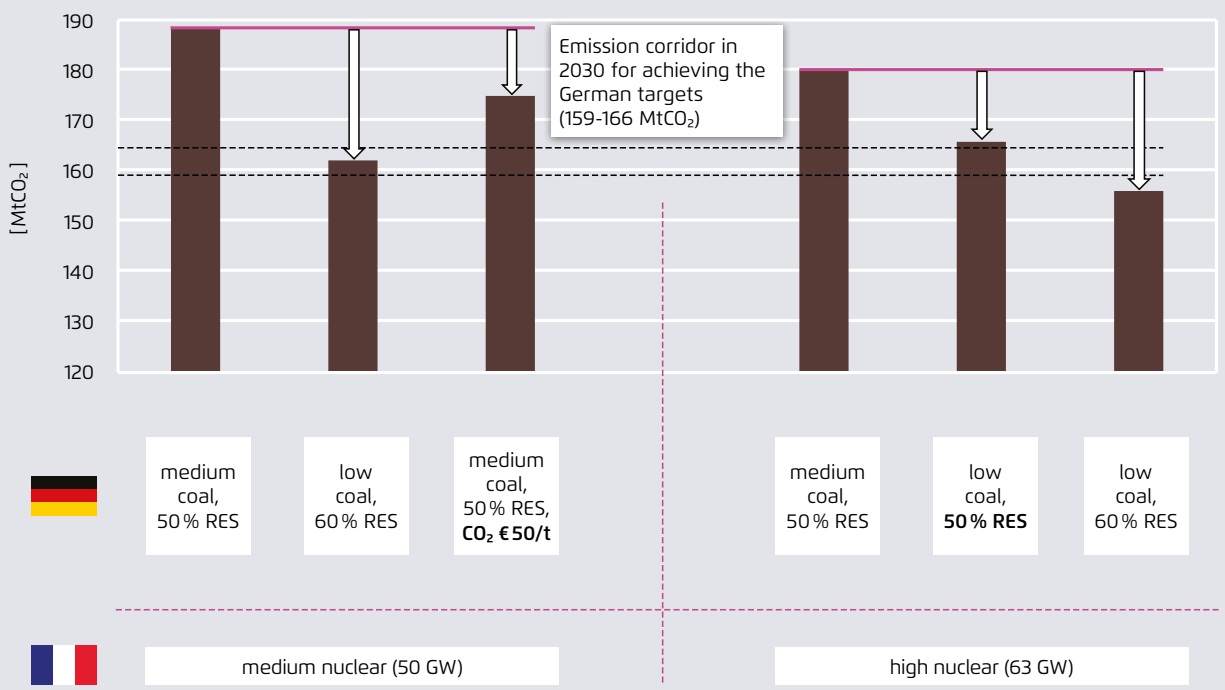
In accordance with several recent works,[16] this study shows that the decommissioning rate of coal plants at the end of their technical lifespan – estimated at 45 years[17] of operation – is insufficient to achieve the emission reduction objectives of the German electricity sector by 2030, despite an increase in the price of CO_2 to €30/t (see Figure ES6). A CO_2 price of €50/t at this time horizon would bring Germany closer to its climate goals, although would not be sufficient for it to reach them. An accelerated coal phase-out strategy is therefore necessary.

16 Agora Energiewende (2016): Eleven principles for a consensus on coal. Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector. UBA (2017). Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030. SRU (2017). Kohleausstieg jetzt einleiten. Greenpeace (2017). Klimaschutz durch Kohleausstieg.

17 Hypothesis made by German transmission system operators in NEP-B.

To compensate for the decline in coal production, Germany can either increase its development of renewables or increase its electricity imports. A coal phase-out coupled with an increase in the renewable target to 60% of electricity consumption would enable Germany to meet its climate objectives, while maintaining an electricity trade balance close to equilibrium. The new federal government's target of 65% renewable energy in electricity consumption is thus moving in the right direction. Without raising its renewable targets beyond 50%, Germany could reach the upper limit of its climate objective, but only if France maintains a nuclear fleet of 63 GW. This second option would widen the country's annual trade balance, making it a net importer of 41 TWh in 2030 or 8% of German domestic consumption.

German CO_2 emissions in 2030 under different scenarios for France and Germany — Figure ES6



Artelys Crystal Super Grid model results.

An accelerated coal phase-out would moderately increase the price of electricity for the German consumer compared to the reference case, especially if offset by increased renewable targets. Indeed, the stronger expansion in renewable energy planned by the new federal government will contribute to the dampening of prices on the electricity wholesale market whilst ensuring that Germany has a more favourable balance of trade in electricity. Nevertheless costs for German consumers will increase slightly (an additional €400m by 2030[18]), a modest increase compared to the costs borne by the German consumer for the financing of renewable energies through the EEG contribution which amounts to €23.8 billion for 2018. Increasing the development of renewable energy from 50% to 60% of consumption in 2030 would increase the EEG contribution of household and industry consumers by only €0.1 cts/kWh on average.

Contrasting strategies in terms of international electricity trade for Europe's two largest electricity exporters

In Germany, the reduction of coal production capacity by 2030 would lead to a rebalancing of the current export balance in all scenarios considered (see Figure ES7). Germany would import and export significant volumes, varying according to the day and season, depending on the availability of renewable energy production. This balance of trade could be slightly export or import-orientated, depending on decisions in France on the future of its nuclear fleet. With the increase of the German government's renewable energy target, scenarios where the country is an exporter or close to having a neutral balance of trade in electricity are now more likely than those where the level of imports increase.

For France, the lifetime extension of a large part of the current nuclear fleet while developing renewable energies at the planned rate would amount to building a strategy for the mass export of electricity to its European neighbours. A nuclear capacity reduced to 40 GW would maintain the export balance of France at levels similar to those of today, i.e. around 50 TWh/year. Beyond this, the additional nuclear generation would almost completely result in increased exports, which would then reach 110 TWh/year when 50 GW of nuclear generation capacity is kept, and nearly 150 TWh/year if the nuclear capacity remains at the current level of 63 GW. A larger nuclear fleet would therefore have a significant impact beyond national borders. For example, average electricity prices in Germany would fall by around €5/MWh in "high nuclear" scenarios compared to "low nuclear" scenarios.

Phasing out coal, rescaling the nuclear fleet and increasing the CO_2 price for electricity production. These constitute three levers to articulate in order to achieve European climate objectives

The strategies that will be implemented by France and Germany for the development of their electricity mix, as well as the CO_2 price level for electricity generation will have a decisive impact on the European Union's CO_2 balance, and its ability to achieve its climate goals. Maintaining the current nuclear capacity in France would contribute to a reduction of the EU's CO_2 emissions, through a significant increase in French electricity exports. However, such a choice would be economically risky if it is not linked with the development of the interconnectors capacity and the requesite CO_2 price level in Europe. Potential stranded costs would be ultimately borne by the French citizen.

18 Additional cost to the German consumer of an accelerated coal phase out strategy combined with and an increase in renewable energy target to 60% in 2030, compared to a scenario of economic decommis-sioning of coal and 50% renewable energy.

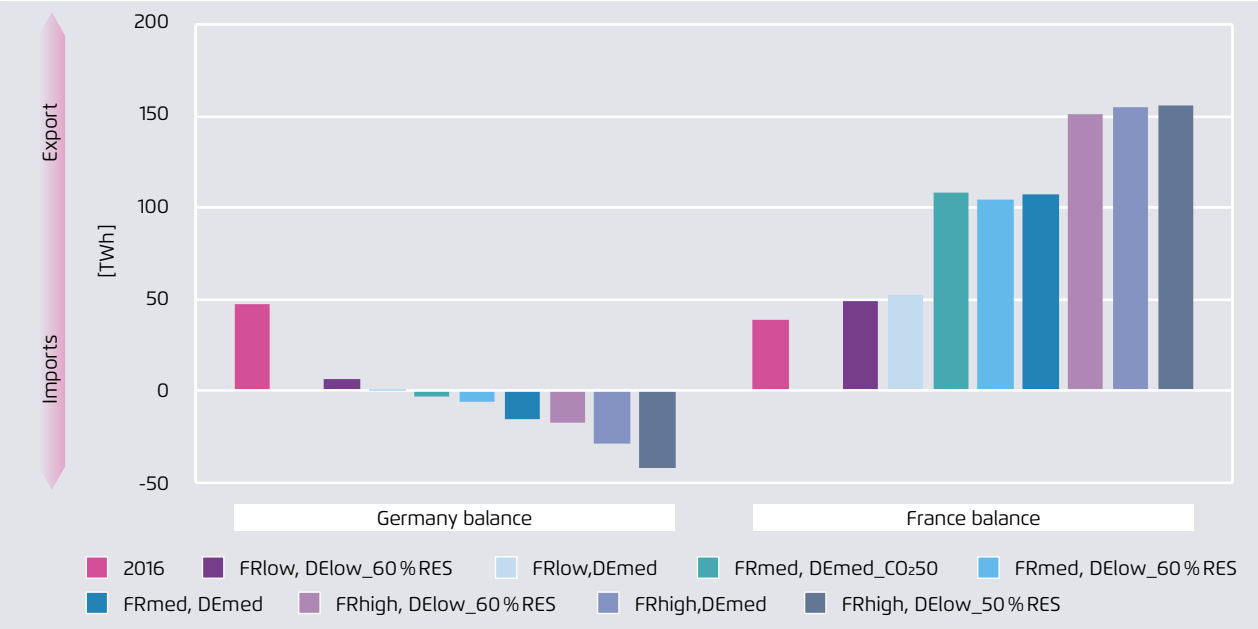
For its part, Germany could achieve its climate objectives by favouring a domestic option, that is to say by offsetting the reduction in its coal-fired electricity production by reinforcing its renewable objectives, or by the increased use of electricity imports. The current political situation in Germany clearly underlines a tendency towards higher renewable energy targets. The remuneration of German electricity producers, and in particular the refinancing of renewable energy projects, would nevertheless be affected if the choices made in France lead to a strong increase in the country's electricity exports.

A coordination tool at the European level is the price of CO_2. A concerted effort to increase the CO_2 price from €30 to €50/tCO_2 applied to electricity generation would have a significant impact in terms of reducing European emissions – a further decrease of 130 MtCO_2 in medium scenarios for France and Germany – and would enable a better remuneration of renewable and nuclear production in both countries. This measure would, however, have significant redistributive effects for the actors in the sector, and would require strong political compromises. These effects are asymmetrical between the players of the two countries, the French actors would benefit from a gain of € 1.2 billion when the German players would lose a total of € 602 million. These transfers of wealth between actors of both countries largely explains the different positions on both sides of the Rhine regarding the reinforcement of CO_2 prices.[19]

19 These redistributive effects may, however, be partially limited, as they generate additional revenue for states (estimated at €1.2 billion/year in Germany), which can be used to offset the losers of this measure at the national level. In France, the Regulated Access to Historical Nuclear Electricity (ARENH) mechanism limits the price of 100 TWh/year of nuclear generation sold to alternative electricity providers to €42/MWh. This regulated price, expected to last until 2025, could, if it is extended and if transferred to the final consumer, reduce the cost of a rise of the CO_2 price for the French consumer, while reducing the profit of the nuclear producer.

Electricity trade balances of Germany and France (in TWh) in all 2030 scenarios, compared to 2016

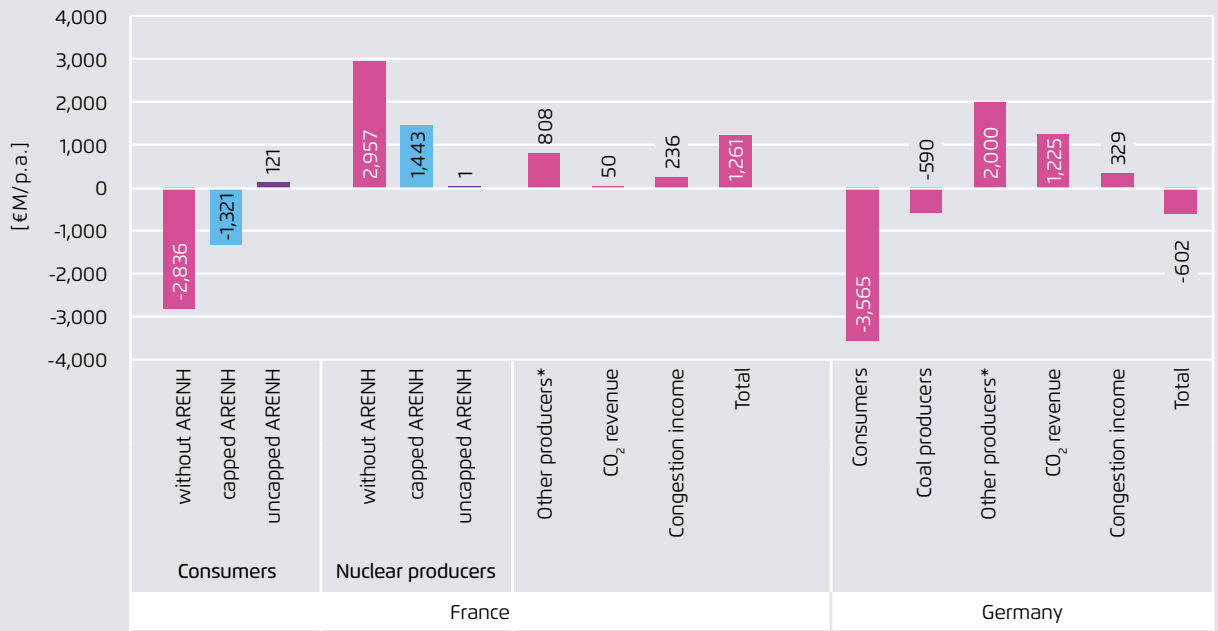
Figure ES7



Artelys Crystal Super Grid model results.

Redistributive impacts in France and Germany of an increase in CO_2 price for power production in the EU from €30 to €50 per tonne

Figure ES8



* Production technologies other than nuclear, coal-based (hard coal and lignite), solar and wind (onshore and offshore)
Artelys Crystal Super Grid model results.

Conclusion: define national transition strategies for power systems compatible with the achievement of the European Energy Union

The transformations of the French and German electricity systems are part of a broader European framework aimed at reducing CO_2 emissions, developing renewable energies and energy efficiency, as well as strengthening the domestic energy market. In this context, the EU Member States will have to take into account the growing interdependence of their energy systems in order to develop their national strategies. In this respect, France and Germany play a pivotal role due to their position at the heart of the European electricity network. The choices made by these two countries regarding the evolution of their electricity systems will therefore have a strong influence on the achievement of Europe's energy and climate objectives.

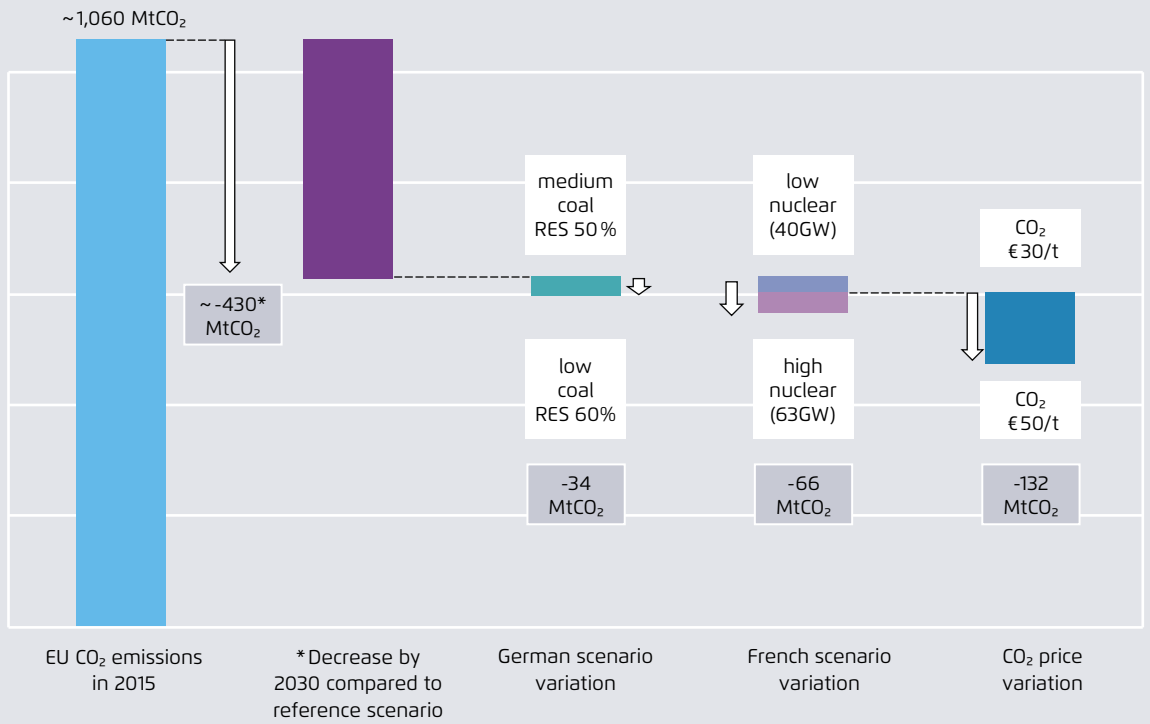
This study shows that in France reinvestments for the lifetime extension of a nuclear capacity greater than 50 GW could not be profitable, even if we assume that there is a significant strengthening of interconnector capacities and the CO_2 price reaches €30/t. The definition of the strategy on the nuclear fleet should fully integrate this dimension and cross-border impacts should be studied in detail. In Germany, a coal phase-out would reduce the country's export surplus and increase the level of electricity imports (see Figures ES7 and ES10). Furthermore, in the context of strengthened interconnections in the European electricity system, the cross-border effects resulting from national decisions will increase. The energy policy choices made by Germany's neighbours will thus have a more significant effect on the remuneration of German electricity producers. This will also be the case for the country's CO_2 emissions. With regards to France, a

more rapid expansion of renewables in Europe would limit French nuclear exports and increase the risks of stranded assets in its electricity system.

Reconciling the French and German approaches would be facilitated by a swift decision on the national strategies for nuclear power in France and coal in Germany. These two countries should consult each other closely when defining these strategies, particularly regarding their cross-border impacts, as called for by the proposal for a new energy-climate governance presented by the European Commission in November 2016. In-depth forecasts on this subject can serve as a basis for transparent and open dialogue on national electricity strategies on both sides of the Rhine.

Once these strategies have been better defined, France and Germany could, on this basis, initiate new joint actions to implement the energy transition at bilateral, regional and European levels. These joint actions could take the form of closer cooperation on the development of renewable capacities and interconnectors, or of a political initiative to reinforce the CO_2 price for electricity production. France and Germany could then play a decisive role in shaping necessary political compromises to enable the energy transition to become a reality throughout Europe, thus helping to put this transition at the heart of a revival of the project of European integration.

Decrease of CO_2 emissions in Europe between 2015 and 2030 in different scenarios — Figure ES9



* The decrease by 2030 is an estimate, in particular, it approximates the level of emissions derived from electricity production from cogeneration in the different European countries.
ECF (2017), Eurostat, TYNDP (2016), Artelys Crystal Super Grid model results.

Daily balance of crossborder electricity trade in Germany and France in the scenario "low coal 60% RES" for Germany and "high nuclear" for France

Figure ES10

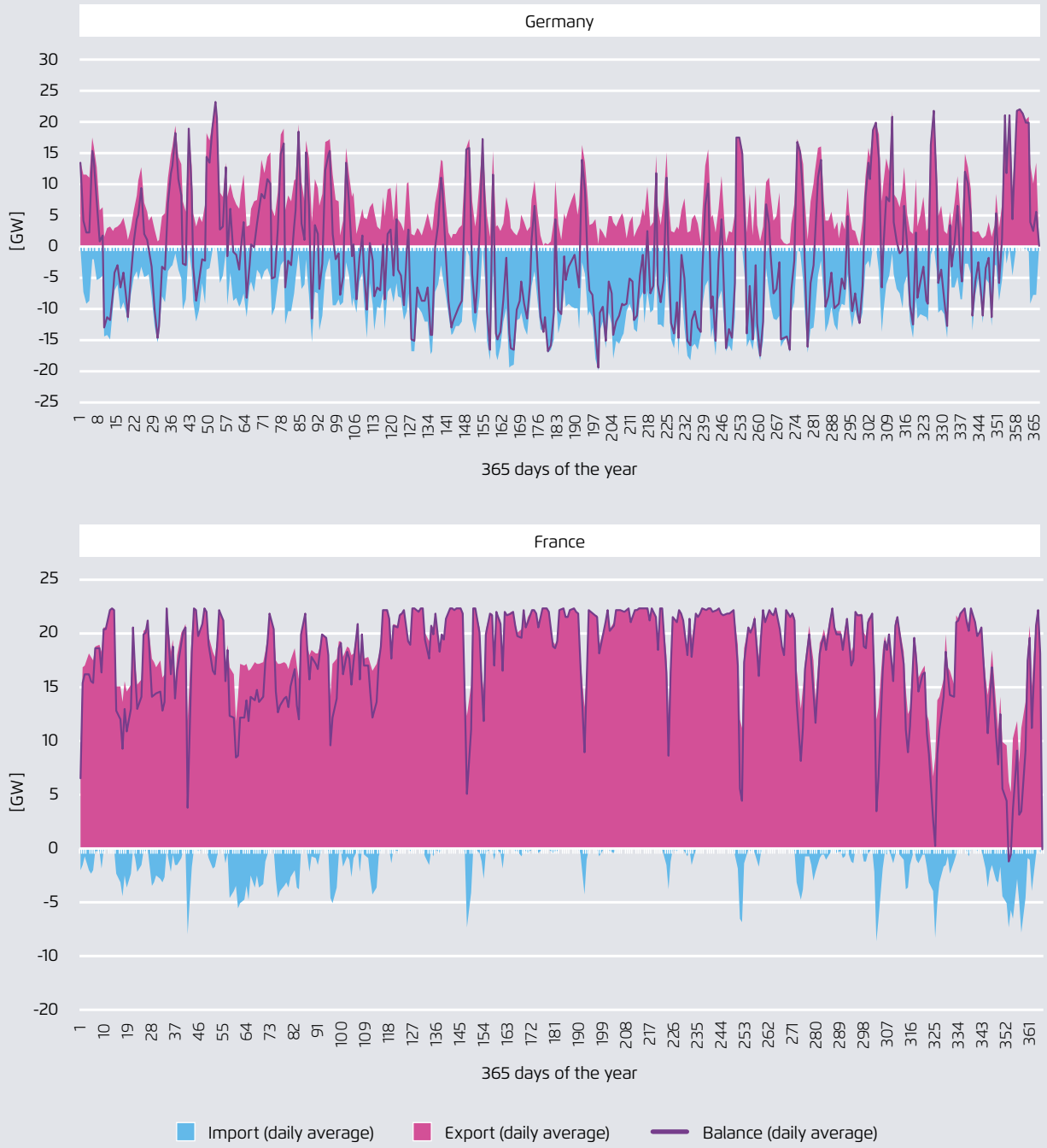


Illustration by the authors. This figure shows the daily balances of electricity trading in the two countries in the case of high nuclear power (63 GW) in France and coal phase-out, coupled with an increase in renewable energies to 60% in Germany. German trade (top) alternates throughout the year between exports and imports, while French trade is almost always oriented towards exports.

Introduction – la France et l'Allemagne au cœur de la transformation du système électrique européen

Les pays européens se sont engagés dans une transformation profonde de leurs systèmes énergétiques, avec le triple objectif d'assurer un approvisionnement énergétique compétitif, sûr et décarboné. La politique européenne sur le climat et l'énergie dans le cadre stratégique de l'Union pour l'énergie vise à mettre en œuvre cette transition énergétique à l'échelle du continent[1]. La transformation du secteur électrique, encore fortement émetteur de CO_2 en Europe, est essentielle à l'atteinte des objectifs climatiques européens, d'autant plus qu'un usage renforcé de l'électricité pour le chauffage des bâtiments et dans les transports est une solution pour réduire les émissions de ces secteurs. Le développement des énergies renouvelables électriques constitue un axe politique et économique majeur en Europe : alors qu'en 2010, leur part atteignait seulement 20 % de la production électrique du continent, elle s'établit aujourd'hui à 30 %[2]. Pour atteindre les objectifs européens de 2030, cette part devrait être rehaussée à environ 50 %[3]. L'essentiel de cette croissance devrait être porté par le développement des productions solaire et éolienne qui deviennent compétitives.

Face au développement des énergies éolienne et solaire, dont la production est variable par nature, les structures et marchés électriques doivent évoluer vers davantage de flexibilité. C'est à ce titre que la Commission européenne, à la demande des Etats membres, a proposé des évolutions législatives concernant l'organisation des marchés électriques européens au sein du paquet « Énergie propre pour tous ». La montée en puissance des énergies renouvelables renforce également l'intérêt de développer et de mieux exploiter le réseau électrique afin de renforcer la solidarité entre les États membres et tirer mieux profit de la complémentarité des mix énergétiques nationaux. Cette priorité est également reconnue sur le plan communautaire[4].

Ces transformations volontaristes de la production d'électricité interviennent alors que d'autres changements structurels sont en cours concernant l'avenir du système électrique. En particulier, la croissance de la demande d'électricité a fortement ralenti dans l'ensemble de l'Europe ces dix dernières années. D'abord attribué à la crise économique, ce ralentissement provient aussi de progrès en termes d'efficacité énergétique qui contrebalancent les nouveaux usages de l'électricité dans les transports ou le bâtiment.

Les évolutions observées à l'échelon européen se reflètent dans les politiques menées sur le plan national en France et en Allemagne. Ces deux pays, moteurs de la transition énergétique eu Europe, élaborent

1 Conformément aux conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014, l'Union européenne se fixe le triple objectif pour l'horizon 2030 d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % (par rapport aux niveaux de 1990), d'une augmentation de la part des énergies renouvelables à 27 % de la consommation d'énergie finale et d'une amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27 %. Ces objectifs 2030 restent cependant insuffisants pour atteindre à la fois les objectifs de long terme définis dans la Feuille de route vers une économie bas carbone de l'Union européenne de 2011 et les objectifs globaux de limitation de la hausse des températures définis en 2015 dans le cadre de l'Accord de Paris. Pour un état des lieux des progrès de l'Union européenne vers une économie bas carbone voir (Spencer, Pierfederici, Sartor, & Berghmans, 2016)

2 (Agora Energiewende and Sandbag, 2018b)

3 Voir (Commission européenne, 2014)

4 Par la fixation d'un niveau cible pour les interconnexions de 15 % de la capacité de production installée dans chaque État membre et l'octroi de facilités réglementaires et financières dans le cadre des projets d'intérêt commun. Pour plus d'informations sur la liste des projets identifiés à ce stade et les mesures réglementaires et financières prévues pour leur réalisation voir : http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-6108_en.htm

aujourd'hui des trajectoires détaillées pour le développement des énergies renouvelables électriques. Pourtant, leurs stratégies sur l'avenir des parcs de production conventionnelle, charbon en Allemagne et nucléaire en France, ne sont pas précisées au-delà d'objectifs sur la réduction des émissions de CO_2 en Allemagne et sur la réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production électrique en France. Les choix que feront ces deux pays dans ce domaine seront pourtant déterminants pour l'atteinte des objectifs climatiques et énergétiques de l'Union européenne.

Cette étude analyse de manière détaillée les conséquences de différentes évolutions possibles des parcs de production conventionnelle en France et en Allemagne à l'horizon 2030. La première partie souligne les enjeux communs de la transformation des systèmes électriques en France et en Allemagne. La deuxième partie présente la méthode, les hypothèses et les principaux résultats d'une analyse des équilibres du système électrique européen en 2030, dont la modélisation a été confiée à la société Artelys. La troisième partie éclaire de manière détaillée certains résultats clés de l'étude, notamment sur les enjeux de flexibilité et l'atteinte des objectifs climatiques. La quatrième partie aborde les questions de rémunérations des filières renouvelable, nucléaire et charbon. Enfin, la cinquième et dernière partie analyse en détails les effets transfrontaliers des choix de la France et de l'Allemagne dans leur environnement interconnecté à l'horizon 2030.

1. Enjeux communs de la transformation des systèmes électriques en France et en Allemagne

La France et l'Allemagne ont adopté des stratégies de transition énergétique ambitieuses à l'horizon 2030 ; la croissance de la production électrique d'origine renouvelable en constitue l'un des axes majeurs. Le nouveau gouvernement fédéral vise une part de 65 % d'électricité renouvelable dans la consommation nationale d'électricité dès 2030 contre 36,1 % en 2017 dans le cadre de l'Energiewende[5]. En France, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 inclut l'objectif de 40 % de production d'électricité d'origine renouvelable au même horizon de temps contre 19,6 % en 2016.

Les marchés électriques français et allemand sont les deux plus importants d'Europe, représentant à eux deux environ un tiers de l'électricité produite et consommée au sein de l'Union européenne[6]. La France et l'Allemagne sont situées au cœur de la plaque électrique européenne et interconnectées avec 12 autres pays, ce qui en fait les deux principaux pays exportateurs d'électricité en Europe en 2016 avec des soldes des échanges nets de 47 TWh (8 % de la production nationale) pour l'Allemagne et de 39 TWh (7 %) pour la France.

Enfin, la France et l'Allemagne ont également été des pays pionniers dans l'intégration de leurs systèmes électriques, d'abord par le développement des interconnexions transfrontalières et la synchronisation de l'opération de leurs réseaux électriques[7], puis par l'alignement progressif des règles de leurs marchés électriques dans le cadre des trois paquets législatifs européens sur l'énergie[8]. Ce processus d'intégration s'est également appuyé sur une coopération régionale étroite qui a conduit au couplage des marchés de l'électricité *day-ahead*[9] sur la plaque continentale européenne[10], effectif dès 2010 au sein de la zone Europe du Centre-Ouest (CWE), à laquelle appartiennent la France et l'Allemagne, et étendu depuis au couplage multirégional qui couvre aujourd'hui 85 % de la consommation européenne d'électricité[11].

5 L'objectif actuel, fixé dans la loi de promotion des énergies renouvelables (loi EEG), s'établit à au moins 50 % d'électricité renouvelable dans la consommation d'électricité en 2030.

6 Respectivement 37 % de la production et 34 % de la consommation d'électricité de l'Union européenne (653 TWh produits en Allemagne et 552 TWh produits en France en 2016, contre 2851 TWh dans l'UE-28. Source : Enerdata).

7 La France, l'Allemagne de l'Ouest et la Suisse constituaient le cœur des premières opérations synchronisées sous l'égide de l'Union pour la coordination de la production et le transport d'électricité (UCPTE) dès 1951. Voir à ce sujet les archives historiques sur le site de l'ENTSOE : https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/Pages/default.aspx

8 Les trois « paquets législatifs » européens sur l'énergie de 1996, 2003 et 2009.

9 Le couplage de marchés électriques correspond à un mécanisme d'allocations plus efficientes des capacités des interconnexions transfrontalières. Opérationnellement, il consiste à allouer ces capacités via un mécanisme d'enchères implicites géré par les bourses d'échanges de l'électricité dont l'objectif est de minimiser les différences de prix entre deux ou plusieurs zones.

10 Le couplage de marché *day-ahead* permet d'optimiser l'utilisation des interconnexions entre États et de lisser les écarts de prix entre les marchés nationaux de l'électricité.

11 Voir : http://www.epexspot.com/fr/couplage/un_pas_de_plus_vers_l_integration_de_marche

1.1. Une consommation d'électricité stabilisée sous l'effet de l'efficacité énergétique

Historiquement, la demande d'électricité a augmenté avec la croissance démographique et de l'activité économique. La vision d'une hausse continue des consommations d'électricité a ainsi longtemps servi de base à la planification des systèmes électriques[12]. L'électrification de nouveaux usages, considérée aujourd'hui comme une solution clé pour réussir la transition vers un système énergétique bas carbone, en particulier dans le transport et le bâtiment, a aussi contribué à accroître les besoins d'électricité[13]. Cette vision doit néanmoins être révisée dans les pays industrialisés car, depuis la crise économique de 2009, la tendance historique s'est inversée et la consommation d'électricité s'est globalement stabilisée en Europe. Cette stabilisation mal anticipée de la demande d'électricité, combinée à la croissance des énergies renouvelables et à la baisse des prix de l'énergie et du CO_2 a enclenché une baisse importante et durable des prix de marché de l'électricité sur le continent et mis en difficulté les producteurs d'électricité conventionnelle.

Ce renversement de tendance s'explique par plusieurs raisons : la croissance économique et démographique s'est réduite, les gains d'efficacité énergétique se sont accélérés et la part des industries intensives en énergie continue de décroître dans l'activité économique globale (Berghmans, 2017). Elle se double d'une relative certitude concernant certains gains d'efficacité énergétique qui proviendront du remplacement « naturel » du stock d'équipements électriques par des équipements plus modernes permettant la diffusion progressive de progrès techniques. En revanche, l'ampleur de l'électrification de nouveaux usages dans le bâtiment ou le transport est plus incertaine, car elle dépendra en grande partie du volontarisme des politiques publiques.

D'ici 2030, les projections des gestionnaires de réseau envisagent donc une demande d'électricité stable en Europe, où les gains d'efficacité énergétique compenseront globalement les consommations additionnelles provenant des nouveaux usages et de la croissance économique. Pour la France, le Bilan prévisionnel du réseau de transport d'électricité publié en 2016 anticipe pour la première fois une baisse modérée (-0,3 %/an) de la consommation d'électricité dans son scénario moyen à l'horizon 2021. Dans les trois scénarios (haut, moyen et bas), l'amélioration de l'efficacité énergétique a une forte influence à la baisse sur la demande d'électricité (-35 à -39 TWh) et les principales incertitudes proviennent de la croissance économique et démographique (+4 à +29 TWh) et des transferts et nouveaux usages de l'électricité (+4 à +18 TWh).

La Figure 1 montre ces trois projections et prolonge leurs tendances à 2030. Le scénario moyen prolongé aboutit à une baisse de 4 % d'ici 2030 à 459 TWh de la consommation intérieure d'électricité en France, soit un retour au niveau de consommation de 2006.

En Allemagne, les différents scénarios à 2030 étudiés dans le bilan prévisionnel allemand (NEP, 2017) montrent une trajectoire d'évolution comprise entre une légère décroissance de 15 TWh pour le scénario bas, par rapport à 2015 à une hausse modérée de +45 TWh. Ces scénarios sont illustrés dans la Figure 2. Le scénario moyen de référence aboutit à une consommation en légère augmentation (+15 TWh, soit une hausse de 0,2 % par an) à 547 TWh[14] sous

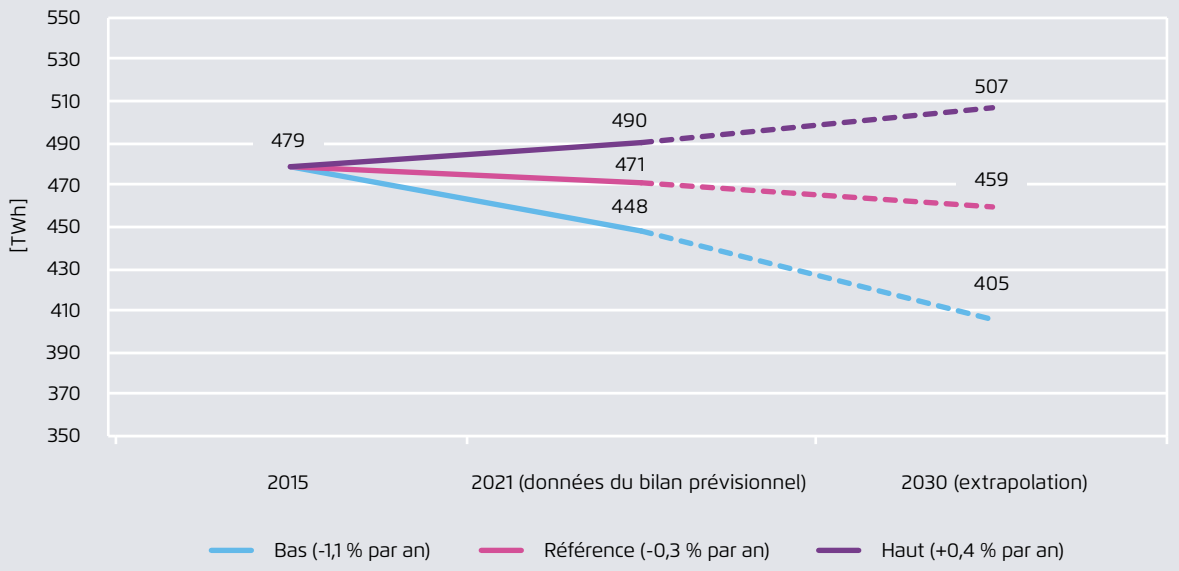
12 La France a connu une croissance quasi-ininterrompue de sa consommation d'électricité de l'après-guerre à 2006.

13 Le scénario de référence de la Commission européenne prévoit ainsi une hausse de la part d'électricité dans la consommation finale d'énergie provenant de l'électricité de 21 % en 2015 à 28 % en 2050 sur la base des mesures existantes (Commission européenne, 2016). Cette part atteint 36 % à 39 % dans les différents scénarios respectant l'objectif de la Feuille de route énergétique de l'Europe (Commission européenne, 2011a) de maintenir l'augmentation des températures à moins de 2°C d'ici 2050.

14 Consommation nette, y compris perte sur les réseaux de distribution.

Évolution de la consommation intérieure d'électricité (y compris pertes réseaux) selon les tendances du bilan prévisionnel 2016 de RTE

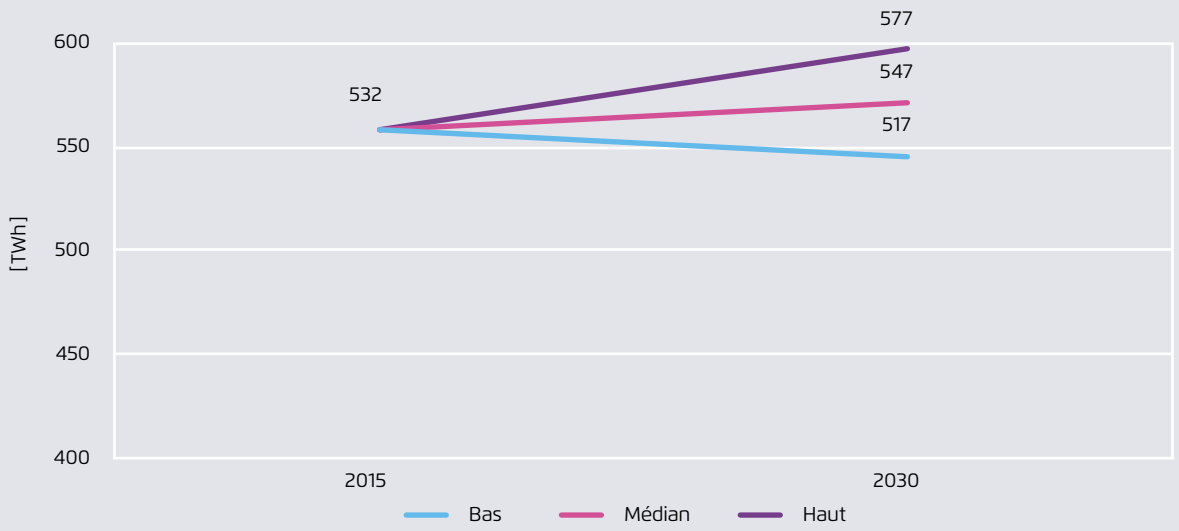
Figure 1



Iddri, données (RTE, 2016b).

Évolution de la consommation intérieure d'électricité (nette) selon les scénarios du bilan prévisionnel allemand de 2017

Figure 2



(NEP, 2017)

l'effet d'un gain d'efficacité énergétique de 32,5 TWh et d'une hausse de consommation électrique due à l'intégration des nouveaux usages de 47,5 TWh (+40 TWh lié aux pompes à chaleur et +7,5 TWh liés aux véhicules électriques).

Les tendances de fond sont donc similaires dans les deux pays, quoique l'équilibre entre celles-ci diffère, les situations de départ étant différentes. Ceci explique des projections de croissance de la consommation d'électricité davantage orientées à la hausse en Allemagne qu'en France. Tout d'abord, le taux d'électrification pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire dans le bâtiment est aujourd'hui plus important en France qu'en Allemagne. En 2015, 89 TWh électriques étaient consommés en France pour ces usages, contre 40 TWh en Allemagne, ce qui correspond à des parts respectives de 19 % et 6 % de l'énergie utilisée pour ces usages[15]. Ceci laisse une marge de croissance plus importante dans ce secteur en Allemagne, qui proviendrait de l'extension de l'usage des pompes à chaleur (+40 TWh), qui se substitue pour l'essentiel à du chauffage au fioul/gaz. De plus, les potentiels de gains d'efficacité énergétique sur le chauffage électrique sont naturellement plus importants en France, provenant du remplacement de solutions de chauffage électrique peu efficaces par des solutions plus efficaces (pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques).

1.2. Le développement de l'électricité d'origine renouvelable : une priorité commune

Afin d'atteindre leurs objectifs d'électricité renouvelable, la France et l'Allemagne visent en priorité le développement de la production d'origine solaire et éolienne, une stratégie justifiée par la baisse significative des coûts de production de ces deux technologies. L'Allemagne vise ainsi un développement annuel (brut[16]) d'au moins 5 GW éolien terrestre et photovoltaïque d'ici 2030[17], soit une hausse d'environ 60 % des capacités nettes de production installées (86 GW fin 2016) et l'installation de 15 GW d'éolien en mer d'ici 2030 (contre 4,1 GW installés fin 2016). Cette croissance porterait à 140 GW les capacités éolienne et solaire PV installées dans le système électrique allemand à l'horizon 2030. En revanche, le niveau des capacités hydraulique et biomasse devrait être comparable à celui d'aujourd'hui[18]. Le nouveau gouvernement fédéral appelle néanmoins à une accélération du développement de l'éolien et du solaire photovoltaïque en Allemagne, considérant ce rythme insuffisant dans un contexte de décarbonation des nouveaux usages de l'électricité (électromobilité et pompes à chaleur notamment). La capacité éolienne et photovoltaïque totale devrait être rehaussée, atteignant au moins 160 GW en 2030, portant la part des énergies renouvelables dans le mix électrique à plus de 60 % de la consommation d'électricité.

La France dispose d'un meilleur potentiel en matière d'énergie renouvelable que l'Allemagne. Son parc hydroélectrique plus important - 25,5 GW installés fin 2017 contre 5,6 GW en Allemagne - lui permet de produire d'ores et déjà 19 % de son électricité d'origine renouvelable. Bien que son potentiel éolien et solaire

15 Chiffres tirés de la base de donnée ODYSSEE, Enerdata - 2017

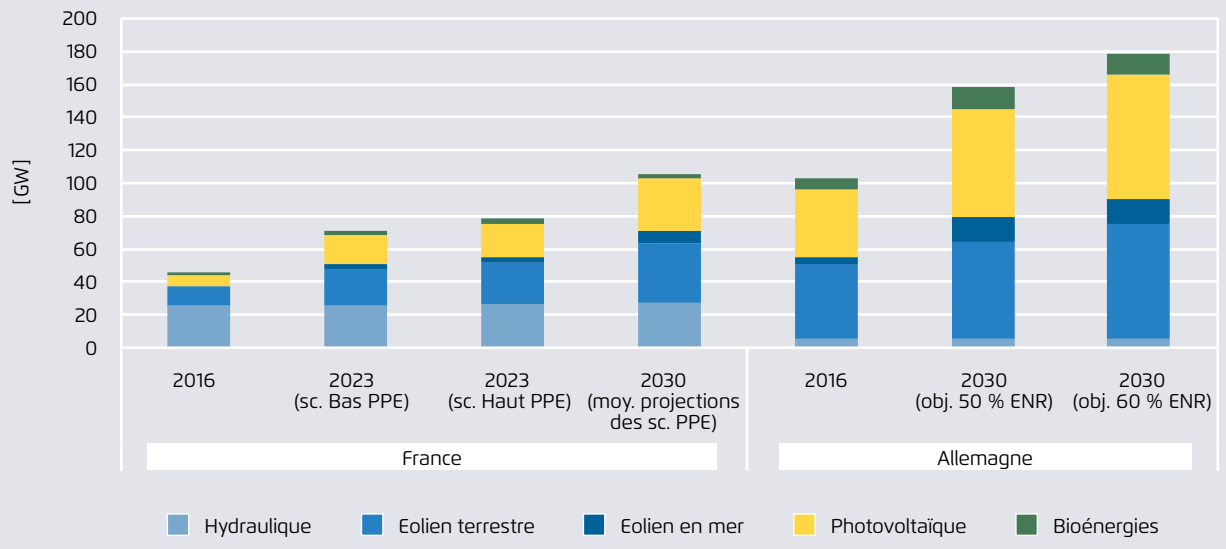
16 La croissance nette des capacités installées sera inférieure, puisqu'un certain nombre d'installations (notamment éoliennes) sont progressivement remplacées par des installations plus modernes (repowering).

