



Commission de Régulation de l'Electricité 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

(A)150203-CDC-1399

relatif au

*"projet de plan de développement 2015-2025
de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR"*

rendu en application des articles 13, §1^{er}, alinéa deux, et 23, §2, alinéa deux, 1^o et 10^o, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité.

3 février 2015

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	3
I. CADRE LEGAL RELATIF AU PLAN DE DEVELOPPEMENT	4
I.1 La loi électricité.....	4
I.2 L'arrêté royal du 20 décembre 2007	7
II. REMARQUES SUR LE PROJET DE PLAN DE DEVELOPPEMENT 2015-2025	9
II.1 Remarques générales	9
II.1.1 Programme d'investissements du gestionnaire du réseau.....	9
II.1.2 Fréquence de rédaction du plan de développement belge et du TYNDP européen	11
II.1.3 Participation des acteurs du marché à la rédaction	12
II.2 Cadre légal	13
II.3 Axes du développement du réseau.....	13
II.4 Méthodologie et scénarios pour le développement du réseau	14
II.5 Développement des interconnexions, de l'épine dorsale du réseau interne et des réseaux 220-150-110 kV.....	18
III. CONCLUSIONS.....	21

INTRODUCTION

Le 6 janvier 2015, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a reçu une lettre de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) comportant une demande d'avis, conformément à la procédure visée par l'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité ; cet avis est à rendre dans un délai de trente jours à compter de la réception de la demande, sur le projet du plan de développement 2015-2025, tel que prévu à l'article 13, §1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

ELIA mentionne, dans la lettre précitée, que les grandes lignes de ce plan ont été présentées aux services de la CREG au cours d'une réunion organisée le 19 décembre 2014.

En application de l'article 13, §1^{er}, alinéa deux, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) le plan de développement est soumis à l'avis de la CREG. Le Roi établit les modalités de la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement (article 13, §1^{er}, dernier alinéa, de la loi électricité).

En application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 1^o, de la loi électricité, la CREG donne des avis motivés et soumet des propositions dans les cas prévus par la présente loi ou ses arrêtés d'exécution. L'article 23, §2, alinéa deux, 10^o, de la loi électricité stipule entre autres que la CREG émet un avis sur le plan de développement et contrôle l'exécution de celui-ci.

L'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité stipule que lorsque le projet de plan de développement a été établi conformément aux articles 3 et 4, celui-ci est soumis, par le gestionnaire du réseau, pour avis à la CREG et au ministre compétent pour le milieu marin. Les avis sont transmis au gestionnaire du réseau dans un délai de trente jours à compter de la réception des demandes d'avis. A défaut d'être rendus dans le délai prévu au présent article, les avis sont réputés favorables.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé le présent avis par procédure écrite le 3 février 2015.

Cet avis se compose de trois parties. La première partie esquisse le cadre légal relatif au plan de développement. La CREG formule ses remarques sur le projet du plan de développement 2015-2025 dans la deuxième partie. La troisième partie comporte les conclusions de l'avis.

I. CADRE LEGAL RELATIF AU PLAN DE DEVELOPPEMENT

1. Les dispositions relatives à l'élaboration du plan de développement du réseau de transport sont contenues dans la loi électricité et dans l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité (ci-après : l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

I.1 La loi électricité

2. En application de l'**article 8, §1^{er}, alinéa premier, 1^o, de la loi électricité**, le gestionnaire du réseau est chargé de garantir la capacité à long terme du réseau de transport et répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité, exploiter, entretenir et développer, dans des conditions économiquement acceptables, un réseau d'un transport sûr, fiable et efficace, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement.

Cet article prévoit en outre que le développement d'un réseau de transport couvre le renouvellement et l'extension du réseau et est étudié dans le plan de développement.

3. En application de l'**article 13, §1^{er}, de la loi électricité**, dernièrement modifiée par l'article 163 de la loi du 6 mai 2009 (c.-à-d. après publication de l'arrêté royal du 20 décembre 2007), le gestionnaire du réseau établit un plan de développement du réseau de transport en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan. Le plan de développement est soumis à l'avis de la CREG et à l'approbation du ministre. Pour les parties du plan de développement concernant les évolutions du réseau de transport nécessaires au raccordement au réseau de transport des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, le ministre consulte préalablement le ministre compétent pour le milieu marin.

L'article 13, §1^{er}, de la loi électricité prévoit en outre que le plan de développement couvre une période d'au moins dix ans¹ et est adapté tous les quatre ans. Cette actualisation doit avoir lieu dans les douze mois de la publication de l'étude prospective. Le Roi établit les modalités de la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement.

4. En application de l'**article 13, §2, de la loi électricité**, le plan de développement contient une estimation détaillée des besoins en capacité de transport, avec indication des hypothèses sous-jacentes, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins. Le plan de développement tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

Le **règlement (UE) n° 347/2013** du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013² a fixé des orientations afin de développer et rendre interopérables en temps utile les corridors et domaines prioritaires d'infrastructures énergétiques transeuropéennes mentionnés à l'annexe I ("corridors et domaines prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques"). Les projets d'intérêt commun de la liste de l'Union concernant la Belgique sont les suivants : les projets NEMO, ALEGrO, Interconnexion Luxembourg et deux centres de connexion en mer prêts pour le raccordement au réseau³.

5. Si la CREG, après consultation du gestionnaire du réseau, constate que les investissements prévus dans le plan de développement ne permettent pas au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le ministre, en application de l'**article 13, §3, de la loi électricité**, peut enjoindre au gestionnaire du réseau d'adapter le plan de développement en vue de remédier à cette situation dans un délai raisonnable. Cette adaptation du plan de développement est effectuée selon la procédure prévue à l'article 13, § 1^{er}, alinéa premier de la loi électricité.

¹ Le terme "au moins" a été inséré par l'article 163 de la loi du 6 mai 2009 (M.B. du 19 mai 2009).

² Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009.

³ Règlement délégué (UE) n° 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.⁴ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003.

Le ministre peut en outre demander à la CREG de se prononcer sur la nécessité de réviser ou non les méthodologies tarifaires fixées en application de l'article 12 de la loi électricité pour garantir les moyens de financement des investissements envisagés (article 13, §3, dernier alinéa, de la loi électricité, inséré par la loi du 8 janvier 2012).

En application de l'**article 12, §5, 4°, de la loi électricité**, la CREG établit la méthodologie tarifaire dans le respect de la ligne directrice suivante : la méthodologie tarifaire permet le développement équilibré du réseau de transport et des réseaux ayant une fonction de transport, conformément au plan de développement du gestionnaire du réseau visé à l'article 13 et aux plans d'investissements tels qu'approuvés, le cas échéant, par les autorités compétentes.

6. En outre, la CREG analyse, en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 10°, de la loi électricité, la cohérence entre le plan d'investissements du gestionnaire du réseau et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne visé à l'article 8, § 3, point b) du règlement (CE) n° 714/2009. Le cas échéant, cette analyse peut comprendre des recommandations en vue de modifier le plan de développement établi par le gestionnaire du réseau.

En application de l'article 23, §§3 et *3bis*, de la loi électricité, la CREG établit chaque année un rapport annuel qu'elle transmet à la Chambre des représentants et un autre qu'elle transmet à l'ACER et à la Commission européenne, qui porte entre autres sur une analyse du plan de développement établi par le gestionnaire du réseau en application de l'article 13 de la loi électricité, du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne visé à l'article 8, § 3, point b), du règlement (CE) n° 714/2009, ainsi que, le cas échéant, des recommandations de modification du plan de développement établi par le gestionnaire du réseau (5°). La CREG tient compte dans le cadre de cette analyse de l'étude prospective établie en application de l'article 3 de la loi électricité.

Il convient de signaler que la législation européenne prévoit une interaction entre les plans de développement nationaux et le plan de développement couvrant la Communauté. D'une part, les perspectives européennes en matière d'efficacité du réseau électrique en application de l'article 8.4 du **règlement (CE) n° 714/2009**⁴ s'appuient sur les perspectives d'efficacité nationales des gestionnaires du réseau de transport individuels. En application de

⁴ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003.

l'article 8.10, du règlement (CE) n° 714/2009, le plan de développement du réseau couvrant l'ensemble de la Communauté s'appuie, notamment, sur les plans d'investissements nationaux. D'autre part, l'Agence rédigera, en application de l'article 8.11 du règlement (CE) n° 714/2009, un avis sur les plans de développement décennaux afin de vérifier s'ils sont cohérents par rapport au plan de développement décennal couvrant l'ensemble de la Communauté.

7. En outre, il découle de la loi électricité que les mises à l'arrêt d'installations de production sont programmées dans le plan de développement (voir par ex. **article 7bis, §4, 1°, et article 7quinquies, §2, 2°, de la loi électricité**).

La CREG en déduit qu'ELIA est tenue de prendre en compte, au moment de la rédaction du plan de développement, des mises à l'arrêt prévues des installations de production.

En application de l'**article 3, §2, 5°, de la loi électricité**, le gestionnaire du réseau doit tenir compte en dressant son plan de développement des recommandations incluses dans l'étude prospective sur la base des constatations qui y sont faites.

I.2 L'arrêté royal du 20 décembre 2007

8. Le Roi a arrêté la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité par arrêté royal du 20 décembre 2007.

9. Le plan de développement est établi pour la première fois dans les douze mois de l'établissement de l'étude prospective (article 2, §1^{er}, de l'arrêté royal du 20 décembre 2007). Par la suite, le plan de développement est adapté tous les trois ans à dater de l'approbation par le ministre du précédent plan de développement (article 2, §2, de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

10. L'article 2, §3, de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 stipule que le plan de développement est établi et approuvé en tenant compte notamment de l'étude prospective. Pendant la procédure d'établissement du plan de développement, il est tenu compte de la dernière étude prospective établie par la Direction générale de l'Energie en vigueur. Moyennant due motivation, il peut également être tenu compte des documents issus de la procédure en cours en vue de l'adaptation périodique de l'étude prospective.

11. Les articles 3 et 4 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 concernent la phase de rédaction du plan de développement précédant la demande d'avis de la CREG.

"Art. 3. Dans les neuf mois de la publication de la première étude prospective visée à l'article 3 de la loi, le gestionnaire du réseau, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan, établit un projet de plan de développement, qui couvre une période de 10 ans.

Art. 4. Préalablement à l'établissement du projet de plan de développement, le gestionnaire du réseau, la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan déterminent, en collaboration, les modalités d'établissement du projet de plan de développement en précisant notamment :

1° la répartition des tâches dévolues à chacune des trois organisations;

2° les délais requis pour l'accomplissement des tâches;

3° le mode de communication des informations entre les trois organisations.

12. En application de l'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007, lorsque le projet de plan de développement a été établi conformément aux articles 3 et 4, celui-ci est soumis par le gestionnaire du réseau pour avis à la CREG et au ministre compétent pour le milieu marin. Les avis sont transmis au gestionnaire du réseau dans un délai de trente jours à compter de la réception des demandes d'avis. A défaut d'être rendus dans le délai prévu au présent article, les avis sont réputés favorables.

Préalablement à l'établissement du projet de plan de développement, le ministre consulte le ministre compétent pour le Milieu marin au sujet des parties du projet de plan de développement concernant les évolutions du réseau de transport nécessaires au raccordement au réseau de transport des installations de production d'électricité en mer du Nord (article 5 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

13. Après prise en considération par le gestionnaire du réseau des avis de la CREG et du ministre compétent pour le milieu marin dans le projet de plan de développement, ELIA procède à l'évaluation des incidences du projet de plan de développement sur l'environnement, en application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement (article 7 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

14. Les articles 9 à 11 et 13 comportent enfin la procédure d'approbation du plan de développement par le ministre et la publication de celui-ci.

II. REMARQUES SUR LE PROJET DE PLAN DE DEVELOPPEMENT 2015-2025

15. Le projet de plan de développement 2015-2025 (ci-après : le plan de développement) se compose de 6 chapitres :

- 1) Cadre légal
- 2) Axes du développement de réseau
- 3) Méthodologie du développement du réseau
- 4) Scénarios pour le développement du réseau de transport
- 5) Développement des interconnexions et épine dorsale du réseau interne
- 6) Développement des réseaux 220-150-110 kV

16. Vu le délai limité dont dispose la CREG pour émettre son avis, la CREG limite ses remarques aux points importants et aucune remarque n'est faite en ce qui concerne la forme et les petites erreurs matérielles. Elle s'exprime encore moins sur la conformité de la procédure et du calendrier suivis pour l'actuelle mise à jour du plan de développement avec ce qui est prévu à l'article 13 de la loi électricité et dans l'arrêté royal du 20 décembre 2007.

II.1 Remarques générales

II.1.1 Programme d'investissements du gestionnaire du réseau

17. En application de l'article 13, §2, de la loi électricité, le plan de développement énonce le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer les besoins en capacité de transport, en tenant compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

En application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 10°, de la loi électricité, la CREG contrôle l'exécution de ce plan. En application de cet article, la CREG peut prendre des décisions à l'égard du gestionnaire du réseau (cf. article 29*bis*, §1^{er}, 3°, de la loi électricité).

Si la CREG, après consultation du gestionnaire du réseau, constate que les investissements prévus dans le plan de développement ne permettent pas au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le ministre, en

application de l'article 13, §3, de la loi électricité, peut enjoindre au gestionnaire du réseau d'adapter le plan de développement en vue de remédier à cette situation dans un délai raisonnable. Cette adaptation du plan de développement est effectuée selon la procédure prévue au § 1^{er}, alinéa premier.

Le ministre peut en outre demander à la CREG de se prononcer sur la nécessité de réviser ou non les méthodologies tarifaires fixées en application de l'article 12 de la loi électricité pour garantir les moyens de financement des investissements envisagés (article 13, §3, dernier alinéa, de la loi électricité, inséré par la loi du 8 janvier 2012).

18. De ce qui précède, il ressort que le gestionnaire réseau doit s'engager, dans le plan de développement, à exécuter un programme d'investissements. Le plan de développement doit contenir des engagements contraignants dans le chef du gestionnaire de réseau pour l'exécution du programme d'investissements. La CREG doit exercer un contrôle sur son exécution.

Le plan de développement et le résumé repris en p. 14 et 15 montrent que certains investissements sont proposés par ELIA – sous réserves – durant la première phase du plan (2015-2020).

Il est logique qu'au moment de la naissance du plan de développement, certains investissements ne soient pas nécessaires dans l'immédiat et qu'il faille encore entamer la phase d'étude, alors que celle-ci sera déjà terminée dans le cas d'autres investissements. Autrement dit, le gestionnaire de réseau ne peut s'engager aujourd'hui à exécuter chaque investissement prévu par le plan de développement.

D'autre part, il est nécessaire qu'ELIA introduise dans le plan de développement des engagements clairs concernant l'exécution d'investissements dont l'étude a déjà démontré qu'ils étaient indispensables et réalisables, et qui se trouvent déjà pris en compte dans la méthodologie tarifaire. Ainsi, la CREG estime inacceptable que, les investissements relatifs aux projets NEMO et ALEGrO, soient soumis à la réserve d'une décision positive finale.

En ce qui concerne la rentabilité et le financement des investissements repris dans le présent plan de développement 2015-2025, la CREG rappelle que la méthodologie tarifaire a été établie en concertation étroite avec ELIA. L'élaboration de cette méthodologie tarifaire ayant pris place en parallèle avec l'élaboration du présent plan de développement, la CREG considère que les moyens de financement des investissements envisagés sont garantis au sein d'ELIA et qu'il n'est pas nécessaire de réviser la méthodologie tarifaire adoptée le 18 décembre 2014.

Le programme d'investissements d'ELIA doit être formulé de façon claire et univoque. Plus spécifiquement, concernant les investissements supposés entrer en service entre 2015 et 2020, des engagements d'exécution doivent être mentionnés clairement dans le plan de développement. Ce fait n'empêche pas que de tels engagements puissent être assortis de conditions raisonnables, comme l'obtention des permis nécessaires (sous réserve qu'ELIA fasse tous les efforts requis pour les obtenir en temps et en heure).

La CREG considère de toutes les façons que les investissements repris dans les listes d'investissements du plan de développement 2015-2025, censés entrer en service entre 2015 et 2020, comme contraignants pour ELIA.

II.1.2 Fréquence de rédaction du plan de développement belge et du TYNDP européen

19. L'ENTSO-E est tenu, en application des articles 8.3, b), et 8.10, du règlement (CE) n° 714/2009, de rédiger, tous les deux ans, un plan décennal de développement du réseau couvrant l'ensemble de la Communauté, comprenant, entre autres, les perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production.

Tout comme le *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), les plans d'investissements régionaux et le *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* (SO&AF) constituent une référence au niveau européen pour la poursuite du développement du réseau européen, il convient de tenir également compte au niveau national de documents équivalents pour l'élaboration du plan de développement national. Dans ce cadre, ELIA fait partie du groupe de gestionnaires de réseau du groupe régional "*North Sea*" au sein d'ENTSO-E. La région de la mer du Nord inclut la Belgique, le Danemark, la France, l'Allemagne, l'Irlande, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Le plan national doit être intégré dans ce plan régional et doit dès lors comporter tous les projets d'intérêt régional.

En 2010, avant l'entrée en vigueur du règlement (CE) n° 714/2009, ENTSO-E a proactivement élaboré un projet pilote portant sur ce type de plan de développement décennal non contraignant pour la Communauté (TYNDP 2010) et a publié la deuxième version du plan (TYNDP 2012) en 2012. Enfin, le 31 octobre 2014, ENTSO-E a placé sur son site Internet (TYNDP 2014) une troisième version, qui a également été transmise à l'ACER pour avis.

20. Dans le courant de l'année 2014, l'ACER a notamment procédé avec les régulateurs nationaux à un contrôle de la cohérence entre les divers plans nationaux d'investissements et le TYNDP 2012. Toutefois, en Belgique, la loi n'impose de rédiger un

plan de développement que tous les quatre ans. Pour la Belgique, cette vérification devait donc avoir lieu entre un plan de développement datant de 2010 et un TYNDP beaucoup plus récent.

Une enquête menée en 2014 par l'ACER auprès des autorités nationales de régulation démontre que la plupart des pays européens prévoient l'obligation de publier un plan national tous les ans ou tous les deux ans. La Belgique est le seul pays où un plan de développement national doit être publié tous les quatre ans.

21. La CREG plaide pour ramener à deux ans la fréquence de l'établissement du plan de développement fédéral. Le rythme de rédaction rejoindra ainsi celui du TYNDP européen, et lors de la vérification de cohérence imposée par la réglementation, on ne sera pas confronté à un plan de développement obsolète.

La CREG voit par conséquent de grands avantages à une mise à jour intermédiaire, sur base volontaire, de l'actuel plan de développement par ELIA en vue de la cohérence avec le TYNDP le plus récent. Le prochain TYNDP est prévu pour fin 2016. Une mise à jour du plan de développement 2015-2025 devrait donc être disponible d'ici début 2017. La CREG recommande à ELIA d'étudier si cela est possible et si une telle mise à jour intermédiaire pourrait bénéficier de l'exemption visée à l'article 12 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007. En application de cet article, une adaptation minimale du plan de développement, qui n'est pas censée avoir un impact important sur l'environnement, est exemptée des dispositions du chapitre II de la loi du 13 février 2006⁵, conformément aux dispositions de l'article 6, §3, de la loi du 13 février 2006.

II.1.3 Participation des acteurs du marché à la rédaction

22. La CREG constate une participation très limitée des acteurs du marché à la rédaction du plan de développement fédéral, contrairement à la méthode suivie par ENTSO-E dans la rédaction du TYNDP européen.

Durant le second semestre 2012, ENTSO-E a instauré un « *Long-term Network Development Stakeholder Group* » afin de renforcer la participation des acteurs du marché, favoriser l'échange d'idées et rapprocher les opinions divergentes. Ce groupe très actif s'est déjà réuni à sept reprises. ENTSO-E a également organisé plusieurs séminaires publics

⁵ Loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement.

ayant trait à la rédaction du TYNDP le plus récent. Une concertation informelle avec l'ACER se poursuit en parallèle. Enfin, ENTSO-E organise une consultation publique au sujet d'un projet du TYNDP. L'ACER sera ensuite consultée, et aura deux mois pour émettre un avis étayé.

23. La CREG se rend compte que le contexte légal en Belgique ne prévoit pas explicitement la participation des acteurs du marché à la rédaction du plan de développement fédéral. La seule participation du public est prévue dans une étape ultérieure lors de l'élaboration des plans et programmes, en rapport avec l'environnement.

La CREG estime particulièrement important que les divers acteurs du marché soient d'emblée impliqués dans la rédaction des prochains plans fédéraux de développement. Pour cela, ELIA pourrait régulièrement organiser des ateliers ouverts à tous les utilisateurs du réseau.

24. Par ailleurs, la CREG observe que le délai légal de trente jours calendrier dont elle dispose pour émettre un avis au sujet du plan de développement fédéral est extrêmement court, et qu'il est donc très important qu'elle soit impliquée dès le début de la rédaction du plan de développement. Préalablement à la remise du plan de développement 2015-2025 le 6 janvier 2015, la CREG n'a en effet reçu qu'une présentation des grandes lignes le 19 décembre 2014.

II.2 Cadre légal

25. Dans cette partie, ELIA résume sa fonction de gestionnaire du réseau de transmission en Belgique sur un marché de l'électricité libéralisé et reprend de manière sommaire le cadre légal pour l'élaboration du plan de développement.

Sur ce point, la CREG n'a pas de remarques particulières et renvoie, en ce qui concerne le cadre légal, à son exposé repris dans la partie I du présent avis.

II.3 Axes du développement du réseau

26. ELIA élabore le plan de développement autour de cinq piliers :

- 1) le développement des interconnexions ;
- 2) l'intégration de moyens de production décentralisés et/ou renouvelables ;
- 3) la compensation de moyens de production centralisés ;

- 4) l'évolution de la demande ;
- 5) le renouvellement des équipements de réseau.

27. La CREG fait remarquer que le plan de développement consacre à présent une attention aux investissements de réseau nécessaires pour compenser l'infrastructure de réseau vieillissante. Ces investissements constituent une partie considérable de l'investissement global qu'ELIA doit consentir chaque année, et ils sont très importants pour pouvoir garantir aux utilisateurs du réseau un réseau sûr, de qualité et fiable.

Le plan de développement précédent ne contenait pas d'aperçu de ces investissements, mais depuis la modification de la loi électricité par la loi du 8 janvier 2012, les investissements de rénovation doivent faire partie du plan de développement fédéral. L'article 8, §1^{er}, troisième alinéa, 1^o, de la loi électricité modifiée stipule en effet que le gestionnaire du réseau est notamment chargé de la tâche suivante :

"garantir la capacité à long terme du réseau de transport et répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité, exploiter, entretenir et développer, dans des conditions économiquement acceptables, un réseau d'un transport sûr, fiable et efficace, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. Le développement du réseau de transport couvre le renouvellement et l'extension du réseau et est étudié dans le cadre de l'élaboration du plan de développement". (notre soulignage)

Cette mesure répond également à l'une des remarques émises par la CREG dans son avis⁶ à propos du précédent plan de développement.

II.4 Méthodologie et scénarios pour le développement du réseau

28. ELIA constate que la méthodologie sur laquelle se base le développement du réseau part de scénarios qui doivent représenter des avenir extrêmes entre lesquels la réalité se situe. Pour l'identification des investissements réseau, 2 horizons temporels sont pris en considération : un scénario est appliqué pour 2020, et pour 2030, quatre scénarios sont mis en avant (dont trois correspondent aux visions du TYNDP 2014).

Pour la fourniture des données et paramètres nationaux, ELIA fait appel aux rapports et études existants. Les hypothèses sont adaptées sur la base du projet de l'étude relative aux

⁶ Point 8 de l'Avis (A)101014-CDC-994 de la CREG du 14 septembre 2010 concernant le projet de plan de développement 2010-2020 de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR.

perspectives en matière d'approvisionnement électrique en 2030 (la deuxième étude prospective électricité).

Une fois les scénarios définis, les besoins de nouvelles infrastructures sont déterminés à l'aide d'une série d'études :

- Études de marché.
- Études de flux de charge.
- Modèles prédisant la performance des équipements.

Les solutions choisies sont ensuite évaluées en fonction de :

- leur robustesse et leur flexibilité,
- leur fiabilité,
- leur efficacité économique,
- leur durabilité et l'acceptation publique,
- la sécurité du personnel, des sous-traitants et du public.

Enfin, le portefeuille d'investissements obtenu est géré de façon dynamique.

29. La CREG remarque que les hypothèses et scénarios du plan de développement fédéral correspondent en grande partie⁷ à ceux qui ont servi au plan de développement du réseau européen à dix ans TYNDP 2014 élaboré par ENTSO-E.

La méthodologie n'a toutefois pas été appliquée avec transparence. Par conséquent, son résultat n'est pas traçable. Le plan de développement n'identifie ainsi pas assez clairement les besoins par scénario et n'offre pas de transparence quant aux différentes solutions analysées (avec analyses coûts-bénéfices).

La CREG est convaincue que ce problème se poserait moins si les acteurs du marché participaient dès le début à la rédaction du plan de développement (voir aussi le point II.1.3 du présent avis).

30. Concernant l'horizon 2020, la CREG constate qu'un seul et unique scénario est appliqué, et que selon ELIA, il est fortement comparable à la situation actuelle hormis quelques légères modifications. La situation actuelle dans le paysage énergétique belge n'en

⁷ L'une des quatre visions du TYNDP 2014 n'a pas été reprise dans le plan de développement (vision 2 « *Money Rules* »).

inclut pas moins de nombreuses incertitudes, concernant notamment la disponibilité des centrales nucléaires et le potentiel de la gestion de la demande en périodes de pénurie (avec le risque d'un tarif de déséquilibre de 4.500 €/MWh). La CREG estime que les conséquences de ces incertitudes sur les besoins en matière de développement réseau doivent également être analysées, voire qu'elles doivent faire partie d'un scénario distinct en 2020.

31. Concernant l'évolution de la demande, la définition retenue pour la demande n'est pas clairement mentionnée dans le plan de développement. Les valeurs historiques des figures 4.6 et 4.7 sont en tout cas différentes de la demande d'électricité et de la demande de pointe dans les rapports annuels d'ELIA. La CREG propose d'intégrer également les données historiques des années 2013 et 2014 dans les figures.

32. Par ailleurs, la CREG constate que les évolutions décrites ont été greffées sur le niveau de la demande de 2010. Etant donné que tant la demande d'électricité (TWh) que la demande de pointe (GW) ont constamment diminué ces dernières années, comme il en ressort des figures 4.6 et 4.7. du plan de développement, les évolutions de la demande ne correspondent plus à la description des scénarios (exemple : le scénario "No progress" défini par une légère diminution de la demande comporte en réalité une augmentation de la demande par rapport aux dernières valeurs historiques de 2012).

Les différentes évolutions de la demande sont influencées par un certain nombre de paramètres (*demand response*, véhicules électriques et pompes à chaleur) qui sont illustrés dans le tableau 4.1. La CREG demande qu'ELIA précise sur quelle base ces paramètres ont été dimensionnés pour chaque scénario. Dans le plan de développement, les valeurs de ces paramètres sont en outre constantes par scénario (l'influence sur la demande de l'utilisation de tout le potentiel de *demand response* s'élève à 5 % tant en 2020 qu'en 2030). La CREG estime qu'une évolution à la hausse de ces valeurs dans le temps semble plus réaliste et que l'influence de la *demand response* de 10 % sur la demande de pointe semble une ambition réaliste pour 2020.

33. Le besoin en unités de production est décrit au point 4.3.3. ELIA cite ici, à juste titre, l'incertitude liée à la disponibilité des centrales Doel 3 et Tihange 2. Dans ce cadre, ELIA affirme qu'elle a testé la sensibilité de cette incertitude pour le scénario 2020 en remplaçant cette capacité nucléaire par quatre centrales à gaz supplémentaires. ELIA en conclut que l'analyse coûts-bénéfices de l'ensemble des projets d'interconnexion est solide par rapport à cette sensibilité. La description de cette analyse de sensibilité n'est pas clairement détaillée. Si l'objectif est de remplacer deux centrales nucléaires indisponibles par deux centrales à

gaz supplémentaires au même emplacement, l'analyse de sensibilité a peu d'utilité. Il va de soi qu'il n'y aura aucune influence sur les besoins sur le réseau.

La CREG estime donc comprendre qu'ELIA démontre la solidité de ses résultats par cette analyse de sensibilité, quel que soit l'emplacement où ces unités au gaz supplémentaires sont installées. Il est toutefois nécessaire qu'ELIA y apporte les précisions nécessaires. En outre, la CREG est d'avis que dans les conditions de marché actuelles, le remplacement des deux unités nucléaires par quatre centrales à gaz soit particulièrement irréaliste. La CREG demande par conséquent à ELIA de déterminer dans une analyse de sensibilité supplémentaire quelle serait l'influence sur les besoins dans l'hypothèse où les deux unités nucléaires seraient indisponibles et ne seraient pas remplacées par quatre centrales à gaz supplémentaires.

Ce même point 4.3.3. renvoie à l'ancien contenu de l'article 4bis, de la loi électricité. La CREG fait remarquer que le contenu de l'article 4bis, a été revu suite à la modification de loi du 26 mars 2014 instaurant un mécanisme de réserve stratégique.

Concernant la prise en compte des scénarios d'avenir et d'un pronostic des moyens de production adéquats, la méthode de travail, les hypothèses et les paramètres retenus par ELIA doivent également être conformes aux hypothèses utilisées dans les pays voisins. L'exercice le plus récent qui y contribue est l'élaboration de l'*harmonised regional adequacy assessment* au sein du *Pentalateral Electricity Forum*. L'actuel plan d'ELIA doit, dès lors, être conforme à l'approche régionale en ce qui concerne ses hypothèses.

34. Enfin, le point 4.3.3. du plan de développement stipule que l'hypothèse de 3.500 MW d'importations en périodes de pic doit être régulièrement réexaminée. La note de bas de page 55 stipule que l'étude de la sécurité d'approvisionnement la plus récente de novembre 2014 recommande de limiter la capacité d'importation à 2.700 MW. La CREG ne trouve, dans le plan de développement, aucune justification d'une telle diminution de la capacité d'importation. La CREG renvoie à son point de vue relatif aux capacités d'importation exprimé entre autres dans sa décision 1296⁸ et dans son étude 1352⁹. Etant donné que la note de bas de page 55 renvoie aux modifications structurelles des flux énergétiques pendant les pics hivernaux, la CREG suppose que cette limitation de

⁸ Décision (B)141009-CDC-1296 du 9 octobre 2014 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport; méthode applicable aux frontières belges pour la capacité journalière.

⁹ Etude (A)140905-CDC-1352 du 5 septembre 2014 relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité.

l'importation est liée à des problèmes de réseau. Dans ce cas, la CREG estime que cette limitation de l'importation peut s'appliquer tout au plus à une période hivernale, étant donné qu'un transformateur-déphaseur supplémentaire sera installé à Zandvliet en 2016 et, que de ce fait, la capacité d'importation à la frontière nord sera augmentée de 1.000 MW. Dans le cas où cette limitation de l'importation serait liée à la disponibilité de la capacité de production dans les pays voisins pendant les périodes de pointe, une explication plus détaillée de la part d'ELIA est nécessaire.

II.5 Développement des interconnexions, de l'épine dorsale du réseau interne et des réseaux 220-150-110 kV

35. Comme énoncé précédemment, les investissements repris dans le plan de développement fédéral doivent être cohérents avec le plan de développement du réseau décennal qui couvre l'ensemble de la Communauté. La CREG a comparé les investissements repris dans le projet du plan de développement 2015-2025 aux investissements prévus par ENTSO-E pour la Belgique dans la dernière version en date du 31 octobre 2014 du TYNDP 2014.

L'annexe 1 (« *Technical description of projects* ») du TYNDP 2014 d'ENTSO-E contient notamment des « *assessments sheets* » pour 125 projets ayant une « *Pan-European Significance* ». Chaque projet a un numéro de référence et se compose d'investissements individuels ayant eux aussi un numéro de référence. La Belgique participe aux projets suivants :

- Projet 23 France-Belgium Phase 1
- Projet 24 Belgian North Border
- Projet 40 Luxembourg-Belgium Interco
- Projet 74 NEMO
- Projet 75 Stevin + BE offshore
- Projet 92 ALEGrO
- Projet 120 2nd Offshore-Onshore Corridor
- Projet 121 2nd Interco Belgium-UK
- Projet 173 France-Belgium Phase 2
- Projet 225 ALEGrO 2

36. Le plan de développement 2015-2025 fait mention de tous ces projets. Il existe pourtant de petites divergences entre les deux plans, qui portent principalement sur le moment de la mise en service. On constate ainsi que pour la deuxième phase du projet Brabo dans le tableau récapitulatif du plan de développement, une mise en service est prévue en 2019 tandis que le TYNDP 2014 propose 2018. Le texte du plan de développement mentionne il est vrai que la deuxième phase du projet Brabo dépend du tracé choisi courant 2018-2019.

37. Il arrive que le lien entre les investissements repris dans le TYNDP 2014 et le plan de développement 2015-2025 ne soit pas clair parce que la subdivision des projets en investissements n'est pas la même. La CREG estime que pour les investissements qui figurent à la fois dans le plan de développement 2015-2025 et dans le TYNDP 2014, la référence que porte l'investissement dans le TYNDP 2014 doit aussi être reprise dans le plan de développement 2015-2025 afin de démontrer clairement la cohérence entre les deux plans.

38. En outre, la CREG constate que lorsqu'il est question de capacité simultanée d'importation au point 5.3.9. du plan de développement 2015-2025, il n'est pas clairement établi si toutes les capacités d'importation évoquées concernent bel et bien une capacité d'importation simultanée.

39. En ce qui concerne le choix des solutions, ELIA constate notamment que les diverses variantes de développement du réseau par rapport à un besoin donné font l'objet d'une comparaison technico-économique sur la base de coûts barémiques de divers éléments planifiés. La CREG constate toutefois que les coûts ou les alternatives ne sont mentionnés quasi nulle part dans le plan de développement.

Le TYNDP 2014 ne se contente pas de mentionner les coûts, mais reflète également le résultat d'une analyse coûts/bénéfices effectuée par ENTSO-E pour les projets. Une enquête effectuée par l'ACER début 2014 permet de constater que la majorité (15 réponses sur 25) des plans de développement nationaux européens contient des informations relatives au coût des investissements.

40. La CREG estime qu'ELIA doit mentionner systématiquement dans son plan de développement les coûts globaux des investissements. ELIA devrait par ailleurs donner chaque année une estimation des coûts globaux nécessaires à l'exécution du plan.

41. La CREG estime également qu'ELIA doit, comme c'est le cas dans le TYNDP, mentionner les résultats d'une analyse coûts/bénéfices basée sur la même méthodologie

que celle du TYNDP pour les principaux projets d'investissements et, à tout le moins, pour les projets liés au développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne. Pour plusieurs de ces projets, ELIA a certainement déjà effectué cette analyse en rédigeant le TYNDP 2014.

42. La CREG constate que les investissements repris dans les listes d'investissements n'ont pas de numéro de référence. Or, tous les investissements figurant dans le TYNDP portent un numéro de référence unique. Un numéro de référence est très pratique pour pouvoir renvoyer aux investissements repris dans les plans. La CREG recommande dès lors d'attribuer à tous les investissements repris dans le plan de développement 2015-2025 un numéro de référence unique qui ne changera pas dans les plans suivants tant que l'investissement ne sera pas réalisé ou remplacé par un ou plusieurs autres investissements.

III. CONCLUSIONS

43. Concernant le projet de plan de développement 2015-2020 de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, la CREG recommande ce qui suit :

- des engagements clairs doivent être inclus dans le plan de développement pour l'exécution des investissements dont l'étude a déjà démontré qu'ils sont indispensables et réalisables, et dont il est déjà tenu compte dans la méthodologie tarifaire (voir paragraphe 18 du présent avis concernant NEMO et ALEGrO) ;

La CREG considère de toutes les façons les investissements repris dans les listes d'investissements du plan de développement 2015-2025, censés entrer en service entre 2015 et 2020, comme contraignants pour ELIA ;

- étant donné que la méthodologie tarifaire la plus récente a été rédigée en étroite concertation avec ELIA et ce, en même temps que la préparation du plan de développement 2015-2025, la CREG considère que les moyens de financement des investissements envisagés sont garantis au sein d'ELIA et qu'il n'est pas nécessaire de réviser la méthodologie tarifaire adoptée le 18 décembre 2014 ;
- en ce qui concerne l'horizon 2020, la CREG constate que seul un scénario est utilisé. Les conditions actuelles du paysage énergétique belge comportent toutefois nombre d'incertitudes (voir paragraphes 30 et 33 du présent avis). La CREG estime que les conséquences de ces incertitudes doivent être analysées et devraient faire partie d'un scénario distinct en 2020 ;
- en ce qui concerne l'évolution de la demande, la CREG estime que la définition de la demande doit être clarifiée (voir paragraphe 31 du présent avis). La CREG propose de compléter les données historiques des figures par les données des années 2013 et 2014 ;
- en ce qui concerne l'évolution des divers paramètres du tableau 4.1. (*demand response*, véhicules électriques et pompes à chaleur) qui influencent l'évolution de la demande, la CREG demande à ELIA de préciser sur quelle base ces paramètres ont été dimensionnés pour chaque scénario (voir paragraphe 32 du présent avis) ;
- le point 4.3.3. du plan de développement 2015-2025 stipule que l'étude de la sécurité d'approvisionnement la plus récente recommande de limiter la capacité

d'importation à 2.700 MW. La CREG demande une explication à ce sujet (voir paragraphe 34 du présent avis) ;

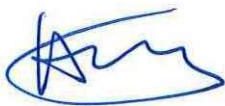
- lorsqu'il est question de capacité simultanée d'importation au point 5.3.9. du plan de développement 2015-2025, il convient de préciser clairement que toutes les capacités d'importation évoquées concernent bien une capacité d'importation simultanée ;
- pour les investissements qui figurent à la fois dans le plan de développement 2015-2025 et dans le TYNDP 2014, la CREG estime qu'il convient de reprendre dans le plan de développement 2015-2020 la référence attribuée à l'investissement dans le TYNDP 2014 afin de démontrer clairement la cohérence entre les deux plans ;
- les coûts globaux des investissements doivent être systématiquement mentionnés dans le plan de développement global 2015-2025, comme le font la plupart des plans de développement européens. La CREG recommande, en outre, à ELIA de donner chaque année une estimation des coûts globaux nécessaires pour l'exécution du plan ;
- pour les principaux investissements, ELIA est tenue d'examiner les alternatives qu'elle a envisagées et de mentionner les raisons pour lesquelles ces alternatives n'ont pas été retenues ;
- au moins pour les projets touchant au développement des interconnexions et à l'épine dorsale du réseau interne, les résultats de l'analyse coût/bénéfice doivent être intégrés dans le plan de développement 2015-2025, comme c'est le cas dans le TYNDP 2014 ;
- il convient d'attribuer à tous les investissements repris dans le plan de développement 2015-2025 un numéro de référence unique qui ne changera pas dans les plans suivants tant que l'investissement ne sera pas réalisé ou remplacé par un ou plusieurs autres investissements.

44. Concernant l'élaboration de plans de développement à venir, la CREG recommande ce qui suit, en plus des éléments mentionnés au paragraphe précédent :

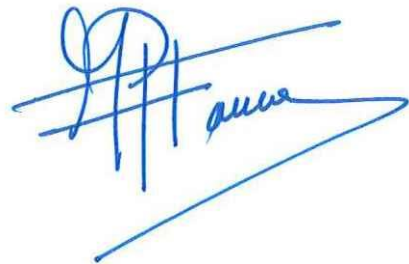
- bien que la loi n'exige à présent pas d'adaptation tous les deux ans, il convient d'étudier la possibilité de porter la fréquence de rédaction volontaire du plan de développement fédéral à deux ans pour correspondre à celle du TYNDP européen, en tenant compte de ce qui est exposé au paragraphe 21 du présent avis ;

- pour la rédaction des prochains plans fédéraux de développement, il convient d'impliquer d'emblée les divers acteurs du marché. Pour cela, ELIA pourrait régulièrement organiser des ateliers ouverts à tous les utilisateurs du réseau ;
- bien que les hypothèses et scénarios du plan de développement fédéral soient étroitement alignés sur celles du TYNDP 2014 élaboré par ENTSO-E, la méthodologie dans le plan de développement 2015-2025 n'a pas été appliquée de manière transparente, et le résultat n'est pas traçable. Ce problème se poserait avec beaucoup moins d'acuité si les acteurs du marché participaient dès le début de la rédaction du plan de développement. Une participation dès le départ serait d'ailleurs bénéfique pour les avis que fournit la CREG étant donné que le délai légal de trente jours calendrier dont elle dispose pour émettre un avis au sujet du plan de développement fédéral est extrêmement court pour prendre connaissance de ce plan et l'évaluer.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction