



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

AVIS

(F)130503-CDC-1243

sur

« les modalités de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité »

réalisé en application de l'article 5, § 4, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

3 mai 2013

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	3
I. DESCRIPTION DU MECANISME DE SOUTIEN PROPOSE.....	5
II. OBJECTIONS FONDAMENTALES AU RECOURS A L'APPEL D'OFFRE	7
II.1 Inadéquation entre le risque avéré et la solution proposée	7
II.1.1 L'appel d'offres ne résout pas les problèmes de sécurité d'approvisionnement avérés pour 2012-2017.....	7
II.1.2 Absence de nécessité avérée de recours à l'appel d'offres.....	8
II.1.3 Le risque de sécurité d'approvisionnement n'est pas avéré au-delà de 2017....	9
II.1.4 L'action dans l'urgence induit un choix contestable de la technologie	11
II.2 Exécution erronée de l'article 5 de la loi électricité.....	13
II.3 Entrave au fonctionnement du marché	15
II.4 Coût pour le consommateur final	16
III. ANALYSE SUSCINCTE DES MODALITES DE L'APPEL D'OFFRES.....	19
III.1 Imperfection de la procédure d'appel d'offres	19
III.1.1 Recevabilité des offres.....	19
III.1.2 Critères de sélection	20
III.1.3 Critères d'attribution.....	21
III.1.4 Examen des offres, négociation, motivation.....	23
III.1.5 Standstill	25
III.2 Caractère flou et incomplet des sanctions.....	25
III.3 Non pertinence des hypothèses économiques.....	27
III.3.1 Le CSS et le nombre d'heures de fonctionnement sont surestimés	27
III.3.2 Manque de clareté du mécanisme de calcul ex post.....	30
IV. PROPOSITION D'ALTERNATIVES A L'APPEL D'OFFRES	32
V. CONCLUSION.....	33

INTRODUCTION

1. La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) a reçu le 27 mars 2012 un courrier du Secrétaire d'Etat à l'Environnement, à l'Energie et à la Mobilité, daté du 25 mars 2013, la sollicitant de formuler un avis sur les modalités d'une procédure d'appel d'offres, conformément à l'article 5, § 4, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité »).

Sont joints à cette demande d'avis :

- un avant-projet d'arrêté royal « *concernant les modalités de la procédure d'appel d'offres pris en application de l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 1^{er} de l'arrêté ministériel portant sur le recours à la procédure d'appel d'offres en application de l'article 5, § 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité* » ;
- l'annexe de cet avant-projet d'arrêté, à savoir le « *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité de type cycle combiné à gaz afin de garantir la sécurité d'approvisionnement* » ;
- le rapport au Roi portant sur cet avant-projet.

Au cours du mois d'avril 2013, deux réunions ont eu lieu avec le représentant du Secrétaire d'Etat dans le but d'obtenir de plus amples informations au sujet du projet d'appel d'offres.

2. L'appel d'offres envisagé constitue l'un des volets du « Plan Wathelet »¹.

Ce plan s'inscrit dans le contexte de l'Accord de gouvernement du 1^{er} décembre 2011. Ce dernier prévoit que :

« Le Gouvernement élaborera, sans délai et au plus tard dans les six mois après son installation, un plan d'équipement en nouvelles capacités de production d'énergies diversifiées permettant d'assurer de façon crédible l'approvisionnement électrique du pays à court, moyen et long terme.

¹ « Le système électrique belge à la croisée des chemins : une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition », disponible sur le lien suivant : <http://wathelet.belgium.be/wp-content/uploads/2012/07/Plan-Wathelet-pour-l%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>.

Dans cette perspective, en toute transparence et dans le respect des règles de concurrence, le Gouvernement s'assurera auprès des acteurs et des investisseurs potentiels de l'effectivité de la mise sur le réseau de ces nouvelles capacités de production dans des délais compatibles à la fois avec la fermeture des centrales nucléaires et avec la croissance prévisible de la consommation énergétique.

En fonction de l'agenda de mise sur le réseau de ces nouvelles capacités, les dates définitives de fermeture des centrales nucléaires seront précisées par le Gouvernement.

Ledit plan d'équipement fera l'objet d'un monitoring et le cas échéant d'appels d'offre du Gouvernement. Les sites pour de nouvelles unités seront sélectionnés avec les Régions, afin d'accélérer les procédures, notamment en examinant la mise à disposition de sites inoccupés. »²

Le Conseil des ministres restreint du 4 juillet 2012 a en outre décidé ce qui suit :

« un mécanisme sera développé pour inciter à l'investissement dans des capacités nouvelles permettant de garantir, après la fermeture des deux centrales nucléaires, à la fois la sécurité d'approvisionnement et le développement des énergies renouvelables, grâce à la plus grande flexibilité de ces nouvelles capacités. »

3. Le présent avis comporte quatre parties. La première partie décrit brièvement le mécanisme de soutien proposé. La deuxième partie expose les objections fondamentales que la CREG croit utile et nécessaire de soulever quant au principe même de l'appel d'offres. La troisième partie examine les modalités du mécanisme envisagé. La quatrième partie contient un certain nombre de suggestions alternatives à cet appel d'offres.

Le Comité de direction de la CREG a adopté le présent avis lors de sa séance du 3 mai 2013.

² Disponible sur le lien suivant : http://premier.fgov.be/sites/all/themes/custom/tcustom/Files/accord_de_gouvernement_1er_decembre_2011.pdf.

I. DESCRIPTION DU MECANISME DE SOUTIEN PROPOSE

4. Le mécanisme proposé se résume à l'attribution d'un subside, plafonné à 87.682,1 EUR/MW/an (non indexé), versé jusqu'en 2025 à/aux l'adjudicataire(s) d'un appel d'offres dans le but d'inciter, « à l'horizon 2016-2017 » la construction d'une/de nouvelle(s) unité(s) de production d'électricité de type TGV³ sur le territoire belge. Il ne s'agit donc pas, comme annoncé dans le plan Wathelet, d'une garantie de rentabilité⁴ puisque le subside ne garanti pas un taux de rentabilité ex post.

5. Pendant la période durant laquelle le support est octroyé, les revenus générés par l'exploitant retenu sur le marché de la *commodity* seraient partiellement captés *ex post* s'ils dépassent un certain seuil : 50 % du surplus seraient alors versés à l'Etat (sous la forme d'une réduction du support annuel). En revanche, le producteur garderait la totalité des revenus résultant de la fourniture des services auxiliaires.

6. Le support annuel maximum ainsi que le seuil de revenus permettraient, dans les hypothèses d'un modèle d'analyse de rentabilité simplifié (ci-après, le « modèle de référence »), d'obtenir un taux de rentabilité de 7,5 %. Ce flux financier sur dix ans actualisé à 2 % correspond au montant de l'investissement (CAPEX) du modèle de référence.

Si les conditions du modèle de référence étaient remplies, l'Etat donnerait donc à l'investisseur la garantie de récupérer les capitaux investis et de pouvoir rembourser les fonds empruntés ; il limiterait de cette façon le risque de l'investisseur à la couverture des coûts d'exploitation fixes et variables et des charges financières. Ceux-ci seraient couverts si la marge dégagée par les activités de vente d'électricité et de fourniture des services auxiliaires étaient suffisants.

³ Turbine Gaz Vapeur

⁴ Cfr p ; 29/41 du Plan Wathelet : « Les projets qui remporteront l'appel d'offre se verront offrir un rendement garanti ex post à partir de leur mise en service pour une durée déterminée. »

7. Par ce mécanisme, le Secrétaire d'Etat entend pallier une défaillance du marché à attirer de nouveaux investissements de production d'un certain type. Il compte de cette façon apporter une solution à un besoin de nouvelles capacités de production flexibles à même de résoudre des problèmes d'adéquation, de flexibilité et de couverture de la demande de base (*baseload*).