17 Conformément aux objectifs du gouvernement fédéral, tel que déclinés dans le plan de développement du réseau allemand NEP (2017). Au total, les capacités brutes à installer s'élèvent à près de 90 GW sur la période 2017-2030 (les capacités brutes prennent en compte le remplacement des anciennes capacités en fin de vie). Add the following sentence after "en fin de vie" : Le nouvel objectif d'énergies renouvelables (65 % de la consommation d'électricité en 2030) doit conduire à augmenter les capacités installées chaque année.

18 Le potentiel hydraulique, relativement restreint, est en effet saturé et la croissance des installations biomasse est portée essentiellement par le remplacement d'installations qui seront déclassées

Capacités de production d'électricité renouvelable en France et en Allemagne en 2016 et projetée à 2030

Figure 3



Auteurs d'après Fraunhofer ISE : energy-charts.de, RTE (2016) et Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (2016)

soit meilleur que celui de l'Allemagne, la France est davantage en retrait concernant les énergies éoliennes -13,5 GW installés dont aucun parc en mer - et photovoltaïques - 7,6 GW. En France, depuis la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 (loi TECV), les objectifs de développement des capacités de production par filières sont définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La première PPE de 2016 fixe des objectifs à 2018 et à 2023 selon deux trajectoires (haut et bas). En prolongeant à 2030 les rythmes de croissance envisagés, les capacités de production renouvelables devraient atteindre 106 GW en 2030 toutes filières confondues, contre 45,8 GW installés fin 2016 (Figure 3), dont 25 GW de photovoltaïque, 24 GW d'éolien terrestre et 7 GW d'éolien en mer supplémentaires. Atteindre cet objectif nécessiterait une augmentation de 50 % de la croissance annuelle des capacités renouvelables par rapport au rythme observé en 2016 pour atteindre 4 GW par an en moyenne d'ici 2030. Un tel rythme d'installation resterait néanmoins modeste comparé aux rythmes observés récemment en Allemagne. En termes de puissance installée, la France ne ferait que rejoindre en 2030 les niveaux atteints outre-Rhin dès 2016.

L'éolien et le solaire photovoltaïque constituent les technologies clés de la transition énergétique en France et en Allemagne

Les filières éolienne et photovoltaïque représentaient déjà en 2016 en France comme en Allemagne, 80 % des nouvelles capacités de production, et devraient porter en grande partie l'augmentation des énergies renouvelables à l'horizon 2030.

Depuis l'instauration des premières politiques de soutien durant la décennie précédente, le coût de ces technologies a fortement baissé grâce des innovations technologiques successives et des économies d'échelle liées au développement du marché mondial. Cette baisse de coût a souvent été sous-évaluée par les études prospectives. Elle permet désormais aux énergies éolienne et solaire photovoltaïque d'être compétitive avec les autres technologies conven-

tionnelles de production d'électricité dans un nombre croissant de pays. De nombreuses études prospectives estiment que ces coûts vont continuer de décroître de manière significative, notamment en ce qui concerne le solaire photovoltaïque. Ces coûts pourraient atteindre en moyenne en Europe environ 4 cts/kWh pour le solaire PV au sol, moins de 5 cts/kWh pour l'éolien terrestre et 6 cts/kWh pour l'éolien en mer[19]. Les technologies renouvelables ne se cantonnent donc plus à un marché de niche soutenu par des subventions, mais constituent désormais des solutions compétitives et non émettrices pour la production d'électricité.

Cette baisse de coût transparaît particulièrement dans le résultat des appels d'offres récents pour la construction de nouvelles capacités de production. Les prix d'achat garantis aux nouvelles installations en France et en Allemagne diminuent régulièrement pour atteindre, pour les centrales photovoltaïques au sol, respectivement des niveaux de 5,55 c/kWh en France[20] et de 4,33 c/kWh en Allemagne[21] soit une baisse de prix de 30 à 40 % en deux ans. Pour l'éolien terrestre, les derniers appels d'offres en Allemagne ont abouti à un niveau de rémunération moyen de

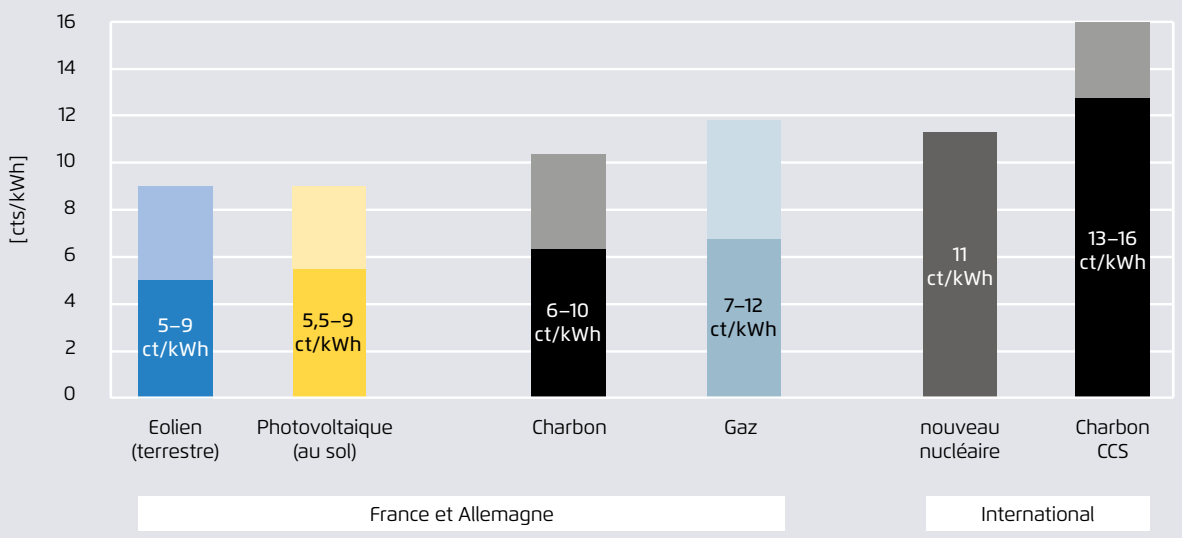
19 Les hypothèses de coûts retenues dans le cadre de cette étude se basent sur une revue de littérature des études existantes détaillée dans l'Annexe 5 « Hypothèses de coûts de production des filières technologiques ». Ces coûts prennent en compte les coûts de raccordement pour le solaire photovoltaïque, l'éolien terrestre mais pas pour l'éolien en mer. Le coût total des projets en mer est donc sensiblement plus élevé (voir (Agora Energiewende, 2015)).

20 Sans prise en compte de la prime de +0,3c/kWh qui bénéfice aux projet de type « investissement participatif ».

21 Résultat de l'AO de février 2018 en Allemagne (Bundesnetzagentur 2017) et de juillet 2017 en France (deuxième tranche des appels d'offres CRE 4 pour le PV et 1er AO de février 2018 pour l'éolien).

Comparaison des coûts de production d'électricité (LCOE) de différentes technologies en France et en Allemagne en 2017

Figure 4



(Agora Energiewende, 2017b)

4,73 c/kWh[22] ; et de 6,54 c/kWh en France[23]. Ces niveaux sont équivalents aux coûts de production actualisés des nouvelles centrales à gaz ou à charbon, comparables aux coûts du nucléaire prolongé et inférieurs aux coûts des autres énergies décarbonées (Voir Figure 4)[24]. Enfin, les premières réalisations de parc éoliens en mer en Allemagne ont permis d'abaisser significativement le coût des nouvelles installations. En 2017, les premiers appels d'offres éolien offshore allemands ont ainsi été remportés par des projets exigeants un complément de rémunération de seulement 0,44 cts€/kWh en moyenne (pour un début d'exploitation en 2024/2025). Trois projets ont même remporté l'appel d'offres en ne demandant aucun complément de rémunération (c'est-à-dire qu'ils prévoient de se rémunérer uniquement aux conditions de marché). Ces offres extrêmement compétitives misent à la fois sur des évolutions technologiques (nouvelles classes d'éoliennes d'une puissance de 10 à 15 GW) et sur une amélioration significative des conditions de marché à cet horizon de temps (espérance de prix de l'électricité significativement plus élevés qu'aujourd'hui). En France, 3 GW de projets d'éolien maritime ont été attribués en 2011 et 2013[25] au tarif garanti de 18 à 20 cts/kWh ; les travaux d'installation n'ont cependant pas encore été lancés. Deux nouveaux appels d'offres ont été lancé et devraient aboutir début 2018 et pourraient bénéficier de l'effet d'apprentissage des expériences d'autres pays européens pour abaisser sensiblement leurs coûts.

Les coûts des technologies éolienne et photovoltaïque demeurent sensiblement plus élevés en France qu'en Allemagne, en particulier pour l'éolien. Les causes de ces écarts sont identifiées et proviennent à la fois d'une moindre maturité du marché et de conditions réglementaires plus restrictives en France, qui aboutissent à des durées de réalisation des projets plus longues. Dans les années à venir, la baisse des coûts du photovoltaïque et de l'éolien devrait néanmoins se poursuivre et les différences de coûts entre les différents États européens pourraient graduellement s'atténuer[26], notamment si les conditions réglementaires des projets s'améliorent. En France, des dispositions ont été adoptées dans ce but dans la loi TECV de 2015[27]. Des mesures supplémentaires pour accélérer les délais de réalisation des projets éoliens ont été annoncées le 18 janvier 2018 suite aux recommandations d'un groupe de travail sur l'éolien[28] tandis que la formation d'un groupe de travail sur le solaire est annoncé pour mars 2018. Combinées à l'ambition des objectifs de développement des capacités renou-

22 Ce niveau de rémunération accordé pour des nouvelles capacités de production prévues pour être mises en service en 2022, ne reflète pas nécessairement le coût total des projets éoliens. Il s'agit d'une rémunération plancher (qui sert de base au calcul de la rémunération mensuelle des projets), si bien que les projets peuvent à priori se rémunérer à des niveaux supérieurs en cas de hausse durable des prix de l'électricité sur la durée de vie totale de l'installation, estimée à 25 ans.

23 En 2016, le tarif garanti par les nouvelles installations éoliennes était de 8,2 cts/kWh pour 10 ans et de 2,8 à 8,2 cts/kWh pour les 5 années suivantes en fonction des sites. Le calendrier des appels d'offres éoliens pluriannuels a été annoncé par la CRE en mai 2017, voir : http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-mecanique-du-vent-implantees-a-terre

24 Voir Annexe 5 « Hypothèses de coûts de production des filières technologiques » et Agora Energiewende (2017c). The Cost of Renewable Energy (p. 6, Tableau 2).

25 https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/eolien-en-mer

26 Voir l'Annexe 5 « Hypothèses de coûts de production des filières technologiques » pour une analyse comparatives d'études récentes et les hypothèses de coûts retenues dans le cadre de cette étude.

27 Le passage au permis environnemental unique et la limitation à 18 mois des délais de raccordement au réseau. Pour plus de détails voir : (Rüdinger, 2016)

28 Ces mesures visent notamment à raccourcir les délais de traitement des recours judiciaires sur les autorisations administratives des projets éoliens. Ces propositions sont consultables dans le détail sur le site Internet du ministère : https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/plan-liberation-des-energies-renouvelables-sebastien-lecornu-presente-conclusions-du-groupe-travail

velables, ces mesures permettent d'envisager une montée en puissance des filières, des gains d'économies d'échelle importants et une convergence avec les coûts observés en Allemagne. Cette perspective est d'autant plus réaliste que les conditions d'ensoleillement et les régimes de vents sont globalement plus favorables en France qu'en Allemagne.

1.3. La flexibilité : nouveau paradigme de la transformation des systèmes électriques

Le développement des énergies renouvelables variables, éolien et solaire photovoltaïque, transforme profondément les systèmes électriques. En raison de la variabilité de la production renouvelable, qui dépend des conditions météorologiques (ensoleillement, force du vent), l'ensemble du système électrique doit pouvoir s'adapter rapidement afin d'assurer l'équilibre du réseau électrique à tout instant. Certains systèmes électriques en Europe intègrent déjà des parts importantes d'énergies renouvelables variables, comme le Danemark (48 % de la consommation électrique en 2015), l'Allemagne (23 %) et l'Espagne (26 %). Dans ces systèmes, plusieurs moyens de flexibilité permettent de combler les écarts entre la demande d'électricité et les productions d'électricité renouvelables à tout moment.

La flexibilisation de la production électrique conventionnelle (gaz, charbon, nucléaire) constitue une première option. Les centrales conventionnelles doivent réagir rapidement à la variabilité de la production renouvelable : opérer à très basse puissance (lorsqu'il y a beaucoup d'énergie renouvelable), changer rapidement leur niveau de production (pour répondre aux variations de production) et démarrer rapidement après une période de mise à l'arrêt. Les centrales à gaz sont traditionnellement les centrales les plus flexibles, mais les centrales à charbon et nucléaires disposent également d'un potentiel de flexibilité important, en particulier si des investissements ciblés sont réalisés sur certains équipements[29].

L'augmentation des échanges entre systèmes électriques constitue une deuxième option à moindre coût. Ces échanges, rendus possibles par le développement des réseaux électriques, permettent de mutualiser sur une maille géographique large les divers moyens de production et profils de consommation. Les besoins de flexibilité sont alors diminués car les profils de consommation et régimes de production d'électricité d'origine renouvelable ne sont pas parfaitement corrélés entre les pays (cf.(Fraunhofer IWES, 2015)). Par exemple, le vent ne souffle pas uniformément et simultanément sur toute l'Europe.

Les sources d'énergie renouvelable constituent également des sources de flexibilité importantes pour le système électrique. D'abord, la production hydroélectrique, avec ou sans systèmes de pompage-turbinage, permet de stocker et déstocker de l'énergie et de la rétribuer au système aux moments opportuns. Ses perspectives de développement en Europe sont faibles car le potentiel hydroélectrique est déjà largement exploité dans les zones favorables (Massif alpin, Scandinavie). La production thermique à base de biomasse peut également être un moyen de production renouvelable pilotable, mais les préoccupations relatives aux conséquences environnementales de son exploitation et les conflits d'usage des sols limitent également son développement. Enfin, les moyens de production variables, solaires et éoliens, peuvent également écrêter partiellement leur production lors des périodes d'excédent de production.

Le pilotage et l'effacement de la demande d'électricité qui permet déjà aujourd'hui de limiter les périodes de pointe de consommation. Des études récentes montrent que 29 % de la consommation européenne

29 Voir notamment (Agora Energiewende, 2017) pour un aperçu des options technologiques pour rendre plus flexibles les centrales à charbon et (EDF, 2013) et (Cany, et al., 2016) pour le parc nucléaire en France.

peuvent être pilotés techniquement, et une part importante de ce pilotage proviendrait de sites de consommation de taille intermédiaire (SiaPartners, 2015). Le défi est alors d'adapter le cadre réglementaire pour favoriser le développement de modèles économiques pérennes[30].

Le stockage d'électricité, porté par le développement de nouvelles technologies de stockage qui viennent s'ajouter à l'hydroélectricité, en particulier les batteries lithium-ion, notamment en lien avec le développement de l'électromobilité, dont les coûts baissent rapidement, le stockage d'énergie par air comprimé et les volants d'inertie pour le stockage de très courte durée. À plus long terme, le couplage sectoriel accru par la conversion de l'électricité en gaz, en liquide ou en chaleur pour les réseaux de chaleur et de froid peut également constituer une solution pour gérer la variabilité des productions renouvelables.

Des modifications dans l'organisation du marché électrique et la gestion du réseau permettent de valoriser au mieux les potentiels de flexibilité existants[31]. Ceci passe en particulier par l'introduction de produits plus courts sur les marchés journaliers et infra-journaliers et des délais de clôture des négociations rapprochés du temps réel[32] afin de mieux internaliser les variations des productions renouvelables et mieux valoriser la contribution des moyens de flexibilité permettant d'y répondre. Une meilleure adéquation des zones de prix avec les contraintes du réseau est également envisageable. Enfin, la participation aux marchés d'ajustement peut également être étendue à l'ensemble des acteurs à même d'offrir leur flexibilité (y compris les gestionnaires de la demande, agrégateurs et producteurs renouvelables) et l'uniformisation de ces marchés sur des aires géographiques plus larges en fonction des contraintes du réseau permet de mutualiser les moyens de flexibilité.

La France et l'Allemagne disposent déjà d'un important potentiel de flexibilité

Le système électrique français dispose aujourd'hui d'un important potentiel de flexibilité, provenant d'abord des moyens de production pilotables. Le parc hydraulique comprend environ 19 GW de stockage (court terme, journalier et saisonnier), sollicités aujourd'hui pour répondre aux variations de la demande. Le parc de production nucléaire de 63 GW contribue également à cette flexibilité en adaptant le niveau de production des réacteurs aux variations cycliques (journalières, hebdomadaires et saisonnières) de la demande, ainsi qu'en délivrant des réserves primaires au système. Les réacteurs les plus récents sont en effet capables de fonctionner en suivi de charge et contribuent à une partie de ce besoin de flexibilité, comme indiqué par la Figure 5. Si ces variations de production peuvent être réalisées sur le plan technique, la question de l'équilibre économique d'une production plus variable du nucléaire se pose. En raison de l'importance des coûts fixes pour la production nucléaire, le producteur a en effet une incitation économique à produire le plus possible.

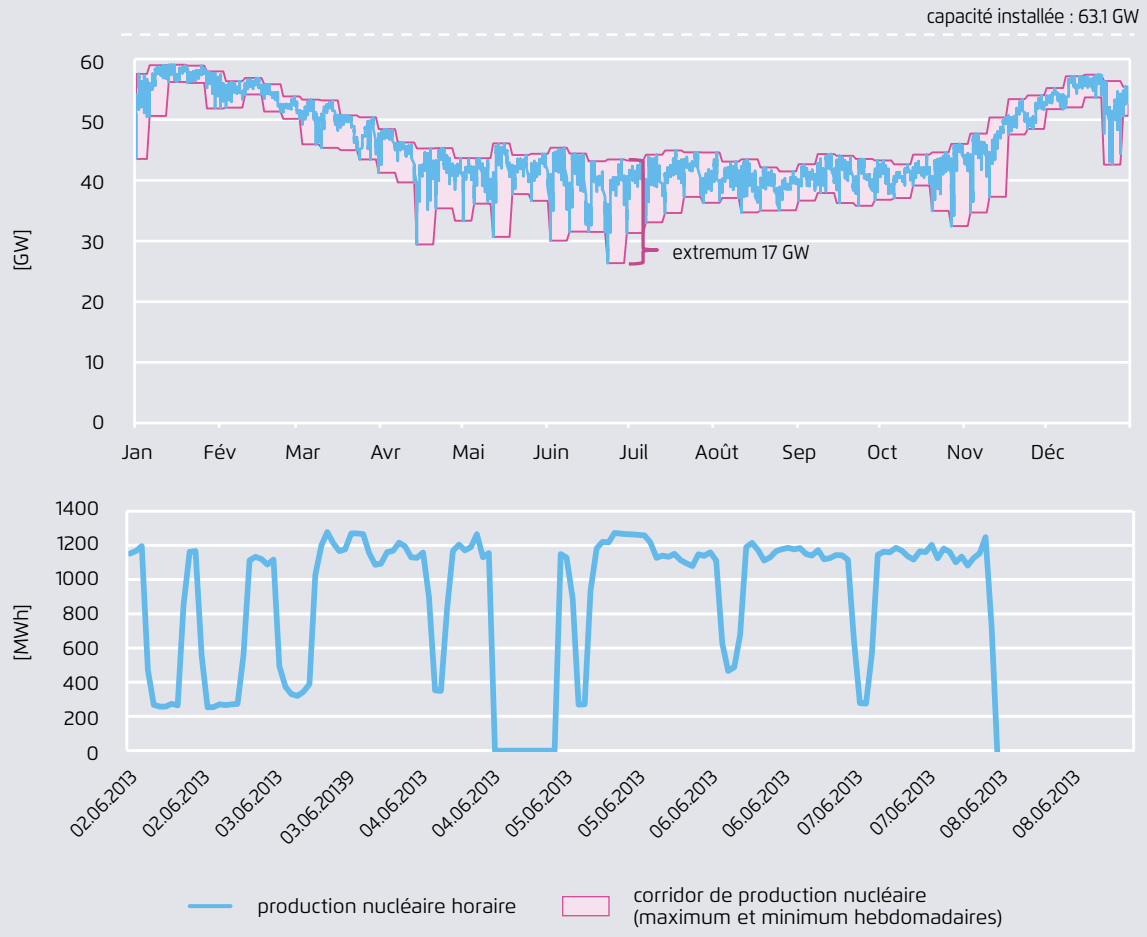
À côté de l'hydraulique et du nucléaire, environ 20 GW de moyens de production conventionnelle pilotables fonctionnant au gaz, au fioul, à la biomasse ou aux déchets sont également connectés dans le système électrique français. Enfin, la quantité disponible d'effacements de consommations, tarifaires ou contractualisés, est estimée à environ 2,5 GW

30 Plusieurs modèles économiques existent pour encourager le développement du pilotage des consommations : contractualisation avec le gestionnaire de transport et participation aux marchés de gros et d'ajustement via un intermédiaire (agrégateur) pour les consommateurs de grande et moyenne taille ou tarification différenciée de l'électricité pour les consommations diffuses.

31 Voir en particulier (RAP, 2014) pour une description générale des ajustements nécessaires sur les marchés de court terme et (Microeconomix and CE Delft, 2016) pour une description détaillée des arrangements existants aujourd'hui en France, en Allemagne et dans les autres pays de la région du Forum Pentalatéral de l'énergie.

32 En Allemagne, des blocs de contractualisation de 15 minutes pour la livraison d'électricité ont été introduits dès 2011 et la clôture de la période de négociation pour les échanges entre la France, l'Allemagne et l'Autriche a été réduite à 30 minutes de la livraison en 2015 (Source : Epexspot)

Variation annuelle de la production nucléaire en France en 2013 (haut) et exemple de la modulation de la puissance produite par un réacteur nucléaire sur une semaine en Juin 2013 (bas) Figure 5



(Fraunhofer IWES, 2015), sur la base d'Agora Energiewende et RTE.

aujourd'hui avec l'objectif de la porter à 5 GW en 2018 et 6 GW en 2023.

En Allemagne, la flexibilité du système électrique allemand est délivrée aujourd'hui essentiellement par des centrales thermiques (à gaz, mais également à charbon) et par des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), dont 6,5 GW sont installés en 2017. L'adaptation rapide des moyens de production thermique y est déjà une réalité. Par exemple, lors des jours venteux de décembre 2015, le parc thermique conventionnel a réagi aux variations de prix de manière beaucoup plus flexible qu'on ne le croyait techniquement possible il y a quelques années. Cet ajustement a permis de limiter le niveau des prix négatifs sur le marché. L'éclipse solaire du 20 mars 2015, qui s'est produite lors d'un jour très ensoleillé, représente un autre exemple significatif. Au moment du passage de l'éclipse, la production photovoltaïque a baissé de 12 GW en 65 minutes, puis a augmenté de 19 GW en 75 minutes. Ces variations, encore exceptionnelles en 2015, devraient devenir la norme à l'horizon 2030, tandis que l'Allemagne vise de 50 à 60 % de production d'énergie renouvelable variable.

Les systèmes électriques français et allemand disposent également de capacités d'interconnexions importantes qui leur permettent de recourir aux échanges internationaux d'électricité pour écouler les surplus de production chez leurs voisins européens ou, a *contrario*, avoir recours aux importations pour satisfaire la demande domestique à moindre coût. En 2015, le système électrique français disposait en moyenne d'une capacité d'interconnexion de 13,5 GW à l'export et de 9,8 GW à l'import[33], et l'Allemagne de 10,2 GW à l'export et de 13,0 GW à l'import[34]. Le plan de développement des réseaux électriques européens établi par le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSOE pour European Network of Transmission System Operators for Electricity en anglais)[35] envisage une forte accélération du développement des interconnexions qui pourraient plus que doubler d'ici 2030 au niveau européen, passant de 57 GW en 2015 à 136 GW d'ici 2030[36]. Enfin, dans les deux pays, de nouveaux moyens de flexibilité à l'échelle des réseaux de distribution pourraient se développer dans la décennie à venir à condition de trouver les conditions économiques et règlementaires propices à leur développement. Le développement de la charge pilotée des véhicules électriques ou les solutions de stockage connectées au réseau, notamment, permettraient demain de faciliter l'intégration des énergies renouvelables variables.

33 (CRE, 2016).

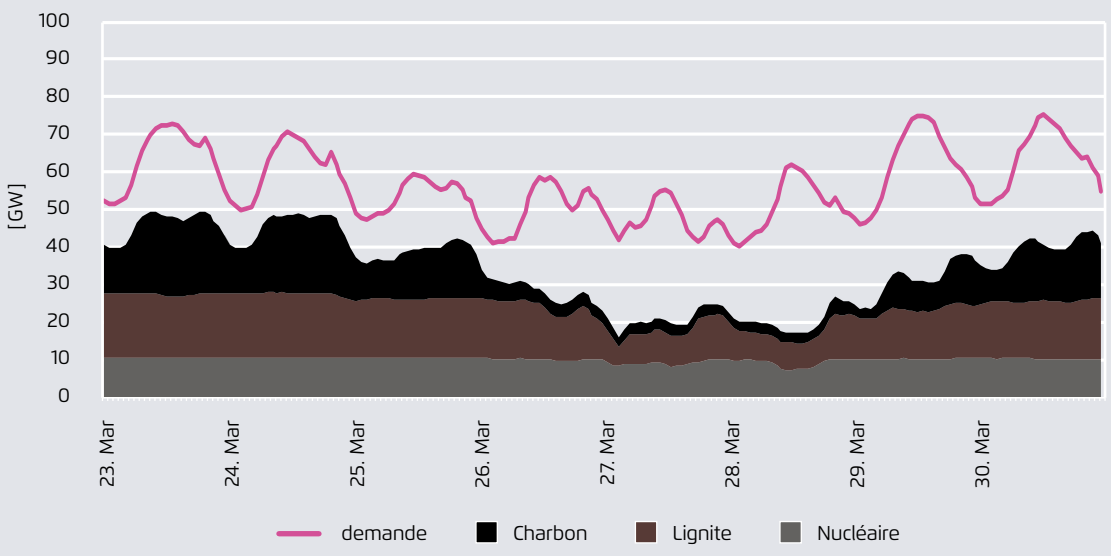
34 (BnetzA/BKA, 2017)

35 (ENTSOE, 2016)

36 Si un nombre record de projets d'interconnexions sont engagés, les capacités d'interconnexion supplémentaires présentées par l'ENTSOE doivent néanmoins être pris avec prudence au vu de la durée de réalisation observée historiquement, de dix ans ou plus en moyenne, entre le lancement des études de faisabilité et l'entrée en service des interconnexions électriques en Europe.

Production électrique des centrales nucléaires, charbon et lignite en Allemagne durant une semaine de mars 2016

Figure 6



(Agora Energiewende, 2017)

1.4. L'enjeu de redimensionnement des parcs de production conventionnelle

La France et l'Allemagne ont aujourd'hui des systèmes électriques distincts hérités de choix passés. L'avenir des filières de production conventionnelle devra intégrer dans les deux pays l'objectif de réduire les émissions de CO_2 pour lutter contre le changement climatique. Cet enjeu se pose de façon différente en France, où la production, à 72 % nucléaire et 18,7 % renouvelable, est déjà faiblement émettrice (53 gCO_2/kWh en moyenne)[37] et en Allemagne, où la production d'électricité repose plus largement sur les énergies fossiles et émet encore 306 $MtCO_2$[38] (472 gCO_2/kWh). En outre, la place de l'énergie nucléaire à terme diffère dans les deux pays : l'Allemagne a programmé d'en sortir d'ici 2022, tandis que la France a décidé de réduire sa part à 50 % de la production électrique pour diversifier son approvisionnement électrique.

Pourtant, au-delà de ces différences, les deux États misent aujourd'hui sur un développement volontariste de la production d'électricité d'origine renouvelable variable. Les objectifs fixés pour 2030 auront, a fortiori lorsque la demande globale d'électricité stagne ou décroît, des conséquences sur la place des technologies conventionnelles de production d'électricité et la manière dont ces moyens de production seront exploités. Une production renouvelable variable plus importante pousse les centrales électriques conventionnelles à s'éloigner progressivement d'un fonctionnement en base[39] pour adapter de plus en plus leur production aux variations des énergies renouvelables, ce qui aura des conséquences sur leurs rémunérations et leur équilibre économique. Dans ce contexte, l'Allemagne et la France devront également définir des stratégies d'investissement ou de désinvestissement de leurs capacités de production conventionnelle, afin d'éviter des coûts échoués.

Pourtant, si les deux pays élaborent des trajectoires détaillées pour le développement des énergies renouvelables, leurs stratégies concernant leurs parcs de production conventionnelle, en particulier le parc charbon en Allemagne et le parc nucléaire en France, sont encore incertaines et politiquement sensibles. Ces stratégies seront pourtant déterminantes pour l'atteinte des objectifs climat et énergie des deux pays et de l'Union européenne. En raison du poids encore important de ces productions, elles auront des conséquences importantes sur l'évolution des systèmes nationaux et au-delà des frontières, sur la formation des prix de marché et la rémunération des filières ainsi que sur la dynamique des échanges transfrontaliers. Une bonne articulation de ces stratégies avec le développement des énergies renouvelables et d'autres moyens de flexibilité est donc essentielle pour assurer l'atteinte des objectifs politiques tout en limitant le risque de coûts échoués.

L'avenir du parc nucléaire français

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 fixe l'objectif de diversifier le bouquet technologique de production d'électricité en France. Pour cela, la loi prévoit un plafonnement à 63,2 GW de la capacité de production nucléaire, soit son niveau actuel, et la part du nucléaire dans la production d'électricité française doit être ramenée à 50 % à l'horizon 2025[40]. Le détail de la stratégie quant aux capacités de production à maintenir et à fermer pour atteindre cet objectif reste cependant à fixer. En effet, la prolongation au-delà de l'échéance de 40 ans de l'exploitation de tout ou partie du parc nucléaire historique, qui produisait encore 72 % de l'électricité nationale en 2016, est aujourd'hui retenue comme une option stratégique pour l'avenir du système électrique français. A contrario, aucune fermeture de réacteurs existants n'est pour l'instant

37 (RTE, 2016a)

38 (UBA, 2017)

39 On considère qu'une centrale opère en base lorsqu'elle produit à pleine puissance au moins 6000 heures par an

40 Le gouvernement français a annoncé en novembre 2017 son intention de décaler dans le temps l'objectif de 50 % : http://www.gouvernement.fr/conseil-des-ministres/2017-11-07/trajectoire-d-evolution-de-l-energie-electrique

prévue, à l'exception de celle des deux réacteurs de Fessenheim qui devrait intervenir lors de l'entrée en service du nouveau réacteur EPR de Flamanville[41]. Préciser la trajectoire retenue pour le parc nucléaire français sera donc un enjeu décisif dans la définition de la transition du système électrique français et sa capacité à atteindre les objectifs fixés.

Le parc nucléaire français est actuellement composé de 58 réacteurs, construits entre 1977 et 1996 et représentant une puissance cumulée de 63 GW et répartis entre trois paliers technologiques[42]. Majoritairement construits avant 1990, une grande partie d'entre eux vont atteindre leur quarantième année de fonctionnement avant 2030 et, pour 37 d'entre eux, avant 2025 (voir Figure 7). Dans ce contexte, le réinvestissement dans une partie de ces réacteurs pourrait s'avérer intéressant sur le plan économique puisqu'il s'agit de centrales dont les investissements initiaux sont déjà largement amortis. Il subsiste néanmoins un certain nombre d'incertitudes sur ces prolongations. Tout d'abord, ces décisions sont sujettes au maintien de l'autorisation d'exploiter les centrales au-delà de 40 ans. L'évaluation technique sera effectuée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) lors de la 4e visite décennale sur la base d'un référentiel de sûreté en cours de définition[43]. Elle statuera sur la possibilité technique des prolongations et les investissements nécessaires à effectuer pour la prolongation de l'exploitation de chacun des réacteurs.

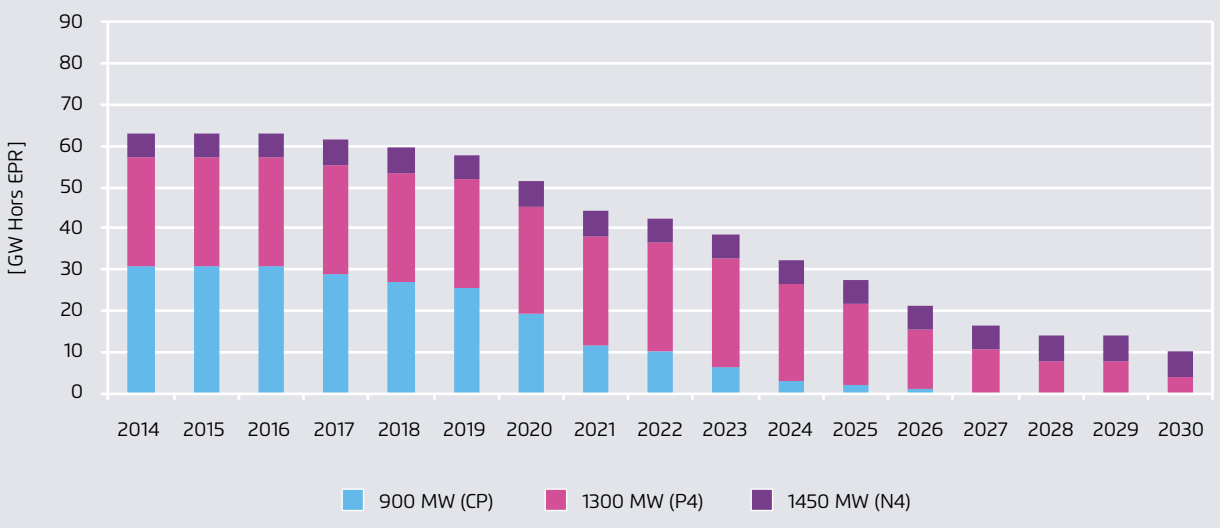
41 L'EPR de Flamanville est le seul réacteur nucléaire en cours de construction en France et son entrée en service est prévue pour la fin de l'année 2018.

42 34 réacteurs de 900 MW (palier CP), 20 réacteurs de 1 300 MW (palier P4) et 4 réacteurs de 1 450 MW (palier N4).

43 Ce référentiel de sûreté doit être constamment rehaussé pour prendre en compte l'état de l'art de la filière et le vieillissement des réacteurs nucléaires. Un avis générique sur la prolongation de l'exploitation du palier CP (900 MW) au-delà de 40 ans doit être émis par l'Autorité de Sûreté nucléaire en 2018 mais serait désormais repoussé à 2020 ou 2021 : https://investir.lesechos.fr/actions/actualites/nucleaire-avis-definitif-de-l-asn-en-2020-21-sur-la-duree-des-centrales-1719437.php. Pour plus de détails sur le processus de révision de l'ASN, voir (Marignac, 2014).

Évolution anticipée des capacités nucléaires existantes mises en service il y a moins de 40 ans si les réacteurs ne sont pas prolongés

Figure 7



(Rüdinger et al., 2017)

L'équilibre économique de la prolongation dépendra aussi de la dynamique d'évolution du système électrique dans son ensemble qui influencera les taux d'utilisation des réacteurs prolongés et leurs coûts. Développer fortement la production électrique en France pourrait ainsi poser un risque sur l'équilibre économique des filières sauf à trouver des débouchés pour l'électricité à l'export.

La restructuration du parc charbon en Allemagne

En Allemagne, la production d'électricité reste dominée par les centrales électriques à charbon (houille et lignite confondus). Celles-ci couvrent encore 40 % de la production électrique nationale en 2017 pour une capacité installée de 46 GW (21 GW lignite et 25 GW houille). Conséquence de ce mix électrique encore très carboné, les émissions de CO_2 du secteur électrique allemand atteignaient 292 $MtCO_2$ en 2017.

Conformément à ses engagements climatiques, l'Allemagne s'est fixée un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de -40 % en 2020, d'au moins -55 % en 2030 et de -80 % à -95 % d'ici 2050 (par rapport aux niveaux de 1990). La restructuration du secteur électrique, qui représente aujourd'hui environ un tiers des émissions de gaz à effet de serre du pays, est essentielle pour atteindre ces objectifs climatiques. Fin 2017, ces émissions avaient baissées de 27 % par rapport à 1990. Selon les prévisions les plus récentes, la baisse devrait atteindre seulement -30 à -31 % en 2020, c'est à dire hors d'atteinte de l'objectif national, si le pays ne prend pas de mesures supplémentaires visant explicitement le charbon[44]. L'objectif 2030 correspond à une baisse des émissions du secteur électrique d'environ -60 %[45] par rapport à 1990, soit un plafond sectoriel de 159 à 166 $MtCO_2$ émises à cet horizon de temps. Atteindre cet objectif climatique implique de réduire de moitié la part du charbon dans le secteur électrique d'ici 2030[46].

La taille du parc de production charbon et le taux d'utilisation des centrales devront être significativement réduits afin de respecter la contrainte climatique du pays[47]. Plusieurs études[48] montrent en effet que le rythme de déclassement technico-économique des installations en fin de vie (c'est-à-dire après 45 à 50 ans d'exploitation[49]) risque d'être insuffisant, notamment dans un contexte où les prix du charbon et des certificats d'émissions de CO_2 restent bas. L'accord politique de fin 2017 sur la réforme du système européen des quotas d'émissions de CO_2[50] est un premier pas dans la bonne direction. Il devrait conduire à rehausser graduellement le prix du CO_2, renchérissant le coût de production des centrales les plus émettrices. Pourtant, ces réformes semblent insuffisantes pour atteindre les niveaux de prix du carbone requis pour un déclassement « économique » du charbon d'ici 2030. Il restera en effet difficile pour les décideurs politiques des pays où la part de charbon est importante (ou qui possèdent des industries fortement émettrices de CO_2), comme l'Allemagne,

44 (Agora Energiewende, 2017b)

45 La contribution des secteurs énergétiques (électricité, chaleur, transport) à l'atteinte des objectifs climatiques nationaux (-60 % en 2030) est supérieure à l'effort national (-55 %). En effet, le potentiel de réduction des autres secteurs (industrie et agriculture) est plus limité, en raison de l'utilisation de processus industriels difficilement remplaçables à moyen terme et à moindre coût. L'effort qui doit être porté par les secteurs énergétiques est ainsi renforcé.

46 (Agora Energiewende, 2017)

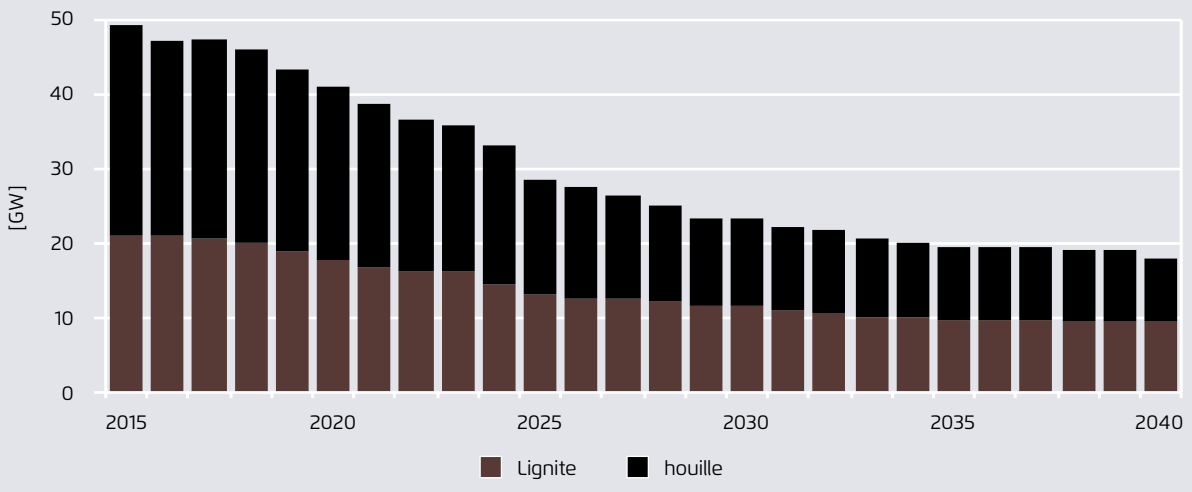
47 C'est en partie pour cela qu'en 2015 a été décidé de retirer du marché et de mettre en réserve 2,7 GW de centrales à lignite entre 2017 et 2020 contre compensation financière pour les opérateurs concernés afin de faciliter l'atteinte des objectifs climatiques allemands 2020.

48 Voir notamment (Agora Energiewende, 2016), (UBA, 2017a), (Greenpeace, 2017)

49 Cette durée de vie technique des installations est prise en compte par les gestionnaires de réseaux dans leurs bilans prévisionnels (NEP, 2017). Une durée de 50 ans correspond au scénario le plus conservateur dit « status quo » (NEP-A). Une durée de 45 ans correspond aux scénarios moyen (NEP-B) et transformation accélérée (NEP-C). Dans le cadre de l'étude Agora (2015), la durée de vie technique des centrales du cas de référence (médian) est estimée à 50 ans pour les centrales à lignites et à 40 pour les centrales à charbon.

50 En anglais EU ETS pour European Emission Trading Scheme.

Trajectoire de déclassement économique des installations charbon et lignite en Allemagne. Figure 8



(Agora Energiewende, 2016)
Hypothèse d'une durée de vie de 50 ans pour les centrales a lignite et de 40 ans pour les centrales a charbon.

d'accepter des mesures permettant d'atteindre le prix du carbone nécessaire à l'atteinte des objectifs climatiques, estimé à 40 €/tCO_2 en 2030, supérieurs à 50 €/tCO_2 en 2040 et même supérieurs à 60 €/tCO_2 d'ici 2040 pour la fermeture des centrales électriques au lignite les plus récentes.

En Allemagne, la restructuration nécessaire du parc charbon se heurte ainsi à de fortes résistances politiques, compte tenu des répercussions économiques et sociales dans les bassins miniers. En conséquence, des mesures nationales d'une plus grande ampleur, prenant en compte l'ensemble des enjeux politiques et socioéconomiques, peuvent être envisagées pour compléter un pilotage par le prix du CO_2. Un plan de sortie du charbon consensuel et fixant des échéances à long terme, comme le propose Agora Energiewende (Agora Energiewende, 2016) favoriserait une transition juste et progressive en Allemagne, tout en garantissant un minimum de sécurité et de visibilité aux parties prenantes[51].

51 Pour contribuer effectivement à la lutte contre le réchauffement climatique, une initiative nationale de sortie du charbon devra s'accompagner d'un retrait du périmètre ETS des quotas d'émissions libérés par la sortie du charbon.

2. Cadre général de l'étude et présentation des mix électriques analysés

2.1. Huit scénarios croisés étudiés pour la France et l'Allemagne en 2030

Cette étude vise à évaluer les transformations du système électrique européen en 2030 en fonction des stratégies de la France et de l'Allemagne sur leur parc de production conventionnelle dans le contexte du développement visé des énergies renouvelables. Dans les deux pays, des objectifs politiques et des trajectoires de croissance des capacités de production par filière sont fixés pour la production d'électricité d'origine renouvelable, mais l'avenir des parcs nucléaire en France et charbon en Allemagne ne fait pas l'objet de trajectoires équivalentes malgré leur poids encore prépondérant dans le mix électrique[52]. Un débat est engagé des deux côtés du Rhin pour définir des trajectoires de réduction de ces parcs en adéquation avec la croissance des énergies renouvelables et l'évolution des consommations électriques tout en atteignant les objectifs climatiques et l'objectif de réduire la part du nucléaire en France.

Pour éclairer ce débat, cette étude part des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés ou en discussion et quantifie les impacts de différentes capacités nucléaires et charbon maintenues en France et en Allemagne à l'horizon 2030. Elle évalue les équilibres physiques et économiques du système électrique européen : prix de marché électrique, rémunération des filières de production, émissions de CO_2 et flux d'échanges transfrontaliers d'électricité sur le réseau européen. Sept scénarios croisés sont étudiés concernant diverses stratégies de redimensionnement des parcs conventionnels en France et en Allemagne pour l'année 2030. Une variante explore l'impact d'un prix du CO_2 plus élevé. Pour chaque scénario, une modélisation au pas de temps horaire est réalisée pour dix années climatiques (voir Figure 9). Les cas centraux étudiés dans cette étude ont été adaptés à partir des bilans prévisionnels publiés par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité des deux pays[53]. Les hypothèses adaptées l'ont été sur la base d'une revue des études prospectives les plus récentes afin de refléter des perspectives économiques et politiques réalistes et d'être au plus proche de l'état des connaissances actuelles[54].

Trois scénarios sont étudiés pour chacun des deux pays. Ces scénarios font l'hypothèse d'un développement des énergies renouvelables en ligne avec les objectifs nationaux adoptés ou en discussion. En revanche, les niveaux de capacités nucléaire et charbon maintenus en 2030 varient. Chaque scénario a été réalisé en maintenant constantes l'ensemble des autres hypothèses (niveaux d'interconnexions, mix dans le reste des pays européens, niveaux de demande…), afin de mieux isoler l'impact des choix en France et en Allemagne sur les dynamiques d'échange d'électricité, la rémunération des filières de production et les émissions de CO_2.

En France : un développement des énergies renouvelables qui prolonge les objectifs par filière de la programmation pluriannuelle de l'énergie et trois scénarios sur la capacité nucléaire en 2030

Dans les trois scénarios pour la France, les capacités renouvelables installées se basent sur les trajectoires de croissance des capacités de production visées par

52 En 2016, le nucléaire représente 72 % de la production d'électricité en France et la production à charbon, houille et lignite confondue, 42,9 % de celle de l'Allemagne

53 Bilan prévisionnel de 2014 et 2016 pour la France et le Netzentwicklungsplan (NEP, 2017) pour l'Allemagne.

54 À noter que le bilan prévisionnel français de 2017, publié en 2018, n'a pas pu être intégré à cet exercice.

la programmation pluriannuelle de l'énergie à l'horizon 2023 et prolongées jusqu'en 2030. Par filière, les capacités de production d'énergies renouvelables installées atteignent 106 GW dont 27,5 GW d'hydraulique, 36 GW pour l'éolien terrestre, 7,2 GW pour l'éolien maritime, 32 GW pour le solaire photovoltaïque et 3,2 GW d'autres capacités renouvelables (biomasse, géothermie). Ce montant permet de s'approcher ou d'atteindre des objectifs de part d'électricité renouvelable fixés à 40 % de la production d'énergie renouvelable en 2030.

Concernant le parc nucléaire, trois niveaux de capacité nucléaire sont étudiés pour 2030. Une première variante *nucléaire « haut »* considère le maintien d'une capacité au plafond légal de 63 GW en 2030, provenant de la prolongation de l'exploitation de l'ensemble du parc actuel à l'exception de la centrale de Fessenheim à cet horizon de temps. Une seconde variante *nucléaire « moyen »* considère le maintien d'une capacité de production de 50 GW en 2030, qui correspond à la fermeture de 13 réacteurs de 900 MW (soit 40 % des 32 réacteurs restants de cette puissance) et d'un réacteur de 1 300 MW. Un dernier scénario *nucléaire « bas »* considère le maintien d'une capacité de production de 40 GW qui correspond à la fermeture de 24 réacteurs de 900 MW (soit 75 % des réacteurs restant) et d'un réacteur de 1 300 MW. Enfin, le parc thermique à charbon est fermé dans l'ensemble des scénarios et le reste du parc thermique de production est maintenu constant dans l'ensemble des scénarios à 14,8 GW, dont 6,2 GW de cycles combinés à gaz correspondant à la capacité actuelle augmenté de la centrale de Landivisiau en construction.

En Allemagne : trois scénarios en fonction de la sortie du charbon et de la révision de l'objectif renouvelable

Pour l'Allemagne, les capacités renouvelables installées à l'horizon 2030 se basent sur les trajectoires de croissance des capacités de production du bilan prévisionnel allemand moyen (NEP-B). Le cas de référence considère un maintien des objectifs renouvelables au niveau actuel, soit 50 % de la consommation d'électricité. Dans ce cas, la capacité de production renouvelable atteindrait 159 GW dont 58 GW d'éolien terrestre, 15 GW d'éolien maritime et 66 GW de solaire photovoltaïque. Alors que l'Allemagne est en retard sur l'atteinte de ses objectifs climatiques, le nouveau gouvernement fédéral vise une accélération du rythme de déploiement des énergies renouvelables[55]. Cette étude considère donc un scénario où le développement de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque est renforcé pour atteindre une part de la consommation d'origine renouvelable de plus de 60 % en 2030. Les capacités de production renouvelables totales sont alors portées à 180 GW, dont 70 GW d'éolien terrestre et 75 GW de solaire.

En ce qui concerne le parc de production à charbon, les incertitudes politiques sur le rythme de décarbonation du mix électrique justifient l'étude de plusieurs variantes sur le niveau de capacité maintenu en 2030. Un premier scénario *charbon « moyen »* considère un parc de production maintenu de 24,3 GW à l'horizon 2030, dont 9,5 GW de centrales lignites et 14,8 GW de centrales à charbon houille. Ce scénario de référence du bilan prévisionnel médian (NEP-B) de 2017 correspond au déclassement des centrales au bout de 45 années de fonctionnement, soit une fin de vie technique sans réinvestissement pour prolonger la durée d'exploitation des centrales. Bien qu'a priori possible, la prolongation d'exploitation des centrales à charbon au-delà de leurs durées de vie technique est en effet politiquement peu vraisemblable et s'avérerait économiquement risquée (Agora Energiewende, 2016). Un deuxième scénario *charbon « bas »* considère un déclassement accéléré des centrales à charbon dans le but de sortir totalement de la production à charbon

55 Voir l'accord de coalition entre la CDU/CSU et le SPD de février 2018 (CDU/CSU et SPD, 2018). Une augmentation de la part des énergies renouvelables est rendue nécessaire en particulier pour décarboner le système électrique allemand, tout en verdissant les nouveaux usages de l'électricité (électromobilité et pompes à chaleur notamment)

à l'horizon 2040[56], ce qui aboutit au maintien de 9,1 GW de centrales au lignite et 9,5 GW de centrales au charbon houille en 2030. Le scénario *charbon « moyen »* (24,3 GW) n'est étudié qu'avec l'objectif de développement des énergies renouvelables maintenus à ~50 % d'énergie renouvelable. Le niveau de *charbon « bas »* (11,8 GW) est combiné, dans le cadre de deux scénarios, soit avec un rehaussement de l'objectif d'énergies renouvelables au-delà de 60 % soit avec un maintien de l'objectif renouvelable à ~50 % d'énergies renouvelables. Ces deux scénarios permettent d'étudier les conséquences de choix qui pourraient être faits en Allemagne de renforcer le développement des énergies renouvelables ou de recourir potentiellement davantage aux importations pour compenser la sortie accélérée du charbon à cet horizon de temps.

Huit scénarios croisés, dont une variante sur le prix du CO_2, analysés afin d'étudier les impacts de décisions nationales sur le pays voisin

Parmi les neuf variantes possibles qui résultent des choix croisés sur les capacités de production en France et en Allemagne, seuls sept scénarios sont étudiés (voir Figure 9). Le cas d'un charbon bas en Allemagne sans rehaussement de l'objectif renouvelable est analysé uniquement dans le cas où la France maintient ses capacités nucléaires à 63 GW, cette combinaison permettant d'évaluer la hausse des importations de l'Allemagne dans le cas d'un non renforcement des objectifs renouvelables à la suite d'une accélération de la sortie du charbon. Enfin tous ces scénarios prennent une hypothèse centrale d'un prix du CO_2 à 30 €/tCO_2 à l'horizon 2030, en ligne avec les analyses prospectives les plus récentes des acteurs du marché, et des prix des énergies fossiles issus du scénario « New policy scenario » du *World Energy Outlook 2016* de l'Agence internationale de l'énergie. Une variante est étudiée avec un prix du CO_2 de 50 €/tCO_2, afin d'analyser l'impact d'une inversion plus significative de l'ordre du mérite charbon-gaz à

Scénarios étudiés en France et en Allemagne à l'horizon 2030 — Figure 9

prix CO_2 de référence à 30 €/t	Nucléaire haut (63 GW), ENR PPE	Nucléaire moyen (50 GW), ENR PPE	Nucléaire bas (40 GW), ENR PPE
Charbon moyen* (24,3 GW) EnR ~ 50%	✓	✓ +variante CO_2 haut (50 €/t)	✓
Charbon bas (18,6 GW) EnR ~ 60%	✓	✓	✓
Charbon bas (18,6 GW) EnR ~ 50%	✓		

* Un scénario avec une capacité charbon supérieure à 25 GW en 2030 en Allemagne n'est pas considéré, car il apparaît politiquement et économiquement improbable (voir pour plus de détails Agora Energiewende (2016): *Eleven principles for a consensus on coal: Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector.*

Agora/Iddri (2018)

l'horizon 2030 : elle est appliquée au scénario *charbon « moyen »*, *ENR PPE* pour l'Allemagne combiné au scénario *nucléaire « moyen »*, *ENR 50%* en France.

Un ensemble d'hypothèses structurantes est retenue pour analyser ces scénarios

Les hypothèses structurantes retenues pour l'ensemble des scénarios sont résumées ci-après. Le lecteur trouvera l'ensemble des hypothèses détaillées en Annexe.

Une demande électrique stabilisée en France et en Allemagne. Les hypothèses de consommation électrique ont été bâties à partir des scénarios moyens les plus récents sur l'évolution des consommations électriques à long terme établis par les gestionnaires de réseau de transport dans le cadre de leurs études d'adéquation offre-demande. Les demandes annuelles d'électricité en France et en Allemagne s'établissent respectivement à 459 TWh et 547 TWh en 2030. Dans les deux cas, celles-ci considèrent des progrès de l'efficacité

56 Trajectoire de sortie du charbon du scénario (Agora Energiewende, 2016).

énergétique et une hausse des usages de l'électricité dans les transports et le bâtiment (voir partie 1.1). En particulier, le parc de véhicules électriques en 2030 est estimé à 6,9 millions en France et à 3 millions en Allemagne[57].

Une croissance réaliste des capacités d'interconnexion. Les hypothèses d'interconnexions se basent sur une analyse projet par projet des interconnexions envisagées dans le plan de développement des réseaux européens (ENTSOE, 2016) afin d'évaluer leur degré de faisabilité à l'horizon 2030[58]. Au final, un peu plus de la moitié des nouveaux projets mentionnés par les gestionnaires de réseau à l'échelle de l'Europe est vu comme réaliste à cette échéance, dont plus de 8 GW de capacité d'export supplémentaire en France par rapport à 2015 (pour un total de 21,8 GW) et 8,5 GW en Allemagne (pour un total de 18 GW).

Un développement important des sources de flexibilité. Les hypothèses concernant les parcs de production pilotables, les moyens de stockage (STEP, batteries) et le pilotage de la demande sont basés sur les objectifs politiques à court terme lorsqu'ils sont fixés, ou conformes aux prévisions des gestionnaires de réseau[59]. On considère que 70 % de la charge des voitures électriques est pilotée. Ce taux atteint 80 % pour l'eau-chaude sanitaire[60]. 1,5 GW de nouvelles STEPs doit également être construit en France d'ici 2030 et 5 GW supplémentaires dans la zone d'équilibrage allemande (dont 1,3 GW situés sur le territoire du Luxembourg et 2,2 GW sur le territoire autrichien). La sollicitation de ces flexibilités est optimisée dynamiquement au pas de temps horaire face au reste du système électrique, suivant des modalités représentatives de contraintes concrètes pour ces usages (remplissage quotidien des ballons d'eau chaude, présence aux stations des véhicules pendant leur recharge, etc).

Un développement ambitieux des énergies renouvelables dans l'ensemble de l'Europe. Les mix de production et de consommations électriques du reste des pays européens sont ceux du scénario « Vision-3 » élaboré par ENTSO-E dans le cadre du plan de développement à 10 ans du réseau (ENTSOE, 2016). Ce scénario correspond à une part d'électricité renouvelable d'environ 50 % pour l'ensemble des pays européens (hors France et Allemagne).

Comme dans les scénarios de référence établis par les gestionnaires de réseau de transport[61], le critère de sécurité d'approvisionnement[62] est vérifié dans l'ensemble des scénarios. Cela signifie que l'équilibre offre-demande est assuré en France et en Allemagne dans tous les scénarios considérés, même dans le cas d'une baisse conjointe des capacités charbon et nucléaire.

57 Les valeurs retenues proviennent des bilans prévisionnels de référence retenus.

58 L'analyse s'inspire d'une approche retenue dans le cadre de l'étude (Agora Energiewende, 2013) et a été réactualisée par Agora Energiewende pour les besoins de cette étude.

59 Les Annexes 1,2 et 3 résument les hypothèses concernant le parc de production résiduel et les sources de flexibilité.

60 L'usage des ballons d'eau chaude électriques est beaucoup moins répandu en Allemagne. Cette hypothèse de flexibilité n'est ainsi pas retenue dans le bilan prévisionnel allemand NEP 2017.

61 Bilans prévisionnels du Réseau de transport d'électricité en France (BP) et de 2017 en Allemagne (NEP) et visions de l'ENTSOE pour les autres pays européens (ENTSOE, 2016).

62 L'adéquation offre-demande pour dix années climatiques types est vérifiée sur la base du critère de défaillance en vigueur en France, soit une espérance de déconnexion inférieure à 3 h par an (*Loss of Load expectation ou LOLE en anglais*). En France, ce critère de défaillance reste toujours inférieur à 3h de LOLE en 2030 dans tous les scénarios. En particulier, dans le cadre d'une trajectoire de sortie du charbon en Allemagne et une baisse des actifs nucléaires à 40 GW en France, le nombre d'heures moyennes de défaillance s'établit dans nos scénarios à 1,7 h pour la France. En Allemagne, la défaillance est nulle (0h) dans tous les scénarios.

Encadré 1. Sécurité d'approvisionnement et optimisation des niveaux d'interconnexion et des parcs de production

Dans cette étude, les parcs de production et les niveaux d'interconnexion entre pays européens sont fixés de façon exogène dans les différents scénarios étudiés à l'horizon 2030. Cela signifie que l'optimisation économique des parcs de production et des interconnexions n'est pas vérifié. En d'autres termes, le modèle ne s'assure pas que les investissements entrepris en capacité de production et dans les interconnexions soient rentables sur la base des rémunérations tirées sur le marché de gros de l'électricité par les producteurs d'énergie et les gestionnaires de réseau. Cette approche est justifiée dans le cadre de cette étude car les trajectoires d'évolution des parcs renouvelable, charbon et nucléaire à l'horizon 2030 sont aujourd'hui largement impulsées par des orientations de politique énergétique : engagements sur le déploiement des ENR, respect des objectifs climatiques pour l'Allemagne, stratégie nationale en discussion sur l'avenir du parc nucléaire en France. Elle constitue néanmoins une limite des résultats de l'analyse.

2.2. Principaux résultats de l'étude en France et en Allemagne

La section suivante présente les principaux résultats de l'étude des différents scénarios en France et en Allemagne et de leurs effets croisés.

La production des énergies renouvelables progresse de façon importante en France et en Allemagne. En 2030, la production d'électricité d'origine renouvelable atteint 220 TWh en France contre 95 TWh en 2016. En Allemagne, elle atteint 310 TWh dans le cas renouvelable moyen (50 %) et 355 TWh dans le cas renouvelable rehaussé (60 %) contre 217 TWh en 2017. Les niveaux d'énergies renouvelables écrêtés restent limités dans l'ensemble des scénarios considérés[63].

La production à charbon, houille et lignite confondus, diminue en Allemagne avec la baisse des capacités de productions de 45 GW en 2016 à 24,3 ou 18,6 GW en 2030 selon les scénarios. La production à charbon est également réduite lorsque le prix du CO_2 est porté à 50 €/t et lorsque la capacité nucléaire maintenue augmente en France.

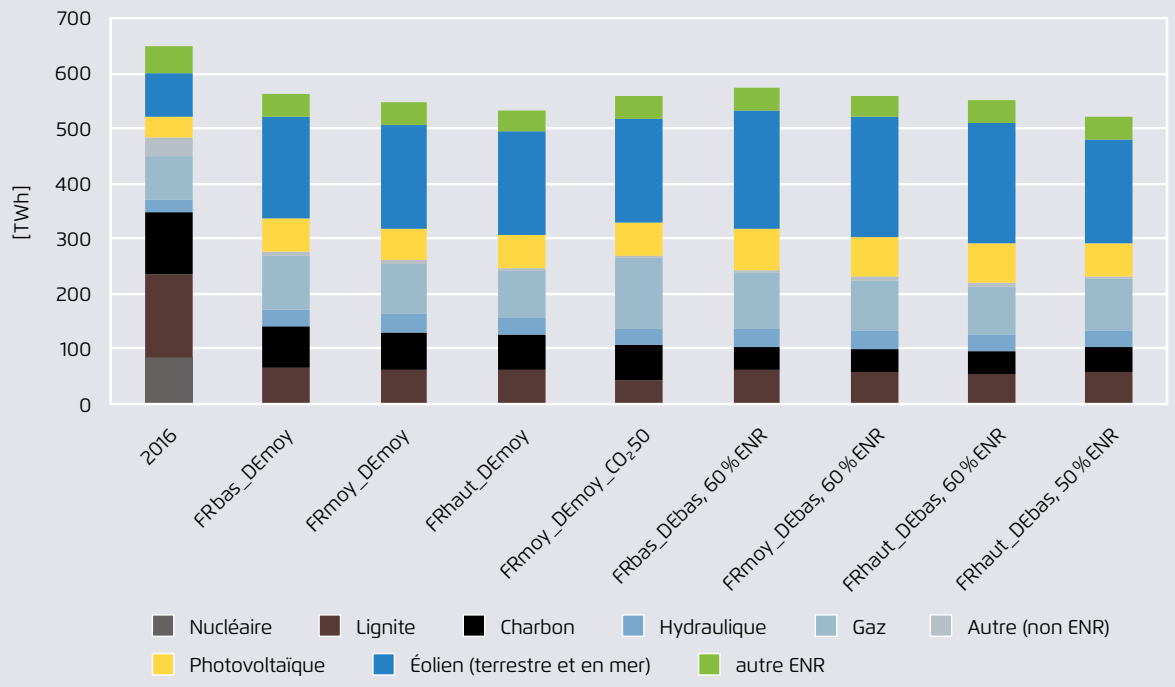
La production nucléaire en France dépend fortement du niveau de capacité de production maintenu. Cette production atteint 280 TWh dans un scénario à 40 GW nucléaire, 340 TWh dans un scénario à 50 GW et 390 TWh dans le scénario 63 GW. Au-delà de 40 GW nucléaire, les capacités nucléaires ont comme principal effet d'augmenter les exportations d'électricité depuis la France.

Les objectifs français sur la part des énergies renouvelables dans le mix de production électrique en 2030[64] ne sont atteints que lorsque le parc nucléaire est réduit à 40 GW. Dans ce cas, la part des ENR atteint 42 % de la production d'électricité en France. La part du nucléaire est alors de 54 %, au-delà de l'objectif de 50 %. Le maintien d'une capacité nucléaire de 50 ou 63 GW éloigne encore la part de l'énergie nucléaire de cet objectif, à 59 % et 63 % respectivement,

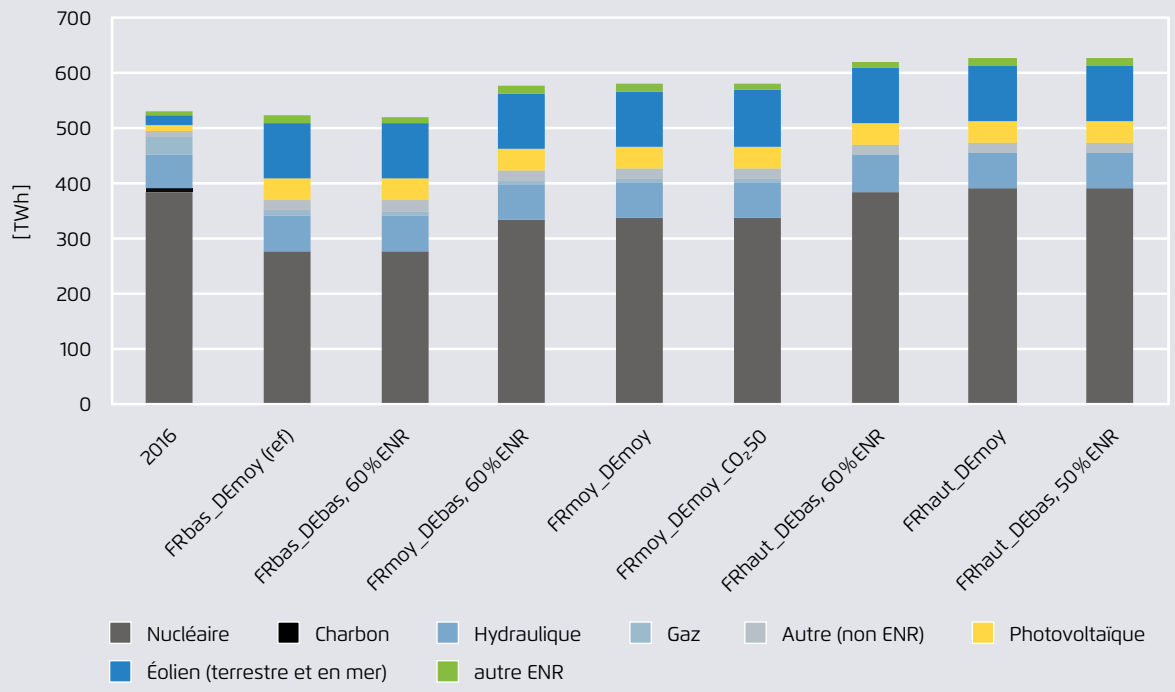
63 En France, le niveau d'écrêtement est inférieur à 0,5 TWh dans tous les scénarios considérés, sous l'hypothèse d'un « nucléaire flexible », et entre 1 et 5 TWh dans le cas « nucléaire contraint » (voir annexe 7). En Allemagne, l'écrêtement maximum est légèrement supérieur à 5 TWh dans le cas 60 % ENR. Il faut ici rappeler que le modèle ne prend pas en compte les congestions internes du réseau électrique ce qui amène à sous-estimer le niveau d'écrêtement.

64 50 % de nucléaire et 40 % d'énergie renouvelable, en pourcentage de la production électrique.

Production électrique en Allemagne en 2016 et dans les différents scénarios 2030 — Figure 10a



Production électrique en France en 2016 dans les différents scénarios 2030 — Figure 10b

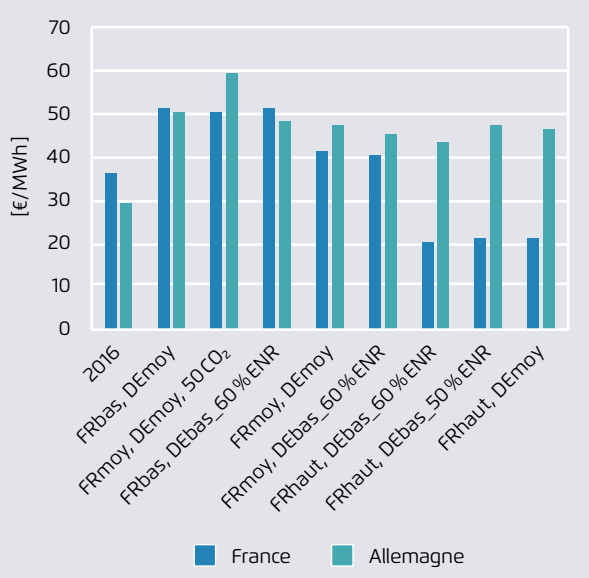


AG Energiebilanz (2017), RTE (2016a) et résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

et ne permet plus d'atteindre l'objectif sur les énergies renouvelables qui ne représentent alors plus que 38 % et 35 % de la production électrique française en 2030.

L'Allemagne atteint ses objectifs renouvelables dans tous les scénarios, mais n'atteint ses objectifs climatiques que lorsque sa capacité de production à charbon est réduite. L'atteinte de l'objectif climatique est facilitée lorsque la sortie du charbon est compensée par une hausse des capacités de production renouvelable pour atteindre une part de 60 % de la consommation électrique en 2030. L'augmentation du prix du CO_2 à 50 euros/t et le maintien d'un parc nucléaire élevé en France contribuent également à abaisser les émissions de CO_2 allemandes.

Prix moyens de l'électricité en France et en Allemagne en 2016 et 2030 dans les différents scénarios étudiés — Figure 11



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Plus le parc nucléaire est élevé en 2030, plus les prix moyens de marché de l'électricité seront bas en France et en Allemagne (voir figure 11). Ils s'établissent en France à 51 €/MWh dans le scénario « nucléaire bas » (40 GW), 42 €/MWh dans le scénario « nucléaire moyen » (50 GW) et à 21 €/MWh dans le scénario « nucléaire haut » (63 GW) contre des prix récents situées autour de 37 €/MWh en moyenne en 2016. Le maintien de capacités nucléaires élevées en France impacte également les prix allemands. En Allemagne, les prix de marché baissent de 2 €/MWh dans le scénario « nucléaire moyen » et de 4 €/MWh dans le scénario « nucléaire haut » par rapport au scénario « nucléaire bas ». L'influence des variations de mix allemands étudiés est beaucoup plus limitée sur les prix électriques français (moins d'1 €/MWh).

La baisse accélérée des capacités charbon augmente les prix de marché, sauf lorsqu'elle s'accompagne d'un renforcement des objectifs renouvelables. Les prix augmentent de 4 % pour atteindre 50,7 €/MWh[65], par rapport au cas de référence, et resteraient inférieurs aux niveaux de prix annuels moyens observés sur la période 2007-2012 (qui s'établissaient entre 50 et 70 €/MWh). Ces prix baisseraient au contraire de -1 à -3 €/MWh en Allemagne et de moins d'1 €/MWh en France si cette sortie accélérée s'accompagne d'un rehaussement de l'objectif renouvelable à 60 % de la consommation intérieure en Allemagne.

L'augmentation du prix du CO_2 de 30 à 50 €/tCO_2 fait significativement remonter le prix de marché de l'électricité en Europe. Ces prix atteindraient environ 50 €/MWh en France (+8,6 €/MWh) et environ 59 €/MWh en Allemagne (+11,5 €/ MWh) pour les scénarios « nucléaire moyen » en France et « charbon moyen ENR 50 % » en Allemagne.

65 Dans le cas nucléaire 63 GW en France.

3. En 2030, un système électrique moins émetteur de CO_2 et plus flexible

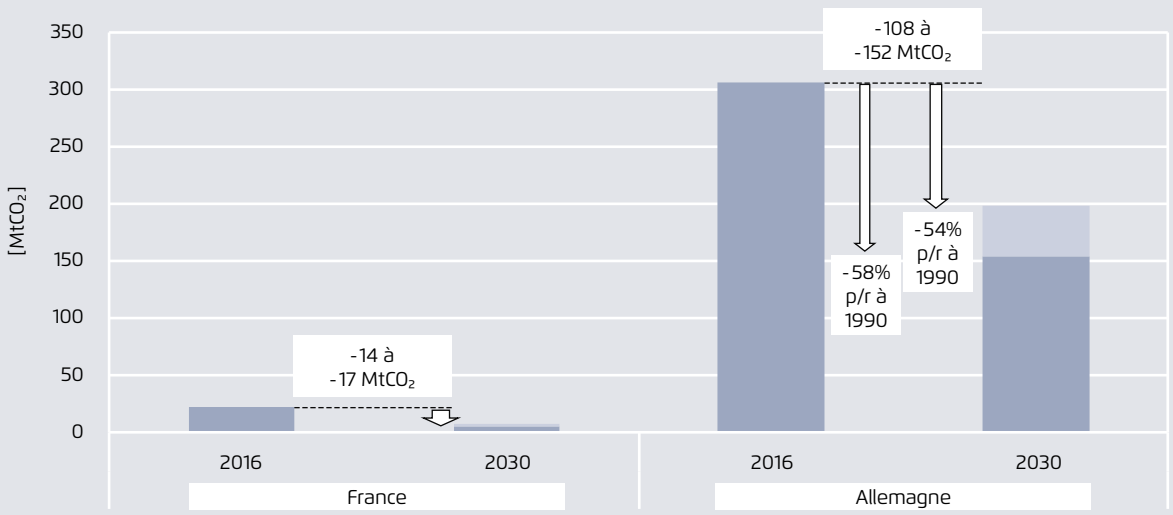
3.1. Des mix électriques moins émetteurs de CO_2 dans tous les scénarios

À l'horizon 2030, les émissions de CO_2 de la production d'électricité baissent en France et en Allemagne, comme indiqué sur la Figure 12.

Dans l'ensemble des scénarios, les émissions de la production électrique française baissent en raison de la fin de la production d'électricité au charbon qui doit intervenir avant 2023 selon la PPE de 2016. La capacité nucléaire maintenue en 2030 n'affecte que de façon limitée le bilan CO_2 de la production électrique française, qui reste inférieur à 15 $MtCO_2$ par an dans tous les scénarios contre 28,3 $MtCO_2$ en 2016.

En Allemagne, l'ensemble des scénarios étudiés montrent une baisse des émissions de CO_2 d'ici 2030 par rapport aux niveaux actuels. L'ampleur de cette baisse varie néanmoins dans les différents scénarios de -100 à -150 $MtCO_2$ en fonction du niveau de charbon maintenu en Allemagne, du prix du CO_2 et de l'évolution des mix de production dans les pays voisins, notamment en France. En effet, l'éviction de capacités nucléaires décarbonées du système électrique européen améliore la compétitivité des centrales électriques, notamment à charbon, dans les autres pays. Ainsi, une baisse des capacités nucléaires, bien qu'elle n'ait qu'un effet très marginal sur les émissions de CO_2 françaises, peut conduire à une hausse des émissions de CO_2 dans les pays voisins de la France, notamment l'Allemagne, et par effet domino dans l'ensemble des pays du système interconnecté. La baisse est plus forte lorsque l'Allemagne accélère sa sortie du charbon et porte sa part d'énergies renouvelables au-delà de 60 % et que la France maintient un

Émissions de CO_2 de la production électrique en France et en Allemagne (2016 et 2030) — Figure 12



Analyse des auteurs sur la base des résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

niveau de nucléaire élevé. A contrario, la baisse des émissions allemandes est plus modeste lorsque l'Allemagne déclasse ses centrales à charbon uniquement en fin de vie technique (après 45 ans) sans rehausser son objectif d'énergies renouvelables (50 %) et que la France diminue à 40 GW sa capacité nucléaire.

3.1.1. Une sortie accélérée du charbon est indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques allemands

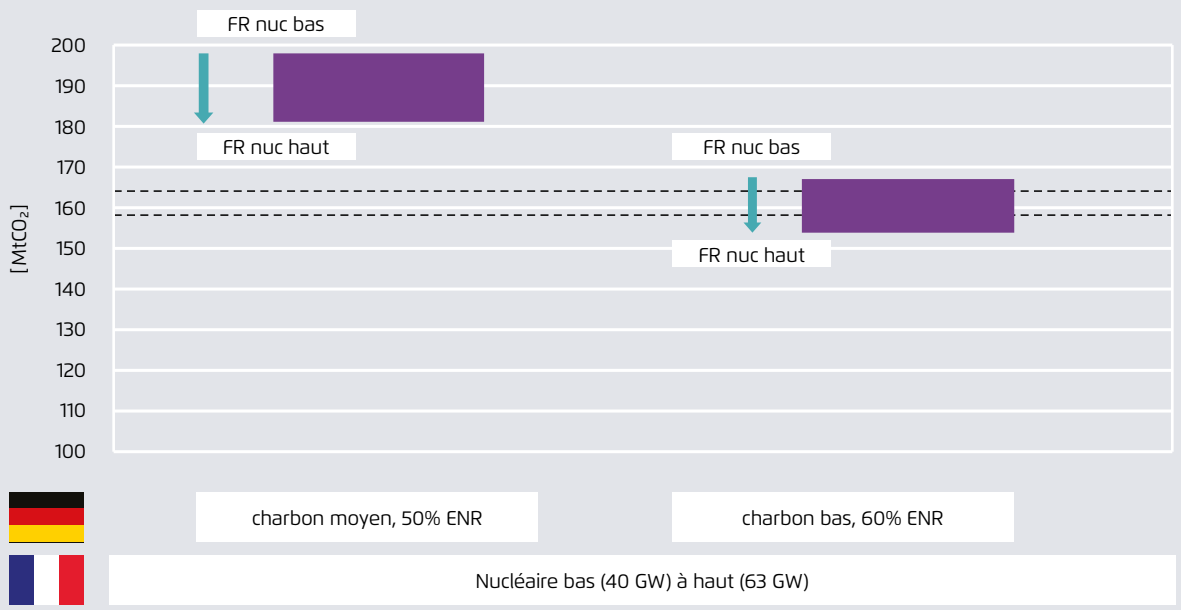
La Figure 13 montre les émissions de CO_2 du système électrique allemand en 2030 en fonction des différents scénarios étudiés en Allemagne et en France[66]. Y sont indiquées des plages de valeur (en mauve) qui sont la conséquence des choix français. Les deux lignes pointillées indiquent la cible d'émissions du système électrique allemand en 2030 (de 159 à 165 $MtCO_2$). Trois enseignements peuvent être tirés de cette figure :

1/ Sans sortie accélérée du charbon (plage de valeur à gauche), l'Allemagne ne parvient pas à atteindre ses objectifs climatiques, et ceci quelles que soient les décisions prises en France sur l'avenir du parc nucléaire. Dans cette plage, la valeur basse (180 $MtCO_2$) correspond à un scénario sans restructuration du parc nucléaire français (63 GW). La valeur haute (199 $MtCO_2$) correspond au cas nucléaire bas en France (40 GW).

2/ Dans le cas d'une sortie accélérée du charbon et d'un rehaussement des objectifs renouvelables nationaux à environ 60 % de la consommation nationale (plages de valeur à droite), les émissions du secteur électrique allemand respectent l'objectif climatique (155 $MtCO_2$), sauf dans le cas d'une baisse de la capacité nucléaire en France à 40 GW ; les émissions allemandes (169 $MtCO_2$) y sont légèrement au-dessus de la valeur maximale (4 $MtCO_2$ au-dessus de la borne supérieure).

66 Le calcul des émissions tient compte également des centrales électriques de sites industriels (autoconsommation), incluses dans le périmètre cible des objectifs nationaux.

Émissions de CO_2 de la production d'électricité en Allemagne dans les différents scénarios — Figure 13



Analyse des auteurs sur la base des résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

3/ Le maintien de capacités nucléaires élevées en France contribue à réduire les émissions allemandes : de l'ordre de 15 à 20 $MtCO_2$ sont épargnées en Allemagne entre les cas nucléaires haut et bas (en fonction des scénarios allemands).

Une baisse du charbon peut être compensée par une hausse des objectifs renouvelables à 60 % ou un recours accru aux importations

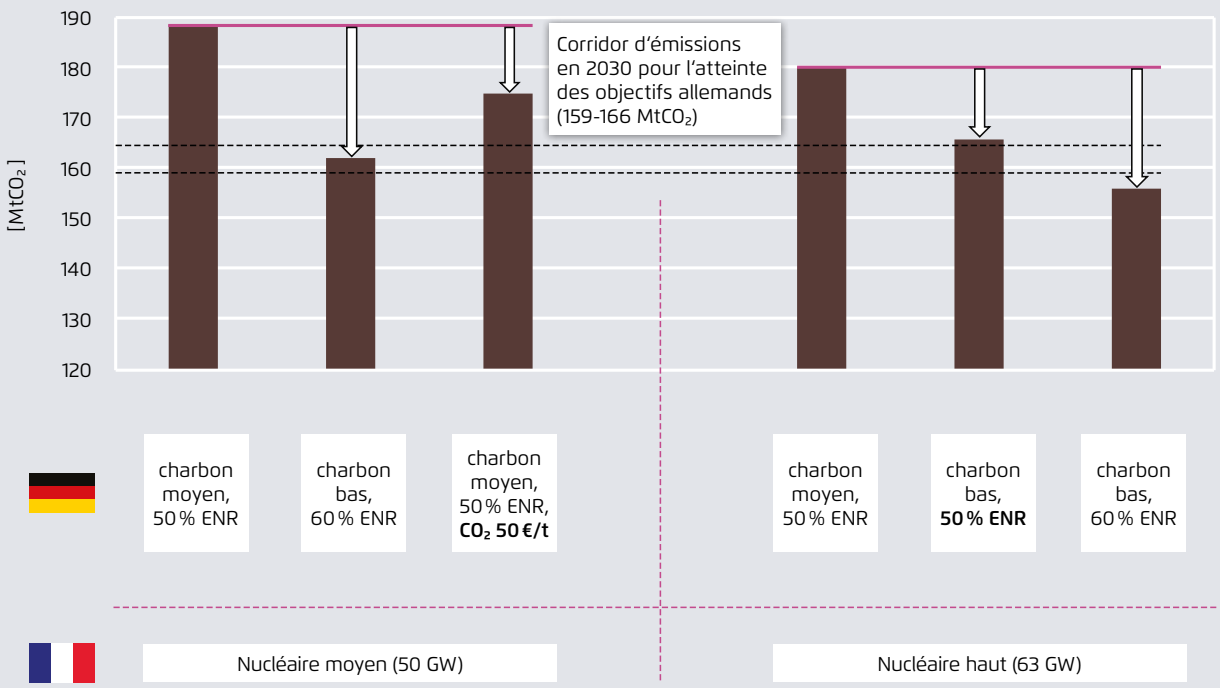
La Figure 13 conclut l'analyse des émissions de CO_2 du système électrique allemand en comparant des alternatives qui permettent à l'Allemagne d'atteindre (ou de se rapprocher) de ses objectifs climatiques par des voies significativement différentes.

Le premier cas (à gauche) présente des scénarios à capacité nucléaire fixée à 50 GW. À partir d'une situation de charbon moyen et 50 % d'ENR, l'Allemagne peut décarboner son mix en rehaussant ses objectifs ENR et en accélérant sa sortie du charbon via un relèvement du prix du CO_2. Le premier scénario a été présenté dans le paragraphe précédent. Il permet au pays d'atteindre ses objectifs climatiques. Dans le second scénario, le niveau de capacité charbon installée reste le même, mais l'utilisation de ces capacités est réduite. Les émissions de CO_2 du pays baissent (174 $MtCO_2$), sans toutefois attendre l'objectif national.

Le second cas considère des scénarios à capacité nucléaire fixée à 63 GW. Le premier scénario considère une sortie du charbon compensée par une augmenta-

Emissions de CO_2 de l'Allemagne en 2030 dans différents scénarios en fonction des évolutions des mix électriques en France et en Allemagne

Figure 14



Analyse des auteurs sur la base des résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

tion de l'objectif ENR (de 50 % à 60 %). Comme expliqué ci-dessus, ce scénario permet au pays d'atteindre son objectif national (avec 155 $MtCO_2$ émises en 2030). Le second scénario considère une sortie du charbon sans renforcement des objectifs ENR. Ce scénario qui conduit à un niveau d'émissions de 165 $MtCO_2$ permet également à l'Allemagne de se rapprocher de ses objectifs climatiques, mais renforce sa position importatrice nette (-41 TWh). L'acceptabilité politique d'un tel scénario pose question en Allemagne, puisqu'il conduirait le pays à dépendre davantage des importations pour l'atteinte de ses objectifs climatiques (voir section 5.1.)[67]. Pour une partie de l'opinion publique et de la classe politique allemande, il est en effet difficilement concevable d'engager un abandon progressif du recours au nucléaire et au charbon sur le plan national, tout en recourant davantage aux importations en provenance de pays qui continuent d'exploiter ces énergies (en particulier de France, de République tchèque et de Pologne). Cette perception est renforcée par le fait que le solde des échanges du pays est positif depuis quinze ans et qu'il s'est accentué très significativement depuis 2011. Préserver une balance des échanges excédentaire ou équilibrée est donc un marqueur important du débat, voire un objectif politique assumé, qui permet de justifier la capacité du pays à assurer son approvisionnement électrique dans un contexte de transition énergétique, sans recourir au « secours » de ses voisins.

67 A noter que ce scénario conduit à des résultats légèrement différents de ceux de l'étude (Agora Energiewende, 2016), qui prévoyait qu'un scénario de sortie du charbon à l'horizon 2030, sans rehaussement des objectifs ENR (-50 %), conduirait à l'atteinte de l'objectif climatique du secteur électrique et à un solde des échanges électrique équilibré. Deux facteurs majeurs expliquent les différences entre les résultats de ces deux scénarios : Tout d'abord, le scénario (Agora Energiewende, 2016) considère une consommation électrique inférieure (520 TWh) à celle retenue dans le cadre de cette étude (547 TWh). C'est-à-dire qu'il considérait des nouveaux usages d'électricité moindres et/ou des gains d'efficacité énergétiques plus importants. Par ailleurs, le scénario (Agora Energiewende, 2016) réduisait la capacité nucléaire française à 55,7 à l'horizon 2030 (contre une capacité maintenue à 63 GW dans ce scénario). Ces deux facteurs structurant expliquent en grande partie les différences de résultats.

Le rehaussement de l'objectif d'énergies renouvelables allemand à 65 % de la consommation en 2030 concourt à l'atteinte de cet objectif politique, assurant à l'Allemagne une balance commerciale davantage équilibrée.

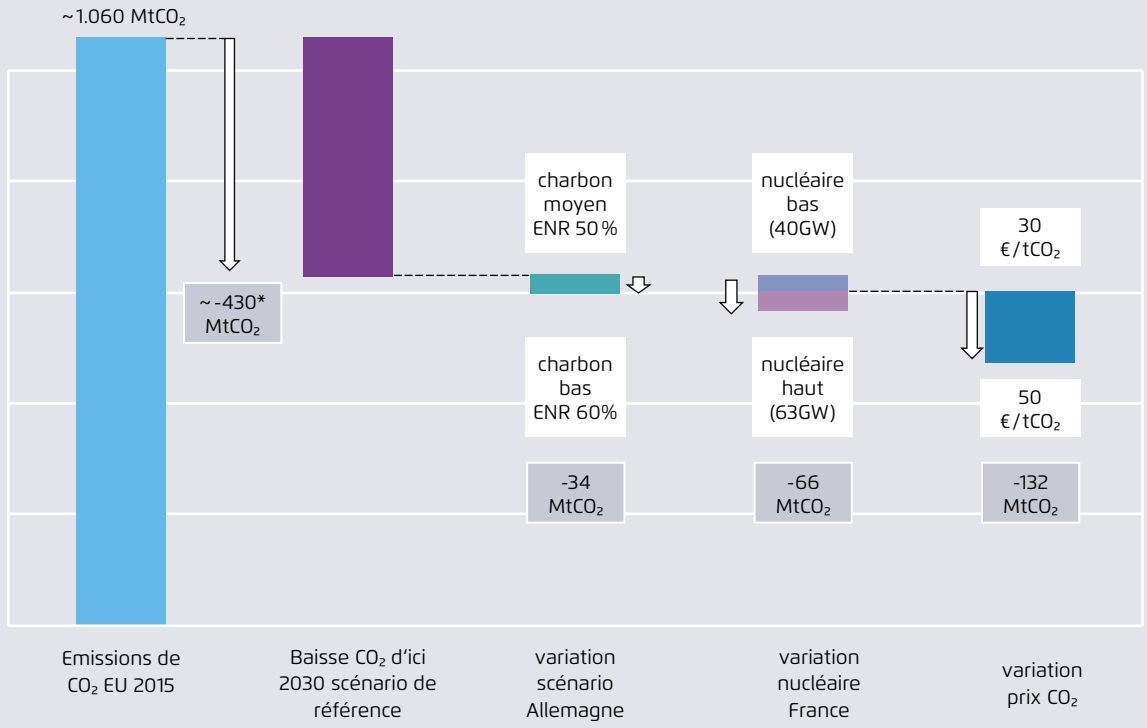
3.1.2. Les choix de la France et de l'Allemagne influenceront également les niveaux européens d'émissions de CO_2 d'ici 2030

Les choix qui seront faits sur les actifs de production conventionnelle en France et en Allemagne, ainsi que le niveau de prix du CO_2 pour la production électrique, auront un impact déterminant sur le bilan des émissions de l'ensemble du système électrique européen (voir Figure 15) et *in fine* sur la capacité de l'Union européenne à atteindre ses objectifs climatiques.

Dans le scénario de référence pour le reste de l'Europe[68] utilisé dans le cadre de cette étude et en considérant les scénarios « charbon moyen » en Allemagne et « nucléaire bas » en France, les émissions de CO_2 européennes se réduiraient de 430 $MtCO_2$ d'ici 2030. Le maintien en France d'une capacité de production nucléaire au-delà de 40 GW permettrait de réduire les émissions de CO_2 de la production électrique européenne de 36 $MtCO_2$ supplémentaires si le parc nucléaire est maintenu à 50 GW et de 66 $MtCO_2$ si la capacité de production nucléaire est maintenue au niveau actuel de 63 GW. Ces réductions d'émissions interviendraient très largement en dehors de France par les échanges d'électricité sur la plaque européenne, la production française faiblement émettrice de CO_2 se substituant à des productions électriques plus intensives en CO_2 dans le reste de l'Union. Les réductions d'émissions les plus importantes auraient alors lieu dans les pays européens aux mix de production les plus émetteurs de CO_2. Par rapport au cas de référence, l'Allemagne verrait ses émissions réduites de 18 $MtCO_2$ supplémentaires en 2030 dans le scénario haut nucléaire, l'Italie de 8 $MtCO_2$, la Pologne de 8 $MtCO_2$ et la République tchèque de 5 $MtCO_2$.

68 Le scénario « Vision-3 » élaboré par ENTSO-E dans le cadre du plan de développement à 10 ans du réseau (TYNDP).

Baisse des émissions de CO_2 en Europe entre 2015 et 2030 dans différents scénarios étudiés — Figure 15



* La baisse à l'horizon 2030 est une estimation, qui approxime notamment le niveau d'émissions de la production électrique par cogénération dans les différents pays européens.

ECF (2017), Eurostat, TYNDP (2016), Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Une sortie accélérée du charbon en Allemagne, accompagnée d'une augmentation de l'objectif renouvelable à 60 %, permettrait d'économiser 34 $MtCO_2$ supplémentaires en 2030 à l'échelle de l'Union, l'essentiel de la baisse se concentrerait en Allemagne (28 $MtCO_2$). Sans augmentation parallèle de l'objectif renouvelable, le recours aux importations s'accroîtrait en Allemagne (voir 5.1.) et l'effet global sur la réduction des émissions de CO_2 en Europe seraient moindre, en raison de la substitution de la production à charbon par d'autres productions émettrices de CO_2 en Allemagne et dans les pays voisins[69].

Enfin, l'augmentation du prix du CO_2 de 30 à 50 €/t aurait l'effet le plus important sur les émissions de CO_2 de l'UE en donnant un avantage économique aux moyens de productions les moins émetteurs partout en Europe. Une hausse du prix à 50 €/t modifierait l'ordre de préséance économique des centrales électriques au détriment des centrales à charbon, notamment les plus anciennes, et au bénéfice des centrales à gaz. Près de 132 $MtCO_2$ supplémentaires pourraient ainsi être économisées à l'échelle de l'UE par rapport à un prix du CO_2 de 50 €/t, ce qui représenterait une réduction supplémentaire de 20 % par rapport au maintien d'un prix du CO_2 à 30 €/t[70].

69 L'impact d'un recours accru aux importations a été estimé avec le scénario haut nucléaire (63 GW) du côté français. La baisse d'émissions associées à la baisse du charbon compensé par la hausse de l'objectif renouvelable à 60 % est alors de -31 $MtCO_2$ et de seulement -6 $MtCO_2$ en cas de recours accru de l'Allemagne aux importations d'électricité.

70 Sur la base du mix électrique actuel de 13 pays européens, l'Ademe et RTE avaient estimé à 15 % ou 150 $MtCO_2$ évitées les réductions d'émissions associées à un passage de 30 à 50 €/t du prix du CO_2 sur l'ensemble de l'Union (Ademe, RTE, 2016).

3.2. En 2030, les sources de flexibilité facilitent l'intégration des productions éolienne et photovoltaïque dans les systèmes français et allemand

Les systèmes électriques étudiés à l'horizon 2030 disposent de moyens de flexibilité renforcés par rapport à la situation actuelle, notamment par le développement du stockage (STEP ou batteries), du pilotage de la demande (charge des véhicules électriques et de l'eau chaude sanitaire) et sous la forme de capacités d'effacements. Ces moyens de flexibilité permettent d'intégrer plus facilement des taux importants d'énergies renouvelables et de maintenir des niveaux d'écrêtement de la production renouvelable à des niveaux très bas, inférieurs à 5 TWh dans l'ensemble des scénarios considérés en France comme en Allemagne[71] (voir Section 3.2.1.). En France, cette flexibilité permet de faciliter le couplage entre l'intégration des énergies renouvelables et le maintien d'un niveau de production nucléaire en base plus important (notamment lorsque la demande baisse ou lors des semaines caractérisées par de très fortes productions renouvelables ; voir Figures 17 et 24). Malgré le développement de ces nouvelles ressources flexibles, la flexibilité du système en 2030 sera délivrée en grande partie par les moyens de production conventionnelle. En Allemagne, cela concernera essentiellement les centrales à gaz et le parc charbon résiduel (3.2.2.), alors qu'en France le parc nucléaire devra évoluer vers un régime de production davantage flexible, notamment s'il n'est pas redimensionné en puissance (3.2.3.).

3.2.1. Le pilotage de la demande et le stockage facilitent l'intégration de la production renouvelable dans les deux pays en 2030

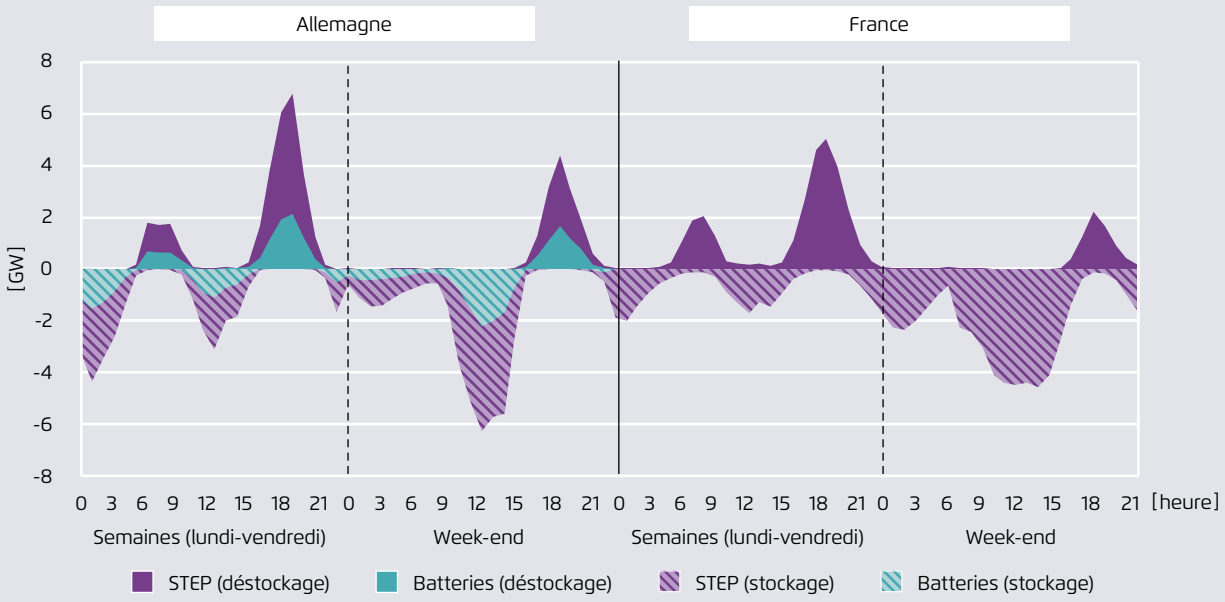
En Allemagne comme en France, le stockage hydraulique et le développement de nouveaux moyens de stockage (batteries et STEP)[72] facilitent sensiblement l'intégration des ENR à l'horizon 2030. Comme indiqué dans la Figure 16, le stockage a lieu en général la nuit lors des périodes venteuses et de basse consommation et au milieu de la journée entre 10h et 15h lors des pics de production photovoltaïque. L'énergie est ensuite déstockée en soirée entre 17h et 22h et aux premières heures du matin en semaine. Les profils hebdomadaires moyens du stockage (batteries et STEP) présentent des similitudes en France et en Allemagne. Une différence notable existe néanmoins : les STEP longues françaises (30h de stockage) permettent de faire des arbitrages semaine/week-end, ce qui n'est pas le cas pour l'Allemagne (6h de stockage).

Le pilotage de l'eau chaude sanitaire (ECS) et des véhicules électriques (VE) joue également un rôle important dans le système électrique en 2030. Cette situation est illustrée par la Figure 17 pour la France pour trois journées de mi-décembre. Les ballons d'ECS et les VE sont rechargés la nuit lorsque la demande est basse. Les niveaux de recharge sont d'autant plus importants que la production éolienne est élevée et que la demande est basse. Par ailleurs, les VE sont également rechargés en milieu de journée, absorbant en partie le pic de production photovoltaïque. Ce pilotage intelligent, combiné aux autres solutions de flexibilité et aux exportations, permet au nucléaire de maintenir sa production à pleine puissance, ici dans le cas nucléaire haut de 63 GW, malgré des niveaux de demande non pilotables parfois inférieurs.

71 En France, le niveau d'écrêtement est inférieur à 0,5 TWh dans tous les scénarios considérés, sous l'hypothèse d'un « nucléaire flexible », et entre 1 et 5 TWh dans le cas « nucléaire contraint ». En Allemagne, l'écrêtement est légèrement supérieur à 5 TWh dans le cas 60 % ENR. Il faut ici rappeler que le modèle ne prend pas en compte les congestions internes du réseau électrique ce qui amène à sous-estimer le niveau d'écrêtement.

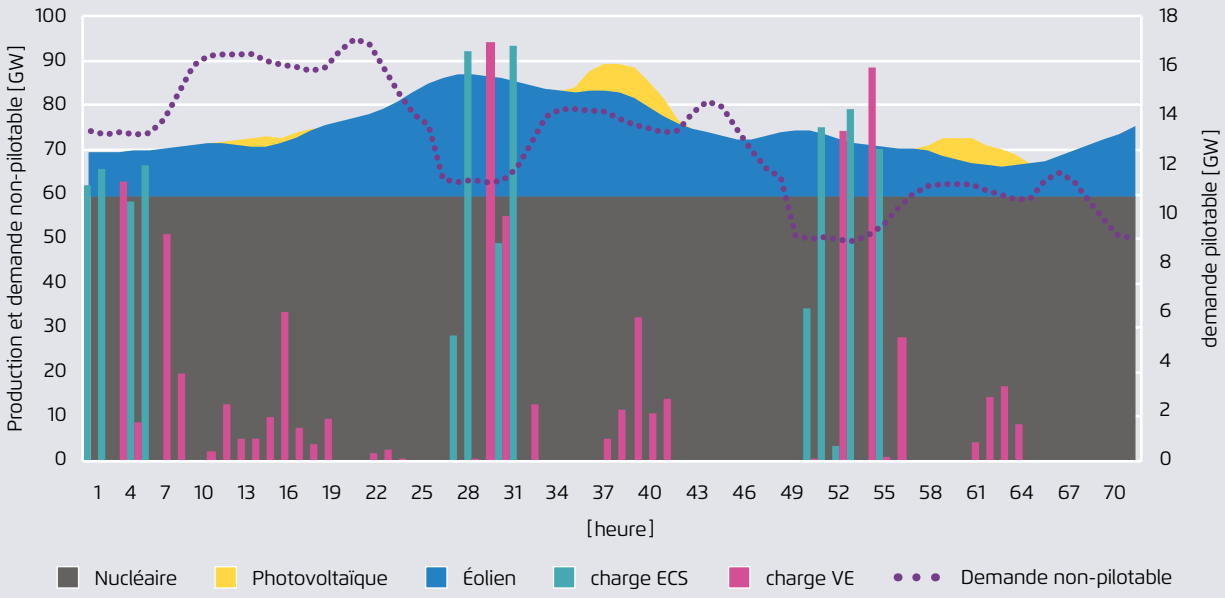
72 Nos hypothèses prennent en compte un renforcement des STEPs de 1,5 GW en France et 5,4 GW supplémentaires en Allemagne, dont 3,5 GW situés en Autriche et au Luxembourg, mais associés à la zone de réglage allemande. Par ailleurs, nous considérons l'installation de 4,5 GW de batteries uniquement en Allemagne, le bilan prévisionnel français ne prévoyant pas de batteries à cet horizon de temps.

Profil hebdomadaire moyen du stockage et déstockage en Allemagne en 2030 (scénario 50 % RES et charbon moyen) et en France (scénario nucléaire bas) Figure 16



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

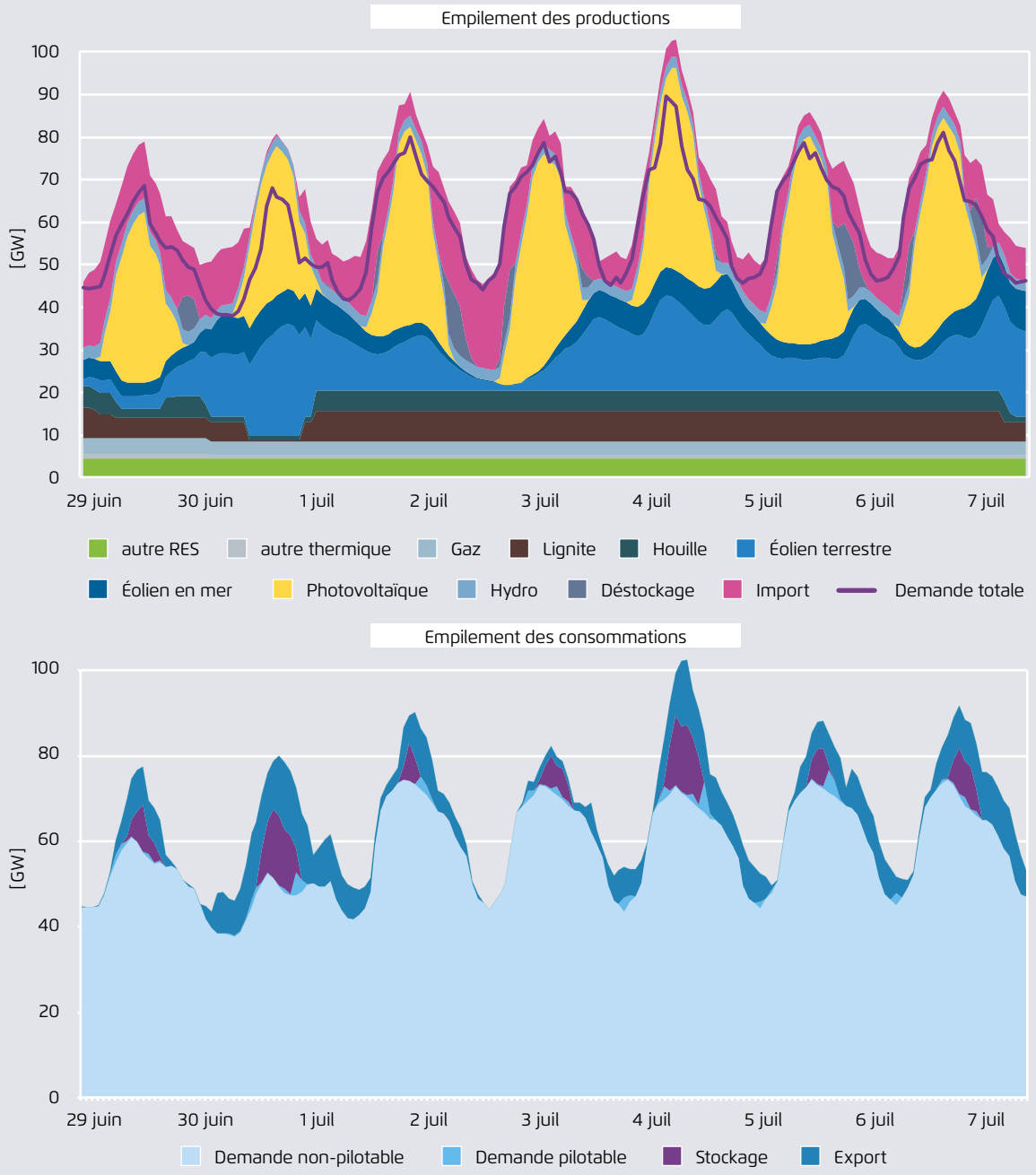
Trois journée de mi-décembre 2030 (vendredi au dimanche) en France (cas 63 GW nucléaire) Figure 17



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid. La figure indique la production nucléaire, éolienne, PV, consommation non pilotable (axe de gauche) et la demande pilotable (axe de droite).

Production et consommation électrique en Allemagne durant une semaine de juillet 2030 (scénario charbon bas, ENR haut*)

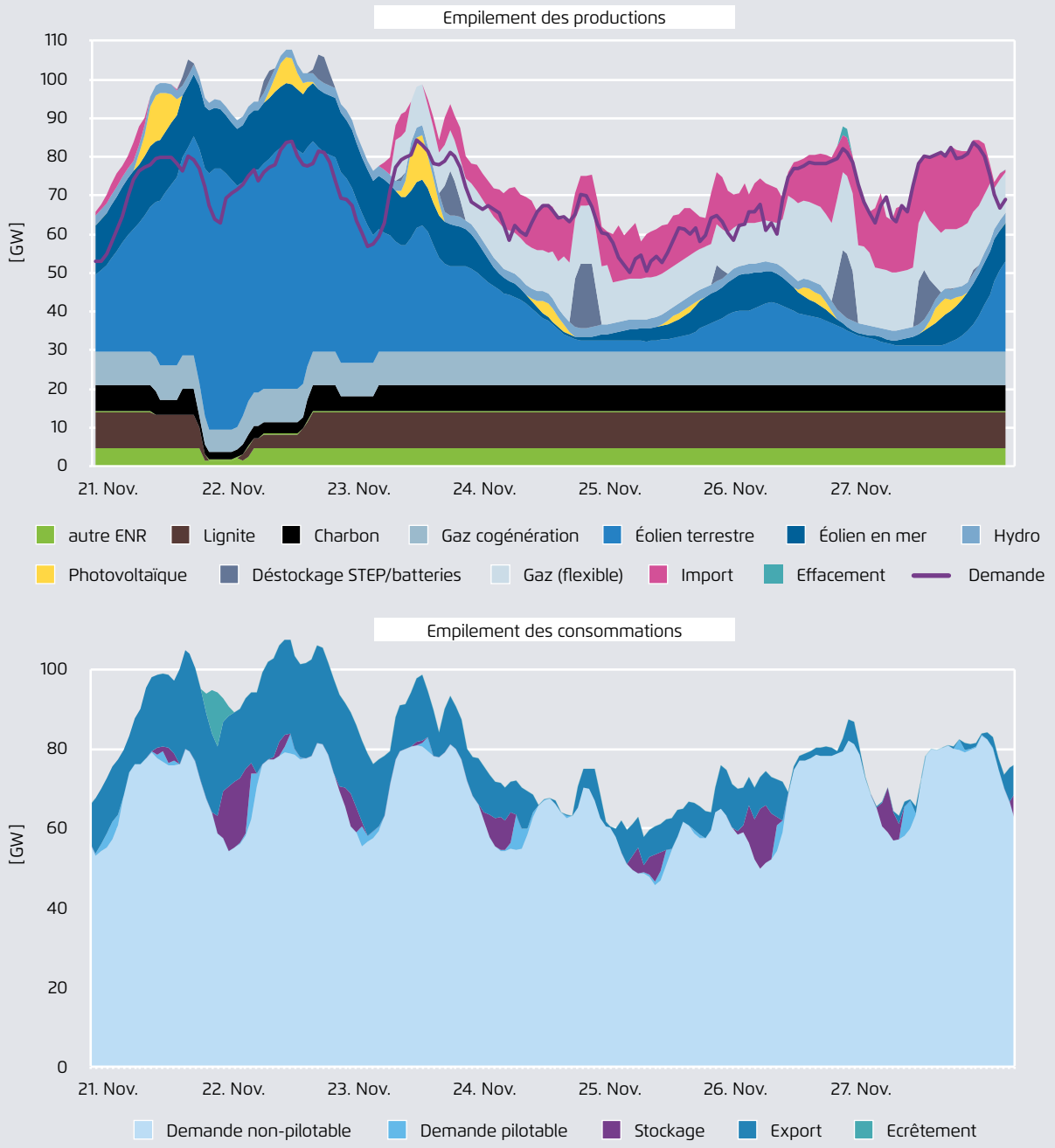
Figure 18



*scénario en France « nucléaire moyen » (50 GW).
Cette semaine de juillet 2030 en Allemagne est caractérisée par un très fort ensoleillement, si bien que les renouvelables variables (éolien et solaire photovoltaïque) couvrent 55 % de la consommation hebdomadaire. Pendant cette période, le mix de production thermique baisse à des niveaux minimums, reflétant certaines contraintes techniques du système (niveau de « must-run » qui couvre notamment la cogénération et les services systèmes). Durant cette période, l'Allemagne a tendance à exporter au milieu de la journée, alors qu'elle a tendance à importer durant la nuit, si le vent est faible. La dynamique des échanges transfrontaliers est néanmoins plus complexe. Par exemple, le 2 juillet, lors du pic de production solaire, l'Allemagne importe et exporte simultanément (environ 10 GW dans les deux sens) en fonction des frontières. Une partie des importations est tirée par le pompage hydraulique des installations associées à la zone Allemagne. Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Production et consommation électrique en Allemagne durant une semaine de novembre 2030 (scénario « charbon bas, ENR 60 % »*)

Figure 19



* scénario en France « nucléaire bas » (40 GW).
Cette figure montre 6 jours de fin novembre en Allemagne, caractérisés par des vents très forts qui s'estompent à l'arrivée du week-end. Cette baisse de production renouvelable est compensée par l'activation de centrales à gaz, le déstockage hydraulique et le recours aux échanges d'électricité avec les voisins. Durant cette semaine, l'Allemagne est importateur net. Le pays dispose de suffisamment de capacités pour couvrir sa pointe de consommation, mais le recours aux importations lui permet de le faire à moindre coût. Par ailleurs, il se trouve régulièrement en situation d'exporter et d'importer simultanément (en fonction des frontières) au gré des arbitrages économiques les plus favorables sur le marché.

Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

3.2.2. Le système électrique allemand s'adapte aux variations de la production renouvelable ; l'opération des moyens de production thermique est profondément modifiée

En 2030, l'équilibre du système électrique allemand avec 60 % d'énergies renouvelables présente des situations très contrastées. Pendant neufs semaines[73], la production renouvelable couvre au moins 80 % de la demande ; plus de 100 % pendant 930 heures. En revanche, pendant trois semaines par an, la production renouvelable couvre moins de 30 % de la demande nationale. Pendant ces périodes, la consommation résiduelle est couverte par les centrales thermiques, les échanges transfrontaliers et le déstockage (hydraulique et batteries). Ces cas extrêmes sont illustrés dans les Figures 18 et 19.

La croissance significative des énergies renouvelables en Allemagne transforme ainsi profondément l'opération du mix thermique (centrales électriques à gaz, charbon, lignite, biomasse et déchets), qui fonctionne

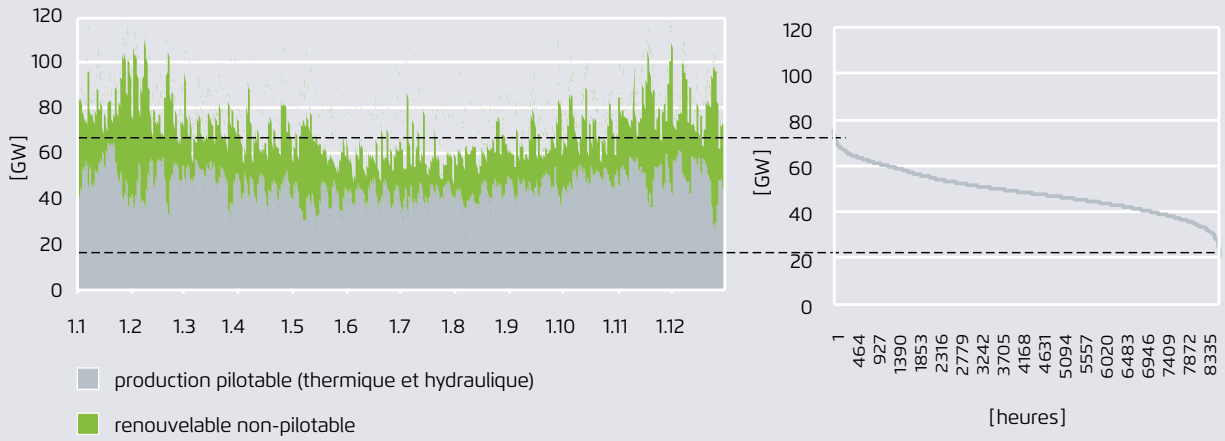
73 Moyenne sur les dix années climatiques. Scénario 60 % ENR en Allemagne et nucléaire bas en France.

Encadré 2. Concept de monotones de production ou de consommation résiduelle

Dans cette étude, les parcs de production et les niveaux d'interconnexion entre pays européens sont fixés de façon exogène dans les différents scénarios étudiés à l'horizon 2030. Cela signifie que l'optimisation économique des parcs de production et des interconnexions n'est pas vérifié. En d'autres termes, le modèle ne s'assure pas que les investissements entrepris en capacité de production et dans les interconnexions soient rentables sur la base des rémunérations tirées sur le marché de gros de l'électricité par les producteurs d'énergie et les gestionnaires de réseau. Cette approche est justifiée dans le cadre de cette étude car les trajectoires d'évolution des parcs renouvelable, charbon et nucléaire à l'horizon 2030 sont aujourd'hui largement impulsées par des orientations de politique énergétique : engagements sur le déploiement des ENR, respect des objectifs climatiques pour l'Allemagne, stratégie nationale en discussion sur l'avenir du parc nucléaire en France. Elle constitue néanmoins une limite des résultats de l'analyse.

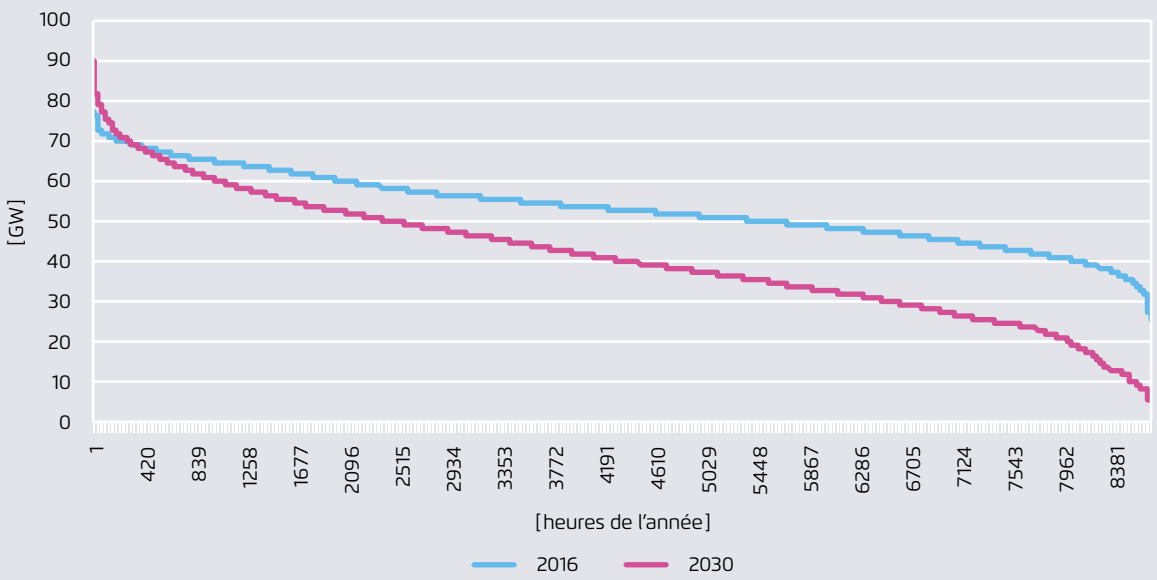
Production électrique annuelle en Allemagne en 2016 (gauche) et monotone de production résiduelle correspondante (droite)

Figure 20



Calcul des auteurs.

Monotones de production résiduelle en Allemagne (2016 et 2030, scénario 60 % ENR) Figure 21



Note : les données 2016 sont les données réelles (source Agorameter: https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/), les données 2030 les résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid (pour une seule année climatique).

alors davantage en semi-base et semi-pointe[74]. Cette situation est illustrée par la Figure 20 qui compare les monotones de productions résiduelles (voir encadré) du parc allemand pour les années 2016 et 2030. Face à la montée des énergies renouvelables, on remarque que seuls 27 GW de capacités thermiques sont utilisés plus de 7 000 heures par an (en base) en 2030 (contre 45 GW aujourd'hui). En revanche, 26 GW sont utilisés entre 1 750 et 7 000 heures par an (semi-base/semi-pointe) en 2030, contre seulement 16 GW en 2016.

L'opération de court terme du mix thermique est également sensiblement modifiée dans un mix à 60 % renouvelable. Comme indiqué dans la Figure 22, les gradients de production horaire[75] deviennent beaucoup plus importants en 2030 qu'aujourd'hui, atteignant jusqu'à 12 GW (contre un maximum de 5 GW en 2013), et ceci également lorsque la puissance appelée est basse. Ce mode d'opération flexible, que l'on observe aujourd'hui régulièrement au niveau de quelques centrales, serait généralisé à l'ensemble du parc.

3.2.3. En 2030, un parc nucléaire maintenu à des niveaux élevés devra opérer plus fréquemment en suivi de charge, contribuant à la flexibilité du système électrique

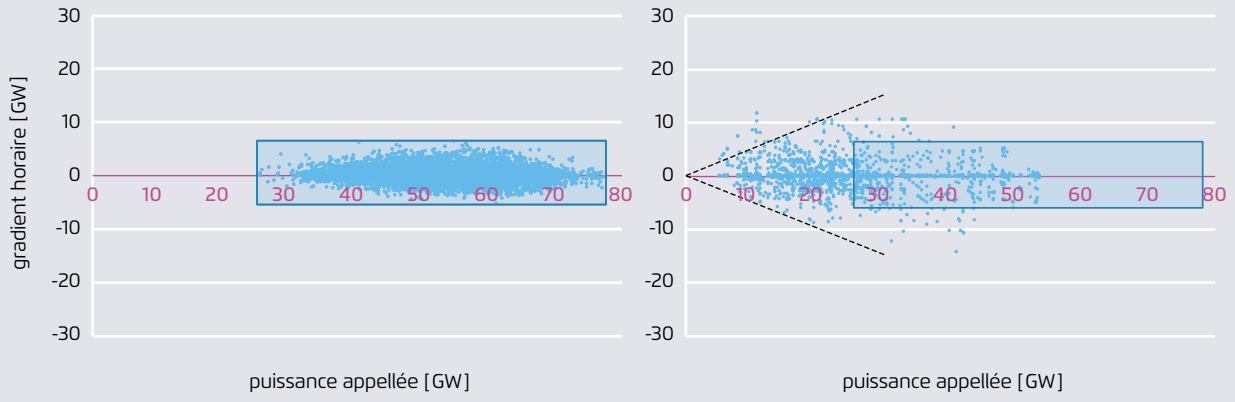
En France, dans un système avec environ 40 % d'électricité renouvelable, les profils de production du nucléaire français sont également modifiés par rapport à la situation actuelle. La Figure 23 indique les monotones de production dans le cas nucléaire élevé (63 GW) et nucléaire bas (40 GW) pour les dix années climatiques modélisées. Ces résultats sont comparés à la situation en 2013. Alors qu'en 2013, 41 GW nucléaires sont exploités au moins 7 000 heures dans l'année, cette valeur baisse à 34 GW en moyenne en 2030 dans le scénario nucléaire haut (63 GW), soit la

74 Les centrales en semi-base ou semi-pointe produisent de l'électricité entre 1 750 et 7 000 heures par ans, contrairement aux centrales « en base » qui produisent au-moins 7 000 heures par an.

75 C'est-à-dire les changements de production horaire à la hausse ou à la baisse, en fonction de la puissance appelée.

Gradients de production thermique en Allemagne en 2013 (gauche) et en 2030 (scénario 60% ENR, droite)

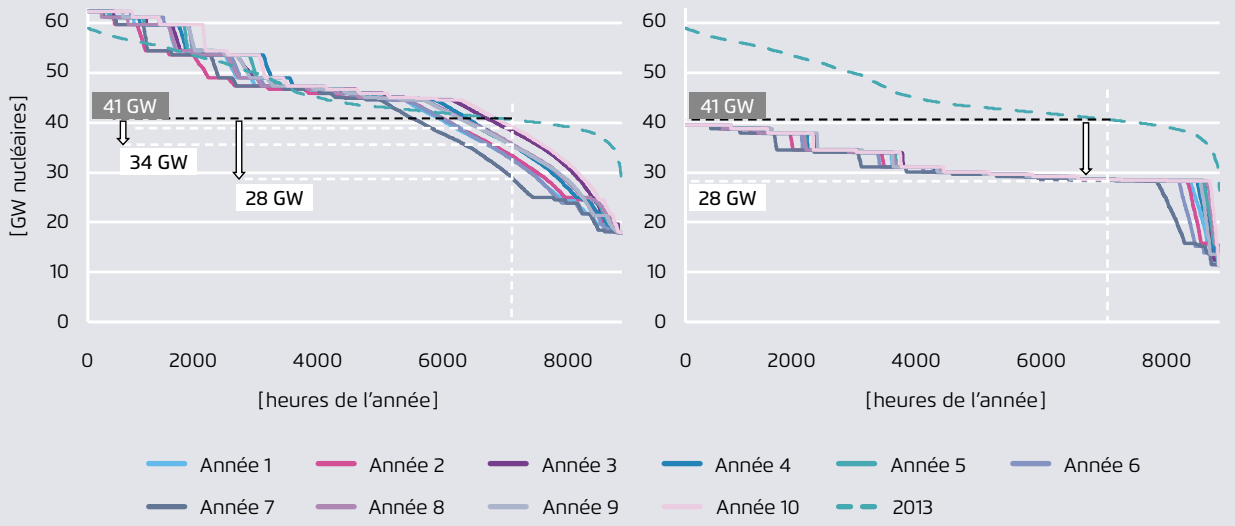
Figure 22



Note : ces figures indiquent les gradients de production horaire en Allemagne en fonction de la puissance appelée pour les 8 760 heures de l'année. Dans la partie gauche de la figure (qui présente les résultats réels de l'année 2013), ces gradients horaires sont toujours inférieurs à 5 GW. Par ailleurs, la production thermique est toujours supérieure à 25 GW (ce niveau que l'on appelle parfois le « must-run » indique qu'au moins 25 GW thermiques, pour l'essentiel des installations en cogénération ou à biomasse, produisent tout au long de l'année). Dans la partie droite de la figure (qui présente les résultats du modèle pour l'année 2030), les gradients horaires sont plus dispersés et peuvent atteindre jusqu'à 12 GW. En particulier, les points situés au-dessus de la ligne pointillée indiquent que pendant certaines heures, le parc thermique doit augmenter (ou baisser) son niveau de production de plus de 50 % en une heure. Par ailleurs, le niveau de « must-run » est réduit en 2030 à environ 5 GW en été. Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Monotones de production du nucléaire en 2030 dans le scénario « nucléaire haut » (gauche) et dans le cas « nucléaire bas » (droite)

Figure 23



La monotone en pointillés représente les données réelles de l'année 2013. Les monotones en traits pleins représente les sorties du modèle. Les « paliers » observés sur ces monotones proviennent de la manière dont est modélisée la disponibilité des réacteurs nucléaires (coefficient de disponibilité variant chaque mois). Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

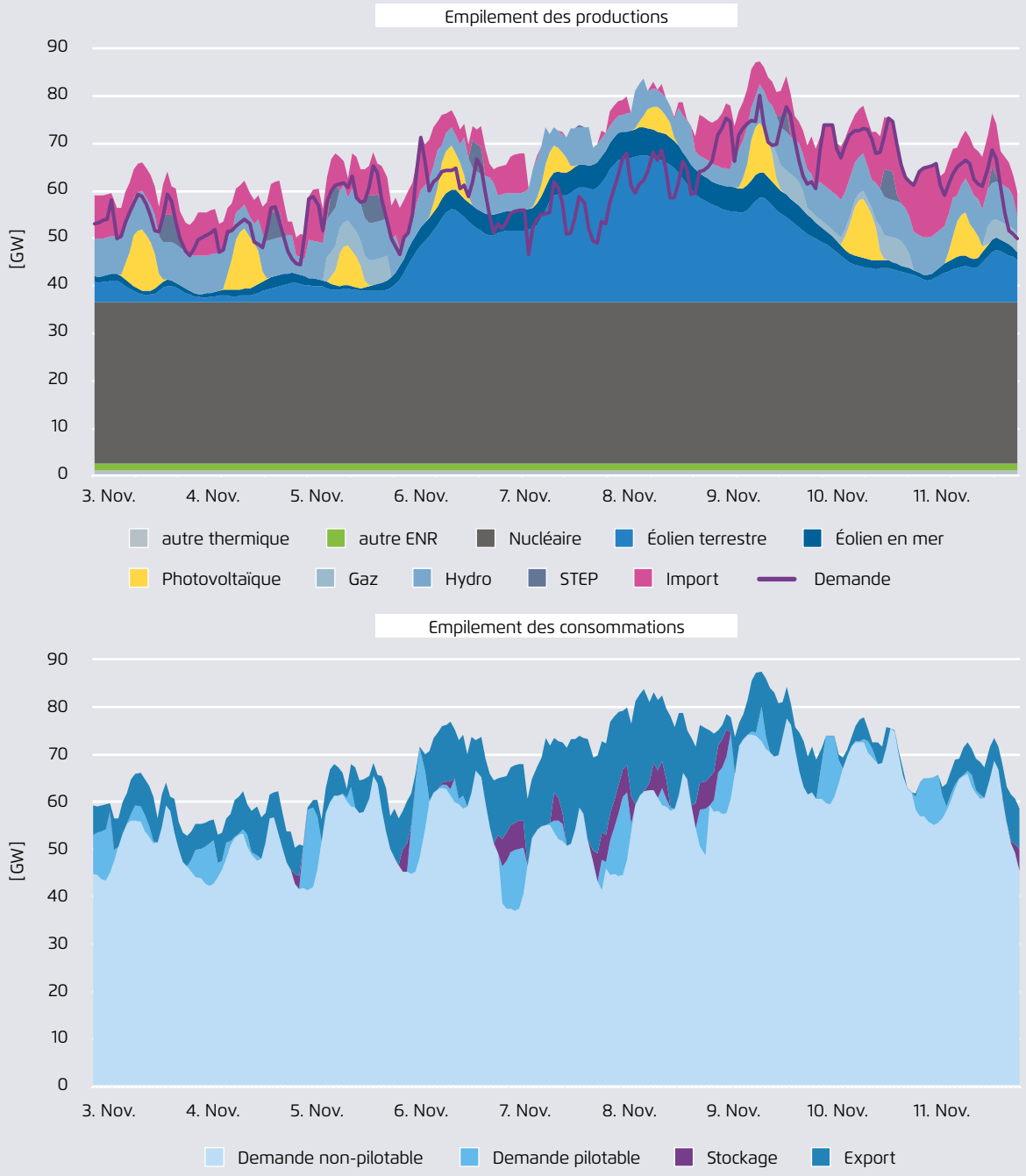
moitié du parc nucléaire. En revanche, dans un mix nucléaire redimensionné à 40 GW en 2030, la capacité exploitée au moins 7 000 heures dans l'année est de 28 GW, soit 70 % du parc maintenu, ce qui est proche du niveau actuel. Un parc nucléaire ramené à 40 GW opère donc dans des conditions techniques proches d'aujourd'hui, tandis que le maintien d'un parc plus élevé nécessitera une adaptation importante du mode d'exploitation des réacteurs.

L'analyse des monotones ne prend pas en compte les dynamiques horaires (c'est à dire la variation horaire de la puissance délivrée par le parc disponible). Ces dynamiques horaires de production nucléaire seront plus importantes en 2030 qu'aujourd'hui, notamment lorsque la capacité nucléaire est maintenue à des niveaux élevés. Une part importante du parc doit alors opérer en suivi de charge. Cette étude montre que, même en introduisant une limite restrictive aux variations de production horaire du parc nucléaire (gradient horaire limité à 10 % de la capacité nucléaire disponible à chaque instant[76]), les niveaux d'écrêtement de la production ENR resteraient faibles, s'établissant à environ 5 TWh dans le cas où 63 GW nucléaires seraient maintenus et 1 TWh dans le scénario 40 GW, c'est-à-dire 1-2 % de la production ENR (voir Annexe 7). Sans limite horaire sur les gradients nucléaires, le taux d'écrêtement serait inférieur à 1 TWh dans tous les scénarios. Incorporer 220 TWh d'électricité renouvelable dans le système électrique français en 2030 force le nucléaire à opérer vers un régime davantage flexible. Celui-ci devra moduler non pas en fonction de cycles prévisibles à long terme, mais en fonction des variations de la production renouvelable. Néanmoins, ces modulations resteront dans des limites techniquement réalisables, notamment si le parc est redimensionné en puissance. Si les contraintes d'exploitation des réacteurs nucléaires s'avéraient être plus fortes, l'écrêtement des ENR serait accentué, mais dans des proportions qui resteraient relativement faibles.

76 C'est-à-dire que les gradients horaires du parc nucléaire ne peuvent dépasser de +2 à +6 GW pour l'ensemble du parc en fonction des saisons. Si cette limite était levée, les gradients horaires de production nucléaire dépasseraient 5 GW pendant 425 heures par an dans le cas 63 GW nucléaire, Dans le cas où seuls 40 GW sont maintenus, l'évolution de ces gradients serait plus modérée (163 heures dépassent le seuil de 5 GW).

Production et consommation électrique en France durant neuf journées de novembre 2030 (scénario nucléaire bas (40 GW*)

Figure 24



* scénario allemand : charbon moyen, 50 % ENR.
Durant cette semaine de novembre, la demande pilotable, comme les ballons d'eau chaude ou la charge des voitures électriques, intervient essentiellement la nuit lorsque la demande non flexible est faible. Le pompage hydraulique des STEP intervient également la nuit lorsque la production éolienne est élevée ou en journée durant les pics de production solaire PV. Le turbinage hydraulique est lui actionné lors des pics de demande de 19h. Ces moyens de flexibilité permettent de maintenir une production nucléaire à 40 GW sur l'ensemble de la semaine.
Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

4. La rémunération des producteurs d'électricité en 2030 dépendra des stratégies de redimensionnement des parcs de production conventionnelle et du prix du CO_2

4.1. Le coût des énergies renouvelables décroît, mais leur capacité à se rémunérer par le marché est incertaine

Les coûts de production des technologies renouvelables ont fortement décru ces dernières années. Sur la base de nos hypothèses de coûts, les installations renouvelables mises en service en 2030 en France et en Allemagne pourraient atteindre des coûts de production moyen d'environ 4 cts€/kWh pour le solaire PV, moins de 5 cts€/kWh pour l'éolien terrestre et 6 cts€/kWh pour l'éolien en mer en Europe[77]. Ces coûts sont en baisse de 15 % à 40 % par rapport aux niveaux actuels, en fonction des pays et des technologies (voir table 1). Ces coûts sont légèrement plus bas en France qu'en Allemagne, les conditions d'ensoleillement et de vent y étant globalement meilleures.

La faiblesse actuelle des prix de marché de l'électricité, qui pourrait être durable, limite la capacité des producteurs d'énergies renouvelables à couvrir leurs coûts d'investissement par le produit de la vente de leur production sur le marché. C'est l'un des arguments qui justifie aujourd'hui le maintien d'une garantie de revenus pour les nouveaux projets d'énergies renouvelables. Ces mécanismes de soutien réduisent aujourd'hui l'exposition des développeurs de projets aux risques de sous-rémunération par le marché. D'ici 2030, avec la maturité économique des filières, ces mécanismes de soutien qui ont déjà évolué vers une plus grande intégration au marché

77 Les coûts indiqués ici pour l'éolien en mer n'intègrent pas les coûts de raccordement des parcs. Ces coûts peuvent être relativement élevés, notamment en Allemagne au vu de l'éloignement des parcs (ils sont alors estimés à près de 3 €cts/kWh, voir Agora Energiewende (2015)). En revanche, les coûts de raccordement sont pris en compte pour l'éolien terrestre et le solaire PV. Pour la France, ces coûts de raccordement intègrent également une quote-part moyenne de 24 €/kW des S3RENR (schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables). Le cadre réglementaire allemand ne fait pas porter ces coûts de renforcement des réseaux aux développeurs/producteurs ; ils ne sont donc pas intégrés dans cette analyse.

Résultat des appels d'offres 2017 pour les nouveaux projets de production d'énergie solaire et éolienne et hypothèses de coûts en 2030 — Table 1

cts€/kWh	Allemagne			France	
	AO 2017/2018		2030	AO 2017/2018	2030
solaire PV au sol	6,58 (février 2017)	4,33 (février 2018)	4,10	5,55 (juillet 2017)	3,71
éolien terrestre		4,73 (février 2018)	5,29	6,54 (fevrier 2018)	4,90
éolien en mer			5,86		6,12

CRE, Bundesnetzagentur, analyse des auteurs.

pourraient être à nouveau révisés. Se pose alors la question de savoir si les producteurs d'énergies renouvelables variables pourront être en mesure de couvrir l'ensemble de leurs coûts en 2030 uniquement par les rémunérations qu'ils retireront du marché.

La production des ENR variables (éolien, solaire PV) ne coïncide pas nécessairement aux périodes de forte demande, et leur pilotage est aujourd'hui très limité[78]. Leurs coûts marginaux étant quasi-nuls, elles risquent de produire même lorsque les prix sont proches de zéro, voire négatifs[79]. Elles ont par ailleurs tendance à produire de manière simultanée[80]. Dans ce contexte, leur prix de vente (ou « valeur de marché ») a tendance à baisser lorsque la ressource primaire est abondante (journée très ensoleillée ou vents forts). Ces caractéristiques influencent significativement la rémunération des énergies renouvelables variables qui sont généralement inférieures aux prix moyens de marché. Plus le niveau de pénétration des énergies renouvelables est élevé, plus cet effet s'accentue. On parle parfois dans ce contexte de « cannibalisation » de la valeur des énergies renouvelable lorsque leur part dans le système électrique augmente[81]. Cette perte de valeur peut néanmoins être atténuée par la présence suffisante de moyens de flexibilité dans le système électrique.

De manière générale, l'aptitude des énergies renouvelables à couvrir leurs coûts fixes sans compléments de rémunération va donc dépendre de multiples facteurs : la baisse de leurs coûts de production, l'évolution des prix moyens de l'électricité et en particulier du prix des énergies et du CO_2, et l'évolution du mix de production d'électricité et des moyens de flexibilité dans le système. Les résultats des scénarios de cette étude montrent notamment que maintenir des capacités de production conventionnelle élevées dans le système électrique retarde le moment où les énergies renouvelables pourront couvrir leurs coûts par le marché électrique. Ce lien fort entre rémunération des producteurs renouvelables et composition du mix électrique montre l'intérêt d'articuler finement les stratégies de redimensionnement des moyens de production conventionnelle avec la montée des productions renouvelables. Une transition non coordonnée risque d'augmenter le coût des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables qui sera porté par le consommateur final.

Les projets photovoltaïques au sol installés en France et en Allemagne pourraient se refinancer uniquement par le marché à l'horizon 2030

Dans certains des scénarios que nous avons considérés, la production d'électricité solaire photovoltaïque au sol serait en mesure de couvrir ses coûts par le marché en France et en Allemagne en 2030. En France, l'équilibre économique dépend du niveau de nucléaire maintenu en 2030 et du niveau du prix du CO_2. Comme indiqué à la figure 25, les projets seraient en mesure de se financer sans complément de rémunération, avec un parc nucléaire de 40 GW ou un parc de 50 GW combiné à un prix du CO_2 de 50 €/t. En revanche, le maintien de capacités de production nucléaire à 63 GW aurait un effet baissier fort sur les prix de marché et la rémunération des producteurs solaires. Leur rémunération annuelle moyenne serait alors réduite à 15 €/MWh, bien en deçà des niveaux nécessaires à couvrir leurs coûts.

78 L'éolien et le PV produisent lorsque les conditions de vent et d'ensoleillement sont suffisantes. Mis à part l'écrêtement (en période de faible consommation), elles ne peuvent pas s'adapter à la demande. Des modèles favorisant une production en-dessous de la puissance maximale sont néanmoins envisageables, si bien que les installations pourraient a priori également augmenter leur production au besoin.

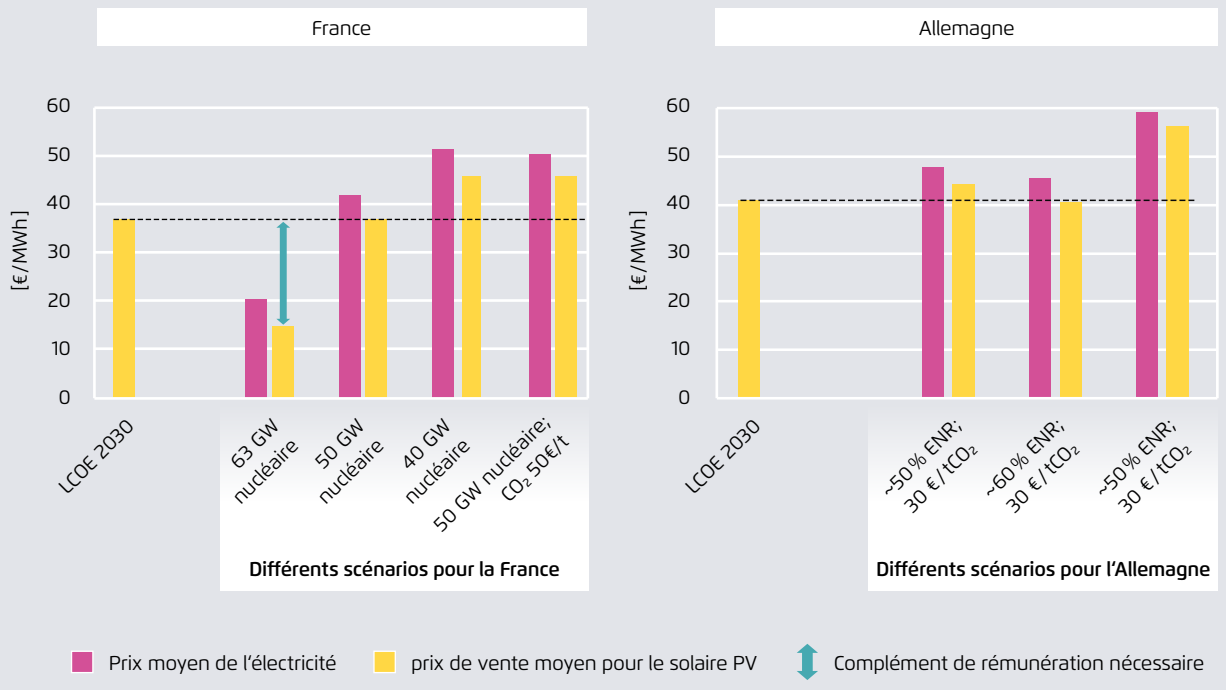
79 Actuellement, selon les règles s'appliquant aux mécanismes de soutien, les productions renouvelables peuvent être incitées à se maintenir même lorsque les prix deviennent négatifs.

80 C'est notamment le cas pour le solaire PV, dont toutes installations d'une zone géographique ont tendance à produire simultanément proche de leur pleine puissance lorsque le ciel est dégagé.

81 (Hirth, 2013)

Prix moyen de l'électricité et rémunération du PV en 2030 en France (gauche) et en Allemagne (droite)

Figure 25



Analyse des auteurs et résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

En Allemagne, notre analyse montre qu'en 2030, le solaire photovoltaïque au sol serait en mesure de couvrir ses coûts fixes par le marché dans le scénario 50 % renouvelables (voir figure 25) et resterait proche de l'équilibre si la part des renouvelables est portée à 60 %. Par ailleurs, une augmentation du prix de CO_2 à 50 €/t améliorerait sensiblement sa rémunération.

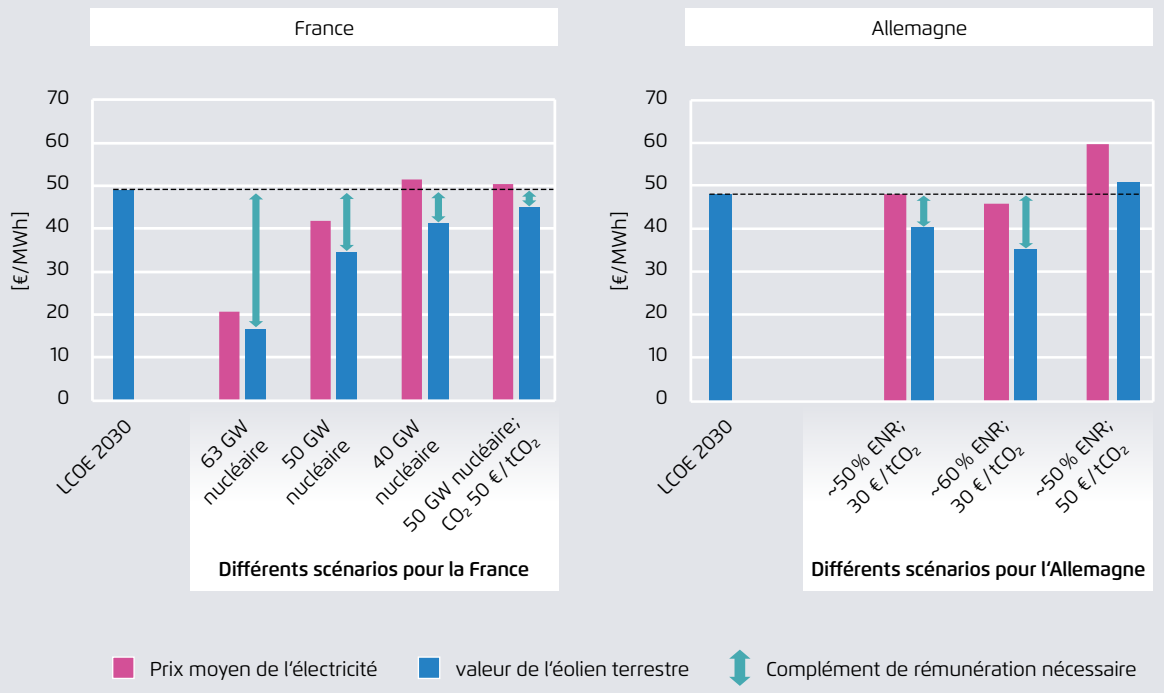
Cette analyse est statique et ne concerne que l'année 2030. Dans les faits, la rentabilité par le marché d'un investissement dans le solaire PV ou l'éolien dépendra de l'évolution des prix de l'électricité et des rémunérations possibles sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation (avant et après 2030), ainsi que de la baisse des coûts au moment du début d'exploitation. Dans ce contexte, il est possible que le point de bascule vers un refinancement par le marché se produise avant 2030.

Un complément de rémunération resterait nécessaire pour l'éolien terrestre

En ce qui concerne l'éolien terrestre, les prix de marchés estimés dans les scénarios de l'étude restent insuffisants à l'horizon 2030 pour couvrir les coûts de production, sauf en cas de hausse du prix du CO_2 à 50 €/t. Un complément de rémunération resterait donc nécessaire pour assurer le développement de cette filière. Deux facteurs expliquent ce résultat différent par rapport au solaire PV au sol. D'une part il est probable que les coûts de productions de l'éolien resteront supérieurs à ceux du solaire PV au sol. D'autre part, la baisse de rémunération de l'éolien est plus prononcée que celle du solaire PV. Cette différence provient de la production éolienne comparativement plus élevée (187 à 218 TWh éolien en Allemagne contre 60 à 73 TWh pour le solaire PV et

Prix de l'électricité et rémunération de l'éolien terrestre en 2030 en France (gauche) et en Allemagne (droite)

Figure 26



Analyse des auteurs et résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

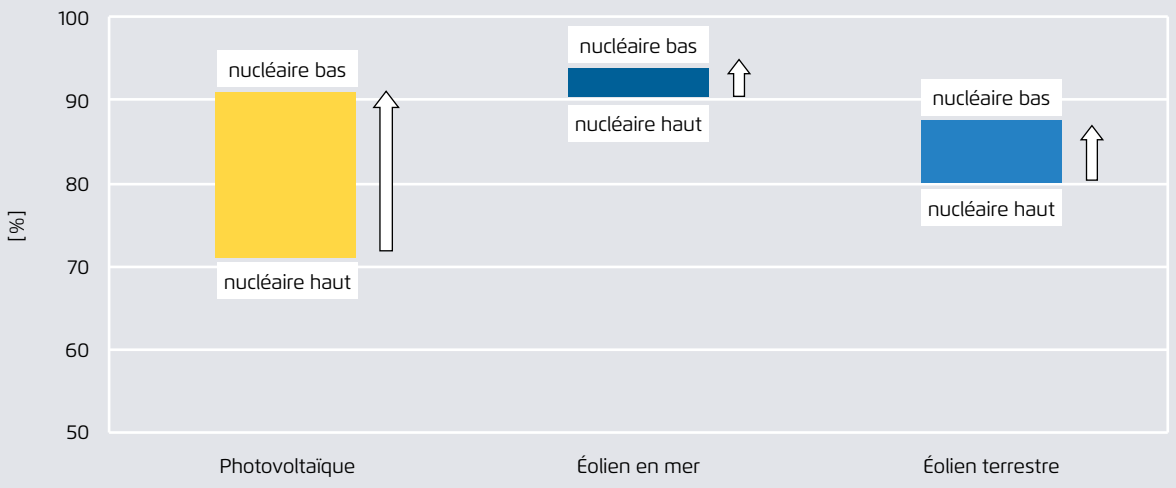
101 TWh éolien en France contre 39 TWh solaire PV) et d'une plus faible corrélation de la production éolienne avec les périodes de forte consommation d'électricité.

En France, un parc nucléaire plus important accentue la perte de revenu par le marché des énergies renouvelables, ce qui représente un enjeu significatif pour leurs financements

Les résultats des différents scénarios étudiés montrent que la rémunération par le marché des productions d'électricité d'origine renouvelable en France dépend fortement du niveau de capacité nucléaire maintenu en 2030. Le maintien d'une capacité nucléaire supérieure réduit le prix de marché de l'électricité et, dans une proportion plus importante, les revenus des productions d'électricité renouvelable. Cet effet est particulièrement important dans le cas du solaire PV, comme illustré par la Figure 27. À niveau de nucléaire bas (40 GW), le solaire PV français se rémunère ainsi en moyenne 10 % en-dessous du prix du marché, alors qu'à un niveau de nucléaire élevé, la rémunération s'établit 30 % en-dessous de la valeur de marché. Cet exemple montre que l'effet de cannibalisation ne tient pas uniquement à l'importance de la production renouvelable, mais plus largement à son interaction avec le reste du système électrique. Il n'est pas donc forcément légitime d'attribuer aux seules énergies renouvelables cette baisse de valeur économique pour le système électrique à mesure que la production renouvelable s'accroît.

De manière agrégée, la rémunération totale des producteurs photovoltaïques et éoliens français est ainsi divisée par trois entre le scénario nucléaire bas (6,7 milliards d'euros) et nucléaire haut (2,4 mil-

Valeur de marché des ENR en France en 2030 (en % du prix annuel moyen de l'électricité) Figure 27



Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

liards d'euros) pour la même production d'électricité. Dans le scénario moyen, la hausse du prix du CO_2 de 30 à 50 €/tCO_2 permet au producteur d'ENR de récupérer 1,1 milliard d'euros de revenus supplémentaires sur le marché. Ces variations de rémunération n'impacteront pas nécessairement directement les producteurs ENR si ceux-ci continuent de bénéficier de mécanismes de garantie pour la rémunération de leurs productions. De fait, une large part des capacités renouvelables en France bénéficiera encore de ces garanties d'achat, dont le financement est assuré pour l'instant par le consommateur d'électricité *via* la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)[82]. La différence entre les scénarios 40 GW et 63 GW, soit 4,3 milliards d'euros, reposerait *in fine* en grande partie sur le consommateur final.

82 À partir de 2017, la rémunération des énergies renouvelables électriques bénéficie également de financements provenant de la contribution climat-énergie dont l'assiette inclut les autres énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole et dérivés), à l'exception de certains usages.

Rémunération par le marché des producteurs photovoltaïques et éoliens en France dans les différents scénarios Table 2

	nucléaire bas (40 GW)	**nucléaire moyen (50 GW) (30/50 €/tCO_2)**	**nucléaire haut (63 GW)**
Photovoltaïque	1,8 Md/an	1,5 Md/an / 1,8 Md/an	0,6 Md/an
Eolien maritime	1,1 Md/an	0,9 Md/an / 1 Md/an	0,4 Md/an
Eolien terrestre	3,5 Md/an	2,7 Md/an / 3,2 Mds/an	1,3 Md/an
Total PV+ éolien	**6,7 Mds/an**	**5,2 Mds/an / 6,3 Mds/an**	**2,4 Mds/an**

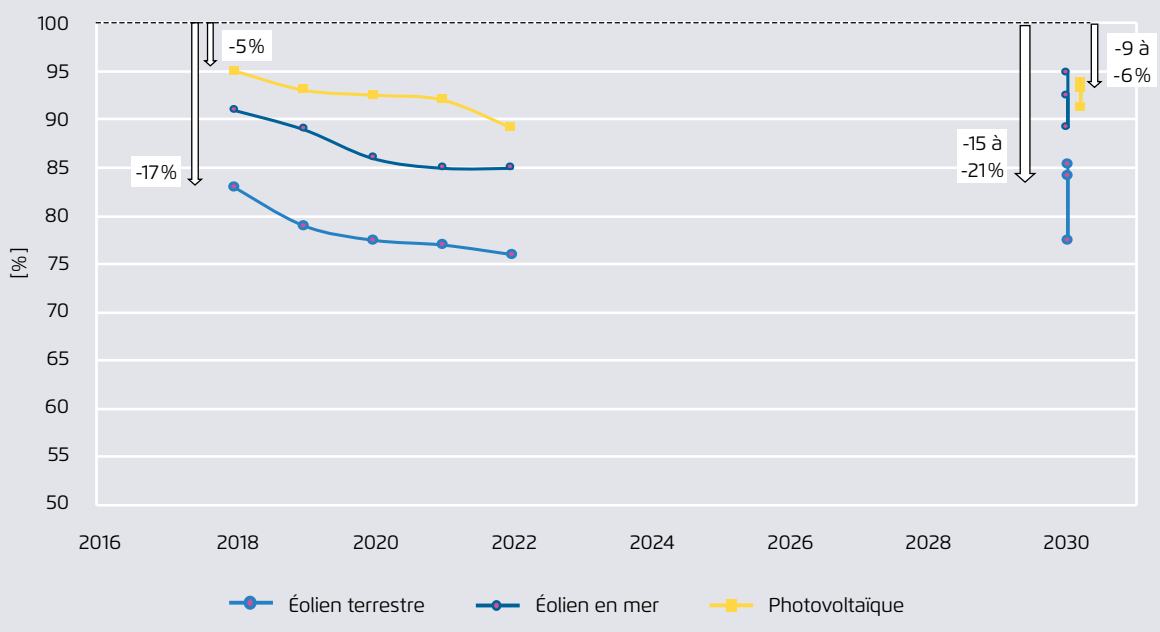
Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

En Allemagne, un « effet de cannibalisation » des énergies renouvelables réel, mais limité par le développement des moyens de flexibilité

La corrélation des productions renouvelables météo-dépendantes déprécie plus fortement leurs prix de vente par rapport aux autres productions à mesure qu'augmente leur part dans le mix électrique, phénomène dit de « cannibalisation » des énergies renouvelables. Ce phénomène concerne en premier lieu l'Allemagne, qui vise des niveaux d'énergies renouvelables variables plus élevés. Le développement de moyens additionnels de flexibilité permet néanmoins de limiter cet effet. Dans les scénarios de cette étude, la baisse de rémunération des énergies renouvelables en 2030 par rapport aux prix moyens de marché demeure en Allemagne à des niveaux similaires à ceux anticipés pour les années à venir par le gestionnaire de réseau : de -6 à -9 % pour le PV et de -15 % à -21 % pour l'éolien terrestre. La Figure 28 représente le ratio entre la rémunération des ENR par le marché et le prix de l'électricité moyen en Allemagne dans deux cas de figure : les projections des gestionnaires de réseau d'ici 2022 et les résultats de nos scénarios en 2030. Une valeur de 100 % correspond à une technologie qui serait rémunérée sur l'année au prix de marché moyen.

Cette Figure indique qu'en 2030, et en fonction des scénarios retenus, la baisse de rémunération des ENR par le marché, par rapport au prix de marché moyen, est légèrement plus accentuée qu'aujourd'hui, mais dans des proportions qui restent comparables à ce à quoi on peut s'attendre dans les années à venir. Ce résultat dépend des hypothèses que nous prenons pour le développement des moyens de flexibilité (interconnexions, STEP, batterie et charge pilotée des véhicules électriques), qui coïncident avec la hausse de la production renouvelable. Sans ces moyens de flexibilité additionnels, les pertes de valeur des productions renouvelables seraient plus importantes.

Valeur des énergies renouvelables variables par rapport au prix de marché moyen — Figure 28



r2b (2017), analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

4.2. En France, le maintien d'une capacité nucléaire supérieure à 40 GW augmenterait les exportations d'électricité ; la rentabilité d'un parc nucléaire supérieur à 50 GW ne serait pas assurée

L'équilibre économique de la filière nucléaire prolongée dépend de la possibilité pour le producteur nucléaire de couvrir ses coûts par les revenus qu'il tire du marché électrique. L'essentiel des coûts de la filière nucléaire provient de l'investissement, de la maintenance et de coûts d'opération fixes sur les sites de production. Le coût de production nucléaire étant dominé par ces coûts fixes, il est très sensible au taux d'utilisation des réacteurs.

Le coût de production des centrales nucléaires dépendra du taux d'utilisation des réacteurs

Le taux de charge annuel moyen[83] historique des réacteurs nucléaires français s'établit autour de 80 %, soit environ 7 000 heures de fonctionnement par an. En tenant compte des hypothèses retenues par la Cour des Comptes[84] et sans rémunération du capital initial investi au-delà du coût du réinvestissement dans le parc de production du programme « Grand carénage » amorti sur 20 ans[85], un réacteur historique fonctionnant à 80 % aurait un coût de production moyen estimé à 42 €/MWh[86]. Ce montant correspond à un coût de réinvestissement moyen de 1 184 €/kW dans le cadre du programme. En cas d'augmentation de 50 % du coût de réinvestissement à 1 776 €/KW, ce coût de production moyen atteindrait près de 49 €/MWh toujours avec un taux de charge de 80 %.

D'ici 2030, la modération de la croissance de la demande d'électricité et l'augmentation de la production des énergies renouvelables variables viendront limiter les débouchés pour la production d'électricité nucléaire. En fonction de la taille du parc nucléaire maintenu à cet horizon de temps, il est probable que le parc nucléaire opèrera plus fréquemment en suivi de charge et que son taux de charge soit réduit. Bien que possible sur le plan technique (voir Section 3.2.3), une telle modification de l'exploitation du parc nucléaire viendrait modifier l'équilibre économique de la filière. Comme indiqué dans la Figure 29, le coût de l'électricité produite par les réacteurs nucléaires prolongés augmente de façon importante à mesure que l'utilisation des réacteurs se réduit. Pour un taux de charge de 50 %, le coût de l'électricité produite par le parc nucléaire historique augmente à 63 €/MWh ou 75 €/MWh dans le cas où les le coût de réinvestissement serait plus élevé de 50 %.

Si la hausse de la production renouvelable et la modération de la demande limite les débouchés de la production d'électricité nucléaire sur le plan intérieur, l'augmentation des capacités d'échanges avec les pays voisins de la France permettrait au contraire d'écouler une production d'électricité supplémentaire sur les marchés électriques des pays voisins. Ce débouché dépendra à la fois de l'augmentation des capacités des interconnexions qui est une priorité actuelle de l'Union européenne, mais également des évolutions du mix électrique envisagées dans les pays voisins, en particulier concernant l'évolution de leurs parcs de production nucléaire et renouvelable[87].

83 Rapport entre le nombre d'heures d'utilisation des réacteurs nucléaires et le nombre d'heures dans l'année.

84 Voir « Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014 » et Chapitre « La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever » du rapport annuel de la Cour des Comptes 2016.

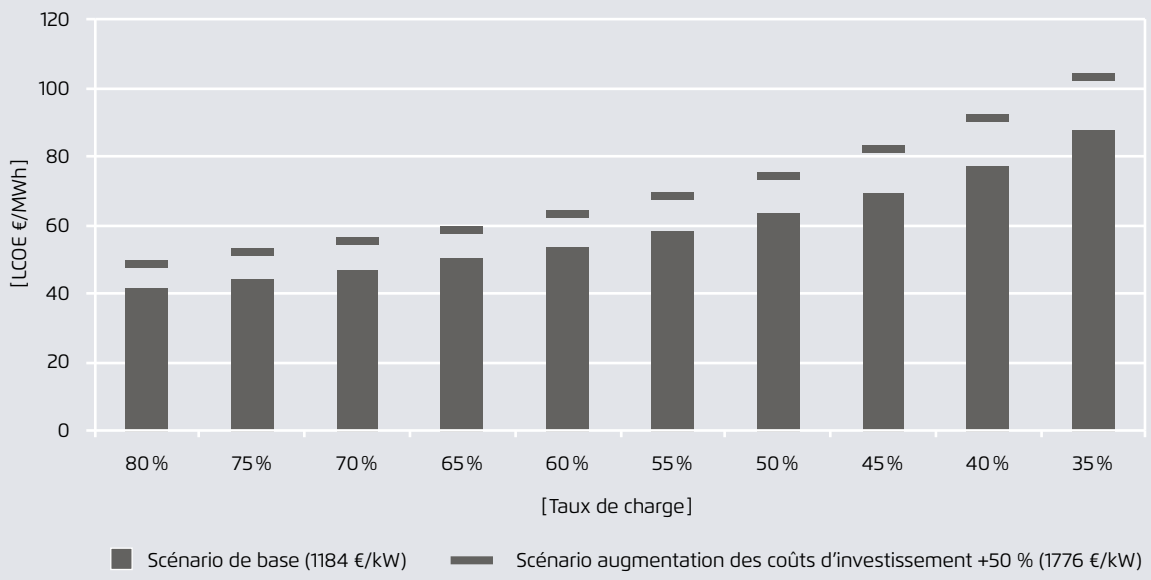
85 Nous considérons ici les centrales nucléaires entièrement amorties au bout de 40 années de service.

86 Coût actualisé de l'énergie ou Levelized Cost Of Energy (LCOE) en anglais. Le détail de ce calcul est disponible en Annexe 5 « Hypothèses de coût de production des filières technologiques ».

87 Suivant l'ordre de préséance économique, la production nucléaire est la technologie thermique dont le coût variable de production d'électricité est le plus faible. Les énergies renouvelables solaires et éoliennes ont toutefois un coût marginal quasi-nul, si bien qu'elles produiront en priorité par rapport à la production d'électricité d'origine nucléaire lorsqu'elles sont disponibles.

Coût actualisé de l'énergie (LCOE) du nucléaire historique en fonction du taux d'utilisation de la capacité de production

Figure 29



Calculs des auteurs basés sur (Cour des Comptes, 2014 et 2016)

Dans les scénarios étudiés à l'horizon 2030, on observe que, toutes choses égales par ailleurs, le taux de charge moyen décroît en fonction de la taille du parc nucléaire maintenu. Le taux de charge moyen du parc nucléaire est ainsi réduit à 71 % à l'horizon 2030 dans le cas où le parc nucléaire est maintenu à son niveau actuel de 63 GW, à 77 % lorsque le parc est réduit à 50 GW et à 79 % lorsque la taille du parc est de 40 GW. L'utilisation du dernier GW nucléaire installé (« GW nucléaire marginal »)[88] atteint ainsi seulement 27 % dans le scénario 63 GW, soit trois fois moins que dans le scénario 40 GW (74 %).

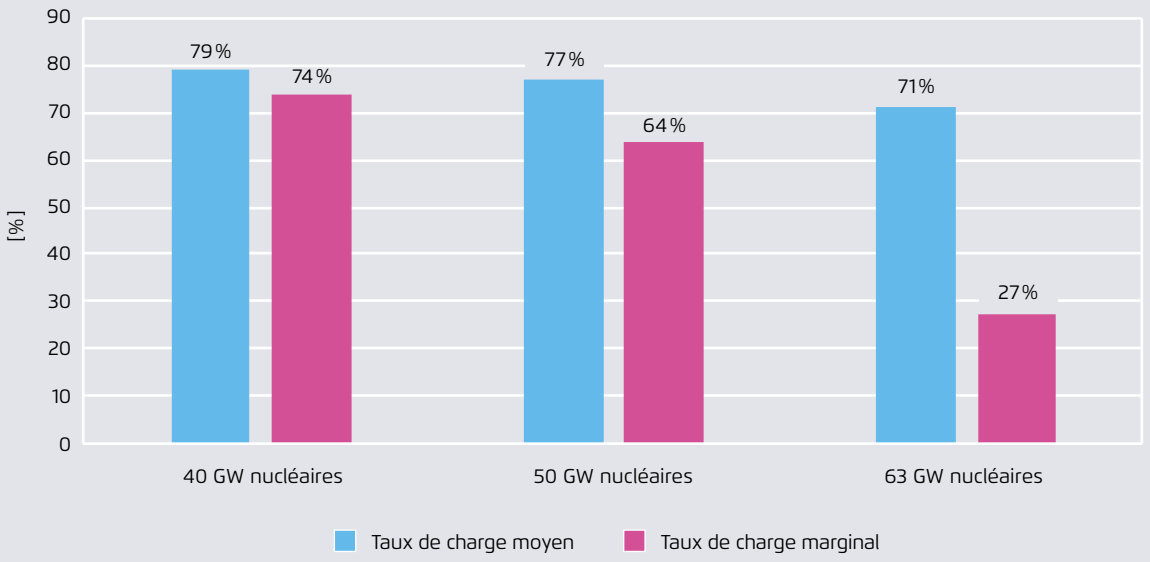
Au-delà de 50 GW, la rentabilité du parc nucléaire n'est pas assurée

La taille du parc nucléaire a donc une influence déterminante sur l'équilibre économique de la filière en 2030. Avec un parc nucléaire élevé, la production d'électricité est en hausse, mais les coûts du parc augmentent en raison d'une plus faible production ramenée à la capacité de production. De plus, ces productions supplémentaires sont vendues à des niveaux inférieurs car le maintien d'une capacité de production nucléaire plus importante a un effet dépressif sur les prix de marché de l'électricité. En revanche, un prix du CO_2 plus élevé augmenterait la rémunération de la filière nucléaire.

La Figure 31 résume l'équilibre économique de la filière nucléaire dans les différents scénarios étudiés, en confrontant les surplus annuels par capacité de production aux coûts fixes de production nucléaire. Elle montre que dans le scénario « nucléaire bas » (40 GW), les revenus provenant du marché électrique

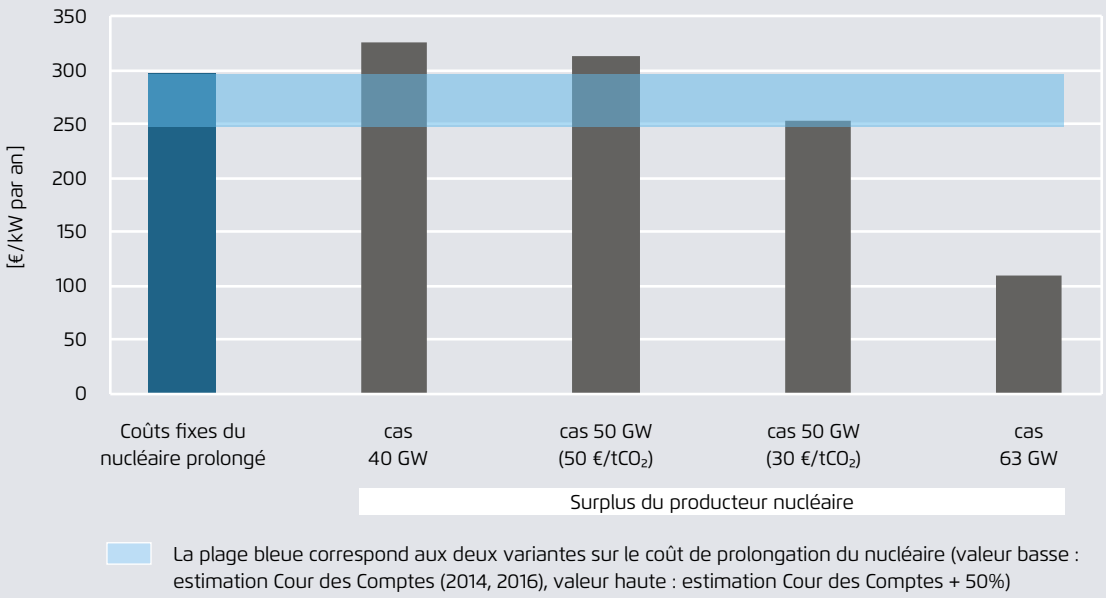
88 Ce taux de charge marginal est calculé en comparant la production nucléaire annuelle de parcs de production nucléaire de respectivement 63 et 62 GW, 50 et 49 GW et 40 et 39 GW. Dans ces calculs, on considère le scénario « charbon moyen » et « ENR - 50 % » pour l'Allemagne.

Taux de charge moyen et marginal des capacités nucléaires dans les différents scénarios — Figure 30



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Coûts fixes de production du nucléaire prolongé en euros par kW comparés au surplus du producteur nucléaire dans différents scénarios pour 2030 — Figure 31



Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

sont suffisants pour couvrir les coûts fixes du parc nucléaire historique. L'électricité d'origine nucléaire est alors vendue en moyenne à 52 €/MWh, ce qui représente un revenu de 325 M€/an par GW installé, montant supérieur aux coûts fixes des réacteurs prolongés de 249 M€/an/GW. Le profit du producteur nucléaire peut alors être estimé à 3 Mds €/an sur la totalité du parc (voir Tableau 3).

En revanche, ce profit diminue à 0,3 Md €/an dans un scénario « nucléaire moyen » (50 GW) et devient négatif de 9 Mds €/an dans le scénario « nucléaire haut » (63 GW). Dans ces cas, la hausse de la production nucléaire ne permet pas de compenser la perte de revenu provenant d'une baisse des prix de vente de l'électricité sur le marché, à 42 €/MWh dans le scénario 50 GW et à 23 €/MWh dans le scénario 63 GW, tandis que les coûts fixes nécessaires au maintien d'un parc plus élevé augmentent. Dans le scénario « nucléaire moyen » (50 GW), une hausse du prix du CO_2 à 50 €/tCO_2 permet d'augmenter les prix de vente de l'électricité nucléaire à 51 €/MWh et améliore alors sensiblement l'équilibre économique de la filière. Le profit pour le producteur nucléaire redevient supérieur à 3 Mds €/an, un niveau comparable au scénario « nucléaire bas » (40 GW). Enfin, des coûts de prolongation du nucléaire supérieurs à ceux retenus par la Cour des Comptes dégraderaient davantage l'équilibre économique du parc nucléaire.

Les résultats des scénarios étudiés montrent que le maintien d'une capacité nucléaire au-delà de 50 GW à l'horizon 2030 ne serait pas nécessairement rentable dans le contexte d'une augmentation de la production renouvelable telle qu'envisagée et malgré le développement des débouchés à l'export. Maintenir une capacité de production au-delà de ce seuil augmenterait donc le risque de coûts échoués dans le système électrique. Le maintien d'une capacité entre 40 et 50 GW à l'horizon 2030 pourrait être financé par la vente de la production sur le marché avec un prix du CO_2 remonté à 30 €/t et sous réserve que les coûts de production, en particulier le coût de réinvestissement dans le parc nucléaire, soient maîtrisé. Enfin, l'augmentation du prix du CO_2 à 50 €/tCO_2 améliorerait de façon significative la rentabilité de la filière nucléaire et permettrait de maintenir une capacité de production plus importante ; l'augmentation du prix de vente de l'électricité compenserait alors la baisse de l'utilisation des capacités nucléaires.

Équilibre économique de la filière nucléaire en 2030 en fonction de la capacité de production nucléaire maintenue

Table 3

	40 GW	50 GW (30/50 €/tCO_2)	63 GW
Prix moyen de vente du nucléaire sur le marché	52 €/MWh	42/51 €/MWh	23 €/MWh
Production nucléaire	280 TWh	340 TWh	390 TWh
Surplus du producteur nucléaire	13 Mds €/an	13/16 Mds €/an	7 Mds €/an
Surplus par GW installé	325 M€/an/GW	254/313 M€/an/GW	110 M€/an/GW
Gain/perte estimé par GW installé	+ 76 M€/an/GW	+ 5 M€/an/GW / + 65 M€/an/GW	- 140 M€/an/GW
Profit estimé pour le producteur nucléaire	+ 3 Mds €/an	+ 0,3 Md €/an / + 3,2 Mds €/an	- 9 Mds €/an

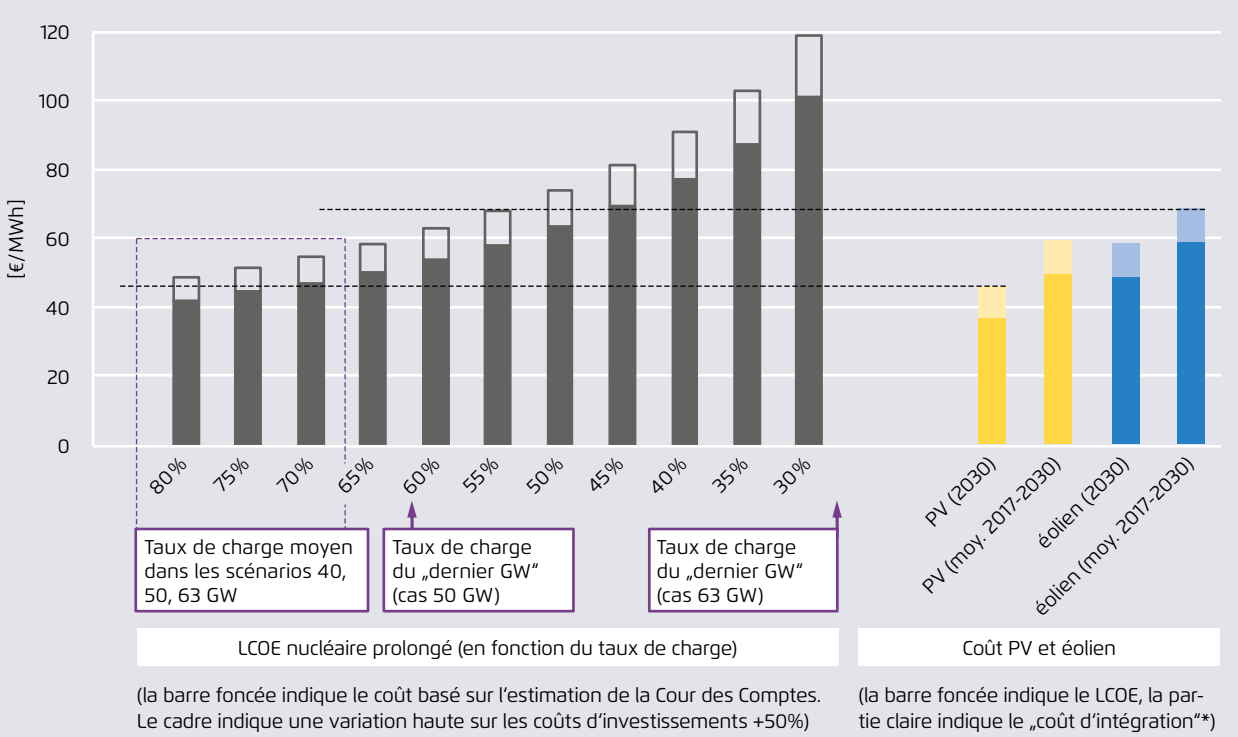
Note : le coût fixe annualisé estimé pour le nucléaire prolongé est de 249 M€/an/GW. Il inclut les investissements nécessaires au maintien de l'exploitation et les coûts fixes d'exploitation. Pour plus de détails, se reporter à l'Annexe 5 « Hypothèses de coût de production des filières technologiques ». Le profit estimé du producteur nucléaire ne tient pas compte d'éventuelles rémunérations hors marché pour le producteur nucléaire.

À noter que la stratégie de l'Allemagne concernant son parc charbon et le renforcement du développement des énergies renouvelables variables auront un impact limité sur les équilibres de la filière économique française. Sur le plan physique, le maintien des capacités de production à charbon aura un effet quasi-nul sur la production nucléaire française, car cette dernière est prioritaire dans l'ordre de préséance économique. L'impact des décisions allemandes sur les prix de l'électricité en Allemagne se transmettrait dans ce cas de façon très limitée aux producteurs français. Un développement renforcé des énergies renouvelables en Allemagne réduirait à la fois les débouchés physiques et la rémunération économique de la production d'électricité d'origine nucléaire, mais de façon limitée. Ainsi, dans un scénario « nucléaire haut » (63 GW) en France, l'augmentation de la production renouvelable entre le scénario renouvelable 50 % et 60 % en Allemagne réduit la production nucléaire de seulement 4,4 TWh et la rémunération moyenne de sa production de 0,4 €/MWh.

Le coût de production des alternatives renouvelables peut être comparé à celui des centrales nucléaires

Dans un contexte de baisse importante des coûts de l'éolien et du solaire, leurs coûts de production (LCOE) s'approchent des coûts de production du parc nucléaire historique, en particulier lorsque son taux de charge est réduit. Dans l'ensemble des scénarios considérés, le coût moyen de production du parc nucléaire prolongé est compris entre 42 et 55 €/MWh, alors que celui de l'éolien et du PV atteint 37 et 48 €/MWh en 2030. Une comparaison entre les LCOE a

LCOE du nucléaire prolongé en fonction du taux de charge des réacteurs comparés aux alternatives photovoltaïque au sol et éolienne terrestre (avec prise en compte des « coûts d'intégration ») Figure 32



* Le coût d'intégration est défini ici comme la différence entre la valeur moyenne du PV/éolien pour le système électrique et la valeur moyenne du nucléaire.

néanmoins ses limites, car elle n'intègre pas l'ensemble des effets du système électrique et les interactions entre différentes technologies, en particulier le caractère variable de la production renouvelable. On peut donc tenir compte de la différence de valeur pour le système électrique des différentes technologies de production d'électricité[89]. Dans le cadre de nos scénarios, une telle comparaison (illustrée par la Figure 31) montre qu'un réacteur nucléaire historique dont le taux d'utilisation annuel moyen descendrait en-dessous de 55 % (4 820 heures par an) pourrait être plus coûteux qu'une alternative basée sur le solaire sur l'ensemble de la période 2017-2030. En 2030, un réacteur nucléaire dont le taux de charge descendrait en-dessous de 70 % pourrait être plus coûteux qu'une centrale solaire au sol.

Une comparaison avec le « dernier GW nucléaire installé » (voir Figure 31), dont l'utilisation baisse plus fortement à 64 % pour 50 GW et 27 % pour 63 GW, montre des écarts plus importants. Le 63e GW aurait dans le scénario « nucléaire haut » un coût de production de l'ordre de 100 €/MWh, deux à trois fois supérieur à une alternative éolienne et solaire. Ces résultats dépendent bien sûr de l'ensemble du jeu d'hypothèses retenu par cette étude. Ils montrent néanmoins l'importance de mener, pour chaque centrale, une comparaison entre le coût des travaux nécessaires pour le prolongement de la centrale, suite aux retours de l'ASN, et le coût d'une solution alternative basée sur de la production renouvelable. À ces niveaux de pénétration des énergies renouvelables, la différence de rémunération moyenne par le marché des productions éolienne et solaire photovoltaïque d'une part et nucléaire d'autre part reste inférieure à 10 €/MWh, ce qui rend possible une telle comparaison malgré le caractère non pilotable de ces énergies.

89 L'approche que nous appliquons ici consiste à prendre en compte la différence de revenus par le marché entre production renouvelable et production pilotable. Cette différence est parfois attribuée aux énergies renouvelables comme l'une des composantes des « coûts d'intégration » en plus des coûts du réseaux et d'équilibrage ; voir à ce sujet (Agora Energiewende, 2015).

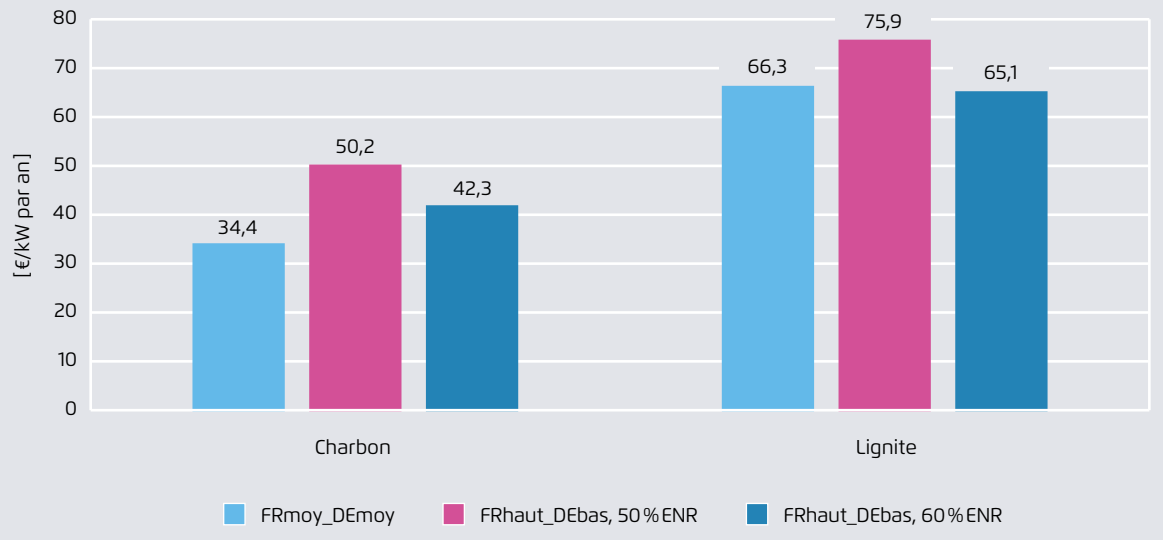
4.3. Un plan de sortie du charbon améliore les rémunérations des centrales à charbon maintenues dans le système à l'horizon 2030

L'évolution du parc charbon allemand (houille et lignite) influence non seulement les émissions de CO_2 du pays, mais également la rémunération des actifs qui resteront dans le système à cet horizon de temps. Cette rémunération dépend du niveau de capacité charbon en Allemagne, mais également du niveau du prix du CO_2, du niveau de capacité renouvelable, ainsi que des dynamiques de mix électrique dans les pays voisins, en particulier en ce qui concerne l'évolution du mix nucléaire français. Ces différents effets sont analysés séparément dans cette section sur la base des différents scénarios retenus. À noter que les capacités charbon dans le scénario « charbon moyen » considèrent déjà une baisse substantielle des capacités charbon par rapport à la capacité existante sur la base d'un déclassement technique des installations après 45 années d'exploitation.

4.3.1. Une baisse accélérée du charbon permet d'améliorer la rentabilité des capacités de production maintenues

La Figure 33 indique la rémunération des actifs houille et lignite en Allemagne dans le cas d'un scénario « nucléaire haut » en France. Le surplus des producteurs charbon atteint 34 €/kW par an pour la houille et 66 €/kW par an pour le lignite, dans le scénario charbon « moyen ». Une sortie accélérée du charbon accroît ce surplus à respectivement 50 et 76 €/kW par an. Si cette sortie du charbon accélérée s'accompagne d'un rehaussement de la part des énergies renouvelables (d'environ 50 à 60 % de la consommation électrique), la hausse du surplus producteur est plus modeste et atteint respectivement 42 et 65 €/kW par an. Dans ces trois cas de figure, les opérateurs de centrales à charbon seraient en mesure de couvrir leurs coûts fixes (estimés à environ 34 €/kW par an).

Surplus producteur des centrales à charbon allemandes, en fonction du niveau de charbon maintenu et du niveau d'ENR (cas nucléaire à 63 GW en France) Figure 33



Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

4.3.2. Sans sortie accélérée du charbon, les opérateurs lignites s'exposent à des risques de coûts échoués, liés à l'extension des activités d'extraction minière

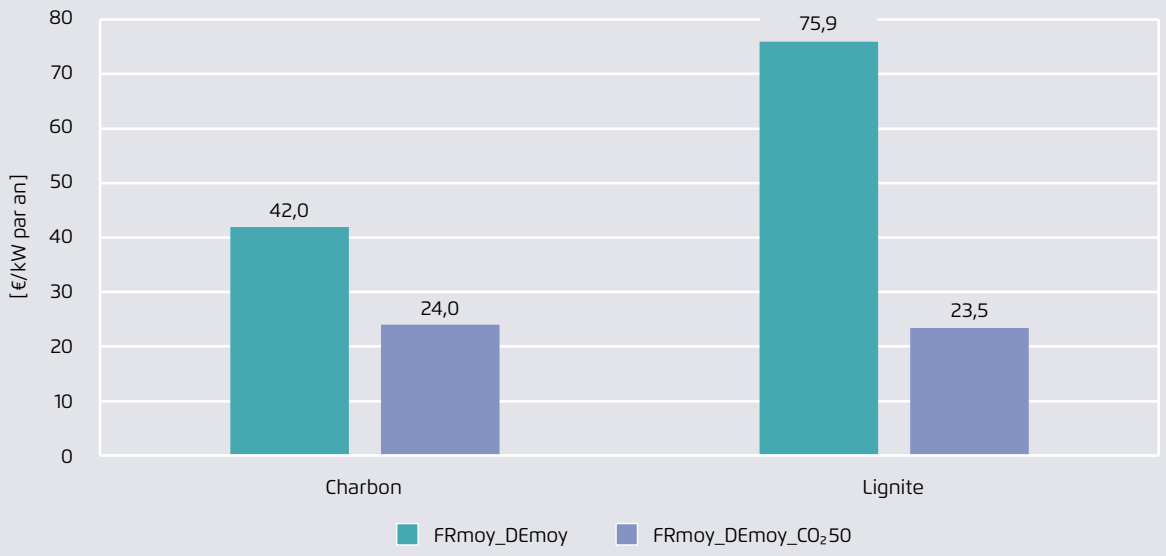
En ce qui concerne les centrales à lignite, la situation est plus contrastée. Les coûts fixes des centrales électriques sont estimés entre 40 et 60 €/kW par an en fonction de l'âge de ces centrales. Néanmoins, l'exploitation du lignite induit des coûts fixes supplémentaires liés aux activités d'extraction minière. Une partie de ces coûts fixes – qui sont échoués – sont liés à l'exploitation des mines déjà en activité. Ils sont estimés entre 12 et 14 €/kW à l'horizon 2025 (Öko-Institut, 2017). Le coût fixe réel pour les opérateurs lignite est donc plutôt de l'ordre de 52 à 74 €/kW, si bien qu'ils ne seraient pas nécessairement en mesure de couvrir leurs coûts dans nos scénarios. Par ailleurs, des coûts fixes supplémentaires peuvent survenir si l'exploitation de nouveaux sites miniers est nécessaire pour satisfaire la demande en combustible lignites des centrales résiduelles à l'horizon 2030. Dans ce cas de figure (cf. ibid), des coûts fixes complémentaires – mais qui peuvent être évités puisque l'exploitation des sites miniers n'a pas encore commencé – sont évalués entre 66 et 80 €/kW supplémentaires. Compte tenu des rémunérations prévisibles des opérateurs lignites, ces investissements seraient échoués. Sur la base des scénarios retenus, une extension des zones d'exploitation minière n'apparaît donc pas répondre à une logique économique (malgré une internalisation des coûts environnementaux relativement faible).

4.3.3. Une hausse du prix du CO_2 réduit significativement les marges des opérateurs charbon et lignite

Une hausse du prix du CO_2 de 30 à 50 €/t pénaliserait les centrales à charbon et lignite qui seraient utilisées moins souvent et leurs marges sur la production d'électricité seraient plus faibles. Dans les scénarios médians en France et en Allemagne, les surplus du charbon et du lignite se réduiraient pour atteindre environ 24 €/kW, en deçà des coûts fixes d'exploitation de ces centrales. Les opérateurs de ces centrales

Surplus producteur des centrales à charbon allemandes (scénario « charbon moyen »), en fonction du niveau du prix du CO_2

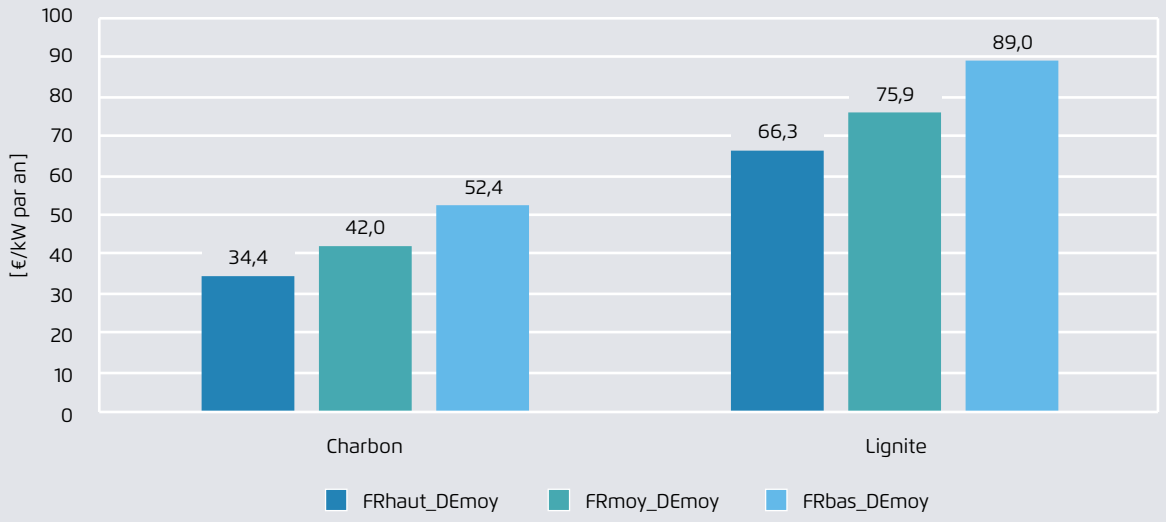
Figure 34



Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Surplus producteur des centrales à charbon allemandes (scénario « charbon moyen »), en fonction du niveau de nucléaire maintenu en France

Figure 35



Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

auraient alors intérêt à réduire d'eux-mêmes, pour des raisons économiques, les capacités de production à charbon afin de faire remonter leurs marges et de couvrir leurs coûts.

4.3.4. La rentabilité du parc charbon est aussi impactée par le niveau de capacité nucléaire maintenu en France

L'évolution du parc de production nucléaire en France influera sur la rentabilité du parc à charbon en Allemagne. Le nucléaire a un coût marginal plus faible que le charbon, si bien que sa production peut se substituer à celle des centrales à charbon lorsque qu'il reste des capacités d'interconnexion disponibles. À l'inverse, si des capacités nucléaires sont retirées du mix français, la compétitivité des centrales à charbon maintenues dans le système en Allemagne est améliorée. Cet effet est illustré par la Figure 35, qui indique le surplus producteur du charbon et de la houille en Allemagne (scénario « charbon médian »), en fonction du niveau de nucléaire maintenu en France. Dans le cas d'une baisse de capacités nucléaires à 40 GW, le surplus producteur des capacités charbon et lignite résiduelles est augmenté de respectivement 18 et 23 €/kW par an par rapport au scénario haut nucléaire. Ce gain de compétitivité du mix thermique allemand vis-à-vis du nucléaire français s'illustre également par une augmentation du taux d'utilisation des centrales résiduelles, ce qui explique également la hausse des émissions de CO_2 observées en Allemagne dans ce cas de figure. Afin d'éviter cet effet, une baisse de la capacité nucléaire en France devrait être articulée avec un rehaussement du prix du CO_2 ou l'adoption d'un plan de sortie du charbon en Allemagne.

5. Effets transfrontaliers des scénarios en France et en Allemagne

Les systèmes électriques français et allemand se situent au cœur de l'UE et sont interconnectés avec douze autres pays européens. Ils représentent par ailleurs environ un tiers de l'électricité produite et consommée au sein de l'Union européenne[90]. Les décisions prises par ces deux États sur l'évolution de leurs systèmes électriques auront donc des conséquences importantes au-delà des frontières en raison de l'interconnexion des réseaux et marchés électriques[91]. Cette section étudie ces effets transfrontaliers sur les plans physique et économique à l'horizon 2030. Elle identifie les potentielles compatibilités ou frictions politiques et économiques de certains choix nationaux, puis discute leurs implications pour le débat sur l'intégration des marchés électriques en Europe.

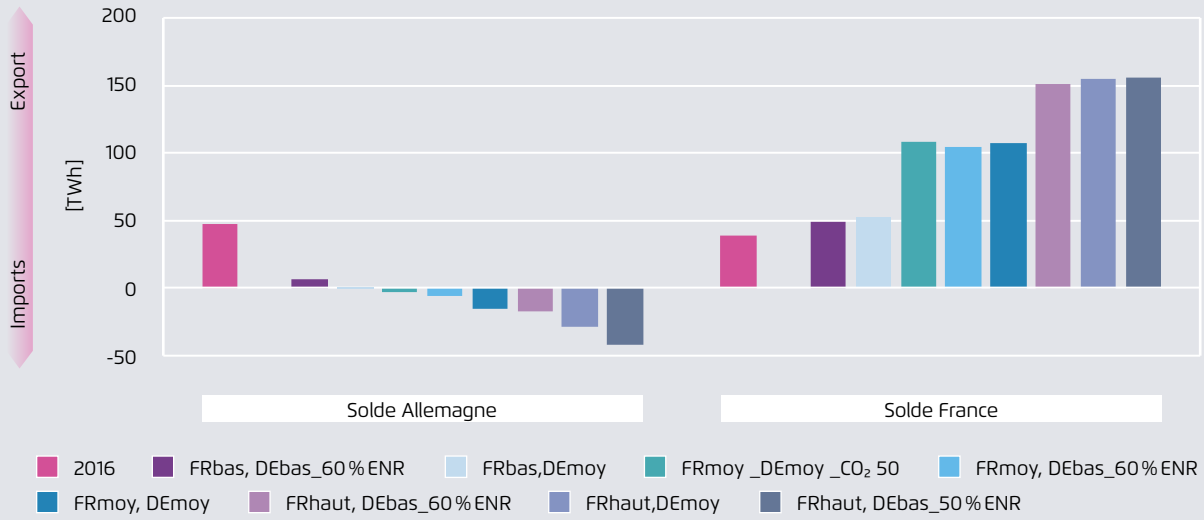
90 Respectivement 37 % de la production et 34 % de la consommation d'électricité de l'Union européenne (653 TWh produits en Allemagne et 552 TWh produits en France en 2016, pour 2 851 TWh dans l'UE-28 (source : Enerdata).

91 À titre d'exemple, l'indisponibilité de 20 réacteurs nucléaires au cours de l'hiver 2016-2017 à la suite de l'intervention de l'Autorité de sûreté nucléaire française a entraîné une hausse soudaine et généralisée des prix de marché en Europe (http://fr.reuters.com/article/companyNews/idFRL8N1D13SE).

5.1. Des stratégies contrastées sur les échanges internationaux d'électricité pour les deux principaux exportateurs d'électricité européens

La France et l'Allemagne sont aujourd'hui les deux principaux pays exportateurs d'électricité en Europe, avec des soldes exportateurs nets respectifs de 39 TWh pour la France (7 % de sa production nationale) et de 47 TWh pour l'Allemagne (8 %) en 2016. À l'horizon 2030, les résultats des scénarios étudiés montrent une évolution contrastée des échanges d'électricité dans les deux pays, résumée par la Figure 36.

Solde des échanges en France et en Allemagne selon les scénarios étudiés — Figure 36



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

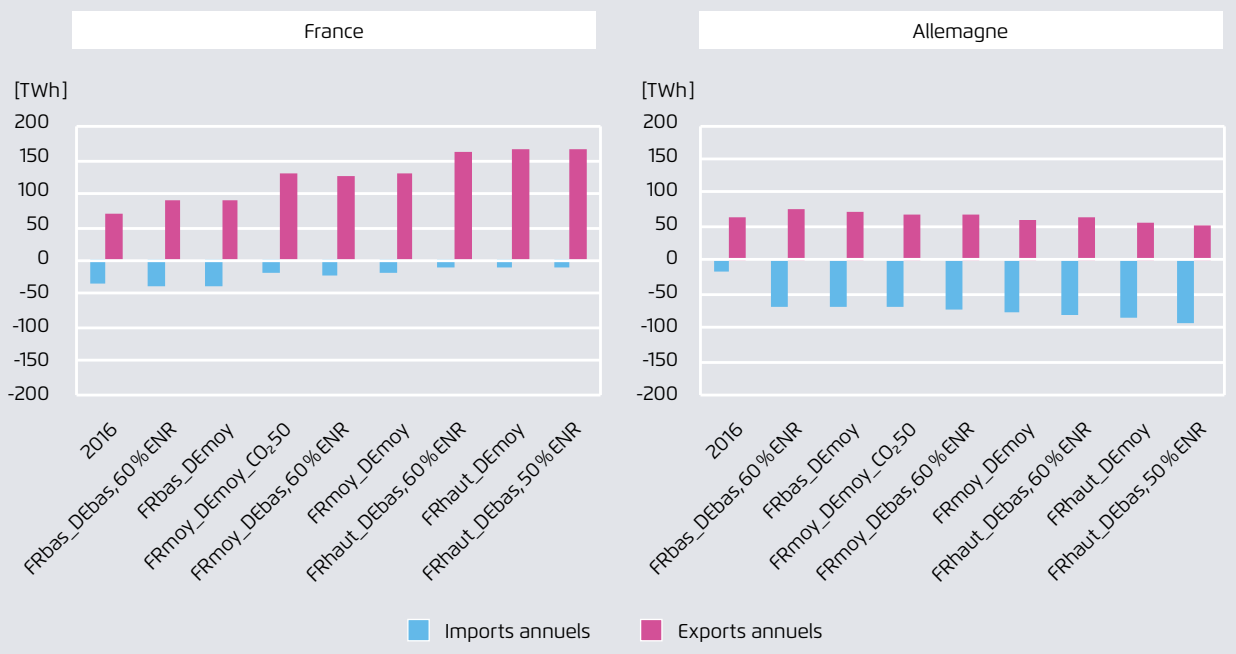
La balance des échanges d'électricité de l'Allemagne se rééquilibre dans tous les scénarios

En Allemagne, la baisse des capacités charbon par rapport à la situation actuelle réduirait de façon importante le solde exportateur du pays qui se rapprocherait d'une situation d'équilibre. Cinq des huit scénarios étudiés présentent des soldes proches de l'équilibre, compris entre -17 TWh et +7 TWh, soit moins de 3 % de la consommation d'électricité allemande contre une balance des échanges exportatrice qui représente aujourd'hui 8 % de la consommation intérieure. Dans le détail, les montants d'électricité exportés restent proches des niveaux actuels dans l'ensemble des scénarios considérés : de 51 à 66 TWh/an exportés lorsque l'objectif de 50 % d'énergie renouvelable est maintenu, contre 63 TWh sur l'ensemble de l'année 2016. Une sortie accélérée du charbon compensée par une augmentation de l'objectif renouvelable à 60 % augmenterait le volume annuel d'électricité exportée à 67-75 TWh/an. En revanche, les volumes d'électricité importée augmenteraient sensiblement dans l'ensemble des scénarios considérés et atteindraient entre 68 et 93 TWh/an, soit 12 et 17 % de la consommation électrique en 2030, contre seulement 16 TWh importés sur l'ensemble de l'année 2016.

L'évolution de la balance des échanges électriques de l'Allemagne avec ses voisins est une question particulièrement sensible dans le cadre du débat énergétique national, alors que le pays a décidé de sortir du nucléaire à l'horizon 2022 et qu'il engage un débat de fond sur l'avenir du charbon (voir 3.1.1). L'augmentation prévue de la part des ENR à 65 % de la consommation brute d'électricité en 2030 contribuera à éviter que l'Allemagne ne dépende significativement des importations dans un contexte de sortie du charbon.

Importations et exportations annuelles d'électricité en France et en Allemagne selon les scénarios étudiés

Figure 37



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

La balance française des échanges reste exportatrice nette quel que soit le scénario considéré

Le solde des échanges français évolue dans une direction inverse à celle de l'Allemagne dans les scénarios étudiés. Dans le cas « nucléaire bas » (40 GW), le solde exportateur net français se maintient à des niveaux comparables aux niveaux actuels autour 50 TWh. Le maintien de capacités nucléaires au-delà de 40 GW a comme principal effet d'augmenter les exportations d'électricité françaises tout en contribuant à diminuer les importations. Le solde des échanges passe alors à 110 TWh (+56 TWh) dans le cas « nucléaire moyen » (50 GW) et à près de 150 TWh (+100 TWh) dans le cas « nucléaire haut » (63 GW). La production nucléaire supplémentaire entre les scénarios 40 GW et 50 GW (+ 61 TWh) se répercute ainsi presque intégralement sur la hausse du solde des échanges (+56 TWh). Ces résultats démontrent deux points.

Premièrement, un parc nucléaire ramené à 40 GW, combiné aux développements planifiés de capacités de production renouvelable, serait suffisant pour assurer les besoins intérieurs de consommation d'électricité et maintenir un solde exportateur d'électricité équivalent à celui d'aujourd'hui, avec des périodes d'importations, notamment lors des pics de consommation hivernale et des exports au cours de l'été et lors des périodes de forte production renouvelable. Deuxièmement, le mix de production français en 2030, composé presque exclusivement d'énergies renouvelables et nucléaire aux coûts variables faibles, est très compétitif. La production électrique française serait alors très souvent meilleure marché que celle des pays voisins et serait donc sollicitée en priorité dans l'ordre de préséance économique pour couvrir les besoins d'électricité en France et dans le reste de l'Europe.

5.2. Maintenir une capacité nucléaire élevée en France réduit les émissions et abaisse les prix de marché en Allemagne

La position exportatrice ou importatrice du système français dépendra fortement de la stratégie qui sera adoptée sur le dimensionnement du parc nucléaire. Cette décision aura donc des conséquences significatives au-delà des frontières françaises, en particulier sur le solde des échanges allemand. Dans les scénarios considérés, la balance des échanges allemands, sur l'ensemble de ses frontières, reste légèrement exportatrice (+0,5 et +7 TWh) si la France réduit ses capacités nucléaires à 40 GW (« nucléaire bas »). Dans le cas d'un scénario « nucléaire moyen » (50 GW), le solde des échanges allemands devient légèrement importateur (de -3 TWh à -15 TWh). Enfin dans le scénario « nucléaire haut » (63 GW), le solde importateur de l'Allemagne se creuse plus fortement, de -17 et -42 TWh en fonction de la stratégie nationale allemande (voir Figure 36). Le maintien d'un parc nucléaire élevé en France permet également de réduire les émissions de CO_2 de la production d'électricité en Allemagne (de 15 à 20 $MtCO_2$ entre le scénario « nucléaire bas » et « nucléaire haut ») et de réduire le prix de l'électricité sur le marché allemand de 4 €/MWh en moyenne sur l'année.

L'analyse des effets redistributifs entre différents scénarios nucléaires pour la France indique plusieurs tendances. D'abord, le gain économique pour les acteurs français est plus important dans le scénario « nucléaire moyen » (50 GW) que dans le « nucléaire bas » (40 GW). Le scénario nucléaire haut représente par contre une perte globale pour les acteurs français (par rapport aux cas 50 et 40 GW). La taille du parc nucléaire maintenu en France aura aussi des effets de transfert net entre la France et l'Allemagne : les acteurs allemands et français sont globalement gagnants dans le scénario « nucléaire moyen » par rapport au scénario « nucléaire bas », tandis que dans le scénario « nucléaire haut », le gain est de 719 millions d'euros par an en Allemagne contre une perte

de 207 millions d'euros par an en France (voir Figure 38). Ce cas de figure montre qu'un dimensionnement trop élevé du parc de production électrique français bénéficiera globalement aux pays voisins, mais que le risque de perte économique sera porté par les acteurs français.

Dans le détail, les effets de transfert entre acteurs du secteur sont plus conséquents. En France et en Allemagne, les principaux bénéficiaires d'une stratégie de maintien de la capacité nucléaire à des niveaux élevés sont les consommateurs qui profitent de la baisse des prix de marché de l'électricité. Le transfert net vers les consommateurs français est estimé à 3,5 Mds d'euros en 2030 dans le scénario nucléaire moyen et à plus de 10 Mds d'euros dans le scénario nucléaire haut, ceci malgré le manque à gagner à compenser pour le financement des mécanismes de soutien aux producteurs renouvelables. En revanche, la baisse du prix de marché affectera négativement les producteurs d'électricité et en premier lieu le producteur nucléaire qui perdrait 2,7 Mds d'euros en 2030 dans le scénario « nucléaire moyen » par rapport au scénario « nucléaire bas » et 11,8 Mds d'euros dans le scénario

Effets redistributifs en 2030 de la stratégie de prolongation du parc nucléaire français : scénarios moyen (50 GW) et haut (63 GW) comparés au scénario bas nucléaire (40 GW) Figure 38

* Technologies de production autres que nucléaire, à charbon (houille et lignite), solaire et éolienne (terrestre et en mer).
Les hypothèses de coût de production sont celles retenues pour la période 2016-2030 dans l'Annexe 5 « Hypothèses de coût de production des filières technologiques ». Les variations de revenus et de coûts de production des filières éoliennes et renouvelables sont attribuées au consommateurs, en faisant l'hypothèse simplificatrice que les mécanismes de soutien ENR seront maintenus d'ici 2030 Les rentes de congestion pour la France et l'Allemagne représentent ici la moitié de la somme des rentes de congestion sur l'ensemble de leurs frontières respectives. Pour plus de détails concernant la méthodologie de ces calculs, voir Annexe 6.
Analyses des auteurs sur la base des résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

nucléaire haut, toujours par rapport au scénario « nucléaire bas ». Enfin, en raison d'une saturation plus fréquente des interconnexions électriques, les rentes de congestion augmenteraient fortement, en particulier dans le scénario « nucléaire haut » où elles représenteraient 4,8 Mds d'euros en 2030 pour la France (soit près de trois fois le programme d'investissement annuel du réseau de transport français, qui s'élevait à 1,55 Mds d'euros en 2016 ; pour plus de détails sur les rentes de congestion et leurs calculs, voir Encadré 3).

5.3. Les choix de l'Allemagne ont peu d'impacts sur les équilibres en France, et augmenter les objectifs renouvelables améliore le solde des échanges allemand pour un coût limité

Un rehaussement des objectifs d'énergies renouvelables en Allemagne (de 50 % à au moins 60 % de la consommation), dans un contexte de sortie du charbon, améliore sensiblement le solde des échanges nationaux, de +6,5 à +11,3 TWh selon les scénarios. L'ajout de productions éoliennes et solaire à coûts variables nuls améliore en effet la compétitivité du mix électrique allemand sur les marchés de gros européen. Substituer la production électrique à charbon par de la production renouvelable en Allemagne contribue ainsi à maintenir une balance des échanges plus proche de l'équilibre. Les différents choix allemands auront néanmoins peu d'impact sur les équilibres du système français. Une sortie accélérée du charbon en Allemagne augmenterait ainsi le solde des échanges français de 0,3 à 3 TWh en fonction des scénarios. De façon similaire, l'impact sur le prix de marché en France des différents scénarios en Allemagne est limité. Une augmentation à 60 % de l'objectif renouvelable allemand abaisserait les prix de marché en France de moins de 1 €/MWh. Ceci est dû à la compétitivité très forte d'un mix de production français constitué d'énergies renouvelables et nucléaire.

L'analyse des effets redistributifs de deux stratégies de sortie accélérée du charbon comparées au scénario moyen[92] sont résumés par la Figure 39. Le premier scénario de sortie du charbon est accompagné d'un recours plus important aux importations, tandis que le second est accompagné d'un rehaussement de l'objectif ENR (de 50 % à 60 %). Dans les deux cas, la situation des producteurs charbon s'améliore par rapport au cas de référence, la hausse du prix de marché de l'électricité venant augmenter les marges des centrales à charbon restantes en 2030 malgré une production moindre d'électricité.

Une stratégie de recours aux importations ferait baisser le surplus des consommateurs allemands de 467 M€ en 2030 en raison de la hausse du prix de marché de l'électricité, tandis qu'une stratégie de rehaussement de l'objectif ENR baisserait ce même surplus de 858 M€ en 2030[93]. La différence d'environ 400 M€ en 2030 correspond au coût des capacités renouvelables supplémentaires diminué du gain pour les consommateurs de prix d'électricité en baisse sur le marché (conséquence d'une part d'ENR plus élevée[94]). Le bilan global pour l'Allemagne montre ainsi qu'il est légèrement meilleur marché de recourir aux importations que de rehausser l'objectif renouvelable à 60 % dans un contexte ou l'offre de production est abondante dans le reste de l'Europe. Toutefois, la différence de coût entre ces deux stratégies (~ 400 M€) est relativement faible comparée au coût porté aujourd'hui par le consommateur allemand via la contribution EEG (environ 23,8 Mds € pour 2018)[95]. Développer environ 10 % d'énergies renouvelables

92 Le scénario moyen pour l'Allemagne (NEP 2030-B) considère un déclassement des installations après 45 ans. Dans cette analyse, le scénario nucléaire haut (63 GW) pour la France est maintenu.

93 Il est important de souligner que les montants indiqués correspondent uniquement à l'année 2030. Les coûts totaux sur l'ensemble de la trajectoire n'ont pas été évalués.

94 + 20 GW éolien terrestre et solaire PV

95 Elle reste également très sensible aux hypothèses faites sur le coût d'investissement des énergies renouvelables.

Impacts redistributifs de la stratégie de décarbonation allemande, comparaison des scénarios de recours aux importations (charbon bas, 50% ENR) et augmentation des capacités de production renouvelable (charbon bas, 60% ENR) par rapport au cas de référence (charbon moyen et 50% ENR) Figure 39

* Technologies de production autres que nucléaire, à charbon (houille et lignite), solaire et éolienne (terrestre et en mer).
Les hypothèses de coût de production sont celles retenues pour la période 2016-2030 dans l'Annexe 5 « Hypothèses de coût de production des filières technologiques ». Les variations de revenus et coûts de production des filières éoliennes et renouvelables sont attribuées au consommateurs, en faisant l'hypothèse simplificatrice que les mécanismes de soutien ENR seront maintenus d'ici 2030. Les rentes de congestion pour la France et l'Allemagne représentent ici la moitié de la somme des rentes de congestion sur l'ensemble de leurs frontières respectives. Pour plus de détails concernant la méthodologie de ces calculs, voir Annexe 6.
Analyses des auteurs sur la base des résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

supplémentaires (de 50 % à 60 %) rehausserait ainsi la contribution EEG des consommateurs non-privilégiés d'uniquement 0,1 cts/kWh supplémentaires.

Comme indiqué plus haut, l'acceptabilité politique d'une stratégie de décarbonation basée sur une plus forte augmentation des importations se pose en Allemagne. Un renforcement des objectifs ENR nationaux, prévu par le nouveau gouvernement fédéral, apparaît ainsi préférable en Allemagne, quand bien même cela augmenterait légèrement le coût pour le consommateur final. Enfin, la stratégie retenue par l'Allemagne aura également des effets au-delà de ses frontières. Les producteurs français bénéficieraient de débouchés supplémentaires pour leurs productions en cas de recours accru de l'Allemagne aux importations : 107 M€ en 2030 supplémentaires pour les producteurs d'électricité français (hors producteurs éoliens et photovoltaïques). À l'inverse, une hausse de l'objectif renouvelable allemand réduirait les débouchés et abaisserait les prix de marché de l'électricité et donc leurs profits.

Encadré 3. Rente de congestion et financement du réseau de transport

Lorsque les interconnexions sont saturées, les prix de deux zones voisines divergent et les flux d'électricité vont de la zone où l'électricité est la plus abondante et le prix le plus bas vers la zone où l'électricité est la moins abondante et les prix de marché les plus élevés. Dans cette situation, la différence de prix sur les flux d'électricité vendus allant de la zone où l'électricité est abondante à la zone où l'équilibre offre-demande est plus contraint est allouée à parts égales aux gestionnaires de réseau des deux zones. Les gestionnaires de réseau peuvent ensuite dédier ces fonds à des usages divers : d'après les données les plus récentes de l'ENTSOE[96] , moins d'un tiers de ces revenus servent aujourd'hui au développement de nouvelles capacités d'interconnexion, le reste étant alloué à garantir la disponibilité des capacités d'interconnexion, la réduction des tarifs du réseau de transport ou la mise en réserve sur les bilans des gestionnaires de réseau.

5.4. Augmenter le prix du CO_2 à 50 €/t entraîne des réductions supplémentaires d'émissions à moindre coût mais aux effets redistributifs importants

L'augmentation du prix du CO_2 est un levier important pour favoriser les capacités de productions d'électricité moins émettrices de CO_2 et l'investissement dans de nouvelles capacités bas carbone. Un rehaussement du prix du CO_2 en 2030 de 30 à 50 €/tCO_2 permet d'éviter 128 MtCO_2. Le coût de production supplémentaire serait de de 5,2 milliards d'euros en Europe et aboutirait à un coût moyen d'abattement de 41 euros par tonne de CO_2 évitée. En comparaison, un scénario de sortie accélérée du charbon en Allemagne, compensée par un rehaussement de l'objectif renouvelable à 60 %[97], réduirait les émissions en Europe de 32 MtCO_2 pour un coût estimé de 2,3 Mds d'euros, soit un coût moyen d'abattement plus élevé de 67,8 euros par tonne de CO_2 évitée.

Ce résultat montre que l'augmentation du prix du CO_2 sur la production d'électricité est donc bien le moyen le moins coûteux pour atteindre les objectifs climatiques. Néanmoins, des blocages d'ordre politique s'opposent au renforcement de ce signal-prix depuis près de dix ans en Europe, comme l'illustre la difficile négociation autour de la réforme de l'ETS. Les difficultés à renforcer le signal-prix du CO_2 en Europe proviennent notamment de ses fortes implications redistributives. Un prix du CO_2 plus élevé se répercute sur les prix de marché de l'électricité en Europe, les niveaux de production des centrales émettrices et l'équilibre des échanges transfrontaliers. L'ensemble de ces effets pour la France et l'Allemagne sont résumés par la Figure 40.

Les impacts d'un prix du CO_2 plus élevé sont asymétriques entre les deux pays : les acteurs français dans leur ensemble bénéficieraient d'un gain de 1,2 Md€ d'euros supplémentaires en 2030 en cas d'augmentation du prix du CO_2 de 30 à 50 à €/t, quand les acteurs allemands y perdraient au total 602 millions d'euros. Cette différence explique en grande partie le positionnement distinct concernant le renforcement du prix du CO_2 des deux côtés du Rhin. Dans les deux pays, les consommateurs supporteraient une augmentation du coût de l'électricité, partiellement compensée par une réduction du besoin de financement des mécanismes de soutien aux énergies renouve-

96 Voir à ce titre l'étude accompagnant l'analyse d'impact concernant le traitement de la congestion de la Commission européenne : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_report_clean_version_may_3_2017.pdf

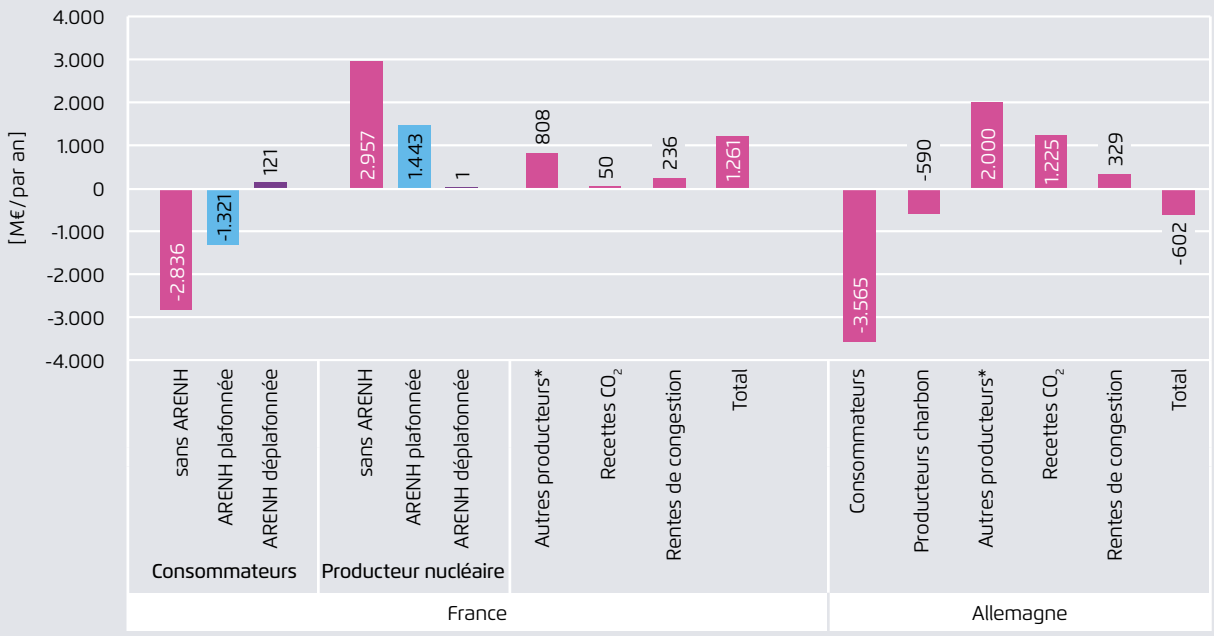
97 Scénario « charbon bas », ENR 60 % en Allemagne

lables, tandis les recettes budgétaires pour les États provenant de la tarification CO_2 augmenteraient. Pris globalement, les producteurs d'électricité bénéficieraient eux de cette hausse des prix de l'électricité et accroîtraient leurs revenus.

Dans le détail, chaque filière de production serait impactée de façon distincte en fonction de l'intensité CO_2 de sa production. En Allemagne, les producteurs des centrales à charbon restant en service – 24,3 GW dans le scénario « charbon moyen » – perdraient environ 590 M€/an de profits par rapport à une situation où le prix du CO_2 resterait à 30 €/t. En France, le bénéfice d'une telle mesure pour le producteur nucléaire sera lié à l'évolution du dispositif de l'ARENH[98] qui plafonne à 42 €/MWh le prix d'une partie de la production d'origine nucléaire. En cas d'abandon du dispositif avant 2030, un prix du CO_2 plus élevé bénéficierait principalement au producteur nucléaire pour un montant estimé à 3 Mds€/ an. En revanche, si le dispositif est prolongé au-delà de 2025 avec le plafond actuel de 100 TWh, il limiterait le profit du producteur nucléaire à 1,4 Mds€ et la perte provenant d'un prix CO_2 plus élevé pour le consommateur final serait limitée à 1,3 Md€ (contre 2,8 Mds€ sans ARENH). Enfin, si le dispositif est étendu à l'ensemble de la production nucléaire, l'effet d'une hausse du prix

98 Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est prévu pour durer jusqu'en 2025. Il permet au fournisseur d'électricité autre qu'EDF d'accéder à 100 TWh de production d'électricité du parc historique « en base » au prix régulé de 42 €/MWh.

Impacts redistributifs d'une hausse du prix du CO_2 de 30 à 50 €/tCO_2 en France et en Allemagne — Figure 40



* Technologies de production autres que nucléaire, à charbon (houille et lignite), solaire et éolienne (terrestre et en mer).
Les hypothèses de coût de production sont celles retenues pour la période 2016-2030 dans l'Annexe 5 « Hypothèses de coût de production des filières technologiques ». Les variations de revenus et coût de production des filières éoliennes et renouvelables sont attribuées au consommateurs, en faisant l'hypothèse simplificatrice que les mécanismes de soutien ENR seront maintenus d'ici 2030 Les rentes de congestion pour la France et l'Allemagne représentent ici la moitié de la somme des rentes de congestion sur l'ensemble de leurs frontières respectives. Pour plus de détails concernant la méthodologie de ces calculs, voir Annexe 6.
Analyse des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid.

du CO_2 pour le producteur nucléaire serait nul et les consommateurs français bénéficieraient d'un gain global estimé de 121 millions d'euros annuel.

Enfin, les pertes pour le consommateur et certains producteurs d'électricité pourraient être également limitées dans une certaine mesure par l'utilisation des revenus supplémentaires issus des revenus de taxe ou des quotas CO_2 tout en maintenant le caractère incitatif du prix du CO_2 et les réductions d'émissions associées. En Allemagne, l'État toucherait près de 1,2 Md€ supplémentaires en 2030 (par rapport à un scénario avec prix du CO_2 à 30€/t), qui pourraient être utilisés pour compenser les principaux perdants de cette mesure au niveau national, à commencer par les territoires et acteurs économiques associés à la production à charbon et les consommateurs d'électricité.

Conclusion : définir des stratégies nationales de transition des systèmes électriques compatibles avec la réalisation de l'Union de l'énergie européenne

Les transformations des systèmes énergétiques français et allemand s'inscrivent dans le cadre des politiques énergie-climat européennes, qui visent d'ici 2030 une baisse de 40 % des émissions de CO_2 de l'UE par rapport à 1990, une hausse de la part des énergies renouvelables à 27 % de la consommation d'énergie finale et une amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27 %. Les États membres de l'UE doivent donc adopter des stratégies nationales compatibles avec l'atteinte de ces objectifs communautaires tout en intégrant pleinement l'interdépendance entre les systèmes énergétiques nationaux et les conséquences des choix faits par les États voisins. Dans le secteur électrique, les systèmes français et allemand ont un rôle pivot en Europe car ils se situent au cœur de la plaque de cuivre européenne et sont interconnectés à eux deux avec douze autres pays européens ; les décisions que prendront ces deux pays auront donc une influence majeure sur la capacité de l'UE à atteindre ses objectifs. Une incertitude importante dans les deux pays concerne la restructuration de leurs parcs de production conventionnelle, nucléaire en France et charbon en Allemagne.

Cette étude montre, en France, que la rentabilité des investissements pour la prolongation du nucléaire au-delà de 50 GW est incertaine, malgré un renforcement significatif des débouchés à l'export et un prix du CO_2 remonté à 30 €/t. Le dimensionnement du parc nucléaire devra donc être articulé avec le développement des énergies renouvelables et des interconnexions, et tenir compte des choix des autres États membres afin d'éviter un risque important de coûts échoués. Par ailleurs, une baisse de la capacité nucléaire en France devrait être articulée à un rehaussement du prix du CO_2 européen ou à l'adoption d'un plan de sortie du charbon en Allemagne, afin d'éviter des effets négatifs sur le bilan climatique européen. En Allemagne, l'atteinte des objectifs climatiques nécessite une division par deux de la production des centrales à charbon. Cette baisse de la production à charbon réduira le solde exportateur du pays et augmentera le niveau des importations d'électricité et donc l'exposition du système allemand aux choix de ses voisins. La demande allemande pourrait alors être un débouché pour la production excédentaire d'électricité française. Néanmoins, un tel équilibre est politiquement sensible en Allemagne, en particulier si l'énergie nucléaire continue de constituer une part importante de la production d'électricité française. L'augmentation prévue de la part des énergies renouvelables à 65 % de la consommation d'électricité en 2030 contribuera à éviter que l'Allemagne ne dépende des importations dans un contexte de sortie du charbon. Cette accélération contribuerait néanmoins à l'offre excédentaire dans le système électrique et prolongerait la période de faibles prix de marché de l'électricité en Europe.

L'exemple de la France et de l'Allemagne illustre que le renforcement de l'intégration des systèmes électriques européens nécessitera de dépasser certains sujets de friction pour rendre l'intégration souhaitable pour l'ensemble des acteurs concernés ; une plus grande mise en commun des ressources à l'échelle du continent permet en effet de limiter les besoins d'investissements dans le secteur électrique et donc le coût pour le consommateur final en Europe. Alors que les productions d'électricité éolienne et solaire augmentent, une plus grande intégration pourra être opérée en mettant à profit les effets de foisonnement à l'échelle du continent (Fraunhofer IWES, 2015). À l'inverse, des stratégies nationales qui déclencheraient des effets transfrontaliers en contradiction avec les objectifs nationaux risqueraient d'augmenter la fragmentation des marchés européens

Solde journalier des échanges internationaux d'électricité dans le scénario 60 % ENR en Allemagne (haut) et 63 GW nucléaire en France (bas) Figure 41

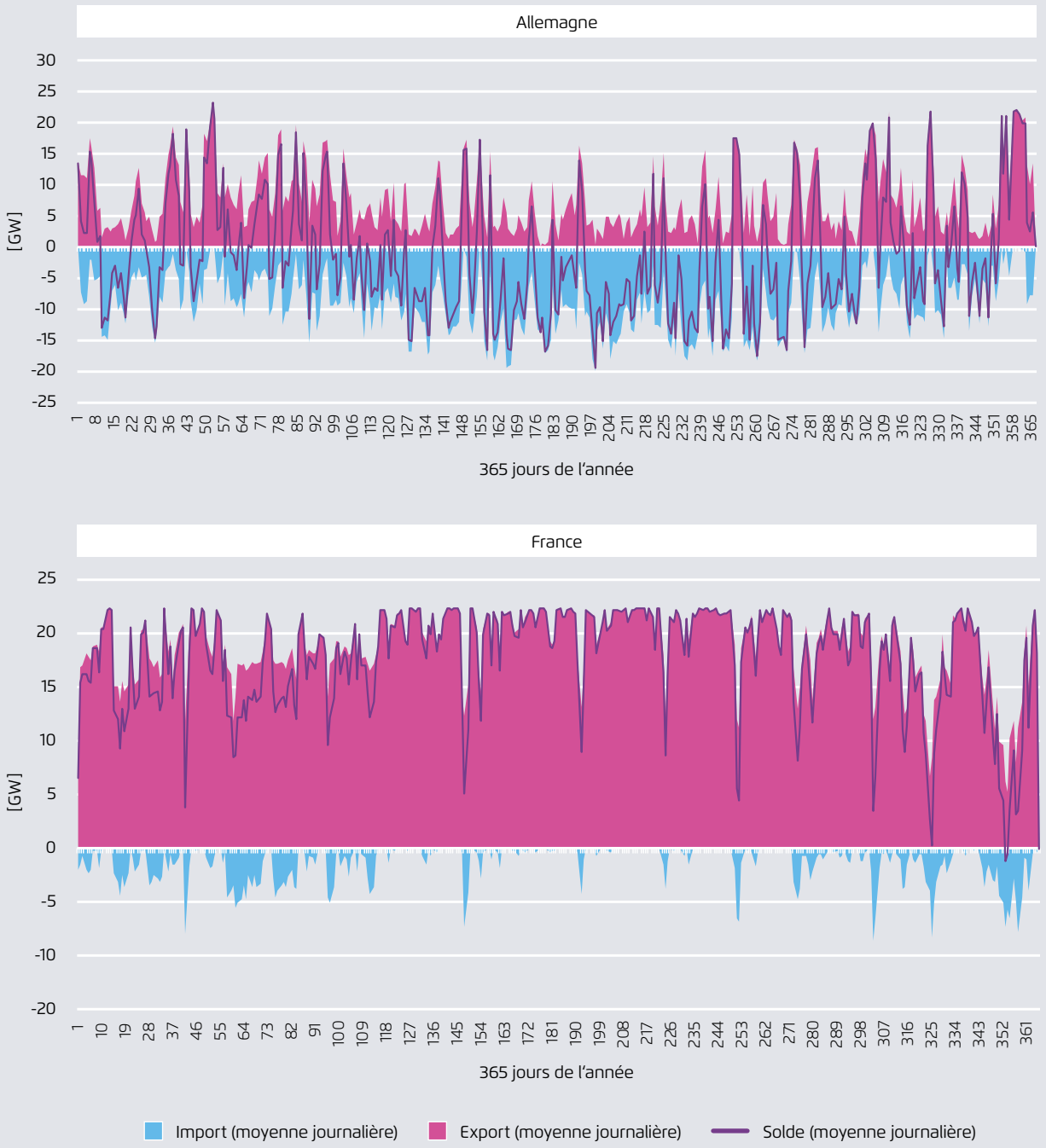


Illustration des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid. Cette figure indique les soldes journaliers des échanges électriques dans les deux pays dans le cas nucléaire élevé (63 GW) en France et sortie du charbon, couplé à une hausse des énergies renouvelables à 60 % pour l'Allemagne. Les échanges allemands (en haut) alternent tout au long de l'année entre position exportatrice et importatrice, alors que les échanges français sont quasiment toujours orientés vers l'export.

de l'électricité et de prolonger la situation de surcapacité actuelle du secteur électrique européen.

La conciliation des approches française et allemande serait en particulier facilitée par une décision rapide sur les stratégies nationales concernant le parc nucléaire en France et à charbon en Allemagne. Les deux pays pourraient se consulter étroitement lors de la définition de leurs stratégies, notamment en ce qui concerne leurs impacts transfrontaliers, comme les y invite la proposition de règlement sur la gouvernance énergie-climat présentée par la Commission européenne en novembre 2016 et en cours de discussion. Ces consultations pourraient prendre la forme de travaux prospectifs approfondis communs qui serviraient de base à un dialogue transparent et ouvert.

Une fois ces stratégies mieux définies, la France et l'Allemagne pourraient engager de nouvelles actions communes pour mettre en œuvre la transition énergétique au niveau bilatéral, régional ou européen. Ces actions communes pourraient prendre la forme d'une coopération plus étroite pour le développement des interconnexions et des énergies renouvelables, ou d'une initiative politique pour le renforcement du prix du CO_2 pour la production électrique. La France et l'Allemagne pourraient alors jouer un rôle décisif dans l'atteinte de compromis politiques nécessaires à la concrétisation de la transition énergétique dans l'ensemble de l'Europe et à son inscription au cœur d'une refondation du projet européen.

Annexes

ANNEXE 1.
Capacités installées et production électrique par filières en 2030 en France et en Allemagne dans les différents scénarios de l'étude

Capacités de production installées en 2030 (GW) en France et en Allemagne — Table A1

En GW		FRbas, DEmoy	FRbas, DEbas_ 60 % ENR	FRmoy, DEmoy	FRmoy, DEbas_ 60 % ENR	FRmoy, DEmoy_ 50 CO_2	FRhaut, DEmoy	FRhaut, DEbas_ 60 % ENR	FRhaut, DEbas_ 50 % ENR
France	**Renouvelables (identique dans tous les scénarios)**								
	Eolien terrestre	36							
	Eolien maritime	7,2							
	Solaire PV	32							
	Hydraulique	27,5							
	dont STEP	5,8							
	Autres ENR	3,2							
	Nucléaire	40	40	50	50	50	63	63	63
	Thermique fossile (identique dans tous les scénarios)								
	Gaz	6,2							
	Autres thermiques	8,6							
Allemagne	**Solaire PV et éolien**								
	Eolien terrestre	58,5	70	58,5	70	58,5	58,5	70	58,5
	Solaire PV	66,3	75,3	66,3	75,3	66,3	66,3	75,3	66,3
	Autres ENR (identique dans tous les scénarios)								
	Eolien maritime	15							
	Hydraulique	17,5							
	dont STEP	11,9							
	Autres ENR	7,5							
	Charbon								
	Charbon houille	14,8	9,5	14,8	9,5	14,8	14,8	9,5	9,5
	Charbon lignite	9,5	9,1	9,5	9,1	9,5	9,5	9,1	9,1
	Thermique hors charbon (identique dans tous les scénarios)								
	Gaz	37,8							
	Autre thermique	3							

Production électrique par filière en 2030 (TWh) dans les différents scénarios en France — Table A2

TWh	FRbas, DEmoy	FRbas, DEbas_ 60 % ENR	FRmoy, DEmoy	FRmoy, DEbas_ 60 % ENR	FRmoy, DEmoy_ 50 CO_2	FRhaut, DEmoy	FRhaut, DEbas_ 60 % ENR	FRhaut, DEmoy_ 50 % ENR
Éolien terrestre	79	79	79	79	79	79	79	79
Éolien maritime	23	23	23	23	23	23	23	23
Solaire PV	39	39	39	39	39	39	39	39
Hydraulique	73	73	74	71	73	71	71	71
dont STEP	8	8	9	6	8	6	6	6
Autres ENR	12	12	12	12	12	12	12	12
Total Renouvelables	**217**	**217**	**217**	**217**	**217**	**217**	**217**	**217**
Nucléaire	278	276	338	335	338	390	386	390
Gaz	9	9	5	5	7	2	2	2
Autres thermiques	10	10	10	10	10	10	10	10
Total Production	**514**	**513**	**571**	**568**	**572**	**619**	**615**	**620**
Balance des échanges	52	50	107	104	109	155	151	156
Ecrêtement	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,3
Consommation*	**459**	**459**	**459**	**459**	**459**	**459**	**459**	**459**

* Pertes réseau inclues mais sans prise en compte du pompage STEP et stockage batteries.

Production électrique par filière en 2030 (TWh) dans les différents scénarios en Allemagne — Table A3

TWh	FRbas, DEmoy	FRbas, DEbas_ 60 % ENR	FRmoy, DEmoy	FRmoy, DEbas_ 60 % ENR	FRmoy, DEmoy_ 50 CO_2	FRhaut, DEmoy	FRhaut, DEbas_ 60 % ENR	FRhaut, DEmoy_ 50 % ENR
Éolien terrestre	123	153	123	153	123	123	153	123
Éolien maritime	64	64	64	64	64	64	64	64
Solaire PV	60	73	60	73	60	60	73	60
Hydraulique	32	33	31	33	30	31	33	32
dont STEP	9	11	9	11	8	9	11	10
Autres ENR	40	40	40	40	40	40	40	40
Total Renouvelables	310	352	310	352	310	309	352	309
Gaz	99	101	92	94	129	86	88	94
Charbon houille	74	45	69	43	64	64	41	44
Charbon lignite	66	60	63	57	43	60	54	59
Autre thermique	2	2	2	2	2	2	2	2
Batteries (destockage)	3	3	3	3	3	3	4	3
Total Production*	551	560	535	547	548	522	536	509
Balance des échanges	0.5	7,0	-15,1	-6,0	-2,6	-28,5	-17,2	-41,8
Ecrêtement	0.7	3,0	0,8	3,1	0,8	0,9	3,3	0,9
Consommation nette*	547	547	547	547	547	547	547	547

* Pertes réseau inclues mais sans prise en compte du pompage STEP et stockage batteries. A noter que les objectifs ENR allemands s'expriment en pourcentage de la consommation brute d'électricité (qui prend en compte également le niveau d'autoconsommation des centrales électriques). Cette consommation brute s'établit à 599,9 TWh en 2030.

ANNEXE 2.
Hypothèses sur les capacités d'échange aux frontières

L'organisation des gestionnaires de réseaux de transports européens (ENTSO-E) fournit sa vision du développement des infrastructures à l'horizon 2030 dans le cadre de son plan de développement des réseaux à dix ans[99]. Le dernier plan en date envisage le développement de 70 GW maximum d'interconnexions supplémentaires entre États européens d'ici 2030 par rapport à 2015. Ce chiffre doit néanmoins être pris avec prudence compte tenu des durées de réalisation historiques des interconnexions électriques : il n'est pas rare que ces délais atteignent dix ans ou plus pour les projets d'interconnexion en Europe. Ces délais longs proviennent d'obstacles réglementaires, d'oppositions juridiques ou du manque d'intérêt financier pour les projets.

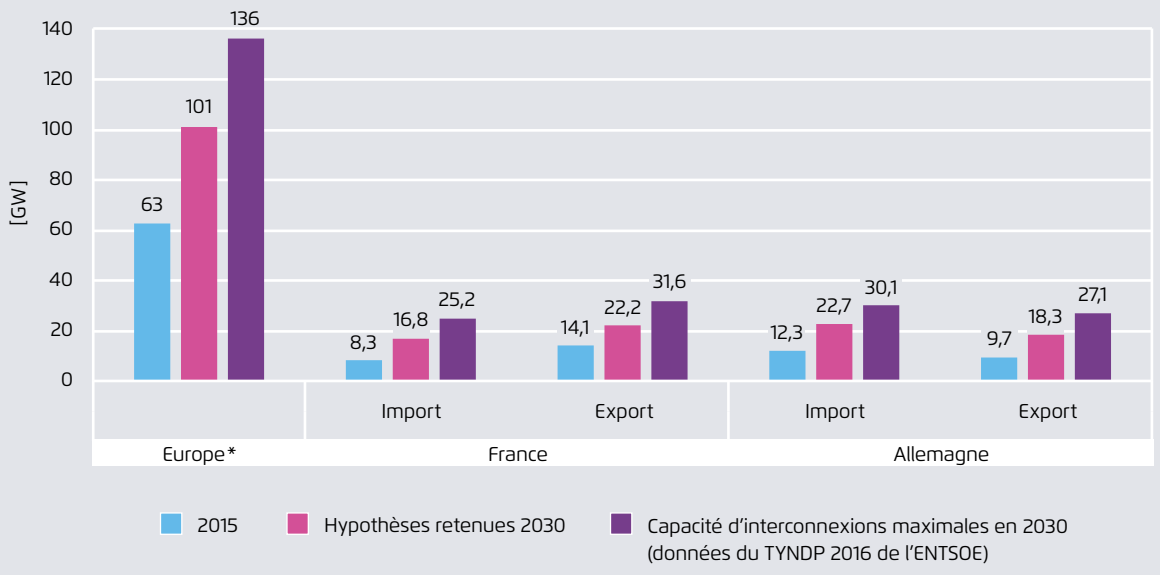
Les hypothèses d'interconnexions retenues pour cette étude se basent donc sur une analyse projet par projet des interconnexions envisagées dans le plan de développement des réseaux européens pour évaluer son degré de faisabilité à l'horizon 2030. Seuls les projets en phase de « design et permitting », « commissioned » et « under construction » ont ainsi été retenus dans le cadre de cette étude[100]. Au final, un peu plus de la moitié des nouveaux projets mentionnés par les gestionnaires de réseau à l'échelle de l'Europe sont ainsi considérés comme réalistes à cette échéance. Pour la France, cette approche conduit à retenir un niveau d'interconnexion correspondant

99 (ENTSOE, 2016)

100 Sur la base d'une méthodologie comparable à celle employée dans (Agora Energiewende, 2013).

Hypothèses d'interconnexions électriques prises en compte par l'étude en Europe, en France et en Allemagne en 2030 et comparaison avec les projets inclus dans le plan de développement à dix ans de l'organisation des gestionnaires de réseau européens

Figure A1



* Illustratif car certains pays européens ont été regroupés par zone dans le cadre de la modélisation.
ENTSOE (2016), CRE (2016), Monitoringsbericht (2015), ACER (2015), calculs des auteurs.

à l'existant et aux projets en cours de construction, auquel sont ajoutées les interconnexions suivantes : interconnexions du golfe de Gascogne (France-Espagne), Eleclink (France-Royaume-Uni) et Savoie-Piémont (France-Italie). Cette approche prudente sur le niveau des interconnexions européennes est également justifiée par la persistance probable de congestions sur les réseaux nationaux d'ici 2030, qui limitent en effet dans la pratique le niveau des interconnexions disponibles pour les échanges commerciaux transfrontaliers dans plusieurs États membres[101].

Les flux commerciaux d'électricité entre pays sont explicitement simulés à l'aide d'un modèle usuel NTC (Net Transfer Capacity), qui représente des capacités maximales d'échange.

Les hypothèses retenues pour les interconnexions à l'horizon 2030 sont résumées dans la Figure A1 et le tableau A4.

101 Voir (ACER, 2017)

Hypothèses d'interconnexions retenues dans cette étude pour la France et l'Allemagne en 2030 — Table A4

France 2030		
interconnexion avec…	Export (MW)	Import (MW)
Allemagne	3 000	3 000
Belgique	3 820	2 580
Royaume-Uni	3 000	3 000
Espagne	5 000	5 000
Italie	3 800	2 000
Suisse	3 200	1 100
Total	**21 820**	**16 680**

Allemagne 2030		
interconnexion avec…	Export (MW)	Import (MW)
France	3 000	3 000
Autriche	5 000	5 000
Belgique	1 000	1 000
Suisse	1 650	4 000
République Tchèque	1 600	2 600
Danemark	2 530	2 700
Luxembourg	2 300	2 300
Pays-Bas	4 590	4 600
Norvège	1 400	1 400
Pologne	2 000	3 000
Suède	570	580
Total*	**18 280**	**22 730**

* Sans comptabiliser l'Autriche et le Luxembourg, qui sont intégrés aujourd'hui à la zone de prix allemande.

ANNEXE 3.
Fonctionnement général du modèle

Cette étude fixe de manière exogène les capacités installées à l'horizon 2030. Les scénarios moyens en France et en Allemagne respectent les critères d'adéquation par construction, puisqu'ils reposent largement sur les exercices prospectifs nationaux : bilans prévisionnels de la France (RTE 2014 et 2016), de l'Allemagne (NEP 2017) et des autres pays européens (TYNDP 2016). Toutefois, les ajustements faits à la hausse ou à la baisse sur les capacités de production concernées (nucléaire, renouvelable, charbon, lignite) ne s'accompagnent pas d'une optimisation économique des autres capacités de production connectées au système. En d'autres termes, cette étude ne modélise pas les décisions d'investissements ou de désinvestissements qui suivraient les ajustements faits à la hausse ou à la baisse sur les capacités de production étudiées [102].

Cette approche est justifiée dans le cadre de cette étude car les trajectoires d'évolution des parcs renouvelable, charbon et nucléaire à l'horizon 2030 sont aujourd'hui largement impulsées par des orientations de politique énergétique : objectifs de déploiement des ENR déclinés par filière technologique, objectifs climatiques pour l'Allemagne ou de réduction de la part du nucléaire en France. Cette approche ne permet néanmoins pas d'étudier en détail les dynamiques d'investissements dans les capacités de pointe, nécessaires à la garantie de la sécurité d'approvisionnement [103].

En France, l'investissement dans les actifs de pointe nécessaires est censé être assuré par les rémunérations provenant du mécanisme de capacité. Pour l'Allemagne, des travaux de référence ont montré que la rémunération des actifs de pointe pouvaient être assurés par les revenus provenant du marché de gros de l'électricité [104], et ceci même avec des taux de pénétration renouvelables élevés. Les risques portés par les investisseurs y seraient néanmoins plus élevés [105]. Le débat politique et technique outre-Rhin a toutefois conduit le pays à mettre en place une réserve stratégique qui rémunère des actifs hors marché.

Description des simulations et du logiciel utilisé

Pour chaque scénario, des simulations, au pas de temps horaire et sur 10 années climatiques, de la gestion optimisée de la production, du stockage et du transport d'électricité sur le périmètre ENTSO-E sont réalisées, à partir du logiciel *Artelys Crystal Super Grid*. Développé et distribué par Artelys, cet outil est dédié à la réalisation d'analyses technico-économiques des systèmes énergétiques européens. L'outil est composé d'une interface graphique utilisée pour créer les modèles et analyser les résultats et d'un moteur de calcul implémentant des algorithmes d'optimisation de pointe permettant de réaliser une optimisation et une planification de la production (éventuellement multi-énergie) au pas de temps horaire sur l'ensemble des pays européens sur de multiples scénarios climatiques. Les modèles utilisés

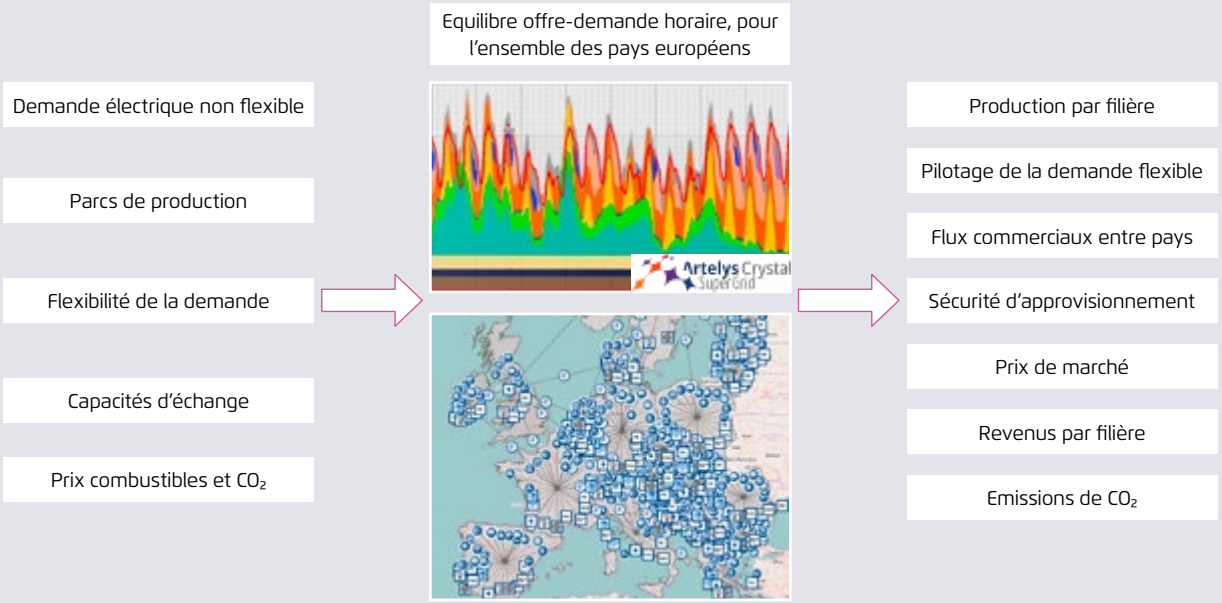
102 Par exemple, on peut imaginer qu'un prix plus bas de l'électricité incitera certains producteurs à fermer les sites de production non rentables.

103 Ce choix est délibéré, car comme l'illustre le marché européen actuellement en surcapacité, des situations de déséquilibre durable entre capacités de production et besoins d'électricité existent. Ces dernières années ont vu la multiplication de mécanismes de rémunération de capacités qui visent à maintenir suffisamment de capacités de production et d'effacement afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans de nombreux pays européens. Ces rémunérations s'ajoutant aux rémunérations de marché, les décisions d'investissements ou de maintien des capacités ne dépendent plus uniquement des seuls revenus du marché électrique et nous pouvons considérer qu'au minimum tous les actifs nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement seront maintenus dans le système à l'horizon 2030, en ligne avec les scénarios référentiels que nous avons utilisés pour les autres pays européens (scénarios TYNDP).

104 (Consentec, Fraunhofer ISI, r2b, 2015).

105 (Artelys (2016).

Fonctionnement général du modèle — Figure A 2



Artelys.

prennent en compte de très nombreux paramètres technico-économiques comprenant la gestion dynamique des stocks, les coûts des carburants et du CO_2, les contraintes dynamiques relatives aux producteurs thermiques (rampes, coûts de démarrages, etc.). Les équations résultantes à résoudre comportent de l'ordre de 50 millions de variables et de contraintes. Leur résolution fait appel à un algorithme développé au sein du moteur de calcul *Artelys Optimization Engine*, qui s'appuie sur le solveur d'optimisation FICO Xpress. La Figure A 2 illustre le mode de fonctionnement du logiciel.

La modélisation adoptée dans l'étude représente, pour la France, l'Allemagne, leurs voisins directs, ainsi que leurs voisins indirects agrégés par zones, les modalités de fonctionnement de l'ensemble des filières de production et de stockage d'électricité, ainsi que des procédés de pilotage de demande électrique et des échanges commerciaux d'électricité entre les zones considérées.

L'optimisation est réalisée du point de vue de la collectivité, suivant un critère économique. Le modèle minimise la somme, sur toute l'année et sur la zone couverte par les membres de l'ENTSO-E, du coût de production d'électricité.

Les contraintes modélisées pour chaque heure de l'année, sont les suivantes :

→ contrainte d'équilibre offre-demande ;
→ contrainte de flux commerciaux d'électricité entre les pays bornés par une capacité NTC ;
→ contraintes techniques associées aux filières thermiques (rendements, rampes, gradients, coûts de démarrages, etc.) ;
→ contraintes techniques associées à la flexibilité.

Présentation de l'outil Artelys Crystal Super Grid[106] Figure A 3

Artelys.

Exploitation de la base de données Artelys

Les hypothèses de mix énergétique de l'ensemble des pays européens ont été réalisées en se basant sur les Visions 2030 du TYNDP.

Les données de l'ENTSO-E ont été complétées, lorsque cela était nécessaire, par les éléments de la base de données d'Artelys, notamment, pour chaque pays de l'ENTSO-E :

→ la décomposition de l'hydraulique par filière ;
→ les chroniques de production renouvelable au pas horaire pour 10 années de données météorologiques ;
→ les chroniques de demande au pas horaire reconstituées à partir de ces mêmes années météo (issues d'un modèle statistique utilisant les chroniques à température normales fournies par l'ENTSO-E et des historiques de température).

106 La fonctionnalité d'optimisation des investissements n'a pas été utilisée pour cette étude.

Modélisation de la flexibilité

Hypothèses de moyens de flexibilité — Table A5

Hypothèses de flexibilité en 2030 sur la base des bilans prévisionnels nationaux[107]		France	Allemagne
véhicules électriques	Parc de véhicules électriques (en millions)	6,9	3
	consommation annuelle (TWh)	14,6	7,5
	part pilotable	70 %	70 %
Eau-chaude sanitaire	consommation annuelle (TWh)	17,76	–
	part pilotable	80 %	–
Batteries	capacité (GW)	0	4,5
STEP	capacité (GW)	5,8[108]	11,9[109]
Hypothèses d'effacements de consommation		**France**	**Allemagne**
Pompes à chaleur	Nombre (en millions)	Non spécifié (intégré à la consommation non flexible)	2,6
	consommation annuelle (TWh)		26
	part flexible	0	77 %
	niveau d'effacement (GW)	0	2
	prix d'activation (€/MWh)	0	90
Autres effacements	capacité (GW)	6 GW	4
	prix d'activation (€/MWh)	400	400

RTE (2014, 2016), NEP (2017).

Les hypothèses de flexibilité retenues dans le cadre de cette étude pour la France et l'Allemagne sont résumées dans le tableau A5.

Dans le cadre de cette étude, le stockage inter-saisonnier, en particulier le power-to-gas, n'a pas été pris en compte. Il constitue une option de flexibilité de plus long terme, étant donné ses coûts élevés, qui devrait intervenir uniquement à des niveaux de pénétration d'énergies renouvelables très élevés (au-delà de 70 %).

Hydraulique à réservoirs

Pour gérer le stock hydraulique, dont la saisonnalité est annuelle, le modèle s'appuie sur des courbes guide (construites à partir d'historiques) qui donnent des trajectoires de stocks d'eau minimum à respecter toutes les deux semaines. Cette représentation offre les caractéristiques suivantes :

- la gestion du stock au sein de la semaine est optimisée face aux coûts de production du parc ;
- la courbe guide modélise l'impossibilité d'anticiper au-delà de l'horizon bi-hebdomadaire et permet d'avoir une répartition appropriée de l'utilisation du stock au cours de l'année.

107 NEP (2017) et RTE (2014 et 2016).

108 Soit une augmentation de 1,5 GW par rapport à l'existant.

109 Soit une augmentation de 5,4 GW par rapport à l'existant, dont 3,5 GW situés en Autriche et au Luxembourg, mais associés à la zone de réglage allemande.

Stockage

Les STEP sont représentées sous la forme de stockages au rendement de 81 %. Elles sont caractérisées, dans chaque pays, par un rapport énergie/puissance spécifique[110]. En France, cela représente 5,8 GW de flexibilité (pour un rapport énergie/puissance de 30 heures), tandis qu'en Allemagne, cela correspond à 11,9 GW (pour un temps de décharge à pleine puissance de 6 heures), d'après les bilans prévisionnels respectifs des deux pays. En outre, en Allemagne, on représente également la flexibilité apportée par 4,5 GW de batteries (de rapport énergie/puissance de 4 heures).

Le comportement de ces stockages est optimisé dynamiquement, simultanément au reste du système électrique, sous contraintes de capacité de stockage en énergie et de puissances maximales en charge et décharge.

110 Calculé à partir des données de *An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments ; F.Geth, T.Brijs, J.Kathan, J.Driesen, R.Belmans ; Renewabl e and Sustainable Energy Reviews 52(2015) 1212–1227.*

Pilotage de la demande

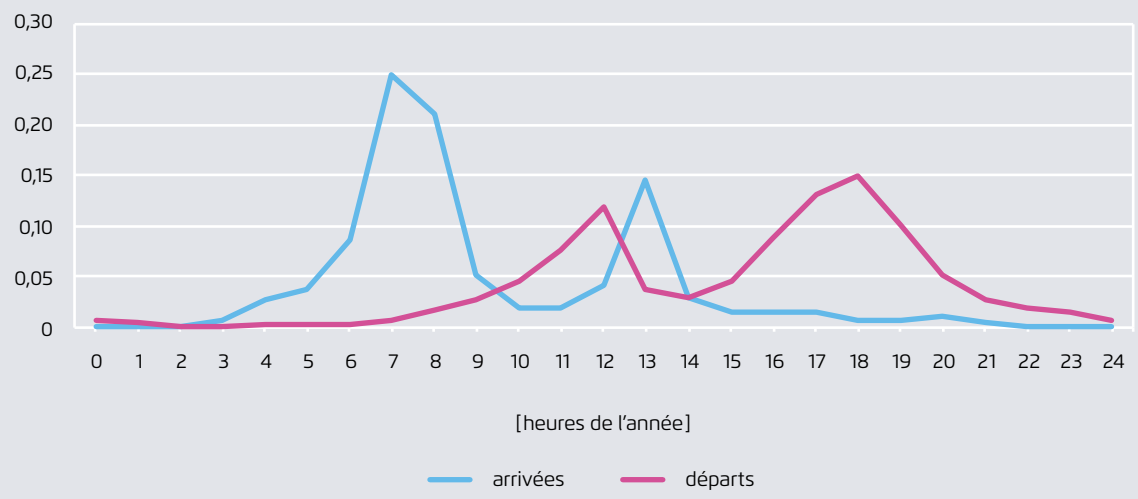
La flexibilité de différents usages de demande est représentée suivant des modalités spécifiques à chacun.

Eau chaude sanitaire (ECS) et véhicules électriques

En France, la modélisation se fait sous l'hypothèse que 80 % de la consommation journalière d'ECS (soit 14 TWh/an) peuvent être répartis librement sur les heures de la journée (entre 6 h du matin et 6 h le lendemain), et que cette répartition est effectuée dynamiquement (optimisée vis-à-vis du fonctionnement du reste du système électrique).

En outre, à la fois en France et en Allemagne, on suppose que 70 % de la charge des véhicules électriques est pilotée dynamiquement face au système électrique (cela représente respectivement 10 et 5 TWh/an). La présence des véhicules à des bornes de recharge est modélisée (à partir de profils d'arrivée et de départ des véhicules), et leur soutirage sur le réseau est optimisé dynamiquement, simultanément au reste du système électrique, sous contraintes de recharge complète au moment du départ (comme indiqué dans la Figure A 4).

Profils d'arrivée et de départ de véhicules électriques aux stations, sur une journée — Figure A 4



Artelys.

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques atténue significativement les pics de recharge naturel, qui ont lieu en général en fin de journée, en les déplaçant partiellement vers le début de journée – lorsque la demande est basse – et en milieu de journée, lors des pics de production photovoltaïque (voir Figure A 5).

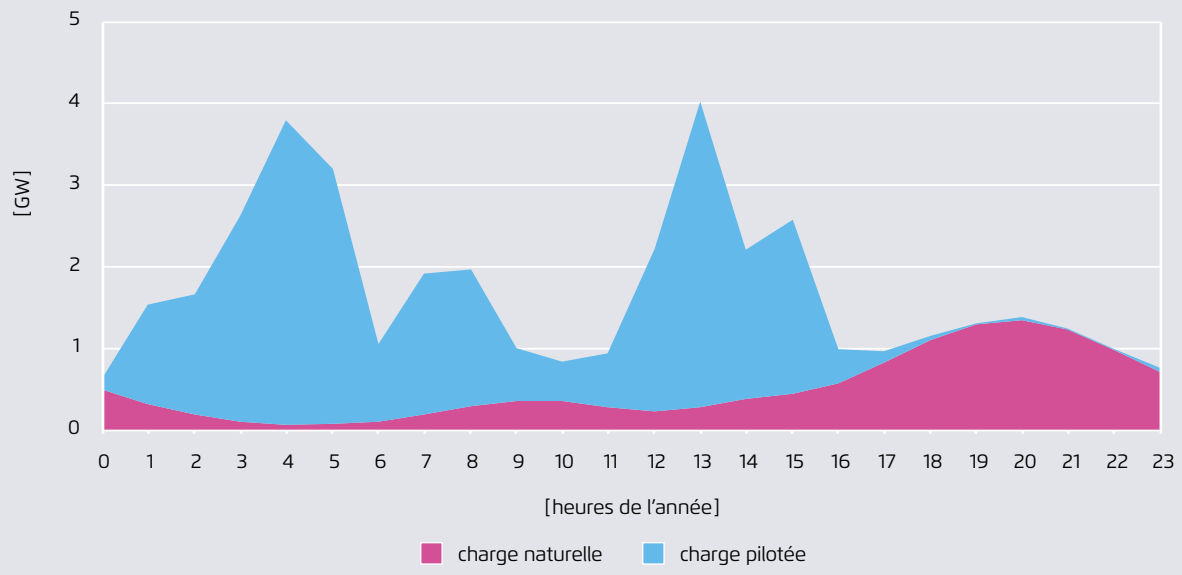
Effacements industriels et pompes à chaleur (PAC)
La possibilité, pour la France et l'Allemagne, de faire appel à des effacements industriels est également représentée, avec des potentiels respectifs de 6 et 4 GW. La sollicitation de ces effacements n'est contrainte que par ces maximas, mais leur activation est pénalisée par un coût variable de 400 €/MWh.
Par ailleurs, en Allemagne, une contribution à l'effacement par les PAC est également prise en compte ; cet effacement est également pénalisé par un coût variable, de 90 €/MWh, avec un potentiel maximal de 2 GW.

Centrales thermiques

Les unités de production thermique ont été modélisées en tenant compte d'un certain nombre de contraintes techniques les régissant (rendements, émissions de CO_2, coûts de démarrages, rampes de production, durées minimales à l'arrêt et puissance minimale de fonctionnement). Les modèles et données utilisés reprennent ceux décrits dans le rapport *METIS Power System Module*[111]. Le pilotage dynamique des cogénérations (sauf sa contribution à l'effacement en Allemagne) n'est pas modélisé ; les cogénérations fonctionnent ainsi de manière statique, suivant un profil saisonnier prédéfini. En Allemagne, la production annuelle des cogénérations atteint 67 TWh en 2030, pour une capacité installée de 17 GW.

111 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/power_system_module.pdf

Profil de charge moyen des véhicules électriques en Allemagne (GW) en 2030 (scénario 50 % ENR) Figure A 5

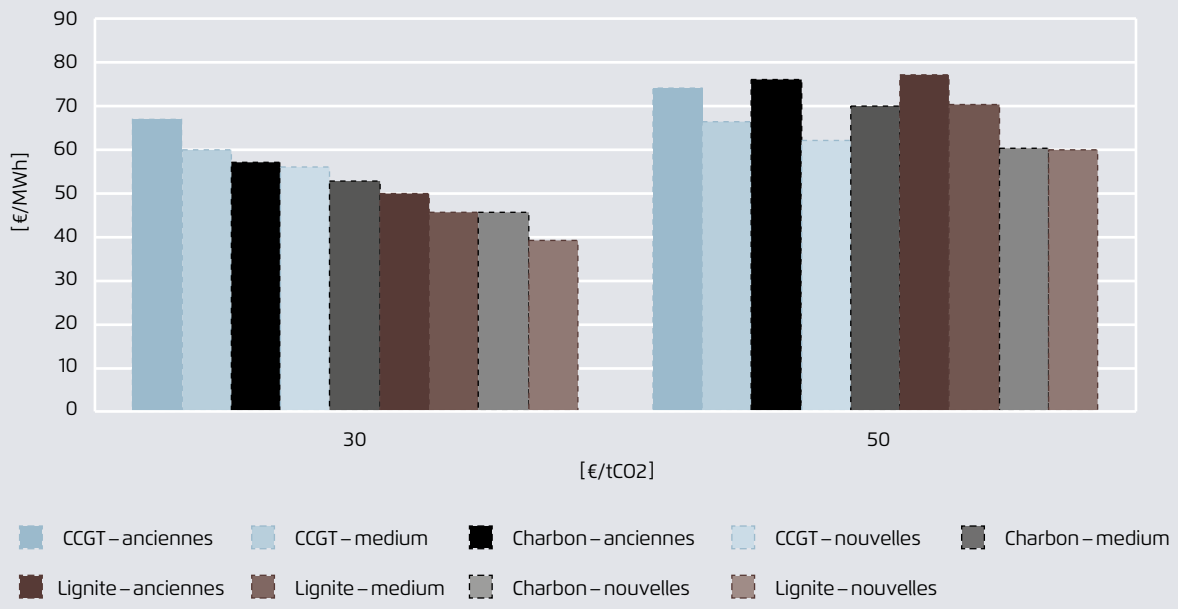


Artelys. Cette figure indique la moyenne annuelle de la charge des véhicules électriques durant chaque heure de la journée en 2030.

Pour chaque filière de semi-base (charbon, lignite et CCGT), on distingue trois catégories de rendements, déterminées à partir des âges de construction des centrales[112] (classifiées entre « ancienne génération », « nouvelle génération » et « medium »). De ce fait, le modèle permet une représentation assez fine de l'ordre de préséance économique des différentes catégories de filières. Ainsi, pour un prix du carbone à 30 €/t (correspondant à la plupart des scénarios étudiés), le coût variable de production (incluant CO_2) des centrales charbon les plus âgées est plus élevé que celui des CCGT les plus récentes, tandis que la dernière génération de centrales charbon est compétitive vis-à-vis des deux plus anciennes catégories de lignite. Cet ordre de préséance économique est bouleversé lorsque le prix du carbone augmente à 50 €/t, avec les deux catégories les plus performantes de CCGT qui produisent à un coût inférieur à celui de presque toutes les centrales charbon et lignite (à l'exception de celles présentant le meilleur rendement). Cela est illustré par la Figure A 6.

112 Reconstitués à partir de la base de données KTH pour l'ensemble de l'Europe (données affinées, pour l'Allemagne, par des données du NEP), et projetés à 2030 à partir des estimations d'évolution du parc de l'ENTSO-E.

Coût variable de production par classe d'âge et fonction du prix du CO_2 — Figure A 6



Calculs des auteurs.

ANNEXE 4.
Prix de marché et rémunération des technologies de production dans les différents scénarios modélisés

Le Tableau A6 résume les prix annuels moyens de l'électricité sur le marché de gros à l'horizon 2030 pour la France et l'Allemagne et dans chacun des scénarios étudiés. Ces prix moyens de l'électricité sont le résultat de l'équilibre, heure par heure, entre l'offre et la demande d'électricité. Les différences de prix de marché entre les scénarios proviennent des hypothèses prises sur l'évolution du mix de production conventionnel en France et en Allemagne, les autres hypothèses structurantes restant similaires dans l'ensemble des scénarios.

Rémunération par le marché électrique des filières de production

Les filières électriques ne produisent pas toutes aux mêmes moments et ne tirent donc pas les mêmes revenus de la vente de leur production sur le marché de gros. De manière générale, les énergies renouvelables non-pilotables (éolien, solaire PV) vendent leurs productions à des prix en moyenne plus bas que les producteurs d'électricité thermique (nucléaire, gaz, charbon ou lignite)[113]. La Figure A7 résume la rémunération des différentes filières pour les différents scénarios étudiés à l'horizon 2030.

113 En effet, la production renouvelable ne coïncide pas nécessairement avec les périodes de fortes demandes. Par ailleurs, les énergies renouvelables ont tendance à produire de manière simultanée, ce qui conduit à une dépréciation de leurs prix de vente (« effet de cannibalisation »). De leur côté, les moyens de production conventionnelle ajustent, en général, leur production afin de tirer des bénéfices des périodes de prix élevés, notamment lors des périodes de forte demande.

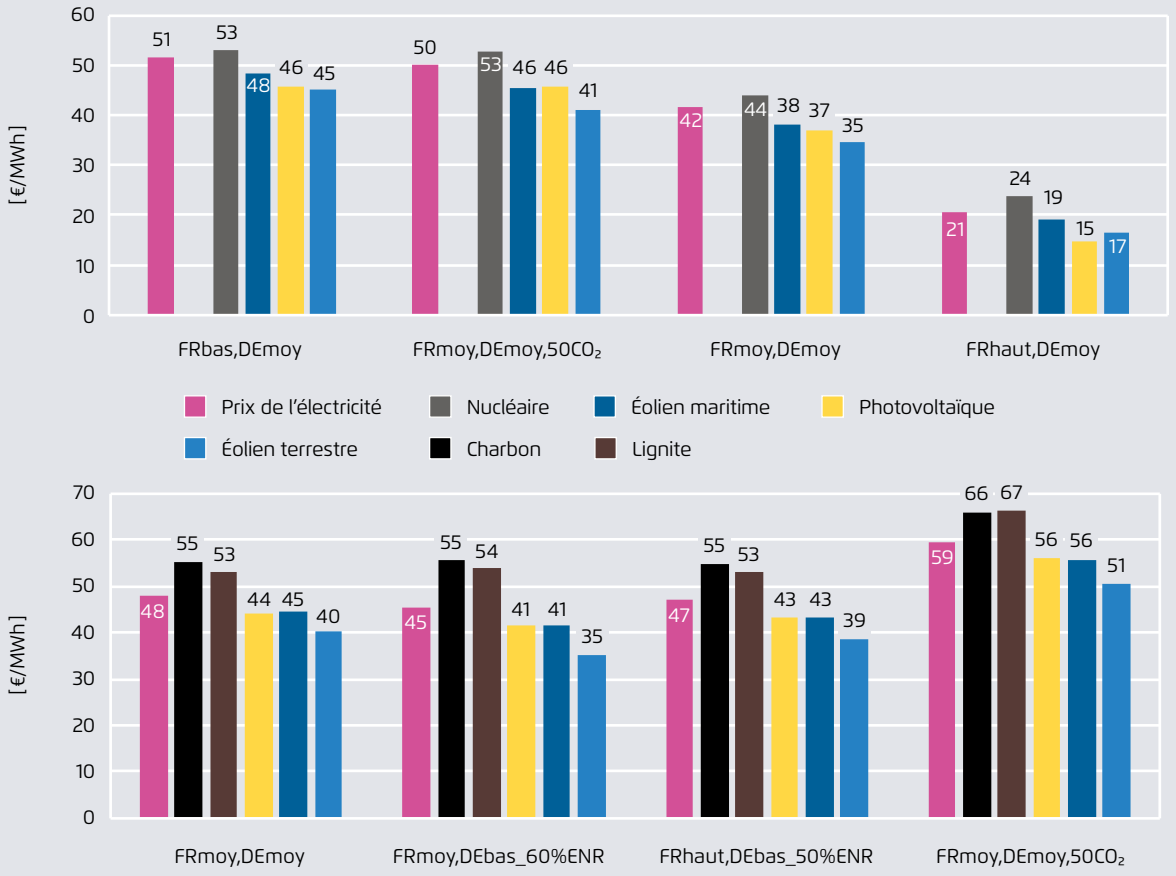
Prix Moyen de l'électricité sur le marché de gros dans l'ensemble des scénarios — Table A6

€/MWh	2016	FRbas, DEmoy	FRmoy, DEmoy, 50CO_2	FRbas, DEbas_ 60 %ENR	FRmoy, DEmoy	FRmoy, DEbas_ 60 %ENR	FRhaut, DEbas_ 60 %ENR	FRhaut, DEbas_ 50 %ENR	FRhaut, DEmoy
France	36,7	51,4	50,3	51,2	41,7	40,8	20,2	20,8	20,6
Allemagne	29,0	50,2	59,3	48,9	47,8	45,4	43,0	47,0	46,0

RTE (2016) et résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

Rémunération de différentes filières de production dans les différents scénarios étudiés en France (haut) et en Allemagne (bas) en 2030

Figure A 7



Résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

ANNEXE 5.
Hypothèses de coût de production des filières technologiques

1. Énergies renouvelables photovoltaïque et éolien terrestre

Le coût des énergies renouvelables a baissé de manière très significative ces dernières années. Cette baisse a été largement sous-estimée par une grande majorité des études prospectives sur les coûts, comme en témoigne la disparité entre les prévisions passées et les résultats des appels d'offres récents. Le passage aux appels d'offres est relativement récent en Europe, ce qui impose une certaine prudence en raison du manque de retour d'expérience sur la réalisation des projets. Néanmoins, l'ampleur des baisses constatées avant et depuis le passage aux appels d'offre, ainsi que les caractéristiques intrinsèques des filières renouvelables favorables aux économies d'échelle, permet d'être relativement confiant sur la pérennité de ces baisses de coût.

Les hypothèses de coût retenues dans le cadre de cette étude ont été déterminées sur la base d'une recherche bibliographique approfondie et ont été discutées avec un certain nombre d'experts. Le choix des hypothèses découle de quatre principes directeurs :

- **Convergence des coûts d'investissement du PV en France et en Allemagne à l'horizon 2030 mais différences pour les marchés éoliens** (davantage d'éoliennes surtoilées en Allemagne qu'en France)**.**
- **Baisse des coûts d'investissements (CAPEX) en ligne avec les études les plus récentes.**
- **Coûts d'opération (OPEX), durée de vie des installations et nombre d'heures pleine puissance en ligne avec les études les plus récentes.**
- **Coût du capital uniforme fixé pour les technologies renouvelables à 5 %.** En raison de l'importance des coûts fixes dans la filière ENR, le coût du capital aura un impact important sur les coûts actualisés de l'énergie (*LCOE* en anglais, pour *levelized cost of energy*) des projets. Aujourd'hui, le coût moyen pondéré du capital (*CPMC* ou *WACC* en anglais, pour *weighted average cost of capital*) des projets éoliens/solaires est vraisemblablement inférieur à 5 % en Allemagne compte tenu des conditions actuelles de financement particulièrement favorables et des systèmes de rémunération garantie accordés aux projets. Un WACC de 5 % apparaît néanmoins réaliste pour l'horizon 2030, pour autant que la réglementation encadrant les projets reste stabilisée, car il est probable que les coûts de financement qui sont à leurs plus bas historiques remontent à l'avenir.

Coûts moyens du solaire photovoltaïque

Aujourd'hui, les coûts des projets photovoltaïques sont en général plus élevés en France qu'en Allemagne malgré des conditions d'ensoleillement plus favorables. Ceci s'explique par un degré de maturité moindre du marché français, illustré par des différences de coûts d'installation, de règlementations et de financement. En raison de l'ampleur du développement des capacités ENR visée en France et des mesures déjà prises et envisagées pour améliorer le contexte règlementaire, nous supposons néanmoins une convergence des coûts d'investissements dans les deux pays à l'horizon 2030.

Deux filières photovoltaïques sont prises en compte dans le cadre de cette étude : grandes centrales PV au sol et PV sur toiture. La répartition des capacités installées pour ces deux filières sur la période 2016-2030 correspond aux plans de déploiement nationaux. Cette répartition s'établit à environ 33 % au sol et 66 % sur toiture en Allemagne et 40 % au sol et 60 % sur toiture en France. En ce qui concerne les filières sur toiture, il faut noter que la régulation française incite au développement de filières davantage intégrées au bâti qu'en Allemagne, ce qui conduit à des coûts plus élevés. La Figure A 8 illustre les hypothèses de coûts d'investissements (CAPEX) de plusieurs études consultées, ainsi que la trajectoire de coûts retenue pour cette étude. Les autres données nécessaires au calcul de coûts sont indiquées dans les

Tableaux A7 et A8. Sur la base des références bibliographiques consultées, les taux de charge moyen retenus en 2030 pour les nouvelles installations solaire PV au sol s'élèvent à 1 300 h en France et à 1 050 h en Allemagne. Ces taux de charge sont plus élevés qu'aujourd'hui, reflétant la baisse des pertes systèmes et les gains d'efficacité.

Évolution des coûts d'investissement du PV au sol en France et en Allemagne selon différentes études récentes

Figure A 8

EU PV Plateform (2015), IRTPV (2016), CHEETAH (2015), Fraunhofer ISE (2015), ADEME (2015), RTE (2018).

Solaire photovoltaïque au sol. Table A 7

CAPEX 2016 (€/kW)	CAPEX 2030* (€/kW)	OPEX (€/kW/an)	Coût moyen pondéré du capital	Durée de vie (ans)	LCOE 2030 (indicatif) cts€/kWh (FLH)
France					
1 000	524[114]	2,5 % des CAPEX	5 %	25	3,7 (1 300 h)
Allemagne					
800	500	2,5 % des CAPEX	5 %	25	4,1 (1 050 h)

*Valeur retenue dans l'étude.

Solaire photovoltaïque sur toiture[115]. Table A 8

	CAPEX 2016 (€/kW)	CAPEX 2030* (€/kW)	OPEX (€/kW/an)	Coût moyen pondéré du capital	Durée de vie (ans)
	France[116]				
résidentiel	2 000	1 000	2,5 % des CAPEX	5 %	25
Industriel	1 200	600	2,5 % des CAPEX	5 %	25
	Allemagne[117]				
résidentiel	1 400	800	2,5 % des CAPEX	5 %	25
Industriel	1 100	600	2,5 % des CAPEX	5 %	25

*Valeur retenue dans l'étude.

114 Cette valeur inclut les coûts de raccordement des installations, y compris la quote-part moyenne de 24 €/kW des S3RENR (schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables). Le cadre réglementaire allemand ne fait pas porter ces coûts de renforcement des réseaux aux développeurs/producteurs; ils ne sont donc pas intégrés pour le cas allemand.

115 Une seule classe générique d'installations sur toiture est considérée pour le résidentiel. La différence de coûts entre la France et l'Allemagne (en 2015 et en 2030) s'explique notamment par le rôle de l'intégration au bâti en France (quasi inexistant en Allemagne).

116 Nous faisons l'hypothèse de la répartition suivante pour la France : 75 % toitures industrielles et 25 % toitures résidentielles.

117 Nous faisons l'hypothèse de la répartition suivante pour l'Allemagne : 60 % toitures industrielles et 40 % toitures résidentielles.

Evolution des coûts d'investissement de l'éolien selon différentes études récentes (et différents types de technologie)

Figure A 9

NREL (2016), Windguard (2015), IRENA (2016), Wise et all (2016), ADEME (2014), RTE (2018), Consentec (2013), SER (2014), IRENA (2015), IEA (2015). Les points indiquent des coûts de projets réels en 2015. Les trajectoires font références à des études prospectives.

Coûts moyens de l'éolien terrestre

Les coûts des projets éoliens terrestres sont aujourd'hui plus bas en Allemagne qu'en France, malgré des conditions de vent moins favorables. Cette différence s'explique par une plus grande maturité du marché éolien allemand, mais également par davantage d'installations d'éoliennes « surtoilées » en Allemagne, qui sont caractérisées par des diamètres de rotor plus grands (110 à 140 m) pour une puissance nominale identique (pouvant atteindre en Allemagne 3 à 4 MW). Ce type d'installations est caractérisé par des taux de charge largement plus importants, malgré des coûts d'investissements légèrement plus élevés, ce qui conduit à des coûts de production (LCOE) significativement plus bas. Ces éoliennes « surtoilées » devraient représenter une part importante des éoliennes terrestres installées d'ici 2030 en Allemagne. Elles devraient par contre moins se développer sur le marché français, étant donné un cadre réglementaire plus restrictif, notamment en matière d'aménagement du territoire.

Pour 2030, ces différences de filières nous conduisent à retenir des hypothèses plus favorables sur les taux de charge en Allemagne (malgré des conditions de vents moins bonnes qu'en Frane) pour des coûts d'investissement légèrement plus élevés. Nous faisons néanmoins l'hypothèse que l'installation d'éoliennes toujours plus hautes est limitée par des problèmes d'acceptation dans les deux pays. Les taux de charge retenus pour 2030 (2500 heures pleine puissance en France et 2600 heures en Allemagne) peuvent ainsi apparaître conservateurs, au vues des évolutions technologiques actuelles et annoncées[118]. La figure A 9 illustre les hypothèses de CAPEX qui proviennent de diverses études récentes consultées. Les trajectoires de coûts d'investissements moyens retenues pour cette étude sont indiquées en pointillés.

118 Voir (Windguard, 2017), (Fraunhofer IWES, 2017), (Agora Energiewende, 2017e)

Hypothèses de coût de l'éolien terrestre. Table A 9

2016		2030		OPEX (€/kW/an)	Coût moyen pondéré du capital	Durée de vie (ans)	LCOE 2030 (indicatif)
CAPEX (€/kW)	Heures par an de fonctionnement à pleine puissance	CAPEX (€/kW)	Heures par an de fonctionnement à pleine puissance				
France							
1450	2200	1200	2500	3 % des CAPEX	5 %	25	4,84
Allemagne							
1350	2300	1250	2600	3 % des CAPEX	5 %	25	4,86

2. Coûts des technologies conventionnelles fossiles

Les hypothèses de coût des technologies fossiles conventionnelles sont identiques à celles utilisées dans le cadre de l'étude (Agora, 2016). Le coût du capital plus élevé (WACC de 7,1 %) provient du risque plus important auquel sont soumis ces producteurs qui vendent leur production sur le marché électrique et se fournissent sur les marchés de l'énergie pour leur combustible. Ils sont donc soumis à un risque de marché plus important que les technologies ENR.

Hypothèses de coût des centrales de production conventionnelle. Table A10

	CAPEX 2015 (€/kW)	OPEX (€/kW·an)	Replace by "Coût moyen pondéré du capital"	Durée de vie (ans)
Charbon	1 700	34	7.1 %	45
Lignite	1 900	47,5	7.1 %	45
OCGT	450	13	7.1 %	40
CCGT	750	19	7.1 %	40

Agora (2016), NEP (2017) pour la durée de vie des installations.

3. Coûts de la prolongation du nucléaire en France

La prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires français nécessitera un investissement conséquent que l'opérateur historique EDF a estimé dans le cadre de son programme industriel dit du « Grand Carénage » [119]. Il faudra néanmoins y ajouter les coûts d'exploitation courants des réacteurs et comptabiliser le bénéfice lié au décalage dans le temps des provisions pour démantèlement des réacteurs. Dans le cadre de cette étude, nous retenons les hypothèses de coût suivantes pour la production nucléaire de réacteurs prolongés au-delà de 40 ans:

→ **les coûts d'investissements** se basent sur des estimations publiques fournies par l'exploitant des centrales EDF pour son programme « Grand Carénage ».
→ **les coûts d'exploitation** tels qu'estimés par la Cour des Comptes dans son rapport de 2014[120].

119 Le programme industriel du « Grand Carénage » comprend l'ensemble des investissements nécessaires à la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire français : travaux de rénovation et modernisation nécessaires pour accroître la protection des installations conformément aux préconisations de l'ASN consécutives à l'accident de Fukushima (2011), investissements de « sûreté » comprenant la réalisation des contrôles nécessaires lors des visites décennales et d'éventuels réinvestissements nécessaires dus au rehaussement du référentiel par l'ASN, ainsi que, lorsque nécessaire, le remplacement de certains composants après 30 ans (générateurs de vapeurs, transformateurs, alternateurs…). Pour plus de détails, voir : https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/notes/2016/note_information_grand-carenage_20160519_vf.pdf

120 « Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 » – mai 2014, Cour des Comptes : https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/RPA2016-Tome-1-integral.pdf

→ **le bénéfice provenant du décalage de vingt ans du démantèlement du réacteur prolongé**[121]

Nous supposons que les investissements effectués permettront une prolongation de la durée d'exploitation de vingt ans pour atteindre une durée total d'exploitation de 60 ans sur la base des décisions prises aux États-Unis pour des réacteurs de technologie similaires[122]. Néanmoins, il convient de rappeler que l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) française n'accorde des autorisations d'exploitation que pour une période de dix ans lors des visites décennales de sûreté. L'aval de l'ASN pour une exploitation au-delà de 40 ans lors de la visite décennale 4 (VD 4) ne peut donc présager d'une extension similaire lors d'une éventuelle VD 5 à l'échéance des 50 ans. Un réacteur prolongé qui devrait arrêter son exploitation au bout de 50 ans réduirait la période d'amortissement des investissements réalisés pour l'extension de sa durée de vie, ce qui augmenterait mécaniquement le coût de production de l'électricité nucléaire calculé[123].

Estimation du coût d'investissement pour la rénovation et la sûreté des réacteurs. Pour évaluer les coûts d'investissement nécessaires, nous nous basons sur l'estimation fournie à différentes reprises par EDF sur le coût du programme d'investissement « grand carénage » tel que pris en compte dans les rapports de la Cour des Comptes de 2014 et 2016. En 2016, EDF estimait le coût total des investissements à réaliser à 56,4 milliards d'$€_{2011}$ sur la période de 11 ans comprise entre 2014 et 2025. La Cour des Comptes étend à 74,73 milliards d'$€_{2013}$ d'investissement pour la période 2014-2030 dans son rapport annuel 2016[124]. C'est ce dernier chiffre incluant les investissements nécessaires à la prolongation d'exploitation de l'ensemble du parc nucléaire français (56 réacteurs sont concernés[125]) que nous prenons comme référence. Il correspond à un coût d'investissement de 1,33 milliard d'euros par réacteur ou de 1 184 €/kW rapporté à la puissance de production dont la moitié provient des investissements de sûreté.

121 Les obligations légales sont calculées sur la base d'un devis de démantèlement estimé pour la centrale de Dampierre à 1,1 milliard d'euros.

122 87 des 99 réacteurs nucléaires situés aux États-Unis ont reçu une extension de leur durée d'exploitation jusqu'à 60 ans. La liste des réacteurs peut être consultée ici : https://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants/US-Nuclear-License-Renewal-Filings

123 LCOE : Levelized cost of electricity

124 https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/RPA2016-Tome-1-integral.pdf

125 À l'exclusion des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim dont la fermeture est prévue à l'entrée en service de l'EPR de Flamanville fin 2018.

Répartition des coûts du programme « Grand Carénage » d'EDF. Table A 11

Type d'investissement	En %	Coûts estimés en $€_{2013}$/Kw pour une période de prolongation de 20 ans
Suite Fukushima Daiichi	16 %	189
Autres investissements de sûreté	34 %	403
Maintenance et rénovation	29 %	343
Exploitation et autres projets patrimoniaux	21 %	249
Total	**100 %**	**1 185**

Calculs des auteurs basés sur (Cour des Comptes, 2014 et 2016)

Ces investissements restent l'objet d'incertitudes liées à la définition du référentiel de sûreté à atteindre après 40 ans[126] et du manque de retour d'expérience sur les travaux de prolongation. Cette moyenne lisse les besoins d'investissements entre les différents réacteurs. Néanmoins il est probable que les coûts à engager varient en fonction du réacteur considéré pour plusieurs raisons : les différences de conception des paliers technologiques (CP, NP, P4), les historiques d'exploitation, qui pourraient influer sur le montant des travaux de rénovation à réaliser, ou encore les remplacements déjà effectifs de composants lourds nécessaire à la prolongation de l'exploitation pour certains réacteurs[127]. Nous choisissons donc d'inclure également une variante indicative prenant en compte un coût d'investissement plus élevé de 50 %, soit **1 777 €$_{2013}$/kW**. Disposer d'une variante haute des coûts de prolongation pour les réacteurs permet d'illustrer l'impact sur le coût total de l'électricité produite pour un réacteur plus coûteux à prolonger que la moyenne estimée par l'opérateur historique.

126 Le premier avis générique de sûreté nucléaire produit par l'ASN pour l'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs du palier 900 MW (CP) est attendu pour 2018.

127 Sur ce dernier point, EDF cite par exemple le remplacement déjà effectif de 27 générateurs vapeurs, soit près de la moitié du parc, au mois de mai 2016

Estimation des coûts d'exploitation du parc nucléaire et des provisions pour traitement des déchets. Les coûts d'exploitation sont estimés à partir du rapport de la Cour des Comptes de 2014. L'ensemble des coûts d'exploitation, à l'exception des coûts du combustible sont des coûts fixes. Le Tableau A2 résume l'ensemble des coûts fixes d'exploitation considérés. Au total, ces coûts fixes d'exploitation sont estimés sur la période 2011-2025 à 132 €/kW et à 156 €/kW en y ajoutant les provisions pour déchets.

Prise en compte de l'estimation du coût d'investissement pour la rénovation et la sûreté des réacteurs. Ces provisions sont des réserves financières légalement requises pour financer le démantèlement des réacteurs à la fin de leur exploitation. Initialement fixées pour une période de 30 ans puis prolongée à 40 ans, ces charges annualisées se trouveront réduites en cas de prolongation de l'exploitation au-delà de 40 ans et laisseraient plus de temps à l'exploitant pour provisionner la fin de la durée de vie de ses centrales. Avec le maintien d'un taux d'actualisation fixé à 4,8 %, ces provisions, estimées à 515 millions d'euros par an sur 40 ans, se réduiraient à 365 millions d'euros par an pour une durée d'exploitation de 60 ans des réacteurs nucléaires, soit un coût annuel rapporté à la puissance installée passant de 8,16 €/kW/an à 5,79 €/kW/an.

Coût fixe annuel d'exploitation estimés pour la période 2011–2025. Table A12

	Coût fixes d'exploitation (en Mds d'€2013)	Coût fixes d'exploitation par capacité de production (en €2013/kW)
Coût du personnel	3,3	52
Consommations externes	2,5	40
Impôts et taxes	1,5	24
Fonctions centrales et support	1,1	17
Total coûts fixes d'exploitation	**8,3**	**132**
Provisions gestion des déchets et du combustible usagé	1,5	24
Total coûts fixes (hors investissement) en €$_{2013}$/kW		**156**

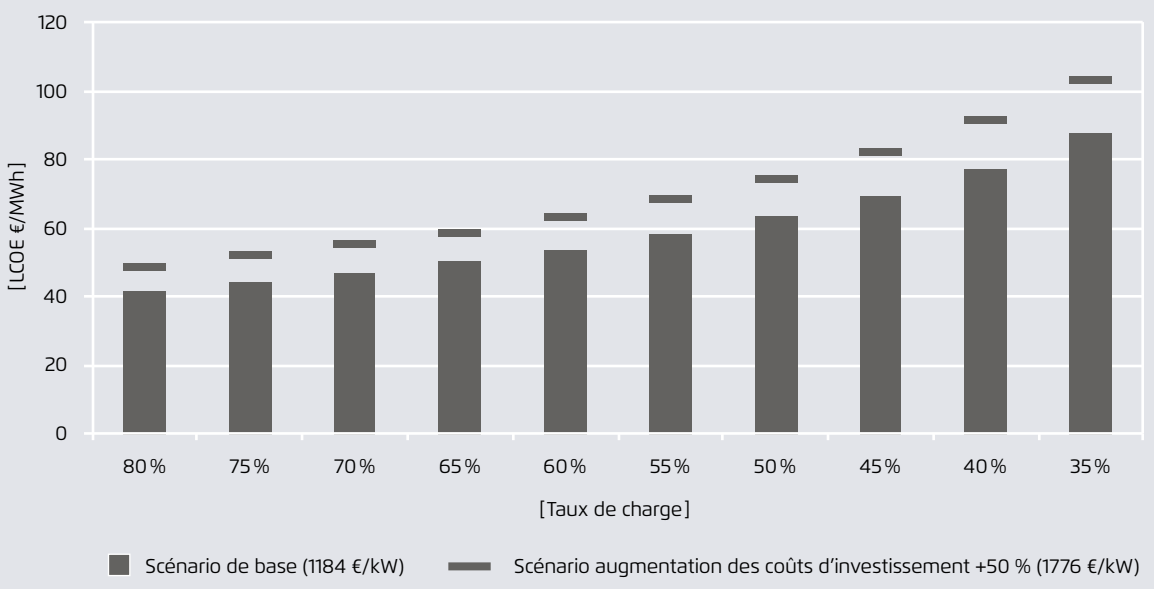
Tableau B p. 14 et Tableau F p. 24 (Cour des Comptes, 2014) et calculs des auteurs.

Calcul du LCOE du nucléaire historique

Au total, le coût fixe d'exploitation du nucléaire historique correspond à un coût de 249 $€_{2013}$/kW/an en tenant compte des investissements nécessaires à la réalisation du « Grand Carénage » (95 $€_{2013}$/kW/an), des coûts fixes de la filière (156 $€_{2013}$/kW/an) diminués de la réduction des provisions pour démantèlement, estimée à 2,4 $€_{2013}$/kW/an. Pour la variante haute des coûts du nucléaire, ce total passe à 296 $€_{2013}$/kW/an.

À cela s'ajoute un coût variable de production de 6,40 $€_{2013}$/MWh qui correspond au coût du combustible. Le LCOE du nucléaire historique peut donc être estimé à 41,9 €/MWh et 48,6 €/MWh (variante haute sur les coûts d'investissements) pour un réacteur dont l'utilisation est maintenue à 80 % du temps. Ce coût de production augmente à respectivement 63 €/MWh et 74 €/MWh pour un taux d'utilisation de 50 %.

LCOE du nucléaire historique en fonction du taux d'utilisation de la capacité de production — Figure A10



Calculs des auteurs basés sur (Cour des Comptes, 2014 et 2016)

ANNEXE 6.
Méthodologie de calcul des effets redistributifs entre acteurs en France et en Allemagne entre les différents scénarios

Les Figures 38, 39 et 40 de l'étude évaluent les impacts redistributifs entres acteurs du système électrique de la taille du parc nucléaire maintenu, de la stratégie de réduction des émissions de CO_2 en Allemagne et de la hausse d'un prix du CO_2 de 30 €/t à 50 €/t. Tout d'abord, l'ensemble de ces effets sont évalués par rapport à un scénario de référence, ce qui signifie que les chiffres sont des gains ou pertes relatifs par rapport à la situation de ceux-ci dans le scénario de référence choisi.

Lorsque le scénario considéré implique une variation des capacités de production d'électricité installées, les coûts supplémentaires ou évités de production sont portés par les producteurs des filières concernés. Le coût de production est estimé à partir des hypothèses de coût moyen sur la période 2016-2030 tels que décrits dans l'annexe 5[128]. Pour les producteurs solaires PV et éoliens, le choix a été fait dans cette étude d'attribuer les variations de leurs rémunérations et du coût d'investissement et de production au consommateur final en France et en Allemagne en supposant le maintien de mécanismes de soutien ENR garantissant les revenus des producteurs[129].

Les variations des rentes de congestion entre les différents scénarios sont mesurées frontières par frontières et attribuées pour moitié à chacun des deux pays frontaliers. Enfin, la variation des recettes associées au prix du CO_2 est estimée à partir des bilans d'émissions de CO_2 et du prix du CO_2 appliqué à la production d'électricité en France et en Allemagne dans les différents scénarios. L'effet sur le prix du CO_2 de variations du niveau des émissions dans le cadre du marché de quotas d'émissions européens n'est ainsi pas modélisé et pris en compte dans cette étude.

ANNEXE 7.
Flexibilité du nucléaire

Dans le cadre de cette étude, deux cas ont étés considérés en ce qui concerne la flexibilité du parc nucléaire (voir Figure A 11):

- **Le cas central, dit « flexible »,** considère que les gradients horaires de production ne sont pas contraints[130] et que la puissance minimale d'un réacteur en fonctionnement correspond à 40 % de sa puissance nominale[131]. Au pas de temps horaire, ces valeurs techniques correspondent aux caractéristiques des réacteurs les plus récents, qui sont capables de fonctionner en suivi de charge[132]. Ce cas central ne prend néanmoins pas en compte des contraintes techniques et de sûreté supplémentaires, qui pourraient potentiellement limiter la flexibilité horaire du nucléaire[133].
- **Un second cas « nucléaire contraint »** a donc été analysé, afin d'étudier comment des contraintes additionnelles sur les gradients nucléaires auraient un impact sur son opération de court terme[134]. Cette analyse de sensibilité fixe au parc nucléaire

128 Le coût d'investissement dans la prolongation des centrales nucléaires retenu est de 1 185 €/kW, celui des centrales à charbon est de 1 700 €/kW et celui des centrales fonctionnant au lignite de 1 900 €/kW

129 Cette hypothèse est par nature simplificatrice. En 2030, un certain nombre de producteurs renouvelables devraient déjà être sortis de ces mécanismes de soutien attribués généralement pour 20 à 25 ans, tandis qu'il n'est pas certain que les mécanismes de soutien à la production renouvelable perdurent sous leurs formes actuelles.

130 C'est-à-dire qu'en une heure, un réacteur est en mesure de modifier librement sa production P vers n'importe qu'elle valeur comprise entre Pmin et Pnom ou vers 0.

131 C'est-à-dire que si un réacteur d'une puissance d'un GW produit de l'électricité, il ne peut pas produire moins que 400 MW.

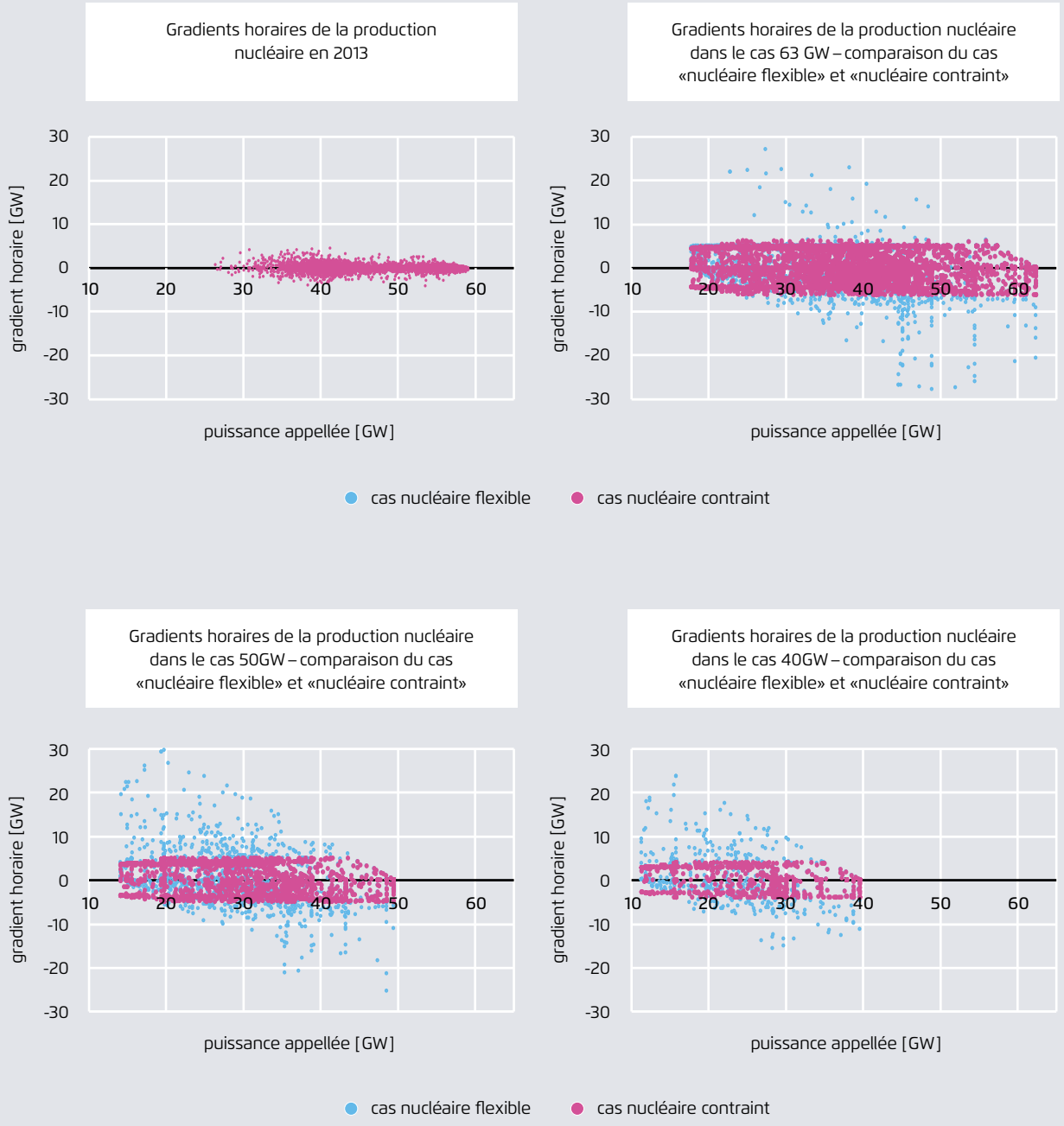
132 Voir notamment (NEA, 2013).

133 Voir notamment (Fraunhofer IWE5, 2015).

134 Tout en maintenant la contrainte sur la production minimale d'un réacteur en fonctionnement à 40 % de Pnom.

Gradients horaires de production nucléaire en fonction de la puissance appelée en 2013 et dans les différents scénarios 2030

Figure A 11



Données RTE (2013) et analyse basée sur les résultats issus du modèle Artelys Crystal Super Grid.

un gradient horaire maximum (sur l'ensemble du parc), qui s'établit à 10 % de la capacité nucléaire disponible à chaque instant, soit un niveau qui correspond aux maximums observés aujourd'hui[135]. Ces contraintes supplémentaires très conservatrices conduisent à écrêter davantage de production renouvelable, plutôt qu'à moduler la production nucléaire.

Les gradients de production horaire du nucléaire, qui résultent de ces deux cas, sont indiqués dans la Figure A11 pour les années 2013 (traitement de données réelles) et 2030 (résultats du modèle dans les scenarios 40, 50 et 63 GW). Les points roses indiquent les gradients de production du parc nucléaire « contraint » en fonction de la puissance démarrée du parc nucléaire ; les points en bleu, les gradients dans le cas du nucléaire flexible.

L'analyse montre que les gradients horaires ne dépassaient jamais 10 % de la puissance horaire disponible en 2013 (figure en-haut à gauche). Dans le cas « nucléaire flexible » en revanche, ces gradients dépasseraient ce seuil pendant respectivement 425 heures en 2030 dans le cas 63 GW et 163 heures par an dans le cas 40 GW. La flexibilité du nucléaire permettrait dans ce cas de limiter le niveau d'écrêtement de la production ENR à des niveaux inférieurs à 1 TWh pour l'ensemble des scénarios.

Dans le cas « nucléaire contraint », les niveaux d'écrêtement de la production ENR restent également faibles, s'établissant à environ 5 TWh dans le cas 63 GW et 1 TWh ENR dans le scénario 40 GW, c'est-à-dire 1-2 % de la production ENR.

Incorporer 40 % de renouvelables dans le système électrique français ne modifie donc pas fondamentalement l'exploitation de court terme du nucléaire. Certes, celui-ci est amené à opérer vers un régime davantage flexible et devra moduler non pas en fonction de cycles prévisibles à long terme mais en fonction des variations de la production renouvelable. Les modulations horaires restent néanmoins dans des limites techniquement réalisables, notamment si le parc est redimensionné en puissance. Si les contraintes d'exploitation des réacteurs nucléaires s'avéraient être plus fortes, l'écrêtement des ENR serait accentué, mais dans des proportions qui restent relativement faibles.

135 C'est-à-dire que les gradients horaires du parc ne peuvent dépasser de +2 à +6 GW pour l'ensemble du parc en fonction des saisons. Si cette limite était levée, les gradients horaires de production nucléaire dépasseraient 5 GW pendant 425 heures par an dans le cas de 63 GW de nucléaire, Dans le cas où seuls 40 GW sont maintenus, l'évolution de ces gradients seraient plus modérée (163 heures dépassent le seuil de 5 GW).

Bibliographie

ACER. (2016). *Market monitoring report 2015.*

ACER. (2017). *Market monitoring report 2016.*

Ademe. (2015). *Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations.*

Ademe;RTE. (2016). *Signal prix du CO_2 - Analyse de son impact sur le système électrique européen.*

Ademe. (2016). *Coûts des énergies renouvelables en France.*

Agora Energiewende. (2013). *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland.*

Agora Energiewende. (2015). *The Integration Cost of Wind and Solar Power.*

Agora Energiewende. (2016). *Eleven principles for a consensus on coal: concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector.*

Agora Energiewende. (2017a). *Flexibility in thermal power plants.*

Agora Energiewende. (2017b). *The Big Picture.*

Agora Energiewende. (2017c). *The Energiewende in a nutshell.*

Agora Energiewende. (2017d). *Das Klimaschutzziel von -40 Prozent bis 2020: Wo landen wir ohne weitere Maßnahmen?*

Agora Energiewende. (2017e). *Future cost of onshore wind. Recent auction results, long-term outlook and implications for upcoming German auctions.*

Agora Energiewende. (2017f). *The cost of renewable energy. A critical assessment of the Impact Assessments underlying the Clean Energy for All Europeans-Package. June 2017.*

Agora Energiewende (2017g). *The Cost of Renewable Energy.*

Agora Energiewende and Sandbag. (2018). *The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of Current Developments.*

Berghmans, N. (2017). *La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ?* Studies N° 06/17, Iddri, Paris, France, 32 p.

BnetzA/BKA. (2017). *Monitoringbericht 2017.* Bundesnetzagentur-Bundeskanzleramt.

Cany, C., Mansilla, C., da Costa, P., Mathonnière, G., Duquesnoy, T., & Baschwitz, A. (2016). Nuclear and intermittent renewables : two compatible supply options? The case of the French power mix. *Energy Policy*, 95 (2016), 135-146.

CHEETAH. (2015). *Cost reduction through material optimisation and higher energy output of solar photovoltaic modules. Costreduction Analysis of the cost reduction potential of the PV technology.*

Commission européenne. (2011a). *Communication sur une Feuille de route vers une économie copétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050.*

Commission européenne. (2011b). *Impact assessment of the Energy Roadmap 2050 Communication.*

Commission européenne. (2014). *Analyse d'impact accompagnant la communication "Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030".*

Commission européenne. (2016). *EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions trends.*

Consentec, Fraunhofer ISI, r2b. (2015). *Leitstudie Strommarkt 2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.*

Cour des Comptes. (2014 et 2016). *Le coût de production de la filière nucléaire.*

CRE. (2016). *Les interconnexions électriques et gazières en France - Un outil au service de la construction d'un marché européen intégré.* 15/06/2016.

EDF. (2013). *Load Following, EDF Experience Feedback.* IAEA Technical Meeting: Load Following, France.

ENTSOE. (2016). *TYNDP. Ten-Year Network Development Plan.*

EU PV Plateform. (2017). *True Competitiveness of Solar PV - A European Case Study. European PV Technology and Innovation Platform Steering Committee (2017).*

Fraunhofer ISE. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.*

Fraunhofer IWES. (2015). *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits.* An Analysis with a Focus on he Pentalateral Energy Forum Region. Analysis on behalf of Agora Energiewende.

Greenpeace. (2017). *Klimaschutz durch Kohleausstieg.*

Hirth. (2013). *Market value of variable renewables.*

IEA. (2015). *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015.*

IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.*

IRENA. (2017). *Renewable Power Generation Cost in 2017.*

ITRPV. (2016). *International Technology Roadmap for Photovoltaic. Seventh Edition. October 2016.*

Marignac, Y. (2014). *L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français. Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs EDF.* WISE-Paris. http://www.greenpeace.org/france/PageFiles/266521/greenpeace-rapport-echeance-40ans.pdf.

Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (2016). *Programmation pluriannuelle de l'énergie*

Microeconomix and CE Delft. (2016). *Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility.* Study on behalf of Agora Energiewende.

NEA. (2012). *Nuclear energy and renewables. System effects in Low-carbon electricity systems.*

NEP. (2017). *Netzentwicklungsplan 2030.*

NREL. (2017). *Annual Technology Baseline (ATB).* http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html

Öko-Institut. (2017). *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen.* Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. .

RAP. (2014). *Power Market Operations and System Reliability.* A study on behalf of Agora Energiewende.

r2b (2017). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022.*

RTE. (2016a). *Bilan électrique français 2016.* Données consultées le 21 août 2017 à l'adresse suivante : http://bilan-electrique-2016.rte-france.com/.

RTE. (2016b). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande.*

RTE. (2018). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Version 2017.*

Rüdinger, A. (2016). *Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables en France.* Paris, France, 32 p: Working Papers N°03/16, Iddri, .

Rüdinger, A., Spencer, T., Sartor, O., Mathieu, M., Colombier, M., & Ribera, T. (2014). *Getting out of the perfect sorm: towards coherence between electricity market policies and EU climate and energy goals.* Paris : IDDRI.

Rüdinger, A.; Colombier, M.; Berghmans, N.; Criqui, P.; Menanteau, P. (2017). *La transition du système électrique français à l'horizon 2030 - Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires.* Paris, France, 38 p.: Studies N°05/17, Iddri.

SiaPartners. (2015). *Demand Response: A study of its Potential in Europe.*

SPD, C. e. (2018). *Ergebnisse der Sondierungs-gespräche von CDU, CSU, SPD.*

Spencer, T., Pierfedereci, R., Sartor, O., & Berghmans, N. (2016). *State of the Low-Carbon Energy Union: Assessing the EU's progress towards its 2030 and 2050 climate objectives.* Study n°08/2016, IDDRI, Paris, France, 46 p.

UBA. (2017a). *Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030.*

UBA. (2017b). *Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990.*

Windguard. (2015). *Kostensituation der Windenergie an Land.*

Windguard. (2017). *Kostendruck und Technologie-entwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungs-runden für die Windenergie an Land.*

Wind Europe. (2017). *Unleashing Europe's offshore wind potential. A new resource assessment.*

Wiser et al. (2016). *Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts.* Berkely Lab, NREL, IEA Wind Task 26.

Publications d'Agora Energiewende

EN ANGLAIS

FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?
Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

Reducing the cost of financing renewables in Europe
A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility
Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region

Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2015
Review on the developments in 2015 and outlook on 2016

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition
The Power Market Pentagon

Eleven Principles for a Consensus on Coal
Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

The Integration Costs of Wind and Solar Power
An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

EN ALLEMAND

FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?
Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

Eigenversorgung aus Solaranlagen
Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens
Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Lang- und Kurzfassung)

Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040
Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?
Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Publications d'Agora Energiewende

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen
Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Transparenzdefizite der Netzregulierung
Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035
Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Aktionsplan Lastmanagement
Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030
Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende
Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Netzentgelte in Deutschland
Herausforderungen und Handlungsoptionen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0
Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Stromspeicher in der Energiewende
Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Energieeffizienz als Geschäftsmodell
Ein Umsetzungsmodell für Artikel 7 der europäischen Effizienzrichtlinie

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien
Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor
Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW)

12 Thesen zur Energiewende
Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

Toutes les publications sont disponibles sur notre site internet : www.agora-energiewende.de

131/05-S-2018/FR

À propos d'Agora Energiewende et de l'Iddri

Agora Energiewende est un *think tank* consacré aux questions économiques et politiques de la transition énergétique. Il met l'accent sur le dialogue avec les acteurs de la politique énergétique et développe des stratégies en faveur de la transition énergétique basées sur des expertises technico-économiques.

Institut de recherche indépendant, l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) a pour objectif de favoriser la transition vers le développement durable et la prospérité pour tous. L'Iddri identifie les conditions nécessaires pour que le développement durable soit intégré aux politiques publiques et propose des outils pour leur mise en œuvre. Il intervient à différents niveaux, de la coopération internationale aux politiques des pays, villes et entreprises.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin | Germany
P +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Institut du développement durable et des relations internationales
27, rue Saint-Guillaume 75337 Paris cedex 07 France
P +33 (0)1 45 49 76 60
F +33 (0)1 45 49 76 85
www.iddri.org
nicolas.berghmans@iddri.org

Agora Energiewende est une initiative conjointe de la Fondation Mercator et de la Fondation ECF (European Climate Foundation).