

# Avis

(A)2406

16 juin 2022

## Avis sur l'analyse technico-économique des offres et du résultat de l'enchère CRM de 2021 réalisée par la Direction Générale de l'Energie

Article 23, § 10, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation de la mise aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

Non-confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LEGAL .....	3
2. ANTECEDENTS .....	3
3. ANALYSE DES RECOMMANDATIONS ET AVIS DE LA CREG .....	4
3.1. RF01 - Indexation du <i>strike price</i> dès la première année de livraison .....	4
3.1.1. Proposition DG Energie .....	4
3.1.2. Avis CREG.....	4
3.2. RF02: Réduction de l'IPC applicable en Y-1.....	5
3.2.1. Proposition DG Energie .....	5
3.2.2. Avis CREG.....	5
3.3. RF03: 1° Indication de la nature « OUT » d'un opt-out en Y-4/ 2° Mise à l'arrêt/réduction si offre non-retenue en Y-1 .....	6
3.3.1. Proposition DG Energie .....	6
3.3.2. Avis CREG.....	6
3.4. RF04 : Choix des technologies de référence pour le calcul du prix maximum .....	8
3.4.1. Proposition DG Energie .....	8
3.4.2. Avis CREG.....	8
3.5. RF05 : Seuil minimal d'éligibilité de 1 MW .....	9
3.5.1. Proposition DG Energie .....	9
3.5.2. Avis CREG.....	9
3.6. RF06 : Définition de « capacités liées » .....	10
3.6.1. Proposition DG Energie .....	10
3.6.2. Avis CREG.....	10
ANNEXE 1.....	11

# INTRODUCTION

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci-après : CREG) expose, dans le présent document, son avis relatif à l'analyse technico-économique des offres et du résultat des enchères qui lui a été transmis par la Direction générale de l'Energie (ci-après : DG Energie) le 19 mai 2022.

L'avis se compose de trois chapitres. Le premier chapitre expose le cadre légal, le deuxième chapitre présente les antécédents, le troisième chapitre présente l'analyse et l'avis de la CREG relatif à chacune des propositions de la DG Energie.

Le présent avis a été approuvé par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 16 juin 2022.

## 1. CADRE LEGAL

Le présent avis est rendu en application de l'article 23, §10 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation de la mise aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (ci-après : l'arrêté royal Méthodologie). Cette disposition prévoit ce qui suit :

*« Après la première mise aux enchères au printemps 2022, et après tous les deux ans, la Direction générale de l'Energie effectue une analyse technico-économique qui examine les offres et le résultat des enchères. L'effet de l'obligation de remboursement y sera spécifiquement examiné. La Direction générale de l'Énergie soumet l'analyse à une consultation publique. L'analyse et le rapport de consultation sont soumis par la DG Energie pour avis à la commission et au gestionnaire de réseau, qui transmettent leur avis au ministre de l'Energie dans les trente jours suivant réception de l'analyse et du rapport de consultation. »*

## 2. ANTECEDENTS

1. La première enchère CRM s'est déroulée au mois d'octobre 2021. L'analyse technico-économique transmise par la DG Energie constitue la première analyse des offres et du résultat d'une enchère CRM réalisée par la DG Energie.

2. Afin de réaliser l'analyse technico-économique et le rapport de consultation, la DG Energie a fait appel au consultant Haulogy (ci-après : le consultant).

3. Par un courrier reçu le 19 mai 2022, la DG Energie a transmis à la CREG une demande d'avis contenant en annexe le « rapport de consultation sur l'analyse technico-économique consistant à examiner les offres et le résultat des enchères », daté du 6 mai 2022. Ce rapport contient un exposé du déroulement de l'enchère CRM de 2021 et de son résultat, une analyse technico-économique réalisée sur la base de critères établis par le consultant, desquelles découlent des projets de recommandations. L'analyse et les projets de recommandations ont été soumis à la consultation publique. Le document contient les réponses non-confidentielles à la consultation publique, le rapport de consultation et la version finale des recommandations, le tout rédigé par le consultant.

### 3. ANALYSE DES RECOMMANDATIONS ET AVIS DE LA CREG

#### 3.1. RF01 - INDEXATION DU *STRIKE PRICE* DES LA PREMIERE ANNEE DE LIVRAISON

##### 3.1.1. Proposition DG Energie

*RF01 La méthode d'indexation du Strike Price utilisée actuellement pour l'indexation des contrats multi-annuels à partir de la 2<sup>ème</sup> année de livraison devra être appliquée dès la 1<sup>ère</sup> année de livraison pour les contrats conclus lors des enchères Y-4 et Y-1, y compris pour les contrats de 1 an.*

##### 3.1.2. Avis CREG

4. La DG Energie propose d'appliquer au prix d'exercice déterminé annuellement par l'arrêté ministériel « Volume et Paramètres »<sup>1</sup> le mécanisme d'indexation décrit au paragraphe 787 des règles de fonctionnement (version 2022) et applicable actuellement aux seuls contrats pluriannuels, à partir de la deuxième période de fourniture, en application de l'article 26, § 2, de l'arrêté royal Méthodologie.

5. La méthodologie de détermination du prix d'exercice est décrite à l'article 27 de l'arrêté royal Méthodologie. Elle se base sur les courbes d'offre et de demande élastique observées au cours des heures de pointe hebdomadaires des trois périodes hivernales précédant l'établissement par Elia de son rapport de calibration, lui-même établi le 15 novembre de l'année précédant la mise aux enchères. Il existe donc un décalage temporel entre les données utilisées pour calibrer le prix d'exercice et les prix de marché *day ahead* au cours de la période de fourniture. Sur un marché haussier ou baissier, ceci présente le risque de fixer une valeur du prix d'exercice élevée ou faible par rapport au prix de marché avec pour corollaire, un niveau faible, voire nul, de remboursements ou un dépassement fréquent du *strike price* et l'application du *stop loss*.

6. L'application d'une indexation elle-même basée sur des données historiques, ne donne pas non plus la garantie de réconcilier le prix de référence et le prix d'exercice au cours d'une période de fourniture donnée. Elle réduit toutefois quelque peu ce décalage temporel et permet de mieux tenir compte d'une évolution structurelle du marché. En revanche, elle ne palie pas la volatilité du marché au cours de la période de fourniture.

7. Elle présente en revanche l'inconvénient de ne plus figer les paramètres de l'enchère au moment de l'établissement de l'offre, ce qui ne semble pas être un obstacle pour FEBEG alors que Febeliec estime qu'il est important de donner une visibilité claire sur le *strike price*, qui peut ensuite être valorisé par les participants et qu'une modification ultérieure du *strike price* introduirait une couche supplémentaire d'incertitude et, *in fine*, de coûts.

8. La CREG n'est pas opposée à la mise en œuvre de cette mesure.

---

<sup>1</sup> Arrêté Ministériel visé à l'article 7undecies, § 6, de la loi sur l'électricité, par lequel le ministre de l'Energie donne chaque année instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation, fixe le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée, et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité.

## 3.2. RF02: REDUCTION DE L'IPC APPLICABLE EN Y-1

### 3.2.1. Proposition DG Energie

*Appliquer une réduction de l'IPC applicable lors de l'enchère Y-1 pour les capacités ayant fait un opt-out dans l'enchère Y-4 (cf. formule ci-dessous). L'IPC réduit ne s'applique qu'aux capacités existantes qui retardent leur participation et qui ne bénéficient pas d'une dérogation lors de l'enchère Y-1.*  
$$IPC_{Applicable}(Y-1) = MIN( (1-x\%) * IPC_{calculé}(Y-4) ; IPC_{calculé}(Y-1) )$$

*Où le facteur x correspond au pourcentage minimal de pénalité. Une paramétrisation de x = 10% est recommandée.*

### 3.2.2. Avis CREG

9. Le but de cette recommandation est d'obtenir, dès l'enchère Y-4, la garantie que les capacités existantes seront présentes pendant la période de fourniture par la signature d'un contrat CRM.

10. Il conviendrait d'abord d'analyser les raisons du volume d'Opt-out "IN" observé pour l'enchère Y-4 de 2021. La participation au CRM n'étant pas obligatoire, il n'est pas certain que les capacités existantes qui choisissent un Opt-out "IN" aient l'intention de participer à l'enchère Y-1. Dans ce cas, la diminution de l'IPC pour l'enchère Y-1 n'apportera pas de solution au « problème » identifié. Il se peut aussi que la nouveauté du CRM ait été un frein à la participation à l'enchère Y-4 de 2021.

Si la raison de l'Opt-out "IN" réside dans l'impossibilité pour la capacité d'assurer, quatre ans à l'avance, qu'elle sera encore présente sur le marché en raison d'une fiabilité réduite ou de son vieillissement, ou encore pour toute autre raison contractuelle, la mesure proposée n'atteindra pas le but visé, tenant compte de l'obligation de disponibilité résultant d'un contrat de capacité et des pénalités liées au non-respect de cette obligation.

Si la raison de l'Opt-out "IN" est liée à une trop grande incertitude économique pour participer à la mise aux enchères Y-4, inciter les capacités existantes à participer à la mise aux enchères Y-4 au lieu de l'enchère Y-1, par application de l'IPC réduit lors de l'enchère Y-1, constituerait un risque supplémentaire qui devraient logiquement être valorisé dans les offres soumises pour la mise aux enchères Y-4 et ainsi augmenter le coût du CRM, ce qui serait contraire à l'objectif de moindre coût du CRM (article 7undecies, § 1<sup>er</sup>, al. 3, de la loi électricité).

11. Pour l'enchère Y-1, la CREG considère que l'IPC doit être calculé en Y-1 pour correspondre à l'estimation du *missing money* pendant la période de fourniture. Si la référence pour l'évaluation des dérogations à l'IPC devient l'IPC réduit, imposer un IPC plus faible rendrait l'octroi d'une demande de dérogation à l'IPC plus aisée. Dès lors, l'effet inverse serait atteint : les capacités seraient incitées à offrir en Y-1. Si la référence pour l'évaluation des dérogations à l'IPC reste l'IPC pour l'enchère Y-1, une unité avec un *missing money* entre l'IPC de l'enchère Y-1 et l'IPC réduit serait contrainte de faire offre à l'IPC réduit et ne couvrirait pas son *missing money*, ce qui serait contraire aux exigences européennes.

12. L'avis de la CREG au sujet de cette mesure est donc défavorable.

### **3.3. RF03: 1° INDICATION DE LA NATURE « OUT » D'UN OPT-OUT EN Y-4/ 2° MISE A L'ARRET/REDUCTION SI OFFRE NON-RETENUE EN Y-1**

#### **3.3.1. Proposition DG Energie**

*1°) Permettre aux opérateurs de capacité existante de déclarer sur l'honneur la nature « OUT » de leur opt-out lors d'une enchère Y-4., dans le meilleur état de leur connaissance à date. L'opt-out « OUT » ne devrait alors pas être pris en compte lors de l'enchère Y-4. Aucune offre dummy n'est créée pour ce volume de capacité.*

*2°) Accorder l'option à un opérateur de CMU de renseigner dans son offre lors d'une enchère Y-1 qu'une notification de mise à l'arrêt (ou réduction structurelle) définitive de capacité doit être prise en compte dans le cas d'une non-sélection de son offre dans le CRM. La mise à l'arrêt ou la réduction structurelle définitive doit être effective au plus tard au début de l'année de livraison.*

#### **3.3.2. Avis CREG**

##### **3.3.2.1. 1°) Indication de la nature « OUT » lors de l'enchère Y-4**

13. La CREG est d'avis que les hypothèses d'Opt-out « OUT » doivent se limiter à la liste exhaustive reprise à la section 5.4.2.2.1. des règles de fonctionnement, faute de quoi le risque de manipulation du marché sera considérable (rétention de capacité en vue de favoriser les investissements dans de nouvelles capacités, en vue de faire augmenter le prix de marché via une augmentation du volume à contracter en Y-4, en vue de couvrir le risque d'indisponibilité,...). En effet, la proposition prévoit qu'aucune offre *dummy* n'est créé pour la capacité qui fait l'objet d'une déclaration sur l'honneur. Ceci implique que le volume de nouvelles capacités à contracter lors de l'enchère Y-4 risque d'augmenter considérablement (et donc aussi le coût du CRM). De plus, si ces volumes décident finalement de rester dans le marché (et de participer éventuellement à l'enchère Y-1), il en résulte une surcapacité pour l'année de fourniture. De telles pratiques ont été observées lors de la mise en place de la réserve stratégique. Il s'agit donc d'un risque avéré.

14. La DG Energie considère que la CREG pourra faire face à cette situation, étant compétente pour constater et sanctionner les manipulations du marché. La CREG note que, outre la difficulté de constater et de démontrer des situations d'abus de marché, elle dispose tout au plus du pouvoir d'imposer une sanction administrative et qu'une déclaration sur l'honneur n'a aucun caractère contraignant.

La CREG comprend le souhait de la DG Energie de disposer dès l'enchère Y-4 de garanties en matière de disponibilité des capacités existantes, mais rappelle que le marché EOM qui a garanti la sécurité d'approvisionnement jusqu'à présent ne repose sur aucun engagement de disponibilité à moyen et long terme et que le complément de rémunération obtenu dans le cadre du CRM doit, à lui seul, constituer une garantie supplémentaire suffisante pour éviter le retrait du marché, pour des raisons économiques, des capacités existantes nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

15. La CREG émet donc un avis très défavorable pour cette recommandation. Si la DG Energie considère que le volume des capacités qui ont choisi un opt-out « IN » lors de l'enchère 2021 est problématique, la CREG recommande de faire une analyse détaillée des raisons de l'Opt-out IN pour l'enchère de 2021. La CREG recommande également d'adapter l'article 4bis de la loi électricité afin d'aligner le calendrier sur celui des enchères du CRM (l'article 4bis actuel avait été calqué sur le calendrier de la réserve stratégique). L'amélioration de la transparence de la disponibilité des capacités pendant les périodes de fourniture visées peut être examinée en même temps.

3.3.2.2. 2°) Accorder l'option à un opérateur de CMU de renseigner dans son offre lors d'une enchère Y-1 une notification de mise à l'arrêt

16. La recommandation de donner à un détenteur de capacité la possibilité de renseigner dans son offre lors d'une enchère une notification de mise à l'arrêt (ou réduction structurelle) définitive au cas où son offre ne serait pas retenue a été soumise à la consultation publique.

La FEBEG a insisté dans sa réponse à la consultation publique sur un assouplissement de la mesure visant à considérer la mise à l'arrêt comme une option et non comme une obligation. Ce commentaire a été accepté et inclus dans la recommandation finale de la DG Energie.

17. La recommandation finale d'accorder l'option d'annoncer une éventuelle mise à l'arrêt définitive lors de la remise de l'offre donne une alternative au cadre strict imposé par l'article 4bis de la loi électricité. Le cadre strict de l'article 4bis visait à décourager les annonces prématurées, irréflechies ou trompeuses de mises à l'arrêt (ou réduction structurelle) définitives. La recommandation de pouvoir annoncer une mise à l'arrêt optionnelle par l'intermédiaire d'une offre de capacité, qui peut ensuite être librement exercée ou non sans aucune pénalité, ne fera que réduire la transparence sur les futures capacités disponibles et les intentions des détenteurs de capacité. Selon la CREG, cette proposition vide de sa substance l'article 4bis de la loi électricité. La CREG déconseille donc fortement d'inclure dans le CRM une option de mise à l'arrêt éventuelle.

La CREG voit toutefois l'intérêt d'indiquer dans une offre qu'en cas de non-sélection, la capacité sera mise à l'arrêt. Une telle option doit cependant être accompagnée de mesures visant à promouvoir la sécurité d'approvisionnement et la transparence vis-à-vis des autres acteurs du marché. La CREG considère les points suivants comme des mesures nécessaires :

- Afin de ne pas compromettre la sécurité d'approvisionnement dans les années suivant la période de fourniture de l'enchère Y-1, un cadre clair doit être créé en ce qui concerne la mise à l'arrêt effective après la non-sélection de l'offre.
- Comme déjà indiqué, il est important qu'il s'agisse d'une obligation en cas de non-sélection de l'offre. Cela permet d'éviter une utilisation abusive de cette possibilité et de contracter une éventuelle surcapacité, ce qui augmenterait le coût du CRM.
- Afin de fournir une transparence suffisante à tous les acteurs du marché, il est important que le volume de capacité qui sera offert soit publié avant l'enchère accompagné de la modalité d'une mise à l'arrêt en cas de non-sélection. Ces informations devraient déjà être communiquées par la CMU concernée dans le cadre de la procédure de pré-qualification.

18. La CREG émet donc un avis très défavorable pour cette recommandation. Une adaptation de la recommandation tenant compte des observations de la CREG reprises au paragraphe précédent est certainement à envisager. Comme indiqué au paragraphe 15, la CREG est d'avis qu'une clarification et une adaptation du cadre légal en matière de mises à l'arrêt (article 4bis de la loi électricité) est la voie la plus appropriée pour favoriser la transparence et la clarté nécessaires quant aux intentions des détenteurs de capacités.

### 3.4. RF04 : CHOIX DES TECHNOLOGIES DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU PRIX MAXIMUM

#### 3.4.1. Proposition DG Energie

1°) Compléter la méthodologie de détermination du prix maximum afin de garantir une cohérence dans la liste de technologies choisies entre leur délai de mise en œuvre (« lead-time ») et la temporalité de l'enchère (Y-4 ou Y-1).

2°) Le Demand Side Response (DSR) ne doit pas être pris en compte dans la liste de technologies permettant la détermination du prix maximum.

#### 3.4.2. Avis CREG

19. La DG Energie propose d'une part, d'établir des listes différenciées de technologies de référence pour les enchères Y-4 et Y-1 en tenant compte du délais de réalisation d'un nouveau projet et, d'autre part, de ne plus prendre la DSR en compte étant donné la progressivité de son *missing money* en fonction du volume contracté.

20. La liste des technologies de référence pour l'enchère Y-4 de 2022 est la suivante :

- OCGT ;
- CCGT ;
- moteurs à combustion à gaz ;
- CHP ;
- PV ;
- éolien *offshore* ;
- éolien *onshore* ;
- batteries ;
- *market response*.

Parmi ces technologies, sept seraient exclues de la liste de technologies de référence pour le calcul du Net CONE pour les enchères Y-1, compte tenu de leur délai de réalisation (OCGT, CCGT, moteurs à combustion à gaz, CHP, éolien *offshore*, éolien *onshore*, certains projets de batteries). La DG Energie propose également d'exclure la *market response*.

Le calcul du net CONE reposerait donc uniquement sur le *missing money* des technologies PV (dont une partie est subsidiée et donc non éligible) et des batteries (dont certaines pourraient nécessiter un délai de réalisation supérieur à un an).

21. Tenant compte des coûts brut *derated* fixés pour l'enchère 2022 pour ces deux technologies, le prix associé au point B de la courbe de demande aurait été de 212 €/kW/an et le prix maximum aurait été fixé à 318 €/kW/an. Tenant compte de la remarque de FEBEG au sujet des hypothèses prises en compte au sujet du coût d'investissement des batteries, ces valeurs pourraient encore augmenter à l'avenir.

La CREG constate cependant que le prix plafond des deux premières enchères est décorrélié du net CONE et a été établi en application de la résolution parlementaire 1220/007 qui prévoit que, « si le prix



*maximal dépasse mathématiquement le seuil de 75 euros par kW, il conviendra de fixer le prix maximal à ce seuil sauf s'il peut être démontré, après consultation de la Chambre des représentants, qu'une limite de prix plus élevée est inévitable dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement. »*

22. La CREG s'interroge sur la pertinence du critère de « *lead-time* ». Celui-ci repose sur l'hypothèse que toute capacité nécessitant une durée de réalisation supérieure à un an va nécessairement opter pour un contrat pluriannuel et donc pour une participation à l'enchère Y-4. Or, selon la CREG, on ne peut exclure la possibilité que ces capacités optent pour des contrats d'un an et participent aux enchères Y-1 ? Si la mesure préconisée donne la possibilité pour les nouvelles capacités d'offrir à un prix sensiblement plus élevé lors de l'enchère Y-1 que lors de l'enchère Y-4, cela devrait être envisagé.

23. Par ailleurs, les capacités existantes en mesure d'obtenir une dérogation à l'IPC pourraient être incitées à participer de préférence à l'enchère Y-1 vu la possibilité d'offrir à un prix plus élevé. Le résultat de cette mesure sera donc à l'opposé de l'objectif visé par la mesure RF02.

24. Pour la CREG, exclure la DSR du calcul du CONE pourrait être contraire à l'article 23, § 6, du règlement 2019/943 et de la méthodologie ACER 23/2020 ; elle semble en outre ne pas être conforme au principe de neutralité technologique, consacré à l'article 22, § 1<sup>er</sup>, du règlement 2019/943.

25. La CREG est d'avis que la proposition 1) n'est pas opportune et que la proposition 2) n'est pas conforme avec le principe de neutralité technologique.

### **3.5. RF05 : SEUIL MINIMAL D'ELIGIBILITE DE 1 MW**

#### **3.5.1. Proposition DG Energie**

*Considérer un critère de 1 MW non-derated (vs 1 MWd) afin de permettre aux unités de taille plus réduite ou pour lesquelles le facteur de réduction réduit significativement la capacité « derated » (ex : production d'énergies renouvelables) de participer aux enchères sans nécessairement devoir recourir à un processus d'agrégation.*

#### **3.5.2. Avis CREG**

26. La DG Energie part du constat que « *le volume de capacité correspondant à des CMU agrégées n'est pas significatif dans l'enchère Y-4 de 2025* » et en déduit que « *le critère sur le seuil minimal pourrait être un frein à la participation au CRM des acteurs disposant de capacité de taille réduite* ».

27. Cette mesure est proposée sans qu'il ait été mis en évidence que la nécessité de s'agréger était un frein à la participation au CRM. Or, vu la complexité du mécanisme, il est probable que beaucoup de petites capacités ne participeront pas seules.

Il convient également de tenir compte des critères de recevabilité à la procédure de préqualification. Cette mesure pourrait n'avoir qu'un effet très limité dans la mesure où un grand nombre de capacités qui pourraient en bénéficier reçoivent actuellement de subsides au fonctionnement (ex. certificats verts).

Par ailleurs, pour garantir la neutralité technologique, cette mesure devrait être généralisée ce qui pourrait alourdir fortement la procédure de préqualification.

La CREG est donc d'avis qu'il est prématuré d'introduire cette mesure.

## 3.6. RF06 : DEFINITION DE « CAPACITES LIEES »

### 3.6.1. Proposition DG Energie

*Préciser les termes clés au sein de la définition des « capacités liées » dans l'Arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement.*

### 3.6.2. Avis CREG

28. Ni lors de la consultation des acteurs du marché dans le cadre de l'élaboration des lignes directrices relatives à l'éligibilité des coûts d'investissement<sup>2</sup>, ni à l'occasion de la première enchère CRM, la CREG n'a constaté de difficulté particulière liée à l'application de la notion de « capacités liées ».

29. La CREG rappelle que, dans sa proposition (C)1907<sup>3</sup>, elle a clairement indiqué que le « lien de nécessité et de cohérence technique » visait concrètement l'impossibilité pour l'une des capacités de fonctionner sans l'autre ou les autres capacités composant les capacités liées<sup>4</sup>. En ce qui concerne la notion de « même site géographique », une définition en a été donnée dans la proposition (C)2135<sup>5</sup>, complémentaire à la proposition (C)1907 ; comme mentionné dans la proposition, cette définition est relativement large afin de tenir compte d'un maximum de cas de figure en ce qui concerne l'implantation des capacités sur un site et ne vise qu'à exclure les capacités qui ne présente pas de lien de connexité géographique l'une avec l'autre.

30. Toutefois, en vue d'éviter une utilisation abusive de la notion de « capacités liées », la CREG n'est pas opposée à apporter des clarifications dans la définition qui est en donnée dans l'arrêté royal du 4 juin 2021.



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

---

<sup>2</sup> Lignes directrices (R)2129 du 10 juin 2021, précisant les conditions d'éligibilité des coûts d'investissement.

<sup>3</sup> Proposition (C)1907, du 12 décembre 2019, d'arrêté royal fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités

<sup>4</sup> « *L'exemple typique de capacités liées est l'unité TGV constituée d'une (ou deux) turbine(s) à gaz et d'une turbine à vapeur, dans la mesure où la turbine à vapeur ne peut fonctionner indépendamment d'une turbine à gaz* » (souligné par la CREG).

<sup>5</sup> Proposition (C)2135 du 4 février 2021 complémentaire à la Proposition (C)1907 d'arrêté royal fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités.

# **ANNEXE 1**

## **Analyse technico-économique de la DG énergie**