II. OBJECTIONS FONDAMENTALES AU RECOURS A L'APPEL D'OFFRE

II.1 Inadéquation entre le risque avéré et la solution proposée

II.1.1 L'appel d'offres ne résout pas les problèmes de sécurité d'approvisionnement avérés pour 2012-2017

8. Conformément à l'article 5, §1, de la loi sur l'électricité, le Ministre peut recourir à la procédure d'appel d'offres « lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas suffisamment assurée par :

1° *la capacité de production en construction ; ou*

2° *les mesures d'efficacité énergétique; ou*

3° *la gestion de la demande. »*

9. Les études abordées dans le rapport au Roi démontrent qu'un manque de capacité de production et les risques inhérents pour la sécurité d'approvisionnement se situent dans la période 2012-2017. L'appel d'offres proposé prévoit un effet à partir de 2016 (mise en service théorique le 1/1/2016 – est-ce raisonnablement possible ?). Si l'on tient compte du fait que les candidats retenus pour l'appel d'offres ne seront connus au plus tôt que début 2014 et qu'une période de minimum 4 ans est nécessaire entre la commande et la mise en service d'une TGV, il est improbable qu'une première nouvelle TGV puisse être mise en service avant l'été 2017. Par conséquent, la CREG doit constater que l'appel d'offres proposé n'apporte pas de solution quant aux risques liés à la sécurité d'approvisionnement auxquels la Belgique devra faire face dans les prochaines années. L'appel d'offres propose donc une solution sur le moyen / long terme à des problèmes identifiés à court terme. Il ne résout dès lors pas le risque avéré et, par conséquent, ne répond pas à l'exigence de l'article 5, § 1^{er}, de la loi électricité et de l'article 8 de la directive 2009/72/CE. Ces dispositions doivent en effet être interprétées comme imposant que l'appel d'offres, qui représente une entrave au fonctionnement normal du marché de la production d'électricité, constitue une réponse effective au risque lié à la

sécurité d'approvisionnement et permette, en d'autres termes, d'atteindre l'objectif poursuivi. À défaut, une telle mesure doit être considérée comme disproportionnée⁵.

II.1.2 Absence de nécessité avérée de recours à l'appel d'offres

10. En cas de risque lié à la sécurité d'approvisionnement, le recours à l'appel d'offres en vue de la construction de nouvelles unités de production ne s'impose pas nécessairement. Il s'agit au contraire d'une mesure de dernier recours⁶.

Le projet d'arrêté royal et le rapport au Roi fournissent une liste détaillée des études avec des extraits connexes. La CREG constate néanmoins que toutes les études mentionnées concernent seulement l'un des trois aspects, à savoir la capacité de production en construction. Les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande ne sont mentionnées nulle part (en tout cas pas explicitement). Toutefois, il ressort de l'article 5, §1, que les trois aspects doivent être analysés. La CREG estime que des mesures sur le plan de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande pourraient sans aucun doute améliorer la sécurité d'approvisionnement. Dans le cadre de cet avis, la CREG ne peut évaluer si le potentiel pour ce faire est suffisant à court ou moyen terme, mais elle estime que ces aspects doivent absolument être étudiés avant d'avoir recours à la procédure d'appel d'offres.

Or, la CREG constate que des mutations structurelles du marché sont en train de se mettre en place. Les acteurs du marché développent des solutions concrètes de court terme :

- les agrégateurs permettent de révéler de nouvelles capacités d'effacement/déplacement de la demande ;
- une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion avec les Pays-Bas a déjà permis d'augmenter la capacité commerciale de 300 MW ;
- certains producteurs envisagent la conversion d'unités TGV en turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) de façon à les rendre plus compétitives.

⁵ *Compar.* : C.J.U.E., arrêt C-242/10 du 21 décembre 2011, *Enel Produzione SpA*, § 55.

⁶ C. JONES, *EU Energy Law*, t. I, 3^{ème} éd., Claeys & Casteels, p. 541.

II.1.3 Le risque de sécurité d'approvisionnement n'est pas avéré au-delà de 2017

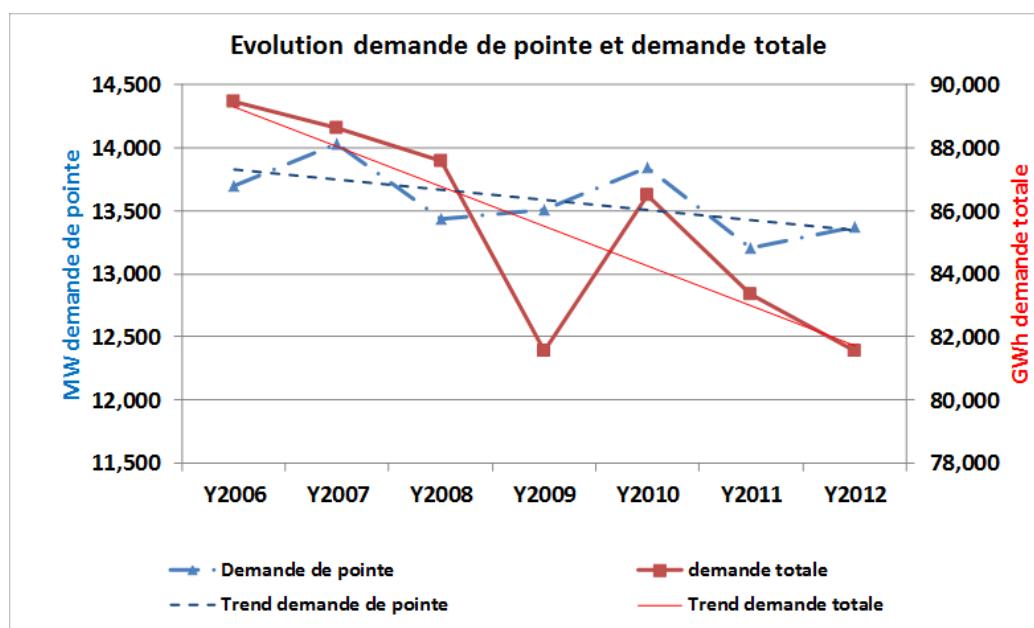
11. La procédure d'appel d'offres conduirait hypothétiquement à la mise en service d'une ou plusieurs installations TGV au plus tôt dans le courant de l'année 2017. Or, la CREG constate qu'aucune analyse approfondie n'a été réalisée sur les besoins à moyen terme (période 2017-2022). Cette incertitude se manifeste d'ailleurs dans l'appel d'offres puisqu'il n'y est nulle part précisé quelle est la capacité additionnelle de production nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement ; il s'agit d'un élément que « *le Ministre pourra négocier avec les candidats dont les projets auront été retenus* » (cahier des charges, point 13 ; voy. aussi *infra*).

Or, à moyen terme, il convient de tenir compte de l'impact des éléments suivants :

Réduction de la demande

12. La CREG constate sur les cinq dernières années une tendance à la baisse de la charge sur le réseau d'Elia, tant pour ce qui concerne la pointe que la charge annuelle totale. La figure ci-dessous illustre cette tendance baissière. Une étude ultérieure est nécessaire pour pouvoir tirer des conclusions sur le caractère structurel de cette tendance qui peut également, dans une certaine mesure, être due à des circonstances conjoncturelles ou climatiques.

Figure 1 : Evolution de la demande de pointe et annuelle en Belgique de 2006 à 2012



Source : CREG

Augmentation des capacités d'interconnexion

13. En outre, la CREG constate qu'une augmentation substantielle de la capacité d'interconnexion est attendue à partir de 2018. La mise en service du projet Nemo (connexion sous-marine entre la Belgique et le Royaume-Uni d'une capacité de 1000 MW) est planifiée en 2018. En outre, une connexion à courant continu de 1000 MW avec l'Allemagne est à l'étude (Allegro). L'implémentation de ces connexions s'effectuera à peu près en même temps que la réalisation éventuelle des nouvelles TGV qui font l'objet de l'appel d'offres et pourrait contribuer à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

Intégration des sources d'énergie renouvelables sur le marché

14. Avec les systèmes de soutien actuels à la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelables les producteurs concernés ne sont pas incités à tenir compte des besoins du marché. Les unités de production à faibles coûts variables (énergie solaire et éolienne) sont actuellement exploitées pour maximiser leur production d'électricité quelles que soient les conditions du marché. Une réforme du mécanisme de soutien permettant de les intégrer dans le marché et de les rendre plus flexible devrait être étudiée. En outre, certaines technologies permettent déjà de participer à la fourniture de services auxiliaires.

Mesures prises par les pays voisins pour améliorer leur sécurité d'approvisionnement

15. La mise en place en place d'un mécanisme de rémunération de la capacité visant à réduire la pointe de consommation en France, le renforcement des capacités de transport entre le nord et le sud de l'Allemagne, la mise en place d'un mécanisme de rémunération de la capacité en Grande-Bretagne,...doivent également être pris en compte.

Une analyse approfondie des besoins à moyen terme (période 2017-2022) doit dès lors être réalisée préalablement au lancement d'un appel d'offres, de façon à identifier le véritable besoin à couvrir à cet horizon de temps et la meilleure façon d'y répondre.

16. S'il s'avère que le problème à résoudre est un problème de **flexibilité**, il ne s'agit pas du bon instrument. Le bon fonctionnement des marchés *day ahead*, *intra day* et du *balancing* doivent permettre de fournir les incitants suffisants pour rémunérer correctement la flexibilité. Toute action en dehors du marché risque de le perturber ou de compromettre son développement dans la mesure où elle met en concurrence des unités subsidiées et des unités non subsidiées.

Si le problème à résoudre est un problème d'**adéquation**, c'est-à-dire de capacité du système à équilibrer l'offre et la demande en période de pointe de consommation, dans ce cas, toutes les capacités nouvelles doivent être traitées sur le même pied, qu'il s'agisse de production ou d'effacement de la demande. En effet, en termes d'adéquation, la probabilité de leur présence en période de pointe est déterminante.

II.1.4 L'action dans l'urgence induit un choix contestable de la technologie

17. L'objectif poursuivi par l'appel d'offres est la mise en service d'une ou plusieurs installations « à l'horizon 2016-2017 ». Cet objectif – peu réaliste aux yeux de la CREG – a conduit le Secrétaire d'Etat à limiter l'appel d'offres à la seule technologie TGV, en vertu du constat figurant dans le cahier des charges (p. 3) « *qu'il n'existe pas, à l'heure actuelle, de projet d'investissement significatif en capacité thermique autre que des projets de cycle combinés gaz* ». Le tableau ci-dessous en reprend la liste.

Tableau 1 : Liste des projets de TGV

Projet	Porteur	Capacité (MW)
Beringen	ENECO (+OCGT)	1000
Dilsen	Dils Energie	920
Nest - Evergem	Edf-Luminus	920
Seneffe - Manage	Eni	450
Amercoeur 2	Electrabel /Bluesky	420
Navagne - Visé	Edf-Luminus	920

Source : CREG

Force est toutefois de constater que tous ces projets datent de plusieurs années et ont été initiés dans un tout autre contexte, de sorte que le choix de la technologie TGV est contestable.

Choix contestable du point de vue du coût pour le consommateur final

18. On doit toutefois constater que plusieurs producteurs annoncent la fermeture d'unités TGV existantes (soit fermeture définitive, soit « mise sous cocon » temporaire, soit conversion de TGV en turbine à gaz à cycle ouvert). Cela s'explique principalement par le fait que les

unités TGV ne seraient plus rentables dans les années à venir et que les OCGT sont plus appropriées comme unités de pointe. Cette tendance n'a pas seulement été prédite dans les études antérieures de la CREG, elle se confirme également. La CREG a constaté que même les unités TGV les plus modernes en Belgique tournaient moins de 1500 heures par an. À un moment où la plupart des producteurs tournent le dos à la technologie TGV (non seulement pas rentable, mais aussi fortement capitalistique et relativement peu flexible), le présent projet d'arrêté royal propose d'opter pour des unités TGV.

La CREG estime que la mise hors service des TGV existantes et leur remplacement par des TGV subsidiées constituent une charge financière élevée et inutile pour la société. S'il semble que des unités TGV soient nécessaires – *quod non, cf. infra* –, le maintien des unités TGV existantes est sans aucun doute une solution moins onéreuse pour la société que la subvention de nouvelles unités (qui, suivant le cahier des charges, doivent d'ailleurs répondre à un rendement relativement faible par rapport aux normes actuelles).

Choix contestable du point de vue de la sécurité d'approvisionnement

19. Comme démontré dans l'étude 1046 de la CREG, l'arrivée massive de production intermittente (renouvelable) en Belgique et en Europe nécessite d'accorder une attention particulière à la flexibilité du parc de production, en particulier à la flexibilité des nouveaux investissements. Dans l'étude en question, la CREG plaidait alors en faveur d'investissements suffisants dans les turbines à gaz à cycle ouvert qui, bien qu'elles aient un rendement inférieur à celui des TGV, impliquent un coût d'investissement inférieur et sont plus flexibles au niveau des cycles d'arrêt et de redémarrage. Ce besoin n'a fait qu'augmenter ces dernières années. Leur mise en service est également beaucoup plus rapide.

20. Avec le développement des nouvelles techniques de gestion de la demande et l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché qui se spécialisent dans ce domaine, la flexibilité nécessaire peut, maintenant plus que jamais, être aussi assurée par la gestion de la demande en fonction des signaux du marché.

Choix constitutif d'une distorsion de concurrence

21. Il ressort tant de l'article 8 de la directive 2009/72/CE que de l'article 5 de la loi électricité que l'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité doit être conçu de telle sorte qu'une concurrence effective soit garantie. La preuve en est, par exemple, de l'exigence de publication de l'appel d'offres au *Journal officiel de*

l'Union européenne, qui permet une diffusion la plus large possible de l'invitation à déposer une offre. L'article 5, § 4, de la loi électricité requiert d'ailleurs que la procédure d'appel d'offres garantisse « *une mise en concurrence effective* ».

22. Or, en limitant l'appel d'offres à une seule technologie (TGV), et en laissant entendre que seuls pourraient participer de manière effective à l'appel d'offres les projets « existants », c'est-à-dire concrètement⁷ ceux qui disposent déjà d'une autorisation individuelle de production (ainsi que les autres permis multiples nécessaires), la procédure d'appel d'offres limite fortement le nombre d'acteurs qui pourraient déposer une offre. *De facto*, cela rend par exemple la publication de l'appel d'offres au *JOUE* parfaitement superflue...

Certes, cette limitation de la concurrence pourrait théoriquement être justifiée par l'objectif recherché, à savoir la résolution du risque lié à la sécurité d'approvisionnement identifié pour les années à venir. La CREG a toutefois constaté ci-avant que, même en limitant l'appel d'offres aux projets existants, une mise en service industrielle du/des projet(s) retenu(s) dans le cadre de l'appel d'offres ne pourra pas être réalisée, au mieux, avant 2017 et ne répondra pas, dès lors, à l'objectif visé.

L'appel d'offres ne réalise dès lors pas une mise en concurrence effective.

II.2 Exécution erronée de l'article 5 de la loi électricité

23. L'article 5, § 4, de la loi électricité charge le Roi de déterminer « *les modalités de la procédure d'appel d'offres* ». A l'origine, l'intention du législateur était de permettre au Roi d'établir des adaptations à la procédure d'appel d'offres telle que contenue dans la législation sur les marchés publics. Vu cet objectif, et compte tenu de la rédaction de l'article 5, § 4, l'arrêté royal à adopter doit constituer un cadre général à utiliser pour les différents appels d'offres auquel il est jugé nécessaire de recourir.

⁷ En témoigne également le point 8 du cahier des charges, qui dispose que « *le candidat doit être titulaire d'une autorisation de production d'électricité* ». Certes, le cahier des charges prévoit également la possibilité de se porter candidat sans disposer d'une telle autorisation, mais il ne précise alors pas comment un tel candidat pourra démontrer qu'il satisfait aux critères fixés par l'article 4 de la loi électricité pour obtenir une telle autorisation...

La preuve en est des différents modes d'exécution envisagés par l'article 5, § 4 :

- un cadre général : l'arrêté royal visé par l'article 5, § 4 ;
- une décision ponctuelle et motivée du ministre de recourir à la procédure d'appel d'offres (éventuellement matérialisée dans un arrêté ministériel), visée par l'article 5, § 1^{er} ;
- un cahier des charges ponctuel établi par la Direction générale de l'Energie (art. 5, § 4).

24. Or, l'arrêté royal en projet ne vise nullement à constituer ce cadre général, mais donne au contraire une exécution ponctuelle à l'article 5, dans le cadre d'une seule procédure d'appel d'offres ; ce faisant, il n'a pas la portée réglementaire requise par l'article 5, § 4, et pourrait être considéré comme discriminatoire.

En outre, le projet d'arrêté royal est supposé intervenir en exécution d'un arrêté ministériel qui constate la nécessité de recourir à la procédure d'appel d'offres ; ça devrait logiquement être l'inverse : c'est en application d'un arrêté royal à portée réglementaire qu'un arrêté ministériel doit être adopté en vue d'une application ponctuelle ; la hiérarchie des normes s'oppose au demeurant à ce qu'un arrêté royal soit adopté « *en application d'un arrêté ministériel* », comme l'indique l'intitulé du projet⁸.

25. Enfin, l'article 5, § 4, de la loi électricité prévoit que le cahier des charges est établi par la DG Energie. Or, en tant qu'annexe au projet d'arrêté royal, le cahier des charges fait partie intégrante de celui-ci et l'on ne peut donc considérer que c'est l'administration qui l'a établi, mais bien le Roi.

⁸ L'article 20 de l'arrêté en projet requiert étrangement que cet arrêté et l'arrêté ministériel de désignation fassent l'objet d'une confirmation (législative) dans les six mois de leur entrée en vigueur respective. La CREG n'aperçoit pas la nécessité d'une telle confirmation et constate en outre qu'il n'appartient pas au Roi de requérir une confirmation de ses arrêtés par la loi.

II.3 Entrave au fonctionnement du marché

L'Etat se substitue au marché

26. Par le mécanisme de l'appel d'offres, l'Etat se substitue clairement au marché. C'est le gouvernement - et non les acteurs du marché - qui décide du type de capacité, du choix de la technologie et du moment de l'investissement, ce qui augure le retour à une planification centralisée des investissements.

Or, cette décision relative au mix énergétique influencera pendant plusieurs décennies le fonctionnement du marché belge de l'électricité, sa compétitivité ainsi que son coût pour la collectivité – de façon directe, à concurrence de montant du subside, et de façon indirecte, par son influence sur la structure du *merit order*.

Par ailleurs, tout responsable d'équilibre (ARP), a l'obligation d'assurer l'équilibre entre ses injections et ses prélèvements. Si les pénalités pour déséquilibre sont suffisamment élevées, elles constitueront un incitant suffisant pour la mise sur le marché de nouvelles capacités, sans que l'Etat ait à intervenir.

27. La rémunération n'est basée que de façon très limitée sur des règles de marché d'où le risque de pression de la part des investisseurs pour obtenir des aides élevées qui deviennent le principal moteur des investissements.

La subsidiation devient le moteur principal de l'investissement

28. La simple évocation de la mise en œuvre d'un mécanisme de rémunération de la capacité, ou de toute autre forme de mécanisme de soutien, peut *de facto* rendre la mesure inévitable, même dans un marché disposant de projets d'investissement en suffisance. Le débat à ce sujet est en effet de nature à postposer les décisions d'investissement puisqu'il offre la perspective de revenus supplémentaires.

29. De plus, la mise en œuvre de mesures d'incitation à l'investissement non concertées au niveau européen présente un réel risque de surenchère entre Etats membres.

Distorsions de concurrence

30. Sur le marché de la *commodity*, l'introduction des nouvelles capacités en milieu de *merit order* va entraîner la sortie du marché d'unités existantes. La subsidiation risque donc d'aboutir à un simple remplacement de capacité. De plus, il convient de noter que la subsidiation de nouveaux investissements en capacités de production perturbe le fonctionnement du marché (cf. §15).

31. Étant donné que le marché sur lequel opèrent les TGV est un marché international, l'appel d'offres doit au moins se faire en concertation avec nos pays voisins.

II.4 Coût pour le consommateur final

32. Le besoin d'un soutien à l'investissement dépend largement du type de capacité choisi et ne se justifie que si ce type de capacité apporte une réponse appropriée à un besoin en termes de sécurité d'approvisionnement.

33. En l'absence d'une identification claire des besoins en termes d'adéquation, de flexibilité et de *baseload*, le choix se porte sur un type d'unité susceptible d'offrir les trois services. Or, les unités TGV se caractérisent par de faibles coûts fixes et des coûts variables élevés, ce qui ne leur permet de se classer en ordre utile dans le *merit order* qu'en période de semi base ou de semi pointe, lorsque les prix de vente de l'électricité sur le marché *day ahead* sont suffisants pour les couvrir.

34. Étant donné les évolutions structurelles du marché, la demande résiduelle (hors production/consommation renouvelable) à couvrir se réduit et devient plus volatile. Ces unités seront donc appelées à fonctionner davantage de façon marginale. Dès lors, leur rentabilité à long terme n'est assurée que si le prix de marché permet de dégager une marge sur les coûts variables suffisante pour couvrir les coûts fixes. Plus le nombre d'heures de fonctionnement et l'énergie produite diminuent, plus la marge dégagée sur les kWh vendus doit être élevée pour couvrir les coûts fixes.

Or, actuellement, les unités TGV existantes sont de moins en moins activées vu la diminution du prix de l'électricité observée sur les bourses qui permet de moins en moins de couvrir les

coûts variables. Cette diminution du prix s'explique par la disponibilité de moyens moins coûteux d'approvisionnement en électricité (dont certains subsidiés).

Le subside à l'investissement réduit certes la part des coûts fixes à couvrir, mais ne résout pas le problème de la couverture des coûts variables. Ce principe est essentiel pour réduire au maximum l'impact de la mesure sur le fonctionnement du marché de la *commodity*, mais rend la contribution de ces unités à l'approvisionnement du pays et à la fourniture des services auxiliaires très limitée.

Cette modification structurelle du marché tend à favoriser des technologies moins intensives en capital telles que les turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT).

35. Le but est également de disposer de capacité *baseload* pour remplacer la production nucléaire dont l'arrêt est programmé. Sur le plan économique, il s'agit donc de remplacer des unités amorties à faibles coûts fixes et variables par des unités plus coûteuses.

De ce point de vue, la question de l'opportunité d'une subside de nouvelles capacités coûteuses se pose alors que l'on veut fermer des capacités nucléaires existantes à faible coûts (pour les producteurs) qui pourraient être prolongées de quelques années, sous réserve de l'accord des autorités de sûreté nucléaire, et générer une rente utile pour financer la transition énergétique. En plus du support aux énergies renouvelables, les ménages devront également supporter une rente gazière, ce qui annulera partiellement le résultat des efforts entrepris ces deux dernières années pour réduire le prix de l'électricité pour les consommateurs.

36. En outre, comme la CREG l'a souligné dans son étude 1182⁹, un *spread* négatif ne signifie pas une vente à perte. La majorité des ventes se font dans le cadre de contrats négociés un à trois ans à l'avance. Lors de la signature de ces contrats, le producteur couvre sa position en achetant des *forwards* de gaz et de CO₂ de façon à sécuriser sa marge.

Entre l'achat de ses *forwards* et la veille de la fourniture, il peut se livrer à des opérations de *trading* de façon à optimiser ses positions sur ces marchés et à générer, le cas échéant, un supplément de marge.

⁹ Etude (F)121011-CDC-1182 relative aux mécanismes de rémunération de la capacité

Le *spread* n'intervient qu'en *day ahead*, au moment où il choisit le moyen le plus rentable pour approvisionner son client. Il privilégie alors, soit l'unité de production disponible dont le *spread* est le plus élevé, soit l'achat d'électricité sur le marché proposée par un producteur (national ou étranger) dont les coûts de production sont plus faibles et la revente du gaz et du CO₂.

Le niveau de l'aide accordée doit être examiné dans ce contexte. Il serait paradoxal de subsidier les moyens de production inutilisés de producteurs réalisant par ailleurs des marges importantes sur leurs ventes.

37. Restreindre l'offre à un type de technologie de production supprime toute perspective de véritable concurrence entre technologies de coût différent, répondant aux mêmes critères de fonctionnement (tels que la gestion de la demande et les unités de production à cycle ouvert).

Cette restriction représente une entrave au développement de solutions alternatives innovantes de moindre coûts plus en phase avec le fonctionnement futur du marché dont les conséquences devront être supportées à moyen et long terme.

III. ANALYSE SUCCINCTE DES MODALITES DE L'APPEL D'OFFRES

38. Si malgré les objections fondamentales identifiées au point précédent, la décision de procéder à un appel d'offres était maintenue, il conviendrait de prendre en compte un certain nombre d'éléments, énumérés ci-dessous, afin d'améliorer le mécanisme proposé.

À cet égard, la CREG s'est limitée à reprendre les éléments les plus importants, sans identifier les multiples imperfections des documents en projet qui lui ont été soumis, comme par exemple les défauts de traduction, les références erronées, l'utilisation de termes incorrects, etc.

III.1 Imperfection de la procédure d'appel d'offres

III.1.1 Recevabilité des offres

39. L'article 16 de l'avant-projet d'arrêté royal (ci-après le « projet AR ») dispose que la Direction générale de l'Energie publie la liste des candidatures « *déclarées recevables* ». Or, on ne dit nulle part dans le projet AR quelles sont les conditions de recevabilité des offres. Le cahier des charges se limite, quant à lui, à énumérer les critères de sélection et les critères d'attribution des offres (cf. *infra*), sans identifier les conditions de recevabilité.

De la sorte, les documents soumis à la CREG ne permettent pas de déterminer si la recevabilité des offres au sens du projet AR recouvre, ou non, la même chose que les critères de sélection énumérés dans l'appel d'offres. Si, comme le pense la CREG, il s'agit de deux concepts différents, le projet AR devrait lister les conditions de recevabilité, ou à tout le moins renvoyer explicitement à l'appel d'offres à cet égard.

40. Le projet AR devrait prévoir les modalités, pour les candidatures irrecevables, de communication des motifs de la décision prise par la Direction générale de l'Energie.

41. L'article 19 du projet AR prévoit qu'en cas de désistement ou de défaillance d'un candidat retenu, le ministre peut choisir un autre candidat figurant « *en ordre utile sur la liste*

établie par la Direction générale de l'Énergie ». La référence reprise dans cette disposition étant incorrecte, la CREG suppose que la liste visée ici est celle établie par la DG Énergie des candidatures déclarées recevables, en application de l'article 16.

Or, d'une part, l'expression « *en ordre utile* » donne à penser qu'un classement est opéré parmi les offres recevables, ce qui est certainement une incongruité compte tenu de la notion même de recevabilité des offres.

D'autre part, l'article 18, al. 6, du projet AR dispose que la lettre du ministre notifiant le rejet de l'offre à un candidat « *précise le cas échéant si le projet est éligible pour la réserve de candidatures* »¹⁰ en cas de désistement ou de défaillance du candidat retenu. Ceci donne à penser, contrairement à l'article 19, qu'il ne suffit pas d'être « *recevable* » pour être « *éligible* » à la réserve de candidatures.

III.1.2 Critères de sélection

42. Les critères de sélection des candidats sont listés dans le cahier des charges (point 11) ; ils comprennent des critères d'exclusion, des critères relatifs à la capacité financière des candidats et à leur capacité technique.

Le projet AR, qui est censé déterminer les modalités de la procédure d'appel d'offres, en veillant à assurer notamment la transparence de celle-ci (art. 5, § 4, de la loi électricité), ne contient quant à lui ni une énumération de ces critères de sélection, ni même le principe de tels critères. En ce sens, il n'assure pas une correcte exécution de l'article 5, § 4, de la loi.

43. S'agissant des critères d'exclusion (point 11.1 du cahier des charges), il est prévu notamment que, par la signature de son offre, le candidat s'engage à respecter les normes définies dans les conventions de base de l'Organisation internationale du Travail (OIT), et que le non-respect des conventions mentionnées « *sera considéré comme une faute grave* ».

Ce faisant, le cahier des charges réalise une confusion entre une obligation d'un candidat retenu (faute grave dans l'exécution du marché) et un critère d'exclusion, pouvant être vérifié lors de l'examen des offres. On mentionnera dès à présent que la notion de « *faute grave* » n'est pas reprise dans le volet « *sanction* » (point 15 du cahier des charges, cf. *infra*).

¹⁰ souligné par la CREG.

III.1.3 Critères d'attribution

44. Les critères d'attribution sont exposés au point 12 du cahier des charges ; le projet AR est muet à cet égard. La CREG réitère à ce propos sa critique relative à la correcte exécution de l'article 5, § 4, de la loi électricité, d'autant que cette disposition mentionne expressément que l'arrêté royal fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres doit veiller à la transparence de la procédure, et en particulier « *des critères d'attribution de l'appel d'offres* » ; la CREG n'aperçoit pas comment le projet AR pourrait assurer la transparence des critères d'attribution alors qu'elle n'en dit strictement rien...

45. Les critères d'attribution repris dans le cahier des charges sont répartis en deux catégories : d'une part, le montant maximal de soutien financier demandé par le candidat (qui vaudra pour 70 % de la cote finale attribuée à l'offre) ; d'autre part, la qualité de l'offre (qui vaudra pour 30 % de la cote finale attribuée à l'offre), elle-même évaluée à l'aide de neuf « critères »¹¹.

Il ressort des discussions entre la CREG et le représentant du Secrétaire d'Etat que les critères permettant d'évaluer la qualité de l'offre ne font l'objet d'aucune pondération entre eux, afin de donner la plus grande flexibilité possible dans l'évaluation (sic).

46. Si, formellement, rien n'interdit effectivement de ne pas établir de pondération entre les critères d'attribution, l'absence de pondération a en revanche le résultat inverse à celui recherché dans le cahier des charges. Comme en matière de marchés publics, en effet, l'absence de pondération conduit à conclure que tous les critères doivent être considérés de manière équivalente et ne permet donc précisément aucune flexibilité dans leur appréciation.

En tout état de cause, l'absence de toute indication quant à la manière dont les sous-critères de qualité de l'offre seront évalués entre eux rend le mécanisme opaque et n'est dès lors pas conforme à l'exigence de transparence figurant à l'article 5, § 4, de la loi électricité¹².

¹¹ il faut noter à ce propos que le cahier des charges utilise expressément ce terme ; selon la CREG, il s'agit donc de sous-critères d'attribution, au sens où on les entend généralement dans le droit des marchés publics, et non de spécifications ou de explications.

¹² *Compar.*, C.J.U.E., affaire C-532/06, *Lianakis*, du 24 janvier 2008, citant la jurisprudence selon laquelle « *tous les éléments pris en considération par le pouvoir adjudicateur pour identifier l'offre économiquement la plus intéressante et leur importance relative* [doivent être] connus aux [sic] soumissionnaires potentiels au moment de la préparation de leurs offres » (§ 36).

47. En outre, le système de pondération (70-30) envisagé par le cahier des charges est problématique. Faisant la part belle au soutien financier demandé, il laisse la porte ouverte au choix d'une offre très pauvre techniquement si la différence de prix avec les autres offres est significative. Une telle pondération ne peut être maintenue que si les « *exigences minimales de qualité* »¹³ (point 10 de l'appel d'offres) incluent des considérations techniques et environnementales qui sont un reflet correct de la meilleure technologie actuellement disponible¹⁴.

Surtout, l'absence de pondération connue à l'avance des sous-critères ne permettra pas d'écarter une offre, financièrement et techniquement intéressante, dont la mise en service industrielle serait reportée à une date très éloignée (par exemple, au-delà de 2020), alors que l'objectif expressément poursuivi par l'appel d'offres est une mise en service « à l'horizon 2016-2017 ». Pour répondre à cet objectif – dont au demeurant le caractère irréaliste a déjà été souligné –, la date de mise en service industrielle devrait soit constituer un critère d'attribution propre disposant d'un certain poids dans la cote finale, soit constituer un critère d'exclusion, considérant qu'on n'examine pas les offres dont la mise en service industrielle est programmée au-delà d'une certaine date.

48. Par ailleurs, les sous-critères utilisés pour apprécier la qualité des offres se caractérisent par leur caractère vague et leur manque de clarté.

Ainsi, par exemple :

- Quelle différence faut-il faire entre le critère « *état d'avancement du projet* » et celui de la « *fermeté de l'engagement* » ?
- Comment apprécier le critère « *contribution à la sécurité d'approvisionnement* » ? Tiendra-t-on compte uniquement, par exemple, de la puissance installée de l'installation ?

Bref, vu le caractère flou des sous-critères proposés, la CREG estime que la transparence exigée par l'article 5, § 4, de la loi électricité n'est pas rencontrée.

¹³ Lire : « *spécifications techniques* », conformément à l'article 5, § 4, de la loi électricité et à la législation en matière de marchés publics.

¹⁴ À titre d'exemple, il y a longtemps que les nouvelles centrales TGV ont un rendement LHV supérieur à 57 %...

49. Enfin, il faut relever qu'aucun critère lié à la qualité de l'offre – ni d'ailleurs les « *exigences minimales de qualité* » reprises au point 10 – ne tient compte spécifiquement de la flexibilité de l'installation.

Les défis actuels du système électrique belge sont de plusieurs ordres. L'arrêté royal et l'appel d'offres qu'il introduit se concentrent sur le problème de l'adéquation du parc de production belge et sur le manque de capacités installées qui s'y manifeste. Un autre défi majeur de la production au niveau belge et européen est la flexibilité des unités de production, élément primordial dans l'intégration des sources d'énergie renouvelable intermittentes dans le système. Or, l'arrêté royal et l'appel d'offres passent à côté de cette problématique et prennent ainsi le risque de sacrifier sur l'autel de l'adéquation des capacités de production modernes qui seraient particulièrement utiles pour aider également à résoudre le problème mentionné.

Les problèmes liés au manque de capacités installées se manifesteront probablement pendant un nombre limité d'heures par an, alors que les besoins en ressources de production flexibles sont utiles quasiment en permanence. Il manque donc essentiellement des critères techniques instituant des exigences minimales en matière de flexibilité comme par exemple un niveau minimal de production stable suffisamment bas, des délais de démarrage courts et de bonnes caractéristiques dynamiques de suivi de charge.

III.1.4 Examen des offres, négociation, motivation

50. Ni le projet AR ni le cahier des charges n'organisent la manière dont la décision relative à la sélection sera prise, ni les modalités de communication de cette décision et de ses motifs.

51. L'article 17 du projet AR pourrait prévoir que la DG Energie a la possibilité de demander des informations complémentaires aux candidats, en assurant l'égalité des candidats et la transparence.

52. Selon l'article 5, § 5, de la loi électricité, la désignation du candidat retenu vaut autorisation individuelle de production d'électricité au sens de l'article 4 de cette même loi. À ce titre, la désignation doit intervenir après que le ministre a recueilli l'avis des autorités à

consulter en exécution de l'article 4¹⁵, et sur la base des critères visés à cet article (voy. aussi *infra*).

Les documents soumis pour avis à la CREG n'exécutent pas correctement cette disposition. D'une part, en effet, ni le projet AR, ni le cahier des charges ne prévoient ni n'organisent comment le ministre va tenir compte des critères repris à l'article 4, § 2, de la loi électricité ; ces critères ne sont d'ailleurs repris ni comme critères de sélection, ni comme critères d'attribution. D'autre part, les délais prévus aux articles 17 et 18 du projet AR semblent incompatibles avec l'obligation de recueillir, préalablement à la désignation, l'avis des autorités concernées ; la consultation de ces autorités n'est d'ailleurs organisée nulle part...

53. Selon le point 13 du cahier des charges, le ministre a la possibilité de « négocier avec les candidats dont les projets ont été retenus sur la quantité installée proposée par les candidats afin de disposer de la capacité nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique ». Cette possibilité de négociation est très problématique.

D'abord, elle n'est pas prévue par le projet AR, alors qu'il s'agit d'un élément essentiel de la procédure.

Ensuite, et surtout, on voit mal comment cette négociation pourrait concrètement intervenir. D'une part, les installations sur lesquelles porte l'appel d'offres répondent à des contraintes techniques particulières ; leur capacité installée ne peut dès lors être augmentée ou diminuée sur commande dans le cadre d'une négociation. D'autre part, une négociation sur la capacité à installer aurait pour conséquence de remettre en cause l'équilibre financier du projet, de sorte que le soutien financier demandé – critère clé d'attribution – pourrait être amené à évoluer. Cette possibilité de négociation doit dès lors être supprimée.

54. Par ailleurs, l'article 18 du projet AR prévoit que le ministre « *avise les autres candidats du rejet de leur offre* », par courrier recommandé. Contrairement à ce qui est prévu en matière de marchés publics, le projet AR n'organise nullement les modalités de communication des motifs du choix opéré.

¹⁵ Selon l'exposé des motifs de la loi du 8 janvier 2012, conformément à l'arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité.

III.1.5 Standstill

55. Fatalement, eu égard à l'importance économique de l'appel d'offres pour les candidats, il y a des risques considérables que la décision du ministre soit contestée par les candidats évincés. Comme la législation des marchés publics ne s'applique pas en l'espèce, c'est alors le droit commun qui sera d'application.

56. La question se pose de savoir si, à l'issue de la procédure d'appel d'offres, une convention est conclue entre l'Etat et le candidat retenu (même à défaut de signature expresse d'un contrat entre les parties). Cela semble être le cas, au regard notamment des termes du cahier des charges (p. 7, point 3 : « Durée du contrat »).

Dans ces conditions, la décision du ministre, une fois notifiée au candidat retenu, fera naître la convention. Un recours, introduit même en extrême urgence devant le Conseil d'Etat ou en référé devant le président du tribunal de 1^{ère} instance, sera alors très difficilement susceptible d'entraîner la remise en cause du contrat lui-même.

57. Pour éviter un tel cas de figure, il pourrait être opportun de s'inspirer de la législation en matière de marché public qui impose, dans certains cas, une clause de *standstill* permettant aux candidats malheureux d'introduire utilement un recours juridictionnel contre la décision d'attribution.

III.2 Caractère flou et incomplet des sanctions

58. L'article 2 du projet AR prévoit que le cahier des charges comprend notamment (9°) les sanctions en cas de manquement du candidat retenu aux prescriptions dudit cahier. Selon l'article 13 du projet AR, la remise de l'offre vaut engagement du candidat à respecter l'ensemble des obligations figurant dans le cahier des charges et à mettre en service l'installation dans les conditions de l'appel d'offres. Il ajoute que le manquement à ces obligations peut faire l'objet des sanctions prévues par le cahier des charges.

Quant à l'article 21 du projet AR, il organise une sanction spécifique (la « *suspension* »¹⁶ du soutien financier pendant un an maximum) en cas de constat, par la CREG, d'un comportement dans le chef du candidat retenu manifestement non-conforme au marché ou en cas de non-respect de l'obligation de disponibilité.

L'article 15 du cahier des charges ne prévoit quant à lui de sanction qu'en cas de retard par rapport à la date de mise en service industrielle estimée (de 20.000 € à 100.000 € par mois de retard, selon la durée du retard).

59. Ce mécanisme de sanction est largement imparfait. En effet, il ne prévoit formellement de sanction qu'en cas de non-respect de l'obligation de disponibilité ou en cas de retard dans la mise en service industrielle. Or, il est évident que, dans l'exécution de l'appel d'offres, le candidat retenu peut commettre d'autres manquements – par exemple, le non-respect des « *exigences minimales de qualité* » ; le non-respect des engagements figurant dans l'offre et ayant conduit au choix du candidat ; le non-respect des conventions de l'OIT, qualifié de « *faute grave* » par le cahier des charges, etc.

Aucune sanction n'est prévue en pareilles hypothèses...

60. Les sanctions prévues à l'article 15 du cahier des charges ne sont ni plafonnées, ni limitées dans le temps ; elles sont prévues en tout état de cause, quelle que soit la raison du retard, même si celui-ci provient de la faute d'un tiers ou d'un cas de force majeure. Dans ces conditions, aux fins d'éviter l'application de ces amendes de retard, les candidats prendront soin de se donner une marge de sécurité suffisante dans l'estimation de la date de mise en service industrielle. Cette marge de sécurité, compréhensible dans le chef des candidats, va manifestement à l'encontre de l'objectif poursuivi dans le cadre de l'appel d'offres, à savoir mettre en service une unité TGV « *à l'horizon 2016-2017* ». Ou alors, les candidats voudront se prémunir financièrement contre le risque lié à la date de mise en service projetée, ce qui aura pour conséquence d'augmenter le montant du soutien demandé.

¹⁶ Le terme « *suspension* » n'est pas clair. Cela veut-il dire que le paiement du soutien financier est simplement reporté dans le temps ?

III.3 Non pertinence des hypothèses économiques

III.3.1 Le CSS et le nombre d'heures de fonctionnement sont surestimés

61. Le Clean Spark Spread (CSS) est la marge qu'une centrale à gaz dégage de la vente d'un MWh d'électricité après avoir payé le gaz et les quotas d'émission de CO₂ qu'elle consomme pour produire ce MWh d'électricité.

62. Selon le mécanisme de soutien proposé et dans les conditions du modèle de référence, le soutien annuel maximum que peuvent demander les soumissionnaires (87.682,1 EUR/MW/an) est égal à - environ - 125% du soutien nécessaire (70.415,68 EUR/MW/an) pour garantir à l'investissement un taux de rendement interne (TRI) de 7,5% dans un marché de l'électricité où :

- avant 2026, la centrale fonctionne à pleine capacité durant 2.602 heures/an avec un CSS de 35,07 EUR/MWh (EUR2011);
- à partir de 2026, la centrale fonctionne à pleine capacité 4.743 heures/an avec un CSS de 28,04 EUR/MWh (EUR2011)¹⁷.

63. Ce soutien annuel sera revu à la baisse dans le cas où le nombre d'heures de fonctionnement et le CSS réellement observé ex-post sont supérieurs à ces hypothèses mais ne sera pas revu à la hausse dans le cas où le nombre d'heures de fonctionnement et le CSS réellement observé ex-post sont inférieurs à ces hypothèses.

64. Afin d'atteindre l'objectif poursuivi par le mécanisme de soutien proposé, à savoir la construction de nouvelles unités de production, il convient donc de s'assurer que ces hypothèses d'évolution du nombre d'heures de fonctionnement et du CSS sont prudentes eu égard aux anticipations des acteurs de marchés. En effet, si les hypothèses précitées se révèlent être beaucoup plus optimistes que les anticipations des acteurs de marché, alors il existe un risque que le montant du soutien annuel maximum que peuvent demander les soumissionnaires (39,5 millions EUR/an pour une unité de 450 MW) sera jugé insuffisant pour

¹⁷ Considérant le taux d'inflation de 2% fixé au sein du projet d'arrêté royal et une date de mise en service prévue en 2016, le mécanisme de soutien part donc du principe que le CSS qui sera observé :

- en 2016 est égal à $35,07 \times (1,02)^5 = 38,72$ EUR/MWh ;
- en 2025 est égal à $35,07 \times (1,02)^{14} = 46,27$ EUR/MWh ;
- en 2026 est égal à $28,04 \times (1,02)^{15} = 37,73$ EUR/MWh ;
- en 2040 est égal à $28,04 \times (1,02)^{29} = 49,79$ EUR/MWh.

garantir la rentabilité minimale susceptible d'attirer des soumissionnaires. Dans ce cas, le mécanisme de soutien proposé ne permettra pas d'atteindre son objectif.

65. La CREG constate que les hypothèses d'évolution du nombre d'heures de fonctionnement et du CSS reprises dans le projet d'arrêté royal ne sont pas justifiées. Les questions posées à ce sujet au Secrétaire d'Etat sont restées sans réponse.

66. La CREG ne connaît pas les anticipations des acteurs du marché en matière d'évolution du CSS sur une période aussi longue - cf. 30 années -. Toutefois, une analyse de l'évolution du CSS au cours des cinq dernières années permet à la CREG de douter de la prudence des hypothèses posées dans le projet d'arrêté royal en matière d'évolution du nombre d'heures de fonctionnement et du CSS. Depuis 2008, et sous l'effet de prix de l'électricité en baisse et de prix du gaz en hausse sur les bourses, la CREG constate en effet que le CSS ne cesse de se dégrader.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution entre 2008 et 2012 du CSS calculé pour une centrale avec un rendement de 57% sur la base des prix horaires Belpex pour l'électricité, des prix journaliers du gaz sur le marché TTF et des prix du carbone (cal dec de l'année)¹⁸. La situation la plus profitable pour l'opérateur de cette centrale au gaz y est mise en exergue par une couleur verte. A l'inverse, la situation la moins profitable pour l'opérateur de cette centrale à gaz y est mise en exergue par une couleur rouge.

Les deux premières lignes du Tableau 2 mettent en exergue la dégradation continue du CSS moyen entre 2008 et 2012.

Les quatre dernières lignes du Tableau 2 illustrent l'évolution du nombre d'heures au cours desquelles un CSS supérieur aux hypothèses reprises au sein du projet d'arrêté royal a été observé. Bien qu'une légère amélioration ait été observée entre 2011 et 2012, la CREG constate que ce nombre d'heures reste particulièrement faible en 2012 - entre 65h/an et 136h/an – et très nettement inférieur aux hypothèses du nombre d'heures de fonctionnement reprises dans le projet d'arrêté royal – entre 2.602h/an et 4.743 h/an -.

¹⁸ Ces hypothèses sont celles reprises dans le projet d'arrêté royal.

Tableau 2: Illustration de la dégradation du CSS entre 2008 et 2012 au moyen de différents indicateurs

	2008	2009	2010	2011	2012
CSS moyen (EUR/MWh)	19,11	13,12	11,01	4,95	0,60
CSS moyen lorsque CSS > 0 (EUR/MWh)	29,89	17,95	16,23	13,41	11,00
# heures avec CSS > 37,73 EUR/MWh (1)	1.839	592	269	49	136
# heures avec CSS > 38,72 EUR/MWh (2)	1.747	550	244	46	122
# heures avec CSS > 46,27 EUR/MWh (3)	1.218	288	122	25	76
# heures avec CSS > 49,79 EUR/MWh (4)	1.039	217	97	22	65

(1)= hypothèse projet AR pour 2026 en EUR 2026

(2) = hypothèse projet AR pour 2016 en EUR 2016

(3) = hypothèse projet AR pour 2025 en EUR 2025

(4) = hypothèse projet AR pour 2040 en EUR 2040

Source : CREG

67. Sur base de cette évolution historique, et dans un contexte où le développement du renouvelable - à l'origine de la baisse des prix de l'électricité observée sur les bourses ces dernières années - va se poursuivre dans les années à venir, partir de la situation observée au cours de l'année 2012 est certainement une approche plus prudente que celle observée dans le projet d'arrêté royal.

Cette approche plus prudente entraînerait toutefois une forte augmentation du soutien nécessaire pour garantir à l'investissement un taux de rendement interne (TRI) de 7,5%.

En extrapolant la situation observée en 2012 lorsque le CSS était positif - CSS moyen de 11,00 EUR/MWh durant les 4.889 heures où le CSS était positif - à la période 2016-2040, le montant du soutien nécessaire pour garantir à l'investissement un taux de rendement interne (TRI) de 7,5% augmenterait à 173.126 EUR/MW/an, ce qui multiplierait par 2,46¹⁹ le soutien annuel maximum que peuvent demander les soumissionnaires. Celui-ci passerait, pour une unité de 450 MW, de 39,5 millions EUR/an à 97,2 millions EUR/an.

A noter que l'hypothèse de 4.889 heures de fonctionnement est certainement encore très optimiste dans la mesure où, étant donné ses contraintes techniques (cf. période annuelle d'entretien, coûts de démarrage, durée minimale de fonctionnement, ...), une centrale à gaz ne capte pas tous les CSS positifs observés au cours de l'année. A titre d'illustration, une centrale moderne TGV belge n'a ainsi réellement fonctionné que [confidentiel] heures équivalentes à pleine capacité²⁰ en 2012 (HEPP)²¹.

¹⁹ 173.126/70.415=2,46

²⁰ Cfr Projet d'arrêté royal, art.4, 9°

Sur la base d'un CSS moyen de 11 EUR/MWh durant [confidentiel] heures de fonctionnement durant la période 2016-2040, le montant du soutien nécessaire pour garantir à l'investissement un taux de rendement interne (TRI) de 7,5% augmenterait à 205.821 EUR/MW/an, ce qui multiplierait par 2,92²² le soutien annuel maximum que peuvent demander les soumissionnaires.

68. Une rémunération insuffisante peut aboutir à un échec de l'appel d'offres ou à la nécessité d'une subsidiation complémentaire pour éviter la fermeture de l'installation en cours ou en fin de la période pendant laquelle l'aide est octroyée.

III.3.2 Manque de clareté du mécanisme de calcul ex post

69. Concernant la prise en compte de la production liée à la fourniture de services auxiliaires au bénéfice du gestionnaire de réseau de transport

Le projet de Rapport au Roi note (p. 40) que « *le montant du support effectif annuel est fixé après chaque année (pour les années comprises entre l'année de MSI et 2025) en fonction des deux éléments suivants :*

1. *La production annuelle effective de l'unité de production exprimée en MWh, **à l'exception de la production liée à la fourniture de services auxiliaires au bénéfice du gestionnaire de réseau de transport.** Cette production est déterminée sur base des données à disposition du gestionnaire de réseau de transport.*
2. *Le clean spark spread positif observé pour chaque heure où l'unité de production a produit. » (souligné par la CREG.)*

La CREG est d'avis que la formulation de cette exception est imprécise et doit être clarifiée comme suit : « *La production liée à la fourniture de services auxiliaires* » doit y être remplacée par « *l'énergie activée dans le cadre de la fourniture de réserve primaire et/ou secondaire* ».

Une référence explicite aux réserves primaires et secondaire – en lieu et place des services auxiliaires – permet d'éviter d'exclure des éléments liés aux prestations des autres services auxiliaires. Le fait de limiter strictement l'exception à l'énergie activée pour la fourniture de

²¹ = énergie produite/puissance nominale

²² 205.821/70.415=2,92

réserve primaire et/ou secondaire permet de bien prendre en compte toute l'énergie produite par l'unité pendant les heures où elle participe à ces réserves, uniquement corrigée par l'énergie activée pour la fourniture de ces réserves.

70. Concernant le « coût du quota EUA » : le type de produit (spot, forward) ainsi que la bourse doivent être précisés.

71. Concernant la formulation du calcul du coût du Clean Spark Spread : dans l'art. 6 du projet AR, la formulation du calcul du coût du Clean Spark Spread horaire laisse penser que cette valeur « horaire » est calculée comme une moyenne sur l'année. Sa formule doit être précisée.

IV. PROPOSITION D'ALTERNATIVES A

L'APPEL D'OFFRES

72. En premier lieu, une étude plus approfondie des besoins à moyen terme, il devait être réalisée.

73. Ensuite, il existe d'autres potentiels d'adéquation de la sécurité d'approvisionnement :

- les mesures d'efficacité énergétique ;
- le potentiel d'effacement de la demande **à mettre en place le plus vite possible** ;
- les capacités d'importation existantes mais mieux utilisées, ou nouvelles (NEMO, Allegro) ;
- unbundling complet entre producteurs et fournisseurs;
- complète responsabilisation des responsables d'équilibre pour le respect de l'équilibre entre leurs injections et leurs prélèvements;
- le maintien en service temporaire de capacités existantes amorties mais non rentables actuellement, à coût probablement inférieur à celui envisagé par le présent appel d'offre.

74. Dans le cas où les conditions précédentes ne suffisent pas pour garantir le niveau souhaité de sécurité d'approvisionnement, la CREG suggère une nouvelle fois²³ l'alternative suivante à un mécanisme de subsidiation de capacités nouvelles de production :

- i. prolonger de quelques années l'utilisation des centrales nucléaires répondant aux conditions de sécurité, jusqu'à ce que des centrales suscitées par le marché soient mises en service ;
- ii. augmenter le montant de la contribution nucléaire pour prélever la totalité de la rente ;
- iii. utiliser le produit de la contribution nucléaire augmentée pour financer la transition énergétique au moindre coût pour le consommateur.

²³ Cfr paragraphe 71 de l'étude 1074 de la CREG relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011-2020

V. CONCLUSION

75. Conformément à la demande du Secrétaire d'Etat à l'Energie, et sur la base des documents qui lui ont été soumis, la CREG rend l'avis suivant.

76. La CREG estime que le recours à une procédure d'appel d'offres en vue de la construction de nouvelles unités TGV en Belgique, tel qu'envisagé par le Secrétaire d'Etat, prête le flanc à des objections fondamentales.

77. Au premier chef, l'analyse qui précède démontre que le recours à la procédure d'appel d'offres constitue une réponse inadéquate au problème de sécurité d'approvisionnement auquel la Belgique doit faire face, et ce, pour les raisons suivantes :

- la procédure envisagée, qui se donne pour ambition la mise en service de nouvelles unités au plus tôt « à l'horizon 2016-2017 », ne permettra pas de répondre efficacement au risque lié à la sécurité d'approvisionnement pour la période 2012-2017 (n^{os} 8-9) ;
- il ne ressort pas des documents soumis à la CREG que l'appel d'offres constitue véritablement une mesure de dernier recours, comme l'exige l'article 5, § 1^{er}, de la loi électricité (n^o 10) ;
- aucune analyse approfondie des besoins n'a été réalisée à moyen terme, c'est-à-dire au moment où les unités bénéficiant du soutien financier envisagé pourront être mises en service, alors que des modifications structurelles du marché sont observées (n^{os} 11-16) ;
- le choix de limiter l'appel d'offres aux unités TGV, dicté par l'urgence, s'avère contestable technologiquement et économiquement et constitutif d'une distorsion de concurrence (n^{os} 17-22, 32-37).

78. De plus, les textes soumis à l'avis de la CREG constituent une mise en œuvre erronée de l'article 5 de la loi électricité, dans la mesure où seule une mise en œuvre ponctuelle est envisagée, alors que l'article 5, § 4, de la loi électricité requiert la détermination d'une procédure d'appel d'offres constituant un cadre général auquel le ministre pourrait ponctuellement avoir recours en cas de nécessité (n^{os} 23-25).

79. La procédure envisagée constitue une entrave au libre fonctionnement du marché, puisque l'Etat se donne la possibilité, dans ce cadre, de choisir la technologie des nouvelles unités, le moment de l'investissement, et la capacité nécessaire, ce qui bloque *de facto* tout investissement hors du cadre de l'appel d'offres (n^{os} 26-31).

80. Par ailleurs, les modalités de l'appel d'offres s'avèrent, après analyse, largement perfectibles sur plusieurs points.

81. La procédure d'appel d'offres, organisée par le projet d'arrêté royal et de cahier des charges annexé, ne garantit pas la transparence requise par l'article 5, § 4, de la loi électricité, dans la mesure notamment où :

- elle est muette sur les conditions de recevabilité des offres, et confuse quant aux conséquences de la recevabilité (n^{os} 40-42) ;
- tant les critères (et sous-critères) d'attribution que le mécanisme de pondération sont flous, et critiquables en ce qu'ils ne permettent pas d'atteindre l'objectif recherché – à savoir la mise en service « à l'horizon 2016-2017 » de nouvelles unités suffisamment flexibles (n^{os} 45-50) ;
- la procédure ne tient aucun compte des critères repris à l'article 4 de la loi électricité (autorisation individuelle de production) et n'organise pas la consultation des autorités concernées (n^o 53) ;
- le cahier des charges permet au ministre de négocier la capacité à installer, ce qui ne se conçoit ni techniquement, ni économiquement (n^o 54) ;
- la procédure envisagée ne contient pas de clause de *standstill* et ne permet dès lors pas aux candidats évincés d'introduire utilement un recours (n^o 56-58).

82. En outre, les sanctions prévues par le projet d'arrêté royal et le cahier des charges sont largement incomplètes au regard de la diversité des manquements envisageables (n^{os} 59-60). Le mécanisme des amendes prévues en cas de retard dans la mise en service industrielle va également à l'encontre de l'objectif visé (n^o 61).

83. Enfin, les hypothèses économiques sur lesquelles repose l'appel d'offres s'avèrent non-pertinentes. Ainsi, tant le *Clean Spark Spread* que les heures de fonctionnement des nouvelles unités envisagées semblent surestimés (n^{os} 62-69), et le calcul *ex post* du support effectif annuel manque de clarté (n^{os} 70-72).

84. Avant de procéder à un tel appel d'offre, la CREG estime que d'autres solutions doivent être envisagées (n^{os} 73-74) :

- promotion des mesures d'efficacité énergétique ;
- promotion de l'effacement de la demande ;
- meilleure utilisation et développement des interconnexions ;
- unbundling complet entre producteurs et fournisseurs ;
- responsabilisation accrue des ARP ;
- maintien en service de certaines capacités existantes menacées de fermeture.

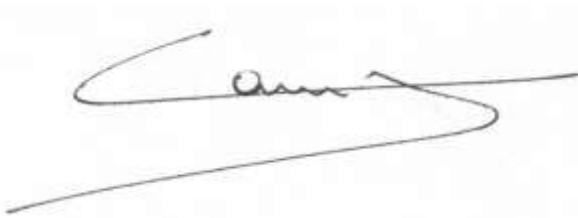
Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz



Dominique Woitrin
Directeur



Bernard Lacrosse
Directeur



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction