

Proposition

(C)2425

23 juin 2022

Proposition de norme de fiabilité révisée pour le territoire belge

En application de l'article 7*undecies*, §7, deuxième alinéa de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
2. DETERMINATION DE LA NORME DE FIABILITE	5
2.1. ANALYSE DE LA NORME DE FIABILITE	5
2.2. DETERMINATION DE LA VALEUR DES COMPOSANTES VOLL ET CONE.....	6
2.3. DETERMINATION DE LA VALEUR DE LA NORME DE FIABILITE	9
2.4. REMARQUES.....	10
2.4.1. DETERMINATION DE LA TECHNOLOGIE DE REFERENCE.....	10
2.4.2. DETERMINATION DU VoLL ET DU CoNE	12
2.4.3. INTERPRETATION DE LA NORME DE FIABILITE.....	12
3. CONCLUSION	13

INTRODUCTION

En vertu de l'article 7undecies, §7, deuxième alinéa de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité), la COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) propose ci-après la norme de fiabilité pour le territoire belge.

Le calcul de la norme de fiabilité (en anglais « *Reliability Standard* » ou « RS ») est indissociablement lié à deux éléments : la valeur attribuée à une panne d'électricité (en Anglais : *Value of Lost Load* ou VoLL) et le coût de l'introduction d'une nouvelle capacité sur le marché (en Anglais : *Cost of New Entry* ou CoNE).

Dans sa lettre du 13 juin 2022, la ministre de l'Energie demande à la CREG de formuler une proposition de norme de fiabilité pour le 24 juin 2022. À cette fin, deux notes de la Direction générale Energie ont été ajoutées à la demande. La première note du 10 juin 2022 a pour titre « Estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour le territoire belge (VoLL) ». Cette note fixe l'estimation unique du VoLL pour le territoire belge. La deuxième note du 10 juin 2022 est intitulée « Détermination du coût d'un nouvel entrant (CoNE) ». Cette note précise les coûts d'un nouvel accès pour les technologies de référence.

Sur la base de ces deux notes contenant les calculs réalisés par l'autorité compétente selon la loi électricité (article 7undecies, § 7, alinéas 3 et 4) des composantes respectives de la norme de fiabilité (VoLL et CoNE) et de la méthode visée à l'article 23(6) du règlement (UE) n° 2019/943, la CREG fournit un calcul de la norme de fiabilité pour le territoire belge.

La présente proposition a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 23 juin 2022.

1. CADRE LEGAL

1. L'article 7undecies, § 7 de la loi électricité prévoit ce qui suit :

« § 7. Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre par le mécanisme de rémunération de capacité, correspond à la norme de fiabilité. Les courbes de demande sont calibrées afin que cette norme de fiabilité soit atteinte.

Sur proposition de la commission, basée sur la méthode visée à l'article 23(6) du Règlement (UE) n° 2019/943, le Roi détermine, après avis de la Direction générale de l'Energie et du gestionnaire du réseau, la norme de fiabilité. Les dispositions de l'article 7bis, § 2, s'appliquent comme critère de fiabilité, jusqu'au moment où le Roi a déterminé le critère de fiabilité en vertu de cet alinéa.

La Direction générale de l'Energie, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et la commission, est désignée comme l'autorité compétente pour établir l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée, visée à l'article 11 du Règlement (UE) 2019/943, et, pour la première fois, dans les six mois suivant la publication de la proposition approuvée, visée à l'article 23, alinéa 6, de celui-ci. Chaque estimation unique, établie par la Direction générale de l'Energie, est approuvée par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

La Direction générale de l'Energie est désignée pour déterminer le coût qu'un nouvel entrant, visé à l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Le coût qu'un nouvel entrant est approuvé par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

Pour l'établissement du rapport, des avis, des propositions et de la décision visés aux paragraphes 2 à 6, il est tenu compte de la norme de fiabilité en vigueur au 15 septembre de l'année précédant celle de la mise aux enchères. »

2. L'adoption de la norme de fiabilité pour la Belgique est requise en application de l'article 25 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après : le règlement électricité), qui prévoit notamment que :

« 1. Lorsqu'ils appliquent des mécanismes de capacité, les États membres disposent d'une norme de fiabilité. Une norme de fiabilité indique, d'une manière transparente, le niveau de sécurité d'approvisionnement nécessaire de l'État membre. En cas de zones transfrontalières de dépôt des offres, ces normes de fiabilité sont définies conjointement par les autorités concernées.

2. La norme de fiabilité est fixée par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. La norme de fiabilité est basée sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 6.

3. La norme de fiabilité est calculée en utilisant au moins le coût de l'énergie non distribuée et le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir sur une période déterminée et est exprimée sous la forme d'une «prévision d'énergie non desservie» et d'une «prévision de perte de charge». ».

L'article 2, 9° du règlement électricité définit le « coût de la charge perdue » (ou « coût de l'énergie non distribuée ») comme « une estimation, en EUR/MWh, du prix maximal de l'électricité que les consommateurs consentiraient à payer pour éviter une coupure ».

3. En outre, l'article 23(6) du règlement électricité prévoit que « *au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER un projet de méthode pour calculer: a) le coût de l'énergie non distribuée; b) le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir («cost of new entry») pour la production ou la participation active de la demande; et c) la norme de fiabilité visée à l'article 25. La méthode se fonde sur des critères transparents, objectifs et vérifiables.* »

4. La proposition de méthodologie mentionnée ci-dessus a été approuvée par l'ACER le 2 octobre 2020.

5. Dans sa décision SA.54915-2020/C du 27 août 2021 approuvant le mécanisme belge de rémunération de la capacité, la Commission européenne a expliqué l'engagement suivant pris par l'Etat belge (§ 28) :

“Belgium also committed to update the VOLL based on a new survey regarding willingness to pay, in line with the CONE/VOLL/RS methodology and, if needed, set a new reliability standard before September 2022, with a view to using the new reliability standard to determine the volume to be procured at the latest for the 2023 auction.”

2. DETERMINATION DE LA NORME DE FIABILITE

2.1. ANALYSE DE LA NORME DE FIABILITE

6. La norme de fiabilité pour le territoire belge indique de manière transparente quel est le niveau requis de sécurité d'approvisionnement en Belgique. Cette norme est utilisée dans l'application d'un mécanisme de rémunération de la capacité, notamment pour déterminer la courbe de demande lors de la vente aux enchères (quantité de capacité à acheter à un prix donné). Compte tenu de l'effet potentiel de distorsion du marché des mécanismes de capacité, il est important que la norme de fiabilité (ci-après : « RS ») soit calculée aussi précisément que possible à la lumière du marché de l'électricité concerné. Ainsi, la valeur attribuée à une panne d'électricité (ci-après : « VoLL ») et le coût d'un nouvel accès (ci-après : « CoNE ») doivent être évalués les uns par rapport aux autres.

7. La réglementation européenne impose un cadre contraignant pour le calcul de la norme de fiabilité, du VoLL et du CoNE, c'est-à-dire une méthodologie approuvée par l'ACER (ci-après : la « méthodologie ACER »). Les autorités compétentes impliquées dans le calcul de ces paramètres doivent suivre cette méthodologie. Une méthodologie harmonisée « *fosters the emergence of a well-functioning and transparent European electricity market, in line with the objective set out in Article 1(d) of Electricity Regulation* »¹. La méthodologie ACER prévoit que « *the calculated RS is expressed as 'loss of load expectation', which itself relies on VoLL, expressed based on 'expected energy not served'* ». Le calcul de la norme de fiabilité est donc indissociablement lié au calcul du VoLL. Cela est confirmé par l'ACER dans sa décision méthodologique du 2 octobre 2020.

8. La loi électricité prévoit, à l'article 7undecies, §7, troisième et quatrième alinéas, que la Direction générale Energie est l'autorité compétente pour le calcul du VoLL et des coûts d'un nouvel accès CoNE. Sur base de l'article 7undecies, §7, deuxième alinéa de la loi électricité, basé sur l'article 25(2) du

¹ACER Decision of 2 October 2020 on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard: Annex I, in accordance with with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

règlement électricité, la CREG est à son tour compétente pour soumettre une proposition concernant la norme de fiabilité.

9. L'article 25(2) du règlement électricité prévoit que la norme de fiabilité est établie sur la base de la méthodologie définie à l'article 23(6) du règlement électricité. Conformément à l'article 25(3) du règlement électricité, cette norme doit être calculée à l'aide du VoLL et du CoNE et est exprimée en tant que « prévision d'énergie non desservie » (en anglais « *Expected Energy Not Served* » ou « EENS ») et en tant que « prévision de perte de charge » (en anglais « *Loss of Load Expectation* » ou « LoLE »).

10. L'article 2(9) du règlement électricité définit le VoLL comme une estimation en EUR/MWh du prix maximum de l'électricité que les clients consentiraient à payer pour éviter l'indisponibilité. L'article 11(1) du règlement électricité prévoit que le VoLL est déterminé sur la base de la méthodologie définie à l'article 23(6) du règlement électricité.

11. Dans sa décision méthodologique du 2 octobre 2020, l'ACER expose la méthodologie de calcul du VoLL, du CoNE et du RS. Cette méthode est appelée méthodologie VoLL/CoNE/RS et, selon l'ACER, elle a pour objectif « *to derive realistic estimates of the cost of additional capacity resource and of consumers' willingness to pay in order to avoid a supply interruption, thereby helping to calculate a socioeconomically efficient RS* ».

2.2. DETERMINATION DE LA VALEUR DES COMPOSANTES VOLL ET CONE

12. Dans sa note « Estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour le territoire belge (VoLL) » du 10 juin 2022, la Direction générale Energie fournit l'estimation unique de la VoLL pour le territoire belge, qui est fixée à 12.832,48 EUR. Dans sa lettre du 13 juin 2022 dans laquelle la ministre de l'Energie demande à la CREG de formuler une proposition de norme de fiabilité pour le 24 juin 2022, la ministre reprend cette valeur comme seule estimation de la valeur de la charge perdue.

13. Dans sa note « Détermination du coût d'un nouvel entrant (CoNE) » du 10 juin 2022, la Direction générale Energie précise les coûts d'un nouvel accès pour les technologies de référence. Dans cette note, la Direction générale Energie recommande aux autorités compétentes de considérer la *Demand Response* (DSR) comme la technologie de référence pour la détermination de la norme de fiabilité pour le territoire belge, dont le coût fixe est estimé à 30 000 EUR/MW/an (CoNE_{fixé}) et le coût variable à 736,73 EUR/MWh (CoNE_{var}).

Dans sa lettre du 13 juin 2022 dans laquelle la ministre de l'Energie demande à la CREG de formuler une proposition de norme de fiabilité avant le 24 juin 2022, la ministre réitère cette recommandation d'utiliser la technologie de référence « DSR » avec les valeurs de 30 000 EUR/MW/an (CoNE_{fixé}) et 736,73 EUR/MWh (CoNE_{var}).

Il est utile de rappeler ici que la note ne fournit pas une mise à jour du CoNE_{var} des technologies de référence « CCGT » (en anglais : *Combined Cycle Gas Turbine*), « OCGT » (en anglais : *Open Cycle Gas Turbine*), « CHP » (en anglais : *Combined Heat and Power*) et « ICgas » (en anglais : *Internal Combustion Engines - gas*) par rapport aux valeurs de la note du 7 mai 2021 à ce sujet. Cette absence de mise à jour est due à la difficulté d'estimer l'évolution future des prix du gaz et du CO₂ compte tenu du contexte international actuel.

14. La CREG fait remarquer que la décision méthodologique de l'ACER, et en particulier son article 20, prévoit que la technologie de référence pour la norme de fiabilité fait partie de la détermination de la norme de fiabilité et ne fait donc pas partie de la détermination du CoNE. La détermination du CoNE fait référence à la détermination du CoNE de chaque technologie de référence.

15. La CREG constate que la note de la Direction générale Energie concernant le CoNE ne fournit pas le potentiel de capacité de chaque technologie de référence pour combler le déficit de capacité (article 10(6) de la décision méthodologique de l'ACER). A défaut, la CREG sélectionnera une technologie de référence pour la détermination de la norme de fiabilité de manière à correspondre le plus possible à la logique proposée par l'ACER, en tenant compte des précédents dans l'application du mécanisme de rémunération de la capacité (« CRM ») en Belgique. La CREG est d'avis que l'application du mécanisme de capacité en Belgique ne peut être cohérente que si l'on se réfère à la même technologie de référence pour déterminer les différents paramètres.

16. La CREG constate que dans le passé, la technologie « DSR » a toujours fait l'objet d'un traitement « spécifique » de la part des autorités, soit par son exclusion explicite en tant que technologie de référence, soit par l'octroi d'une valeur du CoNE supérieure à celle utilisée dans le cadre de la norme de fiabilité.

Lors de la première enchère CRM, qui a eu lieu en septembre 2021, la technologie « DSR » a été explicitement exclue en tant que technologie de référence lors de la détermination des valeurs intermédiaires, en raison, entre autres, du considérant selon lequel « ... la technologie relative à la réponse du marché est une catégorie hétérogène qui, dans la constellation actuelle, n'a pas de subdivision bien fondée en différentes sous-catégories... »².

Bien que la « DSR » n'ait pas été explicitement exclue lors de la fixation des valeurs intermédiaires pour la prochaine enchère en septembre 2022³, la variabilité des coûts dans cette catégorie hétérogène a été mentionnée dans les considérants (« *la note de la Direction générale de l'Energie du 7 mai 2021 a précisé que les coûts annuels fixes de la gestion de la demande varient de 20 €/kW pour une capacité supplémentaire de 500 MW à 80 €/kW pour une capacité supplémentaire de 2000 MW* ») et un CoNE pour la « DSR » de 50 €/kW/an a été établi (donc 150 % plus élevé que le CoNE utilisé dans la détermination du CoNE dans le cadre du critère de fiabilité).

17. La CREG constate également que le plafond de prix applicable dans les enchères de capacité (CRM) n'est pas basé sur la technologie « DSR ». Le prix maximum global appliqué lors de la première enchère CRM (qui a eu lieu en septembre 2021) a été fixé à 75 000 €/MW/an et la capacité maximale de cette enchère pouvait être achetée à un maximum de 50 000 €/MW/an⁴. Le prix maximum de 50 000 €/MW/an devrait correspondre au coût net du meilleur nouvel entrant (Net-CoNE). Les considérants de l'arrêté ministériel du 30 avril 2021 montrent que les 50 000 EUR/MW/an reposent sur d'autres arguments que le choix de la meilleure technologie de référence (c'est-à-dire une turbine

² Cf. arrêté ministériel du 30 avril 2021 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2021 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limite(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité

³ Cf. arrêté ministériel du 15 septembre 2021 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2022 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limite(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité

⁴ Cf. arrêté ministériel du 30 avril 2021 portant instruction au gestionnaire du réseau pour organiser la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité débutant le 1^{er} novembre 2025, les paramètres nécessaires à l'organisation de la mise aux enchères précitée, le volume maximal de capacité pouvant être contracté avec tous les détenteurs de capacité non prouvée, et portant le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité, conformément à l'article 7undecies, § 6, alinéa 1^{er} de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité 2021

à gaz à cycle ouvert selon les simulations d'Elia dans le rapport de calibrage) et le net-CoNE correspondant.

Les mêmes prix maximums ont également été confirmés pour la deuxième enchère CRM, qui aura lieu en septembre 2022⁵. Aucune technologie de référence n'a été explicitement retenue pour cette deuxième enchère non plus. Les considérants de l'arrêté ministériel du 30 mars 2022 mentionnent cependant ce qui suit :

« ...Considérant que la sélection de la gestion de la demande comme technologie de référence pourrait conduire à ce qu'un grand volume de capacités ne soit pas offert lors de l'enchère et qu'il n'y a aucune certitude à l'heure actuelle qu'une ou plusieurs catégories de coûts de gestion de la demande pourraient à elles seules remplir le volume requis ou seraient disposées à le faire ;... »

18. En outre, la CREG constate que dans son projet d'« analyse technico-économique consistant à examiner les offres et le résultat des enchères »⁶ sur lequel une consultation publique a été organisée entre le 14 et le 25 mars 2022, la Direction générale Energie propose dans sa recommandation A04 2°) que la DSR ne soit plus prise en compte dans la liste de technologies permettant la détermination du prix maximum (voir conclusion à la page 66 de l'analyse).

19. Les résultats de la première mise aux enchères en 2021⁷ montrent que la part de la gestion de la demande est très limitée (287 MW sur une capacité totale sélectionnée de 4457 MW). Toutefois, il convient de noter qu'il s'agissait d'une enchère Y-4 et que le volume de DSR dans l'enchère Y-1 sera peut-être plus élevé. En outre, la capacité requise est principalement fournie par des unités thermiques à gaz, l'unité la plus chère sélectionnée lors de l'allocation supplémentaire en mars/avril 2022 étant une unité TGV.

Compte tenu du fait que la plupart des nouvelles capacités contractées lors de la vente aux enchères « Y-4 » de 2021 sont des centrales alimentées au gaz et que le CoNE d'une OCGT est inférieur au CoNE d'une CCGT, la technologie « OCGT » est considérée comme le meilleur nouvel entrant.

20. La CREG note que selon l'estimation de la Direction générale Energie, la « DSR » est la technologie la moins chère mais dont le potentiel n'a pas été quantifié. La CREG tient à souligner l'importance d'obtenir une estimation du potentiel des différentes technologies de référence. À cet égard, la CREG estime qu'il est utile de diviser les catégories hétérogènes, telles que la DSR, en plusieurs sous-catégories. En outre, le potentiel de capacité (indéterminé) est considéré comme insuffisant pour combler le déficit de capacité sur le territoire belge. C'est également ce qui est indiqué dans les considérants des arrêtés ministériels susmentionnés. Bien que la CREG ne dispose pas elle-même d'une estimation du potentiel DSR, elle considère qu'une estimation régulière de ce potentiel est utile dans la perspective d'une électrification croissante et donc probablement d'un potentiel DSR croissant.

⁵ Voir arrêté ministériel du 30 mars 2022 portant instruction au gestionnaire du réseau pour organiser la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité débutant le 1^{er} novembre 2026, les paramètres nécessaires à l'organisation de la mise aux enchères précitée, le volume maximal de capacité pouvant être contracté avec tous les détenteurs de capacité non prouvée, et portant le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité, conformément à l'article 7undecies, § 6, alinéa 1^{er} de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Consultation-publique-analyse-techno-economique.pdf>

⁷ Voir le rapport de mise aux enchères CRM, https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/grid-data/adequacy/crm-auction-results/20211031_y-4-auction-report-for-delivery-period-2025-2026_fr.pdf

21. Sur la base des éléments précités, la CREG estime que le plus opportun serait de retenir la technologie « OCGT » comme technologie de référence pour la détermination de la norme de fiabilité. Les éléments ci-dessus et les résultats des enchères de capacité connus entre-temps expliquent pourquoi la CREG estime nécessaire d'actualiser le choix de la technologie de référence « DSR » dans sa proposition (C)2243 du 28 mai 2021⁸. La CREG constate que le CoNE pour la technologie de référence « OCGT » (« Open Cycle Gas Turbine ») est fixé par la Direction générale Energie à 67.000 EUR/MW/an (CoNE_{fixed}) et à 80,0 EUR/MWh (CoNE_{var}).

2.3. DETERMINATION DE LA VALEUR DE LA NORME DE FIABILITE

22. L'article 7undecies, §7 de la loi électricité donne l'interprétation suivante de la norme de fiabilité : « *Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre par le mécanisme de rémunération de capacité, correspond à la norme de fiabilité. Les courbes de demande sont calibrées afin que cette norme de fiabilité soit atteinte.* ».

23. Dans sa décision méthodologique du 2 octobre 2020, l'ACER fournit l'équation suivante pour déterminer la norme de fiabilité :

$$LoLE = \frac{CoNE_{fixed}}{VoLL - CoNE_{var}}$$

L'application de l'équation aux valeurs fixées par la Direction générale Energie (pour la technologie de référence « OCGT ») et présentée au point 2.2 donne le résultat suivant :

$$\frac{67.000 \text{ EUR/MW/an}}{12.832,48 \text{ EUR/MWh} - 80,0 \text{ EUR/MWh}} = 5h 15min$$

Ce qui conduit à une norme de fiabilité (correspondant à la LoLE de la technologie retenue « OCGT ») pour le territoire belge de 5 heures et 15 minutes.

Pour l'interprétation de cette valeur, il est renvoyé à l'article 2(52) de la loi électricité. L'article 2(52) de la loi électricité propose la définition suivante. « *« LoLE » : Loss Of Load Expectation, à savoir un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale* ».

Il est également utile de rappeler ici la définition de la LoLE dans la décision méthodologique de l'ACER. L'article 2(2)(aa) de la décision méthodologique de l'ACER propose la définition suivante : « *Loss of load expectation (LoLE) means the expected number of hours, in a given geographic area and in a given time period, during which capacity resources are insufficient to meet the demand and hence positive ENS⁹ occurs* ».

⁸ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/C2243FR.pdf>

⁹ ENS: energy not served, EENS: expected energy not served

2.4. REMARQUES

2.4.1. DETERMINATION DE LA TECHNOLOGIE DE REFERENCE

24. La CREG note que pour la détermination de la valeur de la norme de fiabilité, la Direction générale Energie recommande le CoNE de la « *Demand Response* » (DSR).

25. La note de la Direction générale Energie « *Détermination du coût d'un nouvel entrant (CoNE)* » fournit également le CoNE (fixe et variable) pour toutes les technologies de référence retenues dans la note. Le tableau 7 de cette note est reproduit ci-dessous.

Tableau 7: $CoNE_{fixed, RT}$ et $CoNE_{var, RT}$

Reference technology	$CoNE_{fixed, RT}$ [€/kW/y]	Variable costs [€/MWh]
Open cycle gas turbine (OCGT)	67	80,0 ^(a)
Combine cycle gas turbine (CCGT)	96	49,8 ^(a)
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	93	93,9 ^(a)
CHP	152	53,1 ^(a)
Photovoltaics (PV)	8823	0 ^(b)
Wind onshore	1814	0 ^(b)
Wind offshore	2774	0 ^(b)
Battery storage	140	#N/A
Demand Response	30	736,73 ^(c)

(a) Fichtner (2020) - ces coûts ne tiennent pas compte de l'évolution des prix du gaz et du CO2 liée à la guerre en Ukraine

(b) Fraunhofer (2018)

(c) <https://www.elia.be/en/suppliers/supplier/energy-purchases/strategic-reserve-volume-and-prices>

Les technologies de référence *Demand Response* (DSR), *Open cycle gas turbine* (OCGT) et *Combined cycle gas turbine* (CCGT) sont prises en compte dans la note de la Direction générale Energie pour la détermination de la norme de fiabilité, après quoi une discussion plus approfondie conduit à la recommandation du DSR comme technologie de référence pour la détermination de la norme de fiabilité pour le territoire belge.

La CREG présente ci-dessous la LoLE des trois technologies de référence prises en considération par la Direction générale Energie pour la détermination de la norme de fiabilité conformément à l'équation appliquée au point 2.3.

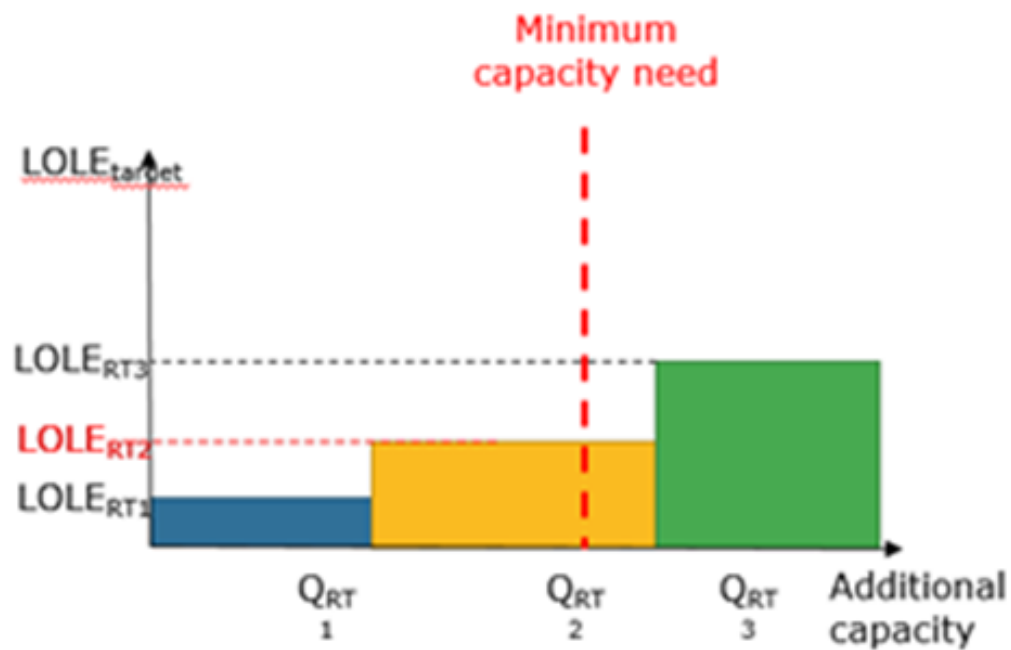
	LoLE
Demand response	2h29min
Open cycle gas turbine	5h15min
Combined cycle gas turbine	7h31min

La CREG fournit ce tableau parce que la décision méthodologique de l'ACER, et en particulier son article 20, prévoit que la technologie de référence pour la norme de fiabilité fait partie de la détermination de la norme de fiabilité et ne fait donc pas partie de la détermination du CoNE. La détermination du CoNE fait référence à la détermination du CoNE de chaque technologie de référence.

La décision méthodologique de l'ACER prévoit que la norme de fiabilité est la LoLE minimale, qui dispose d'un potentiel de capacité suffisant pour répondre au besoin de capacité minimale afin de combler le déficit de capacité (article 20(3-6) de la décision méthodologique de l'ACER).

La CREG constate que la note de la Direction générale Energie ne fournit pas le potentiel de capacité de chaque technologie de référence pour couvrir le déficit de capacité (article 10(6) de la décision méthodologique de l'ACER).

Par conséquent, sur base des informations fournies, la CREG ne peut pas quantifier le diagramme ci-dessous pour la Belgique et y sélectionner la technologie de référence pour la norme de fiabilité.



La sélection par la Direction générale Energie de la DSR comme technologie de référence pour le calcul de la norme de fiabilité est basée sur l'hypothèse que la DSR doit avoir le potentiel de capacité pour combler le déficit de capacité sur le territoire belge.

2.4.2. DETERMINATION DU VoLL ET DU CoNE

26. Il n'est pas de la compétence de la CREG de proposer ou de déterminer les VoLL ni les CoNE. La CREG n'est compétente ni pour la validation des valeurs estimées pour les composantes de la norme de fiabilité ni pour la validation de la conformité de ces composantes avec le règlement électricité et la décision méthodologique de l'ACER.

27. La CREG peut confirmer son implication, telle que prescrite par l'article 7undecies §7 de la loi électricité, dans le suivi de la détermination de la VoLL par la Direction générale Energie. La VoLL de 12.832,48 EUR/MWh déterminée par la Direction générale Energie et utilisée pour déterminer la norme de fiabilité de 5h15min a été générée en appliquant la méthode « willingness to pay » à l'aide d'une étude de marché belge (questionnaire) via un échantillon de ménages (B2C) et un échantillon de non-ménages (B2B). La CREG est d'avis qu'il était question d'une coopération constructive, ce qui n'empêche pas d'améliorer l'enquête et le traitement statistique. Par exemple, la CREG n'exclut pas la représentation relativement forte des (grandes) entreprises (plus de 20 membres du personnel), sachant que selon la décision méthodologique de l'ACER, seuls les consommateurs d'électricité interruptibles sont pris en compte. En outre, lors de la pondération de la VoLL des deux segments pour arriver à une VoLL unique, il a été décidé de donner aux ménages (B2C) une pondération de 40 % et aux non-ménages (B2B) une pondération de 60 %.

28. En ce qui concerne la détermination du CoNE, la CREG estime qu'il serait utile à l'avenir de calculer les valeurs du CoNE de toutes les sous-catégories pour lesquelles un facteur de réduction a été déterminé. En outre, la CREG ne voit pas clairement comment le WACC fixe a été calculé lors de la détermination du CoNE dans le contexte de la norme de fiabilité et si cette valeur est cohérente avec l'utilisation d'un WACC variable par technologie dans tous les autres calculs du mécanisme de rémunération de la capacité. Enfin, la CREG est d'avis que l'estimation du potentiel des différentes technologies de référence devrait être quantifiée.

2.4.3. INTERPRETATION DE LA NORME DE FIABILITE

29. Il est important d'interpréter correctement la valeur de la norme de fiabilité. En effet, cette norme ne signifie pas qu'en moyenne autant d'heures seront déconnectées dans la réalité.

L'existence de capacités hors marché est un facteur important dans l'interprétation de la norme de fiabilité. Dans son étude de juin 2019 sur la sécurité d'approvisionnement, Elia n'a pas tenu compte des réserves lors du calcul du nombre attendu d'heures de déconnexion (LoLE). Dans son étude, elle a donc parlé explicitement de « market-LoLE », c'est-à-dire du nombre d'heures pendant lesquelles l'offre sur le marché (journalier ou infrajournalier) ne peut pas répondre à la demande. Toutefois, cela ne signifie pas que la déconnexion sera effectivement nécessaire chaque fois que le marché ne parviendra pas à satisfaire la demande. En effet, il existe également des capacités en dehors du marché journalier ou infrajournalier, comme les réserves d'équilibrage et la gestion implicite de la demande. Cela réduit encore le nombre d'heures LoLE réelles. Et ce sont les heures LoLE réelles qui sont finalement pertinentes.

3. CONCLUSION

30. Considérant que la CREG est compétente pour proposer la norme de fiabilité pour le territoire belge en application de l'article 7undecies, §7, deuxième alinéa de la loi électricité,

Considérant le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité,

Considérant la décision méthodologique du 2 octobre 2020 de l'ACER pour déterminer la norme de fiabilité,

Considérant la note « *Estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour le territoire belge (VoLL)* » du 10 juin 2022 de la Direction générale Energie et son estimation unique du VoLL pour le territoire belge de 12.832,48 EUR/MWh,

Considérant la note « *Détermination du coût d'un nouvel entrant (CoNE)* » du 10 juin 2022 de la Direction générale Energie et son estimation du CoNE des technologies de référence au profit de la détermination de la norme de fiabilité,

Considérant que la CREG estime que la technologie « OCGT » (« Open Cycle Gas Turbine ») est la technologie la plus appropriée pour l'actualisation de la norme de fiabilité compte tenu des précédents dans l'application et des résultats des enchères de capacité, le CoNE étant fixé par la Direction générale à 67.000 EUR/MW/an (CoNE_{fixed}) et à 80,0 EUR/MWh (CoNE_{var}),

La CREG constate que les composantes de la norme de fiabilité fournies conduisent à une norme de fiabilité de 5h15min.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction