
L'Énergiewende 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.

ETUDE – RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Agora
Energiewende 

IDDRI



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

CRÉDITS

ÉTUDE

L'Énergiewende 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'Énergiewende 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 tout 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. Un parc nucléaire supérieur à 40 GW augmenterait les exportations d'électricité et repousserait, au-delà de 2030, l'atteinte de l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production 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 CO₂ à 30 euros par tonne de CO₂.

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 CO₂.

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 départ 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,

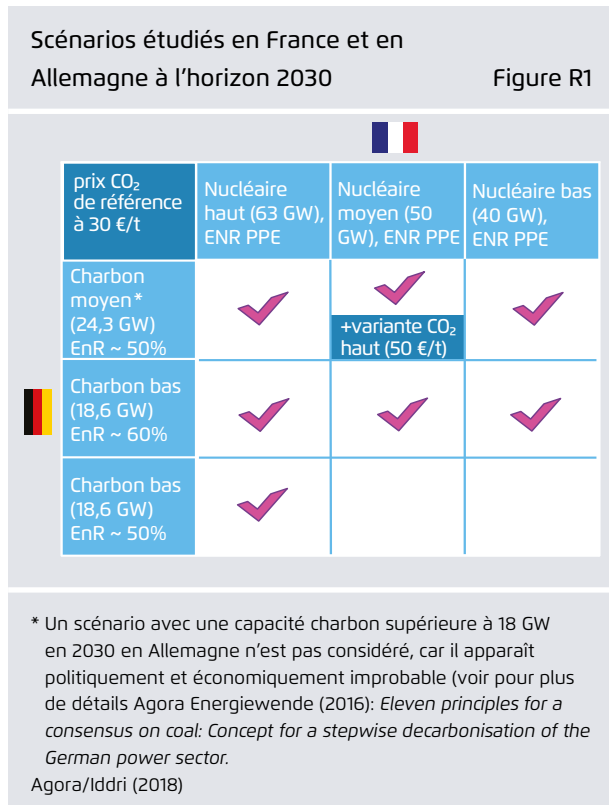
les deux pays visent désormais une croissance comparable des productions éoliennes et solaires photovoltaïques d'ici 2030, facilitée par la récente baisse des coûts de production de ces technologies.

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 observés 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 terrestre² 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).



Si les deux pays élaborent des trajectoires détaillées pour le développement des énergies renouvelables⁴, 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.

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).

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 réaliste⁵. Le coût du CO₂ pour l’ensemble de l’Europe s’établit à 30 €/tCO₂ pour la production électrique à l’exception d’un scénario effectué avec un prix plus élevé de 50 €/tCO₂⁶.

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,

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 France⁷, 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 renouvelables⁹ 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 publics¹⁰ 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 CO₂ 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 CO₂

Le coût des énergies renouvelables a fortement décliné 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 montrent que l'évolution de ces prix de marché sera étroitement liée aux stratégies retenues sur le mix conventionnel maintenu et au signal-prix du CO₂.

En France, le maintien d'une capacité de production nucléaire à 63 GW réduit la rémunération moyenne annuelle des productions solaires photovoltaïques 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 CO₂ augmenté à 50 €/tCO₂, 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 CO₂ 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 CO₂ de 30 €/t), et même 56 €/MWh dans un scénario avec un prix du CO₂ 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 CO₂ à 50 €/tCO₂. Un complément de rémunération resterait alors nécessaire avec un prix du CO₂ de 30 €/tCO₂.

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 de production nationaux montre tout l'intérêt d'articuler finement les stratégies de redimensionnement

7 Contre 95 TWh en 2016.

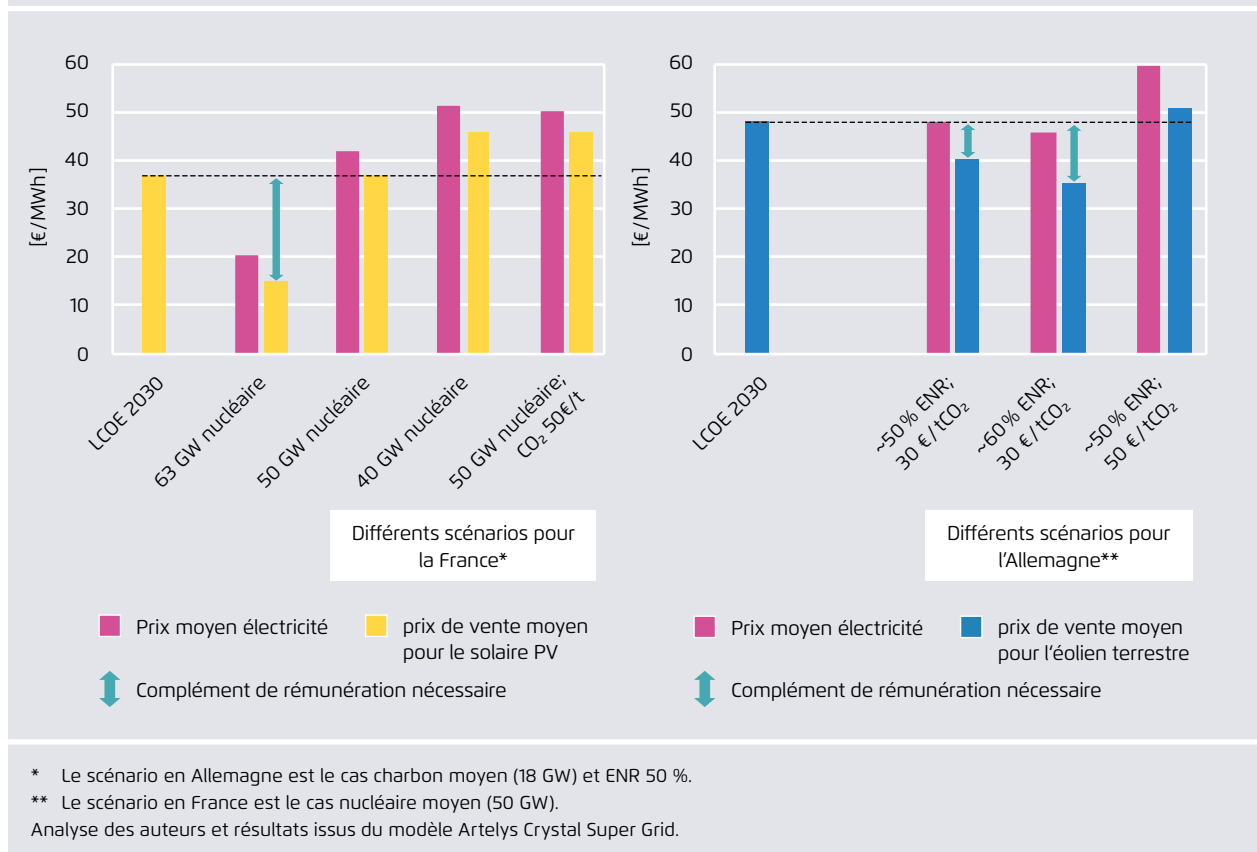
8 Contre 191 TWh en 2016.

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



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.

Dans ce contexte, maintenir en 2030 un parc nucléaire supérieur à 40 GW aurait pour principal effet d'augmenter les exportations d'électricité de la France

vers ses voisins européens et repousserait également au-delà de 2030 l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production électrique visée pour 2025 dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015. Le gouvernement actuel a annoncé en novembre 2017 le décalage dans le temps dans cet objectif sans pour l'instant fixer de nouvelle échéance.

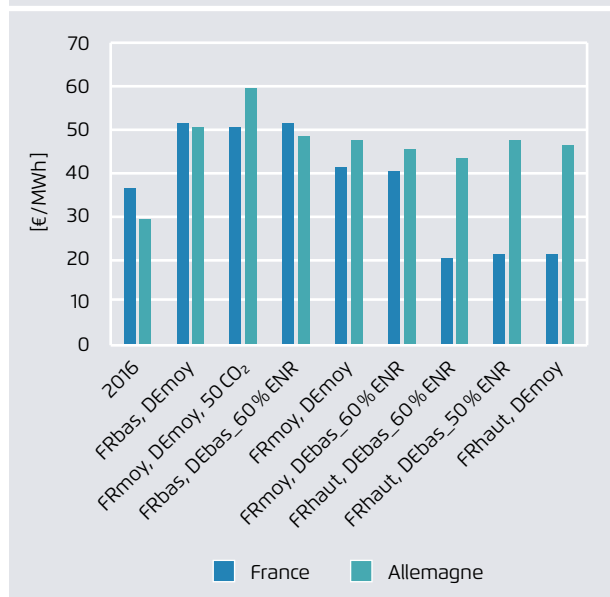
Avec les développements renouvelables visés en France et en Europe, les débouchés ne seraient pas toujours suffisants pour absorber à la fois les productions nucléaire et renouvelable. Les capacités nucléaires seraient alors contraintes de moduler plus fréquemment leur production, réduisant ainsi leur 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 CO₂ 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 CO₂ 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

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.

interconnexions en Europe et un prix du CO₂ 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 CO₂) 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.

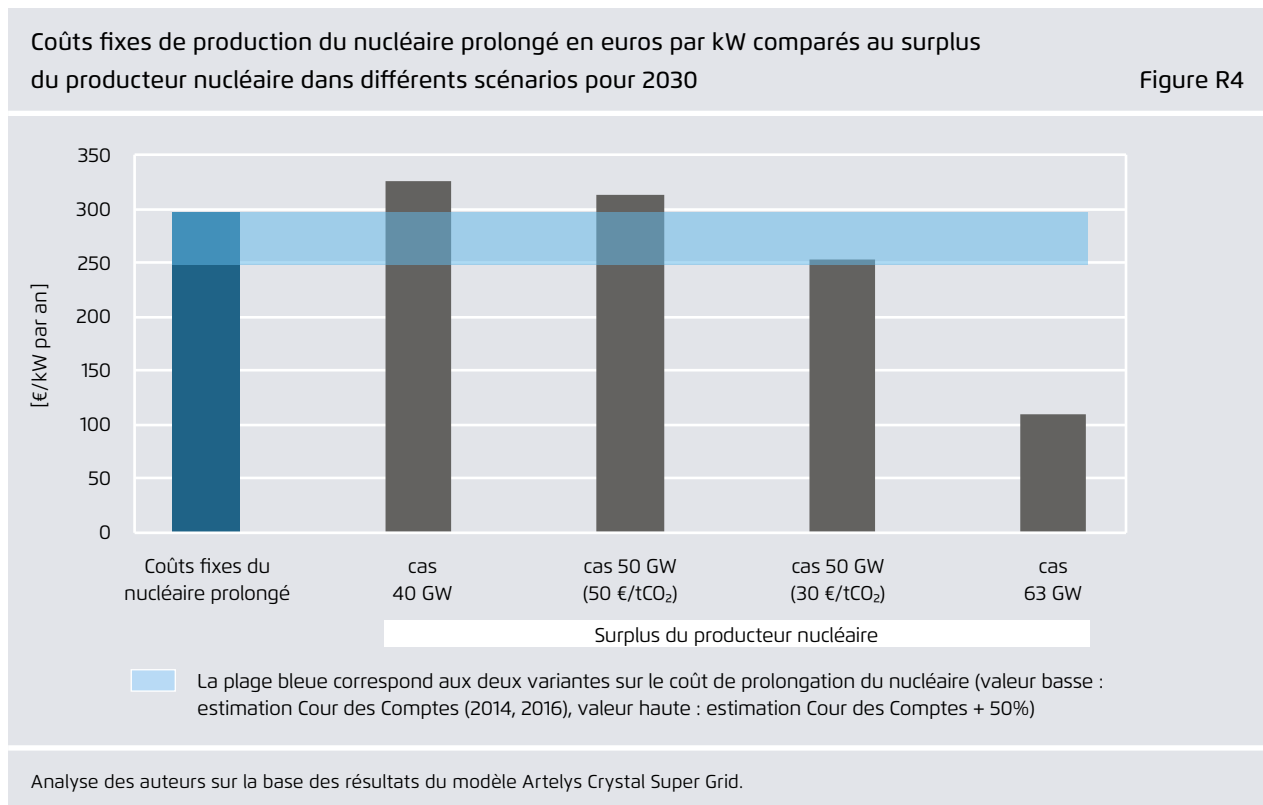
Le coût de production du nucléaire prolongé dépend fortement du taux d’utilisation des réacteurs. Ce coût peut être comparé aux alternatives technologiques éolien et PV.

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 €/MWh¹¹ dans l’hypothèse d’un coût de prolongation du nucléaire en hausse de 50 % (voir Figure R5).

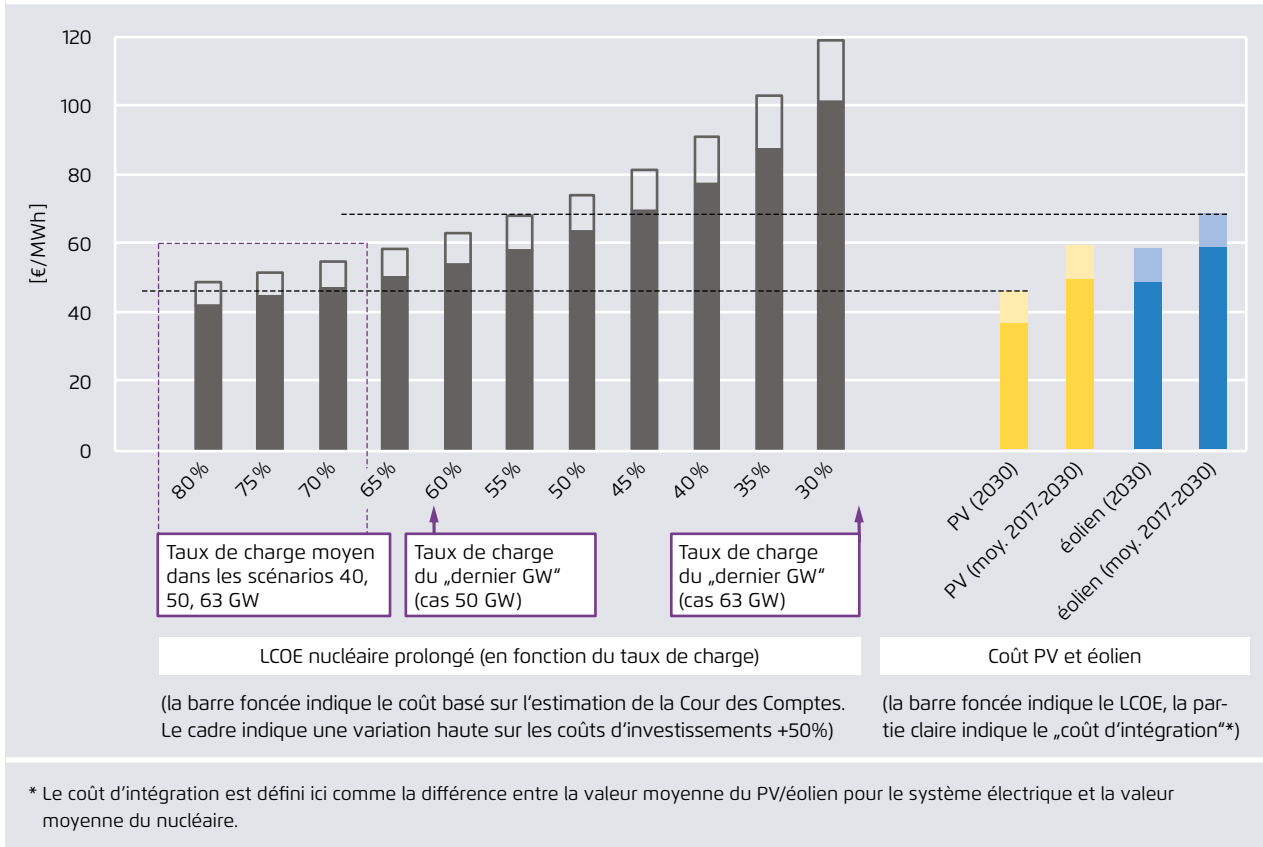
Dans l’ensemble des scénarios considérés, le taux de charge moyen du parc nucléaire baisse en 2030, de 79 % (nucléaire bas) à 71 % (cas nucléaire haut). À ces niveaux, le coût moyen de production du parc prolongé est compris entre 42 et 55 €/MWh. L’utilisation

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)



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

Figure R5



du « dernier GW installé¹² » baisse plus fortement et atteint seulement 27 % pour 63 GW de nucléaire, 64 % pour 50 GW et 77 % pour 40 GW. Le 63^e 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.

Une comparaison avec les coûts de production renouvelable, tenant compte de la différence de valeur des technologies pour le système électrique¹³, montre

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.

13 Cette approche prend en compte la différence de revenus pour le système électrique entre production renouvelable (qui dépend des conditions météorologiques) et produc-

tion 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

tion nucléaire (piloteable, 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).

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.

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 charbon¹⁴, qui repré-

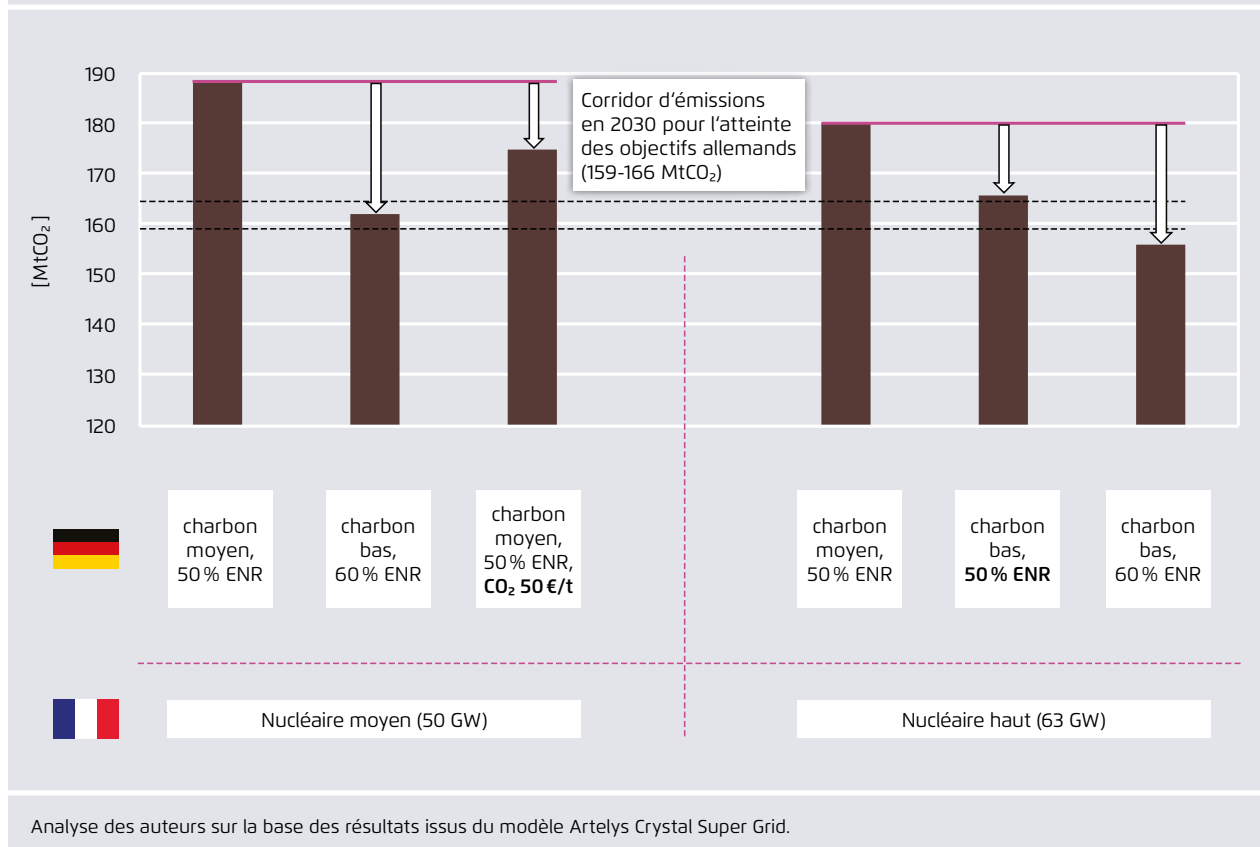
14 Houille et lignite confondus. En 2017, la capacité totale installée atteint environ 46 GW (21 GW lignite, 25 GW houille)

sentaient 40 % de la production électrique nationale en 2017. Conséquence de ce mix électrique encore très carboné, les émissions de CO₂ du secteur électrique allemand atteignaient 292 MtCO₂ en 2017 (472 gCO₂/kWh produit), soit une production électrique 9 fois plus émettrice qu’en France (53 gCO₂/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 MtCO₂ 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 produc-

Emissions de CO₂ de l’Allemagne en 2030 dans différents scénarios en fonction des évolutions des mix électriques en France et en Allemagne

Figure R6



teurs 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.

Confirmant plusieurs travaux récents¹⁵, cette étude montre que le rythme de déclassement des installations charbon à la fin de leur durée de vie technique – estimée à 45 ans¹⁶ 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 CO₂ à 30 €/tCO₂ (voir Figure R6). Un prix du CO₂ à 50 €/tCO₂ 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 2030¹⁷), 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-privilegiés 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

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.

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 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 né-

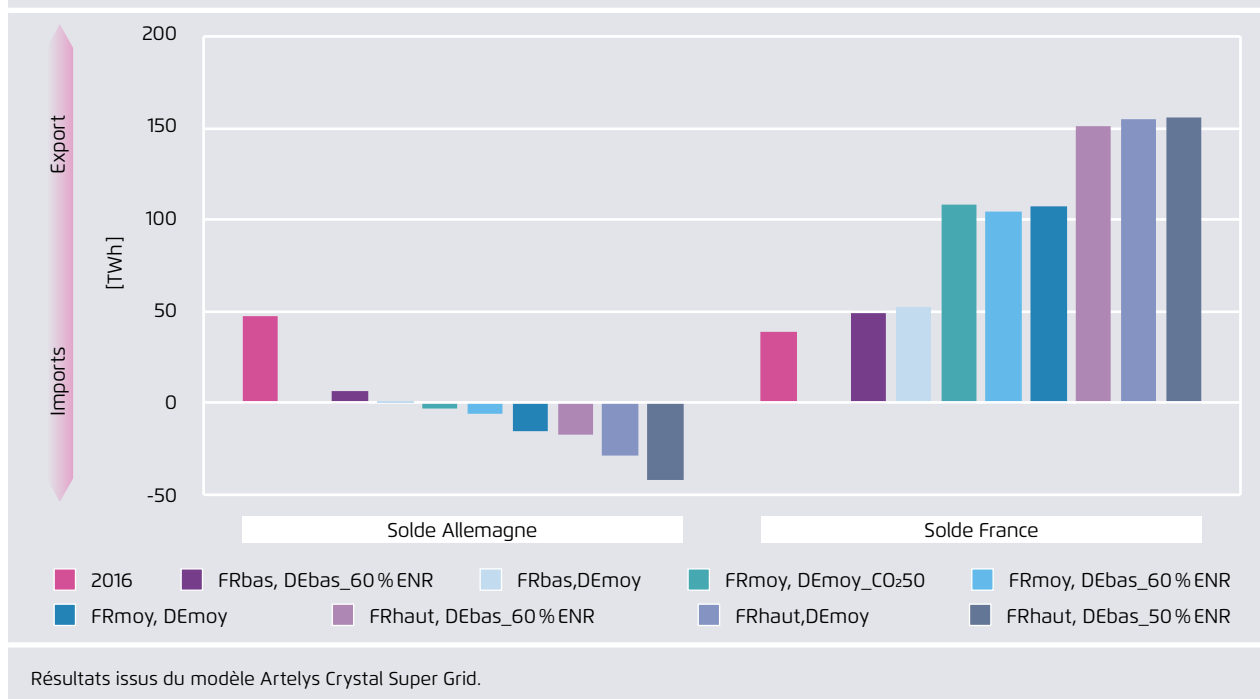
gligeable au-delà des frontières. Les prix moyens de l'électricité en Allemagne baisseraient ainsi d'environ 5 €/MWh dans les scénarios « nucléaire haut » par rapport aux scénarios « nucléaire bas ».

Sortie du charbon, redimensionnement du parc nucléaire et prix du CO₂ 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 CO₂ pour la production électrique auront un impact déterminant sur le bilan CO₂ 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 CO₂ de l'Union européenne, via une augmentation significative des exportations

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

Figure R7



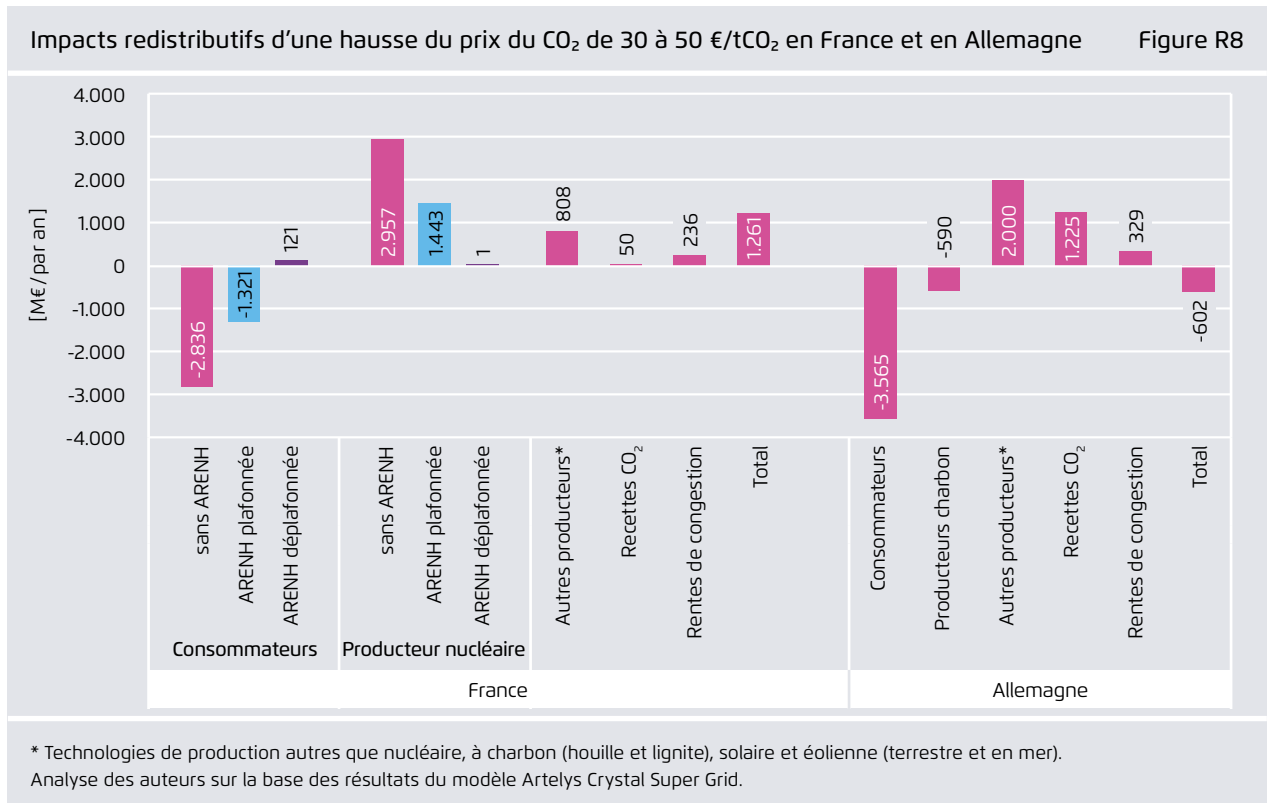
d'électricité de la France. Un tel choix serait néanmoins risqué sur le plan économique s'il n'est pas articulé avec le développement des capacités d'interconnexion électrique et le niveau de prix du CO₂ en Europe. D'éventuels coûts échoués seraient *in fine* portés par le citoyen français.

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 CO₂. Une augmentation concertée du prix du CO₂

de 30 à 50 €/tCO₂ appliqué à la production d'électricité aurait un impact significatif en matière de réduction des émissions européennes – -130 MtCO₂ 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 CO₂ des deux côtés du Rhin¹⁸.

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



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 CO₂, 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.

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 CO₂ pour le consommateur français et le profit du producteur nucléaire.

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

Baisse des émissions de CO₂ 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

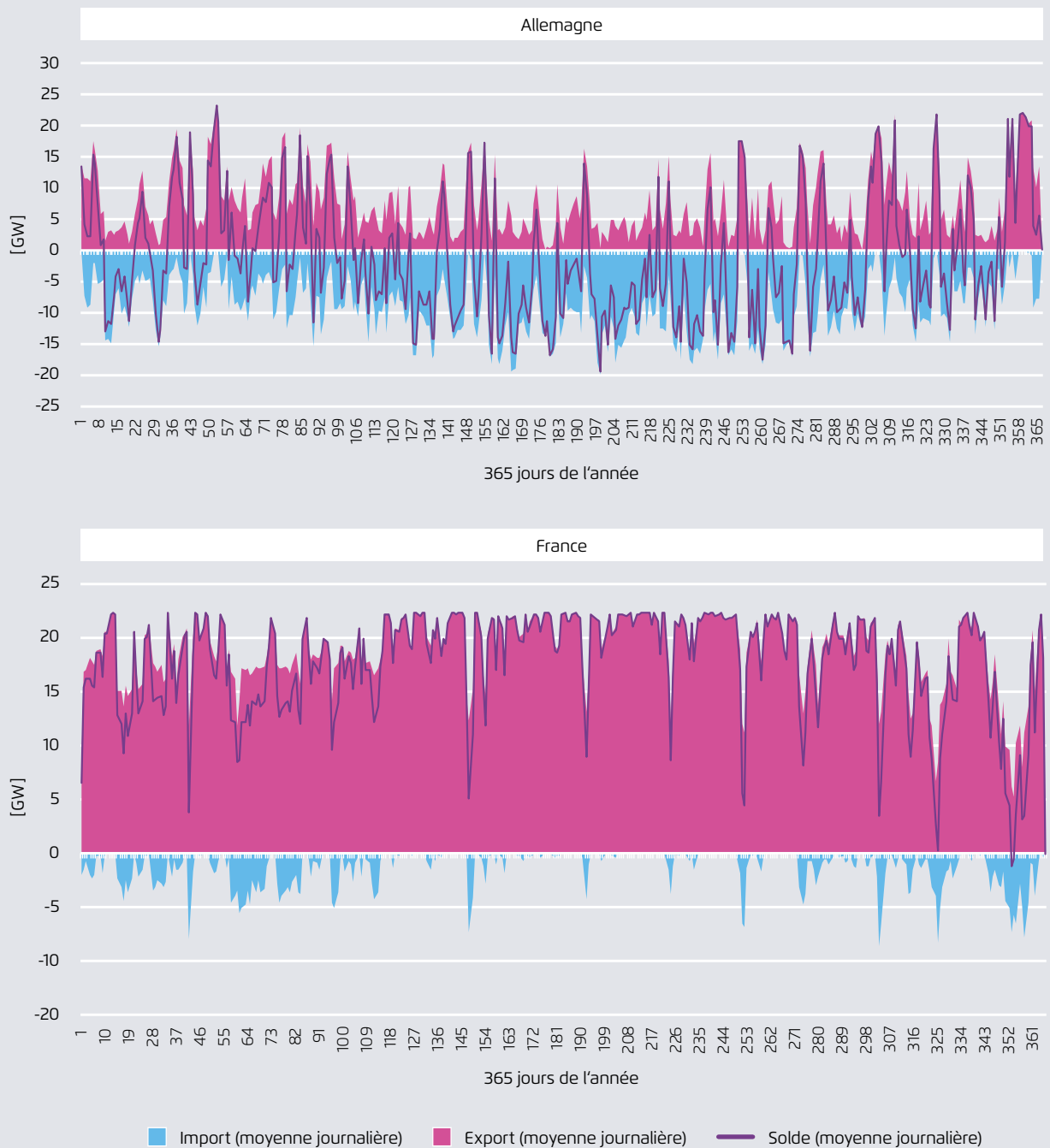


Illustration des auteurs sur la base des résultats du modèle Artelys Crystal Super Grid. Cette figure indique les soldes journaliers des échanges électriques dans les deux pays dans le cas nucléaire élevé (63 GW) en France et sortie du charbon, couplé à une hausse des énergies renouvelables à 60 % pour 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.

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'accroîtraient. Les évolutions chez les voisins de l'Allemagne influenceront plus fortement la rémunération par le marché des producteurs allemands ainsi que le bilan CO₂ 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 présentée 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 CO₂ 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.

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

