

Etude de benchmark des tarifs d'injection

Rapport final

30 janvier 2019

Document préparé à la demande de la société ELIA

Limites et portée de notre intervention

1. Le présent Rapport a été préparé par des membres de l'équipe Economic Advisory de Deloitte Finance, à la demande d'Elia System Operator (ci-après « Elia »), selon la portée et les limites énoncées ci-dessous.
2. Le Rapport a été préparé dans le seul but de présenter les résultats d'une analyse comparative sur les charges payées par producteurs d'électricité en Belgique et dans une sélection pertinente de pays européens, ainsi que les principales conclusions d'une analyse qualitative de l'impact du tarif d'injection proposé par Elia sur la compétitivité des centrales de production d'électricité en Belgique et sur l'adéquation du système électrique belge. Il est exclusivement destiné à être utilisé dans le cadre de la concertation sur la proposition tarifaire d'Elia portant sur les tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité pour la période 2020-2023. Il ne doit pas être utilisé à d'autres fins ou dans un autre contexte et Deloitte Finance décline toute responsabilité en cas d'utilisation non conforme. Aucune autre partie qu'Elia n'a le droit de se fonder sur le Rapport pour quelque motif que ce soit et Deloitte Finance décline toute responsabilité envers toute autre partie qu'Elia à l'égard du Rapport ou de son contenu.

Les données et informations contenues dans ce rapport

3. Les informations contenues dans le Rapport nous ont été transmises par Elia ou proviennent d'autres sources clairement référencées dans les sections pertinentes du Rapport. Bien que ce Rapport ait été préparé en toute bonne foi et avec le plus grand soin, Deloitte Finance ne garantit, de manière expresse ou implicite, l'exactitude ou l'exhaustivité des informations qu'il contient. De plus, certaines des informations sont issues de publications internet. Nous n'acceptons aucune responsabilité pour les inexactitudes et les opinions contenues dans ces publications.
4. Notre intervention a été limitée par le temps disponible, le périmètre des travaux qui nous ont été confiés et l'information mise à notre disposition. Nous ne pourrions être tenus responsables pour les éléments non couverts ou omis dans notre rapport en raison de l'accès restreint aux sources d'information et du caractère limité des travaux qui nous ont été confiés.
5. Au cours des recherches menées dans le domaine public, des informations ont été recueillies durant une période de temps limitée, à savoir entre le 15 octobre 2018 et le 31 janvier 2019. Ainsi, nous n'avons pas identifié les informations publiées avant ces dates et qui auraient été supprimées des sources publiques, ainsi que les informations publiées postérieurement à ces dates. Nous ne sommes soumis à aucune obligation de veille ou de mise à jour des informations recueillies et n'avons pas l'obligation de vous avertir d'un quelconque changement. Deloitte Finance n'assume aucune responsabilité quant aux événements intervenus après la date d'émission du rapport.
6. Nos recherches ont été menées dans les sources publiques en français, en anglais mais aussi dans les langues des autres pays européens étudiés dans le benchmarking. La majorité des informations identifiées et fournies dans ce rapport a été recueillie à partir de sources publiées en langue française et en langue anglaise. S'agissant des sources publiées dans d'autres langues, nous avons traduit les parties pertinentes dans le cadre du présent rapport et nous n'acceptons aucune responsabilité quant aux erreurs liées à la traduction.
7. Les informations et données obtenues au cours de notre mission ont été traitées de manière confidentielle. Au cours de la collecte, de l'analyse et de la revue, aucune donnée source n'a été modifiée ou supprimée. Les informations collectées durant notre mission ont été utilisées uniquement aux fins pour lesquelles elles ont été collectées.

8. Les exemples figurant dans le Rapport n'ont qu'un caractère illustratif et ne constituent en aucun cas une recommandation ou une approbation par Deloitte Finance d'investir dans l'un des marchés cités ou l'une des sociétés mentionnées ou d'utiliser leurs services. Deloitte Finance décline toute responsabilité découlant de l'utilisation du Rapport et de son contenu, y compris toute action ou décision prise à la suite d'une telle utilisation.

1 Introduction et résumé exécutif

9. Dans le cadre de la préparation de la nouvelle période tarifaire à venir en Belgique (pour les années 2020-2023), Elia a chargé l'équipe Economic Advisory de Deloitte Finance de réaliser une étude concernant les charges appliquées aux producteurs d'électricité en Europe. Cette étude doit notamment mettre en évidence les différences de régulations appliquées en Europe concernant les charges payées par les producteurs d'électricité (tarifs d'utilisation des réseaux, taxes, etc.) et doit analyser l'impact du tarif d'injection pour la période tarifaire 2020-2023 sur la compétitivité des unités de production d'électricité belges et l'adéquation du système électrique belge à long terme.

1.1 Contexte et objectifs

10. La Loi Électricité et la méthodologie tarifaire établie par la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) offrent la possibilité au Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) d'électricité belge, Elia, d'appliquer des tarifs de transport concernant l'injection d'électricité sur les réseaux. Lors des deux dernières périodes tarifaires (2013-2015 et 2016-2019), Elia a utilisé cette possibilité en allouant aux producteurs une partie des coûts d'achat des services auxiliaires. Ces coûts sont alloués par le biais d'un tarif d'injection à l'énergie.
11. La Loi Électricité statue que les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité appliqués aux unités de production doivent être déterminés en « tenant compte de tous les critères jugés pertinents par la [CREG], tel un benchmarking avec les pays voisins, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées »¹.
12. Ainsi, Elia a justifié le niveau de tarif d'injection pour les périodes tarifaires 2013-2015 et 2016-2019 en s'appuyant sur une étude de benchmarking réalisée par le cabinet Microeconomix². Cette étude devait permettre de comparer le tarif d'injection aux autres charges supportées par les producteurs d'électricité en Belgique et dans une sélection pertinente de pays européens, afin d'évaluer plus précisément l'impact du tarif sur la compétitivité des producteurs belges et sur l'adéquation du système électrique belge à long terme.
13. Dans l'annexe 2 de son arrêté du 28 juin 2018³, la CREG pose les bases que le tarif d'injection pour la future période régulatoire devra respecter. Elle détaille notamment les critères préalables devant être respectés par Elia dans le cadre de son dossier tarifaire afin de justifier le niveau de ce tarif. Dans le rapport de consultation sur le projet d'arrêté en date du 7 juin 2018⁴, la CREG demande notamment que :
- « Elia propose, le cas échéant si elle le juge nécessaire, un benchmarking tarifaire qui s'applique à l'ensemble des tarifs d'accès, donc les tarifs pour les services de gestion et de développement de l'infrastructure de réseau, les services de gestion du système électrique, les services de compensation des déséquilibres - à l'exception du tarif pour le

¹ Art.12, §5, alinéa 17 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Belgique.

² Le cabinet Microeconomix a rejoint en 2016 Deloitte Finance, donnant ainsi naissance à la pratique Economic Advisory France, auteure de ce rapport.

³ Arrêté de la CREG du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité la plus récente pour la période 2020-2023

<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf>

⁴ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Consult/2018/1109-10/RA1109-10FR.pdf>

maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès - et les services d'intégration du marché de l'électricité. »

- « Les éléments déterminants des évolutions de la proposition tarifaire d'Elia, y compris l'éventuel benchmarking tarifaire, [soient] soumis à consultation du marché. »

14. Dans ce contexte, Elia a fait appel à l'équipe Economic Advisory de Deloitte Finance pour réaliser une nouvelle étude de benchmarking sur les charges supportées par les producteurs d'électricité en Belgique et dans plusieurs autres pays européens, dont notamment les pays connectés avec la Belgique. Cette étude a pour objectif de réaliser ce benchmarking comme support pour Elia afin de proposer le niveau du tarif d'injection pour la future période réglementaire 2020-2023. Ceci est fait d'un point de vue économique et conformément aux critères mentionnés par la CREG, en s'intéressant notamment aux problèmes de compétitivité des producteurs d'électricité belges et de l'adéquation du système électrique belge sur le long terme.

15. L'étude est structurée en deux parties. Tout d'abord (section 2), nous développons puis appliquons un benchmarking des charges supportées par les producteurs d'électricité dans deux périmètres : un périmètre élargi de 19 pays européens correspondant à l'état actuel du couplage des marchés J-1 en Europe, et un périmètre restreint à la Belgique et ses pays voisins (France, Pays-Bas, Allemagne et Autriche, Luxembourg et Royaume-Uni). Dans un deuxième temps (section 3), nous dérivons de l'étude de benchmarking une étude qualitative globale des critères économiques sur lesquels reposent la conception tarifaire et la mise en œuvre du tarif d'injection. Cette analyse permet d'établir des conclusions sur les effets économiques du tarif d'injection pour la Belgique.

1.2 Résumé des conclusions sur l'étude comparative des charges payées par les producteurs d'électricité en Europe

16. Le benchmarking a pour objectif de comparer les coûts supportés par les producteurs d'électricité dans les autres pays européens à un tarif d'injection belge de référence qui pourrait être retenu pour la période tarifaire 2020-2023. La valeur de référence considérée tout au long de cet exercice est 0,6169 €/MWh, arrondie à 0,62 €/MWh. Il s'agit de la moyenne des tarifs d'injection à l'énergie pour les pays de la zone NWE hors Belgique, pondérée par la capacité installée de centrales à gaz dans chaque pays, et telle que calculée dans ce rapport. En cohérence avec les préconisations de la CREG dans le rapport de consultation du 7 juin 2018, le tarif de référence est comparé aux charges pouvant être exigées des producteurs d'électricité en Europe raccordés au réseau de transport, et pouvant comprendre :

- Les tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux de transport ;
- Les autres coûts liés à l'utilisation des réseaux (fourniture des services système non rémunérée, rémunération des pertes, etc.) ; et
- Les taxes et surcharges liées à l'énergie.

17. Suivant la méthodologie développée dans les études relatives aux précédentes propositions tarifaires de 2012-2015 et 2016-2019, l'environnement légal relatif à la réalisation d'un exercice de benchmarking pour la détermination des tarifs en Belgique et les récents développements du couplage des marchés de l'électricité en Europe, l'étude est réalisée en considérant deux périmètres géographiques.

- Le premier périmètre géographique concerne la zone de couplage de marché North Western Europe (NWE) telle que définie fin 2018, comprenant l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, la Finlande, la France, la Grande-Bretagne, l'Italie, la Lettonie, la Lituanie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la Pologne, la Slovaquie et la Suède, soit dix-neuf pays en tout.
- Le second périmètre géographique étudié concerne la zone de couplage de marché Central Western Europe (CWE), composée de l'Allemagne, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas. L'étude de ce périmètre restreint considère également l'Autriche (complètement couplée au marché allemand) et la Grande-Bretagne (dont l'interconnexion NEMO-Link permet un échange direct avec la Belgique depuis janvier 2019).

18. Afin de pouvoir comparer sur une base commune les charges payées par les producteurs d'électricité au sein des deux périmètres analysés, nous nous appuyons sur l'étude d'une centrale à gaz de type CCGT, dont le profil de production et la capacité sont idéalisés (taux de charge d'environ 55% - capacité de 400 MW – reliée au plus haut niveau de tension en Belgique et dans tous les pays).

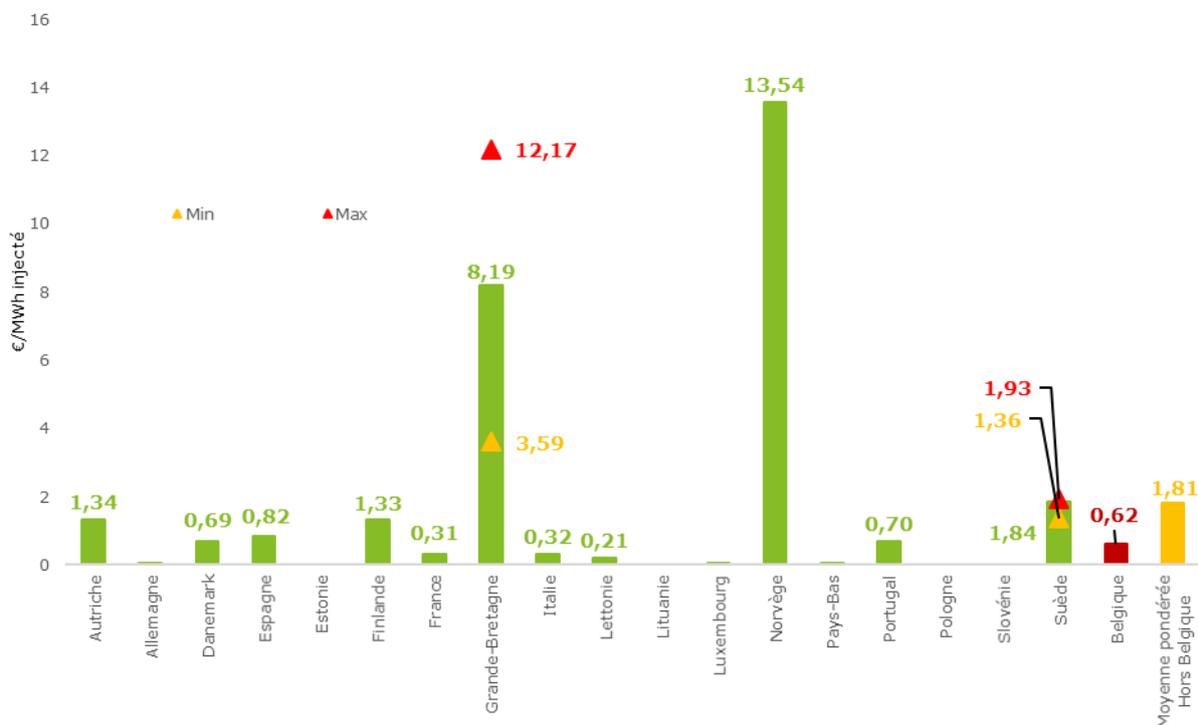
19. Pour chaque comparaison effectuée, la moyenne des charges analysée pour les pays sélectionnés est également précisée et permet de mettre en perspective le tarif d'injection belge par rapport aux pratiques européennes. Il s'agit d'une moyenne pondérée par la capacité installée en unités de production gaz. Comparée à la moyenne arithmétique ou à la médiane, la moyenne pondérée permet est en effet la plus pertinente étant donné le focus sur une centrale idéalisée de type CCGT⁵. Il convient de noter que le tarif d'injection en Belgique ne rentre jamais dans le calcul des moyennes pondérées au cours de cette étude. Ceci permet effectivement de comparer la Belgique aux autres pays sans biais méthodologique.

20. Tout d'abord, l'étude met en avant une forte hétérogénéité des charges que paierait la centrale idéalisée, à la fois au sein de la zone NWE et au sein de la zone CWE, comme l'illustre **la figure 1 ci-après qui compare les charges totales**⁶ dues par les producteurs d'électricité et ramenées à l'énergie injectée. Certains pays comme la Norvège ou la Grande-Bretagne imputent aux producteurs des coûts supérieurs à 8 € ramenés au MWh injecté, alors que d'autres ne font supporter aucune charge supplémentaire (en Allemagne, Estonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas et Pologne). Pour un tarif d'injection retenu de 0,62 €/MWh – soit la moyenne pondérée des tarifs à l'énergie calculée dans le rapport, la Belgique se positionnerait en neuvième position : les charges en Grande-Bretagne, en Norvège, en Suède, en Autriche, en Finlande, au Danemark, en Espagne et au Portugal sont plus élevées. Le niveau de charges supportées en Belgique par les producteurs serait cependant presque trois fois plus faible que la moyenne globale pondérée par les capacités de production gaz installées dans chaque pays (1,81 €/MWh).

⁵ En effet, étant donné que l'étude raisonne sur une CCGT idéalisée, la moyenne pondérée met en évidence l'importance des charges dans les pays où des capacités de production gaz sont effectivement installées. Lorsqu'un pays ne possède pas de capacité gaz, il n'est pas pertinent de lui donner le même poids qu'un pays avec un mix électrique dans lequel le gaz est majoritaire. Les données concernant les capacités installées proviennent de la plateforme *Transparency* de l'ENTSO-E.

⁶ Comprenant tous les postes de charges précités en introduction de la sous-section : les tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux de transport, les autres coûts liés à l'utilisation des réseaux (fourniture des services système non rémunérée, rémunération des pertes, etc.) et les taxes et surcharges liées à l'énergie.

Figure 1. Charges totales payées par la centrale idéalisée – zone NWE

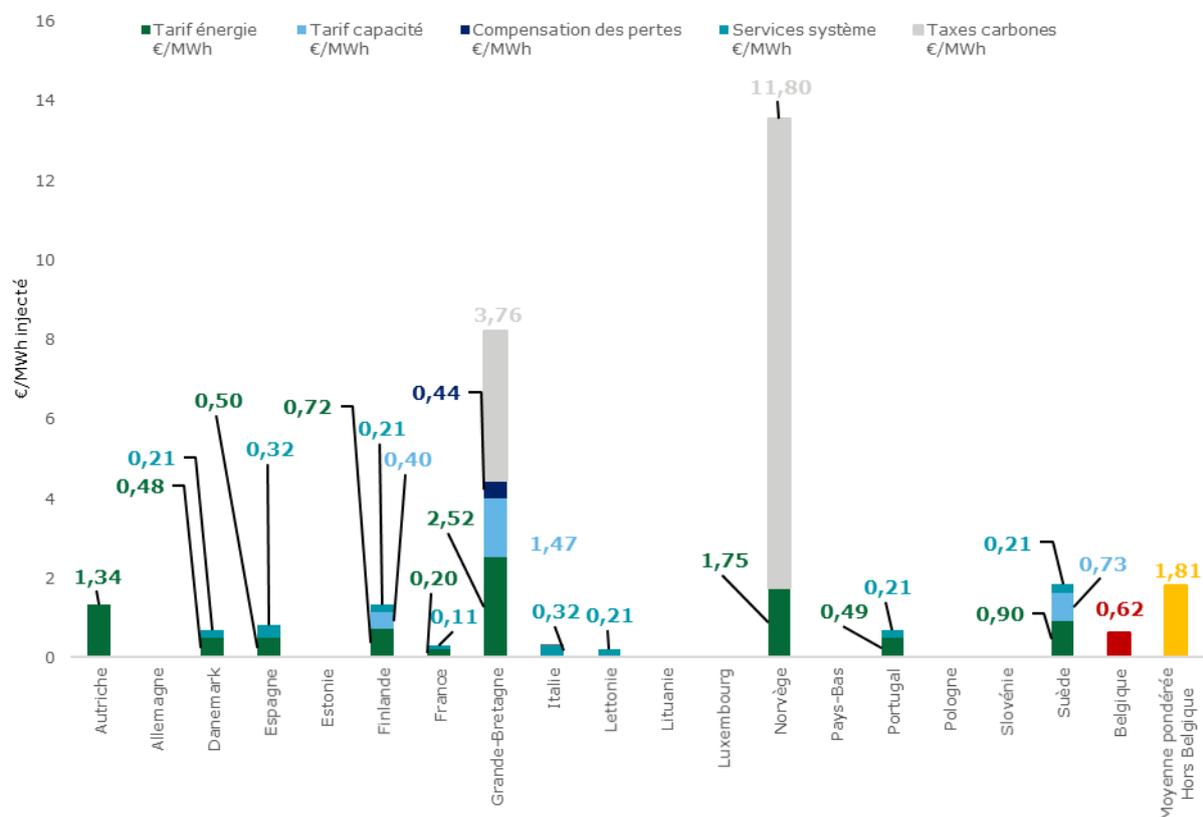


Source : Deloitte Economic Advisory

21. La figure 2 expose la répartition des charges totales effectivement payées par les producteurs par poste de coût : les tarifs d’utilisation et d’accès au réseau de transport (divisé entre le tarif à l’énergie - proportionnel à l’énergie injectée sur le réseau et le tarif à la capacité – proportionnel à la capacité installée), les autres coûts liés à l’utilisation du réseau (coûts de compensation des pertes et obligations non rémunérées de fournir des services systèmes), et les taxes carbone, seules taxes à l’énergie significatives payées par des producteurs en Europe.

- On y constate que la moitié des pays de la zone NWE appliquent un tarif d’injection d’électricité sur les réseaux à l’énergie (i.e., un tarif qui n’est pas lié aux autres coûts, aux taxes et surcharges ou encore à la capacité de la centrale). Le tarif d’injection à l’énergie représente, en moyenne, 30% de l’ensemble des charges totales par centrale idéalisée dans la zone NWE.
- Les fortes charges payées par la centrale idéalisée en Grande-Bretagne et en Norvège s’expliquent notamment par l’application d’une taxe sur la production de CO₂ pour les producteurs d’électricité, qui vient s’additionner aux coûts liés à la participation au marché EU-ETS (nous considérons que la centrale idéalisée participe à ce marché dans tous les pays, payant ainsi partout le même prix pour les quotas d’émissions), ainsi que par le tarif d’injection à la capacité payé par les centrales britanniques.
- Par ailleurs, la moitié des pays rendent obligatoire la fourniture de certains services pour le système (comme la fourniture de black-start ou le contrôle de la tension) tout en n’assurant pas leur rémunération. Des charges liées à ces services sont donc également constatées et participent au renchérissement des charges au Danemark, en France ou encore en Espagne.

Figure 2. Décomposition des charges totales payées par la centrale idéalisée – zone NWE



Source : Deloitte Economic Advisory

22. La figure 3 ci-après analyse plus finement les tarifs d'injection payés par une centrale de production de type CCGT en Europe afin d'apporter des éléments sur le jeu de compétitivité à court terme et d'étudier quel pourrait être un niveau raisonnable de tarif d'injection au regard des autres pays européens. Elle montre que, parmi les dix-huit pays couplés à travers la zone NWE (hors Belgique), neuf d'entre eux appliquent des tarifs d'injection à l'énergie. La moyenne⁷ pondérée des tarifs d'injection à l'énergie s'élève à 0,62 €/MWh⁸.

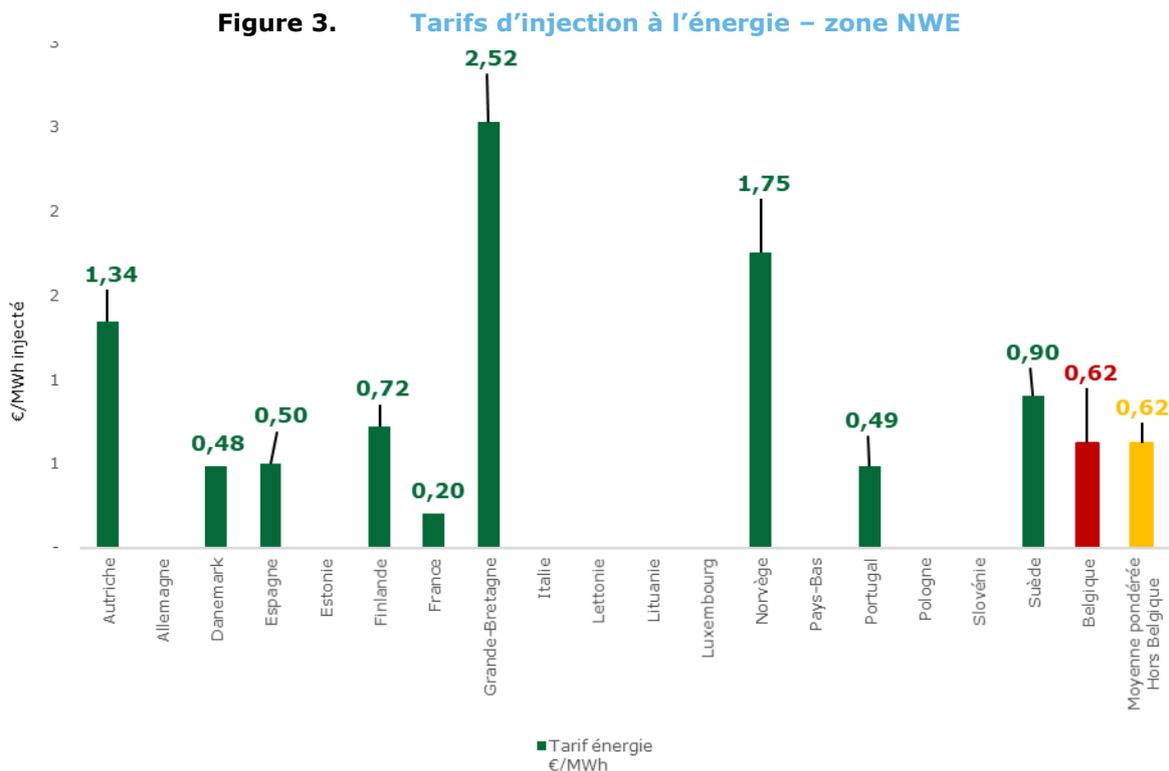
23. Cette moyenne correspond à la valeur de référence retenue pour représenter le niveau potentiel du futur tarif d'injection belge tout au long de l'exercice du benchmarking. Un niveau de tarif d'injection pour la période 2020-2023 à cette valeur permettrait alors au tarif belge d'être à un niveau raisonnable par rapport à ce qui est pratiqué ailleurs en Europe en matière de tarif d'injection à l'énergie⁹.

24. Avec ce tarif, la Belgique se positionne en sixième position derrière la Grande-Bretagne, la Suède, la Norvège, la Finlande et l'Autriche.

⁷ Toutes les moyennes présentées dans l'étude sont calculées sans prise en compte de la Belgique.

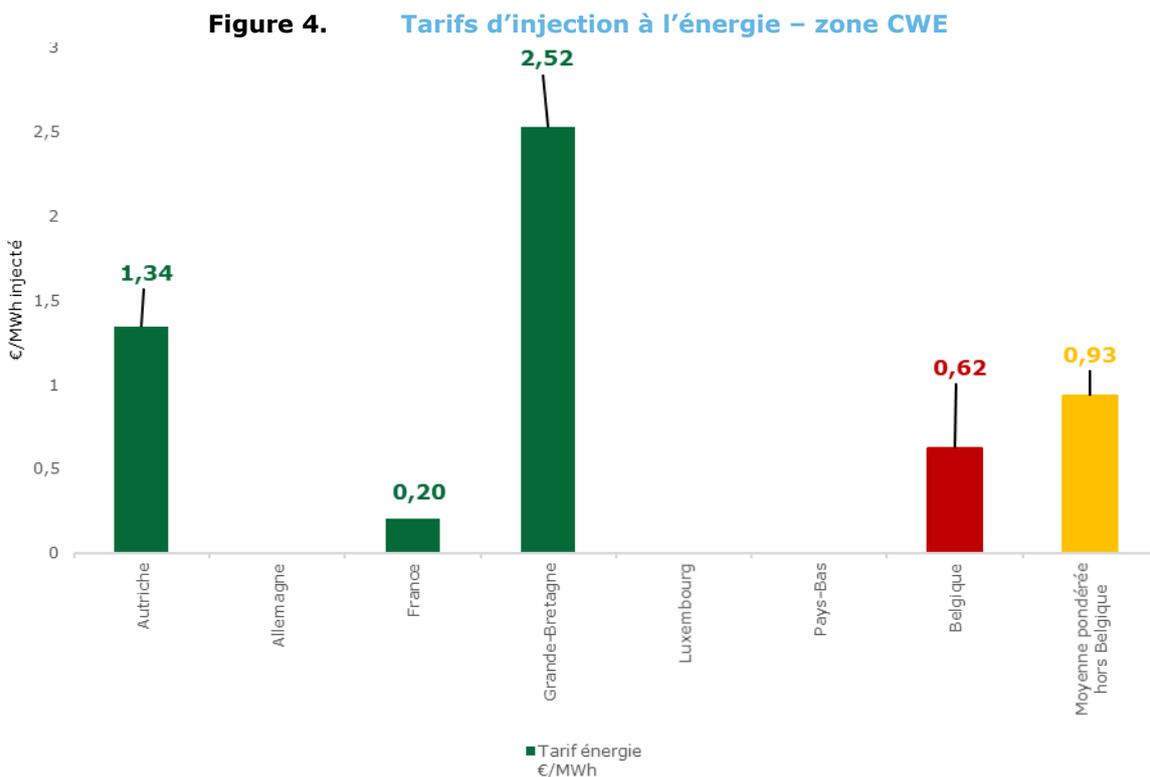
⁸ Plus précisément, 0,6169 €/MWh avec quatre chiffres significatifs.

⁹ Pour rappel, le tarif d'injection appliqué aux producteurs d'électricité en Belgique pour la période tarifaire précédente (i.e. 2016-2019) s'établissait à 0,96 €/MWh. Ce tarif servait principalement à financer le service de black-start ainsi que la réserve de puissance. Suite aux résultats mis en évidence à travers cette étude de benchmarking et notamment ceux mis en avant dans la figure 3, Elia a décidé de modifier le niveau du tarif d'injection appliqué en Belgique.



Source : Deloitte Economic Advisory

25. Les conclusions mises en évidence au sein de la zone NWE sont également valables lorsque le périmètre est restreint à la **zone CWE** (figure 4). La Belgique avec un tarif d'injection équivalent à la moyenne de la zone NWE (0,62 €/MWh) serait alors dans une situation médiane, avec la moitié des pays appliquent un tarif plus élevé. Le tarif d'injection belge serait inférieur de près de 30 % à la moyenne pondérée des autres pays (0,93 €/MWh).



Source : Deloitte Economic Advisory

1.3 Résumé des conclusions sur l'étude qualitative de l'impact du tarif d'injection en Belgique

26. La mise en œuvre d'un tarif d'injection à l'énergie en Belgique pour la prochaine période tarifaire exige de la part des décideurs une analyse économique approfondie des effets potentiels du tarif, à la fois en termes de bénéfices et de coûts potentiels. Il s'agit de réaliser un arbitrage entre les différents objectifs théoriques que devrait poursuivre tout exercice de conception tarifaire, comme la couverture des coûts, la non-discrimination, la transparence mais aussi l'efficacité économique et la transmission de signaux économiques aux utilisateurs du réseau.
27. Le tarif d'injection appliqué par Elia depuis 2013 est fondé sur les bénéfices attendus en termes d'efficacité allocative. Il s'agit en effet d'allouer les coûts de réservation des services auxiliaires de manière partagée entre les producteurs et les consommateurs. Les producteurs et les consommateurs sont en effet autant des bénéficiaires de ces services (ils bénéficient de la couverture du risque de délestage et de black-outs) que des responsables de leur dimensionnement (les services auxiliaires doivent permettre de prévenir les risques liés aux variations non contrôlables et non prévisibles de la production et de la consommation). **Un tarif à l'injection permet donc de responsabiliser les producteurs d'électricité belge et de ne pas faire peser l'ensemble de la charge des services auxiliaires sur les seuls consommateurs.**
28. Comme tout élément réglementaire ou tarifaire non-harmonisé au niveau européen, le tarif d'injection belge pourrait cependant entraîner des distorsions dans le jeu de compétitivité des producteurs d'électricité européens, car il conduit, toutes choses égales par ailleurs, à renchérir les centrales belges par rapport à leurs concurrentes au sein du marché interne européen. L'analyse théorique basée sur les principes du *merit order* met en évidence un risque en termes d'activation des centrales belges et d'incitation à l'investissement sur le long terme (via le lien entre place dans le *merit order*, activation et apparition de rentes inframarginales). Il convient cependant d'éviter les pièges d'une analyse entièrement centrée sur les modèles stylisés, ceux-ci ne rendant compte qu'imparfaitement des subtilités et des complexités régissant en réalité les marchés de l'électricité, et pouvant donc mener à des conclusions erronées.
29. Ainsi, une analyse plus poussée des fondamentaux du marché et des déterminants du comportement des utilisateurs du réseau montre que le tarif d'injection devrait avoir un impact négligeable en termes de distorsions des signaux de marché, d'autant plus s'il est maintenu à un niveau suffisamment raisonnable correspondant à la moyenne pondérée des tarifs d'injection à l'énergie appliqués en Europe, soit 0,62 €/MWh. Ceci concerne à la fois les effets à court et à long terme.
- A court terme, les décisions réglementaires et tarifaires telles que la potentielle application d'un tarif d'injection en Belgique ne sont ainsi qu'un élément parmi d'autres pouvant influencer le comportement des acteurs et la compétitivité des producteurs nationaux au niveau européen. En réalité, de nombreux autres fondamentaux et facteurs technico-économiques conduisent à distordre les décisions de dispatch et donc les conclusions d'une analyse basée sur le *merit order*. **Certains facteurs en particulier exigent de nuancer et presque annuler le risque de distorsion de la compétitivité lié à l'application d'un tarif d'injection**, par exemple la disponibilité des interconnexions et les écarts significatifs de compétitivité entre mix de production nationaux.

A plus long terme, les décisions d'investissement et de fermeture des centrales et leur localisation sont avant tout guidées par l'évolution et l'incertitude entourant les principaux déterminants de marché que sont la demande, le prix des matières premières et des quotas d'émissions de CO₂, l'évolution vers un système décarboné ou encore l'adaptation des market designs. L'analyse

empirique des décisions de fermeture, de mise sous cocon et de réouverture de centrales au cours de la décennie écoulée confirme que les grands retournements de conjoncture des centrales à gaz sont avant tout liés à l'évolution de ces fondamentaux. **Un tarif d'injection raisonnable, dont le niveau est inférieur à l'incertitude sur les autres paramètres, ne devrait donc pas affecter les stratégies décisionnelles des acteurs de marché.**

2 Etude comparative des charges payées par les producteurs d'électricité en Europe

2.1 Méthodologie de l'étude comparative

30. L'objectif principal de l'étude est de mettre en évidence les charges que subissent les producteurs d'électricité en Europe. Une fois ces charges identifiées, l'étude doit permettre d'analyser l'impact potentiel d'un tarif d'injection d'électricité proposé pour la prochaine période régulatoire en Belgique sur la compétitivité des centrales de production belges, au regard notamment des tarifs d'injection à l'énergie appliqués dans les autres pays.
31. Pour réaliser cette étude, nous calculons le coût total que subirait un producteur d'électricité idéalisé dans chaque pays étudié, en €/MWh injecté. Pour cela, nous développons une méthodologie complète qui définit le périmètre géographique pertinent pour la comparaison (section 2.1), les hypothèses techniques nécessaires pour fixer le profil du producteur (section 2.1.2) et le périmètre des charges à étudier (section 2.1.3). Les annexes présentent plus de détails, pour chaque pays étudié, sur les régulations nationales concernant la production d'électricité (niveau des tarifs et logique tarifaire, éventuelles exemptions, rémunérations des services systèmes, etc.).
32. Le benchmarking consiste alors à comparer ces coûts calculés pour les autres pays à une valeur de référence du tarif d'injection belge qui pourrait être retenue pour la période tarifaire 2020-2023. En accord avec Elia, la valeur de référence considérée tout au long de cet exercice est 0,62 €/MWh. Il s'agit de la moyenne des tarifs d'injection à l'énergie pour les pays de la zone NWE hors Belgique, pondérée par la capacité installée de centrales à gaz dans chaque pays, et telle que calculée dans le rapport. L'étude apporte également un éclairage sur la pertinence de cette valeur comme tarif potentiel pour la nouvelle période tarifaire.

2.1.1 Définition du marché pertinent – périmètre géographique

33. Cette section cherche à argumenter le choix du périmètre géographique retenu pour la réalisation de l'étude. Plus précisément, cette partie montre que le cadre légal belge et les précédentes périodes de revue tarifaire imposent *a minima* l'étude de six pays. En analysant le développement des marchés de l'électricité en Europe et notamment de l'état des lieux en matière de couplage des marchés J-1, on montre ensuite que l'élargissement de cette liste de dix à dix-neuf pays est pertinent.

Environnement légal et précédentes revues tarifaires

34. L'introduction d'un tarif d'injection à l'énergie dans le cadre de la revue tarifaire de 2012 a entraîné des réactions de la part des producteurs d'électricité, qui ont estimé qu'un tel tarif pouvait fausser la compétitivité des producteurs d'électricité belges par rapport aux producteurs implantés dans les pays voisins. Le 6 février 2013, la Cour d'appel de Belgique a annulé la décision tarifaire pour la période 2012-2015, se fondant à l'époque sur sa propre analyse et sur les arguments avancés par les producteurs (i.e., une baisse de compétitivité induite par l'application d'un tarif d'injection). Suite à cela, Elia a présenté une proposition tarifaire rectifiée, annulant notamment le tarif d'injection prévue pour les producteurs d'électricité.
35. En parallèle, dès 2012, la loi électricité en Belgique a statué que les tarifs d'utilisation du réseau de transport peuvent être, à l'avenir, déterminés en considérant « *un benchmarking avec les*

pays voisins, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d’approvisionnement du pays par une baisse de la compétitivité des unités de production concernées »¹⁰.

36. Dans ce contexte, Elia a confié en 2013 et en 2015 à Microeconomix¹¹, la réalisation d’un benchmark des tarifs d’injection appliqués aux producteurs d’électricité en Europe. Les résultats du benchmark et les analyses réalisées par Microeconomix ont été incorporées dans le dossier tarifaire soutenu par Elia pour justifier le niveau de tarif proposé pour la période 2012-2015 mise à jour et pour la période 2016-2019. Ces propositions tarifaires ont été validées, notamment par la CREG le 16 mai 2013 et le 04 décembre 2015¹².
37. Pour ces deux dossiers tarifaires, le périmètre retenu dans l’étude de Microeconomix était justifié à la fois par le cadre législatif (Art.12, §5, alinéa 17 de la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité) et la jurisprudence de la CREG (à savoir, au minimum, les pays voisins) mais également par l’état des lieux du couplage des marchés J-1, projet lancé en 2013. Ainsi, le périmètre de l’époque englobait dix pays (plus la Belgique), représentant le couplage du marché North Western Europe (NWE) : l’Allemagne, l’Autriche, la France, les Pays-Bas, la Grande-Bretagne, le Danemark, la Finlande, la Norvège, la Suède, la Suisse (en plus de la Belgique).
38. Pour les deux études précédentes, l’analyse effectuée montrait par ailleurs que l’état du couplage du marché et le faible volume d’interconnexions disponibles à l’échelle de la zone NWE rendaient peu probable une concurrence directe entre les producteurs belges et les producteurs des pays éloignés (au-delà de la zone CWE – Central Western Europe). Ce constat était renforcé par l’analyse quantitative de la convergence des prix et des coûts de réservation des capacités d’interconnexions dans la zone NWE. Pour cette raison, le benchmark de Microeconomix avait été focalisé dans un deuxième temps sur un périmètre restreint à la zone CWE « élargie », comprenant l’Autriche et la Grande-Bretagne, se concentrant ainsi sur les pays voisins avec lequel le risque d’impact sur la compétitivité était plus important.
39. A la vue de ces informations et de l’amélioration du couplage des marchés et des interconnexions sur les quatre dernières années, il nous apparaît essentiel de retenir, *a minima*, les mêmes périmètres d’étude que ceux étudiés pour les précédentes propositions tarifaires, i.e. la zone NWE dans son ensemble (élargie aujourd’hui à dix-neuf pays) ainsi que la zone CWE (constituée de six pays).

Evolution du couplage des marchés J-1, interconnexions et périmètre proposé pour la nouvelle étude

40. Depuis 2013, l’état du couplage des marchés J-1 et les capacités d’interconnexions ont fortement évolué en Europe. Tout d’abord, le couplage des marchés J-1 s’est amplifié et son périmètre s’est agrandi, ouvrant la zone NWE à de nouveaux pays (notamment, la péninsule ibérique, l’Italie, la Slovaquie, la Pologne et les pays baltes). De plus, les interconnexions entre les pays au sein de cette zone élargie continuent de se développer (NEMO-Link entre la Grande-Bretagne et la Belgique depuis fin janvier 2019, interconnexions entre l’Allemagne et la Belgique prévue pour 2020, etc.). Ainsi, il est aujourd’hui techniquement possible de produire de l’électricité au Portugal et de l’exporter jusqu’en Estonie. Enfin, la volonté affichée dans les benchmarks récents, notamment de la CREG, de RTE ou bien d’Elia, d’élargir le périmètre afin d’étudier le plus largement possible les pratiques européennes conduit ici à une privilégier une même approche.
41. Ainsi, afin d’être en cohérence avec les études réalisées pour les précédentes propositions tarifaires, le développement des marchés de l’électricité en Europe (notamment par le biais du

¹⁰ Art.12, §5, alinéa 17 de la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité en Belgique.

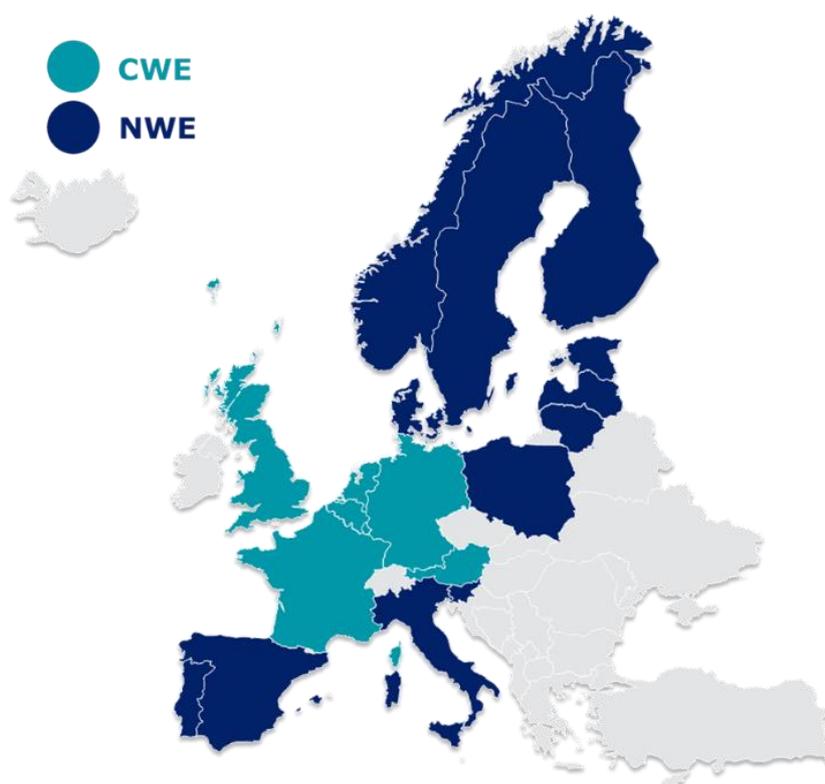
¹¹ Aujourd’hui intégrée à Deloitte Finance dans l’équipe Economic Advisory

¹² http://www.elia.be/~media/files/Elia/PressReleases/2015/20151203_Tarifs-Elia_FR.pdf

couplage des marchés J-1 – Multi-regional coupling) et les pratiques courantes pour l'exercice de benchmark, nous présentons pour cette étude un périmètre agrandi, prenant en compte un total de dix-neuf pays, tous couplés à travers la zone NWE : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, la Finlande, la France, la Grande-Bretagne, l'Italie, la Lettonie, la Lituanie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la Pologne, la Slovénie et la Suède. A noter qu'on distingue dans l'analyse (ainsi que dans les figures), d'une part les charges et les moyennes correspondantes pour les dix-huit pays hors Belgique, et d'autre part la valeur de référence retenue pour la Belgique (0,62 €/MWh).

42. Dans la continuité des précédentes revues tarifaires, notamment au regard de l'analyse de la concurrence entre les centrales de production belges et les producteurs voisins, nous présentons également un focus sur les pays de la zone CWE, avec un calcul de moyenne dédié (voir section 2.2.1).

Figure 5. Couplage des marchés de l'électricité J-1 en Europe en 2018



Source : Deloitte Economic Advisory

2.1.2 Hypothèses techniques retenues pour l'élaboration du benchmark

43. Le tarif d'injection belge doit être payé par l'ensemble des producteurs nationaux. Intuitivement, il peut donc avoir un impact sur la compétitivité de chaque filière, du nucléaire à l'éolien en passant par le thermique gaz. Dans l'idéal, l'exercice de benchmark devrait donc être technologiquement neutre. Cette neutralité permet, en théorie, d'appliquer les résultats à l'ensemble du secteur étudié (dans notre cas, la production d'électricité). Cependant, dans le cadre de cette étude, il est nécessaire de concentrer l'analyse principale sur des hypothèses techniques de référence, afin de pouvoir comparer les résultats sur une base commune. Par analogie, si le but de l'exercice du benchmark était d'étudier en Europe les taxes sur la consommation de carburant par les automobilistes, il est nécessaire de faire des hypothèses sur le type de véhicule et le carburant consommé. En effet, un automobiliste utilisant un véhicule

fonctionnant à l'essence ne paiera pas les mêmes taxes qu'un autre utilisant un véhicule propulsé au diesel. Pour la production d'électricité, le même raisonnement s'applique : pour pouvoir établir une comparaison quantitative robuste sur des éléments comparables, un profil type de centrale et des hypothèses techniques identiques doivent être fixés pour l'ensemble des pays. Un producteur utilisant l'énergie nucléaire ne sera pas soumis aux mêmes réglementations et n'aura pas le même profil de production qu'un producteur utilisant du charbon, du gaz, de l'eau ou encore du vent¹³, ce qui joue sur le coût moyen net ramené au volume injecté sur le réseau.

44. Cette section a donc pour but de présenter les hypothèses techniques qui vont encadrer le benchmark tout au long de l'étude, en particulier le choix de la technologie de référence, et le niveau de tension auquel est raccordé la centrale idéalisée. Bien entendu, les résultats pourraient être différents si les hypothèses techniques encadrantes venaient à être modifiées. A cet égard, une analyse ne prenant plus en compte les résultats dépendant de la technologie étudiée est présentée en annexe 4.2. Notamment, cette annexe montre que l'analyse neutre d'un point de vue technologique ne remet pas en cause les résultats de l'exercice de benchmarking présentés dans le corps de ce rapport.

Justification pour la prise en compte d'une CCGT idéalisée

45. Le benchmark, pour être robuste, doit permettre de comparer **sur une base commune** les charges appliquées aux producteurs d'électricité. Il convient donc de définir un profil type de producteur à qui ces charges sont appliquées dans chaque pays, ce qui permettra de comparer quantitativement les niveaux de charge. Notre étude se concentre sur la technologie CCGT, dont le profil idéalisé de production et dont les caractéristiques sont communes à tous les pays européens étudiés. L'étude considère une CCGT dont la puissance installée est de 400 MW.

46. La prise en compte d'une CCGT idéalisée comme base commune se justifie de plusieurs façons. Tout d'abord, le choix d'étudier une centrale à gaz de type CCGT permet d'être aligné avec le benchmark réalisé pour les deux précédentes périodes tarifaires de 2012-2015 et 2016 -2019, pour lesquelles une centrale CCGT idéalisée avait également été choisie.

47. De plus, la capacité totale de production installée d'électricité en Belgique fin 2018 se divise entre les capacités de production installées de nucléaire (environ 37% de la capacité totale du parc de production) et les capacités de production installées de gaz (environ 36% de la capacité totale du parc de production)¹⁴. Le quart restant de la puissance installée se divise principalement entre de l'hydraulique (environ 9%), de l'éolien (environ 9%) et des capacités additionnelles (fioul, solaire, biomasse – 9%). Ainsi, le gaz, joue un rôle prépondérant dans la production d'électricité belge. En outre, une CCGT sera davantage impactée que d'autres technologies comme le nucléaire ou l'éolien par tout écart de coût variable, étant donné son caractère flexible et non fatal. Il convient également de noter que le mix énergétique belge devrait peu évoluer d'ici à la prochaine revue tarifaire prévue en 2023. En effet, sont uniquement prévues pour les prochaines années une légère augmentation des capacités de production renouvelable ainsi qu'une légère diminution des capacités nucléaires, en anticipation de la sortie du nucléaire fin 2025. Par ailleurs, l'énergie renouvelable devrait continuer à opérer hors marché jusque 2023. Le gaz naturel devrait donc conserver d'ici là son importance pour le mix électrique belge.

¹³ Le benchmark des tarifs d'utilisation des réseaux de transport en Europe réalisé par l'ENTSO-E chaque année tente d'adopter un point de vue technologiquement neutre. Cependant, l'étude ENTSO-E réalise des hypothèses sur le profil de production d'un producteur et d'un consommateur idéalisé sans justifier outre mesure ces choix (par exemple, utilisation du réseau pendant 5 000 heures de l'année).

¹⁴ Source : <http://www.elia.be/fr/grid-data/production/parc-de-production>

48. Ainsi, il apparaît cohérent de choisir comme base commune pour réaliser le benchmark une centrale de production de type CCGT, dont le profil est idéalisé (comme décrit dans le paragraphe précédent).

Niveau de tension pris en compte dans le benchmark

49. Plusieurs pays en Europe pratiquent une tarification pour le transport d'électricité directement liée au niveau de tension auquel est raccordée la centrale de production ou le consommateur (c'est notamment le cas de la France, des Pays-Bas, de la Belgique ou de l'Autriche). Afin de rendre comparable les charges qui sont mises en évidence et étudiées dans cette étude et étant donné le profil de la CCGT idéalisée choisie (cf. paragraphe précédent), nous concentrons notre étude sur le plus haut niveau de tension disponible dans les pays concernés par notre analyse.

2.1.3 Périmètre des charges appliquées aux producteurs d'électricité à prendre en compte

50. Cette section a pour objet de détailler les charges étudiées dans le cadre de notre étude. Elle cherche à définir clairement le périmètre des charges appliquées aux producteurs d'électricité, et plus précisément à la CCGT idéalisée, analysées dans le cadre de l'exercice de benchmark. Trois principales catégories de charges subies par les producteurs d'électricité sont considérées dans notre étude :

- Les tarifs payés par les producteurs liés à l'utilisation des réseaux et à l'accès au réseau de transport d'électricité – appelés « tarifs d'utilisation et d'accès au réseau de transport » tout au long de ce rapport ;
- Les autres coûts qui ne relèvent pas du périmètre des tarifs d'utilisation et d'accès au réseau de transport, mais qui sont liés à l'utilisation et à l'accès au réseau. Ils peuvent notamment comprendre la fourniture de services obligatoires non-rémunérés pour la gestion des réseaux et du système électrique (réservation de capacité pour le black-start, participation aux réserves non rémunérées, etc.), les mécanismes de compensation financière des pertes d'électricité sur les réseaux, etc.– appelés « autre coûts liés à l'utilisation du réseau de transport – hors tarifs » ; et
- Les charges liées aux différentes taxes et surcharges sur l'énergie que les producteurs doivent payer dans chacun des pays étudiés – appelées « taxes et surcharges liées à l'énergie ».

Tarifs d'utilisation et d'accès au réseau de transport d'électricité

51. Ce rapport présente une étude des tarifs appliqués aux producteurs d'électricité (CCGT), pour l'énergie qu'ils injectent sur le réseau (lorsqu'un tel tarif est appliqué) et pour la capacité qu'ils fournissent au réseau (lorsqu'un tel tarif est appliqué). Sont également pris en compte, lorsque cela est pertinent, des tarifs fixes payés en €/an par les producteurs. Les tarifs pris en compte peuvent notamment refléter le développement et la gestion des infrastructures de réseaux, la gestion du système électrique, les services de compensation des déséquilibres (à l'exception du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'équilibres) ou encore les services d'intégration du marché de l'électricité¹⁵.

52. Les tarifs calculés dans le cadre de cette étude proviennent tous de sources officielles nationales (régulateurs, gestionnaire de réseau). Par exemple, pour étudier les tarifs appliqués en France, nous avons directement pris en compte les tarifs appliqués par RTE à travers le TURPE. Cette

¹⁵ Ainsi, nous allons plus loin que les études relatives aux précédentes revues tarifaires en incluant directement une composante de capacité dans notre analyse.

logique s'applique à tous les pays. Les détails des niveaux de tarifs appliqués dans chaque pays ainsi que la logique régulatoire liée à leur application sont développés en annexe 4.1.

Autres coûts liés à l'utilisation et l'accès au réseau de transport – hors tarifs

53. Cette catégorie de coûts comprend les charges liées à la fourniture et à l'activation des services systèmes ainsi que les coûts liés à la compensation des pertes d'électricité sur les réseaux, lorsque ces composantes ne sont pas directement incluses dans les tarifs d'utilisation et d'accès au réseau de transport. Etant donné que certains GRT facturent ces services à travers les tarifs, il est nécessaire de les également prendre en compte lorsque le GRT ne le fait pas et lorsque ces coûts sont supportés par les producteurs d'électricité¹⁶. A cet égard :

- Le benchmark étudie les coûts payés par les centrales de production d'électricité (CCGT) pour la fourniture et l'activation de ces services, lorsqu'ils ne sont pas rémunérés par le GRT. Ces coûts sont estimés par des données fournies par Elia (voir annexe 4.1 pour plus de détails).
- Lorsque la compensation des pertes n'est pas directement incluse dans les tarifs de transport d'électricité, nous étudions en respectant du mieux que possible la méthodologie mise en place dans chaque pays. Par exemple, en Grande-Bretagne, chaque producteur doit injecter un peu plus de MWh sur le réseau par rapport à ce qu'il vend, afin de compenser le déséquilibre qu'il crée en injectant de l'énergie. Le surplus d'électricité injecté est calculé à l'aide d'un multiplicateur de perte. Dans un tel cas, nous appliquons la méthode du GRT et nous calculons un coût additionnel qui sert à compenser les pertes sur les réseaux, appliqué aux producteurs. La Belgique applique le même raisonnement, mais les pertes ne sont compensées que par les consommateurs d'électricité directement reliés au réseau de transport¹⁷.

54. A noter que les charges liées à la compensation des déséquilibres, potentiellement supportés par les producteurs, ne sont pas prises en compte dans le périmètre de notre étude. Nous prenons l'hypothèse que les responsables d'équilibre gèrent de manière optimale leur portefeuille de production. Cette hypothèse conduit à une absence de déséquilibre. De plus, ce raisonnement est cohérent avec la nature même de la production des CCGT, qui est aisée à anticiper, conduisant à éviter des coûts liés à la compensation de déséquilibres résultant d'une erreur d'anticipation.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

55. En plus des différents postes de charges subies par la centrale idéalisée présentées dans les deux paragraphes précédents, le périmètre d'étude de notre benchmark s'étend également aux taxes et surcharges liées à l'énergie appliquées aux producteurs d'électricité. Plus précisément, notre étude considère les taxes liées à la consommation de gaz naturel, utilisé pour produire de l'électricité ainsi qu'au surtaxes liées aux émissions de CO₂ (hors EU-ETS, car nous prenons l'hypothèse que tous les pays y participent et que cela représente le même surcoût pour la centrale dans tous les pays étudiés).

¹⁶ La rémunération de la puissance réactive n'est pas prise en compte dans notre étude.

¹⁷ Il existe plusieurs manières de répercuter le coût des pertes aux agents économiques tels que producteurs ou consommateurs. L'une des manières revient à leur imposer directement la couverture des pertes via une obligation d'approvisionnement. Il peut aussi s'agir d'une compensation ex post sur le coût des pertes, qui peut être incluse dans le tarif (par exemple en Finlande) ou avoir un mécanisme propre (par exemple en Belgique).

56. Les détails des taxes et surcharges appliquées dans tous les pays du périmètre de cette étude sont présentés en annexes. Les éventuels exemptions et plafonds sont également mis en avant, à la fois dans nos calculs et plus en détail en annexe 4.1.

Charges non prises en compte dans le périmètre du benchmark

57. Les coûts liés aux enchères pour l'utilisation des interconnexions sont étudiés dans un second temps, notamment pour l'analyse de l'impact des tarifs d'injection sur la compétitivité des producteurs belges (voir section 3.3). Cette approche se justifie de plusieurs manières. Tout d'abord, il y a des limites à l'inclusion des coûts des enchères aux interconnexions puisqu'il est aujourd'hui possible, du fait du développement du couplage des marchés en Europe, de réaliser des arbitrages à une granularité temporelle beaucoup plus fine, à la journée par exemple. La comparaison de ces coûts de réservation des interconnexions avec le tarif d'injection belge dans un deuxième temps apporte tout de même des éléments d'analyse pertinents concernant l'impact du tarif d'injection sur la compétitivité des centrales belges, qu'il est intéressant de regarder *ex post*, une fois les autres composantes de coût analysées.

58. Nous proposons de ne pas prendre en compte les différences relatives aux prix de carburant (gaz naturel) et aux coûts variables de production. Celles-ci sont discutées en section 3.1. Nous considérons uniquement les différences dues à des décisions réglementaires ou fiscales.

59. D'un commun accord avec Elia, les coûts de raccordement ne sont pas non plus pris en compte dans le benchmarking. En effet, à l'inverse des charges étudiées dans l'étude, ces coûts sont des coûts de gros œuvre du secteur Bâtiment et Travaux Public, et ne sont pas directement en lien avec l'électricité et les particularités des centrales de production.

2.2 Comparaison des charges appliquées aux centrales de production en Belgique et en Europe

Remarque préliminaire concernant la définition des scénarios présentés

60. Etant donné le périmètre géographique et les hypothèses techniques retenus, un nombre important de scénarios d'études apparaît. Dans le cas le plus simple, le benchmark présente une analyse des charges subies par la centrale idéalisée, dans un pays donné, pour un Gestionnaire de Réseau de Transport donné.
61. Toutefois, il existe dans certains pays plusieurs GRT ou/et plusieurs zones tarifaires, qui impliquent que les charges subies par la centrale peuvent varier selon son implantation géographique ou autre. C'est notamment le cas en Autriche (trois zones tarifaires), en Grande-Bretagne (vingt-sept zones tarifaires pour les producteurs), en Allemagne (quatre Gestionnaires de Réseau de Transport) et en Suède (une centaine de zones tarifaires). Lorsque cette situation se présente, nous présentons une moyenne des différents tarifs appliqués par le GRT (tout en analysant de façon qualitative la valeur maximum et la valeur minimum, lorsque c'est pertinent¹⁸). Les résultats précis pour les différentes configurations possibles sont détaillés en annexe 4.1.

Comparaison des charges payées par une centrale de production en Belgique et en Europe

62. Cette partie présente les résultats du benchmark concernant les charges (présentées dans la section précédente) appliquées à une Centrale à Cycle Combiné Gaz Thermique (CCGT) idéalisée. Notamment, elle établit une comparaison quantitative de ces charges, pour les différents pays étudiés dans le cadre de l'exercice de benchmarking.
63. Tous les montants mis en évidence dans les graphiques et les sections suivantes sont exprimés en €/MWh injectés par la centrale idéalisée. L'étude considère les charges pour chaque pays en date du 01 novembre 2018. Enfin, lorsque nécessaire, le taux de change [monnaie étrangère/euro] est daté au 01 novembre 2018.
64. Les détails des tarifs, des autres coûts et des taxes et surcharges utilisées dans le calcul des résultats présentés ci-dessous sont présentés en annexe.
65. Pour chaque comparaison effectuée, la moyenne des charges analysée pour les pays sélectionnés est également précisée. Il s'agit d'une moyenne pondérée par la capacité installée en unités de production gaz. Comparée à la moyenne arithmétique ou à la médiane, la moyenne pondérée est la plus pertinente. Elle permet d'être plus réaliste lors de la comparaison des charges, coûts et tarifs appliqués dans les différents pays. En effet, étant donné que l'étude raisonne sur une CCGT idéalisée, la moyenne pondérée met en évidence l'importance des charges dans les pays où des capacités de production gaz sont effectivement installées. Lorsqu'un pays ne possède pas de capacité gaz, il n'est pas pertinent de lui donner le même poids qu'un pays avec un mix électrique dans lequel le gaz est majoritaire. Les données concernant les capacités installées proviennent de la plateforme *Transparency* de l'ENTSO-E.

¹⁸ En Allemagne, par exemple, les quatre GRT appliquent tous des tarifs différents. Cependant, les GRT allemands ne pratiquent pas de tarifs pour les producteurs d'électricité. De plus, ces producteurs sont exemptés de taxes et surcharges liées à l'énergie, et la fourniture de service système est toujours rémunérée par le GRT. Ainsi, il n'est pas pertinent pour l'Allemagne de faire apparaître un minimum et un maximum.

66. Il convient de noter que le tarif d'injection en Belgique ne rentre jamais dans le calcul des moyennes pondérées au cours de cette étude. Ceci permet effectivement de comparer la Belgique aux autres pays sans biais méthodologique.

2.2.1 Charges totales subies par une centrale de production idéalisée dans les pays du périmètre géographique du benchmark

Comparaison des charges totales ramenées à l'énergie injectée

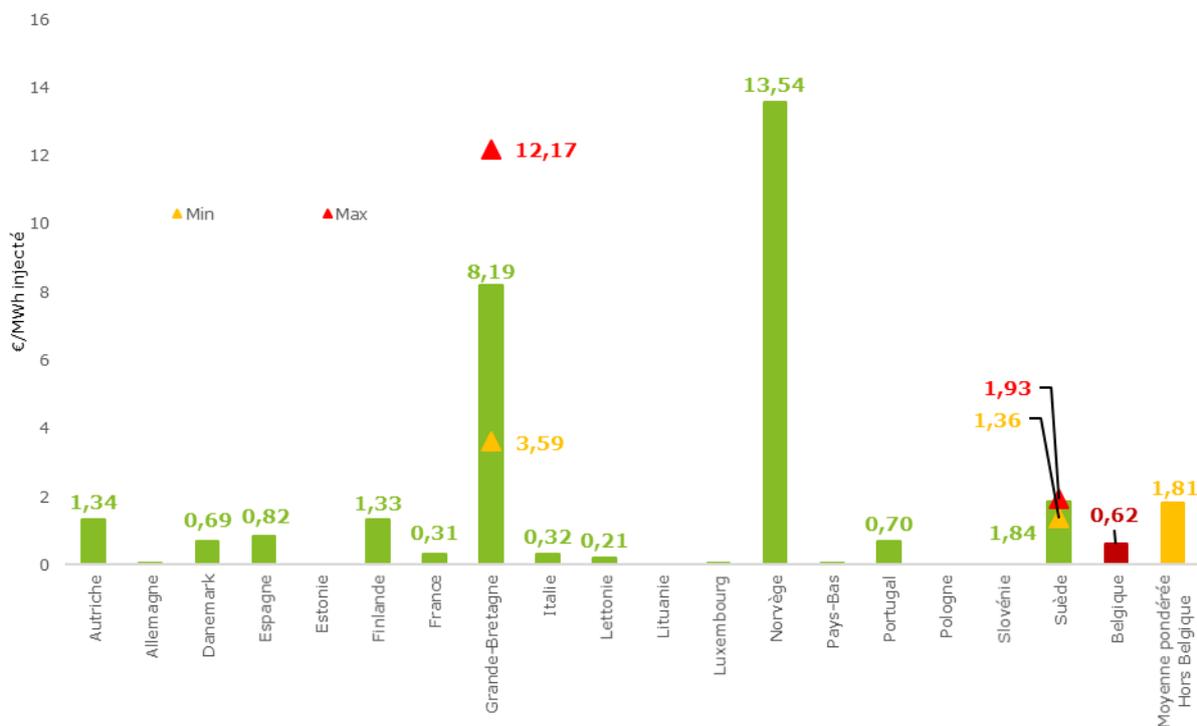
67. La figure 6 présente les charges totales subies par la centrale de production idéalisée dans les pays du benchmark (zone North Western Europe - NWE). Pour les pays dans lesquels plusieurs zones tarifaires existent (la Grande-Bretagne et la Suède, notamment), une moyenne des charges totales est présentée et le minimum et maximum de ces charges sont aussi affichés (pour plus de détails concernant le calcul de ces moyennes, voir annexes 4.1).

68. Les résultats montrent que la valeur de référence prise pour la Belgique (0,62 €/MWh) est environ trois fois plus faible que la moyenne pondérée de la zone NWE (1,81 €/MWh). Celle-ci est notamment tirée vers le haut à la fois par les charges relativement élevées subies par la centrale idéalisée en Norvège (13,54 €/MWh), en Grande-Bretagne (8,19 €/MWh) et en Suède (1,84 €/MWh) et par le niveau élevé de capacité de production à partir de gaz en Grande-Bretagne. Viennent ensuite les charges subies par la centrale en Finlande et en Autriche (1,33 €/MWh et 1,34 € MWh respectivement).

69. Six pays (la Danemark, l'Espagne, le Portugal et dans une moindre mesure la France, la Lettonie et l'Italie) présentent une charge totale pour la centrale idéalisée bien en deçà de la moyenne pondérée. Notamment, les charges appliquées au Danemark (0,69 €/MWh), en Espagne (0,82 €/MWh) et au Portugal (0,70 €/MWh) sont relativement similaires (mais tout de même plus élevées) aux charges payées en Belgique. Avec un tarif d'injection fixé à la moyenne pondérée des tarifs à l'énergie (0,62 €/MWh), la Belgique arriverait ainsi en neuvième position du benchmark.

70. L'Allemagne, l'Estonie, la Lituanie, le Luxembourg, les Pays-Bas et la Pologne ne font supporter aucune charge sur les producteurs d'électricité (excepté des charges fixes en €/an, totalement diluées dans le calcul des charges en €/MWh injecté, c.f. annexe 4.1).

Figure 6. Charges totales subies par la centrale idéalisée dans les pays de la zone NWE

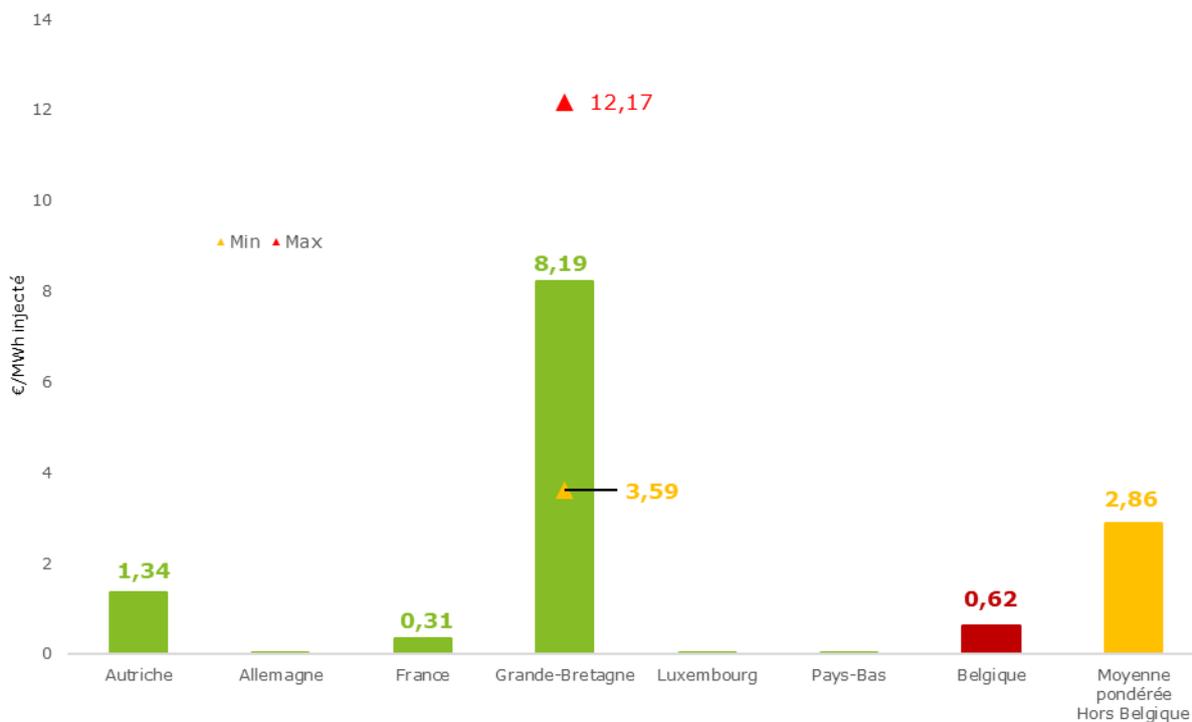


Source : Deloitte Economic Advisory

71. La figure 7 ci-après se focalise sur **les charges totales** dues par la centrale idéalisée dans les pays de la zone **Central Western Europe (CWE)**. La moyenne pondérée des charges totales pour cette zone de pays plus restreinte est supérieure à la moyenne du périmètre global (2,86 €/MWh pour la zone CWE contre 1,81 €/MWh pour la zone NWE). Les charges totales appliquées à la centrale idéalisée en Belgique si le tarif était fixé à 0,62 €/MWh seraient près de cinq fois plus faibles que la moyenne pondérée de la zone restreinte CWE. Une nouvelle fois, cette moyenne est fortement impactée à la fois par les charges subies par la centrale en Grande-Bretagne et par la capacité de production d'électricité à partir de gaz naturel dans ce pays¹⁹. Dans ce périmètre restreint à sept pays, la Belgique se retrouverait en troisième position après la Grande-Bretagne et l'Autriche.

¹⁹ Il convient de noter que la Grande-Bretagne est divisée en vingt-sept zones tarifaires appliquant des niveaux de tarifs très différents (parfois même négatifs pour certaines zones). La figure 7 présente donc le minimum des charges totales subies par la centrale britannique (environ 3,59 €/MWh) ainsi que le maximum de ces charges (environ 12,17 €/MWh). Dans le cas où le producteur est situé dans une zone tarifaire appliquant un tarif peu élevé, voir négatif, la moyenne pondérée serait grandement abaissée. Plus de détails concernant le calcul de la moyenne ainsi que sur les zones tarifaires en Grande-Bretagne sont développés en annexe 4.1.9.

Figure 7. Charges totales subies par la centrale idéalisée dans les pays de la zone CWE



Source : Deloitte Economic Advisory

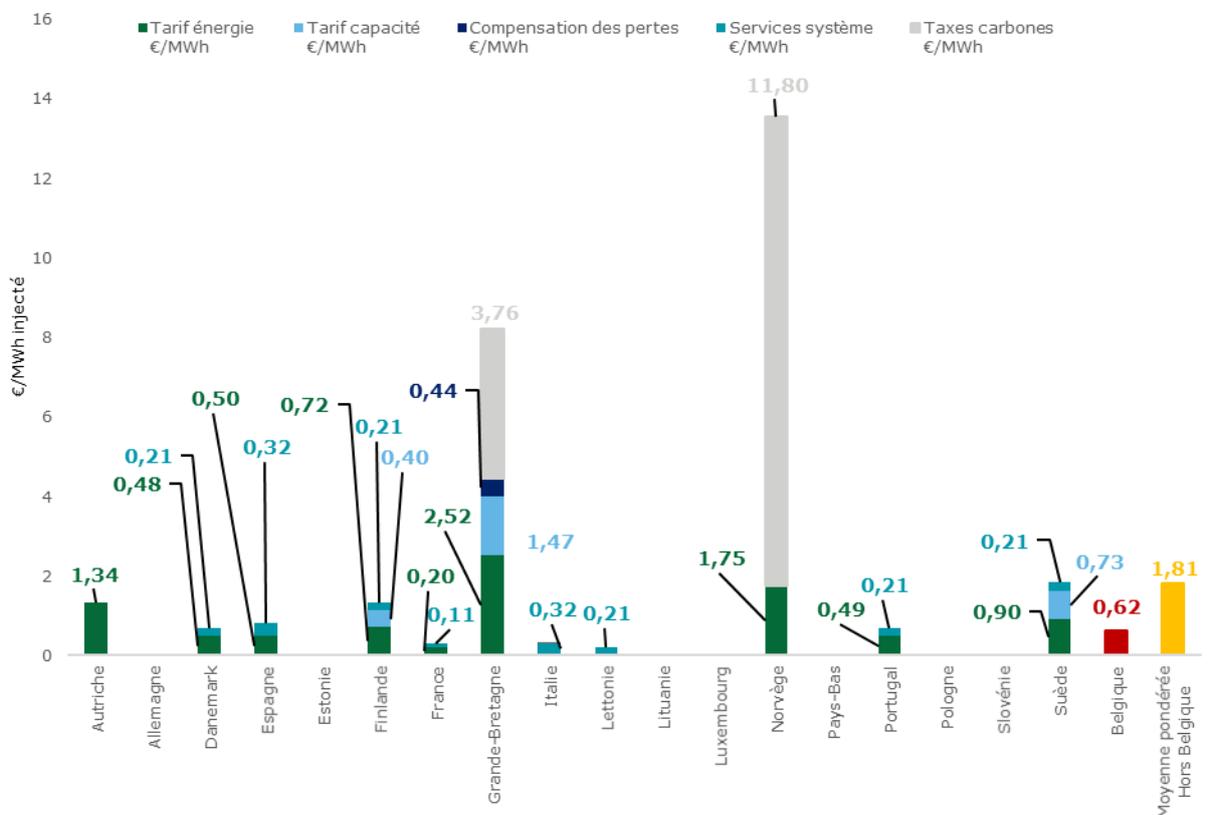
Message n°1 : l'étude met en avant la très forte hétérogénéité des charges payées par les producteurs d'électricité en Europe, qu'on s'intéresse à la zone NWE ou à la zone CWE. Certains pays comme la Norvège ou la Grande-Bretagne imputent aux producteurs des coûts supérieurs à 8 € ramené au MWh injecté, alors que d'autres ne font supporter aucune charge supplémentaire (Allemagne, Estonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas et Pologne). Un tarif d'injection belge égal à 0,62 €/MWh serait largement inférieur à la moyenne pondérée des charges payées dans les autres pays, qui s'établit à environ 1,81 €/MWh pour NWE et à 2,86 €/MWh pour CWE.

Décomposition par poste de coût

72. La figure 8 ci-après présente en détail la décomposition des charges par poste de coût²⁰. Il est intéressant de noter que les taxes liées aux émissions de CO₂ permettent d'expliquer en grande partie les charges très élevées en Norvège et en Grande-Bretagne (la taxe appliquée au CO₂, en plus de la participation au marché EU-ETS, y est respectivement de 11,80 €/MWh et de 3,76 €/MWh). Bien que certains pays (Grande-Bretagne, Finlande, Suède) fassent également subir des charges liées à la capacité fournie par le producteur au réseau (en MW), les charges liées à l'application d'un tarif d'injection à l'énergie représentent un des postes de surcoût majeur pour la centrale idéalisée. En moyenne, ces tarifs d'injection représentent environ 30% des charges totales subies des centrales idéalisées.

²⁰ Pour plus de détails sur la répartition par poste de coût, voir section 2.1.3.

Figure 8. Décomposition des charges totales subies par la centrale idéalisée – zone NWE



Source : Deloitte Economic Advisory

Message n°2 : Si les taxes liées aux émissions de CO₂ expliquent en grande partie largement les coûts totaux supportés par les producteurs en Grande-Bretagne et en Norvège, les tarifs d'injection à l'énergie représentent quand même 30% des charges totales dans la zone NWE en moyenne. Seuls trois pays font payer un tarif d'injection à la capacité (Grande-Bretagne, Suède et Finlande).

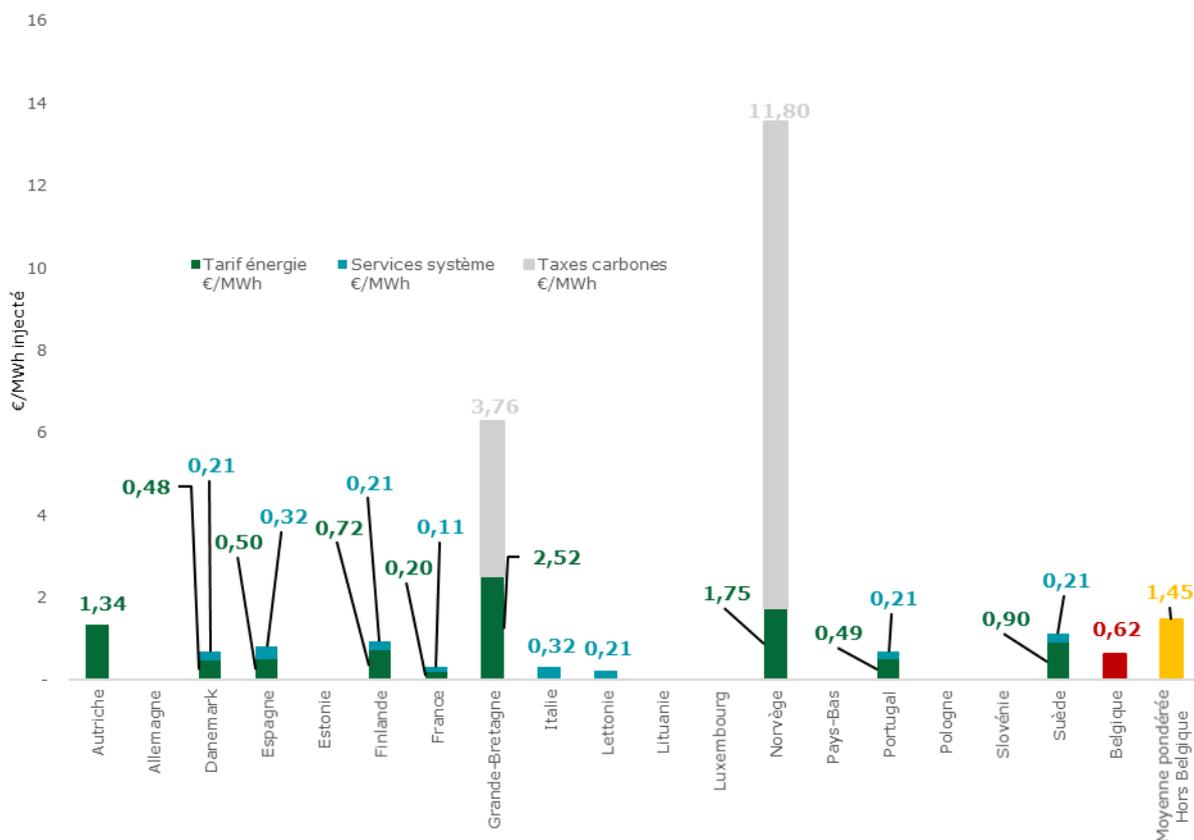
73. Comme l'illustre la section 3, ce sont majoritairement les coûts variables de production qui jouent un rôle important dans l'analyse de l'impact d'un tarif d'injection en Belgique sur la compétitivité des producteurs belges. En effet, du fait de l'organisation du marché de l'électricité en Europe, ce sont les centrales qui ont les coûts variables les plus faibles qui sont activées en premières pour produire de l'électricité. En cela, il est intéressant de réitérer l'analyse des paragraphes précédents en se focalisant sur les coûts variables de production que paieraient la centrale idéalisée dans les pays de notre benchmark.

Focus sur les charges variables

74. La figure 9 permet de comparer les coûts variables de production que paierait la centrale idéalisée dans le périmètre le plus élargi du benchmark, à savoir la zone NWE. Dans notre cas de figure, les coûts variables correspondent aux tarifs d'utilisation des réseaux appliqués à l'injection d'électricité et aux coûts liés à la fourniture de services système non rémunérés par les GRT ainsi que les taxes à l'énergie / taxes carbone. La moyenne pondérée des coûts variables appliqués à la centrale idéalisée dans la zone NWE s'établit à environ 1,45 €/MWh injecté. Un tarif d'injection

belge fixé à 0,62 €/MWh pour la nouvelle période tarifaire serait ainsi plus de deux fois plus faible que la moyenne pondérée des charges variables dans le reste de la zone NWE.

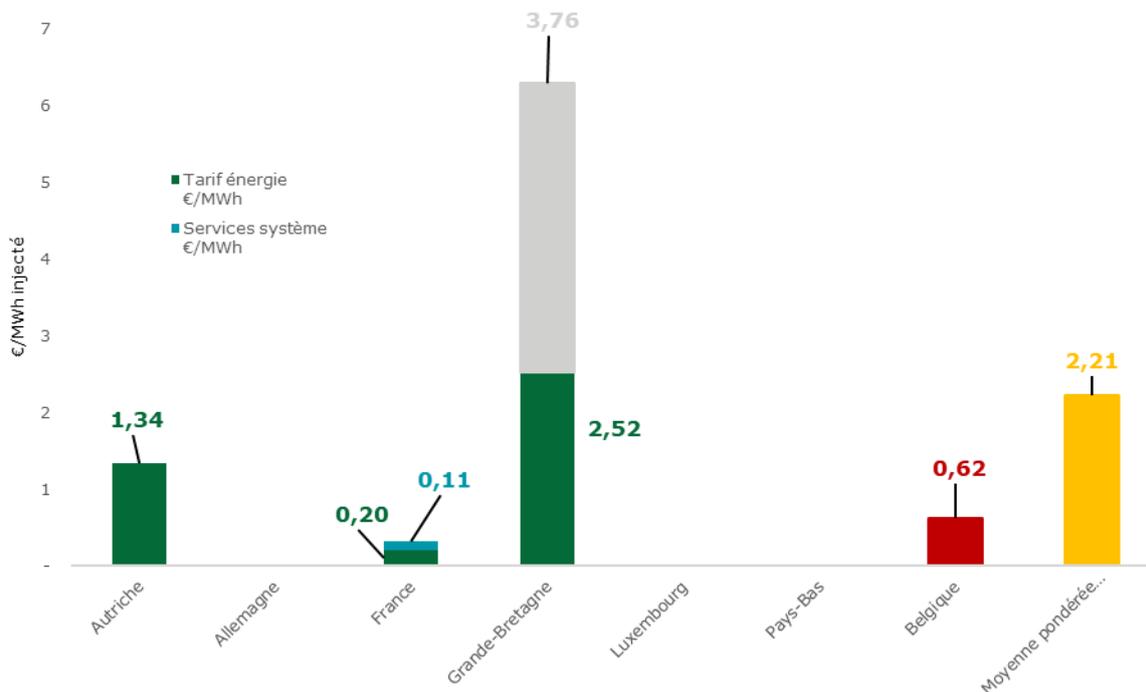
Figure 9. Coût variables payés par la centrale idéalisée – zone NWE



Source : Deloitte Economic Advisory

75. La figure 10 compare les coûts variables de production appliqués à la centrale idéalisée dans le périmètre géographique plus restreint, à savoir la zone CWE. Dans cette configuration, un tarif d'injection belge de 0,62 €/MWh serait également bien plus faible que la moyenne pondérée des charges variables supportées dans les autres pays (2,21 €/MWh). Comme pour l'analyse des charges totales, la Belgique resterait en troisième position de la zone derrière la Grande-Bretagne et l'Autriche.

Figure 10. Coûts variables payés par la centrale idéalisée – zone CWE



Source : Deloitte Economic Advisory

Message n°3 : Si l'on se restreint à l'étude des charges variables de production (coûts variables correspondent aux tarifs d'utilisation des réseaux appliqués à l'injection d'électricité, coûts liés à la fourniture de services système non rémunérés par les GRT et taxes carbone), un tarif d'injection belge à 0,62 €/MWh serait inférieur à la moyenne pondérée du reste de la zone NWE. Sur la zone CWE, la moyenne pondérée hors Belgique est de 2,21 €/MWh, soit plus élevée que le tarif de référence considéré, et la Belgique arriverait en troisième position après la Grande-Bretagne et l'Autriche. L'Allemagne, les Pays-Bas et le Luxembourg²¹ ne font supporter aucune charge variable aux producteurs, qui sont donc les plus compétitifs toutes choses égales par ailleurs.

76. La section suivante analyse plus précisément les différents postes de charges mis en évidence dans la figure 8.

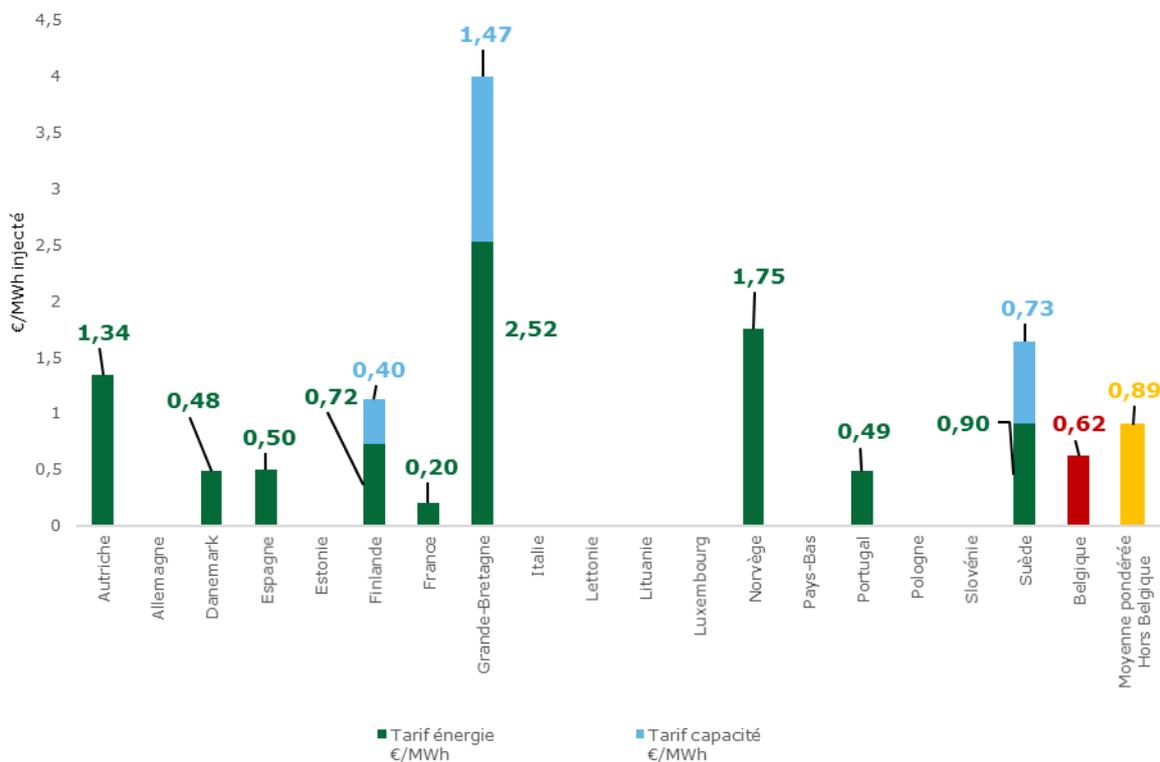
²¹ A noter qu'aucune CCGT n'est actuellement en activité au Luxembourg.

2.2.1.1 Tarifs d'utilisation et d'accès au réseau de transport d'électricité

77. La figure 11 présente les tarifs d'utilisation et d'accès aux réseaux de transport que devraient payer la centrale idéalisée dans l'ensemble des pays du benchmark (zone NWE). Ces tarifs liés à l'utilisation et à l'accès au réseau de transport sont notamment divisés entre :

- Des tarifs fixes, en €/an²², qui n'apparaissent pas sur les graphiques du fait de leur faible niveau (voir annexes) ;
- Des tarifs à l'injection d'électricité (dits aussi tarifs à l'énergie), en €/MWh, qui servent à compenser plusieurs services rendus par le réseau (par exemple, en Belgique, cette composante correspond aux « tarifs pour les réserves de puissance et le black-start ; en Norvège ou en Suède, la composante énergie du tarif sert à compenser les pertes sur le réseau - les détails pays par pays sont présentés en annexe) ;
- Des tarifs liés à la capacité, en €/MW. Pour rappel, à des fins de comparaison, l'ensemble des tarifs et des charges subis par la centrale ont été convertis en €/MWh injecté. Cette conversion est effectuée en multipliant le tarif en €/MW à la capacité de la centrale idéalisée (pour rappel, 400 MW), ce résultat étant divisé par la production totale, en MWh, de la centrale. La production en MWh est estimée à partir du facteur de charge idéalisé (présenté en section 2.1.2) pour la CCGT. Nous considérons un facteur de charge de 55%, basé sur la charge actuelle des centrales CCGT belges (données Elia). Cette donnée est cohérente avec les facteurs de charge utilisés par l'OFGEM, le régulateur britannique, lors du calcul des tarifs d'injection à la capacité en Grande-Bretagne (voir annexe 4.1.9).

²² Les tarifs fixes en €/an sont la plupart du temps liés à un service de comptage ou à des services de gestion contractuelle, assurés par les GRT.

Figure 11. Tarif d'utilisation et d'accès aux réseaux de transport – zone NWE

Source : Deloitte Economic Advisory

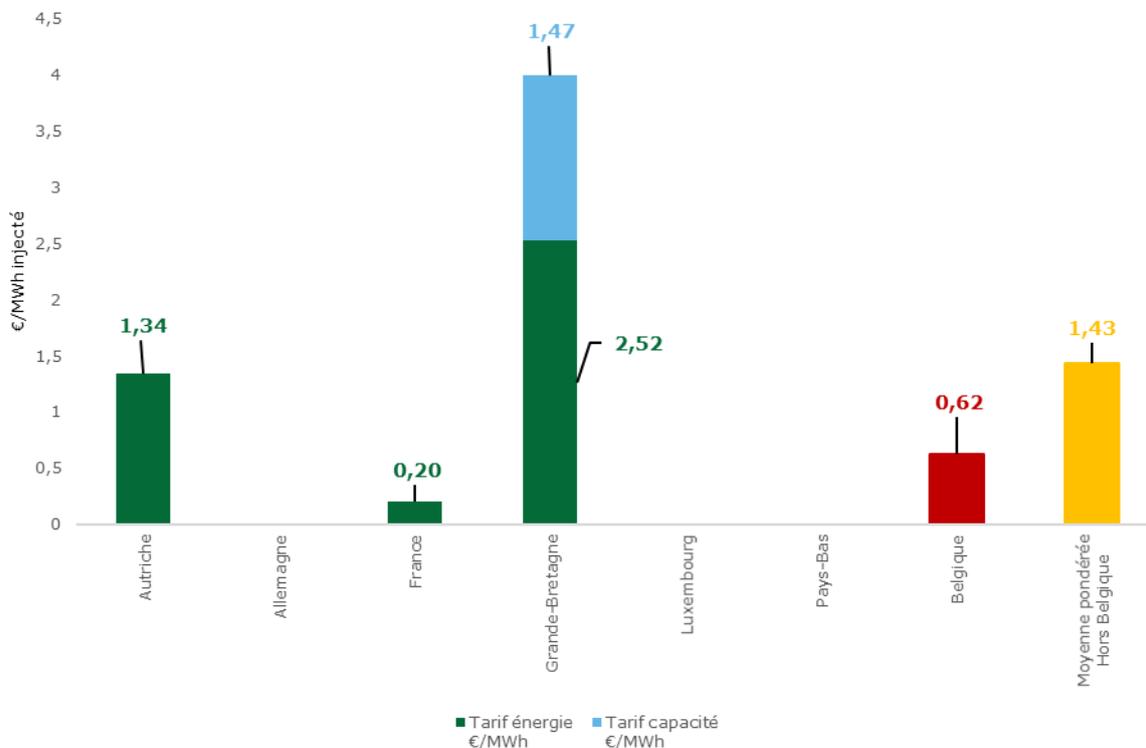
78. La moyenne pondérée des tarifs d'utilisation et d'accès au réseau de transport s'établit à environ 0,89 €/MWh injecté. A ce niveau, la Grande-Bretagne et la Norvège sont les deux pays pour lesquels le tarif moyen ramené à l'énergie injectée est le plus élevé (respectivement 3,99 et 1,75 €/MWh). En Grande-Bretagne²³, ceci est notamment lié à la forte compensation des services d'équilibrage par les producteurs d'électricité (« Balancing Services Use of System – BSUoS », dont le coût, publié tous les jours par le GRT Northern Grid, s'établit en moyenne à 2,52 €/MWh pour l'année 2017, cf. annexes 4.1.9 pour plus de détails). De plus, la Grande-Bretagne, au même titre que la Finlande et la Suède, applique des tarifs liés à la capacité (en MW) que les producteurs fournissent au réseau. A noter que ces tarifs liés à la capacité, convertis en €/MWh, dépendent fortement du profil de production de la centrale idéalisée comme expliqué en introduction de cette section. Si le calcul s'appliquait à une centrale produisant beaucoup moins d'électricité, les tarifs à la capacité seraient répartis sur moins de MWh et pèseraient plus dans le calcul final des charges totales. Cependant, ces tarifs à la capacité ne jouent pas sur la compétitivité des centrales à court terme, où seul le coût variable est pénalisant. Ils interviennent sur les décisions d'investissement à plus long terme.

79. La figure 12 présente les tarifs d'utilisation et d'accès au réseau de transport dans le périmètre géographique restreint à la zone CWE. Dans cette configuration, la moyenne pondérée s'établit à 1,43 €/MWh injecté. Similairement aux résultats pour le périmètre global (i.e. zone NWE), c'est la Grande-Bretagne qui tire la moyenne vers le haut. Derrière la Grande-Bretagne, l'Autriche applique également un tarif plus élevé que la valeur de référence retenue pour la Belgique (1,34 €/MWh injecté). Enfin, l'Allemagne, le Luxembourg et le Pays-Bas n'appliquent pas de tarifs à

²³ Pour rappel, les tarifs présentés ici pour la Grande-Bretagne sont des moyennes pondérées par le périmètre géographique de chaque tarifaire. Pour la Suède, les tarifs présentés sont une moyenne arithmétique de l'ensemble des zones tarifaires. Pour plus de détails, voir annexes 4.1.9 et 4.1.19.

l'injection d'énergie. Dans ces trois pays, seuls les consommateurs directement reliés au réseau de transport paient un tarif d'utilisation et d'accès au réseau.

Figure 12. Tarif d'utilisation et d'accès au réseau de transport – zone CWE

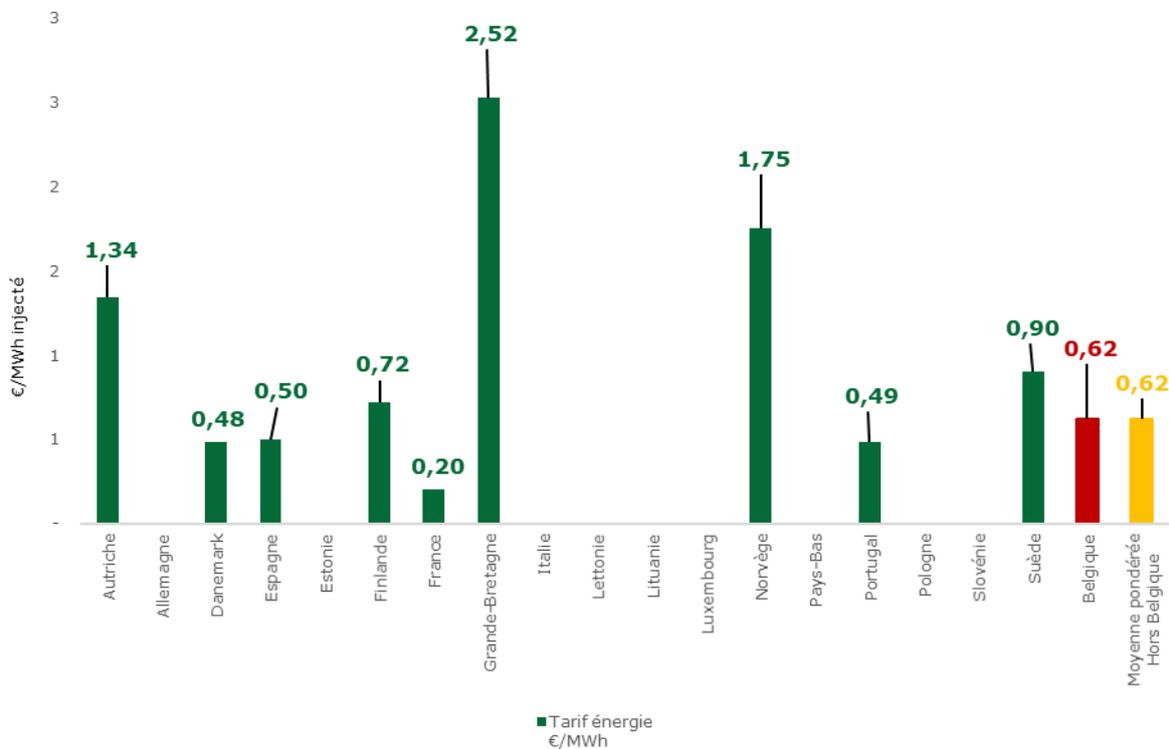


Source : Deloitte Economic Advisory

Focus sur les tarifs d'injection à l'énergie

80. La figure 13 présente les tarifs d'injection à l'énergie, appliqués dans le périmètre le plus large du benchmark (**zone NWE**). Il est d'abord intéressant de souligner que ces tarifs liés à l'injection sont technologiquement neutres. En effet, s'appliquant à chaque MWh injecté sur le réseau par les producteurs d'électricité, ils ne dépendent pas de la courbe de charge de la centrale de production ni de ses caractéristiques techniques. La moitié des pays de la zone (neuf sur dix-huit, en excluant la Belgique) appliquent un tarif à l'injection d'énergie. La moyenne pondérée de ce tarif d'injection s'établit à 0,62 €/MWh injecté.

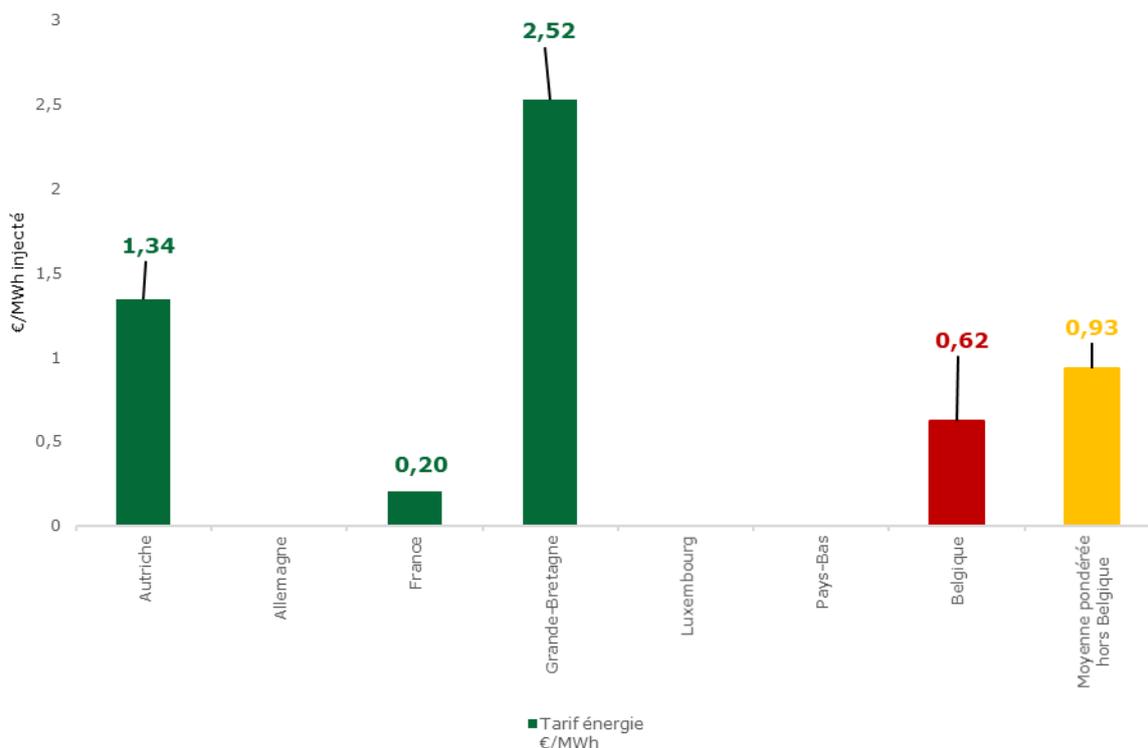
Figure 13. Focus sur les tarifs d'injection à l'énergie – zone NWE



Source : Deloitte Economic Advisory

81. La figure 14 montre les tarifs d'injection à l'énergie dans le périmètre retreint de la **zone CWE**. Dans ce cas de figure, la moyenne pondérée s'établit à 0,93 €/MWh, soit environ 30% de plus que la moyenne de la zone NWE, qui correspond à la valeur de référence pour la Belgique. La Belgique arriverait avec un tel tarif en troisième position après la Grande-Bretagne et l'Autriche.

Figure 14. Focus sur les tarifs d'injection à l'énergie – zone CWE



Source : Deloitte Economic Advisory

Message n°4 : neuf pays de la zone NWE appliquent un tarif d'injection à l'énergie, en plus de la Belgique. La moyenne pondérée du tarif d'injection à l'énergie est de 0,62 €/MWh sur la zone NWE hors Belgique, et de 0,93 €/MWh sur la zone CWE (hors Belgique), malgré le tarif nul en Allemagne, au Luxembourg et aux Pays-Bas. Ces tarifs servent à compenser plusieurs services rendus par le réseau : services auxiliaires (Belgique, Grande-Bretagne), pertes (Norvège, Suède) dimensionnement du réseau (France), etc.

Trois pays de la zone NWE appliquent aussi des tarifs d'injection à la capacité, notamment la Grande-Bretagne et la Norvège, où ce tarif augmente significativement leur tarif moyen ramené à l'énergie injectée : la moyenne des tarifs d'injection totaux, y compris à la capacité ou à l'année, passe alors à 0,66 €/MWh.

La valeur de référence retenue pour représenter le niveau potentiel du futur tarif d'injection belge tout au long de l'exercice du benchmarking est de 0,62 €/MWh, soit la moyenne pondérée des tarifs d'injection à l'énergie dans la zone NWE. La fixation du tarif belge à cette valeur lui permettrait d'être à un niveau raisonnable par rapport à ce qui est pratiqué ailleurs en Europe en matière de tarif d'injection à l'énergie²⁴.

²⁴ Pour rappel, le tarif d'injection appliqué aux producteurs d'électricité en Belgique pour la période tarifaire précédente (i.e. 2016-2019) s'établissait à 0,96 €/MWh. Ce tarif servait principalement à financer le service de black-start ainsi que la réserve de puissance. Suite aux résultats mis en évidence à travers cette étude de benchmarking et notamment ceux mis en avant dans la figure 3, Elia a décidé de modifier le niveau du tarif d'injection appliqué en Belgique.

2.2.1.2 Autres coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport

82. Pour rappel, cette catégorie de charges représente les coûts subis par la centrale, liés à l'utilisation des réseaux de transport d'électricité et qui ne sont pas directement inclus dans les tarifs d'utilisation et d'accès au réseau analysés dans la section précédente. Plus précisément, ces coûts se distinguent entre :

- i. Des coûts liés à la compensation et la couverture des pertes d'électricité sur les réseaux
- ii. De coûts liés à la fourniture obligatoire de certains services système qui ne sont pas rémunérés par le gestionnaire de réseau (notamment la fourniture de black-start ou le contrôle de la tension)

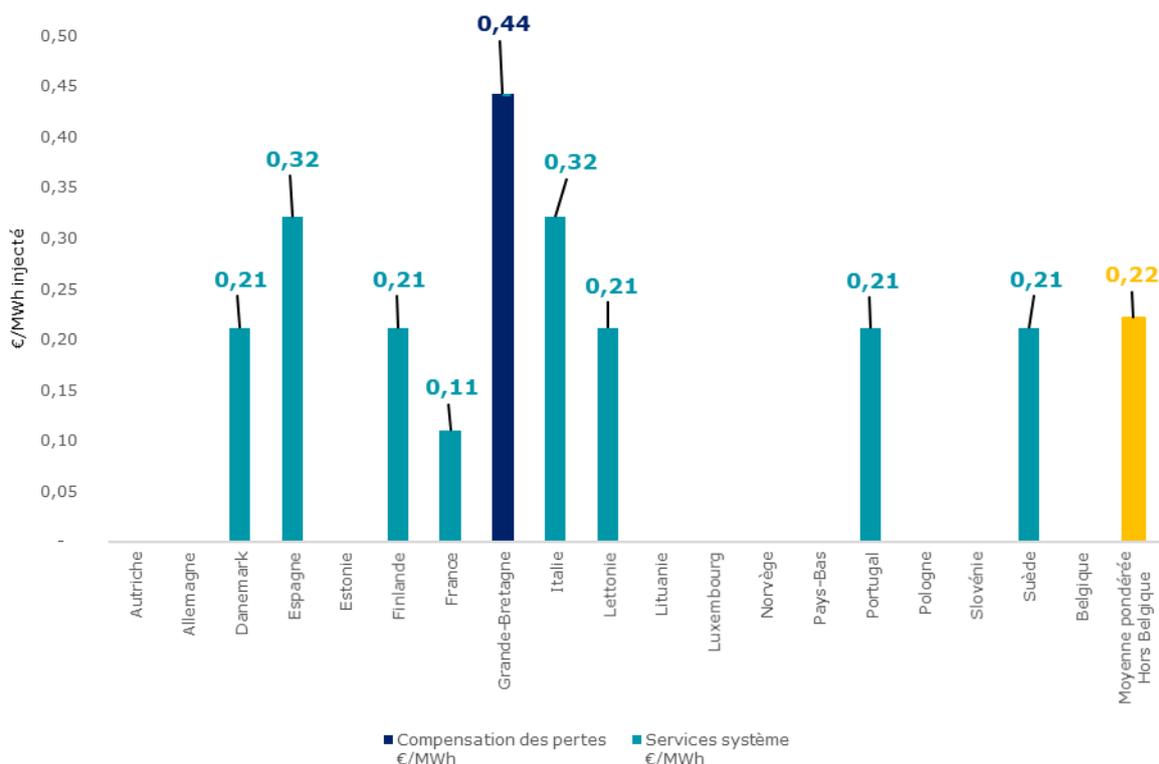
83. La figure 15 présente l'estimation de ces coûts dans la zone NWE. En Grande-Bretagne, les pertes sont compensées via le marché de l'électricité. Les producteurs et les consommateurs d'électricité se répartissent le surcoût lié à la compensation de ces pertes (voir annexe 4.1.9 pour plus de détail). Suivant la méthodologie établie par le régulateur anglais (l'OFGEM), nous avons estimé le surcoût subi par les producteurs anglais pour compenser les pertes sur les réseaux à environ 0,44 €/MWh.

84. Pour estimer les coûts liés à la fourniture obligatoire de certains services pour le système électrique, nous nous sommes appuyés sur des données fournies par Elia. Notamment, nous considérons que la fourniture de black-start, lorsque ce service n'est pas rémunéré par le GRT, entraîne un surcoût d'environ 0,11 €/MWh. Le contrôle de la tension entraîne quant à lui un surcoût d'environ 0,21 €/MWh pour les producteurs d'électricité.

85. D'après l'enquête menée par l'ENTSO-E auprès des régulateurs et des GRT nationaux en 2017²⁵ (Survey on ancillary services, 2017), le black-start est obligatoire et non-rémunéré par le GRT pour les producteurs d'électricité en France, en Italie et en Espagne. Le contrôle de la tension est également obligatoire et non-rémunéré au Danemark, en Espagne, en Finlande, en Italie, en Lettonie, au Portugal et en Suède.

²⁵ ENTSO-E, 2017. *Survey on ancillary services*

Figure 15. Autres coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport – NWE



Source : Deloitte Economic Advisory

Message n°5 : en Grande-Bretagne, les producteurs d'électricité paient pour compenser les pertes d'électricité sur le réseau de transport. Dans huit autres pays de la zone NWE, les producteurs ne sont pas rémunérés pour certains services auxiliaires qu'ils doivent fournir au reste du système, notamment le black-start ou le service de tension. Cela représente des coûts variables supplémentaires pour ces centrales qu'il faudrait mettre en regard des tarifs d'injection payés par ailleurs.

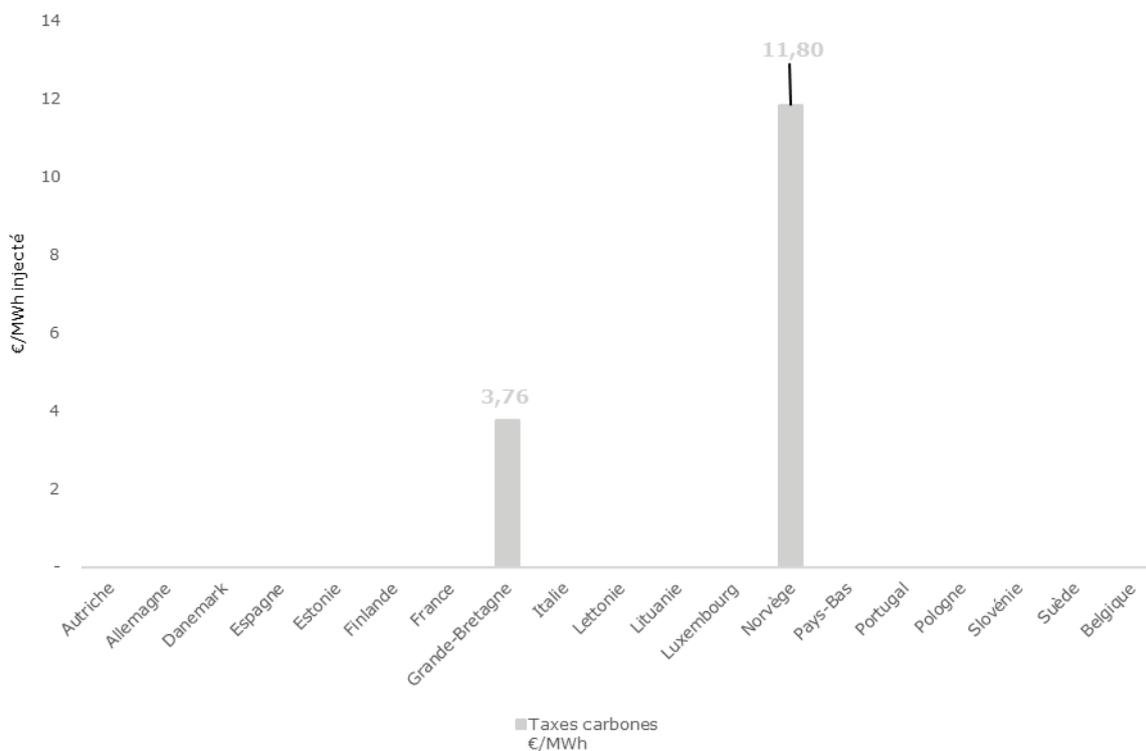
2.2.1.3 Taxes et surcharges liées à l'énergie pour produire de l'électricité

86. La troisième catégorie de charges appliquées à la centrale de production idéalisée correspond à l'ensemble des taxes et surcharges liées à l'énergie, i.e. les taxes liées à la consommation de gaz naturel pour produire de l'électricité et les taxes liées aux émissions de CO₂. Cette approche n'est pas neutre technologiquement : nous avons considéré les taxes que paieraient un producteur d'électricité opérant une CCGT idéalisée. Nous présentons en annexe 4.2 une analyse technologiquement neutre. Le point de vue technologiquement neutre impactera peu l'analyse réalisée ici. Plus précisément, les coûts liés aux surtaxes sur la production de CO₂ seront supprimés et les tarifs liés à la capacité seront modifiés.

87. La figure 16 présente les taxes et surcharges appliquées dans la zone NWE. Dans tous les pays de cette zone, le gaz naturel utilisé dans la production d'électricité est exempté de taxes (voir les annexes par pays pour plus de détails), excepté en Italie, où la taxe sur la consommation de gaz naturel pour les producteurs d'électricité est très faible et n'est pas visible sur le graphique. Seules la Grande-Bretagne et la Norvège appliquent, en plus de la participation au marché EU-ETS, une surtaxe liée aux émissions de CO₂ pour les producteurs d'électricité. Dans ces deux pays, cette surtaxe du CO₂ représente un coût très important pour les producteurs d'électricité

(respectivement 3,76 €/MWh et 11,8 €/MWh – voir annexes 4.1.9 et 4.1.14 pour le détail du calcul de ces taxes). Tous les autres pays exemptent la production d'électricité de surtaxes liées au CO₂.

Figure 16. Taxes et surcharges liées à l'énergie – zone NWE



Source : Deloitte Economic Advisory

Message n°6 : tous les pays de la zone NWE exceptent les centrales à gaz de taxes sur la consommation de gaz naturel, excepté en Italie où l'effet ramené au MWh injecté est négligeable. La Norvège et la Grande-Bretagne appliquent des taxes carbonées en plus du marché EU-ETS qui impactent significativement la compétitivité des centrales dans ces pays.

2.3 Conclusion sur l'analyse comparative

88. Le benchmark montre qu'au sein de la zone de couplage européenne NWE, la moitié des pays (neuf pays, sans compter la Belgique) appliquent un tarif d'injection aux producteurs d'électricité. Au sein de cette zone, la moyenne pondérée (hors Belgique) des tarifs d'injection à l'énergie s'établit à 0,62 €/MWh (plus précisément, 0,6169 €/MWh avec quatre chiffres significatifs). **La fixation du tarif d'injection belge pour la période tarifaire 2020-2023 à ce niveau permettrait donc de s'assurer que le tarif belge est raisonnable au vu de ce qui est pratiqué ailleurs en Europe.** S'agissant du périmètre plus restreint CWE, la moitié des pays (France, Autriche et Grande-Bretagne, hors Belgique) appliquent toujours un tarif d'injection à l'énergie. Un tarif d'injection belge fixé à 0,62 € serait 30% inférieur à la moyenne pondérée des autres pays de la zone (0,96 €/MWh) et se positionnerait en troisième position, précédé par le tarif appliqué en Grande-Bretagne (environ 2,52 €/MWh) et celui appliqué en Autriche (1,34 €/MWh).
89. Le benchmark analyse également plus finement les coûts variables payés par une centrale de production de type CCGT en Europe afin d'apporter des éléments sur le jeu de compétitivité à court terme. Les coûts variables analysés comprennent les tarifs de transport liés à l'injection (et payés à l'énergie), les coûts liés à la fourniture des services système non-rémunérée par le GRT ainsi que les taxes liées à l'énergie (notamment la taxe carbone). Les résultats montrent que, au sein de la zone élargie NWE, la Belgique représentée par la moyenne pondérée des tarifs d'injection à l'énergie se positionnerait en neuvième position en termes de coûts variables payés par la centrale. Lorsque le périmètre d'étude est restreint à la zone CWE, les coûts variables pour la Belgique seraient bien en deçà de la moyenne pondérée (2,21 €/MWh), et plus faibles qu'en Grande-Bretagne et qu'en Autriche.
90. A un périmètre de coût encore plus élargi (incluant les tarifs d'utilisation des réseaux, les autres coûts liés à l'accès aux réseaux et les taxes et surcharges liées à l'énergie), le benchmark met en évidence la grande hétérogénéité des charges payées par les centrales de production d'électricité de type CCGT. Il confirme également qu'un tarif d'injection belge fixé à 0,62 €/MWh est raisonnable en comparaison des charges de tout type payées dans les autres pays européens. Un tel tarif serait environ trois fois plus faible que la moyenne pondérée des charges totales dues dans le reste de la zone NWE (1,81 €/MWh) et presque cinq fois plus faible que la moyenne pondérée du reste de CWE (2,86 €/MWh). Dans la zone NWE, la Belgique se placerait en neuvième position. A l'extrême inverse du classement, les centrales dans six pays (Allemagne, Estonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas et Pologne) ne supportent aucune charge variable (ou fixe) d'origine fiscale ou réglementaire. Au sein de la zone CWE, seules les charges payées en Grande-Bretagne et en Autriche seraient plus élevées, la Belgique se plaçant en troisième position.

3 Etude qualitative des autres éléments à considérer pour fixer le tarif d'injection

91. La section 2 a permis de conclure sur la grande hétérogénéité des charges supportées par les producteurs d'électricité en Europe, que ce soit en nature ou en niveau. S'agissant du tarif d'injection en particulier, neuf pays de la zone NWE²⁶ appliquent actuellement un tarif d'injection à l'énergie, sans compter le tarif actuel existant en Belgique. La moyenne pondérée des tarifs d'injection à l'énergie pour la zone NWE (hors Belgique) se situe actuellement à 0,62 €/MWh.
92. Le choix possible de fixer le tarif d'injection belge à ce niveau pourrait être justifié à double titre. Tout d'abord, il s'agirait de placer le tarif belge à un niveau moyen comparativement à ce qui est pratiqué usuellement en Europe s'agissant des tarifs d'injection à l'énergie. Par ailleurs, en l'absence d'autres charges imputées aux producteurs en Belgique, les producteurs d'électricité belges se retrouveraient dans une position globalement favorable par rapport aux autres pays de la zone NWE : le tarif d'injection à 0,62 €/MWh serait ainsi environ trois fois plus faible que la moyenne pondérée des charges totales dues dans le reste de la zone NWE (1,81 €/MWh - voir section 2.2.1).
93. A un niveau d'analyse plus fin, un tarif fixé à 0,62 €/MWh permettrait aux centrales belges de conserver une position compétitive favorable par rapport aux pays pour lesquels les charges (notamment variables) imputées aux producteurs sont les plus élevées, par exemple au Danemark, en Autriche et surtout en Grande-Bretagne, connectée depuis janvier 2019 avec la Belgique via l'interconnexion NEMO-Link. A l'autre extrême, les centrales belges font face à un coût additionnel par rapport aux centrales équivalentes localisées dans les pays imposant des charges plus faibles ou n'imposant aucune charge aux producteurs, notamment en France ou aux Pays-Bas. Au final, le tarif d'injection belge constituerait donc un élément parmi d'autres de la non-harmonisation des coûts et des tarifs supportés par les producteurs d'électricité en Belgique et dans les pays voisins. Cette hétérogénéité engendre en théorie des distorsions de concurrence et pourrait avoir des effets sur le long terme, notamment en terme de localisation des moyens de production et de coût de l'adéquation entre l'offre et la demande.
94. Il convient donc d'analyser les risques de distorsion avec précaution pour déterminer le niveau raisonnable de tarif d'injection à retenir pour la Belgique. C'est un exercice complexe qui ne peut pas reposer uniquement sur une analyse théorique statique ou sur le benchmarking des pays voisins. En effet, ces méthodes ne permettent pas de représenter finement le lien entre, d'une part, les écarts de coûts observés entre les pays (en particulier le tarif d'injection belge), et d'autre part le comportement réel des marchés et des acteurs et la dynamique du secteur. Il est notamment difficile de pouvoir présumer des effets potentiels de décisions réglementaires actuelles (le tarif devant être appliqué jusqu'en 2023) sur le long terme (notamment, au vu des besoins d'investissement identifiés en Belgique à partir de 2025), en raison de l'incertitude sur l'évolution des marchés et de ses déterminants ainsi que des limites de l'analyse théorique.
95. Par ailleurs, la minimisation des distorsions possibles de la concurrence et des échanges n'est qu'un des critères de la conception tarifaire. Il doit notamment être mis en regard de l'objectif d'efficacité allocative recherché, et qui justifie généralement la mise en œuvre de tarifs d'injection. Dans le cas présent, le tarif d'injection permet d'allouer aux producteurs d'électricité

²⁶ La zone NWE contient actuellement dix-neuf pays. En excluant la Belgique de l'analyse, cela signifie que neuf pays sur dix-huit appliquent actuellement un tarif à l'injection.

une partie des coûts liés à l'équilibrage du système et au service de black start, dont ils sont en partie responsables et desquels ils bénéficient.

96. Cette section cherche donc à faire le lien entre l'exercice de benchmarking et les autres éléments à prendre en compte pour déterminer le bon niveau du tarif d'injection belge pour la période 2020-2023. Le benchmarking de la section 2 a permis de conclure qu'un tarif fixé à la moyenne des tarifs d'injection à l'énergie en Europe est raisonnable *en moyenne* car il reflète les pratiques usuelles en matière de tarification. Nous montrons désormais que l'existence du tarif d'injection repose sur le critère d'efficacité allocative (sous-section 3.1), mais aussi qu'un tarif raisonnable (par exemple de 0,62 €/MWh, soit la moyenne observée dans les autres pays) ne devrait pas poser de problème de distorsion significatif en termes d'investissement (sous-section 3.2) et de dispatch (sous-section 3.3).

3.1 La mise en œuvre de tarifs d'injection repose sur le critère d'efficacité allocative

97. Les méthodes de construction tarifaire et d'allocation des coûts appliquées par les gestionnaires de réseaux (électricité, télécoms, etc.) sont basées sur des critères théoriques visant à garantir l'efficacité économique à court et à long terme des tarifs (Green, 1997 ; Newbery, 2005 ; Pérez-Arriaga et Smeers, 2003). De manière simplifiée, un tarif est dit efficace s'il permet de couvrir les coûts justifiés du gestionnaire de réseau tout en envoyant les bons signaux aux utilisateurs du réseau. Ce deuxième critère recouvre en réalité plusieurs principes économiques sous-jacents qui peuvent être contradictoires :

- Premièrement, la conception tarifaire doit poursuivre des objectifs d'efficacité allocative. Il s'agit d'allouer les coûts intelligemment aux différents types d'usages, selon le coût qu'ils génèrent mais aussi les bénéfices que les utilisateurs retirent des services fournis par le réseau. On parle dans ce cas des principes de causalité des coûts (on alloue les coûts en priorité aux utilisateurs qui les causent) et d'allocation aux bénéficiaires (on alloue les coûts en priorité aux utilisateurs qui maximisent le plus leur rente ou utilité via l'utilisation des services fournis). Cette recherche d'efficacité allocative revient in fine à internaliser les externalités générées sur le réseau et à responsabiliser les utilisateurs du réseau.
- Deuxièmement, la conception tarifaire doit chercher à minimiser les distorsions possibles sur la concurrence et les échanges. Comme expliqué dans la sous-section précédente, les tarifs de réseaux, tout comme les autres mesures réglementaires, peuvent perturber le fonctionnement efficace du marché électrique à court terme et à long terme, empêchant d'atteindre un optimum et conduisant à une perte sèche du point de vue du surplus social. Face à ce risque, la conception tarifaire doit chercher à limiter l'effet de distorsion en préservant au maximum les signaux efficaces d'opération et d'investissement sur les marchés de l'électricité.

98. Le critère d'efficacité économique appliqué aux signaux envoyés par les tarifs des réseaux concerne tout autant les consommateurs d'électricité que les producteurs ou encore les responsables d'équilibre. L'objectif de la conception tarifaire est ainsi de minimiser la perte sèche en termes de surplus social, lui-même égal à la somme des surplus des différents utilisateurs du réseau (consommateurs et producteurs). L'exercice est délicat ; par exemple, le choix entre une allocation aux producteurs ou aux consommateurs exige de s'interroger sur les effets en termes de compétitivité européenne de ces différents types d'utilisateurs, leur sensibilité aux signaux qui leur sont transmis (localisation, efficience, horosaisonnalité), mais aussi les effets redistributifs potentiels entre utilisateurs et les effets d'aubaine. Il convient *in fine* d'assurer

l'allocation juste et efficace des coûts du réseau entre les différents types d'utilisateurs et d'utilisation.

99. Le tarif d'injection appliqué par Elia jusque 2019 consiste à allouer aux producteurs jusqu'à 50% des coûts liés à la réservation des services auxiliaires et du black-start. Cette répartition entre les deux types d'utilisateurs est notamment justifiée par l'étude réalisée par Microeconomix en 2013 dans le cadre de la proposition tarifaire rectifiée d'ELIA pour la période 2013-2015²⁷, qui concluait que « *la production et la consommation sont tout autant des déterminants dimensionnant les services auxiliaires que des bénéficiaires de ces services. Les logiques de causalité des coûts et d'allocation des coûts aux bénéficiaires conduisent donc à une allocation des coûts de réservation de services auxiliaires partagée entre les producteurs et les consommateurs* ».

100. Ces messages sont toujours valides dans la situation actuelle et justifient que ces coûts continuent d'être alloués à la fois aux consommateurs et aux producteurs pour la prochaine période tarifaire. Ainsi, les producteurs restent autant responsables que les consommateurs du dimensionnement des services auxiliaires, qui doivent prévenir les risques liés à aux variations non contrôlables et non prévisibles de la production ou de la consommation (par exemple la perte inopinée d'une unité de production, la difficulté de prévoir le niveau réel de production et de consommation, etc.). En parallèle, les producteurs comme les consommateurs bénéficient du service rendu par les services auxiliaires, notamment s'agissant de la maîtrise du risque de délestage et de black-outs.

Message n°7 : Les producteurs comme les consommateurs d'électricité sont responsables des coûts de réservation des services auxiliaires et bénéficient des services qu'ils fournissent. Le tarif d'injection répond donc au critère d'efficacité allocative, qui préconise de partager les coûts de ces services entre producteurs et consommateurs.

3.2 Etude des déterminants des décisions de fermeture et d'investissement

101. La sous-section qui suit cherche à étudier l'impact que pourrait avoir un potentiel tarif d'injection sur les décisions de fermeture et d'investissement des centrales à gaz situées en Belgique. Plus précisément, une analyse plus approfondie de la mécanique des choix et des décisions par des investisseurs rationnels est menée afin d'évaluer si un tarif d'injection de 0,62 €/MWh est important ou négligeable vis-à-vis de l'ensemble des facteurs de décision et des autres critères économiques que l'investisseur devra prendre en compte.

- Le focus volontaire de cette section sur les centrales à gaz repose sur plusieurs éléments d'analyse déjà explicités dans la première partie de cette étude (voir section 2). Tout d'abord, les centrales à gaz jouent aujourd'hui un rôle important dans la production d'électricité en Belgique (environ un tiers de la production en 2017). De plus, pour la période tarifaire à venir (i.e. 2020-2023), la composition du mix électrique belge ne devrait pas évoluer outre mesure avec un équilibre relatif entre le nucléaire (qui ne sortira définitivement du mix qu'en 2025), le gaz et les énergies renouvelables. Ainsi, le rôle que joue aujourd'hui le gaz dans la production d'électricité en Belgique ne devrait pas fondamentalement changer d'ici à 2023. De plus, les centrales à gaz, du fait de leur flexibilité, de leur caractère « dispatchable », ou encore de la dépendance de leur rémunération au marché de l'électricité, sont plus sensibles

²⁷ Microeconomix, 2013. *Analyse économique de l'allocation des coûts entre producteurs et consommateurs dans le tarif de transport d'électricité en Belgique*

aux variations du coût variable que la production fortement subventionnée (e.g., ENR), moins flexible ou reposant sur d'autres marchés (e.g., cogénération).

- Le cadre d'analyse se focalise notamment sur les facteurs sur lesquels pèse un fort degré d'incertitude à l'avenir, d'un ordre de grandeur dépassant le niveau raisonnable identifié de tarif d'injection (0,62 €/MWh).

102. Sont ainsi étudiés tour à tour, dans des sous-section dédiées, les déterminants suivants : i) le prix du combustible, ii) l'évolution du marché des quotas d'émissions, et iii) les grandes tendances relatives aux marchés de l'énergie (évolution de la demande, des politiques énergétiques, etc.). L'analyse de ces fondamentaux permet de conclure que l'application d'un tarif d'injection en Belgique semble être un déterminant secondaire dans les décisions prises par les investisseurs.

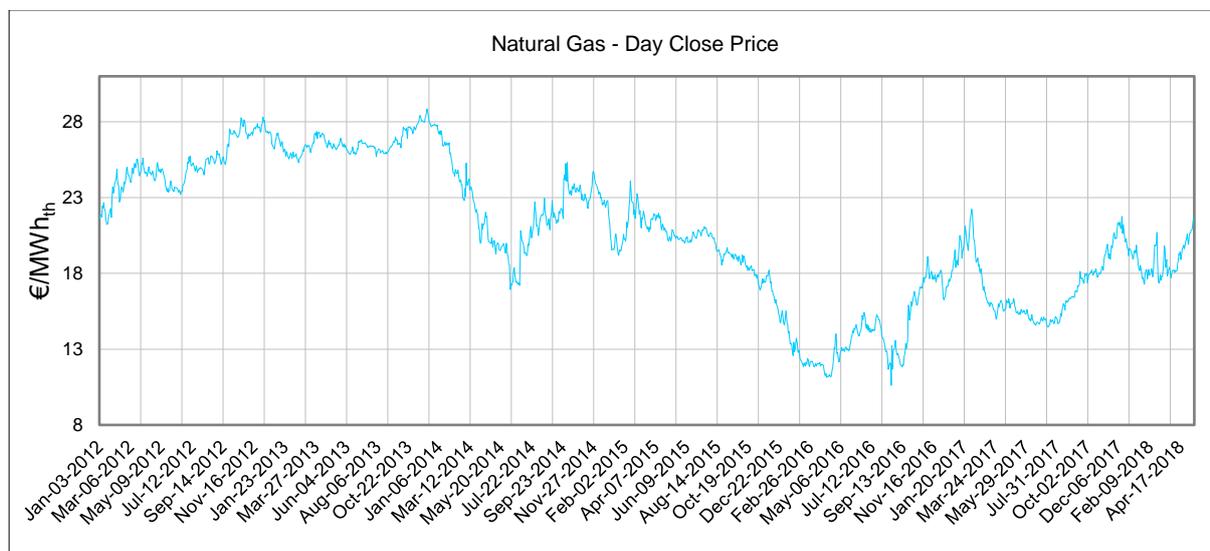
3.2.1 Le prix du combustible

103. L'investissement dans une centrale de production d'électricité n'est pas sans risque financier pour celui qui le réalise. L'investisseur fait face à de nombreuses incertitudes sur l'évolution de paramètres clés impactant directement et fortement la rentabilité de son projet. Le prix du combustible (i.e. le prix du gaz, le prix du pétrole, le prix du charbon, etc.) pour les producteurs d'électricité est un des premiers déterminants de cette rentabilité.

104. Pour une turbine à combustion de type CCGT, le prix du gaz est en effet le principal déterminant de son coût variable de production : pour une centrale récente présentant un rendement de 58,5%, un prix du gaz de 17 €/MWhth (proche de la moyenne de 2017 sur les hubs européens) se traduit ainsi par un coût variable de 31 €/MWhe. Comparé à un coût variable de 0,62 €/MWhe lié à l'éventuelle application d'un tarif d'injection à l'énergie en Belgique, le prix du gaz a donc un effet beaucoup plus significatif sur la place des CCGT dans le *merit order*.

105. Par ailleurs, le prix du gaz présente en Europe une forte volatilité, comme l'illustre dans la figure 17 l'analyse des prix journaliers sur le hub TTF. Cela entraîne une incertitude à long terme concernant le niveau des coûts variables des producteurs d'électricité et *in fine* une incertitude sur la rentabilité des moyens de production à gaz. On constate notamment qu'en 2017, l'écart entre les minimum et maximum de prix sur le marché ICE ont atteint presque 8 €/MWhth : pour une CCGT récente d'un rendement de 58,5%, cela représente une différence de coût variable d'environ 15 €/MWhe, soit 24 fois plus que le niveau de la moyenne des tarifs d'injection appliqués en Europe pondérée par les capacités de production à gaz mise en évidence dans la première partie de ce rapport (qui s'établit à 0,62 €/MWhe).

Figure 17. Volatilité des prix du gaz sur la plateforme de marché ICE²⁸ sur le hub TTF²⁹



Source : Bloomberg

106. Outre la volatilité des prix du gaz naturel à court terme, les anticipations de l'évolution des prix à long terme dépendent fortement de jeux d'hypothèses sur l'évolution du marché. A cet égard, les projections des prix futurs du gaz naturel pour l'Europe réalisées par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) à travers les différentes éditions du World Energy Outlook (WEO) montrent bien la dépendance entre les anticipations à long terme et les jeux d'hypothèses pris en compte pour réaliser les projections (investissements dans les transports, demande, etc.). Ainsi, dans le cadre de WEO 2017, dans son « New policies scenario », l'AIE anticipait un niveau de prix du gaz à l'import en Europe d'environ 25,7 €/MWh³⁰. Dans son WEO 2018, l'AIE anticipait un niveau de prix du gaz d'environ 24,5 €/MWh en Europe, toujours dans le scénario « New Policies », soit une différence d'environ 1,2 €/MWh par rapport à 2017. Pour une CCGT récente dont le rendement est proche de 58,5%, cette différence dans les prix du gaz naturel se traduit par une différence de coûts variables d'environ 2,1 €/MWh, soit plus du triple de la moyenne pondérée par les capacités de production à gaz des tarifs d'injection appliqués en Europe, qui s'établit à 0,62 €/MWh.

107. Sur la durée, la volatilité et l'incertitude sur les anticipations du prix du gaz se traduisent bel et bien par une dynamique d'ouverture et de fermeture de centrales, comme le montre l'étude des décisions récentes en la matière au niveau de l'Europe de l'Ouest (encadré 1). De ce point de vue, le tarif d'injection peut de nouveau être considéré comme négligeable, les grands retournements de conjuncture des centrales à gaz étant avant tout liés à l'évolution des plus grands fondamentaux.

²⁸ InterContinental Exchange

²⁹ Title Transfer Facility

³⁰ Converti de \$/MBtu en €/MWh, taux de change euro/dollar du 1^{er} janvier 2019 (FMI).

Encadré 1. Analyse de la dynamique de fermeture et de réouverture des centrales de type CCGT en Europe

Les exemples de fermeture ou de mise sous cocon puis de réouverture de centrales en Europe sont intéressants à étudier parce qu'ils reflètent souvent l'impact crucial des déterminants objectivés tout au long de cette section. Notamment, ils confirment que les décisions récentes d'ouverture et de fermeture de centrale à gaz ont été étroitement liées à l'évolution de la conjoncture du marché du gaz à la position concurrentielle des centrales à gaz par rapport aux centrales à charbon, et à l'évolution générale des marchés de l'électricité (e.g. changement de market design).

En 2015, le fournisseur alternatif français, Direct Energie (aujourd'hui acquis par Total), a décidé de racheter une centrale CCGT au groupe suisse ALPIQ (site de Bayet). Cette centrale avait auparavant été mise sous cocon, faute de rentabilité (notamment du fait de la concurrence des centrales à charbon, dont le prix était alors très compétitif). La décision de rachat et de remise en service de cette centrale par Direct Energie était notamment motivée par le futur marché de capacité en France, qui doit permettre à cette centrale de dépasser ses seuils de rentabilité, ainsi que par les conditions de marché redevenues favorables aux centrales à gaz.

En 2013, ENGIE a mis sous cocon sa centrale CCGT française de Cycofos. Cependant, l'amélioration des conditions de marché, et notamment la baisse des prix relatifs du gaz par rapport à ceux du charbon, a permis à ENGIE de redémarrer progressivement (l'été dans un premier temps) cette centrale.

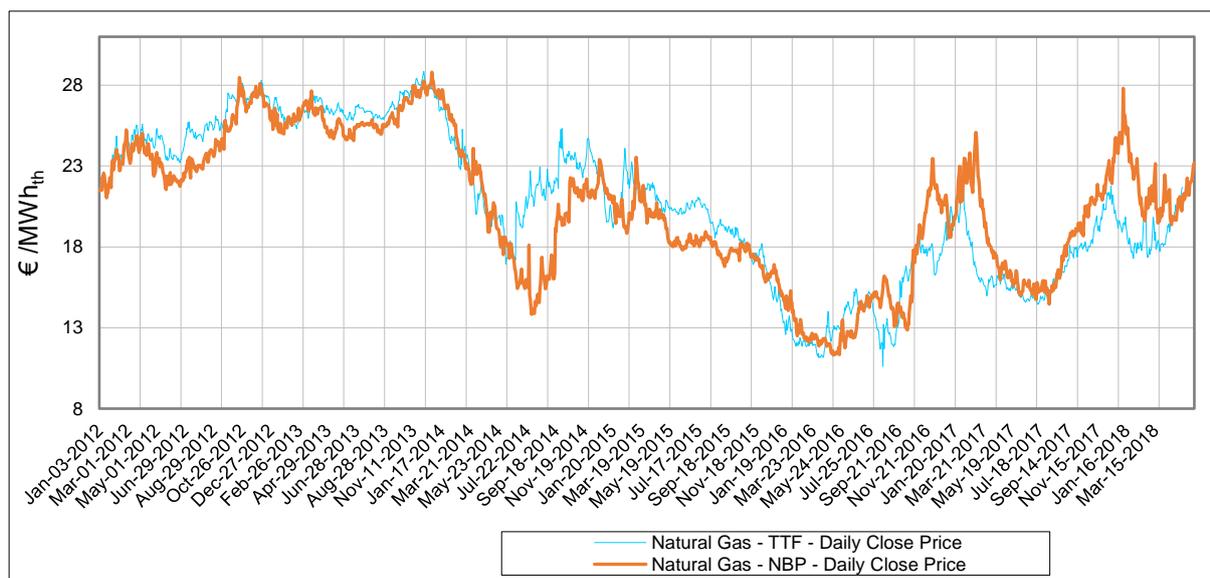
Le cas de la centrale CCGT belge de Seraing est tout aussi intéressant. Cette centrale avait été mise sous cocon par EDF Luminus depuis 2014, faute de rentabilité du fait de conditions économiques défavorables (le prix du gaz étant moins avantageux que le prix du charbon notamment). Cette centrale ne participait alors qu'à la réserve stratégique. En 2018, EDF Luminus a acté le retour de cette centrale sur le marché de l'électricité belge. Ce retour est notamment justifié par des conditions de marché de nouveaux favorables, favorisant la rentabilité des centrales de type CCGT.

Les exemples de centrales européennes ayant fermées et étant en cours de réouverture sont encore nombreux. Cela montre bien l'impact significatif des fondamentaux analysés dans cette section sur les décisions d'ouverture et de fermeture des centrales à gaz. Il convient cependant de noter que la réouverture d'unités existantes ne signifie pas nécessairement que les conditions économiques sont réunies pour permettre des investissements de grande ampleur sur le parc existant ou pour de nouvelles unités.

108. Enfin, il convient de rappeler que les prix du gaz naturel peuvent aussi différer d'un hub européen à l'autre et affectent la compétitivité dans les différents pays : les décisions de localisation d'investissement vont alors prendre en compte ces différences, au même titre que l'effet du tarif d'injection en termes de renchérissement du mix belge par rapport aux pays voisins. Par exemple, on observe que les prix ont tendance à différer³¹ entre les différentes places de marché européennes (TTF, NBP), comme illustré dans la figure suivante. Entre février 2017 et juin 2017, les prix du gaz étaient plus élevés en Grande-Bretagne qu'en Europe continentale de près de 5 €/MWh, représentant un surcoût significatif pour les producteurs d'électricité de cette région. L'historique depuis 2016 tend à montrer une récurrence de ce surcoût, ce qui confirmerait une préférence nette, toutes choses égales par ailleurs (et pour des interconnexions illimitées), pour des investissements situés en Europe continentale.

³¹ Les différences de prix entre TTF et NBP ne doivent pas occulter la forte corrélation entre ces niveaux de prix, comme illustré dans la Figure 18.

Figure 18. Comparaison des prix du gaz naturel entre différents hubs européens



Source : Bloomberg

Message n°8 : un déterminant principal qui affecte les décisions d'investissement des producteurs d'électricité reste le prix du combustible. Son niveau structurel, son anticipation ainsi que sa volatilité ont des impacts directs et immédiats sur les décisions prises par les acteurs du marché. Par exemple, une hausse des prix du gaz d'environ 1 €/MWh entraîne, pour une centrale de type CCGT standard, un renchérissement des coûts variables de production d'environ 2,1 €/MWh, soit trois fois plus que la moyenne pondérée des tarifs d'injection appliqués en Europe. Au niveau théorique comme au niveau empirique via l'étude des dynamiques d'ouverture et de fermeture, l'impact de l'application d'un éventuel tarif d'injection est largement relégué au second plan.

3.2.2 Le prix des crédits ETS

109. Un autre facteur ayant un fort impact sur les coûts variables de production des centrales à gaz est le coût des émissions de CO₂. L'Union européenne a mis en place dès 2005 un prix du CO₂ à travers le marché EU European Trading Scheme (EU ETS). Le système EU ETS fonctionne sur le principe du *cap and trade* : l'UE fixe un montant d'émissions maximum chaque année et distribue ensuite des quotas aux industries émettrices, qui peuvent les échanger via un marché spécifique. Le prix du CO₂ est ainsi fixé par l'adéquation entre l'offre et la demande de quotas d'émissions.

110. Afin d'atteindre ses objectifs climatiques affichés, l'UE diminue chaque année le montant maximum d'émissions autorisées. Pour s'adapter, les industries rejetant du carbone dans l'atmosphère ont alors deux solutions : acheter plus de quotas ou bien produire avec une technologie moins polluante. Ainsi, la diminution du cap d'émissions entraîne deux conséquences : la hausse des prix des quotas et donc du prix du CO₂ (puisque l'offre diminue et que la demande augmente, toute chose égale par ailleurs) et une substitution technologique en faveur des technologies moins polluantes.

111. La production européenne d'électricité émettrice de CO₂ est directement impactée par la baisse du nombre de quotas d'émissions et par l'augmentation progressive des prix du CO₂. En effet, ceux-ci influencent les coûts variables des producteurs. Plus ils sont élevés, plus les coûts variables du producteur sont élevés, entraînant une baisse de son profit (comme explicité dans la section précédente sur les prix du carburant).

112. La correction récente du mécanisme d'allocation des quotas et leur réduction a déjà conduit à des effets spectaculaires sur le prix des émissions : entre début 2017 et début 2019 le prix du CO₂ a ainsi presque quadruplé pour atteindre 25 €/t, et les spécialistes s'accordent à dire que le prix pourrait atteindre 30 €/t d'ici fin 2019. Pour une centrale CCGT récente, une telle augmentation de 25 €/t pourrait représenter un renchérissement du coût variable d'environ 9 €/MWh³², soit près de quinze fois plus que la moyenne pondérée des tarifs d'injection appliqués en Europe, mise en évidence dans la première partie de ce rapport.
113. De plus, à l'image du prix du combustible, le prix du CO₂ sur le marché EU-ETS est difficile à anticiper pour les investisseurs. Des erreurs d'anticipations des prix à long terme du CO₂ peuvent alors avoir un fort impact sur la rentabilité des centrales à gaz. Il suffit par exemple d'une incertitude sur le prix du CO₂ d'environ 1,77 €/tCO₂ (soit une marge d'incertitude à la hausse d'environ 6,5% par rapport aux anticipations du prix du CO₂ pour 2019) pour que l'impact d'un tarif d'injection équivalent à la moyenne pondérée des tarifs à l'énergie appliqués en Europe (0,62 €/MWh) soit relégué au second plan.
114. Il convient de noter cependant que l'augmentation des prix du CO₂ dans l'Union européenne peut aussi avoir un effet positif sur la rentabilité de certaines centrales de production, notamment les centrales de production à gaz de type CCGT. En effet, ces centrales rejettent relativement moins de CO₂ que d'autres technologies de production thermique. L'augmentation des prix du CO₂ peut donc déplacer les CCGT dans le *merit order*, en les rendant relativement plus compétitives que d'autres moyens de production relativement plus polluants, par exemple les centrales à charbon (localisées dans les pays voisins) ou les centrales de type OCGT. Evidemment, cet effet positif est valable dans l'ensemble des pays de la zone concernée par l'augmentation des prix du CO₂ et n'est donc pas spécifique à la Belgique.

Message n°9 : Au même titre que pour le prix du carburant, le niveau, la variation ainsi que les anticipations des acteurs du prix du CO₂ ont une forte influence sur les décisions rationnelles des investisseurs. Ces prix impactent fortement les coûts variables des centrales de production, et notamment la position relative des centrales à gaz belges par rapport aux centrales OCGT ou aux centrales à charbon localisées dans les pays voisins.

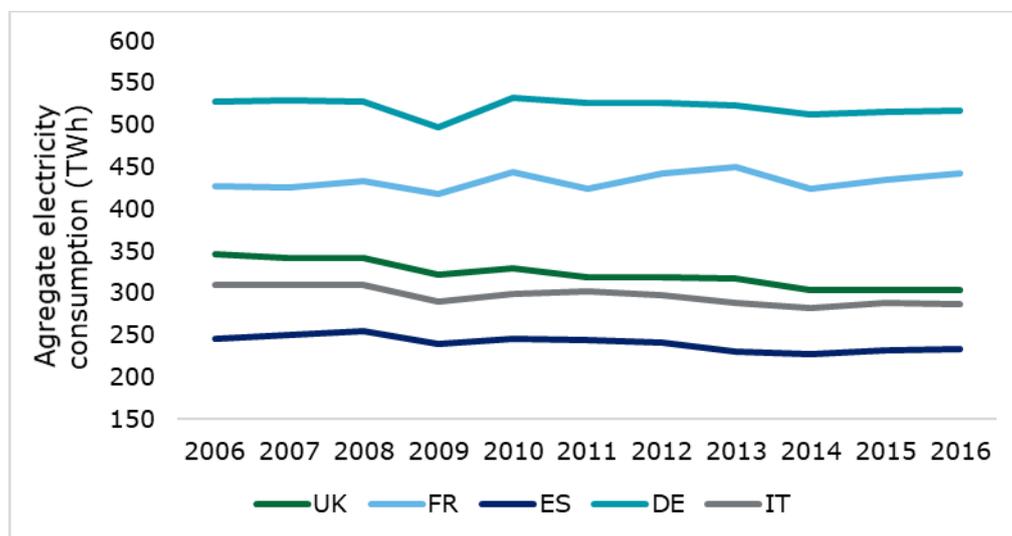
3.2.3 L'évolution des marchés de l'électricité

115. A long terme, dans un cadre dynamique, l'évolution de la demande n'est pas totalement prévisible. Or, elle est l'un des déterminants clés, notamment s'agissant du dimensionnement de la capacité, de la durée d'activation où de la formation des prix à la pointe. Par conséquent, les acteurs de marché font face à une incertitude majeure lorsqu'ils doivent mettre en œuvre leurs stratégies d'optimisation de leurs parcs d'actifs à moyen et long terme. En cas de mauvaise prédiction et de surinvestissement, le marché se retrouve en situation de surcapacité. Les situations de prix élevé nécessaires pour l'activation des centrales d'ultra-pointe ne se manifestent pas, et de nombreuses centrales se retrouvent en situation de déficit.
116. En illustration, la perte de rentabilité des centrales de production à gaz dans le courant des années 2010 en Europe peut s'expliquer en partie par la stagnation du niveau de la demande d'électricité en Europe, faisant suite à la crise économique de 2008 et qui n'avait pas été anticipée par les investisseurs (cf. figure 19). La surcapacité notoire du marché européen suivant la crise a conduit à de nombreuses fermetures et mises sous cocon, notamment de centrales à gaz : entre 2012 et 2014, plus de 50 centrales de production à gaz représentant près de 9 GW ont été

³² En considérant un facteur d'émission de 0,35 tCO₂/MWh

soit mises sous cocon, soit fermées, entraînant une perte financière de l'ordre de 6 milliards d'euros (Caldecott et al., 2014).

Figure 19. Consommation d'électricité dans différents pays européens



Source : Eurostat (2018)

117. La forte incertitude sur la demande d'électricité à long terme en Europe (WEO 2018, IEA) se concerne également le niveau du besoin de capacité pour l'adéquation des systèmes électriques et la rentabilité des capacités de production de pointe (d'autant plus faible que la demande est basse). Il est ainsi difficile pour les décideurs comme pour les acteurs de marché de prédire le volume nécessaire de nouveaux investissements, et si ceux-ci seront rentables dans des conditions de marché. Dans ce contexte, une mauvaise estimation de la demande aurait des conséquences beaucoup plus sévères que l'effet lissé d'un tarif d'injection sur les perspectives de rentabilité de nouveaux investissements *en moyenne*.

118. En plus de l'incertitude à long terme concernant la demande d'électricité (en Belgique mais également en Europe), les développements de technologies non anticipés sur le marché de l'énergie peuvent avoir un impact sur la rentabilité des centrales de production de type CCGT en Belgique.

- Le développement des énergies fatales (éolien, solaire photovoltaïque), de l'effacement, le pilotage de la demande, le déploiement des *smart grid* ou encore le développement du stockage d'électricité³³ à grande échelle sont autant de solutions d'avenir qui peuvent également impacter de façon négative la rentabilité des unités de productions plus classiques (notamment le gaz). Ces nouveaux moyens de production ou de gestion de la demande viennent à la fois concurrencer les unités classiques sur le segment de la production (en impactant négativement la durée d'activation des producteurs classiques) et sur la valorisation de la capacité de pointe (batterie, effacement, pilotage de la demande).
- De plus, la plupart de ces nouveaux développements de moyens de production (notamment les énergies renouvelables) sur les marchés de l'électricité sont dictés par des politiques économiques et environnementales européennes et nationales. Ces politiques, et les

³³ La valorisation de la flexibilité pourrait également être un élément important pour la future adéquation du système électrique belge et plus largement pour atteindre les objectifs de sécurité d'approvisionnement.

régulations qui suivent pour les appliquer, sont en constantes évolutions et rendent toutes anticipations sur les niveaux réels de pénétration de ces technologies délicates.

119. Enfin, la dynamique d'investissement et de fermeture des unités de production est étroitement liée aux *markets designs* en place et à leur évolution. Parmi l'ensemble des caractéristiques et choix définissant ces *market designs*, l'éventuelle application de tarifs se trouve à nouveau à la marge.

- La dernière décennie a ainsi vu se multiplier les mécanismes de rémunération de capacité, vus comme un moyen de résoudre les problèmes d'adéquation à la pointe de consommation, et apportant une rémunération du « missing money » pour la capacité contribuant à la sécurité d'approvisionnement, comme par exemple les centrales à gaz. Pour référence, le prix de la capacité pour l'enchère en date du 13 décembre 2018 en France s'est monté à 18 €/kW, ce qui correspond à un bénéfice moyen de 4 €/MWh pour une centrale à gaz qui aurait un facteur de charge de 50% et qui est tout le temps disponible à la pointe de consommation.
- La question de la flexibilité et de la sécurité du système conduit également à l'émergence de nouveaux potentiels de rémunération, notamment sur les marchés des services auxiliaires. Il convient cependant de noter que l'évolution des *market designs* (des marchés de capacité aux marchés des réserves) permet désormais de plus en plus à la demande et au stockage d'y participer, en concurrence directe avec les centrales à gaz.

Message n°10 : les évolutions anticipées à plus long terme du marché de l'énergie font office de canevas pour les décisions d'investissement. Les évolutions de la demande, mais également des technologies (*smart grids*, développement de moyens de productions innovants, etc.), des politiques énergétiques et climatiques, ou des *market designs* expliquent en effet la place globale et la valeur des centrales à gaz dans les systèmes électriques actuels et futurs. Dans ce contexte, l'application d'un tarif d'injection à l'électricité, de surcroît s'il est de faible ampleur, n'apparaît pas comme un élément déterminant.

3.3 Analyse des déterminants des décisions de dispatch et de la compétitivité des centrales belges à court terme

120. Les marchés de l'électricité et le comportement de ses acteurs (producteurs, fournisseurs, responsables d'équilibres, consommateurs...) sont complexes. Cette complexité est souvent liée aux caractéristiques physiques et économiques de l'électricité. Par exemple, l'électricité n'est pas (à l'heure actuelle) un bien stockable à grande échelle, l'adéquation entre production et consommation doit être assurée en temps réel, et certains pans de la chaîne de valeur présentent des caractéristiques de bien public ou de monopole naturel. Ces éléments de complexité expliquent pourquoi la question de l'efficacité du « market design » reste d'actualité, alors que de nombreuses évolutions – notamment liées à la décarbonation et à la digitalisation – risquent de changer à nouveau les règles du jeu.

121. Par conséquent, la représentation économique du marché de l'électricité basée sur la théorie du « *merit order* »³⁴ ne peut rendre compte qu'imparfaitement de la réalité économique des marchés de l'électricité. De nombreux éléments, comme le pouvoir de marché des acteurs, les caractéristiques techniques (cogénération, maintenance programmée, autoproduction...) et historiques des actifs, les questions d'acceptabilité sociale, ou encore l'irrationalité du comportement des utilisateurs viennent distordre les résultats économiques du modèle théorique. Ceci est encore plus vrai au niveau européen, où les questions de disponibilité réelle des interconnexions ont un impact significatif sur le couplage des marchés et l'effectivité du concept de « *market coupling* »³⁵. Dans ce contexte, les décisions réglementaires et tarifaires telles que la potentielle application d'un tarif d'injection en Belgique ne sont donc qu'un élément parmi d'autres pouvant influencer le comportement des acteurs et en particulier la compétitivité des producteurs nationaux au niveau européen. L'étude des distorsions potentielles que le tarif d'injection pourrait avoir en termes de compétitivité et de dispatch impose donc d'analyser ce tarif au regard des autres fondamentaux qui déterminent la position compétitive effective des producteurs belges. C'est l'objectif du reste de cette sous-section, qui analyse une sélection³⁶ des principaux facteurs dont l'importance dépasse celle du simple tarif d'injection dans les décisions de dispatch : l'hétérogénéité des règles et tarifs au niveau européen, la disponibilité et le coût de réservation des interconnexions, et la compétitivité générale des mix énergétiques nationaux.

³⁴ Selon le principe de *merit order*, sont activées en priorité les centrales dont le coût variable (ou marginal) est le plus faible. Ainsi, plus une centrale est efficace / compétitive par rapport au reste du mix, plus elle est placée en amont dans le *merit order*, et plus elle est activée. A chaque heure, les unités activées (dites inframarginales) réalisent un « profit » également appelé rente inframarginale : il s'agit de la différence entre le prix de l'électricité et leur coût variable. A court terme, lorsque les capacités installées sont fixes, une centrale plus chère a donc un risque d'être moins activée et/ou de capter moins de rente inframarginale par rapport aux autres unités composant le *merit order*.

³⁵ Selon les principes du marché couplé européen (*multi-regional coupling*), les pays sont interconnectés et les centrales sont en concurrence directe les unes avec les autres pour approvisionner la demande européenne, quelle que soit sa localisation. Dans ce contexte, le *merit order* qui détermine à chaque instant l'ordre d'activation des moyens de production pour couvrir la demande dans un certain pays est définie au niveau européen. Dans la limite des capacités aux interconnexions, on privilégiera davantage les centrales les plus compétitives quelle que soit leur localisation.

³⁶ A un niveau plus fin, les décisions de dispatch dépendent de nombreux autres paramètres qui vont bien au-delà du simple coût variable. La production de certains actifs ne dépend ainsi pas directement du *merit order*. C'est par exemple le cas des centrales à cogénération, dont la production d'électricité dépend davantage de la demande de chaleur. Les contrats de long terme ou encore les décisions planifiées de maintenance et de fermeture déterminent également la capacité des centrales à produire sur une période donnée et à offrir de l'énergie sur le marché court terme.

3.3.1 L'hétérogénéité des réglementations et des tarifs, un facteur de compétitivité ex ante des centrales belges

122. Les résultats du benchmark, présentés dans la première partie de ce rapport, font état d'une forte hétérogénéité de niveau des charges payées par une centrale de production dont le profil est idéalisé. Ces charges, converties en €/MWh afin de pouvoir établir une comparaison robuste, ne sont pas harmonisées à l'échelle européenne (différences de systèmes fiscaux, de tarification, etc.).

123. Cette hétérogénéité a comme conséquence une distorsion globale de la concurrence entre les producteurs d'électricité, qui ne font pas face aux mêmes réglementations tarifaires et fiscales. Vis-à-vis des pays dans lesquels les producteurs d'électricité sont soumis à de tels coûts supplémentaires, l'application d'un tarif à l'injection en Belgique devrait en réalité être vue comme une réduction des distorsions de concurrence et de l'hétérogénéité systémique des conditions économiques au sein de ce périmètre.

124. Il convient d'ailleurs de rappeler que dans de nombreux pays les charges payées par les producteurs dépassent le simple périmètre des tarifs d'injection à l'énergie. Ainsi, tandis que neuf pays parmi les dix-huit pays voisins de la Belgique compris au sein de la zone NWE appliquent des tarifs d'injection à l'énergie (similairement à ce qui est pratiqué en Belgique pour la période tarifaire 2016-2019), certains pays appliquent également des tarifs liés à la capacité fournie au réseau par les producteurs (par exemple, la Grande-Bretagne ou la Finlande). D'autres ne compensent pas la fourniture de certains services système (par exemple, c'est le cas de la France), ce qui entraîne un autre surcoût pour les producteurs. Enfin, des taxes relatives aux émissions de CO2 sont appliquées en Grande-Bretagne et en Norvège, pays dans lesquels une tarification à l'énergie existe également.

Message n°11 : les décisions à court terme de *dispatch* sont directement impactées par les charges et tarifs considérés comme des coûts variables de production des producteurs d'électricité. En Europe, comme illustré dans le benchmarking, ces charges variables sont fortement hétérogènes et peuvent varier du simple au double d'un pays à l'autre. Notamment, dans ce cadre précis, la Belgique ne semble pas être défavorisée d'un point de vue compétitif par rapport aux autres pays européens.

3.3.2 Les capacités d'interconnexion

125. L'intégration de la Belgique au sein du market coupling européen implique, en théorie, que le merit order n'est plus déterminé au niveau de la Belgique mais au niveau régional. Une centrale étrangère devenue moins chère qu'une centrale belge par l'application du tarif d'injection pourrait être privilégiée du point de vue de l'activation. En réalité, l'arbitrage pour des centrales étrangères qui seraient hypothétiquement moins chères que les centrales belges est uniquement possible dans la limite des capacités d'interconnexion.

126. Par conséquent, pour analyser plus finement les effets potentiels appliqués à la Belgique, il faut s'intéresser aux capacités d'interconnexion effectivement disponibles entre la Belgique et ses voisins. A cet égard, la Belgique est, en janvier 2019, interconnectée avec la France, les Pays-Bas et la Grande-Bretagne, eux-mêmes connectés avec d'autres pays européens (Allemagne, Luxembourg, Suisse, Italie). Suivant une logique de transit, il est possible que la Belgique importe également de l'électricité produite dans ces pays. Cependant, les capacités aux interconnexions sont limitées : la capacité nette de transfert de l'interconnexion disponible à long

terme³⁷ est ainsi de 1800 MW entre la France et la Belgique³⁸ et de 950 MW entre les Pays-Bas et la Belgique³⁹. Le record d'importation horaire (à court terme) pour la Belgique est pour le moment à 5234 MW (atteint en décembre 2018). Ces capacités (à la fois à court et à long terme) ne sont pas totalement suffisantes pour permettre une concurrence parfaite entre les producteurs, à tout instant de l'année. Dans la même logique, les capacités d'interconnexion disponibles commercialement à l'export entre la Belgique et les Pays-Bas s'élèvent à 950 MW ; celles entre la Belgique et la France à 800 MW. Cela restreint fortement l'exportation d'électricité produite par des centrales belges vers ces deux pays.

127. Il convient de noter que l'évolution prévue des capacités d'interconnexion sur la prochaine période tarifaire ne devrait pas permettre de bouleverser fondamentalement la dynamique des échanges entre la Belgique et ses pays voisins et la situation actuelle observée de saturation. Les seuls projets prévus sont ainsi la nouvelle interconnexion avec l'Allemagne (projet ALEGRO⁴⁰ – 1000 MW de capacité de transit) et le renforcement de l'interconnexion avec la France (projet de renforcement de l'interconnexion entre les villes d'Avelin et d'Avelgem⁴¹).

Message n°12 : L'impact théorique d'un tarif d'injection sur la compétitivité est moindre que ce que peut prédire la théorie du *merit order* car les interconnexions peuvent atteindre la saturation. Dans les situations tendues d'import, l'impact théorique du tarif d'injection sur la compétitivité des centrales belges est nul. Dans les situations où le marché est couplé, le tarif d'injection peut éventuellement se traduire par une modification des volumes d'importation, qui peuvent alors se heurter au seuil des capacités disponibles des interconnexions.

3.3.3 La compétitivité entre mix de production nationaux

128. Au-delà d'une concurrence entre filières de production équivalentes, qui pourrait potentiellement être modifiée au détriment des centrales belges du fait de l'application d'un tarif d'injection, s'exerce une concurrence de plus grande ampleur entre mix de production électrique nationaux. L'intuition tient au fait que certains pays bénéficient d'un mix de production qui est en moyenne (ou à chaque heure) bien plus compétitif que les pays voisins. C'est par exemple le cas de la France, grâce à son mix nucléaire ou hydraulique, mais aussi de l'Allemagne lorsque l'énergie renouvelable est en excès.

129. Dans ces cas de figure, il existe un intérêt très fort du point de vue du *market coupling* pour des échanges des pays les moins chers (technologie à bas coût marginal en excès) vers les pays les plus chers (technologies à bas coût marginal insuffisantes), conduisant souvent à la saturation des interconnexions. Des changements mineurs de coût variable dans l'un des pays (par exemple par l'application d'un tarif d'injection de 0,62 €/MWh) sont alors souvent insuffisants pour entraîner un retournement de compétitivité. A titre d'illustration, en 2017, la convergence des prix dans la zone CWE n'est définie comme parfaite (i.e. lorsque les prix spot en €/MWh ne diffèrent pas de plus d'1 €/MWh au sein de la zone) que 40% de l'année (voir figure 20), indiquant qu'un basculement de compétitivité dû au tarif d'injection de 0,62 €/MWh ne serait possible que pendant 40% des heures. De plus, d'importantes variations saisonnières sont observées en termes de convergence des prix. De ce point de vue, il est intéressant de noter que la

³⁷ Pour plus de détails concernant le calcul de cette capacité nette de transfert aux interconnexions belges, voir <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/mecanismes-transfrontaliers/capacite-de-transport-aux-frontieres/methodes-de-calcul#anchor1>

³⁸ Source : <http://www.elia.be/fr/grid-data/interconnexions/capacite-annuelle-belgique-france-belgique-Pays-Bas>

³⁹ ENTSO-E Grid Map, 2018. Disponible suivant le lien : <https://www.entsoe.eu/data/map/>

⁴⁰ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/92>

⁴¹ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/23>

convergence parfaite des prix a souvent lieu durant les périodes estivales, périodes pour lesquelles les centrales de production à gaz sont très peu activées, notamment en Belgique.

Encadré 2. Disponibilité des capacités de production, convergence des prix et compétitivité

Le mix électrique en Belgique est actuellement composé principalement de capacités de production nucléaire (environ 35% de la capacité installée) et gaz (environ 35% de la capacité installée) ; le reste de la capacité installée se divisant entre des énergies renouvelables variables (solaire et éolien), d'autres moyens thermiques (e.g., fioul, biomasse, etc.) et de l'hydraulique.

La disponibilité de certaines capacités de production joue un rôle important dans les mécanismes de couplage des marchés et de convergence des prix. Par exemple, les faibles niveaux de convergence des prix aux premier et dernier trimestres de l'année 2017 entre la France et la Belgique (voir figure 20) s'expliquent par une faible disponibilité des centrales nucléaires pendant ces périodes. Lorsque le nucléaire est moins disponible dans ces deux pays, les besoins en importation augmentent, les interconnexions saturent et les prix finissent par diverger.

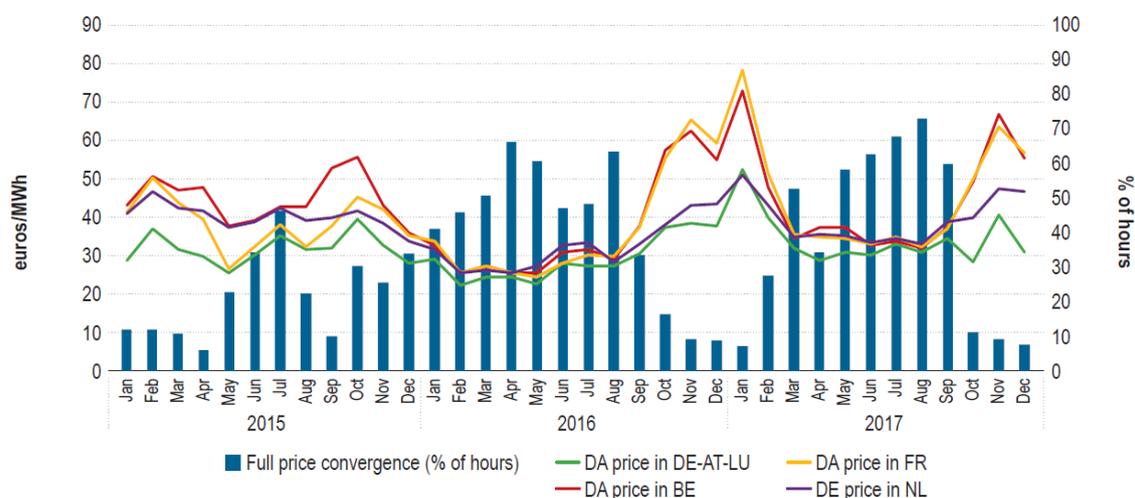
Dans ce cas précis, l'impact du tarif d'injection sur la compétitivité des centrales est, en théorie, assez faible. En effet, les marchés n'étant pas couplés du fait d'interconnexions saturées, les centrales belges ne sont pas en concurrence avec les producteurs étrangers.

Au contraire, lorsque le taux de disponibilité du nucléaire est important dans ces deux pays (par exemple, aux deuxième et troisième trimestres de l'année 2017), les prix peuvent converger davantage.

Le raisonnement sous-jacent à l'exemple illustratif de la mécanique entre la France et la Belgique ci-dessus est bien entendu applicable entre la Belgique et les pays avec lesquelles elle est interconnectée.

130. Dans le paradigme actuel de mix de production européens très différents, le tarif d'injection belge n'est pas en mesure d'influencer la compétitivité des centrales à gaz belges, celles-ci n'étant presque jamais activées durant les périodes de convergence parfaite des prix. De plus, la plupart des heures pour lesquelles les rentes inframarginales sont les plus élevées ne correspondent pas aux heures pour lesquelles les centrales de type CCGT sont marginales (par exemple, aux heures de pointes, lorsque c'est la technologie suivante qui fixe les prix). C'est principalement pendant ces heures de pointe que les capacités d'interconnexion sont utilisées au maximum et que des congestions apparaissent. Ainsi, dans ces heures précises, qui sont clés pour la rentabilité du producteur puisque les rentes inframarginales y sont très élevées, l'application d'un tarif d'injection ne va pas impacter le niveau de compétitivité des centrales de type CCGT par rapport aux pays voisins, puisque les interconnexions sont déjà congestionnées.

Figure 20. Prix spot mensuels et convergence des prix entre une sélection de pays de la zone CWE



Source : ACER and ENTSO-E, 2018

Message n°13 : au-delà de la concurrence entre unités de production (gaz versus gaz, charbon versus charbon), il s'exerce en Europe une concurrence directe entre mix de production nationaux qui détermine le degré de convergence de prix et le niveau d'utilisation des interconnexions entre les pays. Lorsqu'un mix électrique est significativement plus compétitif qu'un autre ou qu'il dispose de plus de capacité à coûts variables faibles, l'impact d'un éventuel tarif d'injection dans un pays voisin sur les décisions d'activation à court terme est minime.

3.3.4 Les coûts de réservation des interconnexions à long terme

131. A long terme, les capacités d'interconnexion entre différents pays au sein d'une zone de couplage de marché peuvent être attribuées via un mécanisme d'enchère explicite (à granularité mensuelle ou annuelle, voire maintenant à une granularité infrajournalière). Les producteurs souhaitant exporter de l'électricité vers un autre pays font une demande de réservation d'un certain montant de capacité de l'interconnexion disponible ; les capacités sont ensuite explicitement attribuées par le GRT opérant l'interconnexion, moyennant un prix fixé à travers le mécanisme d'enchères⁴².
132. L'analyse des coûts liés à la réservation des capacités d'interconnexion, pour exporter et/ou importer de l'électricité, permet d'illustrer quantitativement l'ensemble des facteurs jouant sur les écarts de compétitivité entre pays et de conclure sur l'importance du tarif d'injection sur les décisions d'import et d'export.
133. De manière simplifiée, en se concentrant sur les situations d'imports⁴³, le coût de réservation des interconnexions (annuel ou mensuel) représente le gain moyen espéré par les producteurs étrangers lorsqu'ils importent en Belgique : il s'agit en effet d'un coût d'opportunité révélé par

⁴² Les producteurs font des offres et celle présentant le prix le plus élevé est sélectionnée par le GRT, fixant ainsi le prix de la réservation de l'interconnexion.

⁴³ Il convient de noter que, si la Belgique est un importateur net d'électricité (environ 6 TWh en 2017), elle exporte de l'électricité à certaines heures vers la France et les Pays-Bas : en 2017, elle a ainsi exporté vers la France pendant 5259 heures et vers les Pays-Bas pendant 2017 heures. Il est évident que le décalage dans le *merit order* du au tarif d'injection pourrait également survenir dans ces situations, réduisant le volume d'export de la Belgique. Par symétrie, Les mécaniques économiques expliquées dans cette sous-section sur les situations d'import sont également valables pour l'export.

les enchères à l'interconnexion. Si les producteurs étrangers sont prêts à exporter vers la Belgique malgré ce coût de réservation, cela signifie que leur avantage de compétitivité par rapport aux centrales belges dépasse ce seuil, et qu'elles parviendront bien à assurer une rente positive (ou nulle) avec ce coût supplémentaire.

134. La comparaison du coût de réservation au tarif d'injection (ou plus globalement, aux écarts constatés entre coûts de production mesurés en section 2) est très pertinente :

- Dans un cadre théorique où les réservations des interconnexions ne laissent aucune marge à de l'arbitrage à plus court terme, le coût de réservation représente un coût supplémentaire inévitable pour les centrales étrangères voulant exporter vers la Belgique. De manière similaire à l'exercice réalisé dans les études de Microeconomix en 2013 (proposition tarifaire rectifiée pour la période 2013-2015) et 2015 (proposition tarifaire adaptée pour la période 2016-2019), le coût de réservation peut être comparé aux autres coûts variables tels que les tarifs ou les coûts des obligations ; il permet de mesurer le positionnement compétitif de la centrale belge par rapport aux centrales voisines *équivalentes*.
- En réalité, comme exposé dans les sous-sections précédentes, l'arbitrage sur les coûts d'interconnexions à une granularité temporelle de plus court terme (J-1, infra-journalier) est désormais possible grâce au développement du couplage des marchés J-1 en Europe. Cet arbitrage peut également permettre aux producteurs étrangers de minimiser leurs coûts pour approvisionner la Belgique par rapport aux prix d'enchères et d'être compétitifs avec les producteurs belges. Le coût de réservation des enchères, si non nul, représente dans ce cas un coût d'opportunité *moyen* que sont prêts à payer certains producteurs étrangers pour éviter les risques de l'arbitrage de court terme. Il représente donc un proxy permettant d'évaluer l'écart *moyen* de compétitivité entre les différents mix nationaux, sur le mois ou l'année. Il est alors aussi intéressant de comparer les ordres de grandeur des coûts de réservation et du tarif d'injection, afin d'évaluer la sensibilité *moyenne* des décisions d'import à ce déterminant spécifique.

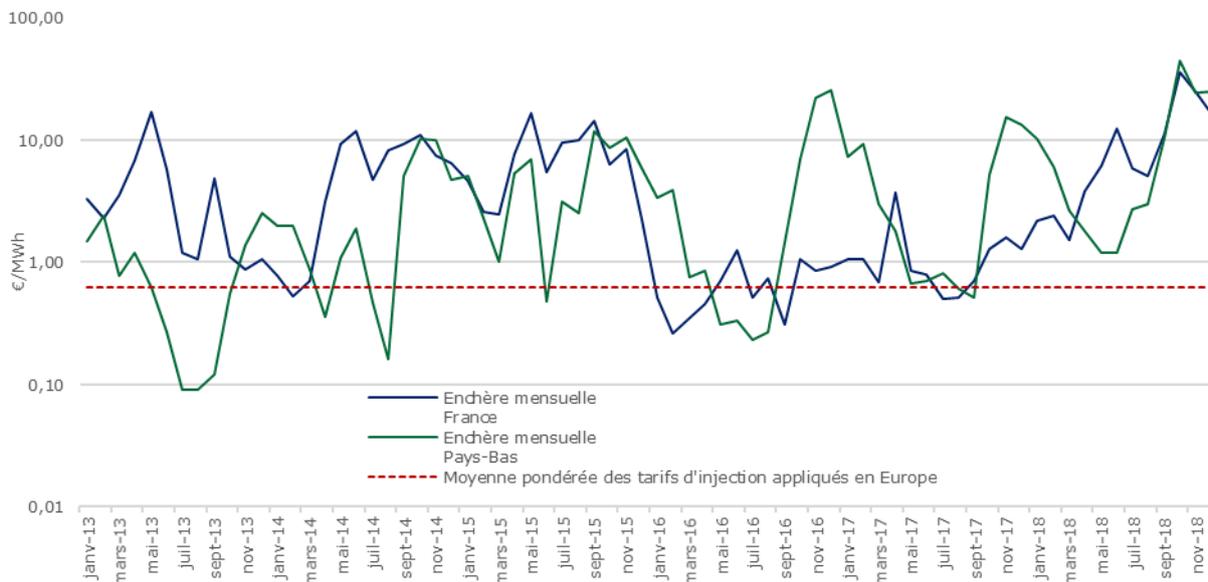
135. Comme expliqué dans les paragraphes précédents, lorsque l'utilisation des interconnexions est attribuée via un mécanisme d'enchères explicite (annuel ou mensuel), leur utilisation pour exporter de l'électricité vers la Belgique a donc un coût pour les producteurs étrangers, notamment pour ceux opérant aux Pays-Bas et en France. A cet égard, le coût annuel de réservation de l'interconnexion entre le Pays-Bas (pays d'origine) et la Belgique s'est établi à 2,93 €/MWh en 2018. Ce coût, représentant les coûts supplémentaires que sont prêts à payer les producteurs hollandais pour exporter de la production d'électricité vers la Belgique, est près de cinq fois supérieur à la moyenne pondérée des tarifs d'injection à l'énergie pratiqués en Europe (voir section 2 de ce rapport). Le coût annuel de réservation de l'interconnexion entre la France (pays d'origine) et la Belgique s'élève quant à lui à 1,5 €/MWh, représentant près du triple de la moyenne des tarifs d'injection (0,62 €/MWh). Pour l'année 2017, ces coûts annuels de réservation des interconnexions étaient de 4,44 €/MWh dans le sens Pays-Bas – Belgique et à 1,16 €/MWh dans le sens France – Belgique.

136. Le coût de réservation mensuelle de l'interconnexion entre les Pays-Bas (pays d'origine) et la Belgique s'est établi en moyenne à 11 €/MWh en 2018 avec un pic à près de 45 €/MWh en octobre (congestion) et un minimum à 0 €/MWh en juin (disponibilité complète). Ce coût entre la France (pays d'origine) et la Belgique s'est quant à lui établi en moyenne également à près de 11 €/MWh cette même année, avec un pic à plus de 35 €/MWh en octobre et un minimum à environ 1,5 €/MWh en mars⁴⁴. Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de réservation des interconnexions pour la granularité mensuelle et annuelle entre 2013 et 2018.

⁴⁴ Source : <http://www.jao.eu/main>

Cette figure illustre notamment la volatilité de ce coût de réservation ainsi que leur niveau structurellement plus haut que le tarif d’injection actuellement appliqué en Belgique.

Figure 21. Coûts de réservation mensuelle des interconnexions (FR-BE ; PB-BE) entre 2013 et 2017 (échelle logarithmique)



Source : Deloitte Economic Advisory

Message n°14 : On constate que la moyenne des tarifs d’injection pratiqués en Europe, pondérée par les capacités de production à gaz, qui s’établit à 0,62 €/MWh, est significativement plus faible que la plupart des valeurs d’enchère à l’interconnexion en 2017 et 2018 : au moins trois fois plus faible pour les enchères annuelles et quinze fois plus faible pour les enchères mensuelles en moyenne. En raisonnant uniquement sur cette base, et en faisant l’hypothèse que les réservations des interconnexions ne laissent aucune marge à de l’arbitrage à plus court terme, ceci indiquerait que le tarif d’injection belge n’est pas suffisant en lui-même pour modifier le *merit order* entre centrales équivalentes. En considérant de manière plus globale les possibilités d’arbitrage à court terme, ces écarts dans les ordres de grandeur entre le tarif d’injection et les coûts de réservation montre bien l’ampleur des autres facteurs de compétitivité entrant en jeu dans les décisions d’imports et d’exports en Belgique. En moyenne, le tarif d’injection constitue une part marginale des écarts de compétitivité entre la Belgique et les pays voisins.

3.4 Conclusions de la section

137. La mise en œuvre d'un tarif d'injection à l'énergie en Belgique pour la prochaine période tarifaire exige de la part des décideurs une analyse économique approfondie des effets potentiels du tarif, à la fois en termes de bénéfices et de coûts potentiels. Il s'agit de réaliser un arbitrage entre les différents objectifs théoriques que devrait poursuivre tout exercice de conception tarifaire, comme la couverture des coûts, la non-discrimination, la transparence mais aussi l'efficacité économique et la transmission de signaux économiques aux utilisateurs du réseau.
138. Le tarif d'injection actuellement appliqué par Elia depuis 2013 est fondé sur les bénéfices attendus en termes d'efficacité allocative. Il s'agit en effet d'allouer les coûts de réservation des services auxiliaires de manière partagée entre les producteurs et les consommateurs. Les producteurs et les consommateurs sont en effet autant des bénéficiaires de ces services (ils bénéficient de la couverture du risque de délestage et de black-outs) que des responsables de leur dimensionnement (les services auxiliaires doivent permettre de répondre aux défaillances des unités de production ou à l'incertitude sur la demande / la disponibilité de la production). **Un tarif à l'injection permet donc de responsabiliser les producteurs d'électricité belge et de ne pas faire peser l'ensemble de la charge des services auxiliaires sur les seuls consommateurs.**
139. Comme tout élément réglementaire ou tarifaire non-harmonisé au niveau européen, le tarif d'injection belge pourrait cependant entraîner des distorsions dans le jeu de compétitivité des producteurs d'électricité européens, car il conduit, toutes choses égales par ailleurs, à renchérir les centrales belges par rapport à leurs concurrentes au sein du marché interne européen. L'analyse théorique basée sur les principes du *merit order* met en évidence un risque en termes d'activation des centrales belges et d'incitation à l'investissement sur le long terme (via le lien entre place dans le *merit order*, activation et apparition de rentes inframarginales). Il convient cependant d'éviter les pièges d'une analyse entièrement centrée sur les modèles stylisés, ceux-ci ne rendant compte qu'imparfaitement des subtilités et des complexités régissant en réalité les marchés de l'électricité, et pouvant donc mener à des conclusions erronées.
140. Ainsi, une analyse plus poussée des fondamentaux du marché et des déterminants du comportement des utilisateurs du réseau montre que le tarif d'injection devrait avoir un impact négligeable en termes de distorsions des signaux de marché, d'autant plus s'il est maintenu à un niveau suffisamment raisonnable correspondant à la moyenne des tarifs appliqués en Europe, soit 0,62 €/MWh. L'étude de l'état actuel des interconnexions, de leur disponibilité et des coûts de réservation associés, mais aussi des différences générales de compétitivité entre mix nationaux et des nombreux éléments réglementaires non harmonisés d'un pays à l'autre montre ainsi qu'**un tarif respectant de telles contraintes devrait avoir un impact négligeable sur la compétitivité des centrales belges à court terme.** A plus long terme, les décisions d'investissement et de fermeture des centrales et leur localisation sont avant tout guidées par l'évolution et l'incertitude entourant les principaux fondamentaux que sont la demande, le prix des matières premières et des quotas d'émissions de CO₂, l'évolution vers un système décarboné ou encore l'adaptation des market designs. **Un tarif d'injection raisonnable, dont le niveau est inférieur à l'incertitude sur les autres paramètres, ne devrait donc pas affecter les stratégies décisionnelles des acteurs de marché.**

4 Annexes

4.1 Détails des charges prises en compte par pays

Remarques préliminaires :

- Toutes les charges prises en compte dans ce rapport et présentées en détail dans ces annexes correspondent à leur niveau effectif au 1^{er} Novembre 2018 tel que publié dans les sources officielles.
- Tous les taux de change pour convertir les monnaies nationales en euros sont exprimés au 1^{er} novembre 2018. La source utilisée est le FMI⁴⁵.

4.1.1 Allemagne

Tarifs d'accès au réseau de transport

141. En Allemagne, il y a quatre GRT (Amprion, TENNET-T, Transnet & 50Hertz) qui appliquent tous des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité différents. Aucun de ces quatre GRT n'applique de tarifs à l'injection d'électricité sur les réseaux. Seules des charges fixes (pour le comptage) existent (cf. ci-dessous). Une nouvelle fois, ces tarifs représentent un coût minimum une fois convertis en €/MWh injecté et ne sont pas visibles dans les graphiques présentés dans le rapport (voir tableau 1).

Tableau 1. Conversion des tarifs fixes allemands en €/MWh injectés

Amprion ⁴⁶		TENNET-T ⁴⁷		Transnet ⁴⁸		50Hertz ⁴⁹	
Tarif fixe €/an	Conversion €/MWh injecté	Tarif fixe €/an	Conversion €/MWh injecté	Tarif fixe €/an	Conversion €/MWh injecté	Tarif fixe €/an	Conversion €/MWh injecté
3393 €/an	0,0017 €/MWh injecté	3186 €/an	0,0016 €/MWh injecté	4656,23 €/an	0,0024 €/MWh injecté	1345 €/an	0,00069 €/MWh injecté

Taxes et surcharges liées à l'énergie

142. La législation allemande exempte les centrales de productions d'électricité dont la capacité nominale est supérieure à 2 MW de taxes liées à l'énergie (que ce soit la taxe sur la consommation de carburant pour produire de l'énergie ou bien une surtaxe appliquée pour les émissions de CO₂)⁵⁰.

⁴⁵ https://www.imf.org/external/np/fin/data/param_rms_mth.aspx

⁴⁶ <https://www.amprion.net/Market/Grid-Customer/Grid-Charges/>

⁴⁷ <https://www.tennet.eu/electricity-market/german-market/grid-charges/>

⁴⁸ <https://www.transnetbw.com/en/energy-market/grid-access-and-charges/price-sheets>

⁴⁹ <https://www.50hertz.com/en/Market/Gridusageandcongestionmanagement>

⁵⁰ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-germany.pdf>

4.1.2 Autriche

Tarifs d'accès au réseau de transport

143. Le plus haut réseau de tension Autrichien est divisé en trois zones tarifaires (Austrian, Tyrol & Voralberg). Ce réseau est opéré par deux GRT : APG et Voralberg. Les tarifs d'utilisation du réseau sont fixés par le régulateur (E-Control) via « l'Electricity System Charges Ordinance » et sont mis à jour tous les ans.

144. Les tarifs d'accès au réseau sont divisés entre les tarifs pour l'utilisation du réseau par les consommateurs, les tarifs pour la compensation des pertes, les tarifs pour les provisions et les tarifs pour les services systèmes⁵¹.

- Les tarifs pour l'utilisation du réseau ne sont payés que par les consommateurs d'électricité directement reliés au réseau de transport et n'entrent donc pas dans le cadre de cette étude
- Les tarifs pour la compensation des pertes sont appliqués à la fois aux consommateurs et aux producteurs d'électricité. Ils sont exprimés en €/MWh. Pour le plus haut niveau de tension, ces tarifs sont résumés dans le tableau 2.
- Les tarifs pour les provisions ne sont payés que par les consommateurs d'électricité, au même titre que les tarifs pour l'utilisation du réseau ils ne rentrent pas dans le cadre de cette étude
- Les tarifs pour les services système sont payés uniquement par les clients injectant de l'électricité sur le réseau. Leur niveau est résumé dans le tableau 2.

Tableau 2. Résumé des tarifs appliqués aux producteurs d'électricité en Autriche

Tarif	Montant en €/MWh injecté		
	Zone Voralberg	Zone Tyrol	Zone Austrian
Compensation des pertes sur le réseau de transport	0,35	0,36	0,36
Services systèmes	0,98	0,98	0,98

Source : APG

Taxes et surcharges liées à l'énergie

145. Le gaz naturel ainsi que tous les carburants utilisés pour produire de l'électricité sont exemptés de taxe sur l'énergie en Autriche^{52,53}.

⁵¹ <https://www.apg.at/en/market/electricity-market/tariffs>

⁵² <https://www.bmf.gv.at/budget/das-budget/foerderungsberichte.html>

⁵³ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-austria.pdf>

4.1.3 Belgique

Tarifs d'accès au réseau de transport

146. Elia, le GRT belge, applique un tarif à l'injection d'électricité sur le réseau, servant à compenser les services de réserve de puissance et de black-start. Pour la période tarifaire 2016-2019, ce tarif s'élève à **0,9644 €/MWh net injecté**.

147. A titre d'illustration, toutes les figures de ce rapport montrent comment un tarif d'injection mis à jour à 0,62 €/MWh (soit la moyenne des tarifs à l'énergie calculée dans le rapport) se situe par rapport aux charges appliquées dans les autres pays. Il est également utile de rappeler que cette valeur de référence n'est pas prise en compte dans les calculs des moyennes pondérées.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

148. En Belgique, les consommateurs de gaz naturel reliés au réseau de transport de gaz doivent s'acquitter de la cotisation fédérale gaz. Cependant, lorsque les quantités de gaz naturel prélevées par le client final servent à produire de l'électricité, le client est alors exonéré de la cotisation fédérale⁵⁴. Nous considérons donc dans notre étude que la centrale idéalisée est éligible à l'exemption de la cotisation fédérale gaz.

4.1.4 Danemark

Remarque préliminaire : le taux de conversion entre la couronne danoise et l'euro (€) utilisé dans le cadre de notre étude est défini au 1^{er} novembre 2018. Il s'élevait à 0,13 € / 1 DKK selon le FMI.

Tarifs d'accès au réseau de transport

149. Energinet opère le réseau de transport d'électricité au Danemark. Les tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité au Danemark sont fixés à travers le *Act on Energinet* par le régulateur danois, la *Danish Energy Authority*⁵⁵. Les tarifs d'accès au réseau de transport danois sont divisés en deux principales composantes :

- Un tarif payé par les consommateurs d'électricité directement reliés au réseau de transport. Ce tarif n'entre donc pas dans le cadre de notre étude.
- Un tarif payé par les producteurs d'électricité (l'éolien et la cogénération en sont exemptés)

150. En plus de ces deux composantes tarifaires, les utilisateurs du réseau de transport danois doivent s'acquitter d'un tarif lié au *balancing services*. Le tableau 3 suivant résume le niveau des tarifs payés par les producteurs d'électricité au Danemark pris en compte dans notre étude.

⁵⁴ <https://www.creg.be/fr/professionnels/fourniture/cotisation-federale>

⁵⁵ <https://en.energinet.dk/Electricity/Tariffs>

Tableau 3. Tarifs d'accès au réseau de transport danois appliqués aux producteurs

Composante	Niveau en couronnes danoises/MWh	Niveau en couronnes danoises/an	Conversion en €/MWh injecté
Tarif pour la production	3 DKK/MWh		0,48 €/MWh injecté
Balancing services pour les producteurs	0,69 DKK/MWh		0,21 €/MWh injecté
Balancing services – charge fixe		18 000 DKK/an	0,001 €/MWh injecté

Coûts de l'obligation de fourniture des services systèmes non rémunérés par le GRT

151. Selon le sondage réalisé par l'ENTSO-E en 2017 (Survey on ancillary services, 2017), la fourniture du service de réserve de tension (*Voltage Control*) est obligatoire pour les producteurs danois et n'est pas rémunérée par le GRT. Cela génère donc un surcoût pour les producteurs, estimé à environ **0,21 €/MWh injecté** à partir des coûts réels engendrés en Belgique par la fourniture du contrôle de la tension⁵⁶.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

152. Les carburants utilisés dans le but de produire de l'électricité sont exemptés de taxes sur l'énergie au Danemark⁵⁷.

4.1.5 Espagne

Tarifs d'accès au réseau de transport

153. Depuis l'instauration du décret 1544/2011 dans la loi espagnole⁵⁸, le GRT national, *Red Eléctrica de España S.A.*, applique un tarif d'utilisation des réseaux de transport aux producteurs d'électricité. Le niveau de ce tarif en 2018 s'établit à **0,5 €/MWh**⁵⁹.

Coûts de l'obligation de fourniture des services systèmes non rémunérés

154. En Espagne, la fourniture du service de black-start n'est pas rémunérée par le GRT, d'après le dernier sondage de l'ENTSO-E (Survey on ancillary services, 2017). Notre estimation du surcoût lié à la fourniture de black-start est fondée sur des données fournies par Elia⁶⁰. Ce surcoût s'élève à environ **0,11 €/MWh injecté**.

⁵⁶ Ce coût est calculé en divisant le coût total lié à la fourniture de ce service par la quantité d'électricité produite en Belgique, en 2018.

⁵⁷ <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=133851&#P1>

⁵⁸ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-17891>

⁵⁹ <https://www.ree.es/en/activities/grid-manager-and-transmission-agent/access-to-the-transmission-grid>

⁶⁰ Pour calculer ce surcoût, Elia a divisé le coût total lié à la fourniture de black-start par la quantité totale d'électricité produite en Belgique, en 2018.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

155. A l'exception du fioul lourd, les carburants utilisés pour la production d'électricité ne sont pas taxés en Espagne⁶¹

4.1.6 Estonie

Tarifs d'accès au réseau de transport

156. Le gestionnaire du réseau de transport estonien, *Elering AS*, n'applique pas de tarifs à l'injection d'énergie sur le réseau⁶². Les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport sont donc considérés comme nuls pour ce pays dans notre étude.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

157. Les producteurs d'électricité en Estonie sont exemptés de taxe sur la consommation de carburant lorsqu'il est utilisé pour produire de l'électricité⁶³.

4.1.7 Finlande

Tarifs d'accès au réseau de transport

158. Fingrid, le GRT finlandais, opère le réseau de transports d'électricité en Finlande. Les tarifs d'utilisation du réseau de transport finlandais sont divisés en plusieurs composantes :

- Plusieurs composantes tarifaires pour la consommations d'électricité pour les consommateurs directement reliés au réseau de transport. Les producteurs d'électricité ne payent donc pas ces tarifs.
- Une composante pour l'injection d'électricité sur le réseau, exprimée en €/MWh.
- Une composante fixe liée à la capacité fournie par les producteurs d'électricité au réseau, exprimée en €/MW/mois.

Les tarifs appliqués aux producteurs d'électricité en Finlande sont résumés dans le tableau 4⁶⁴.

Tableau 4. Tarifs d'utilisation du réseau de transport appliqués aux producteurs finlandais

Composante	Niveau en €/MWh	Niveau en €/MW/an
Tarif d'injection	0,72 €/MWh injecté	
Tarif lié à la capacité fournie au réseau par les producteurs		1950 €/MW/an (soit environ 0,001 €/MWh injectés)

⁶¹ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-spain.pdf>

⁶² <https://elering.ee/en/network-services>

⁶³ <https://www.oecd.org/ctp/tax-policy/taxing-energy-use-2018-estonia.pdf>

⁶⁴ <https://www.fingrid.fi/en/services/power-transmission/fees/#grid-service-fees>

Coûts de l'obligation de fourniture des services systèmes non rémunérés par le GRT

159. La réserve de tension (*Voltage Control*) est obligatoire pour les producteurs d'électricité en Finlande et n'est pas rémunérée par le GRT finlandais. Cela génère donc un surcoût pour les utilisateurs du réseau de transport qui doivent fournir ce type de service. Ce surcoût s'élève à environ **0,21 €/MWh** injecté pour 2018.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

160. En Finlande, les producteurs d'électricité sont exemptés de taxation sur l'énergie, et notamment sur la consommation de gaz naturel⁶⁵⁶.

4.1.8 France

Tarif d'accès au réseau de transport

161. Les tarifs d'accès et d'utilisation du réseau de transport d'électricité en France sont fixés par le régulateur, la CRE et appliqués par le GRT, RTE. Actuellement, c'est le TURPE 5 qui est en vigueur (i.e. la 5^{ème} période tarifaire). Le TURPE 5, consultable sur le site internet de RTE⁶⁷, est divisé en plusieurs catégories tarifaires selon le niveau de tension auquel est raccordé le client. Dans notre étude, nous considérons que la centrale de production idéalisée est raccordée au plus haut niveau de tension, à savoir la catégorie tarifaire HTB3 en France (400 kV). Etant donné le périmètre de notre étude (i.e. les charges d'injection appliquées aux producteurs d'électricité), seule la composante annuelle d'injection est à prendre en compte. Elle est fixée dans le cadre du TURPE 5 à **0,2 €/MWh injecté**.

162. Une composante annuelle fixe, s'élevant à **8 508,05 €/an**, est également payée par les producteurs d'électricité pour la gestion administrative de la relation client. Enfin, une composante annuelle de comptage est facturée ; cette dernière s'élève à **528,12 €/an** lorsque le client est propriétaire de son compteur. Etant donné le profil de production de la centrale idéalisée, ces composantes tarifaires ont un impact minime sur la charge totale calculée en €/MWh injectés. Le tableau 5 résume ces tarifs ainsi que leur conversion en €/MWh injectés.

Tableau 5. TURPE 5 – Tarifs d'utilisation du réseau français pris en compte dans l'exercice de benchmarking

Composante tarifaire	Niveau réel	Conversion en €/MWh injecté
Composante annuelle d'injection	0,2 €/MWh injecté	
Composante annuelle de gestion	8508,05 €/an	0,004 €/MWh injecté (invisible sur les graphiques présentés dans le corps du rapport)
Composante annuelle de comptage	528,12 €/an	0,001 €/MWh injecté (invisible sur les graphiques présentés dans le corps du rapport)

Source : RTE

⁶⁵ https://www.vero.fi/en/detailed-guidance/guidance/56206/energy_taxation/

⁶⁶ https://www.stat.fi/til/ehi/2016/04/ehi_2016_04_2017-03-08_en.pdf

⁶⁷ https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/tarif.jsp

Coûts de l'obligation de fourniture des services systèmes non rémunérés

163. En France, la fourniture de certains services système est obligatoire pour les grosses centrales de production d'électricité (puissance installée > 400 MW) mais n'est pas rémunérée par RTE. C'est notamment le cas du service de black-start (pour plus de détail, voir la réglementation technique de RTE⁶⁸). Notre estimation du surcoût lié à la fourniture de black-start en France est fondée sur des données fournies par Elia. Ce surcoût s'élève à environ **0,11 €/MWh injecté**.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

164. En France, les producteurs d'électricité sont exemptés de la Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN)⁶⁹. De plus, la taxe carbone française (Contribution Climat Energie), introduite en 2014, est directement incluse dans les différentes taxes sur l'énergie (TICGN, CSPE, etc.). Les producteurs d'électricité en sont donc naturellement exemptés puisqu'ils ne payent pas la TICGN.

4.1.9 Grande-Bretagne

Remarque préliminaire : le taux de conversion entre la livre sterling (£) et l'euro (€) utilisé dans le cadre de notre étude est défini au 1^{er} novembre 2018. Il s'élevait à 1,14 € / £ selon le FMI.

Tarifs d'accès au réseau de transport

Le réseau de transport britannique est complexe, puisqu'il est divisé entre 3 GRT et 27 zones de tarification pour les producteurs⁷⁰. Les tarifs sont répartis entre les *Transmission Network Use of System* (TNUoS) et les *Balancing Services Use of System* (BSUoS). C'est l'OFGEM, le régulateur anglais, qui établit le niveau de ces tarifs.

TNUoS

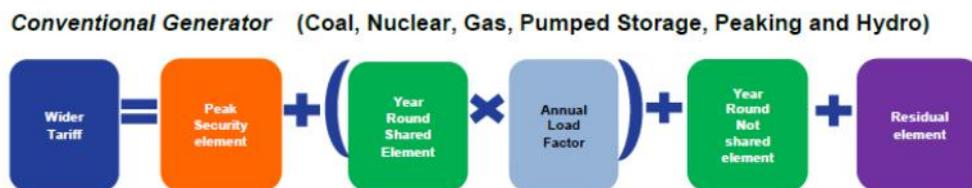
165. Dans le cadre des TNUoS, les producteurs d'électricité doivent s'acquitter de plusieurs charges d'injection liées à la capacité (en MW) qu'ils fournissent au réseau. Les producteurs doivent tout d'abord payer des « *Wider Generation tariffs* » en €/MW. Ces tarifs varient fortement d'une zone tarifaire à l'autre. Ils peuvent être très élevés comme négatifs. Ils sont calculés suivant la formule illustrée dans la figure 22. Le niveau de chaque composante utilisée dans le calcul du tarif est présenté dans le tableau 6.

⁶⁸ https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/dtr.jsp

⁶⁹ <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/taxe-interieure-consommation-gaz-naturel-ticgn>

⁷⁰ Le réseau anglais est également divisé en 14 zones tarifaires pour les consommateurs directement connectés. Les zones tarifaires pour les producteurs et les consommateurs ne se recoupent pas forcément.

Figure 22. Méthodologie de calcul des Wider Generation Tariffs en Grande-Bretagne



Source : OFGEM, National Grid

166. Afin de pouvoir présenter un tarif unique en €/MWh injecté pour la centrale idéalisée dans notre étude, nous présentons dans les résultats une moyenne des *Wider Generation Tariffs* pondérée par la surface géographique de chaque zone tarifaire. Cette moyenne s'élève à 6 995,27 €/MW, ce qui correspond à un coût d'environ **1,45 €/MWh** injecté pour la centrale idéalisée de notre étude. De plus, dans un souci de réalisme avec les tarifs réellement appliqués aux CCGT en Grande-Bretagne, le calcul du *Wider Generation Tariffs* dans notre étude s'appuie sur un taux de charge générique fourni par *National Grid*, qui s'élève à 43,2% (qui diffère donc du taux de charge utilisé dans notre étude).

Tableau 6. Détail des composantes tarifaires pour le calcul des Wider Generation Tariffs en Grande-Bretagne

Generation Tariffs		System Peak Tariff	Shared Year Round Tariff	Not Shared Year Round Tariff	Residual Tariff	Conventional Carbon 80% Load Factor	Conventional Low Carbon 80% Load Factor	Intermittent 40% Load Factor
Zone	Zone Name	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)	(€/kW)
1	North Scotland	2,241534	19,713585	15,377881	-2,337478	27,977229	31,052805	20,925837
2	East Aberdeenshire	4,493625	10,286068	15,377881	-2,337478	22,687306	25,762882	17,154830
3	Western Highlands	1,718980	18,661795	15,377881	-2,337478	26,613242	29,688818	20,505120
4	Skye and Lochalsh	1,734185	18,661795	21,196840	-2,337478	31,283614	35,522982	26,324080
5	Eastern Grampian and Tayside	2,733254	15,780106	14,954896	-2,337478	24,983777	27,974756	18,929460
6	Central Grampian	3,471545	14,914731	14,666316	-2,337478	24,798904	27,732168	18,294730
7	Argyll	3,139357	11,744597	24,331456	-2,337478	29,662722	34,529013	26,691817
8	The Trossachs	3,485394	11,744597	13,541154	-2,337478	21,376518	24,084748	15,901515
9	Stirlingshire and Fife	2,070737	8,812135	12,887017	-2,337478	17,092580	19,669983	14,074393
10	South West Scotland	2,393557	9,503815	13,011889	-2,337478	18,068642	20,671020	14,475937
11	Lothian and Borders	3,458965	9,503815	7,441956	-2,337478	14,678104	16,166495	8,906004
12	Solway and Cheviot	1,872723	5,515458	7,419831	-2,337478	9,883476	11,367442	7,288536
13	North East England	3,655606	3,273478	4,026336	-2,337478	7,157978	7,963245	2,998249
14	North Lancashire and The Lakes	1,456718	3,273478	2,570818	-2,337478	3,794677	4,308840	1,542731
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	4,255805	1,224412		-2,337478	2,897857	2,897857	-1,847713
16	North Midlands and North Wales	3,343571	-0,250677		-2,337478	0,805551	0,805551	-2,437749
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2,090057	-0,187801		-2,337478	-0,397662	-0,397662	-2,412598
18	Mid Wales and The Midlands	1,213214	0,109926		-2,337478	-1,036324	-1,036324	-2,293508
19	Anglesey and Snowdon	3,582852	0,177756		-2,337478	1,387578	1,387578	-2,266376
20	Pembrokeshire	8,301451	-4,582854		-2,337478	2,297689	2,297689	-4,170620
21	South Wales & Gloucester	5,288730	-4,667698		-2,337478	-0,782906	-0,782906	-4,204557
22	Cotswold	2,164427	2,332048	-7,067750	-2,337478	-3,961612	-5,375162	-8,472408
23	Central London	-5,574745	2,332048	-6,261715	-2,337478	-11,055956	-12,308299	-7,666373
24	Essex and Kent	-3,954549	2,332048		-2,337478	-4,426389	-4,426389	-1,404659
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-1,408390	-2,526834		-2,337478	-5,767335	-5,767335	-3,348212
26	Somerset and Wessex	-2,157555	-4,571951		-2,337478	-8,152594	-8,152594	-4,166259
27	West Devon and Cornwall	-1,564246	-6,853369		-2,337478	-9,384419	-9,384419	-5,078826

Source : OFGEM, National Grid

167. En plus des *Wider Generation Tariffs*, les producteurs d'électricité opérant sur le territoire britannique doivent également s'acquitter d'un tarif pour compenser les coûts liés aux transformateurs électriques. Ces tarifs diffèrent selon la capacité (en MW) et le niveau de tension auquel la centrale est raccordée. Notre étude considère que la centrale est reliée au plus haut niveau de tension (i.e. 400 kV en Grande-Bretagne), pour lequel les tarifs liés aux

transformateurs électriques sont résumés dans le tableau 7. Dans le cadre de notre étude, cela rajoute un coût d'environ **0,01 €/MWh** injecté.

Tableau 7. Tarifs liés à l'utilisation des transformateurs

Substation Rating	Connection Type	Local Substation Tariff (£/kW)		
		132kV	275kV	400kV
<1320 MW	No redundancy	0,191605	0,109610	0,078976
<1320 MW	Redundancy	0,422090	0,261150	0,189930
>=1320 MW	No redundancy	0,000000	0,343677	0,248548
>=1320 MW	Redundancy	0,000000	0,564230	0,411841

Source : OFGEM, National Grid

BSUoS

168. Les BSUoS correspondent aux tarifs payés pour les *balancing services*. Ils sont payés à la fois par les producteurs et les consommateurs (électricité injectée et consommée), selon un partage équitable. Les prix des BSUoS, en €/MWh, sont calculés sur une granularité journalière et sont publiés tous les ans sur le site internet de l'OFGEM. Dans un souci de simplification, notre étude considère une moyenne des prix des BSUoS de 2017⁷¹. Cette moyenne s'élève à **2,52 €/MWh** injecté⁷².

Autres coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport d'électricité

169. La compensation des pertes d'électricité sur les réseaux de transport n'est pas directement incluse dans les tarifs britanniques. Par conséquent, les producteurs anglais doivent payer un surcoût en €/MWh, calculé selon une méthodologie précise expliquée brièvement dans le paragraphe suivant.

170. La régulation britannique considère que les consommateurs et les producteurs d'électricité directement connectés au réseau de transport doivent compenser les pertes. Selon la régulation, la compensation des pertes par les producteurs est proportionnellement moins élevée que celle des consommateurs. La logique est la suivante : pour chaque MWh injecté dans le système électrique, les producteurs doivent en fait payer un surcoût pour compenser les pertes anticipées sur le réseau. Ce surcoût est estimé par l'OFGEM à environ 0,009 * prix de la vente du MWh injecté sur le réseau. La recette liée à ce surcoût sert ensuite à l'OFGEM pour acheter un surplus d'électricité sur le marché de gros afin de rééquilibrer le système électrique.

171. Pour l'année 2018, ce surcoût est estimé à environ **0,45 €/MWh**. Pour effectuer ce calcul, nous appliquons le facteur de surcoût appliqué aux producteurs d'électricité par l'OFGEM décrit dans le paragraphe ci-dessus (0,009) au prix spot moyen de l'électricité en Grande-Bretagne pour l'année 2018.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

172. Les producteurs d'électricité britanniques sont exemptés de la plupart des taxes et surcharges liées à l'énergie. Notamment, les producteurs n'ont pas à s'acquitter de la taxe « Fuel Duty » ainsi que du taux normal du Climate Change Levy (lorsque la capacité nominale installée du producteur est supérieure à 2 MW)⁷³.

⁷¹ Les prix des BSUoS pour 2018 n'ont pas encore été publiés par l'OFGEM.

⁷² <https://www.nationalgrideso.com/charging/balancing-services-use-system-bsuos-charges>

⁷³ <https://www.gov.uk/green-taxes-and-reliefs/climate-change-levy>

173. En revanche, les producteurs d'électricité doivent payer un *Carbon Price Support*. Le CPS est un taux particulier du CCL appliqué spécifiquement aux producteurs d'électricité. En 2018, le CPS est capé à 18 £ par tonne de CO₂, et ce jusqu'en 2021. Ainsi, les CCGT en Grande-Bretagne payent entre le 1^{er} avril 2016 et le 31 mars 2019 un CPS de 0,00331 £/kWh, soit **3,31 €/MWh**⁷⁴.

4.1.10 Italie

Tarifs d'accès au réseau de transport

174. En Italie, le régulateur de l'énergie (ARERA) qui fixe les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et le GRT, *Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA*, les applique. Cependant, l'Italie ne pratique pas de tarif à l'injection d'électricité sur le réseau⁷⁵. Les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport sont donc considérés comme nuls pour ce pays dans notre étude.

Coûts de l'obligation de fourniture des services systèmes non rémunérés

175. En Italie, la fourniture des services de black-start et du contrôle de la tension n'est pas rémunérée par le GRT, d'après le dernier sondage de l'ENTSO-E (Survey on ancillary services, 2017). A cet égard, notre estimation du surcoût lié à la fourniture de black-start est fondée sur des données fournies par Elia. Ce surcoût s'élève à environ **0,11 €/MWh injecté**. La fourniture du service de contrôle de la tension s'élève quant à elle à environ **0,21 €/MWh injecté**, sur la base de données fournies par Elia.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

176. En Italie, la consommation de carburant destiné à la production d'électricité est taxée à un taux fortement réduit par rapport aux autres secteurs d'activité. Pour le gaz naturel, cette taxe sur la consommation est égale à **0,00331 €/m³** de gaz en 2017⁷⁶. Dans notre étude, cela engendre un surcoût d'environ **0,000032 €/MWh injecté**, ce qui est négligeable.

4.1.11 Lettonie

Tarifs d'accès au réseau de transport

177. Le gestionnaire du réseau de transport letton, *AS Augstsprieguma tīkls*, ne pratique pas de tarif à l'injection d'énergie sur le réseau⁷⁷. Les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport sont donc considérés comme nuls pour ce pays dans notre étude.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

178. Les carburants utilisés dans la production d'électricité ne sont pas taxés en Lettonie⁷⁸.

⁷⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/excise-notice-ccl16-a-guide-to-carbon-price-floor/excise-notice-ccl16-a-guide-to-carbon-price-floor>

⁷⁵ <https://www.arera.it/it/elettricit/trasmissione.htm>

⁷⁶

<https://www.adm.gov.it/portale/documents/20182/889198/Aliquote+nazionali.++Aggiorn.+al+1+gennaio+2017.pdf/845c4825-b965-4244-84bc-7f47347cdc8a>

⁷⁷ <http://www.ast.lv/en/content/transmission-tariff>

⁷⁸ https://vvc.gov.lv/image/catalog/dokumenti/Electricity_Tax_Law.doc

4.1.12 Lituanie

Tarifs d'accès au réseau de transport

179. La Lituanie n'applique pas de tarif à l'injection d'électricité sur le réseau. Les tarifs appliqués aux consommateurs sont quant à eux disponibles sur le site internet du régulateur lituanien (National Control Commission for Prices and Energy)⁷⁹ ainsi que sur le site du GRT lituanien (Litgrid)⁸⁰. Les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport sont donc considérés comme nuls pour ce pays dans notre étude.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

180. Les producteurs d'électricité lituaniens sont exemptés de taxes sur la consommation du carburant utilisé pour produire de l'électricité⁸¹.

4.1.13 Luxembourg

Tarifs d'accès au réseau de transport

181. Creos est le GRT luxembourgeois. En 2018, aucun tarif à l'injection d'énergie ou à la fourniture de capacité sur le réseau de transport n'est facturé au Luxembourg. Les producteurs doivent seulement s'acquitter d'un tarif fixe, en €/an, pour le comptage, qui s'élève à **1189,44 €**. Cela représente un surcout d'environ **0,0006 €/MWh** injecté pour la centrale de notre étude.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

182. Les producteurs d'électricité luxembourgeois sont exemptés de taxes sur la consommation de carburant⁸².

4.1.14 Norvège

Tarifs d'accès au réseau de transport

183. Statnett opère le réseau de transport en Norvège. L'explication ainsi que le niveau des tarifs appliqués par Statnett aux utilisateurs du réseau de transport sont disponibles sur le site internet du GRT⁸³. Les tarifs sont appliqués en fonction du statut de l'utilisateur du réseau : producteur ou consommateur. Dans le cadre de notre étude, la centrale idéalisée ne paie donc pas les tarifs pour les consommateurs d'électricité reliés directement au réseau de transport opéré par Statnett.

184. Statnett fait une distinction entre des (i) une composante énergie variable dans l'année, liée à l'énergie consommée ou injectée sur les réseaux et (ii) une composante fixe, également liée à l'énergie injectée ou à la puissance appelée pendant certaines périodes de l'année.

⁷⁹<https://www.regula.lt/en/Pages/price-ceilings-of-electricity-transportation-services-and-public-energy-price-ceilings.aspx>

⁸⁰<http://www.litgrid.eu/index.php/services/service-prices/2480>

⁸¹<https://finmin.lrv.lt/en/competence-areas/taxation/main-taxes/excise-duties>

⁸²https://impotsdirects.public.lu/content/dam/acd/fr/legislation/legi15/Memorial-A---N_-242-du-23-decembre-2015.pdf

⁸³<http://www.statnett.no/en/market-and-operations/tariffs/transmission-grid-tariffs/>

185. La composante énergie variable sert à payer les coûts variables induits par l'utilisation des réseaux de transports (en injectant ou en soutirant de l'énergie). Ces coûts variables sont notamment liés aux pertes sur les réseaux. Ce tarif est payé par les producteurs et les consommateurs d'électricité, pour l'énergie injectée ou soutirée du réseau, selon la formule suivante :

$$\text{Composante énergie} = \text{Prix spot zone} * \text{taux marginal des pertes} * \text{énergie injectée (ou soutirée)}$$

Avec le prix spot exprimé en €/MWh, le taux marginal des pertes en % et l'énergie injectée en MWh. Les taux marginaux de pertes sont, en temps normal, publiés chaque semaine sur le site de Statnett. Cependant, étant donné que les taux marginaux de pertes sont introuvables sur le site de Statnett, nous appliquons le taux de perte annuel publié par Elia pour calculer la composante énergie moyenne payée en Norvège⁸⁴.

186. La composante fixe est divisée entre un tarif spécifique pour les producteurs et un tarif spécifique pour les consommateurs. Elle sert notamment à compenser les coûts fixes induits par l'utilisation des réseaux de transport d'électricité. Seuls les tarifs pour les producteurs intéressent notre étude. Le tarif spécifique pour les producteurs consiste en une charge payée pour chaque kWh injecté sur le réseau (en €/kWh donc). Pour l'année 2018, la composante fixe pour les producteurs est divisée entre un tarif d'injection pure et un tarif d'injection servant à compenser les surcharges liées à la fourniture de services systèmes. Le tableau 8 résume le niveau de l'ensemble des tarifs pris en compte dans notre étude en Norvège.

Tableau 8. Tarifs d'utilisation du réseau de transport appliqués aux producteurs en Norvège

Composante	Niveau (en NOK/MWh injecté)	Conversion en €/MWh
Injection pure (« feed-in tariff »)	11 NOK/MWh	1,1 €/MWh
Services système	2 NOK/MWh	0,2 €/MWh
Composante énergie (compensation des pertes)		0,45 €/MWh

Taxes et surcharges liées à l'énergie

187. En plus de participer au marché EU-ETS, la Norvège applique une surtaxe liée aux émissions de CO₂ issues de la production d'électricité. Seuls les producteurs d'électricité à partir de charbon sont exemptés de cette taxe⁸⁵. Par conséquent, notre étude considère que la centrale idéalisée doit également s'acquitter de cette charge.

188. Le niveau de cette taxe carbone est fixé par l'état Norvégien. Il s'établit, pour 2018, à 330 NOK/tCO₂, ce qui correspond à environ 33 €/tCO₂. Etant donné le profil technique de la centrale idéalisée, cela représente un surcoût d'environ **11,80 €/MWh** injecté.

⁸⁴ <http://www.elia.be/fr/grid-data/pertes-electriques-reseau-fed>

⁸⁵ <https://www.woodmac.com/news/editorial/oil-gas-norway-carbon/>

⁸⁶ <https://energifaktanorge.no/en/et-baerekraftig-og-sikkert-energisystem/avgifter-og-kvoteplikt/>

4.1.15 Pays-Bas

Tarifs d'accès au réseau de transport

189. A l'image de ce qu'il pratique en Allemagne, le GRT hollandais, TENNET-T⁸⁷, n'applique pas de tarif d'injection aux producteurs d'électricité directement raccordés au réseau de transport des Pays-Bas. Les producteurs opérant sur le territoire hollandais doivent cependant s'acquitter d'un tarif fixe pour la gestion commerciale et pour le comptage. En 2018, cette composante tarifaire s'élève à **12 478,96 €/an**, ce qui représente un coût d'environ **0,006 €/MWh** injecté pour la centrale idéalisée de l'étude.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

190. Au Pays-Bas, tous les consommateurs d'énergie (électricité, pétrole et produits raffinés, gaz) doivent payer une taxe sur l'énergie. Cependant, les consommateurs finaux utilisant du gaz afin de produire de l'électricité bénéficient d'un remboursement complet de la taxe sur l'énergie ; ils en sont donc exemptés⁸⁸.

4.1.16 Pologne

Tarifs d'accès au réseau de transport

191. Le gestionnaire du réseau de transport polonais, *Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.*, ne pratique pas de tarif à l'injection d'énergie sur le réseau⁸⁹. Les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport sont donc considérés comme nuls pour ce pays dans notre étude.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

192. Les carburants utilisés pour produire de l'électricité en Pologne sont exemptés de taxes sur l'énergie⁹⁰.

⁸⁷ TENNET-T opère à la fois une partie du réseau allemand et tout le réseau hollandais

⁸⁸

https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/teruggaafregelingen/teruggaafregeling_energiebelasting_of_kolenbelasting

⁸⁹ <https://www.pse.pl/-/komunikat-operatora-systemu-przesylowego-elektroenergetycznego-z-dnia-15-grudnia-2017-r-dotyczacy-taryfy-dla-energii-elektrycznej?safeargs=72656469726563743d68747470732533412532462532467777772e7073652e706c253246686f6d65253346705f705f696425334433253236705f705f6c6966656379636c6525334430253236705f705f73746174652533446d6178696d697a6564253236705f705f6d6f6465253344766965772532365f335f6b6579776f726473253344746172796679253242456c656b747279637a6e6f25323543352532353942253235433425323538372532365f335f67726f7570496425334432303138322532365f335f7374727574735f616374696f6e2533442532353246736561726368253235324673656172636826696e686572697452656469726563743d74727565>

⁹⁰ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-poland.pdf>

4.1.17 Portugal

Tarifs d'accès au réseau de transport

193. Le GRT portugais, *Rede Eléctrica Nacional, S.A*, applique un tarif à l'injection d'électricité pour les producteurs opérant sur le territoire national. Ce tarif « *d'uso da rede de transporte*⁹¹ » est horosaisonnalisé, i.e. il diffère en fonction de certaines plages (au Portugal, deux plages horaires existent : heures de pointes et heures creuses). Pour notre étude, nous prenons comme hypothèses que le producteur injecte à 50% de l'année en heure de pointe et à 50% de l'année en heure creuse. Le tableau 9 résume le tarif portugais pris en compte dans notre étude.

Tableau 9. Tarifs d'utilisation du réseau au Portugal

Composante	Temporalité	Niveau en €/MWh injectés
<i>Uso da Rede de Transporte</i>	Heures de pointes	0,548
	Heures creuses	0,4237

Coûts de l'obligation de fourniture des services systèmes non rémunérés

194. Au Portugal, la fourniture du service de black-start n'est pas rémunérée par le GRT, d'après le dernier sondage de l'ENTSO-E (Survey on ancillary services, 2017). Notre estimation du surcoût lié à la fourniture de black-start au Portugal est fondée sur des données fournies par Elia. Ce surcoût s'élève à environ **0,11 €/MWh injecté**.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

195. Les carburants utilisés pour la production d'électricité ne sont pas taxés au Portugal⁹².

4.1.18 Slovénie

Tarifs d'accès au réseau de transport

196. Le GRT slovène, *ELES*, ne pratique pas de tarifs à l'injection d'électricité sur les réseaux⁹³. Seuls les consommateurs directement connectés au réseau de transport d'électricité paient un tarif. Les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport sont donc considérés comme nuls pour ce pays dans notre étude.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

197. Les carburants utilisés pour produire de l'électricité ne sont pas taxés en Slovénie⁹⁴.

⁹¹ <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Paginas/default.aspx>

⁹² <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-portugal.pdf>

⁹³ <https://www.agen-rs.si/web/en/network-charge>

⁹⁴ <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-2018-slovenia.pdf>

4.1.19 Suède

Tarifs d'accès au réseau de transport

198. Le GRT suédois, Svenska Kraftnät, applique deux types de tarifs aux consommateurs et producteurs directement reliés au réseau de transport en Suède :

- Une composante liée à la capacité souscrite (pour les producteurs et les consommateurs), qui sert à couvrir les coûts d'investissement, d'opération et de maintenance des réseaux. Cette composante capacité est plus élevée dans le nord du pays pour les producteurs, car la plupart de la production est dans le nord tandis que la consommation se fait principalement dans le sud du pays.
- Une composante à l'énergie, qui sert à couvrir le surcoût lié au rachat d'électricité de la part du GRT pour couvrir les pertes sur les réseaux. Cette composante énergie suit la même logique qu'en Norvège (cf. section 4.1.14).

199. Il y a une centaine de zones tarifaires en Suède⁹⁵. Afin d'être en mesure de comparer un tarif appliqué en Suède avec les tarifs appliqués dans les autres pays, nous présentons une moyenne des tarifs suédois, convertie en €/MWh injecté.

Taxes et surcharges liées à l'énergie

200. En Suède, les producteurs d'électricité sont exemptés de taxation sur l'énergie, et notamment sur la consommation de gaz naturel⁹⁶.

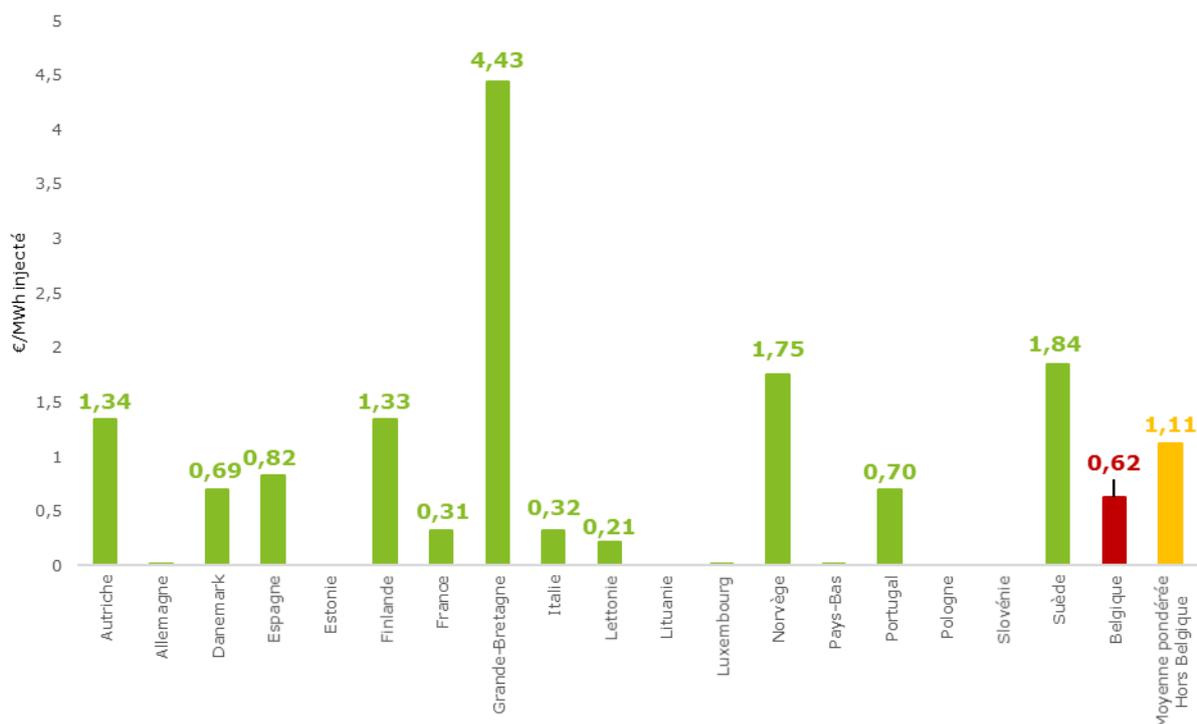
⁹⁵ https://www.svk.se/en/stakeholder-portal/Electricity-market/Connecting-to-the-grid/stamnatstariffen/tariffcharges/? t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfq==& t_q=tariffs& t_tags=language:en, siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9& t_hit.id=SVK_WebUI_Models_Pages_ArticlePage/ 2f43e7ce-a64e-4140-bd0a-398b1c2a89f6_en& t_hit.pos=1

⁹⁶ <https://www.government.se/government-policy/taxes-and-tariffs/swedens-carbon-tax/>

4.2 Annexe 2 : étude de la sensibilité des résultats à la prise en compte d'une technologie autre que la CCGT

201. Pour rappel, notre rapport présente une étude des charges totales payées par une centrale dont le profil de production est idéalisé. Plus précisément, l'étude prend en compte les charges payées par une centrale de production de type CCGT. Par conséquent, certaines des charges étudiées dans ce rapport sont payées (ou ne le sont pas) par la centrale idéalisée du fait des spécificités techniques des centrales de production de type CCGT (émissions de CO₂, exemptions de taxes, etc.)
202. Cette annexe présente une étude de la sensibilité des résultats présentés dans le rapport en adoptant un point de vue technologiquement neutre (ou le point de vue d'une autre technologie). Notamment, cette étude de sensibilité élimine de l'analyse les charges spécifiques aux centrales à gaz CCGT.
203. Tout d'abord, la figure 23 montre les charges payées par une centrale idéalisée, dans le cadre de l'étude d'un producteur d'électricité ne rejetant pas de CO₂ dans l'atmosphère. Pour rappel, seule la Grande-Bretagne et la Norvège appliquent, en plus de leur participation au marché EU-ETS, une surtaxe liée aux émissions de CO₂. Dans ce cadre précis (i.e. un producteur n'émettant pas de gaz à effet de serre), la moyenne pondérée s'établit à 1,11 €/MWh au lieu de 1,83 €/MWh. Dans ce cas, un tarif d'injection belge à 0,62 €/MWh serait plus faible que ces moyennes. Il serait également classé de manière identique par rapport aux tarifs moyens des autres pays : les tarifs en Norvège et la Grande-Bretagne, seuls pays dont les résultats sont modifiés par l'analyse de sensibilité, resteraient en effet très supérieurs à ceux de la Belgique.

Figure 23. Charges totales payées par la centrale idéalisée – sans taxe carbone



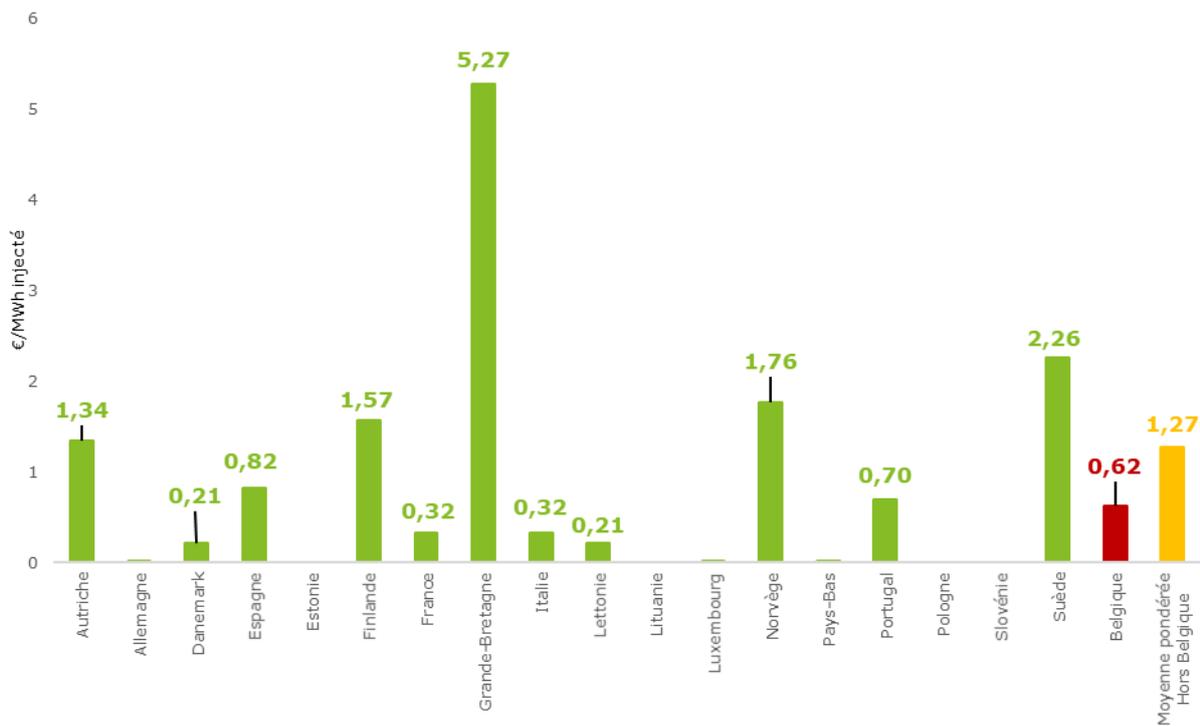
Source : Deloitte Economic Advisory

204. La figure 24 présente les charges totales payées par la centrale idéalisée en prenant le point de vue d'un producteur éolien. Dans ce cas précis, la centrale n'émettant pas de CO₂, les taxes carbone ne sont pas prises en compte, au même titre que dans la figure précédente. De plus, dans ce cas, le facteur de charge de la centrale n'est plus le même que celui d'une centrale CCGT. Tandis que le taux de charge était d'environ 55% pour une centrale de type CCGT, nous faisons ici l'hypothèse que ce taux s'élève à environ 35 % (soit le taux générique fourni par l'OFGEM). Enfin, notons que le Danemark exempte les producteurs éoliens du tarif d'injection.

205. L'impact de la non-prise en compte du tarif d'injection au Danemark est minime sur les moyennes. Cependant, celui de la baisse du taux de charge de la centrale n'est pas négligeable et conduit à augmenter légèrement les montants calculés pour la figure précédente. Notamment, le taux de charge influence directement les tarifs à la capacité payés par les producteurs (c'est le cas en Grande-Bretagne et au Danemark). Afin de convertir les tarifs payés par la centrale en €/MWh injecté, notre étude divise le montant total payé en €/an pour les tarifs à la capacité par le nombre de MWh injectés. Ainsi, lorsque le taux de charge baisse, moins d'électricité est injectée, et le tarif d'injection moyen calculé (et présenté dans la figure) est automatiquement plus élevé.

206. Pour un producteur éolien, la moyenne pondérée s'établit à 1,27 €/MWh, soit une baisse de près de 0,50 €/MWh par rapport à la moyenne présentée dans le rapport pour une centrale CCGT. Un tarif d'injection belge à 0,62 €/MWh serait globalement moins élevé que cette moyenne. De même que pour la figure 23, la prise en compte du point de vue d'un producteur éolien ne change donc pas radicalement les conclusions établies dans l'exercice de benchmarking présentées dans le rapport.

Figure 24. Charges totales payées par une centrale éolienne idéalisée



Source : Deloitte Economic Advisory

5 Références

ACER, 2018. Market Monitoring Report 2017.

CREG, 2018. Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017.

Curien, 2003. Cost allocation methods. Dans F. Lévêque (Ed.), *Transport Pricing of Electricity Networks*.

Deloitte Economic Advisory, 2017. Comparison of Belgian transmission network costs incurred by an idealized storage facility with those in other European countries.

Deloitte Economic Advisory, 2018. Assessing the economic conditions of Belgian pumped-hydroelectric storage: comparative review of profitability drivers in Europe and evaluation of the current situation.

Elia, 2016. Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge, période 2017-2027.

Elia, 2016. Addendum to the Elia study regarding the adequacy and flexibility needs of the Belgian power system for the period 2017-2027; Additional scenario and clarifications.

Elia, 2017. Electricity Scenarios for Belgium towards 2050.

ENTSO-E, 2018. Grid Map.

ENTSO-E, 2018. Ten Years National Development Plan

Elia, 2018. The need for a Strategic Reserve for winter 2019-20.

ENTSO-E, 2018. Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2017.

ENTSO-E, 2018. Transmission tariffs overview.

HirstE. , KirbyB., 2003. Allocating Costs of Ancillary Services: Contingency Reserves and Regulation, ORNL/TM-2003/152.

Microeconomix, 2013. Analyse économique de l'impact du tarif de transport pour les producteurs en Belgique sur la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement.

Microeconomix, 2015. Benchmarking des tarifs de transport applicable aux injections sur le réseau de transport belge et impact sur la compétitivité des producteurs et la sécurité d'approvisionnement en Belgique

Newbery, 2005. The regulatory framework for access pricing. Dans P.Vass (Ed.) *Access pricing, investment and efficient use of capacity in network industries – a comparative review of charging principles and structure*.

PWC, 2018. Détermination du mécanisme de rémunération de la capacité belge et préparation du cadre législatif.

RTE, 2018. Bilan Prévisionnel.

Deloitte.

Deloitte fait référence à un ou plusieurs cabinets membres de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, société de droit anglais (« private company limited by guarantee »), et à son réseau de cabinets membres constitués en entités indépendantes et juridiquement distinctes. Pour en savoir plus sur la structure légale de Deloitte Touche Tohmatsu Limited et de ses cabinets membres, consulter www.deloitte.com/about. En France, Deloitte SAS est le cabinet membre de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, et les services professionnels sont rendus par ses filiales et ses affiliés.

© 2019 Deloitte Finance. Une entité du réseau Deloitte

