

Lignes directrices

(R)2129

1^{er} juin 2023

Lignes directrices précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement – version 2

Article 3, § 3, de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils
d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement
et la procédure de classement

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL.....	3
2. CONSULTATION DES ACTEURS DU MARCHE.....	4
2.1. Consultation de 2023	4
2.2. Consultation de 2021.....	5
3. LIGNES DIRECTRICES RELATIVES A L'APPLICATION DE CRITERES D'ELIGIBILITE DES COUTS	10
3.1. Critères d'éligibilité des coûts applicables à toutes les capacités	10
3.1.1. Être une dépense d'investissement	11
3.1.2. Être relative à un investissement initial	11
3.1.3. Être relative à un investissement non-récurrent	11
3.1.4. Être relative à un investissement commandé à partir de la date de la publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue et réalisé au plus tard le jours précédant le premier jours de la période de fourniture de capacité.....	11
3.1.5. Être relative à un investissement nécessaire à la fourniture de la capacité dès la première période de fourniture couverte par le contrat de capacité	12
3.1.6. Être relative à la construction et/ou à la fourniture des éléments techniques physiques essentiels de la capacité.....	12
3.1.7. Être relative à un investissement commandé/réalisé aux fins d'offrir au marché belge de la capacité additionnelle	13
3.2. Critères additionnels d'éligibilité des coûts applicables aux capacités existantes	14
3.2.1. Permettre la mise en conformité avec les nouvelles normes dont le respect est exigé dans le cadre de la préqualification	14
3.2.2. Augmenter la puissance installée de l'installation.....	15
3.2.3. Augmenter la durée de vie technique d'une installation en fin de vie.....	15
3.2.4. Connecter la capacité à la zone de réglage belge	16
4. CAS PRATIQUES.....	16
4.1. Contrats EPC (<i>Engineering, Procurement and Construction</i>).....	16
4.2. Modalités d'allocation des coûts éligibles	16
4.3. Capacité dont les coûts d'investissement baissent	17
4.4. MW éligibles	17
5. EXEMPLES DE COUTS POTENTIELLEMENT ELIGIBLES ET DE COUTS NON ELIGIBLES	18
5.1. Cas d'une unité de production thermique de type TGV	18
5.2. Cas du stockage par prélèvement d'électricité sur le réseau en vue de sa réinjection	20
5.2.1. Cas d'une batterie	20
5.2.2. Cas d'une unité de pompage/turbinage	22
5.2.3. Cas d'une installation de conversion de l'électricité en hydrogène ou en méthane.....	22
5.3. Cas du stockage en vue d'une réduction du prélèvement d'électricité sur le réseau.....	22
5.4. cas de la cogénération	23

INTRODUCTION

Les présentes lignes directrices s'inscrivent dans le cadre de la mise en œuvre du mécanisme de rémunération de capacité (ci-après : CRM). Elles ont pour but de communiquer aux acteurs du marché des précisions au sujet des conditions d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement d'une capacité dans une catégorie de capacité donnant droit à un contrat de capacité de maximum 3, 8 ou 15 périodes de fourniture.

Les adaptations à la version 1 des lignes directrices¹ ont pour but, d'une part, de les aligner avec la proposition² de modification de l'arrêté royal fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement (ci-après : l'arrêté royal du 4 juin 2021) pour laquelle une consultation publique a été organisée concomitamment à la consultation sur les lignes directrices et, d'autre part, de fournir un exemple de coûts potentiellement éligibles pour la cogénération (pour l'enchère de 2022, cet exemple avait déjà été fourni par la CREG dans le Q&A publié sur son site.

1. CADRE LEGAL

1. En application de l'article 7undecies, § 9 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité telle que modifiée par la loi du 22 avril 2019, le Roi a, sur la base des propositions de la CREG (C)1907 du 12 décembre 2019 et (C)2135 du 4 février 2021, adopté le 4 juin 2021 un arrêté royal fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement, en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités (ci-après : l'« arrêté royal du 4 juin 2021 »).

2. L'article 3, §§ 1^{er} et 2 de l'arrêté royal du 4 juin 2021 expose les principes d'éligibilité des coûts pris en compte pour ce classement.

« Art. 3. § 1er. Les coûts d'investissement éligibles, à l'exclusion des autres coûts, sont pris en compte en vue du classement d'une capacité dans une catégorie de capacité.

Les coûts éligibles sont les dépenses d'investissement initiales et non-récurrentes, commandées à partir de la date de la publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue et réalisées au plus tard le jour précédant le premier jour de la période de fourniture de capacité, nécessaires à la construction et/ou à la fourniture des éléments techniques physiques essentiels de la capacité, et aux fins d'offrir au marché belge de la capacité additionnelle dès la première période de fourniture de capacité couverte par le contrat de capacité.

§ 2. Pour les capacités existantes, les dépenses ayant pour effet d'offrir de la capacité additionnelle sont les dépenses suivantes :

1° les dépenses dont il est démontré qu'elles sont rendues nécessaires pour permettre à la capacité de se mettre en conformité avec de nouvelles normes dont le respect est exigé dans le cadre de la préqualification ;

¹ Lignes directrices de la CREG (c)2129 du 10 juin 2021 précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement

² Proposition d'adaptation de l'arrêté royal fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement (C)2516 du 30 mars 2023

2° les dépenses nécessaires pour augmenter la puissance nominale de référence de la capacité ou la durée de vie technique de l'installation ;

3° pour les capacités étrangères directes, les dépenses nécessaires au raccordement de l'unité à un réseau relevant de la zone de réglage belge. »

3. Le paragraphe 3 de cet article prévoit que :

« Après consultation des acteurs du marché, la commission établit des lignes directrices en vue de préciser les conditions d'éligibilité des coûts définis aux paragraphes 1^{er} et 2. »

L'objectif des présentes lignes directrices est la mise en œuvre de l'article 3, § 3, de l'arrêté royal du 4 juin 2021.

4. La proposition de la CREG 2516³ insère un deuxième alinéa à l'article 3, §1^{er} de l'arrêté royal du 4 juin 2021 formulé de la façon suivante :

« Par dérogation à l'alinéa 2, les dépenses d'investissement commandées jusqu'à un an précédant la date de la publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue sont éligibles, à condition que l'offre retenue concerne une période de fourniture de capacité pour laquelle, au moment de l'entrée en vigueur de l'arrêté royal du [DATE] [modifiant l'arrêté royal du 4 juin 2021...] une mise aux enchères quatre avant ne puisse plus/pas être organisée. »

La modification apportée au point 3.1.4. des présentes lignes directrices est donc conditionnée à l'adoption de cette disposition par un arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 4 juin 2021. Cette façon de procéder vise à permettre l'application de la nouvelle disposition dès la prochaine enchère de capacité visée.

2. CONSULTATION DES ACTEURS DU MARCHÉ

2.1. CONSULTATION DE 2023

5. Le Comité de direction de la CREG a décidé, en vertu de l'article 23, § 1er, de son règlement d'ordre intérieur, dans le cadre de la présente décision, d'organiser une consultation publique sur son site Web du 17.02.2023 au 10.03.2023. Celle-ci se limitait aux modifications apportées aux lignes directrices – version 1.

6. Quatre réponses ont été reçues dont deux non-confidentielles (Febeliec et FEBEG) et deux confidentielles (Engie et Centrica). Celles-ci reprennent également les réactions de ces acteurs du marché à la consultation publique organisée concomitamment par la CREG au sujet d'une révision de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement. Par ailleurs, certains points abordés par les répondants dépassent le cadre de ces deux consultations.

³ Proposition d'adaptation de l'arrêté royal fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement (C)2516 du 30 mars 2023

7. La CREG a donc établi un rapport de consultation commun. Celui-ci sera publié lors de la publication de la proposition de révision de l'arrêté royal du 4 juin 2021.

2.2. CONSULTATION DE 2021

8. La CREG a contacté les participants à la *Task Force* CRM en avril 2020 dans le but de collecter les informations suivantes :

- *Type(s) of capacity(s)/project(s) that you are considering for participation in the CRM and for which investment should, in your opinion, be covered by a multi-year capacity contract;*
- *For each type of capacity/project, the list of investments (according to sufficiently precise categories, without being too detailed), without mentioning the amounts;*
- *For each investment, an indication that this investment, in your opinion, falls within the eligibility criteria set out in Article 3, § 1 of the aforementioned draft Royal Decree;*
- *Where applicable, any difficulties you encounter in assessing the eligibility of certain costs against the eligibility criteria.*

9. Il ressortait des réponses reçues que c'était principalement l'application des critères d'éligibilités aux investissements relatifs aux unités de production qui nécessitait des clarifications. En effet, selon certains acteurs du marché :

- la définition de coûts éligibles faisait appel à des notions sujettes à interprétation dont la signification devait être précisée de façon à établir une scission claire entre les différents coûts d'investissement. Étaient citées les notions de :
 - élément essentiel de la capacité ;
 - coût récurrent / non-récurrent ;
 - standards environnementaux (quid des standards de sécurité ?) ;
 - durée de vie technique.
- la définition de coûts éligibles ne correspondait pas toujours à la réalité de terrain, ce qui pouvait la rendre sujette à interprétation. Deux cas particuliers étaient fréquemment cités :
 - la difficulté d'établir la distinction entre éléments physiques et non physiques dans le cadre d'un contrat « EPC » (*Engineering, Procurement & Construction*) ;
 - pour une capacité existante, la difficulté de scinder les coûts d'investissement liés à une maintenance (récurrent ou suite à une panne) de ceux liés à une extension de capacité, à une extension de la durée de vie ou à une augmentation de l'efficacité. (le *major overhaul* associé à une extension de la durée de vie est-il éligible ?, l'investissement lié à la réparation d'une panne qui entraîne une augmentation de la capacité est-il éligible ?).

10. Un premier projet de lignes directrices clarifiant ces notions/situations et fournissant des exemples de coûts éligibles/non-éligibles a été soumis aux participants à la première enquête pour évaluer dans quelles mesures celles-ci apportaient des réponses à leurs interrogations. Les participants ont eu l'occasion d'en faire part à la CREG lors de réunions et par écrit en octobre 2020.

11. Un projet de décision tenant compte des remarques reçues a ensuite été soumis à la consultation publique du 30 octobre au 20 novembre 2020.

12. La CREG a reçu dix réponses émanant de Febeliec, Febeg, Centrica Business Solutions (CBS), Advanced Power, Zandvliet Power, RWE, Rent-A-Port Green Energy (ci-après : Rent-A-Port), Siemens, Luminus et Engie dont une réponse partiellement confidentielle et trois réponses confidentielles.

13. Les commentaires relatifs aux seuils d'investissements sortent du cadre de la présente consultation. La CREG renvoie à ce sujet à l'exposé des motifs de la proposition (C)1907.

14. Certains commentaires de Febeg sont repris par plusieurs intervenants :

- Engie et [CONFIDENTIEL] indiquent pleinement soutenir les commentaires de Febeg ;
- Zandvliet Power reprend les commentaires de Febeg relatifs aux points 3.1.4., 3.2.3., 4.1. et 4.4. ;
- RWE reprend les commentaires de Febeg relatifs aux points 3.1.4., 4.4. et 5.1. ;
- [CONFIDENTIEL].

Les commentaires sont traités selon la structure des lignes directrices, en mentionnant d'abord le critère d'éligibilité visé.

3.1.1. [CONFIDENTIEL]

15. [CONFIDENTIEL].

3.1.4. Être relative à un investissement commandé à partir de la date de la publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue et réalisé au plus tard le jours précédant le premier jours de la période de fourniture de capacité

16. Febeg attire l'attention sur le fait que la réception finale de l'installation (*commissioning*) est souvent postérieure à la date de mise en service et que la réception des factures définitives peut avoir lieu plusieurs années plus tard.

La CREG confirme qu'elle ne tiendra compte ni de la date de facturation, ni de la date de réception finale de l'installation mais de la date de réalisation. Cette réalisation sera considérée comme effective lorsque la capacité sera en mesure d'assurer la disponibilité de la capacité contractée. Ce point est précisé dans les lignes directrices.

17. Febeg indique que le retard de facturation ou de réception finale de l'installation pourrait ne pas permettre l'établissement du dossier de clôture de l'investissement 24 mois après le début de la période de livraison.

En l'absence de facture de clôture pour raison de litige en cours, une solution pragmatique sera trouvée. S'il s'agit d'un litige financier, le montant jugé correct par le fournisseur de capacité sera pris en compte, en cas de litige technique, une facture *pro-forma* établie par le fournisseur pourra être prise en compte.

3.1.6. Être relatif à la construction et/ou à la fourniture des éléments techniques physiques essentiels de la capacité

18. Febeg indique que les notions de '*règles de l'art*' ou de '*essentiel*' laissent trop de place à l'interprétation.

La CREG rappelle que les critères doivent pouvoir s'appliquer à tout type de capacité, ce qui nécessite une formulation générale mais estime que la liste de coûts éligibles/non éligibles apporte une clarté suffisante. Par ailleurs, elle constate que Febeg ne soumet aucune proposition.

19. Zandvliet Power interprète les dépenses de '*raccordement aux réseaux d'électricité, gaz, eau, égouts (jusqu'au point de raccordement au réseau public)*' comme excluant la connexion à un réseau fermé de distribution (CDS) ou à un réseau privé.

Cette interprétation n'est pas correcte. La CREG signifie par ce critère que l'ensemble des coûts de raccordement à charge du fournisseur de la capacité sont éligibles, jusqu'à la limite extrême que constitue le réseau public. Qu'un raccordement ne nécessite pas de rejoindre le réseau public ne le rend pas inéligible pour autant.

20. [CONFIDENTIEL].

21. [CONFIDENTIEL].

3.1.7. Être relative à un investissement commandé/réalisé aux fins d'offrir au marché belge de la capacité additionnelle

22. Febeliec, CBS et Rent-A-Port critiquent le principe selon lequel seuls les investissements qui augmentent la puissance installée sont éligibles. Ils estiment qu'exclure les investissements qui augmentent la durée d'effacement de la demande ou la durée de stockage d'une batterie sans modifier leur capacité installée est discriminatoire et injustifié puisque les kWh additionnels contribuent à la sécurité d'approvisionnement.

La CREG est d'avis que l'égalité de traitement est respectée dans la mesure où ce type d'investissement n'est éligible pour aucun type de capacité.

Par ailleurs, étant donnée la possibilité donnée à chaque offre de capacité de choisir le facteur de réduction associé à la capacité offerte, le contrôle de ce type d'investissement s'avère pratiquement impossible, ce qui pourrait entraîner des distorsions de concurrence.

23. Selon Febeg une extension de durée de vie d'une capacité pourrait ne pas mener à l'ajout de MW. Pour la CREG, c'est toujours la cas puisque les coûts éligibles pris en compte sont relatifs à la rénovation en profondeur d'une capacité en fin de vie technique dont la capacité serait devenue nulle sans cet investissement (cf. note de bas de page au point 3.1.6).

24. Dans la liste des coûts exclus du fait de l'application du critère sont mentionnés les investissements visant à accroître la fiabilité de l'installation. Pour Febeg, l'investisseur devrait pouvoir choisir le niveau de redondance/de fiabilité d'une nouvelle capacité.

La CREG ne partage pas cet avis. Elle estime que pour assurer l'égalité de traitement entre les différents projets, seuls les investissements nécessaires doivent être pris en compte pour le classement dans une catégorie de capacité. L'investisseur a toutefois la liberté de réaliser les investissements additionnels qu'il souhaite et d'inclure leur coût dans son offre.

25. Cette liste exclu le coût de réalisation d'une cheminée de *by pass*, sauf si un expert atteste de la fin de vie technique de la turbine à vapeur d'une unité TGV. Febeg considère que la fin de vie économique devrait également être prise en compte.

Les avantages et inconvénients relatifs à l'octroi de contrats de long terme aux capacités nécessitant des investissements significatifs et des contrats d'un an aux capacités existantes sont repris dans divers documents de travail de la DG Compétition et notamment au point 4.2. de son rapport final « *Designing a competitive bidding process, and ensuring competition between new and existing capacity*⁴ ».

La DG compétition y note que :

4.2. Contract lengths

*Depending on the financing arrangements for new power plants in a Member State, the contract lengths available may have a significant impact on the extent to which new projects can compete with existing projects. A longer contract provides additional certainty which can reduce the cost of financing a new project by allowing the investor to spread any debt service costs over the life of the contract. This could reduce the capacity price required per year, and help ensure a new project is competitive against existing projects in the market.
(...)*

Ceci motive la non éligibilité des coûts d'investissement relatifs à des capacités existantes qui n'ajoutent pas de MW dans le système.

26. [CONFIDENTIEL].

3.2. Critères additionnels d'éligibilité des coûts applicables aux capacités existantes

3.2.1. Permettre la mise en conformité environnementale

27. Febeg se demande pourquoi seuls les critères environnementaux sont pris en compte.

Selon la CREG, peuvent être considérés comme éligibles les coûts liés à un investissement rendu nécessaire pour mettre la capacité en conformité avec toute nouvelle norme entrant en vigueur entre la date de publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue et le jour précédant le premier jour de la période de fourniture de capacité, dont le respect est requis pour se conformer aux conditions de la préqualification en vue de la participation à l'enchère de capacité. A cet égard, un lien direct doit exister entre le respect de la nouvelle exigence légale et l'investissement projeté. Le dossier devra démontrer concrètement la nécessité de cet investissement. La clarification est apportée dans la proposition d'arrêté royal seuils et critères d'investissement.

3.2.3. Augmenter la durée de vie technique d'une installation en fin de vie

28. Engie considère que les critères proposés sont trop restrictifs et réduisent fortement les possibilités pour les capacités existantes d'obtenir un contrat de long terme. Associé à un prix intermédiaire trop bas, ceci pourrait conduire à la sortie de certaines unités du marché.

⁴ http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_working_group_april2015.pdf

Selon la CREG, le problème soulevé sort du cadre de la présente consultation puisqu'il a trait à la détermination du plafond de prix intermédiaire. En effet, en termes de besoin d'investissement, ceux-ci sont limités pour une capacités existantes qui n'est pas en fin de vie technique et dont la provision pour gros entretiens est couverte et doivent donc pouvoir être couverts par l'obtention de contrats de capacité d'un an.

29. La CREG fixe trois conditions cumulatives à remplir pour qu'une capacité existante soit considérée comme en fin de vie technique, dont la notification de la fermeture définitive ou de la réduction structurelle de capacité. Febeg conteste cette disposition parce celle-ci est irrévocable.

La CREG estime que cette condition doit être maintenue parce qu'elle permet de garantir que la capacité est effectivement en fin de vie technique. Dans ce cas, une nouvelle autorisation individuelle de production doit effectivement être obtenu, mais tenant compte du fait que cette unité nécessite une rénovation en profondeur et donc une modification des caractéristiques techniques, il semble inévitable que l'autorisation individuelle de production doive être renouvelée.

30. Febeg suggère que l'expert atteste de la fin de vie technique ou économique.

Pour les raisons évoquées précédemment, la CREG considère que seule la fin de vie technique doit être prise en compte.

31. Febeg souhaiterait que les coûts de réparation consécutifs à un incident majeur non couverts par les assurances soient éligibles.

La CREG n'y est pas favorable dans la mesure où il appartient à chaque détenteur de capacité de décider de la couverture d'assurance qu'il veut. Une couverture insuffisante ne peut donner un accès privilégié à un contrat pluriannuel.

4.1. Contrat EPC

32. Febeg note une incohérence entre le second paragraphe du point 4.1. et le point 5.1..

La CREG a apporté l'adaptation nécessaire au point 4.1.

4.2. Modalités d'allocation des coûts éligibles

33. Zandvliet Power indique que le traitement des offres liées n'est pas mentionné et demande une clarification au sujet des informations à communiquer lorsque le dossier d'investissement a trait à des capacités liées.

La procédure d'introduction des dossiers sera précisée ultérieurement. Un seul dossier d'investissement devra être introduit, celui-ci devra contenir le détail des investissements par capacité, les coûts des infrastructures communes, sans répartition de celles-ci entre les capacités.

34. [CONFIDENTIEL].

4.4. MW éligibles

35. Febeg suggère que ce soit la '*puissance nominale de référence déclarée*' qui soit employée.

La CREG considère que c'est la '*puissance nominale de référence*' qui doit être prise en compte pour le classement. Toutefois, ex ante, lorsque celle-ci n'a pas encore pu être déterminée, la '*puissance nominale de référence déclarée*' sera utilisée. La précision est apportée.

5.1. Cas d'une unité de production thermique de type TGV

36. Febeg souhaiterait que le terme '*potentiellement*' éligible soit supprimé en ce qu'il génère une incertitude.

La CREG confirme que ces coûts sont éligibles lorsqu'ils concernent une nouvelle capacité établie sur un terrain vierge et disposant d'un raccordement individuel au réseau, mais souhaite garder le terme pour tenir compte de cas particuliers tels que le partage d'infrastructures communes.

37. RWE estime que les coûts de supervision du contrat EPC par le détenteur du projet et les coûts de fuel et d'utilities pendant le *commissioning* devraient être éligibles.

La CREG considère qu'aucun de ces deux coûts ne répond au critère de nécessité dans le cadre de la construction et/ou la fourniture des éléments techniques physiques essentiels de la capacité.

38. [CONFIDENTIEL].

5.2. 3. Cas d'une installation de conversion de l'électricité en hydrogène ou en méthane

39. Febeg conteste le point de vue de la CREG selon lequel ce type d'investissement au motif qu'il n'ajoute pas de MW dans le système. Febeg estime qu'il s'agit d'une façon de stocker l'électricité ou de permettre la gestion de la demande.

Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, ce n'est pas le stockage de l'électricité qui importe, mais la capacité à restituer l'énergie sous la forme de MWh. Or dans cette opération, l'hydrogène ou le méthane ne jouent que le rôle de combustible. C'est l'installation thermique nécessaire à sa transformation en électricité qui entre en ligne de compte pour le classement des capacités.

3. LIGNES DIRECTRICES RELATIVES A L'APPLICATION DE CRITERES D'ELIGIBILITE DES COUTS

3.1. CRITERES D'ELIGIBILITE DES COUTS APPLICABLES A TOUTES LES CAPACITES

40. La définition reprise à l'article 3, § 1^{er}, de l'arrêté royal du 4 juin 2021 comporte un certain nombre de conditions. Celles-ci sont cumulatives (pour être éligible, un coût doit toutes les remplir simultanément).

Ceci signifie que, pour être éligible, la dépense doit remplir de manière cumulative les conditions suivantes :

3.1.1. Être une dépense d'investissement

41. Il doit s'agir une dépense en capital, amortie au cours de la durée de vie de l'installation.

Ceci exclut notamment :

- les coûts fixes de fonctionnement ;
- le coût d'achat du terrain ainsi que les coûts liés au droit d'usage, de servitude du terrain;
- les coûts des études.

3.1.2. Être relative à un investissement initial

42. Lorsqu'un élément de l'infrastructure doit être remplacé à une ou plusieurs reprises au cours de la durée de vie technique de la capacité, seul le coût d'investissement de l'élément initial est éligible.

Pour les capacités existantes, le terme initial désigne le moment de la réalisation de l'investissement destiné à l'extension de la durée de vie technique de la capacité.

3.1.3. Être relative à un investissement non-récurrent

43. Lorsqu'un élément de l'infrastructure doit être remplacé à plusieurs reprises au cours de la durée de vie technique de la capacité, les coûts de remplacement ne sont pas éligibles.

Ceci exclut notamment :

- les coûts d'investissement réalisés dans le cadre des gros entretiens récurrents (*major overhauls*) ;
- les provisions pour le remplacement d'éléments initiaux de l'investissement ;
- le stock initial de pièces de rechange.

3.1.4. Être relative à un investissement commandé à partir de la date de la publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue et réalisé au plus tard le jours précédant le premier jours de la période de fourniture de capacité

44. La date de signature d'un contrat peut être antérieure à la date de publication des résultats de l'enchère à la condition que ce contrat contienne une condition suspensive/résolutoire si la capacité n'est pas retenue lors de cette enchère spécifique et pour autant que l'ordre de démarrage du projet (*notification to proceed*) ne soit pas antérieure à la date de publication des résultats de la mise aux enchères. Cette règle ne s'applique pas lorsque les conditions reprises au paragraphe 0 sont remplies.

45. Sous réserve que l'article 3, §1^{er} de l'arrêté royal du 4 juin 2021 soit modifié conformément à la proposition 2516⁵ de la CREG, pour les enchères relatives aux périodes de fourniture 2025/2026 et 2026/2027, sont également éligibles les investissements commandés jusqu'à un an avant la date de publication des résultats de l'enchère pour laquelle la capacité est retenue.

Dans ce cas, la date de signature d'un contrat peut être antérieure à l'année précédant la date de publication des résultats de la mise aux enchères pour autant que l'ordre de démarrage du projet (*notification to proceed*) ne soit pas antérieur à un an avant la date de publication des résultats de la mise aux enchères.

46. La date de réalisation correspond à la date de mise à disposition de la capacité.

47. En cas de retard dans la mise à disposition de la capacité, le premier jour de la période de fourniture vise le premier jour de la fourniture effective de la capacité (marché secondaire compris) de façon à ce que le retard déjà pris en compte ne soit pas pénalisé par un reclassement de la capacité.

48. Ceci exclut notamment :

- les dépenses d'investissement commandées/réalisées en dehors de cet intervalle de temps.

3.1.5. Être relative à un investissement nécessaire à la fourniture de la capacité dès la première période de fourniture couverte par le contrat de capacité

49. L'investissement ne vise que les dépenses réalisées en vue de la mise en place de l'infrastructure destinée à mettre à disposition les MW contractés lors de l'enchère de capacité au cours de laquelle la capacité est retenue.

Ceci exclut notamment :

- les investissements réalisés en vue d'une extension future de la capacité (par exemple, l'installation de pieux pour les fondations d'un bâtiment destiné à permettre la fourniture ultérieure de capacité) ;
- le surdimensionnement d'une installation en vue d'une extension future.

3.1.6. Être relative à la construction et/ou à la fourniture des éléments techniques physiques essentiels de la capacité

50. Ne sont visés que les coûts relatifs à la réalisation des infrastructures. La réalisation d'un élément technique physique doit pouvoir être constatée visuellement sur le site.

51. L'investissement doit concerner la capacité additionnelle⁶.

Ceci exclut notamment :

- les frais de démolition d'une infrastructure existante ;
- les frais de dépollution du sol.

⁵ Proposition d'adaptation de l'arrêté royal fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement (C)2516 du 30 mars 2023

⁶ La rénovation en profondeur d'une capacité en fin de vie technique est considérée comme générant une capacité additionnelle puisque sans cet investissement la capacité aurait été mise à l'arrêt.

52. Un élément technique physique est jugé essentiel lorsque, de façon cumulative :

- il répond aux règles de l'art ;
- la mise à disposition de la capacité s'avère techniquement impossible sans sa réalisation ;
- l'installation physique de la capacité ne peut être considérée comme complète sans sa réalisation ;

et, le cas échéant, lorsque :

- celui-ci est indispensable pour l'obtention des permis et la préqualification de la capacité au CRM.

Ceci inclut notamment les dépenses de :

- route d'accès ;
- fondations et la construction des bâtiments abritant les machines, la salle de contrôle, les tours de refroidissement, la turbine à gaz,... ;
- achat, transport et installation des machines, du hardware ;
- raccordement aux réseaux d'électricité, gaz, eau, égouts (jusqu'au point de raccordement au réseau public) en ce compris, les coûts d'extension de ces réseaux portés à charge du candidat en vertu des réglementations et/ou méthodologies tarifaires en vigueur.

Ceci exclut notamment :

- les frais financiers ;
- les frais de constitution de la société ;
- les assurances relatives à la réalisation du projet ;
- les logiciels informatiques exception faite des systèmes préprogrammés standards livrés avec les composantes techniques/industrielles de l'investissement. Sont par exemple exclus les frais de développement de logiciels spécifiques au projet ou liés avec des activités commerciales ou de maintenance ;
- les dépenses de recherche et développement ;
- les frais de formation du personnel ;
- l'aménagement paysagé des abords hormis les aménagements indispensables pour l'obtention des permis.

3.1.7. Être relative à un investissement commandé/réalisé aux fins d'offrir au marché belge de la capacité additionnelle

53. Ceci signifie que seuls les investissements qui permettent d'augmenter la puissance installée, c'est-à-dire, pour la demande, la différence entre la consommation maximale (*max. offtake*) et la consommation minimale (*unsheddable margin*) par unité de temps et, pour le stockage, les investissements dont l'effet principal est de mettre des MW supplémentaires à disposition du réseau belge en un point de raccordement précis et à un moment précis, sont éligibles.

Le résultat doit être mesurable : le nombre de MW installés doit s'accroître en comparaison avec le passé.

Ceci exclut notamment :

- les investissements réalisés à des fins de mobilité (véhicules électriques,...) ou de production/stockage d'autres biens ;
- les investissements destinés à augmenter la durée d'effacement de la consommation sans augmentation de la puissance installée ;
- un investissement de stockage dont le seul effet est de générer une augmentation des MWh potentiellement produits ou une augmentation de la flexibilité (vitesse de réaction à un ordre d'activation) sans augmentation des MW disponibles par unité de temps⁷ ;
- les investissements réalisés en vue de la participation de la capacité à un CRM autre que le CRM belge ;
- les investissements réalisés en vue de la fourniture du service de black-start ;
- les investissements visant à accroître la flexibilité ou la fiabilité de l'installation ;
- l'installation d'une cheminée de *by-pass* ou la préparation de son installation sur une unité TGV dont la partie vapeur n'est pas en fin de vie technique puisque l'investissement entraîne une réduction de la capacité mise à disposition. En revanche, cet investissement est éligible lorsqu'il est nécessaire pour permettre à une unité TGV dont la partie vapeur est en fin de vie technique (attesté par un expert externe) de continuer à fonctionner en mode OCGT.

3.2. CRITERES ADDITIONNELS D'ELIGIBILITE DES COUTS APPLICABLES AUX CAPACITES EXISTANTES

54. Pour les capacités existantes, en plus des critères énoncés ci-dessus, la dépense doit être relative à un investissement poursuivant au moins un des buts spécifiques repris ci-dessous.

3.2.1. Permettre la mise en conformité avec les nouvelles normes dont le respect est exigé dans le cadre de la préqualification

55. Sont considérés comme éligibles les coûts d'investissement nécessaires à la mise en conformité de l'installation avec toutes les nouvelles normes dont le respect est requis pour permettre la préqualification de la capacité en vue de sa participation à une enchère de capacité. Ceci vise notamment les investissements nécessaires en vue du maintien, de la prolongation ou du renouvellement de l'autorisation individuelle de production octroyées à cette capacité ou du respect des normes d'émission imposées par le règlement européen 2019/943 puisque ces deux conditions doivent être remplies par tout point de livraison pour pouvoir introduire une demande de préqualification à l'enchère.

⁷ Ramener l'investissement à la puissance installée met sur le même pied deux installations de même puissance, dont l'une peut produire pendant 2 heures et l'autre pendant 24h. A investissement égal, elles reçoivent la même durée de contrat, mais celle qui produit le moins de MWh aura moins de revenus du marché et sera moins compétitive sur le marché de la capacité.

Ceci exclu notamment :

- les travaux qui permettraient à une centrale dont le permis d'environnement spécifie qu'elle ne peut fonctionner que pendant une certaine période, de fonctionner 24 heures sur 24 puisque ces investissements ne modifient pas la puissance installée et ne sont pas nécessaires pour que la capacité participe à la préqualification ;
- les travaux destinés au respect des normes existantes.

3.2.2. Augmenter la puissance installée de l'installation

56. Il doit s'agir d'un projet d'investissement spécifique réalisé dans l'unique but d'ajouter des MW installés dans le système électrique belge, sans lequel la capacité additionnelle ne pourrait être disponible dès le début de la première période de fourniture.

Ceci exclu notamment :

- Le coût d'un gros entretien récurrent dont la conséquence fortuite est l'augmentation de capacité. Seul le surcoût par rapport au coût du gros entretien standard exposé dans le but d'augmenter la capacité installée pourrait être éligible.

3.2.3. Augmenter la durée de vie technique d'une installation en fin de vie

57. Une capacité existante est considérée en fin de vie technique si :

- au moment de l'introduction du dossier de préqualification, le détenteur de la capacité a notifié une fermeture définitive ou une réduction structurelle de capacité conformément à l'art. 4bis de la loi électricité ;
- et si, la période entre la date d'octroi de la dernière autorisation de production et la date de l'enchère est supérieure ou égale à la durée de vie technique standard de ce type de capacité tel que pris en compte par Elia dans son étude d'adéquation ou si la réalisation de l'investissement est antérieure à la date d'entrée en vigueur de l'arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité ;
- et si un rapport d'expert atteste que des composantes techniques majeures de l'investissement doivent être remplacées pour raison de vétusté engendrant le non-respect des standards de sécurité et que ce remplacement ne fait pas partie des remplacements habituellement réalisés dans le cadre d'un entretien récurrent.

Ceci exclut notamment :

- les investissements réalisés dans le cadre du *repowering* d'une capacité existante qui n'est pas en fin de vie technique ;
- les coûts de réparation d'une panne ou d'un sinistre (qui peuvent être couverts par une assurance).

3.2.4. Connecter la capacité à la zone de réglage belge

58. Par '*dépenses nécessaires au raccordement*', il faut entendre les dépenses correspondants à l'ensemble des critères d'éligibilité repris ci-dessus nécessaire au raccordement exclusif à la zone de réglage belge de la capacité contractée. Comme indiqué au point 5.1., ces dépenses ne visent que les travaux et les équipements, à l'exclusion des frais de terrains (achat, droit de passage,...).

4. CAS PRATIQUES

4.1. CONTRATS EPC (ENGINEERING, PROCUREMENT AND CONSTRUCTION)

59. Pour la réalisation d'unités thermiques de grande capacité, il est habituel que l'auteur du projet en confie la réalisation à une tierce partie sous la forme d'un contrat clé en main.

60. Ces contrats peuvent se présenter sous de multiples variantes. Dans le cas extrême, un projet clé en main de type full EPC peut comprendre, pour une somme forfaitaire (*lump-sum*), tous les coûts relatifs à la fourniture de la capacité de production en état de marche jusqu'à la fin de la période de garantie. Or, le contrat EPC comprend habituellement des coûts considérés par la CREG comme non-éligibles tels que les coûts de formation ou le stock initial de pièces de rechange.

61. Selon la CREG, la difficulté ne réside pas dans l'identification des coûts répondants à la définition de l'article 3 de l'arrêté royal du 4 juin 2021, puisqu'ils sont connus du fournisseur du contrat EPC, mais réside dans la capacité pour le candidat de disposer de l'information détaillée.

62. Opter pour ce type de contrat résulte d'un choix du candidat. Il lui appartient donc de trouver un accord avec le fournisseur du contrat EPC pour être en mesure de communiquer les coûts d'investissement selon le détail demandé par la CREG.

Par ailleurs, à partir du moment où un candidat décide de déléguer la totalité de la réalisation du projet à un tiers, il est envisageable qu'il lui délègue également la tâche de remplir, au nom du candidat et sous la responsabilité de celui-ci, le dossier de demande de classement à la CREG. Dans ce cas, une attestation en ce sens devra être remise à la CREG lors de l'introduction de la demande de classement dans une catégorie de capacité. Cette délégation devra aussi valoir pour le contrôle *ex post*.

4.2. MODALITES D'ALLOCATION DES COUTS ELIGIBLES

63. Si un investissement éligible est réalisé pour permettre la mise à disposition de capacité nouvelles/additionnelles relatives à des points de livraison repris dans deux offres de capacité indépendantes (liées ou non) non mutuellement exclusives ou dans une offre agrégée, la clé de répartition du coût entre les points de livraison/les offre liées est, par défaut, la clé des MW installés. Les gestionnaires des deux offres indépendantes ou le gestionnaire de l'offre agrégé peuvent/peut proposer une autre clé de répartition moyennant motivation.

A titre d'exemple, si une salle de contrôle-commande est construite pour piloter deux unités OCGT, l'affectation de son coût entre les deux dossiers d'investissement devra être dûment justifié si elle s'écarte de la clé de répartition basée sur les MW installés.

64. Pour tenir compte du fait qu'il n'existe pas de garantie que deux offres indépendantes non mutuellement exclusives utilisant un actif commun soient retenues lors de l'enchère de capacité, la CREG, à la demande de l'offreur de capacité, pourra prendre deux décisions de classement pour chacune des offres, une tenant compte de la totalité du coût d'investissement de l'actif commun, l'autre tenant compte de la répartition du coût de cet investissement entre les deux offres. De cette façon, suivant le résultat de l'enchère, il pourra opter pour la durée de contrat appropriée qui ne l'exposera pas à un risque de reclassement lors du contrôle ex post. Dans ce cas, le demandeur devra prendre un engagement sur le type d'offre qu'il compte introduire.

65. Lorsque cet investissement éligible est repris dans deux offres mutuellement exclusives, il peut être imputé en totalité à chacun des dossiers d'investissement.

4.3. CAPACITE DONT LES COUTS D'INVESTISSEMENT BAISSENT

66. Les projections de coûts d'investissement de certains types de capacités sont en nette baisse. Les coûts pris en compte sont ceux attendus au moment de la réalisation du projet et non les prix de marché au moment de l'introduction du dossier de demande de contrat pluriannuel.

4.4. MW ELIGIBLES

67. Il s'agit de la '*nominal reference power*' du point de livraison pour les offres simples, de la somme des '*nominal reference power*' des points de livraison pour les offres liées. Pour les offres agrégées, il s'agit de la '*nominal reference power*' du point de livraison ou de la somme des points de livraison correspondant à la catégorie de capacité choisie par l'offreur de la capacité. La notion de '*nominal reference power*' est définie dans les règles de fonctionnement du CRM.

La décision de classement des offres agrégées peut être illustrée de la façon suivante :

Si une CMU se compose de quatre capacités classées par la CREG dans des catégories de capacités différentes, par exemple, CMU = DP1 : 15 ans, DP2 : 8 ans, DP3 : 3 ans, DP4 : 1 an. L'offreur de la CMU peut choisir la catégorie de capacité qu'il souhaite, mais la '*nominal reference power*' va varier en fonction de ce choix :

- s'il choisit la catégorie de capacité 15 ans, elle correspondra à la NRP de DP1 ;
- s'il choisit la catégorie de capacité 8 ans, elle correspondra à la somme des NRP de DP1 et DP2 ;
- s'il choisit la catégorie de capacité 3 ans, elle correspondra à la somme des NRP de DP1, DP2 et DP3 ;
- S'il choisit la catégorie 1 an, elle correspondra à la NRP de la CMU.

68. Pour les capacités dont la '*nominal reference power*' n'a pas encore pu être déterminée, la '*declared reference power*' sera prise en compte.

5. EXEMPLES DE COÛTS POTENTIELLEMENT ÉLIGIBLES ET DE COÛTS NON ÉLIGIBLES

5.1. CAS D'UNE UNITÉ DE PRODUCTION THERMIQUE DE TYPE TGV

Coûts potentiellement éligibles

- *Procurement and Construction (including transport to site)*
 - *Civil works*
 - *Site preparation & access road*
 - *Temporary work facilities*
 - *Foundations*
 - *Buildings (incl. control room, machine room, warehouse, lab, workshop, substation, administrative building directly linked to capacity) and above ground structures*
 - *Fencing*
 - *Mechanical part*
 - *Gas turbine*
 - *Steam turbine*
 - *Generator (s)*
 - *Heat recovery steam generator*
 - *Condensate water system*
 - *Cooling system*
 - *Water treatment system & water storage tanks*
 - *Systems to minimize environmental impact (Noise reduction system, Fuel gas system, NOx reduction system waste water system)*
 - *Fire and explosion protection systems*
 - *Mechanical balance of plant in line with principles*
 - *Electrical system*
 - *High voltage plant substation*
 - *Transformers*
 - *Plant electrical cabling*
 - *Electrical balance of plant in line with principles*
 - *Instrumentation & control system, communication system*
 - *Distributed control system*
 - *Metering systems*
 - *Emissions monitoring system*
 - *Hardware (telephone, telecom, networks)*
- *Connection costs to electricity, gas, hydrogen and water networks (only physical work and equipment)*
 - *Connection to electricity network*

- *Transmission/distribution line or cable on site and outside the site until the HV grid substation*
- *Plant substation/switchyard*
- *Connection to the gas network*
 - *Pipeline to the site*
 - *Pipeline on the project site and outside the site to the public network*
- *EPC engineering and management (EPC contractor costs)*
 - *Preparatory activities: preparatory work including*
 - *Engineering (related to the construction of the project)*
 - *General activities:*
 - *Site management and supervision (in scope of the EPC contractor for the works related to the EPC scope and the installation on site).*
 - *Commissioning and start up (excl. fuel & utilities)*
 - *Health, Safety and environment management*
 - *Supervision of the EPC contractor on the construction site*
 - *Preprogramed systems delivered with the technical components (DCS, regulating systems, HMI's, ...) and PLC software*

Coûts non éligibles:

- *Preparatory, general activities and owner costs :*
 - *Preparatory activities: preparatory work including*
 - *Licensing and Permitting*
 - *Studies & Engineering not directly linked to the construction (profitability studies, comparison of alternative investments,...)*
 - *Soil studies*
 - *General activities:*
 - *Project development and management cost (owner costs)*
 - *Project company set up cost*
 - *Spare parts*
 - *Availability guarantee*
 - *Insurances*
 - *Training*
 - *Supervision of the EPC contractor by the owner or and engineering company acting on his behalf*
 - *Maintenance contract*
 - *Initial fill of fuel oil tank, fuel and utilities during commissioning and start up*
 - *Software not included in the technical components, not related to their technical functioning of the project (for instance : software developed to communicate with the trading room or to manage the maintenance is not eligible)*
- *Site costs:*
 - *Site acquisition cost (including demolition works; soil treatment and decontamination)*

- *Landscaping*
- *Owners contingencies*
- *Consultancy*
- *financing costs, interests during construction*
- *Construction insurance*
- *All provisional operating expenses*

Les mêmes types de coûts sont potentiellement éligibles/non éligibles lors de l'extension de la durée de vie d'une unité ou lors de la conversion d'une unité CCGT en OCGT.

5.2. CAS DU STOCKAGE PAR PRELEVEMENT D'ELECTRICITE SUR LE RESEAU EN VUE DE SA REINJECTION

5.2.1. Cas d'une batterie

Coûts potentiellement éligibles

- *Procurement and Construction (including transport to site) – if dedicated building is needed*
 - *Civil works*
 - *Site preparation & access road*
 - *Temporary work facilities*
 - *Foundations*
 - *Buildings (incl. control room, machine room, warehouse, lab, workshop, substation, administrative building directly linked to capacity) and above ground structures*
 - *Fencing*
 - *Battery system*
 - *Battery modules, racks, and (assembly in) enclosures*
 - *DC and communication cabling in the enclosures*
 - *Cooling system*
 - *Fire prevention, containment and suppression system*
 - *Electric system*
 - *Inverters*
 - *LV – MV and MV-HV transformers*
 - *Auxiliaries transformers*
 - *LV, MV, and HV cabling and switchgears*
- *Instrumentation & control system (hardware only)*
 - *Power management system / distributed control system*
 - *Data acquisition system*
 - *Metering devices*

- *Communication system*
- *Connection to electricity system*
 - *Transmission/distribution line or cable on site and outside the site to the public network*
 - *Plant substation/switchyard*
- *EPC engineering and management (EPC contractor costs)*
 - *Preparatory activities: preparatory work including*
 - *Engineering (related to the construction of the project)*
 - *General activities:*
 - *Site management and supervision (works related to the EPC scope and the installation on site).*
 - *Commissioning and start up*
 - *Health, Safety and environment management*
 - *Supervision (of the EPC contractor on the construction site)*
 - *Preprogramed systems delivered with the technical components (DCS, regulating systems, HMI's, ...) and PLC software,*

Coûts non éligibles:

- *Preparatory, general activities and owner costs :*
 - *Preparatory activities: preparatory work including*
 - *Licensing and Permitting*
 - *Studies & Engineering not directly linked to the construction (profitability studies, comparison of alternative investments,...)*
 - *Soil studies*
 - *General activities:*
 - *Project development and management cost*
 - *Project company set up cost*
 - *Spare parts*
 - *Availability guarantee*
 - *Insurances*
 - *Training*
 - *Supervision of the EPC contractor by the owner or and engineering company acting on his behalf*
 - *Maintenance contract*
 - *Initial charging of battery*
 - *Site costs*
 - *site acquisition cost (including demolition works; soil treatment and decontamination)*
 - *landscaping*
 - *Site management and supervision*
- *Owners contingencies*

- *Consultancy*
- *Financing costs, interests during construction*
- *Construction insurance*
- *All provisional operating expenses*

Les mêmes types de coûts sont potentiellement éligibles/non éligibles lors de l'extension de la durée de vie d'une batterie.

5.2.2. Cas d'une unité de pompage/turbinage

Coûts spécifiques potentiellement éligibles (en plus des coûts pertinents repris ci-dessus)

- pompes, bassins, conduites forcées et turbines.

5.2.3. Cas d'une installation de conversion de l'électricité en hydrogène ou en méthane

69. Ce type d'investissement n'est pas éligible puisqu'il ne contribue pas à ajouter des MW installés dans le système électrique belge.

5.3. CAS DU STOCKAGE EN VUE D'UNE REDUCTION DU PRELEVEMENT D'ELECTRICITE SUR LE RESEAU

70. La réduction du prélèvement d'électricité sur le réseau de transport ou de distribution peut se faire soit par une réduction de la consommation, soit par l'utilisation de moyens de production en aval du compteur en vue d'une autoconsommation ou de stockage d'électricité ou de produits semi-finis.

Coûts potentiellement éligibles :

- les coûts des moyens de production répondant aux critères d'éligibilité relatifs à cette catégorie d'investissement ;
- les coûts d'acquisition et d'installation des instruments de mesure (compteur, sous-compteurs) ;
- les coûts du hardware à installer sur le site du point de livraison.

Coûts non éligibles : les investissements destinés à :

- augmenter la flexibilité, la vitesse de réaction à un ordre d'activation ;
- augmenter l'efficacité énergétique ;

- augmenter la durée d'effacement de la consommation⁸ sans augmentation de la puissance installée⁹
- augmenter le stockage ou la production d'autres biens (ex : stock de produits semi-finis) ;
- la R&D ;
- le développement ou l'achat de logiciels.

5.4. CAS DE LA COGENERATION

71. Une unité de cogénération a pour but de produire de l'électricité et de la chaleur.

Coûts potentiellement éligibles :

- les coûts repris à la section 5.1. relatif aux unités de production thermique de type TGV ;

Coûts non éligibles : les investissements destinés à :

- la production de chaleur ;
- raccorder l'installation au réseau de chaleur.

Les investissements communs à la production de chaleur et d'électricité ne sont que partiellement éligibles. Une clé de répartition des coûts doit être fournie et dûment justifiée.



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

Laurent JACQUET
Directeur

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

⁸ Investissements qui visent à accroître la disponibilité (la durée de mise à disposition des MW installés).

⁹ Pour deux raisons, d'une part, parce que le CRM est un marché de la capacité et donc de la puissance installée, d'autre part, parce que la possibilité donnée dans le projet de règles de fonctionnement du CRM à chaque agrégateur ou fournisseur de *market response* de choisir sa propre « SLA » (Service Level Agreement) rend le contrôle impossible. Il ne s'agit pas d'une distorsion de concurrence par rapport à la production dans la mesure où un investissement en production dans le seul but d'augmenter la fiabilité d'une capacité (et donc sa disponibilité dans le système) sans augmenter sa puissance installée ne sera pas non plus considéré comme éligible.