



DELIBERATION N° 2021-126

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mai 2021 portant approbation du rapport de RTE sur le facteur d'émission associé au marché de l'électricité français

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

1. CONTEXTE

Les producteurs d'électricité européens sont soumis au système d'échange des quotas d'émission (SEQE ou ETS¹) qui vise à contrôler les émissions de gaz à effets de serre dans l'Union européenne. Ce système permet d'intérioriser le coût des émissions de CO₂ dans le prix de gros de l'électricité et ce coût est donc répercuté sur les consommateurs.

S'agissant des consommateurs industriels électro-intensifs qui sont soumis à une concurrence internationale et à des risques de fuite de carbone, la Commission européenne autorise les Etats membres à mettre en place des aides d'Etat afin de compenser une partie du coût du SEQE qu'ils subissent. Le plafond de l'aide est fixé selon une méthodologie définie dans les lignes directrices relatives aux aides d'Etat dans le contexte du SEQE² (ci-après les « lignes directrices ») et dépend d'un paramètre appelé « facteur d'émission » qui reflète l'impact du SEQE sur le coût de l'électricité des consommateurs.

Plus précisément, le plafond de l'aide est donné par la formule :

$$Amax_t = A_i * F_t * P_t * C_t$$

Où :

- $Amax_t$ est le plafond de l'aide pour l'année t ;
- A_i est l'intensité de l'aide ;
- F_t est le facteur d'émission de CO₂ pour l'année t (en tCO₂/MWh) ;
- P_t est la moyenne des prix des EUA livrés en décembre de l'année t et côtés pendant l'année $t - 1$ (en €/tCO₂) ;
- C_t est la consommation concernée au cours de l'année t (en MWh).

Lors de la période 2012-2020, le facteur d'émission français valait 0,76 tCO₂/MWh et était calculé pour l'ensemble de la zone CWE (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas).

La nouvelle version des lignes directrices prévoit que le facteur d'émission soit désormais déterminé :

- Soit comme « *le quotient des données d'émission d'équivalent CO₂ de l'industrie énergétique par le chiffre de la production brute d'électricité reposant sur les combustibles fossiles* ». Ce qui correspond à la méthodologie précédente, mais avec une étude séparée des différents pays de la zone CWE ;
- Soit « *sur la base d'une étude de la teneur en CO₂ de la technologie marginale déterminant le prix effectif sur le marché de l'électricité* ».

¹ Emission Trading Scheme.

² Communication de la Commission, lignes directrices concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2021 (2020/C 317/04).

Dans le deuxième cas, les lignes directrices prévoient que la « notification d'un facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché doit démontrer le caractère approprié du facteur d'émission de CO₂, sur la base d'un modèle du marché de l'électricité simulant la formation des prix et sur la base des données observées relatives à la technologie marginale définissant le prix effectif de l'électricité sur l'ensemble de l'année t-1 (y compris les heures pendant lesquelles les importations définissaient le prix). Ce rapport doit être soumis à l'autorité nationale de régulation pour approbation et transmis à la Commission lorsque la mesure d'aide d'État est notifiée à cette dernière conformément à l'article 108, paragraphe 3, du traité. »

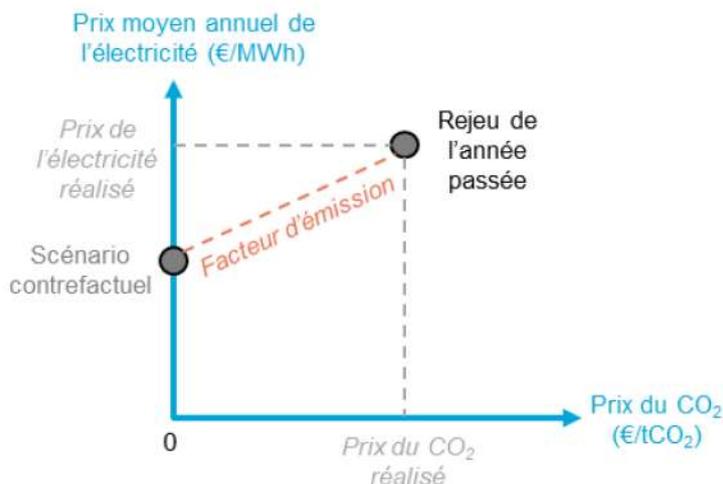
En application de ces lignes directrices, la ministre de la transition écologique et la ministre déléguée, chargée de l'industrie ont transmis pour approbation à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 3 mai 2021 un rapport établi par RTE proposant une méthodologie de calcul du facteur d'émission de CO₂ fondé sur le marché ainsi que son estimation pour la France en 2019. La direction générale des entreprises du ministère de l'économie, des finances et de la relance a indiqué par ailleurs à la CRE que ce facteur d'émission avait vocation à être utilisé jusqu'à la prochaine révision des lignes directrices soit 2025. Le rapport de RTE est annexé à la présente délibération.

2. METHODOLOGIE RETENUE PAR RTE ET ANALYSE DE LA CRE

2.1 Principes généraux de la méthodologie retenue par RTE

Les producteurs d'électricité soumis au SEQE répercutent ce coût dans leurs offres sur les marchés de gros. Ainsi, le SEQE vient augmenter les coûts variables des moyens de production les plus émetteurs ce qui a deux effets : une modification de l'interclassement des moyens de production et un renchérissement des prix de marché.

Pour estimer l'impact du SEQE sur les consommateurs, RTE a simulé le fonctionnement du marché de gros de l'électricité avec et sans SEQE et a défini le facteur d'émission comme étant la sensibilité du prix Spot à l'existence d'un système ETS.



Source : rapport de RTE, figure 6

Plus précisément, RTE propose d'estimer le facteur d'émission fondé sur le marché, *FEM*, selon la formule suivante :

$$FEM = \frac{\text{Prix avec SEQE} - \text{Prix sans SEQE}}{\text{Prix du CO}_2}$$

où, dans chaque cas, le prix est la moyenne annuelle du prix horaire simulé.

L'application de cette méthodologie donne un facteur d'émission de 0,59 tCO₂/MWh.

RTE a donc modélisé deux scénarios en utilisant les données réalisées de consommation, prix des commodités, production fatale et disponibilité des moyens pilotables. Dans le premier scénario, appelé « rejeu » dans la suite de cette délibération, il a intégré le SEQE aux coûts des moyens de production. Dans le deuxième scénario, appelé « contre-factuel », il a considéré qu'il n'y avait pas de SEQE.

Analyse de la CRE : La CRE estime que cette méthodologie, fondée sur une étude d'un scénario contre-factuel, constitue une méthode adaptée et robuste qui permet d'obtenir l'impact effectif du SEQE sur les consommateurs.

Elle note à cet effet, que si cette méthodologie n'a finalement pas été retenue principalement en raison de la complexité de sa mise en œuvre à l'échelle européenne, elle est décrite dans les études d'impact des lignes directrices comme « idéale³ ».

Ainsi, la CRE estime que les méthodologies alternatives fondées sur la détermination du moyen marginal sont moins robustes.

En effet, les offres sur le marché ne sont pas reliées à des technologies : elles sont anonymisées et il n'y a pas de « données *observées relatives à la technologie marginale* ». Il est possible d'essayer néanmoins de déterminer le moyen marginal à partir du prix Spot mais il s'agit d'une modélisation qui peut avoir des biais et des limites. La CRE constate par exemple qu'en 2019, pendant au moins la moitié des pas de temps, il y avait un moyen européen charbon et un gaz à moins de 1€/MWh du prix Spot⁴.

La CRE relève par ailleurs que RTE a développé les outils nécessaires à la mise en œuvre de la méthodologie fondée sur une étude d'un scénario contre-factuel.

Ainsi, la CRE approuve le choix de méthodologie de RTE.

2.2 Choix de l'année de référence

RTE propose de retenir l'année 2019 comme année de référence en raison de l'impact de la crise sanitaire liée au Covid-19 sur le marché de l'électricité en 2020.

Analyse de la CRE : La CRE considère que ce choix est justifié du fait de l'impact très important de la crise sanitaire de la Covid-19 sur la production et la consommation électriques, les coûts des combustibles, etc., en France et dans les pays voisins, en 2020.

En effet, un facteur d'émission calculé avec la même méthodologie appliquée en 2020 ne serait pas représentatif des émissions de CO₂ au cours de la période où ce facteur d'émission serait appliqué.

Cependant, la CRE s'interroge sur la pérennité d'un résultat calculé sur une année spécifique et sur sa sensibilité à l'année considérée pour des raisons autres que la crise sanitaire liée à la Covid-19 (notamment la thermosensibilité de la consommation française ou la disponibilité du parc nucléaire). La CRE note que le choix des lignes directrices est de décorréliser l'année pour laquelle les aides d'Etat peuvent être demandées et le facteur retenu comme facteur d'émission (qui est déterminé avec la production historique), mais ce choix implique néanmoins que des évolutions importantes peuvent ne pas être prises en compte (décarbonation tendancielle du mix, développements connus de nouveaux moyens de production ou d'interconnexions, déclassement de certaines centrales, etc.) d'autant plus si le facteur d'émission proposé par RTE dans son rapport est utilisé sur une période pluriannuelle.

2.3 Données utilisées

La modélisation du parc de production ouest-européen à la maille horaire nécessite un grand nombre de données (consommation, productions fatales, disponibilité des moyens de production à pas horaire, paramètres technico-économiques des moyens de production, etc.).

RTE a détaillé l'ensemble de ses sources de données dans l'annexe 6.2 du rapport.

Analyse de la CRE : La CRE note que les lignes directrices encouragent le recours à des modèles simulant le fonctionnement des parcs de production. La CRE a l'expérience de ces outils. Cependant, de tels modèles sont complexes et leurs résultats peuvent être très sensibles à certaines hypothèses. Le calcul de RTE doit donc

³ « Ideally, the options relating to the CO₂ factor (of electricity production) which affect the maximum aid amount should try to approximate the impact of ETS on electricity prices compared to a counterfactual scenario without the ETS. Again, ideally, to avoid overcompensation, State aid should thus at most equal the additional cost resulting from the ETS compared to a situation without the ETS. » European Commission 2012 ETS Guidelines impact assessment

⁴ Le principal problème pour identifier le moyen marginal est la proximité des coûts variables des moyens de production de filières différentes. Par exemple, au cours de l'été 2019, les conditions de marché du gaz, du charbon et du CO₂ faisaient que les coûts variables des centrales au charbon étaient très proches de ceux des centrales au gaz.

Par ailleurs, les producteurs ne sont pas tenus d'offrir au Spot une offre à leur coût variable : ils peuvent vouloir inclure leurs coûts de démarrage ou accepter de vendre à perte sur une heure pour participer par exemple au marché de la réserve (ce dernier phénomène est rendu particulièrement visible lorsque les prix Spot sont négatifs mais existe en réalité quel que soit le niveau de prix).

Enfin, la définition de « technologie marginale » elle-même peut poser un problème car il arrive fréquemment que plusieurs moyens (éventuellement de technologies différentes) doivent adapter leur production pour faire face à une variation, même infinitésimale, de la demande. En effet, cela peut être le cas :

- Du fait du couplage des marchés et de la fixation des prix fondée sur les flux qui font que le prix d'une zone n'est pas nécessairement déterminé par un unique moyen de production ;
- Lorsque la gestion, même infinitésimale, d'un moyen en impacte d'autres. Par exemple, une évolution des injections/soutirages d'un stockage crée une évolution de sens opposé à un autre instant et donc un appel à d'autres moyens de production. Un autre exemple est donné par les offres « blocs » sur le marché qui couvrent plusieurs pas de temps et sont acceptées ou rejetées simultanément.

pouvoir être répliqué par d'autres acteurs ou, a minima, les choix de modélisation, de sources de données, etc. doivent être cohérents avec les choix faits pour d'autres études.

La CRE estime que les choix de données retenus par RTE vont en ce sens : RTE a utilisé des données faisant référence, publiques ou à disposition des autres GRT ou de la CRE, et en indiquant, pour chaque paramètre, la source précise.

Par ailleurs, les données utilisées sont largement identiques à celles utilisées par RTE pour d'autres études, notamment le bilan prévisionnel.

Cependant, RTE a modifié certains paramètres de modélisation afin que le rejeu soit plus proche du réalisé, notamment dans les pays voisins. Il s'agit des rendements des Cycles Combinés Gaz (CCG) les plus performants, des coûts variables hors combustibles de certaines centrales étrangères et de la production de certaines filières ENR à l'étranger.

La CRE estime que de tels retraitements sont nécessaires et justifiés car ils permettent d'améliorer la qualité du modèle. Par ailleurs ces retraitements, communiqués par RTE à la CRE, concernent principalement les pays étrangers et ont peu d'incidence sur le mix français. Cependant, la CRE considère que dans un souci de transparence, ils devraient être rendus publics ou, a minima, que RTE devrait décrire précisément les retraitements effectués et le critère objectif qu'ils ont permis d'améliorer.

En conclusion, la CRE prend acte du fait que ce type d'exercice impose l'utilisation de données confidentielles, elle valide les choix faits par RTE en termes de sources de données mais souhaiterait que les retraitements faits par RTE soient publiés pour plus de transparence.

2.4 Modélisation retenue par RTE

2.4.1 Sur le choix du modèle Antares

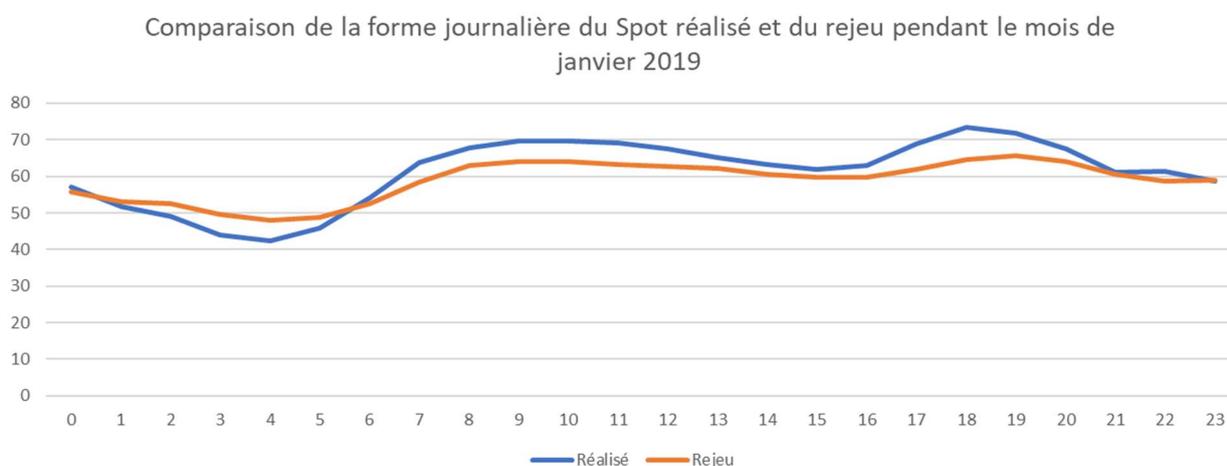
RTE a fait le choix d'utiliser son modèle, Antares, qui simule le fonctionnement de parcs de production en récréant pour chaque heure de l'année la courbe d'offre, et la croise avec la demande pour déterminer les prix dans chacune des zones de marché.

Analyse de la CRE : **la CRE estime que le choix du modèle Antares est pertinent** car il s'agit d'un modèle largement documenté par RTE, dont les sources sont publiques et qui est utilisé dans d'autres études par des gestionnaires de réseau de transport (GRT), des institutions académiques, etc.

2.4.2 Sur la qualité du modèle

Analyse de la CRE : le comportement à pas horaire du parc de production est difficile à retrouver exactement dans ce type d'études. En effet, les modélisateurs n'ont pas accès à tous les paramètres des moyens de production et certaines simplifications sont nécessaires (uniformisation des caractéristiques techniques des moyens de production, simplification du fonctionnement du marché, etc.).

Ainsi, on peut constater, à titre d'exemple, que la forme horaire du Spot rejoué par RTE est plus plate que le réalisé :



Source : données RTE, analyse CRE

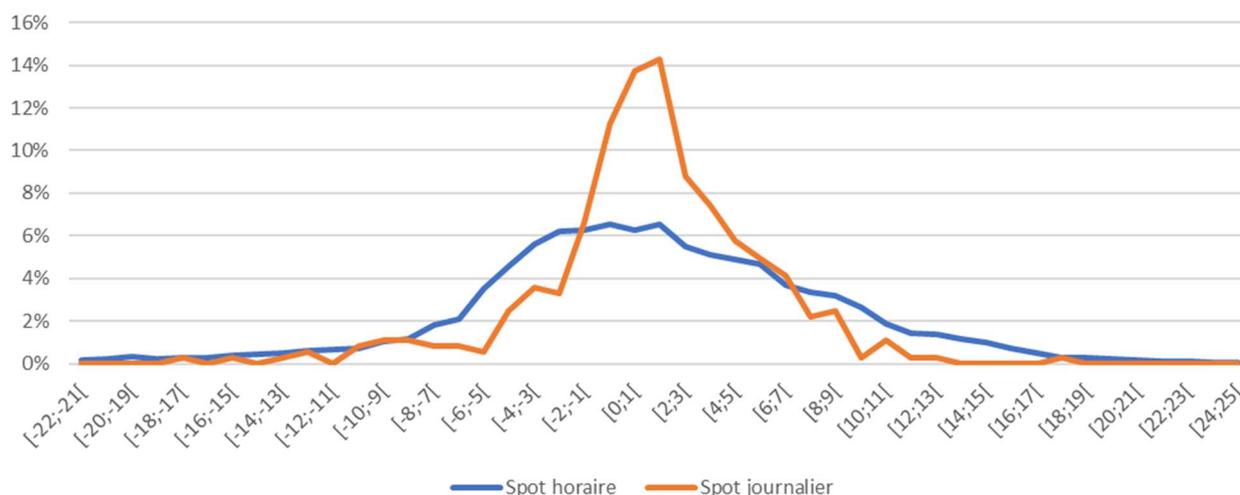
Cette différence peut s'expliquer par plusieurs facteurs :

- RTE n'a pas intégré les coûts de démarrage dans le calcul du prix Spot : ils sont intégrés dans l'optimisation du coût de production mais RTE considère que pour faire face à une demande marginale il n'aura pas de démarrage de nouveau moyen de production ;
- RTE a modélisé uniquement le marché de l'énergie et non les autres marchés auxquels peuvent participer les producteurs (services systèmes, capacité, ...). Or, l'existence de revenus sur d'autres marchés peut pousser des producteurs à offrir leur production à un coût inférieur à leur coût variable⁵ ;
- enfin, les producteurs ont accès à des offres complexes sur le marché (par exemple les offres blocs⁶) ce qui modifie l'optimisation par rapport au modèle de RTE. Par exemple, les offres blocs font qu'il est possible qu'un moyen de production soit marginal à un instant alors qu'il n'est pas le plus cher en fonctionnement (parce que les moyens plus chers ont soumis des offres blocs et que ces offres ont une puissance constante sur tous les pas de temps).

L'intérêt de la méthodologie de RTE est précisément que l'on n'a pas réellement besoin de bien simuler le prix Spot horaire car c'est le Spot moyen annuel qui est utilisé pour déterminer le facteur d'émission. Ainsi, contrairement aux méthodologies fondées sur la détermination du moyen marginal, celle de RTE est pertinente même sans restituer correctement le prix Spot à pas horaire, et est de ce fait plus robuste.

En effet, le prix Spot annuel moyen est simulé par RTE avec une bonne précision (moins de 1 €/MWh de différence avec le prix réalisé) et le modèle de RTE reproduit également assez fidèlement le prix moyen sur une journée.

Histogramme de la différence entre le spot réalisé et le rejeu



Source : données RTE, analyses CRE

Par ailleurs, l'analyse des quantités annuelles d'énergie produites par filière montre que le modèle de RTE est assez proche du réalisé (cf. figure 11 du rapport de RTE). En effet, RTE avance que l'écart de production entre le rejeu et le réalisé s'explique principalement par les différences entre les prévisions J-1 et le réalisé. Or, s'agissant du prix effectivement payé par le consommateur, il est bien déterminé sur la base des prévisions J-1 et non pas du réalisé.

Ainsi, la CRE estime que la modélisation de RTE réplique le fonctionnement du parc de production de façon satisfaisante compte tenu des contraintes inhérentes à ce type d'exercice et est pertinente pour calculer le facteur d'émission fondé sur le marché.

⁵ Plus précisément, un producteur peut avoir intérêt à produire à un coût inférieur à son coût variable tant qu'il perd moins d'argent que s'il fait défaut sur les autres marchés (c'est notamment une des explications des prix Spots négatifs)

⁶ Ils proposent une certaine puissance et un prix sur plusieurs pas de temps et leur offre ne peut pas être acceptée pour certains pas de temps et rejetée pour d'autres ; l'offre peut cependant être partiellement acceptée au sens où le producteur peut n'avoir à produire qu'une fraction du volume qu'il avait offert mais cette fraction doit être la même à toutes les heures. Ce type d'offre permet aux producteurs de respecter leurs contraintes de temps minimal de fonctionnement entre un démarrage et un arrêt.

2.4.3 Sur la gestion des stocks (nucléaire et hydraulique)

2.4.3.1 Sur le choix de la gestion en valeurs d'usage

Les arrêts pour rechargement des centrales nucléaires sont contraints et prévus en avance. De ce fait, les producteurs ont intérêt à gérer leur production entre deux arrêts en optimisant leur stock de combustible.

Plus précisément, ils peuvent améliorer la gestion de leurs moyens de production en tenant compte non seulement de leur coût variable de production mais également du coût d'opportunité qu'ils ont du fait de l'arbitrage entre une production à un certain moment et une production ultérieure. Ce coût d'opportunité est appelé « valeur d'usage du stock » et est égal au revenu auquel ils renoncent en consommant un MWh de stock.

Suivant le même principe mais de manière encore plus prononcée, les exploitants d'hydraulique de lac optimisent leur production en tenant compte de la valeur d'usage de leur stock.

Cette gestion en valeur d'usage permet de diminuer le coût de production total du système en produisant plus au moment où on fait appel aux moyens de production les plus chers.

Dans son modèle, RTE optimise la gestion du parc nucléaire et de l'hydraulique de lac en valeurs d'usage.

Analyse de la CRE : la CRE considère que cette proposition est cohérente avec la pratique des exploitants de ces moyens de production en France.

Gérer le nucléaire en coût variable entraînerait un biais dans l'étude de RTE qui empêcherait de se fonder sur les données réalisées pour évaluer la qualité de son modèle. En effet, la gestion en coût variable du parc nucléaire risquerait de diminuer sa marginalité, d'augmenter les appels aux moyens de production les plus chers et donc d'augmenter et de déformer le prix Spot.

En outre, la gestion en valeur d'usage permet de réduire les émissions de CO₂ lorsque le prix du CO₂ augmente. En effet, si le nucléaire était géré en coût variable seul, il se substituerait indifféremment à tous les moyens de production thermique. Lorsqu'il est géré en valeurs d'usage, il se substitue en priorité aux moyens les plus chers et donc, plus le prix du CO₂ augmente, plus il se substitue aux moyens les plus émetteurs.

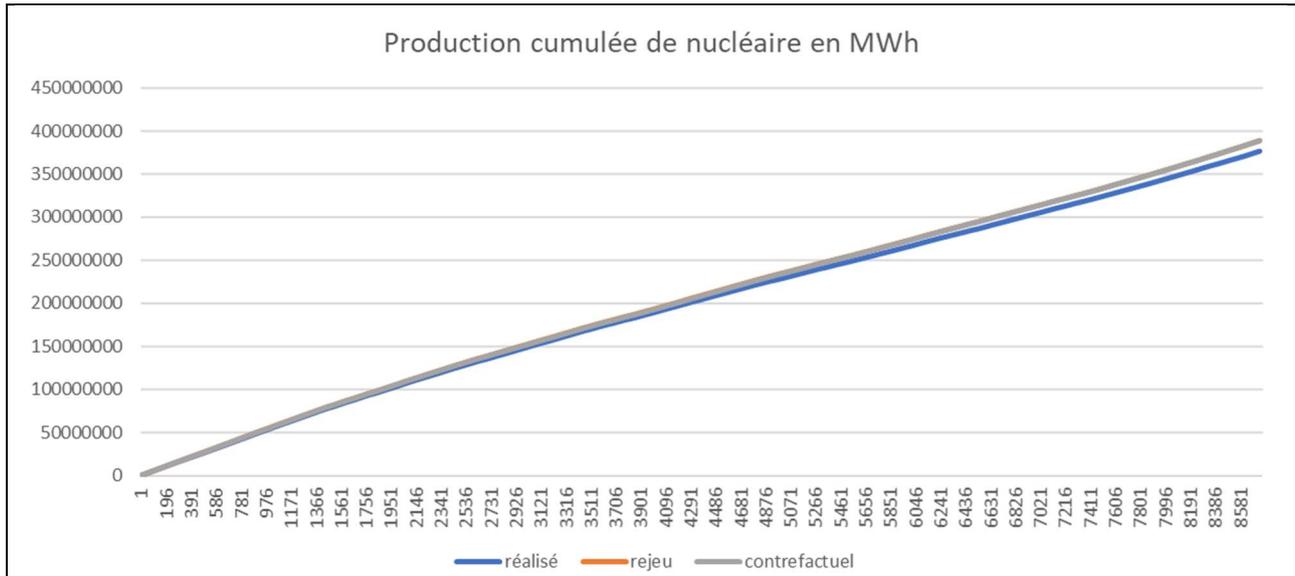
La modélisation de RTE rend bien compte de ce comportement. En effet, la CRE a calculé, sur la base des données horaires de production transmises par RTE, que la production nucléaire est identique dans les deux scénarios sur 66 % des pas de temps et que, dans le scénario contre-factuel, le nucléaire se substitue davantage aux centrales gaz et moins aux interconnexions et au charbon, ce qui est cohérent avec l'évolution de l'interclassement de ces moyens.

Dans la modélisation de RTE, le nucléaire et l'hydraulique lac sont pilotés en valeur d'usage mais sans modélisation explicite du stock. Or, en réalité, la valeur d'usage dépend à la fois du pas de temps et du stock : avoir un stock plein dans un lac fait que les apports ont une valeur d'usage nulle et, à l'inverse, avoir un stock quasiment vide fait que le producteur l'utilisera avec plus de parcimonie que s'il est plus rempli.

Toutefois une telle modélisation – introduisant un stock pour chaque centrale nucléaire et chaque vallée hydraulique – est plus difficile à réaliser et n'est pas forcément nécessaire, la gestion hebdomadaire du parc nucléaire étant principalement définie par sa disponibilité (identique dans les deux scénarios) et non par ses valeurs d'usage.

Par ailleurs, la CRE a étudié les différences d'utilisation du stock entre le réalisé et le rejeu en comparant les productions cumulées du nucléaire⁷ et de l'hydraulique de lac :

⁷ Comme évoqué précédemment, la production de nucléaire supérieure dans le rejeu et le contre-factuel par rapport au réalisé s'explique par le fait que les prévisions J-1, utilisées dans le rejeu et le contre-factuel, sont souvent plus optimistes que le réalisé.

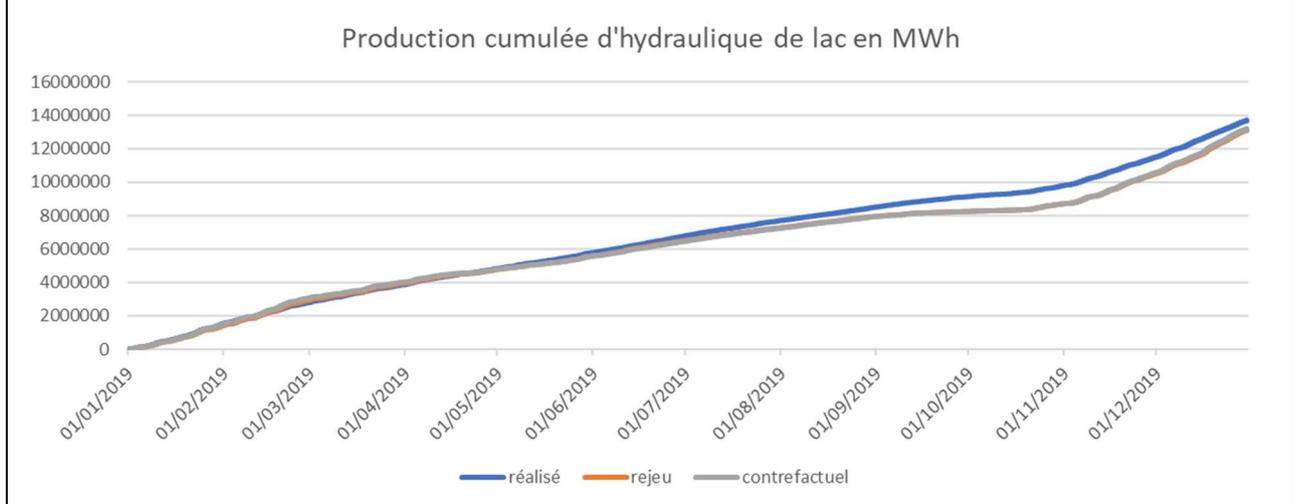


Remarque : les courbes du rejeu et du contre-factuel sont superposées sur ces graphes.

Source : données RTE, analyse CRE

Ce résultat traduit le fait que, bien que les gestions horaires du nucléaire puissent être différentes dans les deux scénarios, les productions hebdomadaires sont très proches. Ainsi, par exemple, la différence de production hebdomadaire de nucléaire entre le réalisé et le rejeu est toujours inférieure à 10% en valeur absolue avec un écart-type de 2%.

Remarque : les productions hebdomadaires du rejeu et du contre-factuel sont encore plus proches avec une différence toujours inférieure à 2% en valeur absolue et un écart-type de 0,6% mais cela aurait pu ne pas être le cas. Cela montre simplement que la production hebdomadaire du nucléaire ne dépend pas du prix du CO₂.



Remarque : les courbes du rejeu et du contre-factuel sont superposées sur ces graphes.

Source : données RTE, analyse CRE

S'agissant de l'hydraulique de lac, bien que les niveaux annuels de productions soient proches, les différences de productions hebdomadaires entre le réalisé et les simulations sont plus importantes. La CRE considère que cet écart peut s'expliquer par une difficulté à modéliser l'hydraulique de lac plus importante que pour le nucléaire (modélisation par vallée et non pas par barrage, plus grande variabilité des rendements et des paramètres techniques des barrages, contraintes propres à l'hydraulique et non prises en compte par RTE comme la maîtrise des variations de débit ou l'obligation de turbiner des volumes minimaux pour les autres usages de l'eau et ne pas assécher les rivières, etc.). Cependant, la CRE estime qu'il serait complexe de retraiter les valeurs d'usage afin de se rapprocher de la courbe réalisée (il faudrait pour cela diminuer les valeurs d'usage pendant l'été et les augmenter en fin d'année) ou d'affiner la modélisation car cela risquerait d'introduire plus de biais dans l'étude que cela ne réglerait le problème. Par ailleurs, l'écart entre les productions cumulées réalisées et du rejeu n'est

sensible que pendant moins d'un trimestre et se résorbe à la fin de l'année et l'éventuel problème de la calibration des valeurs d'usage n'impacte le prix Spot que lorsque l'hydraulique de lac est marginal.

En conséquence, la CRE considère que les valeurs d'usage utilisées par RTE restent pertinentes bien qu'elles ne dépendent pas du stock.

2.4.3.2 Calibration des valeurs d'usage

RTE ne dispose pas de données détaillées spécifiques relatives à la gestion des stocks au cours de l'année par les opérateurs, en particulier leur capacité de stockage et les dynamiques de remplissage des stocks. RTE indique ainsi ne pas être en mesure de calculer les valeurs d'usage selon une méthodologie *bottom-up*.

Pour estimer les valeurs d'usage et à défaut d'un calcul formel du coût d'opportunité, RTE a retenu les offres déposées sur le mécanisme d'ajustement par les exploitants d'installations hydrauliques et nucléaires.

Pour rappel, afin de pouvoir équilibrer à chaque instant la consommation et la production, RTE, en tant que responsable de la stabilité du réseau électrique, sollicite, auprès des fournisseurs de services d'équilibrage, des services permettant de moduler la production ou la consommation électrique. Pour assurer cet équilibre, RTE dispose de différents types de réserves qui peuvent être mobilisées : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, activables automatiquement, et, d'autre part, la réserve tertiaire, activable manuellement.

La réserve tertiaire est mobilisée par RTE au travers du mécanisme d'ajustement, marché organisé par RTE depuis 2004. Les participants, dits « acteurs d'ajustement », proposent à RTE des offres, issues de moyens contractualisés ou non. Ces offres définissent des conditions techniques d'activation, un prix de l'énergie activée et, le cas échéant, un prix de démarrage. L'ensemble des moyens de production raccordés au réseau de transport sont par ailleurs règlementairement⁸ tenus de proposer leur flexibilité disponible⁹ à la hausse au travers d'offres déposées sur le mécanisme d'ajustement.

RTE dispose alors, pour l'intégralité des vallées hydrauliques et des tranches nucléaires, du prix de l'énergie demandé par les opérateurs dans l'éventualité d'une activation à la hausse ou de la baisse de leur production en cours de journée.

Analyse de la CRE : Les coûts d'opportunité correspondant aux productions avec contraintes de stock sont difficiles à déterminer et dépendent d'éléments non publics tels que les projections de prix et les choix d'optimisation des exploitants.

Les offres sur le mécanisme d'ajustement représentent la meilleure approximation des coûts d'opportunité à la disposition de RTE. En effet, un opérateur économiquement rationnel, qui chercherait à maximiser son profit, devrait proposer sur le mécanisme d'ajustement un prix de l'énergie à la hausse et à la baisse proche de sa valeur d'usage.

Bien que des différences entre le coût de l'ajustement et la valeur d'usage vue de la veille puissent exister (évolution des fondamentaux, intégration d'un coût fixe d'ajustement, non linéarité des coûts, ...), **la CRE estime que le choix de RTE de faire référence aux offres sur le mécanisme d'ajustement permet d'apprécier convenablement la valeur d'usage des moyens de production à contrainte de stock.**

Par ailleurs, la CRE signale que les prix des offres sur le mécanisme d'ajustement ne sont pas publiés par RTE. En l'espèce, les valeurs d'usage calculées par RTE ne peuvent donc pas être répliquées par un acteur du marché.

2.4.3.3 Sur l'impact du prix du CO₂ sur la gestion du parc nucléaire et de l'hydraulique

Dans son étude du scénario contre-factuel, RTE considère que les productions annuelles totales du nucléaire et de l'hydraulique de lac ne dépendent pas du prix du CO₂ ou des moyens de production thermique. Ainsi, les productions nucléaire et hydraulique de lac sont les mêmes dans le scénario contre-factuel et dans le rejeu.

Analyse de la CRE : **la CRE rejoint RTE sur le fait que les productions nucléaire et hydraulique annuelles dépendent en premier lieu des contraintes opérationnelles spécifiques de gestion de ces moyens et ne sont pas impactées par le SEQE.** La production annuelle du nucléaire dépend du calendrier de chargement initial du combustible (et des indisponibilités prévues et fortuites). De la même manière, la production hydraulique de lac sur une année dépend principalement des apports en eau dans les barrages.

⁸ Conformément à l'article L.321-13 du code de l'énergie, les opérateurs mettent à la disposition de RTE sur le mécanisme d'ajustement la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible raccordée au réseau public de transport.

⁹ S'agissant des moyens n'ayant pas de puissance non utilisée disponible (par exemple parce qu'ils fonctionnent à pleine puissance) RTE a considéré que leur valeur d'usage était égale à leur coût variable.

La CRE note que c'est bien l'hypothèse faite par RTE et qu'elle implique de retraiter les valeurs d'usage dans le scénario contre-factuel afin de tenir compte du fait que le coût d'opportunité diminue et que ces filières ne se substituent pas aux mêmes moyens de production lorsqu'il n'y a pas de SEQE.

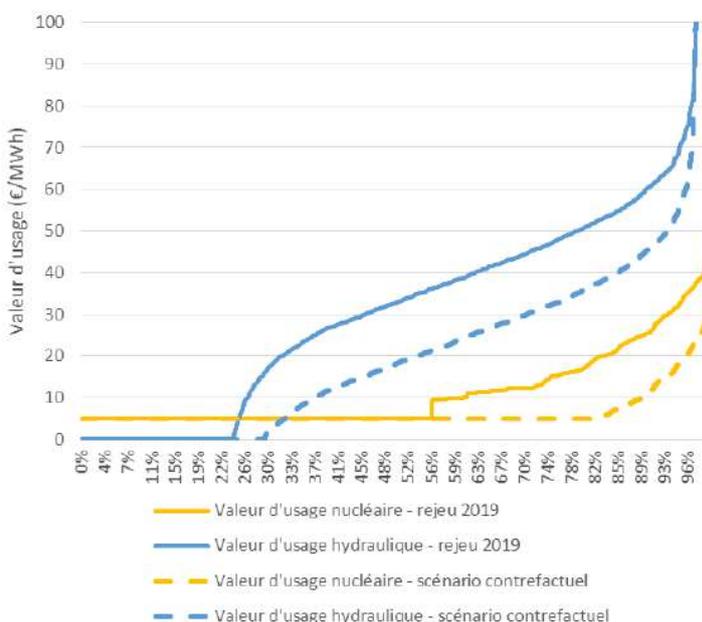
En effet, en l'absence de retraitement, le nucléaire et l'hydraulique de lac accorderaient trop de valeur à leurs stocks dans le scénario contre-factuel et ne l'utiliseraient pas en totalité. La CRE estime qu'une telle gestion ne serait pas crédible.

Afin de tenir compte du fait que les productions annuelles de nucléaire et d'hydraulique de lac ne dépendent pas du prix du CO₂, RTE retraite les valeurs d'usage en les abattant d'un certain facteur (et en les ramenant au coût variable de production lorsqu'elles deviennent inférieures). Plus précisément, le calcul du RTE est le suivant pour tout pas de temps t et toute centrale c :

$$\text{Valeur d'usage sans SEQE}(c, t) = \max(\text{Coût variable}(c), \quad A * \text{Valeur d'usage avec SEQE}(c, t))$$

Où A est un paramètre (unique pour chacune des filières nucléaire et hydraulique de lac) estimé par un algorithme itératif tel que les productions nucléaires et hydrauliques soient les mêmes dans les deux scénarios.

Les valeurs d'usage utilisées dans le contre-factuel sont présentées dans le tableau suivant :



Source : Rapport de RTE, figure 16

Ainsi, après retraitement, le nombre de pas de temps où le nucléaire et l'hydraulique ont une valeur d'usage égale à leur coût variable augmente. Cela signifie que dans le scénario contre-factuel le producteur a moins d'intérêt à conserver son stock pour des pas de temps ultérieurs.

Analyse de la CRE : comme évoqué précédemment, la CRE considère qu'il est nécessaire de retraiter les valeurs d'usage du nucléaire et de l'hydraulique dans le scénario contre-factuel afin que les productions annuelles soient les mêmes dans les deux scénarios. **La CRE estime que le retraitement proposé par RTE est pertinent puisqu'il revient à considérer que le coût d'opportunité est proportionnel au prix du CO₂, le facteur étant donné par le paramètre A .**

2.4.4 Sur la gestion des effacements

RTE a considéré que les effacements explicites étaient assimilables à des moyens de production dont le coût variable est élevé (300 €/MWh). En pratique, le modèle n'a pas atteint ce niveau de prix et les effacements explicites n'ont donc pas été activés.

S'agissant des effacements implicites, ils sont déjà inclus dans la chronique de consommation utilisée par RTE.

Analyse de la CRE : la CRE considère que cette modélisation des effacements est pertinente.

2.4.5 Sur les interconnexions

RTE a modélisé l'équilibre offre-demande de manière précise sur toute la plaque ouest-européenne en tenant compte des disponibilités des interconnexions et des domaines de couplage fondés sur les flux pour la zone CWE (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Pays-Bas).

Analyse de la CRE : la CRE estime que cette modélisation réplique bien le fonctionnement du couplage des marchés.

2.4.6 Sur la gestion des réserves

Dans son modèle, RTE n'a pas modélisé explicitement la gestion des réserves mais a considéré qu'une partie de la puissance maximale des différents moyens de production y était consacrée.

Analyse de la CRE : **La CRE approuve le choix fait par RTE de ne pas modéliser explicitement la réserve.**

En effet, elle comprend que ce choix ait pu être fait dans un souci de simplicité du modèle, car l'effet de la réserve est certainement du second ordre sur le prix. Une modélisation explicite de la réserve aurait concerné, dans le scénario contre-factuel, seulement la réserve fournie par les moyens thermiques qui sont minoritaires dans le parc français et non pas celle du nucléaire et de l'hydraulique. Cependant, comme évoqué précédemment, cette modélisation aurait également pu modifier le prix Spot et faire apparaître des prix bas du fait de l'apparition de revenus pour les producteurs sur d'autres marchés (cf. paragraphe 2.4.2).

DECISION DE LA CRE

Les lignes directrices relatives aux aides d'Etat dans le contexte du système d'échanges des quotas d'émission (SEQE) encadrent l'aide pouvant être mise en place par les Etats pour compenser une partie des coûts du SEQE pour les industriels électro-intensifs. Les lignes directrices prévoient notamment que l'étude déterminant le facteur d'émission fondé sur le marché soit approuvée par le régulateur national.

Dans ce cadre, par courrier en date du 3 mai 2021, la ministre de la transition écologique et la ministre déléguée, chargée de l'industrie ont saisi la CRE pour approbation d'un rapport de RTE.

La CRE estime que la méthodologie retenue par RTE permet de quantifier un facteur d'émission qui est (i) représentatif de l'impact du SEQE sur les consommateurs, (ii) robuste car s'affranchissant notamment des problèmes liés à l'impossibilité de définir une technologie marginale, et (iii) en cohérence avec les lignes directrices et la pratique de la Commission européenne en matière d'aides d'Etat puisque s'appuyant sur la comparaison avec un scénario contre-factuel.

Par ailleurs, le calcul de RTE s'appuie sur un modèle de fonctionnement des parcs de production utilisé largement dans d'autres études par RTE ou par d'autres acteurs.

Ce type d'études, fondées sur une modélisation du parc de production, est complexe et fait intervenir de nombreux paramètres pouvant avoir des impacts importants sur le résultat. La CRE note que RTE a eu recours autant que possible à des sources de données publiques ou accessibles à d'autres acteurs (GRT ou la CRE elle-même).

S'agissant de la gestion des moyens de production nucléaire et hydraulique, la CRE juge pertinent de considérer qu'ils sont gérés en valeurs d'usage, car (i) cela est bien conforme à la pratique d'exploitation opérationnelle d'EDF et des producteurs hydrauliques et (ii) ne pas le faire introduirait un biais dans l'étude qui empêcherait de comparer le jeu au réalisé pour évaluer la qualité du modèle.

Enfin, la CRE considère que l'hypothèse selon laquelle la production annuelle de nucléaire et d'hydraulique de lac ne dépend pas du prix du CO₂ est pertinente et note qu'elle impose de retraiter les valeurs d'usage utilisées dans le contre-factuel afin de prendre en compte la baisse du coût d'opportunité pour les producteurs. La CRE estime que le retraitement effectué par RTE est pertinent en ce qu'il revient à considérer que l'évolution du coût d'opportunité de l'utilisation des stocks dans le scénario contre-factuel est proportionnelle au prix du CO₂.

En conséquence, la CRE approuve le rapport de RTE proposant un facteur d'émission fondé sur le marché et la valeur de 0,59 tCO₂/MWh).

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition écologique et à la ministre déléguée, chargée de l'industrie. Elle sera transmise pour information à RTE.

Délibéré à Paris, le 6 mai 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO