



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

DECISION

(A)160707-CDC-1480

fixant

"la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis"

visés à l'article 13(6) du 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

7 juillet 2016

TABLE DES MATIERES

I.	CONSULTATION	5
I.1	Récapitulatif de l'ensemble des remarques des répondants	5
I.1.1	Base légale et champ d'application de la méthodologie proposée.....	6
I.1.2	La méthodologie tarifaire.....	7
I.1.3	La méthodologie proposée.....	7
I.1.4	Remarques textuelles et autres.....	8
I.2	EVALUATION PAR LA CREG	9
I.2.1	Base légale et champ d'application de la méthodologie proposée.....	9
I.2.2	La méthodologie tarifaire.....	10
I.2.3	La méthodologie proposée.....	11
I.2.4	Remarques textuelles et autres.....	11
II.	CADRE LÉGAL	12
II.1	Règlement (UE) n° 347/2013.....	12
II.2	Compétences légales de la CREG dans l'évaluation de la nécessité des investissements	14
II.2.1	Investissements dans l'infrastructure d'électricité : Plan de développement fédéral du réseau de transport d'électricité.....	14
II.2.2	Investissements dans l'infrastructure de gaz : étude prospective relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et aux investissements dans les nouvelles grandes installations de gaz naturel	15
II.3	Approbation des tarifs de réseau au moyen de la méthodologie tarifaire	16
III.	NOTION DE RISQUE FINANCIER.....	19
IV.	REMUNERATION DES INVESTISSEMENTS PRESENTANT UN RISQUE NORMAL	20
V.	REMUNERATION DES INVESTISSEMENTS PRESENTANT UN RISQUE SUPERIEUR	21
V.1	Dispositions reprises dans la méthodologie tarifaire limitant et/ou rémunérant le risque pour des investissements particuliers.....	21

V.2	Méthodologie et critères d'évaluation des investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques auxquels ils sont soumis	22
V.2.1	Objet et champ d'application	23
V.2.2	Méthodologie et critères	23
VI.	DECISION.....	26
	ANNEXE 1	27
	ANNEXE 2 : REACTIONS A LA CONSULTATION PUBLIQUE	30

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après sa méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans les projets d'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis en application de l'article 13(6) du 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 (ci-après : « le règlement 347/2013 »).

Cette décision s'articule autour de cinq chapitres. Dans le premier chapitre les modalités et le rapport de consultation sont exposés. Le deuxième chapitre comporte la description du cadre juridique sur lequel s'appuie la présente décision. En outre, ce chapitre décrit le rôle et les compétences de la CREG en ce qui concerne l'évaluation des investissements repris dans les plans d'investissement ainsi que les règles applicables aux investissements figurant dans la méthodologie tarifaire. Le troisième chapitre définit la notion de "risque financier". Le quatrième chapitre énonce les mesures limitant le risque et la rémunération des investissements présentant un risque "normal". Enfin, le cinquième chapitre expose la méthodologie proprement dite d'évaluation des investissements dans les projets d'infrastructure d'électricité et de gaz présentant un risque plus élevé. Le sixième et dernier chapitre comporte le dispositif.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 7 juillet 2016.

I. CONSULTATION

1. La CREG a organisé une consultation publique sur le projet de décision (B)151203-CDC-1480 établissant la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis (ci-après : "le projet de décision").

2. Outre ce projet de décision¹, des explications² sur l'objectif et les modalités de cette consultation publique ont été publiées sur le site Web de la CREG : la période de consultation s'est étalée du 10 décembre 2015 au 20 janvier 2016 inclus ; les répondants ont pu transmettre leurs remarques à la CREG par e-mail ou par lettre ; enfin, une personne de contact a été désignée pour répondre à toute demande d'information complémentaire.

3. L'annexe 2 de cette décision contient une copie de toutes les versions non confidentielles des réactions reçues. Un récapitulatif des réactions recueillies, ainsi que leur évaluation par la CREG, sont exposés ci-après. Les adaptations au projet de décision qui en découlent figurent dans la présente décision.

I.1 Récapitulatif de l'ensemble des remarques des répondants

4. La CREG a reçu des réactions non confidentielles de cinq répondants (par ordre alphabétique) : DEME, Elia, FEBEG, FEBELIEC et FLUXYS.

5. Dans sa réponse, FEBELIEC fait référence aux remarques transmises lors de la consultation publique relative au projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité, relative à un incitant particulier destiné à des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce durant une période déterminée ad hoc. La CREG a déjà répondu à ces remarques dans le rapport de consultation (RA)151126-CDC-1109/8 relatif au "projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité, relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le

¹ <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2015/B1480/B1480FRprojet.pdf>

² <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2015/B1480/B1480FR-ToelichtingConsultatie.pdf>

réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc". Le présent rapport de consultation ne revient donc pas davantage sur les remarques de FEBELIEC.

6. Les répondants ont formulé des remarques concernant quatre thèmes :
- la base légale et le champ d'application de "la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz" (ci-après : "la méthodologie proposée")
 - la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, et la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL (ci-après : la méthodologie tarifaire) ;
 - la méthodologie proposée ;
 - des remarques ponctuelles et autres.

I.1.1 Base légale et champ d'application de la méthodologie proposée

7. DEME estime que la méthodologie proposée ne s'applique pas uniquement aux gestionnaires de réseau et renvoie à la définition de "promoteur de projets" dans le règlement (UE) n° 347/2013. Par ailleurs, DEME indique que des projets PCI peuvent porter non seulement sur des infrastructures de transport mais également sur des installations de stockage et des projets *smart grid*. DEME demande donc de ne pas exclure ces projets de la méthodologie proposée.

8. Elia estime que la méthodologie proposée ne s'applique pas qu'aux projets PCI mais également à tout investissement majeur et stratégique mentionné dans le plan de développement fédéral ou dans le TYNDP. A cet effet, elle renvoie expressément aux investissements prévus à l'article 12, §5, 22° de la loi électricité.

9. Fluxys, par contre, demande que la méthodologie proposée ne s'applique qu'aux PCI.

10. La FEBEG s'inquiète du morcellement des compétences en matière d'investissements et demande une plus grande coordination entre la CREG et la DG Energie du SPF Economie. A ce propos, FEBEG fait remarquer qu'en matière d'investissements, le pouvoir de décision finale relève davantage du SPF Economie (DG Energie) et des ministres compétents. La CREG évalue toutefois les éventuels incitants attribués pour ces projets. La

FEPEG appelle dès lors à une concertation structurelle et à une coordination importante lors de l'évaluation des plans d'investissement.

I.1.2 La méthodologie tarifaire

11. La méthodologie tarifaire considère les dépenses d'investissement comme une source de coûts non gérables (via les amortissements et les charges financières). Le risque y afférent pour le gestionnaire de réseau est donc couvert selon la CREG. Elia n'est pas d'accord et fait référence aux articles 29 à 34 de la méthodologie tarifaire, en vertu desquels la CREG peut rejeter des coûts s'ils sont déraisonnables. Elia s'estime donc exposée à des risques de stranded assets, de liquidité et de coûts rejetés.

12. La méthodologie tarifaire permet d'imputer au revenu total la valeur comptable résiduelle d'actifs démantelés. Elia s'interroge sur la durabilité de cette règle, étant donné que la durée de vie économique de certains actifs ne correspond pas à la (longue) période d'amortissement prévue dans la méthodologie tarifaire, qui permet aussi d'adapter les périodes d'amortissement de certaines classes d'actifs. Elia estime avoir déjà sollicité une telle adaptation mais la CREG n'avait alors pas retenu ses arguments. Par conséquent, Elia demande que la CREG envisage d'appliquer des pourcentages d'amortissement différenciés pour certains actifs.

13. Bien que le financement de fonds empruntés soit considéré comme un coût non gérable dans la méthodologie tarifaire, Elia constate que les agences de notation n'évaluent pas le risque commercial comme nul ou très faible.

I.1.3 La méthodologie proposée

14. Pour Fluxys et la FEPEG, le moment auquel le gestionnaire de réseau peut introduire son dossier (comme indiqué/expliqué à l'étape 1 de la méthodologie proposée) n'apparaît pas clairement. La FEPEG estime aussi qu'une analyse coûts-bénéfices de l'incidence de l'investissement sur l'ensemble du système énergétique est nécessaire. Elle recommande d'inclure cette analyse dans une étape distincte de la méthodologie. Par ailleurs, elle se demande si les résultats d'une consultation de marché peuvent également être ajoutés à l'étape 1 de la méthodologie proposée.

15. DEME souhaite approfondir la méthodologie proposée en nommant spécifiquement les risques à l'étape 2 : risque de dépassements de coûts, de retards, de stranded assets et de liquidité. Par ailleurs, DEME souligne l'importance de développer les différents incitants

dans la méthodologie. L'incitant actuel prévoit uniquement une éventuelle adaptation de la méthodologie tarifaire.

16. Elia et la FEBEG ont des questions concernant l'étape 7 de la méthodologie (la comparaison avec des projets similaires). Pour Elia, les différences de cadre réglementaire doivent être prises en compte en cas de comparaison avec des projets étrangers. Pour la FEBEG, on ne sait pas clairement avec quels projets un investissement sera comparé.

I.1.4 Remarques textuelles et autres

17. Fluxys a fait part des remarques textuelles suivantes :

- le paragraphe 3 ne mentionne pas la liste de PCI la plus récente ;
- au paragraphe 5, outre ENTSO-E, ENTSO-G doit être mentionné ;
- au paragraphe 24, il convient d'ajouter que cet article est uniquement d'application pour l'électricité, vu qu'il n'existe pas de plan de développement fédéral pour le gaz naturel ;
- au paragraphe 36, il convient également de faire référence à l'article 18 de la méthodologie tarifaire car cet article fait mention d'un rendement pour la partie "fonds propres" supérieure à 33 % de la RAB ;
- au paragraphe 37, le passage "est intégralement affectée au revenu total de la période réglementaire suivante" doit être remplacé par "est intégralement affectée au revenu total des périodes réglementaires suivantes". En outre, le passage "la prise en compte des soldes dans la période tarifaire suivante constitue un élément essentiel d'une régulation stable" doit être remplacé par "la prise en compte des soldes dans les périodes tarifaires suivantes constitue un élément essentiel d'une régulation stable".

18. La FEBEG se demande qui réalise le benchmarking européen dont il est question au paragraphe 27 du projet de décision.

I.2 EVALUATION PAR LA CREG

I.2.1 Base légale et champ d'application de la méthodologie proposée

19. L'article 13(6) du règlement n° 347/2013 prévoit que chaque autorité de régulation nationale publie sa méthodologie et les critères utilisés pour évaluer, d'une part, les investissements dans les projets d'infrastructures d'électricité et de gaz et, d'autre part, les risques plus élevés auxquels ils sont soumis. L'article 13(6) renvoie aux PCI qui relèvent des catégories a), b) et d) de l'annexe II.2 du règlement n° 347/2013. Comme les installations de stockage sont visées à la catégorie c) de l'annexe II.2, la CREG établit que l'article 13(6) ne s'applique pas ici. La CREG n'est donc pas d'accord avec la remarque de DEME, selon laquelle la méthodologie proposée s'applique aussi aux installations de stockage qui sont reconnues comme PCI.

20. L'article 13(1) du règlement n°347/2013 prévoit que, lorsqu'un promoteur de projets est confronté à des risques plus élevés concernant le développement, la construction, l'exploitation ou l'entretien d'un PCI, des mesures incitatives appropriées peuvent être accordées. La CREG convient avec DEME que la définition de "promoteur de projets" va au-delà du seul gestionnaire de réseau. C'est pourquoi elle remplacera le mot "gestionnaire de réseau" par "promoteur de projets" dans la méthodologie proposée. La CREG souhaite toutefois souligner qu'en tant qu'autorité de régulation, elle peut uniquement approuver les investissements des gestionnaires de réseau par l'approbation des tarifs des réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel. En d'autres termes, la CREG peut uniquement appliquer la méthodologie proposée aux investissements du gestionnaire de réseau.

21. Il ressort clairement de la lettre (voir premier et dernier alinéa) et de l'esprit de l'article 13 du règlement 347/2013 que les mesures incitatives visées doivent porter sur un "projet d'intérêt commun".

22. La CREG comprend l'inquiétude de la FEBEG concernant le morcellement des compétences. La loi électricité définit pourtant très clairement le rôle des différentes parties dans l'évaluation des investissements. En application de l'article 13, §1er de la loi électricité, 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. 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 de la loi électricité et aux plans d'investissement tels qu'approuvés le cas échéant par les autorités compétentes.

I.2.2 La méthodologie tarifaire

23. L'attention constante de la CREG pour la maîtrise des coûts et le caractère raisonnable des coûts mis à charge des tarifs de réseau constituent la base de la régulation. Les articles 29 à 34, qui correspondent aux articles 24 à 29 de la méthodologie tarifaire électricité et gaz naturel (cf. chapitre II.3), permettent effectivement à la CREG de rejeter des coûts déraisonnables. La CREG constate cependant qu'elle n'a encore jamais rejeté de coûts liés à des investissements figurant dans le plan de développement. Elle ne comprend donc pas ce risque de coûts rejetés. Il en va de même pour les *stranded assets* ; si la Communauté accepte ces investissements, elle en supportera également les coûts. Concernant le risque de liquidité, il convient de souligner que les charges d'intérêt pendant la phase de construction sont comprises dans le principe d'*embedded debt*.

24. L'article 15 de la méthodologie tarifaire prévoit la possibilité, après concertation avec la CREG et compte tenu de projets spécifiques, d'approuver d'autres classes d'actifs et pourcentages d'amortissement. La CREG est toujours disposée à mener une concertation en vue d'une éventuelle adaptation, mais sous réserve que le délai demandé soit justifié par la durée de vie technique réelle, comme cela a déjà été communiqué à plusieurs reprises au gestionnaire de réseau.

25. L'article 10 de la méthodologie tarifaire prévoit que les charges et produits financiers soient intégrés comme coûts non gérables dans le revenu total, conformément au principe d'*embedded debt*. La CREG n'a jamais affirmé que le risque commercial serait de ce fait réduit à néant ou à un niveau très bas, car bien d'autres facteurs entrent en jeu.

Comme indemnisation des fonds empruntés, la récupération des coûts financiers via les tarifs du réseau pour le gestionnaire de réseau reste garantie au moyen du système d'"*embedded financial costs*".

I.2.3 La méthodologie proposée

26. L'étape 1 de la méthodologie proposée prévoit l'introduction du dossier. Le gestionnaire de projets est libre d'introduire son dossier, pour autant que celui-ci soit suffisamment abouti et motivé. L'analyse coûts-bénéfices demandée à l'étape 1 doit être conforme à l'article 11 du règlement 347/2013. L'article 11(1) précise que l'analyse coûts-bénéfices doit être menée pour l'ensemble du système énergétique.

27. L'étape 2 de la méthodologie proposée prévoit l'identification des risques du point de vue du régulateur. La CREG adhère aux remarques de certains répondants, qui avaient demandé de spécifier les risques à cette étape. Conformément à la recommandation 03/2014 de l'ACER, la CREG peut analyser les risques en se fondant sur les catégories suivantes (liste non exhaustive) :

- Risque de dépassements de coûts ;
- Risque de dépassements du délai de livraison ;
- Risque de (forte) diminution de la demande des services pouvant être proposés grâce à l'investissement (stranded assets) ;
- Risque de coûts inefficaces ;
- Risque de liquidité.

28. Concernant la comparaison avec des projets similaires, la CREG précise qu'en principe, seuls des projets en Belgique peuvent être comparés car le risque supporté par le promoteur dépend aussi du cadre réglementaire du pays. Cela n'empêche toutefois pas les régulateurs de prendre également en considération des expériences pertinentes menées dans d'autres Etats membres, en particulier lorsqu'aucun projet comparable n'existe dans le même pays. Dans ce cas, il convient toutefois de tenir compte des cadres réglementaires des deux pays.³

I.2.4 Remarques textuelles et autres

29. La CREG a implémenté les adaptations suggérées par les répondants.

³ ACER, Recommendation n° 03/2014 on incentives for projects of common interest and on a common methodology for risk evaluation, 27 June 2014. 7/24
http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/recommendations/acer%20recommendation%2003-2014.pdf

II. CADRE LÉGAL

II.1 Règlement (UE) n° 347/2013

30. Le 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 (ci-après : le règlement n° 347/2013) établit des orientations pour le développement en temps utile des corridors et domaines jugés prioritaires des infrastructures énergétiques transeuropéennes et pour la répartition transfrontalière des coûts et la mise en place de mesures incitatives tenant compte des risques (Projects of Common Interest ou PCI (projets d'intérêt commun)).

31. Les PCI sont des projets transfrontaliers permettant de réaliser les objectifs énergétiques européens, c'est-à-dire assurer le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union européenne, promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables, et promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques. Ce règlement⁴ :

- porte sur le recensement des projets d'intérêt commun ;
- facilite la mise en œuvre en temps utile des projets d'intérêt commun en rationalisant et en accélérant les procédures d'octroi des autorisations ;
- établit des règles et des orientations pour la répartition transfrontalière des coûts;
- fixe les conditions d'éligibilité pour une aide financière de l'Union européenne.

32. En octobre 2013, la liste des PCI a été publiée pour la période 2014-2020⁵. Le tableau 1 ci-dessous reprend les PCI pour la Belgique.

⁴ Article 1^{er} du règlement n° 347/2013.

⁵ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-932_fr.htm?locale=EN
http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_pci_projects_country.pdf

Tableau 1 : PCI en Belgique

Project of Common interest	Priority corridor
Interconnection between Zeebrugge (BE) and the vicinity of Richborough (UK)	Electricity Northern Seas Offshore Grid
Cluster Belgium-Germany between Lixhe and Oberzier (Alegro)	Electricity West
Cluster of internal lines at the Belgian northern border between Zandvliet – Lillo (BE), Lillo-Mercator (BE), including a substation in Lillo (BE) [currently known as “Brabo”]	Electricity North-South Interconnections in Western Europe
PCI Reverse flow interconnection on TENP pipeline to Eynatten interconnection point	Gas West

33. L'article 13 du règlement n° 347/2013 a trait aux mesures incitatives dont les PCI peuvent éventuellement bénéficier.

L'article 13(1) dispose :

"Lorsqu'un promoteur de projets est confronté à des risques plus élevés concernant le développement, la construction, l'exploitation ou l'entretien d'un projet d'intérêt commun relevant des catégories prévues à l'annexe II, point 1) a), b) et d), et à l'annexe II, point 2), par rapport aux risques normalement encourus par un projet d'infrastructure comparable, les États membres et les autorités de régulation nationales veillent à ce que des mesures incitatives appropriées soient accordées à ce projet conformément à l'article 37, paragraphe 8, de la directive 2009/72/CE, à l'article 41, paragraphe 8, de la directive 2009/73/CE, à l'article 14 du règlement (CE) no 714/2009 et à l'article 13 du règlement (CE) no 715/2009. [...]"

34. Conformément à l'article 13(2) du règlement, les autorités de régulation nationales prennent leur décision d'accorder les mesures incitatives en tenant compte des résultats d'une analyse "coûts-bénéfices" fondée sur une méthodologie établie par ENTSO-E et ENTSO-G, en vertu de l'article 11 du règlement. Les autorités de régulation doivent analyser de façon approfondie les risques spécifiques encourus par les promoteurs d'un PCI, les mesures prises (par les promoteurs) pour atténuer ces risques et la justification de ce profil de risque au regard de l'incidence positive nette du projet, par rapport à une autre solution moins risquée.

35. L'article 13(3) du règlement contient certains principes relatifs aux mesures incitatives éventuelles.

36. L'article 13(6) du règlement n° 347/2013 dispose que chaque autorité de régulation nationale publie sa méthodologie, ainsi que les critères qu'elle utilise pour évaluer les investissements dans les projets d'infrastructures d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis.

II.2 Compétences légales de la CREG dans l'évaluation de la nécessité des investissements

37. La réglementation belge contient certaines dispositions relatives à l'évaluation des investissements dans les projets d'infrastructure d'électricité et de gaz. Comme il est exposé ci-après, ces dispositions ne confèrent à la CREG aucune compétence décisionnelle s'agissant de l'évaluation de la nécessité des investissements ; seul un pouvoir d'avis lui est réservé.

II.2.1 Investissements dans l'infrastructure d'électricité : Plan de développement fédéral du réseau de transport d'électricité

38. Le Plan de développement fédéral est établi par le gestionnaire du réseau de transport en vertu de l'article 13, §1^{er} de la loi du 29 avril 1999 (ci-après : la loi électricité) et 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. Ce plan couvre une période de dix ans au moins.

39. Le Plan de développement fédéral est établi par le gestionnaire de réseau de transport Elia, en collaboration avec la Direction générale Energie et le Bureau fédéral du Plan. L'article 13, §1^{er} précité de la loi électricité prévoit une procédure de consultation dans laquelle la CREG peut rendre un avis, de même que le ministre compétent pour le Milieu marin, les gouvernements des régions et le Conseil fédéral pour le Développement durable.

40. Conformément à l'article 13, § 2 de la loi électricité, le Plan de développement fédéral comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport d'électricité. Il donne un aperçu des investissements dans l'extension, le renforcement et le renouvellement du réseau de transport auquel le gestionnaire du réseau de transport se raccorde. 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. Dans le cadre du troisième paquet énergie européen, le Plan de développement fédéral est élaboré en concertation avec les gestionnaires de réseau de transport européens, conformément au Plan de développement européen décennal non contraignant notamment, qui est publié tous les deux ans par ENTSO-E. Le développement du réseau de transport est en effet étroitement lié à la politique énergétique menée au niveau européen, belge et régional. Enfin, le Plan de développement fédéral tient compte de la dernière étude prospective en vigueur établie par la Direction générale Energie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan.

41. La CREG n'a donc qu'une compétence d'avis et n'est pas associée à la rédaction du plan de développement et des hypothèses sous-jacentes. Par conséquent, la CREG n'a pas de compétence en matière d'approbation du plan d'investissement du gestionnaire de réseau. Il convient de constater néanmoins que la CREG dispose du pouvoir de contrôler dans quelle mesure les investissements prévus dans le Plan de Développement du réseau de transport permettent au gestionnaire de réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace. Le cas échéant, sur la base du contrôle effectué par la CREG, le ministre peut enjoindre au gestionnaire de réseau d'adapter le Plan⁶.

42. Le plan de développement ne doit pas comporter de budgets contraignants.

II.2.2 Investissements dans l'infrastructure de gaz : étude prospective relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et aux investissements dans les nouvelles grandes installations de gaz naturel

43. En vertu de l'article 15/13 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : la loi gaz), une étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel doit être établie par la Direction générale Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie (ci-après : la Direction générale Energie) en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire de l'installation de stockage pour le gaz naturel, le gestionnaire de l'installation GNL (ci-après : les gestionnaires) et la Banque nationale de Belgique sont consultés. L'étude prospective a une portée d'au moins dix ans.

44. Elle donne notamment un aperçu des investissements nécessaires en application de l'évaluation des risques ainsi que du plan d'action préventif et du plan d'urgence établi par la Direction générale Energie. L'étude prospective comporte également un programme d'investissement indicatif visant le maintien et le développement du réseau de transport de gaz naturel, de l'installation de stockage de gaz naturel et de l'installation de GNL et une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et, en cas de menace de celle-ci, une énumération des recommandations y relatives. Enfin, l'étude prospective mentionne les objectifs minimaux à atteindre en matière de capacité de stockage de gaz naturel dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement du pays.

45. En vertu de l'article 15/1, §5 de la loi gaz, les gestionnaires sont tenus d'établir chaque année un plan d'investissements pour les dix années à venir et de le notifier à la

⁶ Art. 13, § 3, al. 1er.

CREG et à la Direction générale de l'Energie, tenant compte des recommandations figurant à cet égard dans l'étude prospective. Les gestionnaires indiquent dans leurs plans d'investissements les investissements sujets au lancement d'une procédure d'open season. La CREG et la Direction générale Energie peuvent, chacune séparément et en tenant l'autre informée, demander aux gestionnaires de façon motivée d'organiser une procédure d'open season pour des investissements qu'ils n'avaient pas prévus.

46. L'article 15/5*duodecies* de la loi gaz prévoit en outre que les nouvelles grandes installations de gaz naturel, c'est-à-dire les interconnexions avec les Etats voisins, les installations de GNL et de stockage, ainsi que les augmentations significatives de capacité des installations existantes et les modifications de ces installations permettant le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz peuvent bénéficier de dérogations, y compris en ce qui concerne la méthodologie tarifaire applicable; ces dérogations sont octroyées par le Roi après avis de la CREG, notamment dans la mesure où le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une telle dérogation n'était pas accordée.

47. Enfin, l'article 15/11, § 1^{er} de la loi gaz prévoit que le Roi peut, après avis de la CREG, imposer aux titulaires d'une autorisation de transport des obligations de service public en matière d'investissement en faveur des clients, sur base d'une étude préalable des besoins relatifs à la capacité du réseau de transport de gaz naturel et dans la mesure où ces investissements sont économiquement justifiés.

48. Par conséquent, la CREG n'a pas de compétence directe en matière d'approbation des plans d'investissement et des investissements des gestionnaires. Elle peut être associée à la concertation menée par la Direction générale Energie concernant la rédaction de l'étude prospective, d'une part, et simplement obtenir les plans d'investissement des gestionnaires, d'autre part.

II.3 Approbation des tarifs de réseau au moyen de la méthodologie tarifaire

49. Conformément aux directives 2009/72/CE et 2009/73/CE, les lois électricité et gaz ont confié à la CREG le pouvoir d'adopter une méthodologie tarifaire à appliquer par les différents gestionnaires dans le cadre de leur proposition tarifaire. La CREG est par ailleurs compétente pour approuver les propositions tarifaires.

50. Le 18 décembre 2014, le Comité de direction de la CREG a arrêté les méthodologies suivantes :

- Arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 établissant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux électriques ayant une fonction de transport ;
- Arrêté (Z)141218-CDC-1110/7 établissant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL.

Ces méthodologies harmonisées comportent les règles que les gestionnaires de réseau concernés sont tenus de respecter lors de la préparation, du calcul et de l'introduction de leur proposition tarifaire et celles que le régulateur utilisera lui-même dans le traitement de ces propositions tarifaires.

51. La CREG ne s'exprime que de manière indirecte sur les investissements en approuvant le revenu total à couvrir par les tarifs de réseau. La compétence de la CREG dans ces processus est décrite ci-après.

La nécessité des investissements repris dans le plan de développement fédéral devrait avoir déjà été démontrée avant qu'ils n'aient été acceptés par l'autorité compétente. Les investissements qui y sont repris sont contraignants et le gestionnaire de réseau est donc tenu de les exécuter. La méthodologie tarifaire doit dès lors permettre au gestionnaire de réseau de disposer des moyens nécessaires pour réaliser cet investissement. Cela ne signifie toutefois pas que tous les coûts des investissements que le gestionnaire de réseau prévoit seront acceptés par la CREG. Le gestionnaire de réseau est en effet tenu de réaliser les investissements nécessaires de la façon la plus efficiente possible.

Comme le prévoient les articles 12, §5, 2° de la loi électricité et 15/5bis, §5, 2° de la loi gaz, la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir l'ensemble des coûts de manière efficiente. Les investissements via la RAB et les amortissements de l'infrastructure de réseau font partie du revenu total du gestionnaire de réseau qui est couvert par le biais des tarifs. Pour l'approbation des tarifs de réseau, la CREG contrôlera si les investissements sont effectués de manière efficiente et approuvera donc de manière indirecte le montant des investissements. La CREG peut évaluer l'efficacité des investissements sur la base d'une analyse coûts-bénéfices et, dans ce cas, le gestionnaire de réseau est tenu d'examiner les différentes options technico-économiques possibles pour exécuter l'investissement, sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Le choix de l'exécution finale de l'investissement doit être expliqué par le gestionnaire de réseau à la CREG sur la base de l'analyse coûts-

bénéfices et la CREG doit accepter l'option choisie. Le gestionnaire de réseau est également tenu de démontrer la nécessité de tous les investissements qui ne figurent pas dans les plans de développement, les plans d'investissement ou les plans d'adaptation approuvés. Ces investissements doivent bien entendu cadrer avec sa mission légale. Comme c'est le cas pour les investissements conformes aux plans approuvés, le caractère efficient de l'investissement doit être démontré au moyen d'une analyse coûts-bénéfices. La nécessité et le choix de ces investissements doivent être acceptés par la CREG. L'article 32 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport et l'article 26 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL prévoient les modalités de contrôle du caractère efficient par la CREG.

52. Les articles 13, § 3, de la loi électricité et 15/1, § 5, de la Loi gaz prévoient en outre que le ministre qui a l'Énergie dans ses attributions peut demander à la CREG de se prononcer sur la nécessité de réviser ou non les méthodologies tarifaires pour garantir les moyens de financement des investissements envisagés, respectivement dans le plan de développement fédéral et dans les plans de développement fixés par les gestionnaires.

53. S'agissant plus particulièrement de l'électricité, l'article 12, § 5, 22°, de la loi électricité dispose ce qui suit :

"Pour les extensions d'installations ou les nouvelles installations de transport d'électricité reconnues comme d'intérêt national ou européen, la méthodologie tarifaire visée au § 2 peut prévoir des dispositions spécifiques en matière de rémunération des capitaux nécessaires à leur financement plus favorables que la rémunération normale des capitaux visée au § 5, 9°, ainsi qu'en matière de couverture des coûts en vue de favoriser leur réalisation et de manière à permettre leur développement à long terme.

Sont reconnus comme étant d'intérêt national ou européen, les investissements réalisés par le gestionnaire du réseau qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement du pays et/ou à l'optimisation du fonctionnement des interconnexions transfrontalières, en ce compris l'installation de transformateurs déphaseurs, facilitant ainsi le développement du marché intérieur national et européen ou qui contribuent à l'accueil national de la production à partir de sources d'énergie renouvelables qu'elle soit raccordée directement au réseau de transport ou indirectement via les réseaux de distribution."

54. S'agissant plus particulièrement du gaz, la loi du 12 avril 1965 contient, comme précisé ci-avant, un régime spécifique pour les installations dans de nouvelles grandes installations de gaz naturel. Des dérogations à la méthodologie tarifaire peuvent être prévues à cet égard.

Sans préjudice à l'article 15/5^{duodécies} de la loi, les tarifs applicables aux nouvelles installations ou aux extensions d'installations de stockage ou de GNL, ou aux nouvelles

installations ou extensions d'installations renforçant la sécurité d'approvisionnement peuvent, afin d'en permettre le développement à long terme :

- 1) prévoir une durée d'application dépassant la durée de la période tarifaire, sans excéder 20 ans, sauf autorisation de la CREG compte tenu de la date de mise en service d'un projet spécifique ;
- 2) prévoir un niveau de marge équitable spécifique, sur la base d'une justification pertinente et/ou d'un benchmarking européen".

III. NOTION DE RISQUE FINANCIER

55. En finance, le risque est une mesure de la probabilité que la rémunération obtenue ex-post par un investisseur diffère de celle qu'il attendait ex-ante.

56. Le risque lié à un investissement a un impact sur la rémunération attendue.

Etant donné l'aversion au risque, il est communément admis qu'au plus ce risque est important, au plus la rémunération attendue peut être importante.

Inversement, au plus ce risque est faible, au plus la rémunération attendue doit être faible. Le risque est considéré comme nul lorsque la probabilité que la rémunération obtenue ex-post par un investisseur diffère de celle qu'il attendait ex-ante est nulle. Dans ce cas, l'investissement est considéré comme "sans-risque" et la rémunération doit être égale à la rémunération des obligations d'Etat disposant d'un haut rating et qui sont publiquement négociées.

57. Bien entendu, les investissements dans un réseau de transport d'électricité ou de gaz - dont les PCI - ne peuvent pas être l'exception aux principes précités qui sont communément acceptés par la communauté financière.

58. Etant donné leur nature monopolistique, le risque lié à un investissement dans un réseau de transport d'électricité ou de gaz est essentiellement fonction du cadre réglementaire qui lui est appliqué.

IV. REMUNERATION DES INVESTISSEMENTS PRESENTANT UN RISQUE NORMAL

59. La méthodologie tarifaire comporte un certain nombre de mesures limitant le risque, lesquelles sont applicables à tous les projets d'investissements. Ces mesures sont énumérées aux paragraphes suivants.

60. La méthodologie tarifaire prévoit que les coûts réels font partie du revenu total et que ce revenu total est couvert par les tarifs de réseau sur une période régulatoire de quatre ans. En reprenant les amortissements et les charges financières dans les coûts non gérables, une marge équitable pour les fonds propres et les comptes régulatoires, on peut conclure que le risque de récupération par le gestionnaire de réseau des coûts liés aux investissements sont déjà couverts de différentes manières.

61. Les investissements via l'actif régulé (RAB) et les amortissements de l'infrastructure de réseau font partie du revenu total du gestionnaire de réseau qui doit être couvert par le biais des tarifs. La CREG considère les amortissements comme raisonnables uniquement si le délai d'amortissement est conforme à la durée de vie technique des actifs. Les amortissements sont considérés comme des coûts non gérables dans la méthodologie tarifaire, autrement dit des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau a peu ou pas de contrôle. Les amortissements ne peuvent donc conduire à des déficits ou des bénéfices supplémentaires pour le gestionnaire de réseau et ce dernier ne court par conséquent pas de risque supplémentaire.

62. La récupération de tous les coûts raisonnables liés aux investissements approuvés a été garantie. En d'autres termes, la moins-value exprimée d'un point de vue comptable fait partie du revenu total pour les immobilisations corporelles à mettre hors service avant la fin de leur durée de vie prévue. Il en va de même pour les coûts liés aux "stranded assets".

63. En outre, une rémunération normale est garantie pour les capitaux investis dans le réseau, conformément à la loi électricité et à la loi gaz. En ce qui concerne le financement des fonds empruntés, la CREG a appliqué le principe des *embedded finance costs* depuis le début de sa régulation tarifaire, selon lequel les coûts financiers raisonnables des fonds empruntés sont reconnus comme partie du revenu total pouvant être récupéré au moyen des tarifs de réseau. En ce qui concerne les fonds propres, conformément au Capital Asset Pricing Model, la rémunération est égale au taux d'intérêt sans risque plus la prime de risque du marché à multiplier par le facteur bêta du gestionnaire de réseau concerné. Les articles

17 et 18 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport d'une part, et les articles 17 et 18 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL d'autre part, comportent toutes les modalités relatives à ces composantes.

64. Enfin, il n'existe aucun risque de volume pour le gestionnaire de réseau. Si les revenus réels du gestionnaire de réseau divergent des revenus prévus, la méthodologie tarifaire garantit la récupération du revenu total jugé raisonnable au moyen de l'enregistrement des écarts par le biais des comptes régulatoires. Il en va de même pour la différence entre le budget des coûts non gérables (par exemple, les amortissements et la marge équitable) et les valeurs réelles, laquelle est intégralement affectée au revenu total de la période régulatoire suivante. La CREG considère les créances et dettes régulatoires découlant du calcul des soldes comme indissociable de l'exercice des activités régulées d'un gestionnaire du réseau. La prise en compte des soldes dans la période tarifaire suivante – pour l'électricité – ou dans les périodes tarifaires suivantes – pour le gaz naturel -, constitue un élément essentiel d'une régulation stable, telle qu'établie dans la méthodologie tarifaire⁷.

65. Outre une rémunération équitable spécifique, des classes d'actifs et des pourcentages d'amortissement autres que ceux repris dans la méthodologie tarifaire peuvent être approuvés pour des projets particuliers⁸.

V. REMUNERATION DES INVESTISSEMENTS PRESENTANT UN RISQUE SUPERIEUR

V.1 Dispositions reprises dans la méthodologie tarifaire limitant et/ou rémunérant le risque pour des investissements particuliers

66. Pour certains projets d'investissement, dont des PCIs, la méthodologie tarifaire prévoit quelques règles particulières qui sont brièvement abordées ci-après.

⁷ Articles 20, 21 et 38 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport et articles 21, 22 et 32 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL.

⁸ Article 15, §4 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport et article 15, §4 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL.

67. Tant l'article 25, §3 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport que l'article 20 de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL prévoient la possibilité d'octroyer un incitant spécifique qui tient compte des objectifs et des modalités concrets pour les projets d'investissement individuels auxquels la CREG attachera une importance particulière ou qu'imposerait un règlement européen.

L'annexe 4 de la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité, portant sur l'application d'un incitant particulier destiné aux investissements importants et spécifiques dans le réseau durant une période déterminée ad hoc en est une concrétisation. La CREG a octroyé un incitant spécifique parce qu'elle estime important d'encourager le gestionnaire de réseau à respecter les durées annoncées préalablement concernant certains projets visant à favoriser l'intégration de marché au niveau européen. Les PCI en question sont ALEGRO et LIXHE-HERDEREN.

L'annexe 3 de la méthodologie tarifaire pour le transport de l'électricité relative à une méthodologie tarifaire pour NEMO reprend le cadre réglementaire dit de "cap&floor" qui a été élaboré entre 2009 et 2014 en collaboration avec l'OFGEM. L'objectif poursuivi par la CREG et OFGEM était de développer un cadre réglementaire commun appliqué des deux côtés de cette interconnexion afin de favoriser sa réalisation. En effet, l'application de deux cadres réglementaires distincts des deux côtés de l'interconnexion était perçue par les développeurs comme hautement problématique.

V.2 Méthodologie et critères d'évaluation des investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques auxquels ils sont soumis

68. Lorsqu'un promoteur du projet/gestionnaire de réseau court des risques plus élevés pour le développement, la construction et l'exploitation d'un PCI, un incitant peut être octroyé en vertu de l'article 13(1) du règlement n° 347/2013. Avant d'octroyer un incitant, les risques susceptibles d'avoir un impact négatif sur la réalisation d'un projet doivent être examinés. Les critères et la méthodologie d'évaluation des risques plus élevés des PCI sont énoncés ci-après.

V.2.1 Objet et champ d'application

69. Il ressort de l'article 13.1 du règlement n° 347/2013 que ce sont les PCI qui peuvent se voir appliquer un incitant si leurs promoteurs sont confrontés à un risque plus élevé. La raison d'être de la méthodologie et des critères que les autorités de régulation doivent publier en application de l'article 13.6 est dès lors de permettre une évaluation du risque éventuellement plus élevé auxquels les PCI doivent faire face.

Strictement, la méthodologie d'analyse des risques ne vise donc que les PCI.

Rien n'empêche toutefois, comme le fait remarquer l'ACER dans sa recommandation 03-2014⁹, que sur la base de la législation nationale et en conformité avec article 37(8) de la Directive 2009/72/EC et l'article 41(8) de la Directive 2009/73/EC, les régulateurs nationaux accordent des incitants à des projets non-PCI avec des profils de risque particuliers, ou le cas échéant, à tous les projets d'infrastructures. Autrement dit, rien n'empêche un promoteur du projet à établir un dossier suivant la méthodologie fixée dans la présente décision.

V.2.2 Méthodologie et critères

V.2.2.1 Méthode et critères d'évaluation des investissements

Comme précisé ci-avant, la CREG ne dispose d'aucune compétence décisionnelle directe en matière d'évaluation de la nécessité des investissements. Il ne lui appartient dès lors pas de publier une méthodologie à cet égard. Comme exposé aux paragraphes 20-27, la CREG ne s'exprime que de manière indirecte sur les investissements, par le biais de l'approbation des tarifs de réseau. La CREG contrôlera si les investissements sont effectués de manière efficiente en se fondant sur une analyse coûts-bénéfices. Sur la base de cette analyse, le choix de l'exécution finale de l'investissement doit être expliqué par le promoteur du projet/gestionnaire de réseau et approuvé par la CREG.

⁹ ACER, Recommendation No 03/2014 on incentives for projects of common interest and on a common methodology for risk evaluation, 27 June 2014, p. 10/24

V.2.2.2 Méthodologie et critères d'évaluation du risque des investissements

70. A la lumière de la recommandation de l'ACER¹⁰, la CREG a établi la méthodologie suivante.

Etape 1 : Introduction du dossier par le promoteur du projet

Le promoteur du projet est tenu de transmettre toutes les informations relatives au projet et aux risques qu'il estime supporter.

Les documents suivants doivent au moins être fournis :

- une description du projet démontrant que celui-ci est suffisamment mature ;
- une description des risques spécifiques au projet supportés par le promoteur du projet (dépassement de coûts, retards, actifs échoués, rejet de coûts, ...), y compris une estimation quantitative de l'impact financier et de la probabilité que les différents risques surviennent ;
- les mesures déjà prises par le promoteur du projet pour limiter le risque qu'il supporte ainsi que les mesures pouvant encore être investiguées dans ce but ;
- une explication de la raison pour laquelle les risques spécifiques au projet supportés par le promoteur du projet sont supérieurs à ceux de projets similaires localisés en Belgique.

En outre, si le projet est un PCI, le promoteur doit (i) apporter la preuve du statut de PCI ainsi que (ii) l'analyse coûts-bénéfices conformément à l'article 11 du règlement n°347/2013.

Sur la base des informations transmises, la CREG doit être en mesure de procéder à l'analyse prévue aux étapes 2 à 6. La CREG ne peut se prononcer sur les risques que si toutes les informations transmises sont suffisamment documentées.

Etape 2 : Identification des risques supportés par le promoteur du projet du point de vue du régulateur

A la lumière des informations fournies, la CREG examine la pertinence des risques mentionnés par le promoteur du projet. Dans ce cadre, la CREG vérifie si, compte tenu de la méthodologie tarifaire en vigueur, les risques mentionnés par le promoteur du projet ne sont actuellement pas supportés en tout ou en partie par les utilisateurs du réseau.

¹⁰ Ibidem.

Etape 3 : Mesures prises par le promoteur du projet pour limiter le risque supporté

La CREG analyse les mesures déjà prises par le promoteur du projet pour limiter le risque ainsi que leur impact.

La CREG détermine si les risques identifiés pourraient encore être réduits d'une manière efficace par le promoteur du projet lui-même via des mesures complémentaires (par exemple, via les amendes fixées contractuellement avec les fournisseurs concernés, via la contractualisation d'une assurance, via la diversification, etc.).

Etape 4 : Quantification du risque

Pour chaque risque pertinent considéré individuellement, la CREG détermine si son impact financier et la probabilité de sa survenance sont suffisamment matériels.

Etape 5 : Rémunération du risque supporté par le promoteur du projet par la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux

La CREG détermine si les risques identifiés sont déjà rémunérés par la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux prévue dans la méthodologie tarifaire.

A ce propos, comme souligné par ACER, la CREG rappelle que le risque non systémique ne devrait pas être rémunéré dans le cadre du *Capital Asset Pricing Model*.

Dans ce cadre, la CREG peut notamment analyser dans quelle mesure le risque supporté par le promoteur du projet est supérieur ou non à celui de projets similaires en Belgique et dans quelle mesure ce risque est diversifiable.

Etape 6 : Si nécessaire, éventuelle adaptation de la méthodologie tarifaire ou éventuelle actualisation de la proposition tarifaire

S'il y a lieu, la CREG propose une adaptation de la méthodologie tarifaire pour :

- i. diminuer le risque supporté par le promoteur du projet (en déplaçant tout ou une partie du risque identifié vers les utilisateurs du réseau) et/ou ;
- ii. augmenter la rémunération perçue spécifiquement pour ce projet afin de rémunérer le risque supérieur supporté par le promoteur du projet et/ou ;
- iii. introduire des incitants adéquats afin de favoriser la réalisation de ce projet.

Dans ce cadre, la CREG peut tenir compte du cadre réglementaire appliqué en Belgique ou à l'étranger pour des projets similaires.

Comme prévu, et après concertation avec le promoteur du projet/gestionnaire de réseau, la CREG soumettra les éventuelles modifications de la méthodologie tarifaire qu'elle propose à une consultation publique au cours de laquelle l'analyse de la CREG sur la base de la présente méthodologie sera présentée.

Enfin, dans le cas où un projet n'avait pas été pris en compte lors de l'élaboration de la proposition tarifaire approuvée, la CREG peut toujours demander au promoteur du projet/gestionnaire de réseau d'actualiser sa proposition tarifaire afin de tenir compte de ce projet. Cette actualisation tiendra compte de l'analyse de la CREG élaborée sur la base de cette méthodologie.

VI. DECISION

Vu l'article 13(6) du 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, la CREG publie sa méthodologie et ses critères d'évaluation des risques relatifs aux projets d'infrastructure d'électricité et de gaz.

Cette méthodologie et ces critères sont repris en annexe de la présente décision.

Cette décision entre en vigueur le 15 juillet 2016 et est applicable aux nouveaux projets pour lesquels une décision finale d'investissement n'a pas encore été prise à cette date.

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

Laurent JACQUET
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

Méthodologie et critères d'évaluation du risque des investissements

Etape 1 : Introduction du dossier par le promoteur du projet

Le promoteur du projet est tenu de transmettre toutes les informations relatives au projet et aux risques qu'il estime supporter.

Les documents suivants doivent au moins être fournis :

- une description du projet démontrant que celui-ci est suffisamment mature ;
- une description des risques spécifiques au projet supportés par le promoteur du projet (dépassement de coûts, retards, actifs échoués, rejet de coûts, ...), y compris une estimation quantitative de l'impact financier et de la probabilité que les différents risques surviennent ;
- les mesures déjà prises par le promoteur du projet pour limiter le risque qu'il supporte ainsi que les mesures pouvant encore être investiguées dans ce but ;
- une explication de la raison pour laquelle les risques spécifiques au projet supportés par le promoteur du projet sont supérieurs à ceux de projets similaires localisés en Belgique.

En outre, si le projet est un PCI, le promoteur doit (i) apporter la preuve du statut de PCI ainsi que (ii) l'analyse coûts-bénéfices conformément à l'article 11 du règlement n°347/2013.

Sur la base des informations transmises, la CREG doit être en mesure de procéder à l'analyse prévue aux étapes 2 à 6. La CREG ne peut se prononcer sur les risques que si toutes les informations transmises sont suffisamment documentées.

Etape 2 : Identification des risques supportés par le promoteur du projet du point de vue du régulateur

A la lumière des informations fournies, la CREG examine la pertinence des risques mentionnés par le promoteur du projet. Dans ce cadre, la CREG vérifie si, compte tenu de la

méthodologie tarifaire en vigueur, les risques mentionnés par le promoteur du projet ne sont actuellement pas supportés en tout ou en partie par les utilisateurs du réseau.

Etape 3 : Mesures prises par le promoteur du projet pour limiter le risque supporté

La CREG analyse les mesures déjà prises par le promoteur du projet pour limiter le risque ainsi que leur impact.

La CREG détermine si les risques identifiés pourraient encore être réduits d'une manière efficace par le promoteur du projet lui-même via des mesures complémentaires (par exemple, via les amendes fixées contractuellement avec les fournisseurs concernés, via la contractualisation d'une assurance, via la diversification, etc.).

Etape 4 : Quantification du risque

Pour chaque risque pertinent considéré individuellement, la CREG détermine si son impact financier et la probabilité de sa survenance sont suffisamment matériels.

Etape 5 : Rémunération du risque supporté par le promoteur du projet par la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux

La CREG détermine si les risques identifiés sont déjà rémunérés par la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux prévue dans la méthodologie tarifaire.

A ce propos, comme souligné par ACER, la CREG rappelle que le risque non systémique ne devrait pas être rémunéré dans le cadre du *Capital Asset Pricing Model*.

Dans ce cadre, la CREG peut notamment analyser dans quelle mesure le risque supporté par le promoteur du projet est supérieur ou non à celui de projets similaires en Belgique et dans quelle mesure ce risque est diversifiable.

Etape 6 : Si nécessaire, éventuelle adaptation de la méthodologie tarifaire ou éventuelle actualisation de la proposition tarifaire

S'il y a lieu, la CREG propose une adaptation de la méthodologie tarifaire pour :

- i. diminuer le risque supporté par le promoteur du projet (en déplaçant tout ou une partie du risque identifié vers les utilisateurs du réseau) et/ou ;
- ii. augmenter la rémunération perçue spécifiquement pour ce projet afin de rémunérer le risque supérieur supporté par le promoteur du projet et/ou ;
- iii. introduire des incitants adéquats afin de favoriser la réalisation de ce projet.

Dans ce cadre, la CREG peut tenir compte du cadre réglementaire appliqué en Belgique ou à l'étranger pour des projets similaires.

Comme prévu, et après concertation avec le promoteur du projet/gestionnaire de réseau, la CREG soumettra les éventuelles modifications de la méthodologie tarifaire qu'elle propose à une consultation publique au cours de laquelle l'analyse de la CREG sur la base de la présente méthodologie sera présentée.

Enfin, dans le cas où un projet n'avait pas été pris en compte lors de l'élaboration de la proposition tarifaire approuvée, la CREG peut toujours demander au promoteur du projet/gestionnaire de réseau d'actualiser sa proposition tarifaire afin de tenir compte de ce projet. Cette actualisation tiendra compte de l'analyse de la CREG élaborée sur la base de cette méthodologie.

ANNEXE 2 : REACTIONS A LA CONSULTATION PUBLIQUE