CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Arrêté

(B)1718
29 mars 2018

Arrêté modifiant l'arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport

L'article 12, §§ 2, 5, 8 et 9, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

CREG – rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2
INTRODUCTION 3
1. CADRE LEGAL 4
2. ANTECEDENTS 5
3. CONSULTATION 5
4. ANALYSE 6
4.1. MODULAR OFFSHORE GRID 6
4.1.1. Contexte 6
4.1.2. Risque plus élevé des investissements MOG 8
4.1.3. Adaptation de la méthodologie tarifaire 11
4.2. STOCKAGE 12
4.2.1. Contexte 12
4.2.2. Adaptation de la méthodologie tarifaire 12
5. COMMENTAIRES DES ARTICLES 14
6. DECISION 15
ANNEXE 1 18
ANNEXE 2 18

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) modifie ci-après son arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport (ci-après : la « méthodologie tarifaire »), visée à l'article 12 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation de marché d'électricité (ci-après : la Loi électricité). Les modifications portent sur l'introduction d'un cadre régulatoire pour le *Modular Offshore Grid* et le stockage.

Cet arrêté comporte cinq parties. Le cadre légal est exposé dans la première partie. La deuxième partie reprend les antécédents. La troisième partie aborde la consultation publique. La quatrième partie analyse les éléments nécessitant une adaptation de la méthodologie tarifaire. Le commentaire des articles est formulé dans la cinquième partie. La sixième partie contient la méthodologie tarifaire proprement dite.

Le présent arrêté a été adopté par le comité de direction de la CREG le 29 mars 2018.

1. CADRE LEGAL

1. L'article 12, § 2, alinéa 1er, de la Loi électricité dispose qu'« *après concertation structurée, documentée et transparente avec le gestionnaire du réseau, la commission établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser ce gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire* ». La procédure visant à cette concertation est en principe précisée dans un accord « *explicite, transparent et non-discriminatoire* », conclu entre la CREG et le gestionnaire du réseau. Cet accord relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité a été conclu le 12 février 2014 et un avenant à ce dernier a été conclu le 12 juin 2014.

2. Par ailleurs, l'article 12, § 4, de la Loi électricité dispose que des modifications apportées à la méthodologie tarifaire ne peuvent entrer en vigueur en cours de période tarifaire que moyennant un « *accord explicite, transparent et non discriminatoire* » entre la CREG et le gestionnaire du réseau.

3. L'article 12, § 5, de la Loi électricité énonce les lignes directrices que la CREG doit respecter dans l'élaboration de la méthodologie tarifaire. Une nouvelle ligne directrice insérée par la loi du 13 juillet 2017 dispose que, « *pour les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport, la méthodologie tarifaire contient des incitants qui encouragent le stockage d'électricité de façon non discriminatoire et proportionnelle. Pour ce faire, un régime tarifaire distinct pour le stockage d'électricité peut être déterminé par la Commission* ».

4. L'article 12*ter* de la Loi électricité dispose comme suit :

> *« La commission motive et justifie pleinement ainsi que de manière circonstanciée ses décisions en matière tarifaire, tant au niveau des méthodologies tarifaires que des propositions tarifaires, afin d'en permettre le contrôle juridictionnel. Lorsqu'une décision repose sur des motifs de nature économique ou technique, la motivation reprend tous les éléments qui justifient cette décision.*
>
> *Lorsque ces décisions reposent sur une comparaison, la motivation comprend toutes les données prises en compte pour établir cette comparaison.*
>
> *En vertu de son obligation de transparence et de motivation, la commission publie, sur son site Internet, les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses missions en vertu des articles 12 à 12quinquies, ainsi que tout acte préparatoire, rapport d'experts, commentaire des parties consultées y afférents. Elle assure cette publicité en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles et/ou des données à caractère personnel. La commission établit à cette fin, après consultation des entreprises d'électricité concernées, des lignes directrices identifiant les informations tombant dans le champ de la confidentialité.*
>
> *La commission joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des commentaires émis par les parties consultées. »*

Les lignes directrices de la CREG concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel, visées par l'article 12*ter*, ont été adoptées le 27 août 2015 et sont publiées sur site web de la CREG.

En vertu de l'article 23, § 2, alinéa 2, 14°, de la Loi électricité, la CREG « *exerce les compétences tarifaires visées aux articles 12 à 12quinquies* ».

5. Par ailleurs, le 7 juillet 2016, 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, la CREG a fixé[1] sa méthodologie et ses critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis. Cette méthodologie prévoit que, après l'analyse d'un dossier introduit par un promoteur du projet, la CREG peut proposer une adaptation de la méthodologie tarifaire pour 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 augmenter la rémunération perçue spécifiquement pour ce projet afin de rémunérer le risque supérieur supporté par le promoteur du projet et/ou introduire des incitants adéquats afin de favoriser la réalisation de ce projet.

Cette méthodologie précise que, après concertation avec le promoteur du projet/gestionnaire du 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 cette méthodologie sera présentée.

2. ANTECEDENTS

6. Par courrier daté du 21 novembre 2017, Elia a envoyé à la CREG un dossier en vue de l'évaluation du risque plus élevé du *Modular Offshore Grid*. Ce dossier, repris en annexe au présent document, dresse la liste des risques spécifiques au projet *Modular Offshore Grid*, les quantifie et expose les mesures prises par Elia pour les atténuer.

7. Conformément à l'accord relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du transport d'électricité avec le gestionnaire concerné, la présente modification de la méthodologie tarifaire a fait l'objet d'un Projet soumis à une concertation avec le gestionnaire du réseau concerné, le 2 février 2018. Lors de cette réunion, le gestionnaire du réseau a explicitement marqué son accord sur le fait que le contenu de ce projet puisse être soumis à consultation publique en l'état.

3. CONSULTATION

8. Le comité de direction de la CREG a décidé, conformément à l'article 23, § 1er, de son règlement d'ordre intérieur d'organiser une consultation publique sur son site Web du 9 février 2018 au 2 mars 2018 relative à un projet d'arrêté.

[1] Décision (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 (ci-après : la décision 1480).

4. ANALYSE

4.1. MODULAR OFFSHORE GRID

4.1.1. Contexte

9. Les premières concessions domaniales *offshore* (C-Power, Belwind, Northwind et Nobelwind) ont assuré elles-mêmes le raccordement de leurs parcs aux stations 150 kV de Slijkens et Zeebrugge : un ou deux câbles haute tension *offshore* sont raccordés, depuis la plateforme de transformation *offshore* située dans la concession domaniale en question, à une station haute tension *onshore*.

10. Il a été considéré que l'utilisation de cette méthode de raccordement par les autres concessions domaniales (également appelée « scénario spaghetti ») ne serait pas optimale à terme d'un point de vue technico-économique et écologique. Pour le raccordement des cinq dernières concessions domaniales (Norther, Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester II), une approche commune a été étudiée. L'accord de gouvernement du 1er décembre 2011[2] prévoit de demander au gestionnaire du réseau d'installer une « prise de courant » en mer (plateforme de raccordement) pour les parcs éoliens *offshore*.

11. En 2011, Elia a développé une nouvelle vision concernant le développement et le déploiement du réseau de transport en mer du Nord. Deux plateformes en mer du Nord (Alpha et Bèta) reliées entre elles seraient chacune raccordées à la nouvelle station Stevin à Zeebrugge. Les parcs éoliens *offshore* seraient ensuite raccordés à ces plateformes. Ce projet était intitulé *Belgian Offshore Grid* (ou BOG). L'étude du déploiement d'un réseau maillé en mer figurait également dans le plan de développement fédéral 2010-2020.

12. La réalisation de ce concept BOG s'est révélée impossible dans la pratique, en raison de différents obstacles, tels que l'incompatibilité entre le calendrier de la construction du BOG et celui de Norther et Rentel, l'absence de cadre régulatoire pour la répartition des responsabilités, un rapport coûts-bénéfices insatisfaisant pour le BOG (découlant entre autres des exigences techniques élevées et de la construction prévue d'une île artificielle) par rapport au scénario spaghetti et l'incertitude entourant le projet Stevin[3] eu égard aux différents recours introduits à l'encontre du plan régional d'exécution spatiale (ci-après : GRUP, pour Gewestelijk ruimtelijk uitvoeringsplan).

13. Compte tenu de ces difficultés, Norther a décidé assez rapidement de ne plus s'inscrire dans le projet BOG et de réaliser elle-même un raccordement individuel ou direct. Conformément à l'article 7, § 2, deuxième alinéa de la loi électricité, Norther a demandé en juillet 2014 l'autorisation d'un raccordement individuel au réseau de transport *onshore*. De ce fait, la plate-forme Bèta devenait superflue dans le cadre du projet BOG.

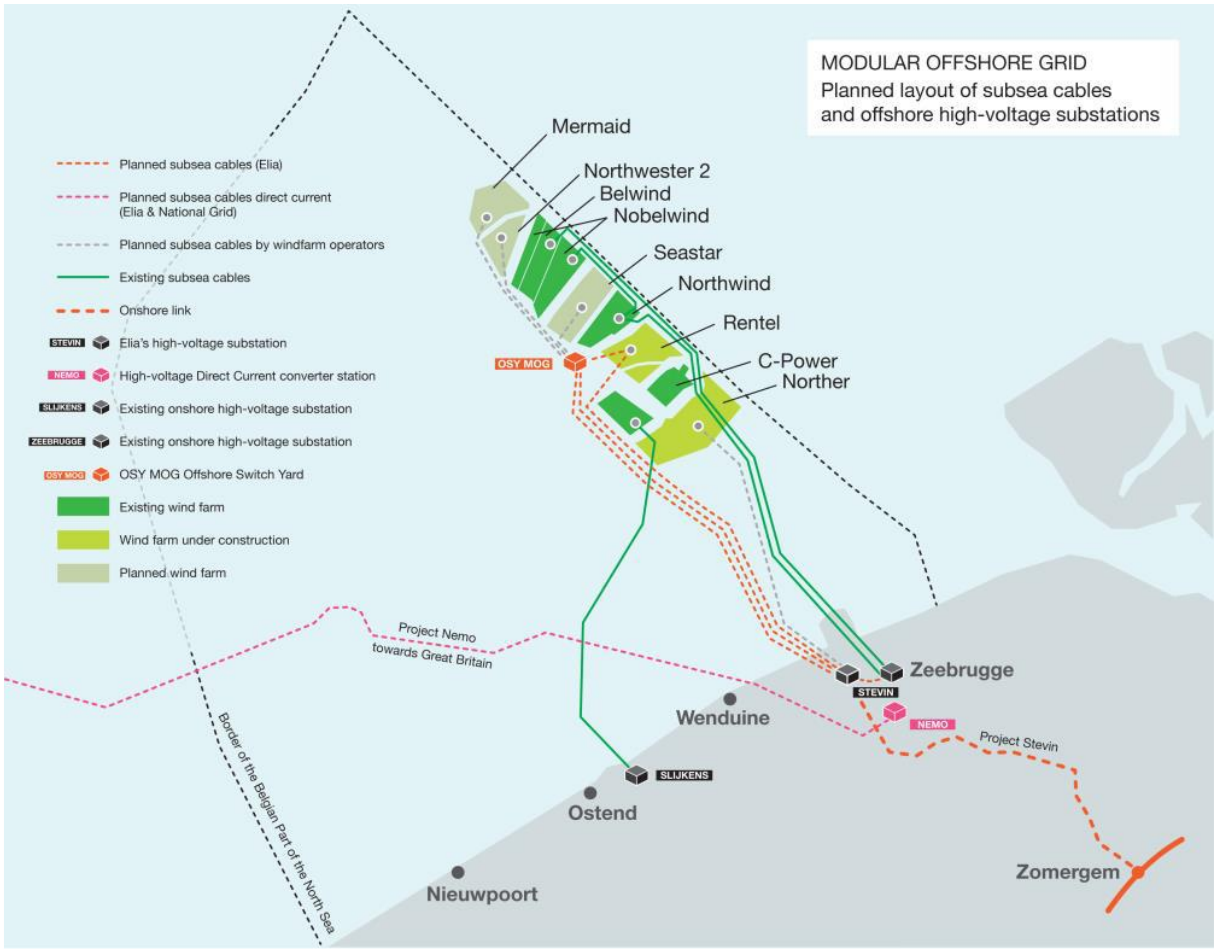
14. En septembre 2014, Elia a passé un accord avec les différentes parties privées et administrations locales qui avaient introduit un recours à l'encontre du GRUP pour Stevin, mettant ainsi un terme aux années d'incertitude entourant la réalisation du projet Stevin.

[2] Accord de gouvernement du 1er décembre 2011, p. 127.
https://www.lachambre.be/kvvcr/pdf_sections/searchlist/Accord_de_Gouvernement_1er_decembre_2011.pdf
[3] www.stevin.be

15. En octobre 2014, la construction d'une « prise en mer » a été reprise par l'actuel gouvernement fédéral dans son accord de gouvernement[4]. Celui-ci dispose que « *le gouvernement demandera à ELIA et au secteur de développer, de façon efficiente et rentable, une « prise en mer » pour les parcs éoliens off-shore. Les exploitants individuels doivent y être impliqués.* ».

16. A partir d'octobre 2014, les représentants d'Elia et les parcs éoliens *offshore* se sont concertés pour résoudre la problématique de raccordement. Dans ce cadre, ils ont cherché une alternative au BOG, conforme aux souhaits tant d'Elia (construction d'un hub *offshore central*) que des parcs (réalisation dans les temps de leur parc éolien *offshore*). Les différentes options ont été étudiées sous un angle technique, environnemental et financier. La solution de *Modular Offshore Grid* (ci-après : le MOG) où l'infrastructure est aménagée de manière modulaire a été développée.

Figure 1: MOG (source : Elia)



17. Vu que le développement de son parc éolien *offshore* était déjà bien avancé, Rentel a introduit une demande de raccordement individuel le 9 mars 2015, conformément à l'article 7, § 2, deuxième alinéa de la loi électricité. Afin de préserver la compatibilité de cette demande avec l'élaboration d'un réseau *offshore*, la possibilité d'intégrer le raccordement individuel de Rentel dans le MOG a été prévue.

[4] Accord de gouvernement du 9 octobre 2014, p. 97.
http://www.premier.be/sites/default/files/articles/Accord_de_Gouvernement_-_Regeerakkoord.pdf

18. Les arrêtés royaux du 5 juillet 2015 autorisent le raccordement individuel des concessions domaniales de Rentel[5] et Norther[6]. L'arrêté royal du 5 juillet 2015 relatif à Rentel prévoit, à l'article 2, la possibilité de céder tout ou partie de l'installation au gestionnaire du réseau dans le cadre de la construction d'un réseau *offshore* :

> *« Si la SA Rentel transfère intégralement ou partiellement au gestionnaire du réseau de transport le câble sous-marin, en ce compris les installations de raccordement, les équipements et les connexions de raccordements pour les installations de production pour lesquels elle a obtenu un soutien conformément à l'article 7, § 2, alinéa 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, le Ministre peut, sur proposition de la commission, récupérer intégralement ou partiellement le soutien pour l'achat, la livraison et le placement de ce dernier via tous les moyens de droits et/ou adapter en conséquence le soutien à la production de l'énergie éolienne. »*

19. La loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue d'établir un cadre légal pour le *Modular Offshore Grid*, a été publiée au Moniteur belge le 19 juillet 2017.

20. La méthodologie tarifaire actuellement en vigueur ne contient pas de dispositions particulières applicables au MOG.

4.1.2. Risque plus élevé des investissements MOG

21. Sur la base du dossier soumis en vue de l'évaluation des investissements dans l'infrastructure d'électricité et des risques plus élevés auxquels ils sont soumis, la CREG constate que les investissements *offshore* présentent en général des risques spécifiques supérieurs à ceux des investissements *onshore*. Il s'agit par exemple de facteurs météorologiques et environnementaux structurels qui compliquent la construction ou l'entretien de l'infrastructure, et de l'utilisation d'une nouvelle technologie dont le gestionnaire du réseau a encore peu d'expérience. Cette constatation selon laquelle les investissements *offshore* présentent un profil de risque supérieur à celui des investissements onshore est également faite à l'étranger, comme aux Pays-Bas[7].

22. La CREG analyse ci-après les risques qu'Elia identifie dans le dossier. Ensuite, elle étudie quelles mesures d'atténuation peuvent être prises pour limiter ces risques et quelles adaptations de la méthodologie tarifaire sont par ailleurs nécessaires pour pallier ces risques.

4.1.2.1. Analyse de la pertinence des risques identifiés par Elia et de l'exhaustivité des mesures prises par Elia pour limiter les risques supportés

23. Elia identifie, dans le dossier soumis, une série de risques pour le MOG qu'elle ne rencontre pas lors du développement de l'infrastructure *onshore*. Ces risques concernent par exemple le respect d'un délai de réception très strict, l'application d'une nouvelle technologie pour le gestionnaire du réseau ou encore des conditions météorologiques et de travail difficiles. Selon Elia, ces risques

[5] Arrêté royal du 5 juillet 2015 accordant à la SA Rentel l'autorisation de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins visés à l'article 13/1 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

[6] Arrêté royal du 5 juillet 2015 accordant à la SA Norther l'autorisation de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins visés à l'article 13/1 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

[7] https://www.acm.nl/sites/default/files/old_publication/publicaties/16104_hoorzittingsverslag-ontwerpmethodebesluit-tennet-net-op-zee-2016-07-29.pdf

supplémentaires seront rencontrés à l'occasion du développement et de la construction du MOG. Ceux-ci sont exposés ci-après.

24. Lors de la phase d'élaboration du projet MOG, Elia a identifié onze risques:

1) la phase de développement ne se déroule pas selon le calendrier - réception tardive de délivrables;
2) modifications continues pendant le projet;
3) qualité de la réception de tiers pas acceptable;
4) retard du début de la phase de construction de l'OSY;
5) retard du début de la phase de construction du câble;
6) mauvaise qualité des résultats de la *seabed survey*;
7) pas ou peu d'offres lors de l'appel d'offres du contrat pour le câble;
8) interface plate-forme/câbles complexe;
9) retard dans la procédure d'autorisation;
10) responsabilités résultant du croisement de câbles;
11) retard de la *seabed survey*.

La CREG retient trois des onze risques identifiés par Elia dans la phase de développement: les modifications permanentes pendant le projet, le retard du début de la phase de construction de l'OSY et le retard du début de la phase de construction du câble.

La CREG ne retient pas les autres risques pour les raisons suivantes :

1) vu la méthodologie tarifaire en vigueur, certains de ces risques sont en réalité supportés par les utilisateurs du réseau - et donc pas par Elia -. C'est notamment le cas des risques susceptibles d'entraîner une augmentation de coûts non-gérables, dont l'évolution est intégralement supportée par les utilisateurs du réseaux : par exemple les risques 7, 10 et 11 ;
2) certains de ces risques peuvent être réduits par Elia d'une manière efficace via des mesures complémentaires (cf. mise sur pied d'une *governance team*, *client representation* et par l'intégration des clauses nécessaires dans les contrats concernant la qualité et la date de réception) : par exemple les risques 1, 3, 6, 8, 9.

25. Elia identifie douze risques pendant la phase de construction du projet MOG:

1) présence d'UXO non identifiés dans les travaux de la *seabed survey*;
2) réception des travaux *offshore* non achevée dans les temps;
3) qualité du travail ou de l'équipement de tiers non acceptable;
4) retard dans l'installation du câble *offshore*;
5) résultats de la *seabed survey* non conformes à la réalité sur le site;
6) nombreuses discussions sur le *variation order work*;
7) retard de calendriers - coûts supplémentaires imprévus;
8) dommages aux câbles *offshore*;

9) coordination insuffisante créant des retards et des créances;

10) diverses réparations du revêtement;

11) réticence de l'entrepreneur à livrer dans les temps;

12) risques non identifiés.

26. La CREG retient les risques 2, 3, 4, 6, 8, 9 et 11 de cette liste. La CREG ne retient pas les autres risques pour les raisons suivantes:

1) vu la méthodologie tarifaire en vigueur, certains de ces risques sont en réalité supportés par les utilisateurs du réseau - et donc pas par Elia -. C'est notamment le cas des risques susceptibles d'entraîner une augmentation de coûts non-gérables, dont l'évolution est intégralement supportée par les utilisateurs du réseau; par exemple les risques 1, 5 et 7;

2) certains de ces risques peuvent être réduits par Elia d'une manière efficace via des mesures complémentaires ; par exemple les risques 10 et 12.

27. Pendant la phase d'exploitation du MOG, les risques et les coûts d'entretien sont également plus importants par rapport aux activités onshore. Ainsi, le prix unitaire d'une intervention *offshore* est considérablement plus élevé que celui d'une intervention *onshore*. En outre, les conditions météorologiques ont une incidence importante sur les conditions et l'organisation de travail. Par ailleurs, certaines activités d'entretien sont difficilement prévisibles, alors qu'elles ont un impact considérable sur les coûts. La CREG reconnaît le profil de coût plus élevé des activités d'entretien *offshore*.

28. Enfin, citons le risque d'investissements échoués (*stranded assets*) après démantèlement des parcs *offshore* si les règles d'amortissement actuelles sont appliquées.

4.1.2.2. Analyse de la quantification du risque par Elia

29. En dépit des mesures d'atténuation déjà prises, le risque reste plus élevé pour le MOG que pour les investissements *onshore*, compte tenu de ce qui précède. Elia a estimé ce risque, d'une part, sur la base de l'ampleur du risque et de son impact et, d'autre part, sur la base de la probabilité que ce risque se matérialise. L'impact économique des risques est estimé au moyen de la méthode de simulation probabiliste dite de Monte Carlo.

30. La CREG a identifié trois risques qui, durant la phase de développement, justifient un profil de risque plus élevé dans le cas du MOG par rapport aux investissements *onshore* (voir paragraphe 24). L'impact économique de ces risques est estimé par le gestionnaire du réseau à 2.498.291 € sur une durée d'exploitation du MOG de 30 années. La CREG juge ce montant raisonnable compte tenu de la justification des risques dans le dossier de demande et de la méthode utilisée.

31. Durant la phase de construction, plus de risques justifient un profil de risque du MOG supérieur à celui des investissements *onshore* (voir paragraphe 26). L'impact économique de ces risques est estimé par le gestionnaire du réseau à 17.559.220 € sur une durée d'exploitation du MOG de 30 années. La CREG juge ce montant raisonnable compte tenu de la justification des risques dans le dossier de demande et de la méthode utilisée.

4.1.3. Adaptation de la méthodologie tarifaire

32. Sur la base du dossier de risque introduit, la CREG constate que le profil de risque du MOG est plus élevé que celui des investissements *onshore* réguliers. Conformément à la décision 1480, la CREG peut prendre les mesures suivantes afin de réduire ou de rémunérer ce risque plus élevé :

1) diminuer le risque supporté par le promoteur du projet (en déplaçant tout ou une partie du risque vers les utilisateurs du réseau) et/ou;

2) augmenter la rémunération perçue spécifiquement pour ce projet afin de rémunérer le risque supérieur supporté par le promoteur du projet et/ou;

3) introduire des incitants adéquats afin de favoriser la réalisation de ce projet.

33. La méthodologie tarifaire prévoit un délai d'amortissement de 50 ans pour les câbles *onshore* et de 33 ans pour les équipements haute tension. Considérant que la durée de vie technique du MOG est fondée sur la durée de la concession domaniale (20 ans) qui peut être prolongée de 10 ans au maximum, et afin d'écarter le risque que les actifs du MOG ne soient pas totalement amortis après la mise hors service des parcs qui sont raccordés au MOG, la CREG propose d'adapter les règles d'amortissement en introduisant une nouvelle durée d'amortissement de 30 ans pour tous les actifs du MOG.

34. Concernant les coûts gérables, la CREG rappelle que l'article 21, §1er de la méthodologie tarifaire offre déjà la possibilité au gestionnaire du réseau de soumettre à l'approbation de la CREG une proposition tarifaire reprenant un budget de coûts gérables qui fluctue d'une année à l'autre au cours de la période tarifaire en fonction de la survenance d'événements prévisibles et non-récurrents. La CREG croit utile de compléter cet article en y faisant explicitement référence au « *rafraichissement de la peinture d'une plateforme offshore* », « *la maintenance non-récurrente de certains équipements électriques sur la plateforme* » et le « *remplacement périodique des quais d'une plateforme offshore* ».

35. Concernant les coûts non-gérables, la CREG propose plusieurs adaptations:

1) le profil de risque supérieur supporté par les activités d'entretien offshore en raison des coûts élevés difficilement prévisibles est réduit en ajoutant à la liste des coûts non-gérables une liste exhaustive d'activités. La CREG souligne que seuls des coûts facturés par des tiers après déduction de l'intervention des assurances seront considérés comme non-gérables ;

2) les coûts et les réductions de coûts liées à la constitution de provisions pour le démantèlement du MOG sont également considérées comme non-gérables ;

3) les indemnités au profit des titulaires concernés d'une concession domaniale visées à l'article 6/2, § 1er, 2° de la loi électricité sont considérées comme des coûts non-gérables pour autant qu'elles ne soient pas mises à la charge du gestionnaire du réseau en application de l'article 6/2, § 2 de la loi électricité.

36. Enfin, une prime de risque de 1,4 % est introduite dans la méthodologie tarifaire pour rémunérer le profil de risque supérieur du MOG durant les phases de développement et de construction qui n'a pas pu être maîtrisé par les adaptations de la méthodologie précitées ainsi que par la prise de mesures par le gestionnaire du réseau. Cette prime de risque s'applique aux capitaux investis dans le MOG. Une telle prime de risque appliquée sur une durée de 30 années octroie au gestionnaire du réseau une rémunération additionnelle qui correspond à son estimation de l'impact économique des risques précités sur une durée d'exploitation du MOG de 30 années.

4.2. STOCKAGE

4.2.1. Contexte

37. L'accord du Gouvernement fédéral du 9 octobre 2014 mentionne que « *Le stockage de l'électricité est l'un des enjeux majeurs dans les années à venir. Le gouvernement encouragera la R&D et les investissements dans les capacités de stockage d'électricité* ».

38. Dans son étude 1412 du 23 avril 2015 concernant la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique, la CREG a formulé des recommandations afin, si cela est jugé opportun par les gouvernements compétents, d'encourager le maintien et le développement de capacités de stockage d'électricité. Une de ses recommandations était de « *modifier la loi électricité en vue d'instaurer un régime tarifaire avantageux pour les centrales de stockage* ».

39. L'article 12, § 5, de la Loi électricité énonce les lignes directrices que la CREG doit respecter dans l'élaboration de la méthodologie tarifaire. Une nouvelle ligne directrice insérée par la loi du 13 juillet 2017 dispose que :

> *« Pour les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport, la méthodologie tarifaire contient des incitants qui encouragent le stockage d'électricité de façon non discriminatoire et proportionnelle. Pour ce faire, un régime tarifaire distinct pour le stockage d'électricité peut être déterminé par la Commission ».*

La CREG constate qu'il ressort de l'exposé des motifs de la loi du 13 juillet 2017 précitée que, par le biais de l'introduction de cette nouvelle ligne directrice, le législateur a manifestement souhaité encourager le développement du stockage d'électricité afin de faire face à l'intégration accrue d'unités de production renouvelables intermittentes.

40. Dans le cadre de la présente modification de la méthodologie tarifaire, la CREG doit donc s'assurer que la méthodologie tarifaire respecte cette nouvelle ligne directrice.

4.2.2. Adaptation de la méthodologie tarifaire

41. La CREG est d'avis que la méthodologie tarifaire en vigueur contient déjà une forme d'incitant qui encourage le stockage d'électricité de façon non discriminatoire et proportionnelle. En effet, depuis le 1er janvier 2016, soit avant la modification de la loi électricité mentionnée plus haut, la structure tarifaire comprend un tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement. La pointe annuelle pour le prélèvement est déterminée *ex post* comme la pointe maximale pendant les quarts d'heure des 12 derniers mois qui constituent la période tarifaire de pointe définie comme la période allant du mois de janvier à mars et du mois de novembre à décembre, de 17h à 20h, hors week-end et jours fériés. Considérant que cette période de pointe annuelle correspond aux - environ - 300 heures par an durant laquelle la charge globale sur le réseau est statistiquement la plus élevée, la CREG est d'avis que les unités de stockage opèrent normalement en mode injection durant cette période de pointe annuelle et, de la sorte, peuvent dans la réalité bénéficier d'un tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement égal à zéro euro par an.

42. Bien que la méthodologie tarifaire en vigueur rencontre donc déjà, selon la CREG, l'objectif de la nouvelle ligne directrice tarifaire précitée, vu les travaux préparatoires de la Loi électricité, la CREG estime qu'il est tout de même souhaitable de s'assurer que les incitants prévus dans la méthodologie tarifaire actuelle sont suffisants pour favoriser le développement du stockage d'électricité en Belgique.

Pour ce faire, la CREG a commandé une étude au consultant Deloitte ayant pour objectif de comparer au 1er août 2017 les tarifs de transport facturés ainsi que les coûts liés à la gestion du réseau de transport qui sont imposés en Belgique à une centrale de stockage idéalisée directement raccordée au réseau de transport d'Elia avec ceux facturés dans plusieurs autres pays européens[8] à la même centrale de stockage idéalisée raccordée à un niveau de tension équivalent. Cette étude, reprise en annexe au présent document, a fait l'objet d'une relecture préalable par les régulateurs étrangers concernés ainsi que par Elia et par des exploitants de centrales de stockage localisées sur le territoire belge. Les constats suivants ressortent de cette étude :

i. les tarifs de transport et coûts associés supportés en Belgique par une unité de stockage d'électricité sont de 22 à 45 % inférieurs à la moyenne des tarifs de transport et coûts associés supportés dans les pays constituant la zone d'Europe du Nord-Ouest ;

ii. la hauteur des tarifs de transport et coûts associés est toutefois très variable d'un pays à l'autre au sein de la zone d'Europe du Nord-Ouest : celle-ci varie de 0 EUR/MWh prélevé à 85,1 EUR/MWh prélevé en fonction de l'âge de centrale de stockage ou de l'âge des travaux d'extension entrepris sur celle-ci;

iii. en Allemagne, afin de favoriser leur développement, les centrales de stockage qui ont été mises en service après 2011 sont exonérées de tarifs de transport durant une période de 20 années après leur mise en service. Les centrales de stockage de type pompage turbinage qui ont été mises en service avant 2011 peuvent également bénéficier d'une exonération de tarifs de transport durant une période de (seulement) 10 années si, à la suite de travaux d'extension réalisés après 2011, l'énergie pouvant y être stockée a été augmentée d'au moins 5 % et/ou si la puissance de la centrale de stockage a été augmentée d'au moins 7,5 %.

43. Considérant que l'objectif poursuivi par le législateur est le développement du stockage d'électricité dans le cadre de la transition énergétique, et de manière analogue au mécanisme incitatif introduit en Allemagne, la CREG propose d'introduire une exonération totale des tarifs d'accès durant une période de dix années pour les centrales de stockage mises en service à partir du 1er juillet 2018 ainsi qu'une exonération à hauteur de 80 % durant cinq années pour les centrales existantes dont la capacité installée et l'énergie stockée a été augmentée à la suite de travaux d'extension de plus de 7,5% par rapport à leur niveau observé au 1er juillet 2018. A noter que cette exonération ne porte pas sur les tarifs de raccordement, les tarifs pour obligations de service public, les taxes et les surcharges.

Pour les centrales mises en service avant le 1er juillet 2018 et pour lesquelles la capacité installée et l'énergie stockée ne sont pas augmentées de plus de 7,5% par rapport à leur niveau observé au 1er juillet 2018 à la suite de travaux d'extension, aucune exonération ou régime tarifaire distinct n'est introduit.

44. Enfin, la CREG croit utile d'aborder la question du champ d'application du régime tarifaire proposé.

[8] Vu la jurisprudence en la matière de la cour d'appel de Bruxelles, les autres pays européens retenus sont la France, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Autriche, le Luxembourg, la Grande-Bretagne et les pays scandinaves (Danemark, Suède, Finlande, Norvège).

D'une part, il est évident que ce régime n'a vocation à s'appliquer qu'aux installations de stockage raccordées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport. Les Régions étant compétentes pour les tarifs de distribution, seules celles-ci ont le pouvoir de définir les tarifs applicables aux installations raccordées au réseau de distribution.

D'autre part, il convient de se poser la question de savoir si toutes les installations de stockage d'électricité relevant de la compétence fédérale pourront bénéficier de ce régime. Dans son étude 1412 précitée, la CREG avait en effet constaté que l'article 6/1 de la loi électricité, qui prévoit l'octroi de concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sous juridiction de la Belgique, exclut expressément toute forme de soutien financier ou de subside de la part de l'Etat ou du consommateur d'électricité. La CREG avait à cet égard fait remarquer que la mise sur pied d'un régime tarifaire favorable aux installations de stockage « *aura nécessairement pour effet de reporter la prise en charge des coûts d'utilisation du réseau pesant sur les installations de stockage, sur d'autres utilisateurs du réseau, c'est-à-dire, pour l'essentiel, sur le consommateur d'électricité* »[9]. La CREG considérait à l'inverse que « *il ne saurait être question d'appliquer un régime tarifaire spécifique au stockage d'électricité en en excluant le stockage* offshore*, sauf à méconnaître le principe de non-discrimination* »[10]. La CREG concluait sur ce point en recommandant de modifier l'article 6/1 de la Loi électricité en vue d'assouplir l'interdiction de toute mesure de soutien aux installations *offshore* de stockage d'énergie hydroélectrique.

Contrairement à la recommandation de la CREG, l'article 6/1 n'a toutefois pas été adapté sur ce point et maintient donc, dans sa version actuelle, l'interdiction de toute mesure de soutien aux installations de stockage dans les espaces marins sous juridiction de la Belgique ; ceci semble exclure *a priori* l'application du régime tarifaire spécifique à ces installations. Cependant, on pourrait considérer que, s'agissant spécifiquement des mécanismes tarifaires, cette interdiction a été récemment reconsidérée, le législateur de 2017 ayant expressément prévu que le régime tarifaire à mettre en place pour les installations de stockage devait être « non-discriminatoire », ce qui implique nécessairement de l'appliquer également aux installations *offshore*.

Sur cette base, la CREG estime que le régime prévu par la présente modification de la méthodologie tarifaire au bénéfice des installations de stockage s'applique également aux installations visées à l'article 6/1 de la Loi électricité.

5. COMMENTAIRES DES ARTICLES

45. L'article 1 introduit le régime tarifaire distinct pour le stockage d'électricité visé à article 12, § 5, alinéa 1er, 27° de la loi électricité.

46. L'article 2 ajoute à la méthodologie tarifaire 3 nouveaux éléments en tant que coûts non gérables.

47. L'article 3 ajoute à la méthodologie tarifaire le délai d'amortissement de 30 ans pour les actifs du MOG, ainsi que l'idée que le gestionnaire du réseau est tenu de répartir la valeur de la RAB entre les catégories « actifs MOG », « autres actifs » et « besoin en fonds de roulement ».

[9] Etude 1412 précitée, p. 88, § 226.
[10] *Ibidem*.

48. L'article 4 introduit une prime de risque dans la méthodologie tarifaire pour rémunérer le profil de risque supérieur du MOG durant les phases de développement et de construction. Cette prime de risque s'applique aux capitaux investis dans le MOG.

49. L'article 5 ajoute à la méthodologie tarifaire la valeur de la prime de risque, à savoir 1,4 %.

50. L'article 6 prévoit l'application de la prime de risque.

51. L'article 7 complète l'article 21 de la méthodologie tarifaire en y faisant explicitement référence au rafraichissement de la peinture d'une plateforme *offshore*, la maintenance non-récurrente de certains équipements électriques sur la plateforme et le remplacement périodique des quais d'une plateforme *offshore*.

52. Un incitant à l'amélioration de la continuité de l'approvisionnement est déjà prévu à l'article 28 de la méthodologie tarifaire. Il est proposé dans l'article 8 de mentionner explicitement qu'une partie de l'enveloppe budgétaire rattachée à cet incitant pourrait à l'avenir partiellement servir à maintenir une disponibilité élevée du MOG après sa mise en service en vue de prévenir au maximum le versement d'indemnités au profit des titulaires concernés d'une concession domaniale visées à l'article 6/2, § 1er, 2° de la loi électricité.

6. DECISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier les articles 12 à 12*ter* ;

Vu l'accord conclu le 12 février 2014 entre la CREG et ELIA SYSTEM OPERATOR relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité ;

Vu l'arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 de la CREG fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport ;

Vu l'avenant à l'accord du 12 février 2014 relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité, signé le 12 juin 2014 ;

Vu la concertation intervenue entre la CREG et Elia sur un projet d'arrêté, tenue le 2 février 2018 ;

Vu la consultation publique sur un projet d'arrêté, qui s'est déroulée entre le 9 février 2018 et le 2 mars 2018;

[…] ;

La CREG décide :

Article 1er

L'article 4 du même arrêté est complété par un paragraphe 8 rédigé comme suit :

«§ 8. les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont la mise en service initiale intervient après le 1er juillet 2018 bénéficient d'une exonération des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de dix années suivant leur mise en service initiale. Les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont tant la capacité installée que l'énergie stockée ont été augmentées à la suite de travaux d'extension de plus de 7,5 % par rapport à leur niveau observé au 1er juillet 2018 bénéficient d'une exonération de 80 % des tarifs de transport,

à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de cinq années suivant la remise en service suivant la fin des travaux d'extension. Cette mesure de soutien fera l'objet d'un monitoring de la CREG quant à son impact en ce qui concerne les coûts et les revenus afin d'éviter tout surprofit ou tout soutien insuffisant. »

Article 2

Dans l'article 10 du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :

1° après le 12) du premier alinéa, les nouveaux 12*bis*), 12*ter*) et 12*quater*) rédigés comme suit sont ajoutés:

"12*bis*) les coûts d'acquisition des services suivants pour le *Modular Offshore Grid* qui sont facturés par des tiers après déduction de l'intervention des assurances:

- réparations câbles : tous les coûts résultant de la réparation d'un des câbles sous-marins ;
- ré-enfouissement câble: les travaux consistant à ré-enfouir un câble lorsque les observations du fond marin concluent à la nécessité de procéder à une telle opération;
- réparations plateforme: tous les coûts supportés pour la réparation des dommages causés à la plateforme et à ses équipements, par exemple en raison d'une collision avec un bateau non-opéré par Elia.

12*ter*) les coûts et diminutions de coûts liés à la constitution obligatoire des provisions de démantèlement pour le traitement, le démantèlement et l'enlèvement des assets du *Modular Offshore Grid*.

12*quater*) les indemnités au profit des titulaires concernés d'une concession domaniale visées à l'article 6/2, § 1er, 2° de la loi électricité pour autant qu'elles ne soient pas mises à la charge du gestionnaire du réseau en application de l'article 6/2, § 2 de la loi électricité ou d'un de ses arrêtés d'exécution. »

Article 3

Dans l'article 15 du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :

1° la liste figurant au paragraphe 4, alinéa 1er, est complétée comme suit :

« *Modular Offshore Grid* : 3,33% (30 ans) » ;

2° l'article 15 est complété par un paragraphe 5, rédigé comme suit :

« §5. Le gestionnaire du réseau ventile la valeur de l'actif régulé (RAB) entre d'une part le MOG (RABMOG) et, d'autre part, les autres éléments de son réseau et le besoin en fonds de roulement ».

Article 4

L'article 16 du même arrêté est complété par un 3) rédigé comme suit :

«3) la prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels liés au *Modular Offshore Grid* ».

Article 5

L'article 17 du même arrêté est complété par un paragraphe 6 rédigé comme suit :

« § 6. La prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels liés au *Modular Offshore Grid* (RMOG) est fixée à 1,4 % durant la période d'amortissement du *Modular Offshore Grid* ».

Article 6

Dans l'article 18 du même arrêté, le paragraphe 3 est remplacé par ce qui suit :

« § 3. Si la structure financière du gestionnaire du réseau est inférieure ou égale à 33 %, le pourcentage de rendement est égal au résultat de la formule : S x ((1+ α) x [TSR + (Rp x ß)] + (RABMOG/RAB)xRMOG). »

Article 7

Dans l'article 21 du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :

1° le paragraphe 1er est complété par un 4) rédigé comme suit :

« 4) les coûts d'entretien du MOG non-récurrents et prévisibles, tels que la maintenance non-récurrente de certains équipements électriques (travées hautes et basse tension), la remise en peinture, le remplacement du quai de débarquement, le remplacement de la protection anti-érosion de la structure de la plateforme ou le remplacement des systèmes auxiliaires sur la plateforme. » ;

2° au paragraphe 3, les mots « et les travaux d'entretien du MOG non-récurrents annoncés » sont insérés entre le mot « investissements » et les mots « réellement réalisés ».

Article 8

L'article 28 du même arrêté est complété par un alinéa 2 rédigé comme suit :

« Cette enveloppe pourrait partiellement servir à maintenir une disponibilité élevée du MOG après sa mise en service. ».

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

Laurent JACQUET
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

Dossier d'Elia « Modular Offshore Grid – dossier en vue de l'évaluation des investissements dans l'infrastructure d'électricité et des risques plus élevés auxquels ils sont soumis » (version non-confidentielle)

ANNEXE 2

Etude Deloitte « Comparison of Belgian transmission network costs incurred by an idealized storage facility with those in other European countries »

MODULAR OFFSHORE GRID

Dossier en vue de l'évaluation des investissements dans l'infrastructure d'électricité et des risques plus élevés auxquels ils sont soumis

20/11/2017

Table des matières

1. Introduction 3
2. Description du projet 4
3. Cadre legal et régulatoire 8
4. Processus mis en place pour réaliser le MOG dans les meilleurs délais ... 9
4.1. Choix de l'approche contractuelle 9
4.2. Situation en date du présent dossier 10
5. Description des risques spécifiques 11
5.1. Discussions préliminaires avec la CREG 11
5.2. Méthode 12
5.3. Risques spécifiques dans les phases de conception et de construction 15
5.4. Risques spécifiques en phase d'exploitation 15
5.6. Risques lies aux indemnites dues aux parcs eoliens 20
5. Planning 20
6. Demande d'Elia au travers du present dossier 21

1. INTRODUCTION

Le 7 juillet 2016, la CREG a publié une « 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 la Méthodologie Risques). Cette Méthodologie Risques permet aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz de faire valoir le caractère plus risqué de certains de leurs projets d'infrastructure en comparaison de leurs investissements classiques et de demander à la CREG l'octroi d'incitants financiers dans le but d'encourager cette prise de risque.

Elia System Operator (ci-après Elia) entend faire aujourd'hui usage de la possibilité qui lui est donnée de démontrer que son projet de réseau en mer du Nord, le Modular Offshore Grid, ou MOG, comporte un ensemble de risques additionnels qu'elle ne rencontre pas lors de la mise en œuvre d'infrastructures plus traditionnelles.

Par le présent dossier, Elia exécute l'étape 1 : « Introduction du dossier par le promoteur du projet » de la Méthodologie Risques. Cette étape consiste pour Elia à remettre à la CREG les éléments suivants :

- 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.

La CREG procédera ensuite aux étapes 2 à 6 de la Méthodologie :

- Elle jugera du bien-fondé des risques mis en avant par Elia
- Elle jugera de la pertinence des actions mises en œuvre ou à mettre en œuvre par le gestionnaire de réseau pour réduire ces risques ;
- Elle attribuera ensuite une valeur monétaire aux risques spécifiques encourus par les investisseurs du MOG ;
- Enfin, le cas échéant, elle adaptera la méthodologie tarifaire applicable à Elia afin que lui soit attribuée une rémunération complémentaire de ses fonds propres investis permettant de rétribuer la prise de risque de façon adéquate.

Dans ce processus, Elia s'appuiera sur les discussions préliminaires qui ont déjà eu lieu avec la CREG dans le cadre de l'analyse des risques relatifs au MOG.

2. DESCRIPTION DU PROJET

Du BOG au MOG

Les premiers bénéficiaires des concessions domaniales en mer du Nord (C-Power, Belwind) ont été des pionniers dans la réalisation de parcs éoliens offshore. Ils ont en outre assuré eux-mêmes le raccordement de leurs installations de production aux postes à haute tension d'Elia onshore situés à Slijkens et Zeebrugge.

Suite à cette première vague de réalisation, des réflexions ont été menées pour permettre de relier les dernières concessions domaniales (Norther, Northwind, Nobelwind, Rentel, Seastar, Mermaid, Northwester 2) au réseau onshore de façon plus robuste et coordonnée, sous formes d'installations collectives maillées.

Celles-ci se sont matérialisées par une inscription au Plan de développement fédéral 2010-2020 : dans celui-ci, il était en effet prévu qu'un réseau maillé en mer doive être étudié plus avant. L'accord gouvernemental du 1er décembre 2011 prévoyait également que le Gouvernement de l'époque demande à Elia d'installer une « prise de courant » en mer.

En janvier 2012, la définition de « réseau de transport » établie dans la loi Electricité, couvrant, à l'origine, uniquement le territoire terrestre, a été élargie pour comprendre également les espaces marins sur lesquels la Belgique exerce sa juridiction.

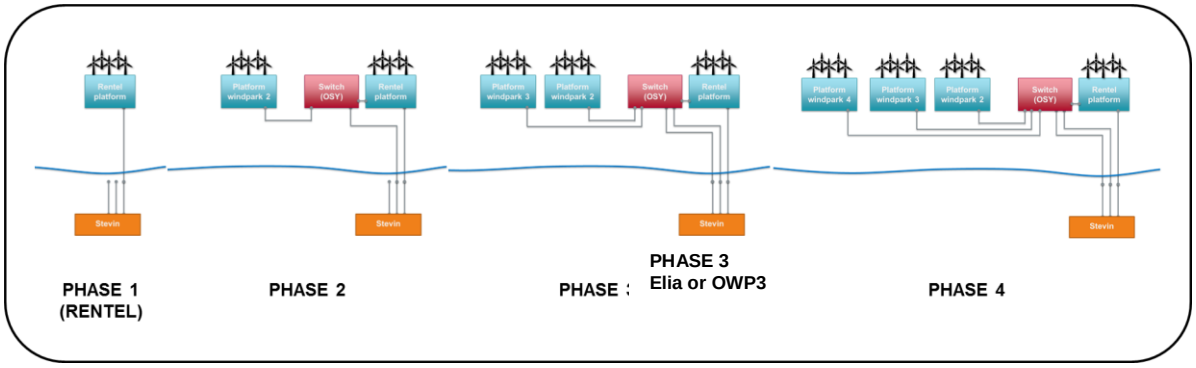
A cette époque (2010-2012), Elia a envisagé ces installations collectives sous la dénomination de Belgian Offshore Grid (BOG), prenant la forme d'une structure constituée de 2 nœuds électriques placés en mer (une plateforme et une île artificielle, exigée par la DG Transport maritime) reliés entre eux et raccordés au réseau terrestre dans le futur poste de Stevin. Au cours des années 2012 et 2013, le projet a pris forme en collaboration entre Elia et « Plug at Sea », un consortium de 11 acteurs du monde de l'éolien offshore créé afin de promouvoir la naissance d'un réseau en mer du Nord.

Pour de multiples raisons (surcoût lié à la réalisation d'une île artificielle pourtant exigée par l'autorité publique, incompatibilité des timings entre la réalisation de ces infrastructures et le timing prétendu par le 1er parc concerné, absence de solution pour le règlement des dédommagements en cas de retard de construction, ...), la loi électricité a été amendée en mai 2014 pour autoriser les parcs à se raccorder directement à la côte, sans devoir passer par un éventuel réseau en mer, menant à l'abandon du projet BOG. En juillet 2014, Norther a obtenu l'autorisation de se raccorder à la côte de façon individuelle. Ce dernier parc n'est toujours pas opérationnel à ce jour.

Par contre, Northwind et Nobelwind ont été mis en service respectivement en 2014 et en 2016.

Courant 2014, Elia et les 4 derniers parcs éoliens à raccorder ont repris leur collaboration afin de lever les obstacles à la réalisation d'un réseau en mer dans le respect du planning de mise en service des installations respectives.

Différentes options ont été évaluées du point de vue technique, économique et financier, menant à la création du concept de « Modular Offshore Grid » (MOG). La particularité de cette approche est qu'elle envisage la construction du réseau de façon séquentielle ou « modulaire ». Selon ce principe, la responsabilité de la construction des différentes phases du MOG est répartie entre les parcs éoliens et Elia et chaque phase de l'investissement n'intervient qu'au fur et à mesure de l'entrée en service des différents parcs éoliens concernés. Le schéma ci-dessous illustre cette approche modulaire.



Le concept de Modular Offshore Grid

Pour le raccordement des 4 derniers parcs disposant de concessions domaniales, deux types d'installations électriques sont construites en mer :

- les installations qui répondent aux besoins propres de chaque parc concernés (ses installations individuelles) et
- les installations qui ont une utilité pour l'ensemble des parcs (installations collectives).

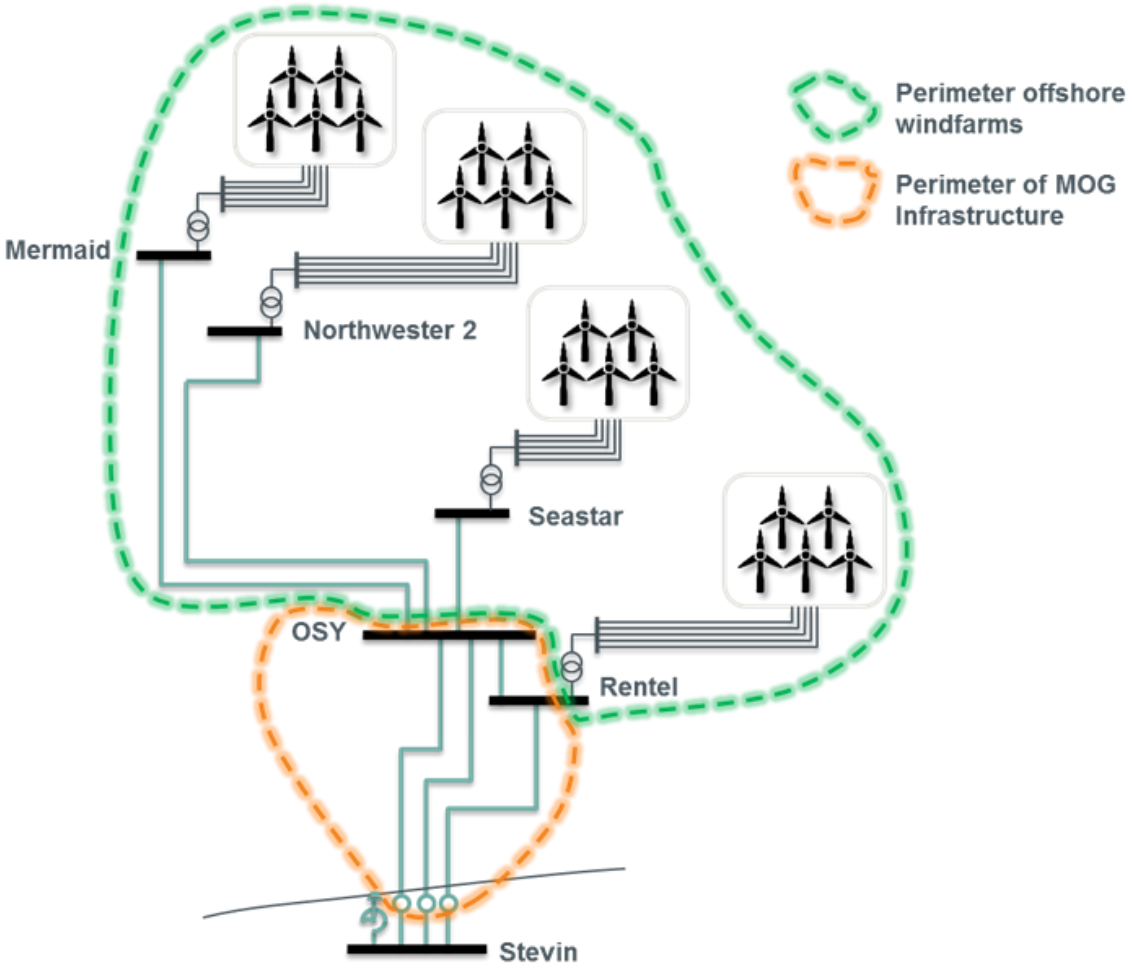
Les installations individuelles, comprises dans le périmètre vert de la figure ci-dessous, font partie du périmètre individuel de chaque parc. Ce sont des infrastructures non-régulées, éligibles pour le calcul des subsides attribués aux installations de production éolienne en mer, conformément aux dispositions de la loi électricité en vigueur.

Les installations individuelles sont construites par chaque parc et restent leur propriété.

Les installations collectives, comprises dans le périmètre orange, forment le Modular Offshore Grid. Le MOG est constitué de deux plateformes, l'OSY (« Offshore Switch Yard ») et la plateforme de transformation de Rentel (ou une partie de celle-ci), ainsi que des câbles 220kV reliant ces plateformes entre elles et à la côte. L'OSY est une plateforme supportant des travées compactes (type blindé) 220kV, comprenant des disjoncteurs, des sectionneurs, du matériel de mesure ; des systèmes auxiliaires ; des équipements électroniques actionnant des protections ; des batteries et générateurs ainsi que des installations de protection incendie et d'hébergement de personnes.

Elia doit *in fine* devenir propriétaire des installations collectives ou obtenir d'autres types de droits réels sur ces installations et en assurer l'exploitation. Ce sont des infrastructures

régulées dont les coûts sont couverts par les tarifs de réseau. Ces installations font partie intégrantes du réseau de transport.



Rentel a demandé à pouvoir réaliser lui-même la plateforme retenue dans le périmètre du MOG, située dans sa concession, ainsi que le câble reliant cette plateforme au poste de Stevin.

Conformément à la loi Electricité, les installations du MOG qui ne seraient pas construites par Elia (dans le cas d'espèce, la plateforme de Rentel - ou une partie de celle-ci- et le câble reliant celle-ci à la côte) sont à transférer à Elia par le(s) Parc(s) éolien(s) concerné(s) au plus tard onze mois après leur mise en service, à des conditions fixées par la CREG, sur proposition d'Elia et du parc concerné. Si toutes les installations ne sont pas acquises par Elia, Elia doit disposer d'autres types de droits réels sur ces installations. Au plus tard 12 mois après leur mise en service, ces installations font partie intégrante du réseau de transport.

Pour la réalisation de l'OSY et des câbles qui y sont raccordés, Elia a proposé aux parcs et à la CREG un planning qui prévoit la mise en service de la plateforme OSY, d'un câble

OSY-Stevin et du câble OSY-Rentel pour le 4ème trimestre 2019. Le deuxième câble OSY-Stevin serait mis en service au plus tard à la fin du premier semestre 2020

Les atouts du MOG

En comparaison avec l'approche consistant à raccorder les parcs éoliens de façon individuelle et indépendante (scénario dit « spaghetti »), le MOG présente bon nombre d'avantages pour la collectivité.

- Le MOG est une solution plus robuste en termes de continuité de la transmission

  En effet, un incident touchant 1 câble sur les 3 reliant les plateformes à la côte conduit à une limitation de l'énergie transportée uniquement dans le cas où tous les parcs sont en service et produisent à leur pleine puissance, c'est à dire environ 30% du temps. Pendant 70% du temps, le volume de production éolienne n'est pas affecté par la perte d'un des câbles du MOG. Dans le cas d'un raccordement individuel, un défaut du câble est synonyme d'arrêt de la totalité de la production du parc concerné aussi longtemps que la connexion n'est pas rétablie. En d'autres termes, la solution plus robuste qu'offre le MOG permet d'acheminer une plus grande quantité d'énergie produite par les parcs offshores et par-là de contribuer utilement à l'atteinte des objectifs belges en matière de production renouvelable.

- Le MOG permet une construction progressive

  Les parties (ou modules) du réseau en mer sont construites en séquence. Il n'est décidé d'investir dans chaque module du MOG qu'à partir du moment où celui-ci devient nécessaire pour raccorder le parc suivant. Ainsi, le risque pour la collectivité de devoir supporter le coût d'investissements échoués est limité.

- Le MOG n'est pas plus coûteux qu'une somme de raccordements individuels.

  La comparaison des coûts calculés sous un ensemble d'hypothèses communes montre que le scenario MOG ne coûte pas plus cher, voire est légèrement plus économique qu'un scénario « spaghetti ».

- Du fait de la longueur totale des câbles plus réduite (170 km au lieu de 200), les effets du MOG sur l'environnement sont plus limités que dans le cas de raccordements individuels.

- Le MOG offre une infrastructure sur laquelle il sera possible de s'appuyer pour accueillir de futures productions en mer, provenant de la construction de turbines supplémentaires sur les concessions existantes, de l'octroi de nouvelles concessions ou du développement de nouvelles sources d'énergie en mer.

- Le MOG se prête à de futurs développements de réseau à l'échelle belge ou internationale, comme la création d'une liaison avec le réseau en mer Néerlandais, le raccordement à un futur « supergrid » en mer du Nord ou le transit de l'énergie produite en mer vers le réseau Elia 380kV via un autre nœud électrique que Stevin.

Statut de PCI

La Méthodologie Risques s'applique à l'ensemble des projets d'infrastructure, que ceux-ci aient ou non reçu de la part de la Commission Européenne le statut de PCI (Project of Common Interest). Toutefois, la Méthodologie Risques requiert, dans les cas des PCI, que le promoteur apporte certains éléments justificatifs.

Le Modular Offshore Grid ne fait pas partie des projets qualifiés de PCI.

3. CADRE LEGAL ET REGULATOIRE

En octobre 2014, l'accord du nouveau gouvernement fédéral a prévu qu'Elia et le secteur, en particulier les producteurs éoliens, développent de façon efficiente et rentable une «prise de courant en mer».

Fin 2015, toutes les parties prenantes au MOG ont soutenu la réalisation du concept tel que décrit au chapitre précédent pour autant que celui-ci soit réalisé dans un délai compatible avec le timing prévisionnel de mise en service des parcs, et pour autant que de la clarté soit apportée au régime de responsabilité lié au développement du MOG et de sa disponibilité.

Afin de satisfaire à ces deux conditions, les actions suivantes ont été prises au cours de cette année et de l'année passée :

- **Des adaptations de la loi Electricité ont été adoptées par la Chambre des représentants le 6 juillet 2017**
    - Une définition du Modular Offshore Grid a été intégrée dans la loi Electricité ;
    - La réalisation et l'exploitation du MOG sont confiées au gestionnaire de réseau;
    - Les 4 derniers parcs titulaires d'une concession en mer du Nord ont l'obligation légale de se raccorder au MOG ;
    - La loi Electricité prévoit le transfert des infrastructures du MOG qui n'auraient pas été construites par Elia (les installations visées sont des installations en construction par Rentel)
    - La loi Electricité prévoit que la date de réalisation du MOG ouvrant droit à des indemnisations soit fixée par arrêté royal (voir point suivant);
    - La loi Electricité prévoit que des indemnités soient payées aux parcs concernés, soit en cas de dépassement des dates de réalisation des différentes parties du MOG fixées par Arrêté royal, soit en cas d'indisponibilité du MOG ;
    - La loi Electricité prévoit que ces indemnités soient versées par le gestionnaire de réseau. Ces indemnités sont ensuite intégralement répercutées aux utilisateurs de réseau via les tarifs de transport, sauf dans le cas où elles résulteraient d'une faute lourde ou intentionnelle du gestionnaire de réseau. En pareil cas, la partie directement à la charge de celui-ci ne peut dépasser sa rémunération équitable au titre du MOG pour l'année concernée.

- **Des discussions ont eu lieu entre Elia et la CREG afin d'échanger sur la manière d'évaluer les risques particuliers liés au MOG et la possibilité d'adapter le cadre régulatoire applicable aux activités de transport d'électricité pour tenir compte, le cas échéant, d'un niveau de risque supérieur pour les activités en mer.**

La méthodologie tarifaire actuellement applicable à Elia ne contient pas de dispositions particulières applicables au MOG. Cependant, cet investissement n'est pas comparable à ceux, même de grande ampleur, qu'Elia réalise onshore, notamment au regard du niveau des risques qu'il présente. C'est précisément l'objet du présent dossier que d'exposer, de quantifier et de justifier l'existence de ces risques. Elia est d'avis que la méthodologie tarifaire devra être adaptée pour tenir compte de ce niveau de risque plus élevé ainsi que d'un certain nombre d'autres particularités.

Au cours des étapes 2 à 6 de la Méthodologie Risques, la CREG analysera le présent dossier et sera amenée à confirmer les adaptations qu'elle estime devoir apporter à la méthodologie tarifaire en fonction du niveau de risque évalué.

4. PROCESSUS MIS EN PLACE POUR REALISER LE MOG DANS LES MEILLEURS DÉLAIS

4.1. Choix de l'approche contractuelle

Dans le cadre des discussions qui ont eu lieu avec les promoteurs des parcs en mer et les autorités publiques, il est apparu nécessaire que le MOG soit mis en service pour des dates correspondant à la mise en service progressive des différents parcs.

Elia a analysé les moyens d'atteindre cet objectif. Pour la fabrication et la pose de la plateforme OSY et des câbles, Elia pouvait recourir à deux types de contrats :

- Un contrat EPCI (Engineering Procurement Construction and Installation), chargeant le fournisseur de coordonner l'ensemble du processus et de livrer une installation « clé en main » ;

- Une approche « multi-contracting », dans laquelle Elia passe plusieurs commandes et coordonne les fournisseurs chargés des différentes étapes du processus.

Pour la plate-forme OSY, compte tenu du planning particulièrement serré (mise en service pour le quatrième trimestre 2019), un contrat du type EPCI n'était pas envisageable. La date attendue de mise en service n'aurait pas pu être respectée pour les raisons suivantes:

1. Les négociations contractuelles nécessitent beaucoup plus de temps. Un contrat EPCI implique de longues discussions et négociations du fait du risque plus important à prendre par le contractant que dans le cas de contrats séparés ;
2. La phase d'étude de détail de la plate-forme par le contractant EPCI ne peut commencer qu'après l'attribution du contrat pour cette étude ;

3. Les matériaux et installations qui nécessitent de long délais de livraison (acier principal, poste blindé, etc.) ne peuvent être commandés par le contractant EPCI qu'après l'attribution du contrat.

En conséquence, Elia doit recourir à un schéma dit « multi-contracting ».

Ceci implique qu'un contrat distinct soit passé pour chaque composant du projet : l'étude de détail, la construction de la plate-forme, son installation, l'acier principal et les accessoires à installer sur la plate-forme, les équipements pour le poste 220 kV (GIS, armoires de protection), etc… L'approche permet de réduire les délais de réalisation à leur minimum mais suppose qu'Elia doive assumer tous les risques, notamment les conséquences des glissements de délai à tout moment du projet.

Pour les câbles sous-marins en revanche, le planning a permis d'opter pour une approche EPCI puisque l'étude de détail du câble prend moins de temps que la conception d'une plate-forme. De plus, dans le cas d'un câble, la partie étude fait intégralement partie de sa fourniture et ne peut donc pas être dissociée.

4.2. Situation en date du présent dossier

Pour la fabrication et pose des câbles, le contrat EPCI a été attribué.

Il est à noter que le soumissionnaire placé en deuxième position dans l'ordre de mérite des offres avait estimé qu'il pouvait faire valoir certains éléments devant les tribunaux pour faire annuler l'attribution. Une première procédure en suspension a eu lieu, qui a conduit au rejet de la demande du plaignant. Une deuxième procédure en annulation est en cours, par laquelle le même soumissionnaire demande l'annulation du contrat.

Pour la réalisation de la plate-forme, plusieurs contrats ont été attribués :

1. L'étude de détail (attribué fin 2016)
2. Un système coupe-feu (attribué début 2017)
3. Le système traitement d'air (HVAC) de la plate-forme (attribué début 2017)
4. Les armoires de protection (attribué fin 2016)
5. Le poste blindé 220kV (attribué mi-2017)
6. L'acier principal (attribué septembre 2017)
7. L'équipement de sauvetage (attribué septembre 2017)
8. Le système UPS - Système d'alimentation sans interruption (attribué octobre 2017)
9. La grue pour la plate-forme (attribué juin 2017)
10. Le séparateur d'huile (attribué juin 2017)

D'autres procédures d'achat nécessaires pour la construction et l'installation de la plate-forme sont lancées mais les contrats ne sont pas encore attribués. Il s'agit de:

1. La fabrication de la plate-forme
2. L'installation de la plate-forme
3. L'interrupteur basse tension
4. Le système SCADA
5. La détection et le désactivation d'explosifs
6. Le Marine Warranty Surveyor
7. Les assurances

5. DESCRIPTION DES RISQUES SPECIFIQUES

5.1. Discussions préliminaires avec la CREG

Afin de préparer un inventaire de risques liés au MOG, la CREG et Elia se sont réunies à plusieurs reprises au cours du printemps 2016.

Depuis le début de l'exercice, il est convenu de considérer comme « risques liés au MOG » uniquement les risques spécifiques au projet de réseau de transport en mer. C'est à dire que les risques qu'Elia pourrait rencontrer dans la réalisation ou l'exploitation du MOG mais qui pourraient également survenir avec une probabilité et une incidence équivalentes sur d'autres infrastructures habituelles de transport d'électricité onshore ne sont pas pris en compte pour apprécier la nécessité d'adapter la méthodologie tarifaire afin que celle-ci réponde de façon adéquate au niveau de risque mesuré.

Dans le présent dossier, Elia s'attache à démontrer que le projet MOG présente des risques spécifiques dans différents domaines, en particulier en matière de conception (depuis fin 2015 jusque fin 2017), de construction (depuis début 2018 jusqu'à la mise en service des installations) et d'exploitation (après la mise en service), mais aussi des risques liés à la durée autorisée des activités en mer et aux indemnités dues aux parcs éoliens raccordés au MOG.

- Pour les risques liés aux phases de conception et de construction du MOG, il est proposé de considérer, parmi les risques identifiés, uniquement les risques principaux et de ne pas analyser davantage les risques dont l'incidence ou l'éventualité sont considérées comme faibles. Ainsi, l'analyse porte sur la vingtaine de risques les plus importants.
  Pour compenser ces risques spécifiques additionnels, un complément de rémunération est nécessaire pour soutenir la décision d'investissement malgré la présence de ces risques.

- Pour les risques liés à la phase d'exploitation du MOG, des mesures doivent être adoptées afin de refléter ces risques par le dimensionnement de l'enveloppe des couts OPEX et par leur qualification régulatoire:
  - d'une part, l'enveloppe des dépenses qualifiées de 'gérables' doit être dimensionnée adéquatement, en prenant en compte leur caractère récurrent ou non.
  - d'autre part, un nombre de dépenses opérationnelles particulières ont été identifiées, plus difficilement prévisibles, survenant statistiquement à une fréquence peu élevée et dont les montants peuvent être conséquents; ces dépenses sont à qualifier de 'non-gérables'.

- Par ailleurs, le MOG est un projet dont les caractéristiques particulières génèrent des risques spécifiques découlant du cadre légal entourant le développement de la filière éolienne offshore. Ce cadre définit notamment des conditions particulières concernant la durée pendant laquelle les activités en mer peuvent être exercées ; de même, il définit le régime d'indemnisation dont bénéficient les producteurs raccordés au MOG en cas de retard ou d'indisponibilité de celui-ci.

- Concernant les risques relatifs aux durées autorisées des activités en mer, la législation prévoit que les concessions octroyées le soient pour une période de 20 ans, prolongeable une fois pour 10 ans. Il en résulte un risque accru que les infrastructures de transport développées pour accueillir la production des parcs développés dans ces concessions ne connaissent plus d'utilité à l'échéance des concessions. Il s'indique dès lors de prévoir une durée d'amortissement des actifs du MOG en adéquation avec cette situation spécifique.

- Concernant les risques relatifs au droit des parcs à être indemnisés, la loi prévoit que les éventuelles indemnités soient couvertes par les tarifs de réseau. Dans ce cadre, pour s'assurer que tout soit mis en œuvre pour éviter un retard ou une indisponibilité du MOG et ainsi éviter la survenance d'indemnités, il peut s'indiquer que des incitants soient définis sous forme de bonus financier octroyé au gestionnaire de réseau pour l'atteinte d'un ou plusieurs objectifs.
  Par ailleurs, la loi prévoit également que, dans le cas particulier d'une faute lourde ou intentionnelle d'Elia, sa rémunération relative au MOG soit exposée jusqu'à un niveau maximal correspondant à sa rémunération annuelle pour le MOG. Il peut s''indiquer de définir la manière dont l'impact sur cette rémunération est calculé en fonction de la hauteur des indemnisations.

Les différents risques évoqués ci-dessus sont expliqués plus en détail dans les sections qui suivent.

Enfin, afin de mettre les installations du MOG à disposition des futurs utilisateurs dans les délais convenus, Elia a dû prendre la décision d'engager des montants conséquents et ce même en l'absence d'un cadre régulatoire adapté. Cette décision a été prise sur la base du fait qu'Elia peut, en vertu de la Méthodologie Risques et du présent dossier, faire valoir l'existence de risques justifiant, notamment, une rémunération additionnelle à la rémunération allouée pour les activités onshore. Elia tient à préciser que sa décision d'investir dans le MOG a été prise sur la base de cette hypothèse et de l'attente d'une rémunération des activités onshore à un niveau au moins équivalent à celui observé pendant la période 2016-2019.

Pour certains autres paramètres régulatoires, les spécificités du MOG ne justifient pas, selon Elia, d'adaptation particulière. Ainsi, l'entreprise a pris la décision d'investir dans le MOG en considérant spécifiquement que le coût des emprunts relatifs au MOG continuera à faire partie des coûts non-gérables (principe de l'« embedded debt ») et que les critères sur base desquels la CREG appréciera la raisonabilité des coûts du MOG correspondront à ceux listés dans la méthodologie tarifaire 2016-2019.

5.2. Méthode

A. Quantification

Pour l'analyse des risques du MOG, Elia a appliqué une méthode classique.

Pour chacune des phases du projet, elle a identifié un ensemble de risques auxquels elle a associé différentes valeurs :

- D'une part, l'appréciation de la magnitude du risque en termes d'impact.

Cet impact est évalué selon deux dimensions :
  - le timing
  - le coût
- D'autre part, l'estimation de la probabilité que ce risque survienne dans les faits.

Cette quantification s'effectue sur une échelle de 1 à 4, correspondant aux caractéristiques suivantes :

Impact

1. Faible – Les conséquences sont négligeables
2. Important – Génère un retard ou un surcoût modéré
3. Grave – Génère un retard ou un surcoût important
4. Très grave – Génère un retard ou un surcoût très important

Probabilité

1. Exceptionnel – Se produit dans des circonstances très particulières
2. Peu probable – Se produit seulement dans certaines circonstances
3. Possible – Se produit parfois
4. Probable – A de grandes chances de se produire

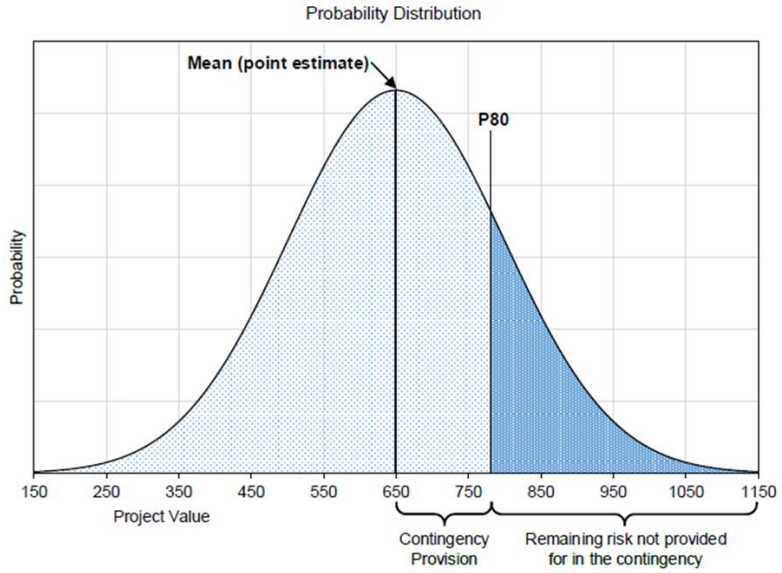
L'objectif de l'exercice est de fournir une mesure quantitative de la gravité de chaque risque. Cette mesure est donnée par le Risk Rating. Le Risk Rating résulte de la multiplication du facteur d'impact par le facteur de probabilité.

Dans la pratique, l'opération suivante est effectuée :
Pour chacun des risques, le plus élevé des deux facteurs d'impact (« impact timing» et « impact coût ») est multiplié par le facteur de probabilité.

Quantification
Les montants investis dans un projet dépendent notamment du degré de risque identifié pour ce projet. Il s'indique de garder à l'esprit que la quantification des risques a dû être réalisée très tôt dans le déroulement du projet (au moment de la préparation du dossier pour la prise de décision d'investissement -FID) ; l'impact de chaque élément de risque individuel a été quantifié sur la base des connaissances dont disposait Elia à ce moment et en envisageant un transfert de risque aussi large que possible vers les fournisseurs.

L'impact économique global des risques a été estimé à l'aide de la méthode dite « Monte-Carlo ».

Dans le cas d'une distribution normale, le niveau P80 est le point de probabilité de 80% sur une distribution. L'utilisation de la valeur P80 est une pratique habituelle dans la gestion des grands projets d'infrastructure.



(Source : www.pmi.org)

B. Mitigation

Tout investisseur avisé, confronté à des risques, recherche les moyens qui sont raisonnablement à sa disposition pour atténuer ces risques. Ces moyens peuvent en théorie être de tous ordres.

Les voies privilégiées par Elia pour mitiger les risques dans le cas du MOG sont :

- La mise en œuvre de ressources supplémentaires d'encadrement du projet, ce qu'Elia a fait en recrutant des personnes spécifiquement qualifiées à cette fin ou en contractant des services auprès d'entreprises spécialisées ;
- Le transfert de risques aux fournisseurs ou sous-traitants au travers des contrats conclus avec eux, ce qu'Elia tente de faire dans l'établissement de ses cahiers des charges et en négociant les conditions des prestations à réaliser. L'approche « multicontracting » évoquée au chapitre 4.1., nécessaire pour mettre le MOG en service dans les meilleurs délais ne facilite cependant pas cette mesure de mitigation.
- La souscription de contrats d'assurance pour certains risques. Toutefois, une couverture totale de l'ensemble des risques doit être écartée. En effet, tous ne sont pas assurables, notamment ceux présents pendant la phase de conception. D'autres risques pourraient l'être mais la couverture par les compagnies d'assurance n'interviendrait que si des dommages matériels étaient constatés. En pratique, ceci exclut par exemple tous les risques se matérialisant par un retard de mise en service du MOG ou encore tous les risques durant la construction conduisant à un défaut de disponibilité du MOG en exploitation.

En conclusion, en matière de construction d'infrastructures en mer, Elia entreprend constamment des mesures visant à éviter la survenance de risques ou d'en atténuer les impacts. Ces mesures vont du renforcement des équipes encadrant le projet au transfert de risques vers les fournisseurs et prestataires, en passant par la souscription de contrats d'assurance.

Ces mesures ne permettent toutefois pas d'éliminer la totalité des risques spécifiques au MOG en matière de design, de construction, d'exploitation, ni ceux liés à la limitation de la durée des activités en mer et à la couverture des indemnités dues aux parcs éoliens. Des

risques spécifiques demeurent, qui, s'ils se matérialisaient, occasionneraient des dommages disproportionnés par rapport aux conditions de réalisation des autres activités de gestion du réseau. Ces risques requièrent un traitement régulatoire particulier.

5.3. Risques spécifiques dans les phases de conception et de construction

La réalisation d'un projet d'infrastructures de transport d'électricité en mer, de par son caractère exceptionnel et son ampleur en termes de moyens investis, génère des attentes sociétales élevées. Il est de ce fait l'objet d'une attention médiatique beaucoup plus forte que les grands projets d'infrastructure réalisés onshore. Par conséquent, l'investisseur encourt des risques sensiblement plus élevés en termes de réputation.

Outre ces risques sur l'image, différents autres risques existent à chaque phase du projet MOG, dont les conséquences sont soit spécifiques, soit d'incidence plus grande que sur les autres projets.

D'une part, le MOG est un projet innovant en Belgique : il fait appel à des technologies et des procédés particuliers liés au contexte offshore qui sont nouveaux pour Elia et peu connus de son personnel.

D'autre part, l'environnement marin est plus agressif et les conditions ambiantes pour les activités sont plus extrêmes et plus imprévisibles, ce qui génère des risques particuliers et plus difficilement évitables. Les conséquences, si ces risques se matérialisent, sont amplifiées en comparaison des risques encourus onshore. Cela signifie que ces conséquences sont potentiellement plus lourdes en termes de délai d'exécution, d'incidence économique, de dégâts matériels directs ou indirects causé à des tiers, notamment.

Il faut noter également, comme mentionné plus haut, que la contrainte de délai pèse de façon particulièrement forte sur le projet MOG. L'objectif de mise en service pour le quatrième trimestre 2019, dictée par le planning prévisionnel des parcs offshore, oblige à adopter une approche dite « multi-contracting » pour la construction de la plate-forme OSY, contrairement à la pratique habituelle pour des contrats de cette taille (cfr. Nemo, Alegro).

Elia a traduit ces éléments dans une liste reprenant les 20 risques principaux qui subsistent dans les phases de conception et d'exploitation après la mise en œuvre des différentes mesures de mitigation. Pour des raisons de confidentialité et pour faciliter le traitement de ces données confidentielles, cette liste ainsi que les évaluations réalisées sont reprises en annexe du présent document.

Dans cette liste, une explication de chaque risque est donnée. Conformément à la méthode détaillée plus haut, chaque risque a été coté en fonction de sa probabilité d'occurrence et de l'impact économique de sa matérialisation. Il en résulte une somme en euros correspondant à une évaluation statistique du coût que représenterait la matérialisation de ces principaux risques.

5.4. Risques spécifiques en phase d'exploitation

Les coûts d'exploitation d'une infrastructure offshore sont soumis à des risques spécifiques inhérents au monde de l'offshore tels que la difficulté de prévision de certaines

circonstances, une organisation visant des interventions moins nombreuses mais dont le coût unitaire est en principe plus important qu'onshore et un fort impact des conditions météorologiques sur les conditions et l'organisation du travail. Par ailleurs, le nombre élevé d'installations à entretenir onshore présente une diversité qui permet une optimalisation du planning des interventions (et, dans une certaine mesure, un étalement statistique de leur coûts), alors que les installations offshore du réseau de transport restent spécifiques.

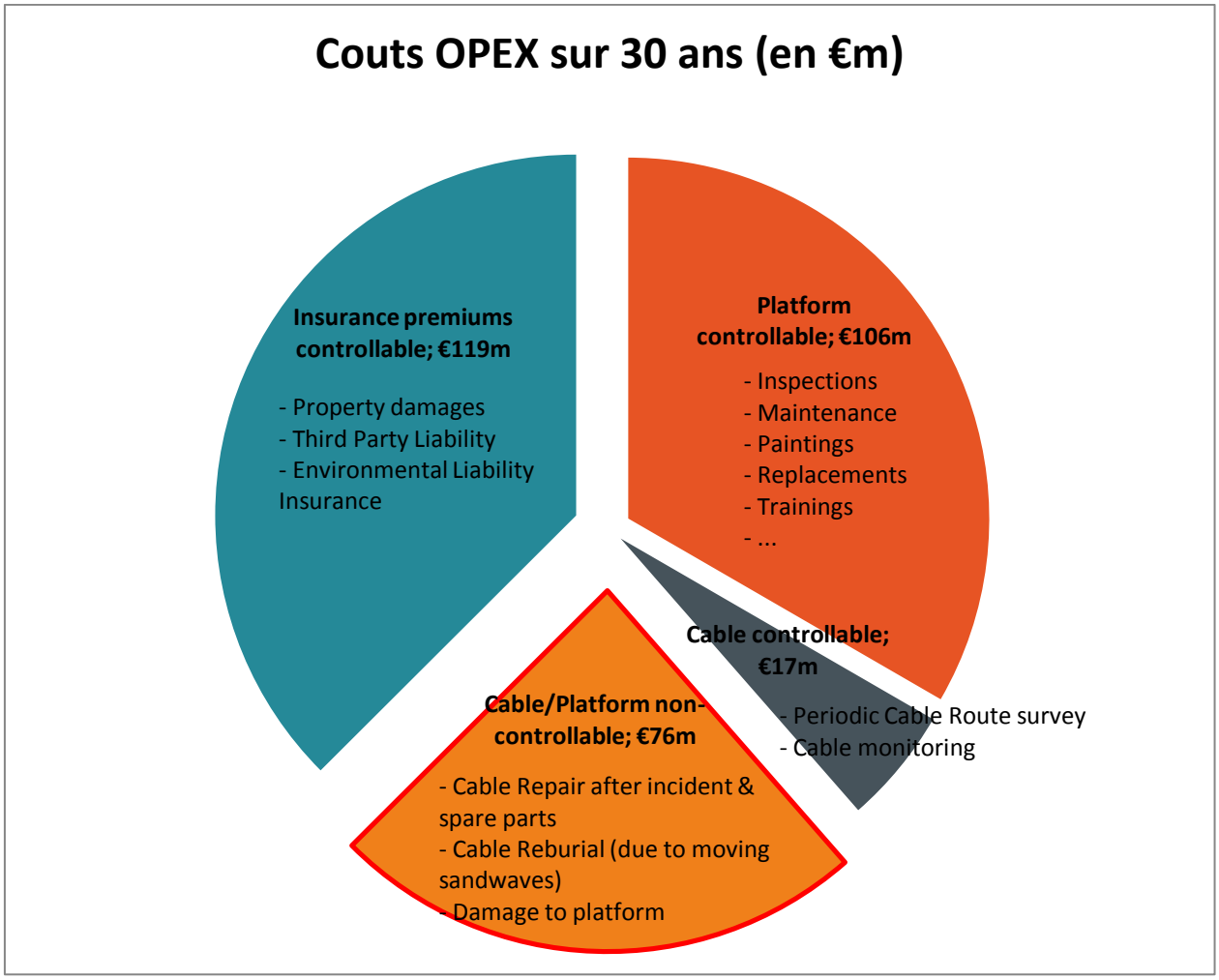
Les coûts offshore ont donc un profil différent des coûts onshore. Certaines opérations de maintenance offshore sont relativement bien connues à l'avance et récurrentes dans le temps ; d'autres sont difficilement prévisibles et peuvent arriver de manière exceptionnelle, pouvant entrainer des coûts d'interventions très importants certaines années.

Il s'indique donc de distinguer 2 types de coûts opérationnels (OPEX) après la mise en service du MOG :

- D'une part, des coûts prévisibles (maintenance planifiée, inspections, primes d'assurance…), à caractère plutôt gérable, comprenant des coûts récurrents et des coûts non-récurrents; et
- D'autre part, des coûts difficilement prévisibles (réparations de câbles, réenfouissement de câbles nécessaire suite aux mouvements des bancs de sable constatés par seabed survey de surveillance, réparations de la plateforme suite à un incident comme une collision, avarie de matériel électrique, etc …), à caractère plutôt non-gérable.

Ces coûts opérationnels sont diminués des éventuelles interventions des assurances le cas échéant

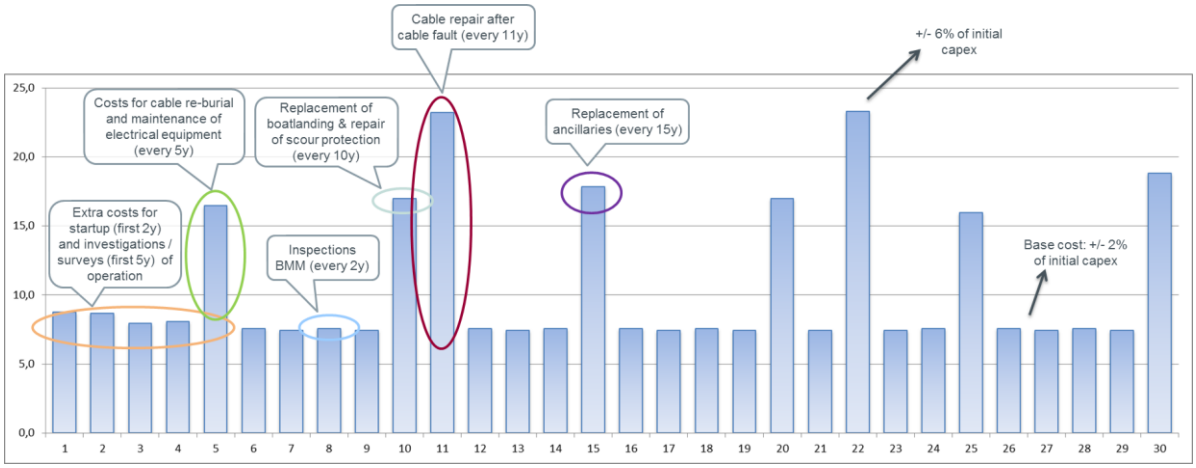
Le graphique ci-dessous donne, à titre illustratif, un récapitulatif de l'ensemble des coûts OPEX cumulés attendus pendant les 30 ans de durée de vie de ces infrastructures offshore (les hypothèses prises sur les coûts non-prévisibles sont uniquement indicatives) :



En moyenne les couts annuels de l'ensemble des OPEX (gérables et non-gérables) représentent 2,7% de l'investissement CAPEX.

Sur base des hypothèses actuelles, l'estimation des coûts gérables moyens du MOG sur la première période tarifaire (2020-2023) représente 2,12% du CAPEX, soit +-8M€/an.

Ces estimations prennent en compte des couts propres à la mise en service des installations (start-up costs) les premières années. Le graphique ci-dessous est établi sur base d'une estimation annuelle des dépenses opérationnelles attendues pour le MOG



Pour qu'Elia puisse faire face à ces dépenses, l'enveloppe gérable représentant les coûts opérationnels récurrents et prévisibles doit être augmentée pour la première période tarifaire d'un montant correspondant à 2.12% du CAPEX destiné au MOG.
Si des coûts importants, quantifiables mais non-récurrents devaient être attendus pour une période future, ceux-ci seraient ajoutés à l'enveloppe de coûts gérables pour la période en question.

Le budget de coûts gérables inclut :

- La maintenance non-récurrente de certains équipements électriques de la plateforme (travées LV & HV)
- La remise en peinture des équipements offshore
- Le remplacement des débarcadères sur la plateforme
- Le remplacement de la protection contre l'érosion de la structure jacket
- Le replacement des systèmes auxiliaires sur la plateforme

N.B. : la qualification de certaines de ces dépenses comme des investissements de retrofit sera, le cas échéant, ré-analysée en temps opportun en fonction de leur matérialité et de la durée de vie restante des assets du MOG au moment de leur survenance.

Les coûts non-gérables liés au MOG sont les coûts liés aux activités suivantes:

- Réparations câbles : tous les coûts résultant de la réparation d'un des câbles sous-marins ;
- Ré-enfouissement câble: les travaux consistant à ré-enfouir un câble lorsque les observations du fond marin concluent à la nécessité de procéder à une telle opération afin de respecter les obligations en vigueur.
- Réparations plateforme: tous les coûts supportés pour la réparation des dommages causés à la plateforme et à ses équipements, par exemple en raison d'une collision avec un bateau non-opéré par Elia.

Tous les autres coûts OPEX offshore peuvent être considérés gérables sauf ceux que la CREG accepte de classer comme non-gérables.

En plus de ces couts opérationnels, des provisions annuelles pour le démantèlement des installations offshore à la fin de son utilisation sont à prévoir. Ces couts sont actuellement estimés à 25M€. Ces provisions, imposées dans le cadre des permis, sont indissociables de l'investissement et leur amplitude échappe au contrôle du gestionnaire de réseau ; la nature de ces dépenses est assimilable à des couts non-gérables.

Actuellement Elia n'a pas encore reçu tous les permis liés à la construction du MOG. De plus, Elia ne peut pas anticiper les contraintes légales qui seront en vigueur au moment du démantèlement de l'installation. Le coût de démantèlement sera donc révisé périodiquement en fonction des informations nouvelles qu'Elia aura obtenues et la provision sera adaptée en conséquence. Aujourd'hui les coûts de démantèlement sont estimés à 25 M€ (en valeur 2017, à indexer progressivement jusqu'au moment de leur utilisation).

5.5. Risque d'investissement échoué

Durée de vie technique des assets du MOG

Les cahiers des charges techniques établis par Elia pour les éléments d'infrastructure spécifient la durée de vie minimale pour laquelle ces éléments doivent être conçus. Ces durées de vie sont établies à partir de la durée pendant laquelle les parcs éoliens se raccordant au MOG sont susceptibles de rester en activité. Ces parcs disposent de concessions en mer pour une durée de 20 ans, avec la possibilité de demander une prolongation de 10 ans pour leurs activités. Afin de tenir compte d'un décalage possible entre la mise en service du premier parc et la mise en service du dernier parc ainsi que d'une durée opérationnelle des parcs de 30 ans, la durée de vie technique de conception du MOG a été définie à un niveau légèrement supérieur à 30 ans. Le retour d'expérience sur les technologies mobilisées pour le MOG est encore limité à ce jour ; la nécessité d'une intervention technique lourde en cours de vie ne peut donc pas être exclue.

Durée d'amortissement des assets du MOG

La méthodologie tarifaire actuelle prévoit des durées d'amortissement variables suivant les catégories d'actifs (notamment 50 ans pour les câbles terrestres). Afin d'éviter le risque qu'à l'issue du démantèlement des parcs éoliens raccordés au MOG, des assets du MOG restent non-amortis en totalité et représentent par conséquent un coût échoué pour la collectivité, il convient que les règles tarifaires concernant les durées d'amortissement soient adaptées afin de s'assurer que les durées d'amortissement des différents équipements entrant dans la réalisation du MOG ne puissent dépasser les durées attendues pendant lesquelles les installations seront opérationnelles.

Elia préconise de porter la durée des amortissements des câbles, et de la plateforme du MOG à 30 ans.

5.6. Risques lies aux indemnités dues aux parcs éoliens

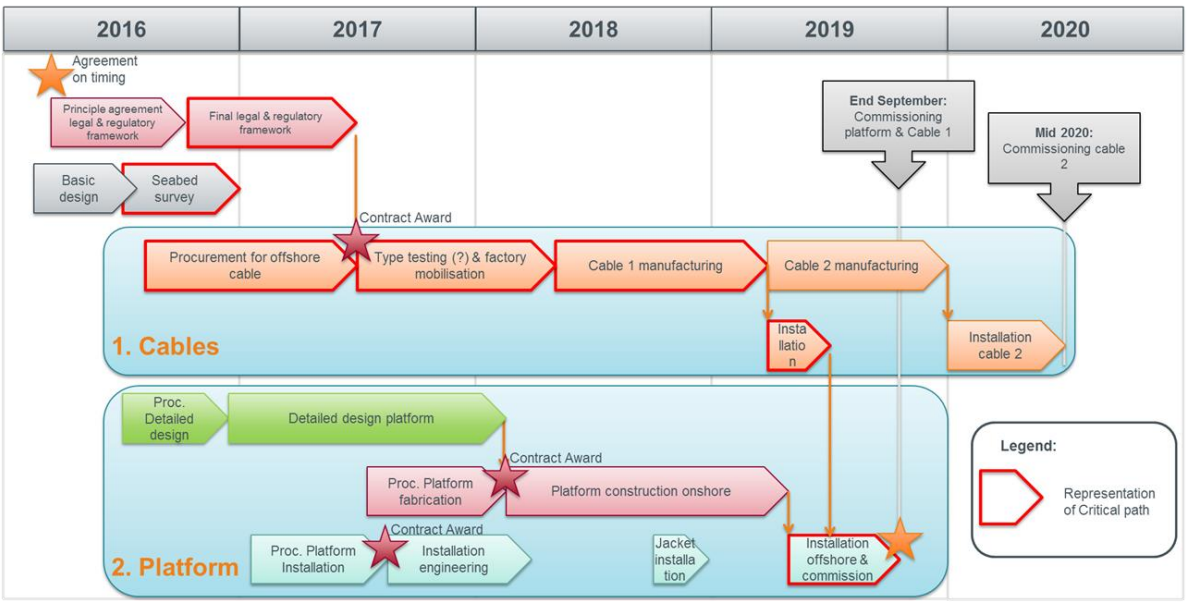
La loi Electricité prévoit que les utilisateurs du réseau de transport prennent en charge au travers les tarifs de transport le versement d'indemnités aux parcs en cas de retard ou d'indisponibilité du MOG (prise en charge réduite dans le cas où Elia serait responsable de ce retard ou si cette indisponibilité résultait d'une faute lourde ou intentionnelle).

Compte tenu du risque qui existe pour la collectivité des utilisateurs de devoir supporter ces coûts, la CREG pourrait voir un intérêt à appliquer à Elia un ou plusieurs incitant(s) financier(s) visant à l'encourager à réduire au maximum ce risque.

Si une telle mesure était mise en place, elle ne devrait pas interférer avec les composantes de base de la rémunération (dans le cas du MOG, la marge équitable et la prime de risque). Ces incitants seraient, le cas échéant, un élément de rémunération complémentaire, soumis à l'atteinte de résultats mesurables, ne pouvant avoir qu'un effet positif sur la rémunération d'Elia afin d'éviter de faire apparaître des incertitudes financières additionnelles non-prises en compte dans la présente analyse de risques.

Par ailleurs, il convient de préciser davantage les modalités précises selon lesquelles la rémunération d'Elia liée au MOG pourrait être affectée en cas de faute lourde ou intentionnelle en fonction du niveau des indemnités payées aux parcs éoliens concernés.

5. PLANNING



6. DEMANDE D'ELIA AU TRAVERS DU PRESENT DOSSIER

La Belgique a fait du développement de la production en mer du Nord un des piliers de la contribution aux objectifs qu'elle s'est engagée à atteindre dans les prochaines années en matière d'énergies renouvelables. Pour cela, le Gouvernement fédéral a octroyé des concessions domaniales et mis en place un mécanisme de soutien pour encourager l'installation de parcs éoliens en mer.

L'électricité produite par les parcs éoliens aujourd'hui installés en mer est acheminée vers le réseau terrestre au moyen d'une liaison électrique construite par chacun des parcs. En juillet dernier, l'Etat fédéral a décidé de confier au gestionnaire de réseau à haute tension la construction d'infrastructures devant transporter l'énergie produite par les parcs éoliens encore à construire de manière plus efficace et plus fiable.

Ces infrastructures, conçues suivant un schéma modulaire, seront mises en service progressivement, dans des délais correspondant au déploiement des parcs. Dans cette perspective, Elia a déjà réalisé, au cours des dernières années, de nombreux travaux d'étude pour préparer cet investissement.

Au mois d'avril dernier, pour pouvoir continuer à s'inscrire dans le planning prévisionnel de mise en service convenu avec les promoteurs éoliens et les autorités publiques, elle a dû prendre sa décision finale d'investissement. Cette décision a été prise sur la base de la confiance à la fois dans la détermination du Gouvernement à adapter le cadre législatif pour permettre la réalisation de ses ambitions, et dans l'engagement de la CREG de doter le gestionnaire de réseau des moyens suffisants pour rendre ces ambitions concrètes.

La Méthodologie Risques donne au gestionnaire de réseau la possibilité de demander l'octroi de moyens particuliers pour lui permettre de réaliser des investissements dont le niveau de risque est plus élevé que ceux qu'il réalise dans le cadre de ses activités habituelles.

Sur base des éléments avancés dans le présent dossier, Elia espère que l'analyse de la CREG mènera à ce que celle-ci adapte la méthodologie tarifaire applicable à Elia afin que lui soit attribuée une rémunération complémentaire de ses fonds propres investis permettant de rétribuer de façon adéquate la prise des risques spécifiques identifiés en phase de conception et de construction du MOG.

Par ailleurs, dans ce dossier, Elia met également en évidence différents autres risques qui devraient mener à une adaptation de plusieurs paramètres de la méthodologie tarifaire.

Tout particulièrement, la méthodologie tarifaire devrait contenir:

- Une qualification des différents coûts du MOG entre éléments gérables et non-gérables ;
- La manière de déterminer l'augmentation de l'enveloppe gérable pour prendre en compte les éléments de couts gérables récurrents (en % du CAPEX MOG) ;

- La manière dont les éléments de coûts gérables non-récurrents seront pris en compte en fonction de l'anticipation de leur survenance lors de l'établissement du revenu à couvrir par les tarifs pour la période tarifaire concernée ;

- La couverture par les tarifs des éventuelles coûts d'indemnisation des parcs conformément à l'article 6/2, §2 de la loi Electricité ;

En outre, la méthodologie tarifaire devrait prévoir des durées d'amortissement adéquates pour les composants du MOG.

Enfin, si des incitants financiers étaient instaurés, la méthodologie tarifaire devrait définir leurs caractéristiques et leur mode de calcul.

7. ANNEXES

Les documents suivants sont fournis en annexe :

- Inventaire et évaluation des principaux risques spécifiques au MOG
- Détail des principaux risques spécifiques au MOG

VERSION NON-CONFIDENTIELLE

MODULAR OFFSHORE GRID

Annexe : Détail des principaux risques spécifiques au MOG

20/11/2017

1. INTRODUCTION

La liste des risques ci-dessous a été établie suite aux discussions qui ont eu lieu entre Elia et la CREG en mars 2016. Ces risques et leur quantification ont servi de base à l'approbation de l'investissement par le Conseil d'Administration d'Elia en Avril 2017.

Il est à noter que les estimations des risques ci-après reflètent l'évaluation au moment du démarrage du développement du projet ; ils sont ensuite régulièrement réévalués lors de l'avancement et la réalisation du projet, à mesure que les risques identifiés se matérialisent ou sont évités, ou que de nouveaux risques non identifiés apparaissent.

2. PHASE DE CONCEPTION

Les principaux risques spécifiques au MOG identifiés pour la phase de conception suivant la méthode décrite au point 5 sont repris ci-après.

	Risk / Consequence	Risk / Comment	Cost impact	Time impact	Probability	Risk Rating		Risk estimation Percentile 80 (€)
D	Design runs out of schedule - Late Issue of Deliverables - Inefficient and out of sequence working	[.]	3	3	4	**12**		[.]
D	Continuous modifications during design	[.]	4	4	3	**12**		[.]
D	Quality of third party delivrables not acceptable	Inadequate specs and datasheets. Responsibility at Detailed Design Contractor	3	4	3	**12**		[.]
D	Late start construction phase on OSY.	[.]	3	4	3	**12**		[.]
D	Late start construction phase on cable.	[.]	3	4	3	**12**		[.]
D	Seabed survey results of poor quality	Poor performance Seabed Survey contractor	2	3	3	**9**		[.]
D	None or too few submarine cable suppliers enter bid	Combined contract production and installation	3	2	3	**9**		[.]
D	Complex interfaces Platform / Cables => design!	[.]	3	3	3	**9**		[.]
D	Permit procedure delay		3	3	3	**9**		[.]
D	Liabilities due to crossing of cables	Crossings of other cables / Crossing of pipe-lines	3	2	3	**9**		[.]
D	Seabed survey delayed	No timely execution /Too difficult weather condtions	1	3	3	**9**		[.]

Explication des risques identifiés ci-dessus :

1. **« Design runs out of schedule - Late Issue of Deliverables - Inefficient and out of sequence working » [.]**

2. **« Continuous modifications during design » [.]**

3. **« Quality of third party delivrables not acceptable »** à cause de (par exemple) **« Inadequate specs and datasheets. Responsibility at Detailed Design Contractor » :**

Le contractant responsable de l'étude de détail doit faire appel à un grand nombre de données provenant de tiers. Il s'agit en particulier de données venant des fournisseurs des utilités à installer sur la plateforme ainsi que du matériel électrique. La non-obtention de ces données à temps, de façon adéquate et complète est considérée comme un risque.

4. **« Late start construction phase on OSY » [.]**

5. **« Late start construction phase on cable » [.]**

6. **« Seabed survey results of poor quality »** à cause de (par exemple) **« Poor performance Seabed Survey contractor » :**

   Les données qui résultent des campagnes de seabed survey vont servir pour :

   - L'introduction des différents permis offshore
   - Le design de la plateforme OSY (en particulier le jacket et sa fixation au sol)
   - Le design du câble afin de garantir une certaine capacité de transport
   - La détermination des différentes techniques d'installation du câble
   - La présence d'objets non-identifiés sur le sol et de potentiels UXO[1]

   Il est important de s'assurer que les données collectées par le contractant seabed survey sont correctes et de haute qualité. Les résultats du seabed survey réalisé en 2016 ont été estimés de bonne qualité et pour cette raison, la quantification du présent risque a été ramenée à zéro.

7. **« None or too few submarine cable suppliers enter bid »** à cause de (par exemple) **« Combined contract production and installation » :**

   Elia constate que le marché des fournisseurs de câbles sous-marins d'une tension plus élevée que 220kV est très limité. De plus, afin de limiter le risque d'interface, Elia a opté pour une approche EPC (attribuer la partie design et fourniture du câble et la partie installation de ce câble au même fournisseur). Le risque de faible concurrence existe, pouvant avoir un impact sur la position de négociation d'Elia aussi bien sur le plan commercial que sur le plan contractuel (avec impact sur le niveau des possibilités de transfert de risque vers le contractant).

8. **« Complex interfaces Platform / Cables » [.]**

9. **« Permit procedure delay » :**

   Les délais pour l'obtention des permis est en dehors du contrôle d'Elia et risque d'avoir un impact sur le timing de la réalisation du projet.

10. **« Liabilities due to crossing of cables »** à cause de (par exemple) **« Crossings of other cables / Crossing of pipe-lines » :**

[1] UneXploded Ordnances

2 risques peuvent survenir :

- le risque de devoir croiser des infrastructures linéaires non connues à ce jour
- le risque que la méthodologie et les mesures de protection qui ont étés définies pendant la phase de design ne soient pas compatibles avec celles des propriétaires et exploitants des infrastructures à croiser en mer.

11. **« Seabed survey delayed »** à cause de (par exemple) **« No timely execution / Too difficult weather condtions » :**

    Risque de délai durant l'exécution du seabed survey à cause des conditions météorologiques ou de diverses autres raisons. Le seabed survey a été réalisé en 2016 et a en effet subit un léger retard à cause des conditions météorologiques ainsi que la découverte d'un câble étant hors service. Des mesures ont étés prises impactant le délai de réalisation. Néanmoins lors de la prise de décision d'investissement en 2017, la quantification du présent risque a été ramenée à zéro.

3. PHASE DE CONSTRUCTION

De la même façon que pour la phase de conception, les principaux risques spécifiques au MOG identifiés pour la phase de construction sont repris ci-après.

	Risk / Consequence	Risk / Comment	Cost impact	Time impact	Probability	Risk Rating		Risk estimation Percentile 80
C	Presence of UXO's not indicated / found during Seabed Survey works	Requirement not defined in RFQ. / Poor performance of seabed survey contractor.	4	4	3	**12**		[.]
C	Commissioning works offshore fail to complete timely.	Preparation of Commissioning Manuals / documents not defined in Workscope of Detailed Designer or Fabricator / commissioning Contractor.	3	4	3	**12**		[.]
C	Quality of third party equipment and/or works not acceptable	Inadequate specs and datasheets / Inadequate inspection at vendor site / Poor testing regime / responsibility at Contractor	3	4	3	**12**		[.]
C	Delays during installation of the offshore cables.	[.]	4	3	3	**12**		[.]
C	Seabed survey results not in line with reality on site.	Poor performance Seabed Survey contractor						[.]
C	Numourous discussions on Variation Order work	[.]	3	3	4	**12**		[.]
C	Schedule delays. Extra unforeseen cost.	Poor performance by contractors	4	4	3	**12**		[.]
C	Damages caused to offshore cables.	Bad interface management between cable contractor and platform contractor.	3	3	3	**9**		[.]
C	Marine vessel coordination is not sufficiently waterproof causing delays and financial claims	Low experience within Elia	3	3	3	**9**		[.]
C	Numourous Coating repairs (corrosion issues)	Numourous of Structural Modifications in the field	3	3	3	**9**		[.]
C	Contractors reluctance to deliver in time (VO related)	[.]	3	3	3	**9**		[.]
C	Unknown unknows	[.]	3	3	3	**9**		[.]

Explications des risques identifiés ci-dessus :

1. **« Presence of UXO's not indicated / found during Seabed Survey works »** à cause de (par exemple) **« Requirement not defined in RFQ. / Poor performance of seabed survey contractor. » :**

   Le risque que des munitions non explosées (UXO) non identifiées pendant la phase de design soient découvertes pendant la phase de réalisation. Cela peut se produire si par exemple :

   - la campagne de seabed survey s'avèrede qualité insuffisante et/ou incomplète ;
   - des objets se déplacent du fait de phénomènes naturels (tempêtes, courants, ...) ;
   - des objets se déplacent du fait d'activités humaines (pêche, dumping, ...).

2. **« Commissioning works offshore fail to complete timely. »** à cause de (par exemple) **« Preparation of Commissioning Manuals / documents not defined in Workscope of Detailed Designer or Fabricator / commissioning Contractor. » :**

   Plusieurs facteurs peuvent avoir un impact sur le déroulement de mise en service de la plateforme, notamment :

   - Retard d'un ou plusieurs contractants
   - Problèmes de qualité découverts pendant les essais de mise en service et qui nécessitent un travail important de remédiation
   - Défaillance d'un équipement durant les essais de mise en service (éventuellement suite à une mauvaise manipulation d'un élément du MOG)
   - Circonstances météorologiques
   - Autres

3. **« Quality of third party equipment and/or works not acceptable »** à cause de (par exemple) **« Inadequate specs and datasheets / Inadequate inspection at vendor site / Poor testing regime / responsibility at Contractor » :**

   Il s'agit du risque que la qualité des utilités et/ou du matériel électrique livré par Elia ne soit pas acceptable ou inadéquate pour différentes raisons (à cause d'erreurs dans les cahiers de charge ou d'erreurs des contractants, par exemple).

4. **« Delays during installation of the offshore cables. » [.]**

5. **« Seabed survey results not in line with reality on site. »** à cause de (par exemple) **« Poor performance Seabed Survey contractor » :**

   Si, durant la phase d'installation du câble offshore, la nature du sol se révélait différente des résultats du seabed survey ou si des objets non visibles dans les résultats de l'étude étaient détectés durant l'installation, le contractant devrait trouver des solutions afin d'en limiter l'impact. De manière générale, le planning serait affecté et des moyens devraient être mis en œuvre afin de remédier à ces situations.

6. **« Numourous discussions on Variation Order work » [.]**

7. **« Schedule delays. Extra unforeseen cost »** à cause de (par exemple) **« Poor performance by contractors » :**

   Elia est responsable de la coordination des différents contractants. Un contractant peut néanmoins, pour diverses raisons, être en retard dans l'exécution de son contrat. Ce retard peut avoir un impact sur les autres contractants d'Elia et impacter le timing général ainsi qu'entrainer des coûts supplémentaires.

8. **« Damages caused to offshore cables »** à cause de (par exemple) **« Bad interface management between cable contractor and platform contractor. » :**

   Pendant l'installation offshore, il est possible que plusieurs opérateurs travaillent simultanément au même endroit et par conséquent provoquent des dégâts sur le matériel si les travaux ne sont pas suffisamment préparés ou coordonnés. En fonction de la nature du dégât, la réparation peut avoir un impact sur le timing de réalisation ainsi qu'entrainer des coûts supplémentaires pour ce contractant ou chez les autres.

9. **« Marine vessel coordination is not sufficiently waterproof causing delays and financial claims »** à cause de (par exemple) **« Low experience within Elia » :**

   Le contractant câble mettra plusieurs navires en place afin de réaliser les travaux :

   - Vessel for near shore dredging & burial works
   - Vessel for offshore dredging & burial works
   - Vessel for cable protection (e.g. rock dumping, ...)
   - Cable laying vessel for offshore works
   - Cable laying vessel for nearshore works
   - Anchor handling vessel / multicat for beaching operations
   - Vessel for transportation of cable
   - Crew transfer vessels
   - Survey vessels (UXO and post lay inspection)
   - UXO removal vessels offshore
   - UXO removal vessel nearshore
   - Guard vessels for unburied cable

   Pour l'installation de la plateforme, plusieurs navires seront également utilisés :

   - Installation vessel
   - Crew transfer vessels

- Cargobarge for cable installation

Les mouvements en mer de tous engins doivent être coordonnés. En cas de conflit irrémédiable ou d'erreur de coordination, des retards peuvent se produire, entrainant des coûts supplémentaires.

10. **« Numourous Coating repairs (corrosion issues) »** à cause de (par exemple) **« Numourous of Structural Modifications in the field » :**

    Aux endroits où des modifications ont dû être apportées à la structure de la plateforme, le risque de problèmes de corrosion existe.

11. **« Contractors reluctance to deliver in time (VO related) » [.]**

12. **« Unknown unknows » : [.]**

Deloitte.

Final report

Comparison of Belgian transmission network costs incurred by an idealized storage facility with those in other European countries

15 December 2017

Prepared at the request of the Belgian Commission for Electricity and Gas Regulation (CREG)

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Table of contents

1 Executive summary 4
1.1 Context 4
1.2 Objectives 4
1.3 Methodology 5
1.4 Results 5
2 Methodology and benchmark perimeter 8
2.1 First step: is there a specific regulatory regime for storage? 8
2.2 Design of the idealized storage facility 8
2.3 Definition of the studied scenarios 10
2.4 Identification and breakdown of costs related to transmission tariffs 11
2.5 Other costs related to the transmission network's management 12
3 Comparison of transmission network costs between countries of the benchmark 13
3.1 Configuration 1 – Benchmark of transmissions tariffs on the highest voltage level (100 MW storage facility) 13
3.1.1 Aggregated transmission network costs 13
3.1.2 Breakdown of the total transmission network costs 18
3.1.3 Focus on actual (or potential) pumped storage 23
3.2 Configuration 2 – Benchmark of transmissions tariffs on lower voltage levels (1MW storage facility) 24
4 Conclusion 27
5 Appendices 29
5.1 Country-specific details 29
5.1.1 Austria 29
5.1.2 Belgium 33
5.1.3 Denmark 35
5.1.4 Finland 37
5.1.5 France 40
5.1.6 Germany 44
5.1.7 Great Britain 46
5.1.8 Luxembourg 50
5.1.9 The Netherlands 51
5.1.10 Norway 52

5.1.11 Sweden 54
5.2 Bibliography 55
5.2.1 TSOs and regulators websites: transmission network charges publications 55
5.2.2 ENTSO-E & CEER 55
5.2.3 Academic and reference studies 55

1 Executive summary

1.1 Context

1. Energy storage is attracting more and more interest throughout Europe from both industrials and policymakers. While the European Commission[1] and other stakeholders acknowledge its potential benefits and its role in the energy transition, there are significant disparities in the regulatory frameworks that are applied to storage facilities, especially regarding transmission network charges. In some countries, these charges may constitute serious economic barriers to the integration of storage into the power system.

2. Nevertheless, there is an ongoing discussion on the necessity to set out distinct regulatory regimes for storage facilities in order to create adequate incentives for their development and integration. To this day, only a limited number of countries such as Germany or Austria have actually decided to introduce a special regime for the network charges applied to storage facilities connected to the transmission network.

3. In Belgium, energy storage is at the centre of the debates on energy policy. This is particularly noticeable in the CREG's 2013-2019 strategic plan or in the federal government agreement of 9 October 2014 establishing storage as one of the "*major challenges in the years to come*". Following a study carried out in 2015[2] and based on the profitability of electricity storage in Belgium, the CREG has made several recommendations in order to encourage its development, in particular by reducing the economic barriers associated to transmission network charges. These recommendations seem to have been heard since the Belgian Electricity Law[3] has just been amended in that direction.

4. In addition to giving an explicit definition of a storage facility, the new version of this law provides the CREG with the possibility of creating a special regime for storage facilities. Moreover, it introduces an exoneration from the federal levy[4] for these facilities. These measures confirm Belgian policymakers' will to foster the development of electricity storage in the country.

1.2 Objectives

5. In this context, the CREG wishes to study the economic necessity of introducing a distinct regulatory regime for storage facilities connected to Elia's transmission network. The aim of this report made by Deloitte Economic Advisory is to present an evaluation and a comparison of the total annual transmission network costs that would be incurred by an idealized storage facility connected to the Belgian transmission network with those that would be incurred by the same facility, in the same conditions, in ten other European countries.

6. All the charges that are considered for the study are the ones applied as of 1 August 2017. The countries considered in this study are Austria, Belgium, Denmark, France, Finland, Germany, Great Britain[5], Luxembourg, the Netherlands, Norway and Sweden.

[1] European Commission, 2017. See the document available here : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6.pdf
[2] CREG, 2015. See the document available here : http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1412FR.pdf
[3] "*13 Juillet 2017. — Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité*". See the document available here: http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&table_name=loi&cn=2017071306
[4] The federal levy is a surcharge determined based on the quantities of electricity and natural gas consumed in Belgium which is used to finance certain public service obligations and the costs of regulating and controlling the electricity and natural gas market.
[5] Comprising the tariff areas in England, Scotland and Wales. Northern Ireland (part of the United Kingdom) has a specific regulation and is not included.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

7. Our study focuses on two key questions identified by the CREG:

    i. Compared to the other selected European countries, where do the transmission network charges incurred by the idealized storage facility in Belgium stand?

    ii. Assuming that the idealized facility is a pumped-storage station, where do the Belgian transmission network costs stand, compared to the other selected European countries where one or more pumped-storage stations are operating?

1.3 Methodology

8. Our methodology is based on a rigorous analysis of the total transmission network costs that would be paid by a storage facility in each studied country. The costs considered in this study are: (i) transmission tariffs and (ii) other network management charges which are borne by the network users[6]. In the following sections, we use "transmission network charges" or "transmission network costs" in reference to the sum of these two components. Are excluded from the scope the following items: imbalance settlement charges (which are applied only to responsible of such imbalance), public service obligations and other surcharges (e.g., levy to cover the cost of renewable energy).

9. In most countries, transmission network charges vary depending on the size of a plant or the voltage level it is connected to. Furthermore, some obligations only apply to plants that exceed a certain capacity. Therefore, in order to cover the widest range of cases, two different idealized storage facilities were studied:

    (1) A storage facility with an unspecified-technology 100-MW installed capacity, connected to a voltage level equivalent to EHV in Belgium (around 380 kV). We name it **configuration 1**.

    (2) A storage facility with a 1-MW installed capacity, connected to a voltage level equivalent to the 70-kV voltage level in Belgium. We name it **configuration 2**.

1.4 Results

10. The results of our study (summarized on figure 1) highlight several interesting points, in particular with regard to the two questions asked by the CREG.

11. Firstly, only Germany and Austria have special regimes for storage facilities. In Germany, the special regime introduced in 2011 provides a total exemption of transmission network charges (more precisely the transmission tariffs component) for storage facilities under certain circumstances[7]. Similarly, in Austria, pumped-storage facilities benefit from a reduction of more than 50%[8] of transmission tariffs since 2012.

12. In some countries, storage facilities (as well as other network users) are submitted to non-remunerated obligations related to the provision of services such as voltage regulation or black

[6] The management costs that are taken into account are the ones associated to the following system services: procurement of frequency control, voltage control, black-start, compensation of losses, as well as system management. In some countries, the corresponding costs are charged by the TSO to consumers and/or producers and are thus directly part of the transmission tariffs. In contrast, in other countries they directly constitute an extra cost to consumers and producers (non-remuneration of system services, coverage of losses in nature, etc.). They hence constitute these "other transmission network management charges".

[7] The exemption applies to facilities built after 4 August 2011 and expires 20 years after their initial start-up. Pumped-storage hydropower plants built before 4 August 2011 can only be exempted for 10 years after their initial start-up. In that case, it must be proven that their capacity was increased by at least 5% or their turbine output was increased by at least 7.5% after the before-mentioned date.

[8] This figure highlights the transmission tariffs reduction between the average of the regular network charges between the three areas in Austria and the average of the specific network charges between these three areas. Note that the reduction actually goes from 10 (i.e. Austrian area) to 70% (Voralberg area) depending on the analysed tariff area.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

start. For instance, in Denmark, Finland and Sweden, network users are obliged to provide voltage control but are not compensated for that. In France, some power plants can have a contractual obligation to provide black start services without compensation. The costs associated with these non-remunerated obligations were taken into account in the total costs borne by the storage facility in order to ensure a rigorous comparison between countries. Indeed, they are actually incurred by the storage facility, even if they do not explicitly appear in the transmission tariffs.

13. Compared to the other European countries of the benchmark, the total transmission network charges incurred by a 100-MW (technology undefined) idealized storage facility (configuration 1) in Belgium are 45% lower than the overall average when the special regimes in Germany and Austria are not taken into account[9]. Even when these regimes are considered[10], the transmission network charges in Belgium are 24 to 22% lower than the overall average. In fact, among the countries where there is no special regime for storage, the transmission network costs in Belgium are amongst the lowest (10 €/MWh), only preceded by those in Finland, France and the Netherlands.

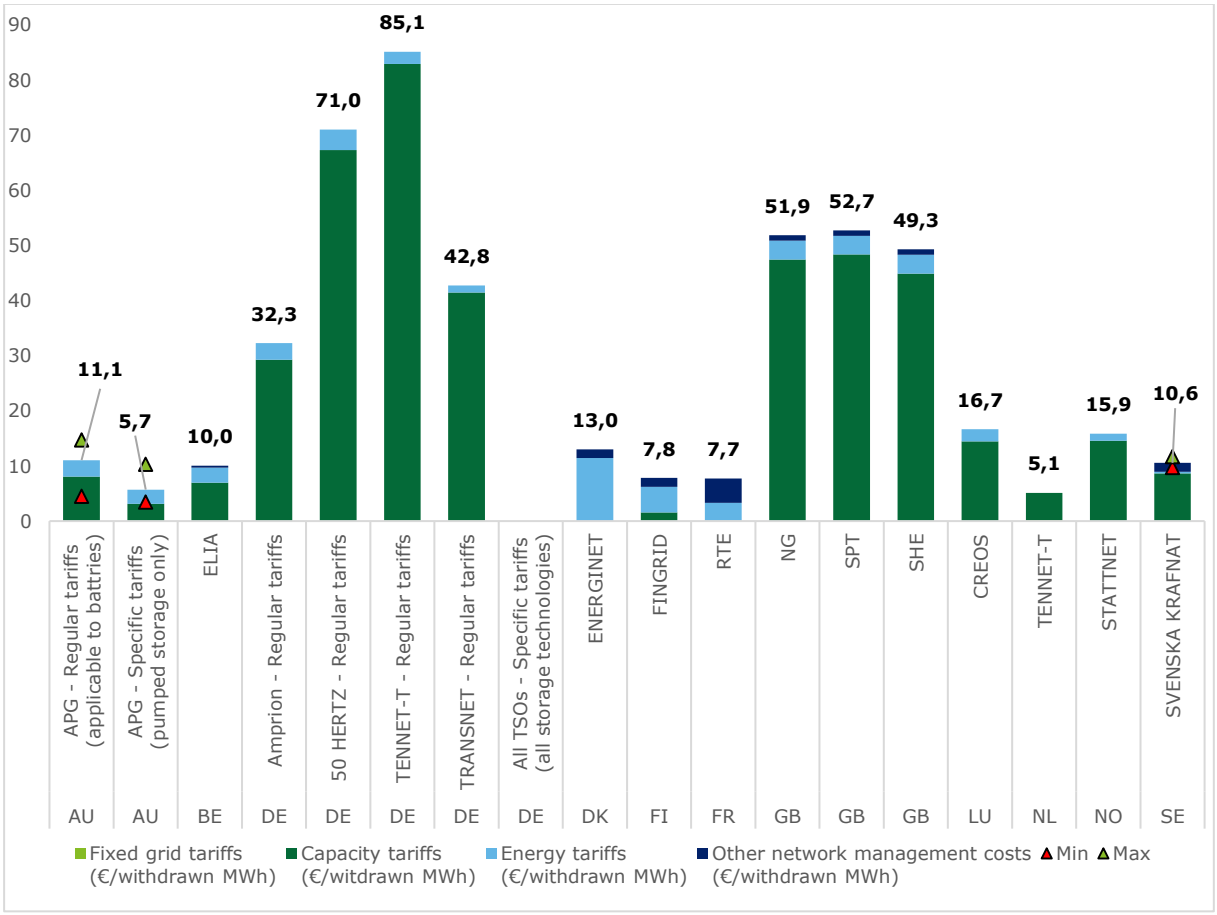
14. The differences in transmission network charges that are observed across the countries are mainly explained by the capacity-based component of the transmission tariffs. Indeed, this component represents about 70% of the total transmission network costs in each country. In addition, it appears that regular transmission network charges in Germany and Great Britain[11] are particularly high. The exemption of transmission tariffs granted to storage facilities in Germany then represents a considerable advantage in this regard.

15. Secondly, in terms of competitiveness, storage in Belgium does not seem to be disadvantaged regarding the transmission network charges compared to the other studied countries. This conclusion holds when the comparison is limited to the countries with pumped-storage facilities. However, it is important to keep in mind that the results of this study depend on the particular intake/offtake profile of the considered storage facility. Indeed, all the capacity tariffs and fixed grid tariffs that were translated in €/MWh could vary significantly, whether the facility injects or withdraws electricity.

[9] This would be the case of a pumped storage facility connected to the grid before 2011, and whose capacity was not subsequently increased.
[10] This would be the case of pumped storage facilities connected to the grid after 2011 or whose capacity was increased enough according to German criteria.
[11] For countries where Euro is not the national currency, we took the exchange rates provide by the BCE on the August 1st, 2017.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Figure 1. **Breakdown of the total transmission network costs (in € per MWh withdrawn equivalent) for a 100-MW idealized storage facility[12]**



16. The results of the benchmark do not highlight any differences in terms of transmission network charges between pumped-storage facilities and other storage technologies (such as batteries), except for Austria where the specific tariffs only apply to pumped-storage facilities. In Germany, the transmission network charges reduction concerns any storage technology. Therefore, the conclusions regarding storage and its competitiveness in Belgium compared to the other countries are valid regardless of the considered storage technology.

17. Thirdly, the conclusions above only apply to the extra high voltage level of the transmission network (highest voltage levels in the studied countries). The comparison can be modified in the case of a 1-MW idealized storage capacity connected to a lower voltage level (but still on the transmission network). We also analysed the transmission network costs that would be incurred by a storage facility of 1MW if it were connected to a lower voltage level (set at 70 kV here). This analysis was limited to the countries in which this voltage was on the transmission network: Austria, Belgium, Denmark, France and Luxembourg. In this particular case, Belgium is the median country and its transmission network costs (14.6 €/MWh) are close to the average (14.3 €/MWh for pumped storage facilities, which would benefit of specific tariffs in Austria). This is in contrast with the conclusions for a storage facility connected to the extra high voltage level.

[12] For all possible types of technologies, connected to its country's equivalent extra high voltage grid. This corresponds to configuration 1 of our analysis.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

2 Methodology and benchmark perimeter

18. The main goal of the present report is to estimate the transmission network costs borne by a storage facility (e.g., pumped storage, batteries, etc.) in ten European countries and compare them to those applied in Belgium. To this end, an idealized storage facility with a specific generation profile is considered. The results and conclusions apply to all types of storage technologies, as long as the storage facility is connected to the transmission network.

19. In order to ensure the comparability of the estimated costs between the studied countries, we compute a unit cost in euros per megawatt hour (hereafter € per withdrawn MWh) which would be borne by the idealized facility in each country, taking into account its technical characteristics (see section 2.2). To obtain this unit cost in € per withdrawn MWh, the transmission tariffs and network management costs applied in each country must be analysed in detail. The following sections explain the methodology used to estimate the components of the transmission network costs.

2.1 First step: is there a specific regulatory regime for storage?

20. As introduced in section 1.1, the question of the integration of storage in electricity networks has been a recurring issue in Europe over the last few years. While it is still debated in most countries, some have already implemented a specific regime of transmission network charges for storage capacities. Within the selected countries of this study, only two have a specific regulation for storage: Austria and Germany.

21. In Germany, in 2011, the Energy Economy Act[13] established a specific rule for storage facilities directly connected to the transmission network. A tariff exemption applies to facilities built after 4 August 2011 and expires 20 years after their initial start-up. Pumped-storage hydropower plants built before 4 August 2011 can only be exempted for 10 years after their initial start-up. In that case, it must be proven, that their capacity was increased by at least 5% or their turbine output was increased by at least 7.5% after the before-mentioned date.

22. Austria started to fix special transmission tariffs for pumped-storage facilities in 2012. Before that, pumped-storage facilities were paying the normal transmission network charges. It should be highlighted that these special tariffs apply only to pumped-storage stations for the time being. Therefore, in this study, we assume that any other storage technology (such as batteries for instance) will not benefit from the special tariffs and then the regular tariffs are applied.

23. The precise values of the transmission tariffs for Germany, Austria and the other countries are presented in detail in appendix 5.1.

2.2 Design of the idealized storage facility

24. The transmission network costs estimated in this study are calculated through the application of tariffs and other costs to an idealized storage facility directly connected to the transmission network. The charges are however likely to depend on the exact voltage level at which the plant is connected, as transmission tariffs are generally different between extra-high voltage (EHV) and high-voltage (HV). The transmission network charges will also vary according to the size of the plant: for example, fixed charges will have a greater weight for a small facility. Furthermore, some obligations only apply to bigger plants. It should also be noted that smaller plants would generally be connected to lower voltage levels, thus implying a coherence between the two characteristics.

[13] § 118 of the Energy Economy Act.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

25. In agreement with the CREG, two different idealized storage facilities are therefore tested:

    (1) A storage facility with a 100-MW installed capacity, connected to a voltage level equivalent to EHV in Belgium (around 380 kV). We name it **configuration 1**.

    (2) A storage facility with a 1-MW installed capacity, connected to a voltage level equivalent to the 70-kV voltage level in Belgium. We name it **configuration 2**.

26. The table hereafter details the equivalent voltage ranges for each country for both configurations, which will serve to collect the corresponding transmission network charges at those voltage levels. It should be noted that fewer countries can be compared in configuration 2, as the transmission perimeter in the others does not go as low as 70 kV. In particular, in Germany and Great Britain, the minimum level operated by the TSOs is still very high (in our example, 220 kV and 275 kV respectively).

Table 1. Considered voltage levels by country

Country	Configuration 1 EHV voltage range equivalent to 380 kV See section 3.1	Configuration 2 HV voltage range equivalent to 70 kV See section 3.1.3
Austria[14]	[220 kV - 380 kV]	110 kV (from 36 to 220 kV)
Belgium	[150 kV - 380 KV]	70 kV
Denmark	[132 kV - 420 kV]	[10 kV - 50 kV] (lower than 132 kV)
Finland	[220 kV - 275 kV]	
France	[350 kV - 500 kV]	[50 - 130 kV] (HTB 2)
Germany	[220 kV - 380 kV]	
Great Britain	[275 kV - 400 kV]	
Luxembourg	220 kV	65 kV
The Netherlands	[220 kV - 380 kV]	
Norway	420 kV	
Sweden	[275 kV - 400 kV]	

27. While it might be opportune to assume that configuration 1 would apply to pumped storage (as those are more easily large capacities) and configuration 2 would apply to batteries (which are still an emerging technology), we choose to remain technology neutral in our analysis[15]. In the rare cases where batteries and pumped storage do differ as regards their transmission network charges, both situations are presented.

    Nevertheless, a specific focus is made on the transmission network charges for actual pumped storage in Europe (including existing and potential capacities). The focus is part of configuration 1 and is presented in section 3.1.3. In this case, we thus assume a pumped storage facility with an installed capacity of 100 MW.

28. For both configurations, a similar yearly intake-offtake profile for year 2016, provided by the CREG for the purposes of this study, is used for the calculations. The passage from configuration 1 to configuration 2 only demands to divide all energy and power values by 100.

[14] In Austria, EHV (respectively HV) network is only accessible for facilities with a minimum power capacity of 200MW (respectively 5MW). For the purpose of this report and for the comparability of our results, we choose to reason as if the 100MW (respectively 1MW) idealized storage facility could be connected to the EHV (respectively HV) network.

[15] This enables to test the specific situation of an innovative large battery facility, as well as small pumped storage.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

For example, for configuration 2 (1-MW installed capacity), this implies the following characteristics:

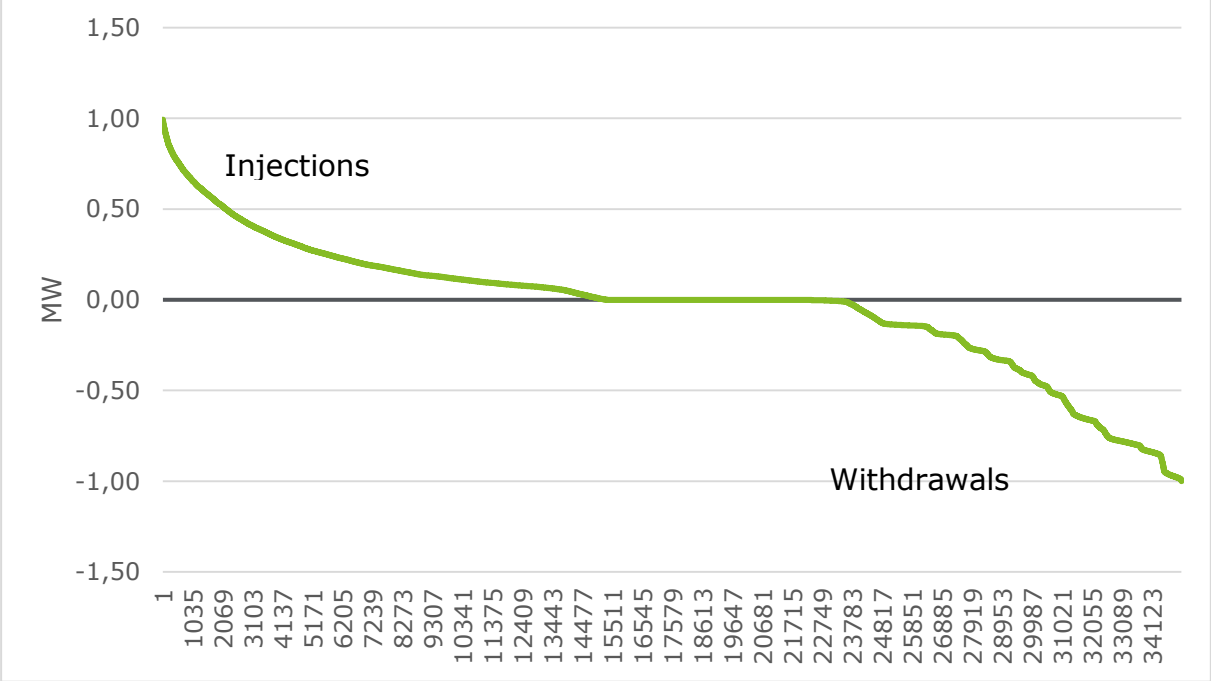
i. The plant's capacity is normalized at 1 MW.

ii. The idealized plant is active during 7231.5 hours of the year divided in 3827 hours of injection and 3404.5 hours of withdrawal.

iii. The maximum injection and withdrawal levels are 0.99 MW and 0.99 MW respectively.

iv. In total, the plant injected 951 MWh in the grid and withdrew 1,251 MWh. Given these figures, the efficiency ratio of the plant is approximately 76%[16].

Figure 2. **Intake/offtake profile of the 1-MW idealized storage facility (15-min step – configuration 2)**



Source: CREG

29. Both the injected and withdrawn energy are relevant for our study as some countries apply both load and generation charges to storage facilities. Since 1 MWh injected into the grid is not strictly equivalent to 1 MWh withdrawn from the grid, every time we use an injection tariff, a conversion coefficient of 1/0.76 = 1.31[17] is applied in order to compute a cost in euros per withdrawn MWh. This means that all the transmission network costs presented in the report are computed in euros per withdrawn MWh.

2.3 Definition of the studied scenarios

30. For each configuration, the benchmark involves the comparison of a dozen scenarios. In the most simplified case, each scenario presented in the main series of results (section 3) represents the estimated costs borne by the idealized storage facility (whether they are associated to a specific regulation or not) in a given country, for a given TSO.

[16] As we do not have extensive data for the years before, we assume that the reservoir level of the storage facility is empty on 1 January 2016.
[17] This coefficient is based on the efficiency ratio of the idealized storage facility.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

31. When a certain TSO includes several tariff areas (i.e., TSOs in Austria, Great Britain and Sweden), an average of all areas is calculated and makes up the displayed scenario. In such case, for analysis purposes, the figures shown in our results additionally display the maximum and the minimum of total transmission network charges for the areas. Exhaustive data on all TSOs and areas are available in appendix 5.1.

32. When countries do not have any specific regulation for storage facilities, the estimation of total transmission network charges should account for every cost related to the use of the network and its management (i.e., compensation of losses, frequency control, voltage control, etc.) that are incurred by any regular consumer or producer directly connected the transmission network.

33. For the two countries in which specific transmission network charges for storage exist, two situations are considered:

    i. One with the specific transmission network charges for storage facilities and,

    ii. One with the regular transmission network charges that are borne by any other producer or consumer directly connected the transmission network.

34. The study of these two situations in the countries with specific regulations will highlight the reduction in transmission network charges that storage facilities benefit from. It can provide interesting insights on the incentives provided to storage in the concerned countries.

35. Finally, when countries show a difference of transmission network costs between several storage technologies, as many scenarios as necessary are additionally displayed.

2.4 Identification and breakdown of costs related to transmission tariffs

36. The transmission tariffs were calculated as the sum of the different tariff components paid by the network users to the TSO for activities linked to transmission and system management, including (i) the costs related to the operation and development of the network and (ii) the costs related to the procurement and use of system services (net of imbalance settlement products). Other components such as (iii) imbalance settlement tariffs, (iv) public service obligations and (v) other surcharges are not included in this benchmark.

37. As we compute a unit cost in euro per MWh, some conversions were necessary to transform annual lump costs into euros per MWh. It is important to keep in mind that the results presented here can only be interpreted with regard to the technical and economic characteristics of the idealized storage facilities. If the same methodology were to be applied to any other station with a different offtake/intake profile, the comparison may be modified.

38. Two tariff components can be highlighted in our benchmark. They are the basis of the quantitative results of the study.

    a. First, the idealized storage facility could be charged a fixed cost in euros per year[18]. We only take into account costs related to metering and management (bills etc.). Connection tariffs are not taken into account in this study. It should be noted that some components related to balancing are fixed (e.g., in Denmark and Finland). They are included in this category in the rest of the analysis.

    b. Second, variable charges are applied to customers in every studied country. They can be based on :

        i. The energy consumption (injected or withdrawn from the grid)

[18] For currencies other than euro, the exchange rates applied are based on information provided by the European Central Bank for August 1 2017.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

ii. The capacity level (provided by the station or called by the station, subscribed or measured)

39. The benchmark also shows multiple choices between tariffs for injection or withdrawal:

    i. Two countries apply tariffs for withdrawal only: Germany and Luxembourg. They can be either energy or capacity based, and balancing charges can be included in fixed, energy-based or capacity-based components.

    ii. The nine other countries apply mixed tariffs, with both tariffs for withdrawal and tariffs for injection. It should be noted that in some cases only specific cost components (system services, losses) are (partly) allocated to injection.

2.5 Other costs related to the transmission network's management

40. By other costs related to the transmission network's management, we mean the costs related to the provision and activation of system services as well as the costs associated with electricity losses which would not be already covered by the TSOs (and subsequently charged as part of the tariffs). They are instead borne directly by the market players (balancing parties, consumers, producers, etc.). The costs related to the settlement of their own imbalance are disregarded (we assume that the storage facility is perfectly balanced).

41. First, regulations within European countries do not impose the same obligations to network users in terms of provision of system services. In most countries, they are remunerated while they are mandatory and not remunerated in some of them. The latter case only appears in Finland, Sweden and Denmark for voltage control and France for black start (see section 5.1 in the appendices). Confidential data provided by the CREG was used to estimate the related costs of opportunity to provide these services in those countries. The details are shown in the corresponding appendices.

42. Second, most of European countries (including those in our benchmark) directly cover loss costs through their tariffs. On the contrary, it is not the case in Belgium and in Great Britain. In both countries, a relatively similar methodology is applied. It provides that the balancing responsible parties (BRP) cover the losses in kind:

    a. In Belgium, the BRPs (or ARPs) must contribute in kind for each MWh withdrawn from the grid within their perimeter. In a simplified way, this means that each consumer willing to consume 1 MWh must buy for a little more, thus covering the anticipated losses. It should be noted that the loss multipliers[19] are differentiated between peak hours and long-off peak hours.

    b. In Great Britain, a similar methodology is applied but it concerns both withdrawal and injection: each producer must inject more into the system that what it actually sells. The loss multipliers are not differentiated by tariff period but there are two distinct multipliers for injection and withdrawal. Local differentiation is also expected for 2018.

43. For both countries, we estimate the extra cost to compensate for losses in a similar way: for each hour of the year, we apply the hourly day-ahead price of electricity[20] to the extra amount of energy that the storage facility must produce to cover the loss but cannot sell (in injection mode, in Great Britain only) or must buy in extra without storing it (in withdrawal mode, in Belgium and in Great Britain)

[19] If loss multiplier = 1.05, this means that the consumer must pay for 0.05 MWh more each time it consumes 1 MWh – losses at estimated at 5%.
[20] The spot prices were collected from MY.ELEXYS.BE and NORDPOOL.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

3 Comparison of transmission network costs between countries of the benchmark

44. This section presents the main results of the benchmark. In line with section 2.2, the first sub-section describes the results for configuration 1 (100-MW facility connected to EHV), as well as the focus on pumped storage. The second subsection describes the benchmark for configuration 2 (1-MW facility connected to HV).

45. All the average levels of costs presented on the figures are calculated by considering one value for each country. In countries where there are several scenarios of transmission network costs (for instance Austria, Germany and Great Britain), we consider an average value for the country.

3.1 Configuration 1 – Benchmark of transmissions tariffs on the highest voltage level (100 MW storage facility)

3.1.1 Aggregated transmission network costs

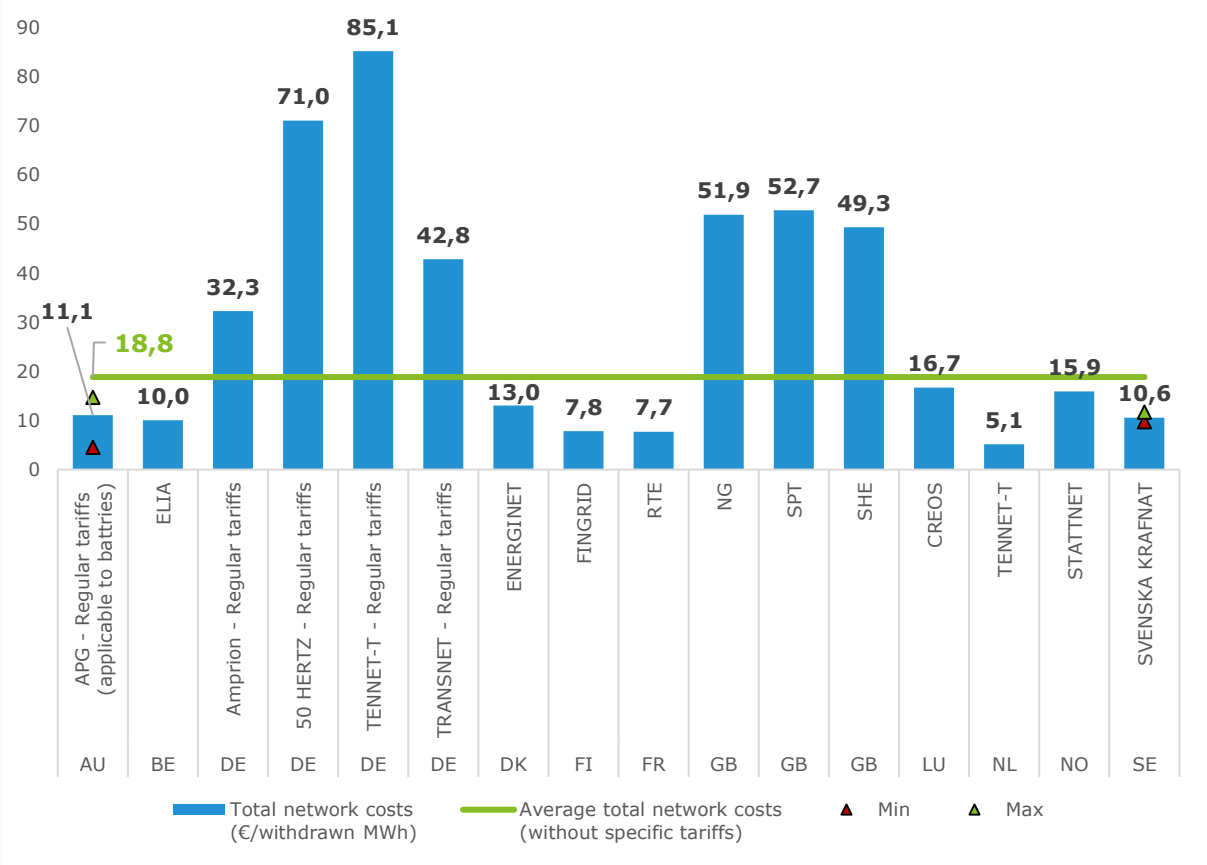
46. Figures 3 and 4 provide a comparison of the unit costs borne by the idealized storage facility in each country of the benchmark, for every scenario. The results are expressed in €/MWh "withdrawn" from the EHV grid. On the first figure hereafter, the scenarios corresponding to the specific regulations for storage in Germany and Austria are not presented yet. The levels of costs for these countries are the ones that would be incurred by the idealized facility if there were no specific regulations. As a reminder, the costs that are considered in the study are: (i) transmission tariffs (including tariffs corresponding to losses, balancing and system services) or charges and (ii) other network management charges[21]. We use "transmission network charges" or "transmission network costs" in reference to the sum of these two components hereafter.

[21] Reminder: the costs related to the procurement of frequency control, voltage control, and black-start, compensation of losses which are not passed on through the tariffs by the TSOs and are directly borne by the network users. Settlement of the plant's eventual imbalances are disregarded.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

47. The results[22] indicate that the transmission network costs are very different depending on the studied country. Interestingly, the regular transmission network costs in Germany when the special regulation for storage is not considered are particularly high. Indeed, the average transmission network cost for the four TSOs in Germany is 57.8 €/MWh while the average transmission network costs across the studied countries is around 19 €/MWh. Great Britain is the country with the second highest transmission network costs with an average of 51.3 €/MWh for all three TSOs[23]. On the other hand, the Netherlands has the lowest transmission network costs at 5.1 €/MWh. Belgium appears to be relatively well positioned in terms of transmission network charges compared to the other countries of the benchmark. It has one of the lowest costs at 10.0 €/MWh.

Figure 3. **Total transmission network costs incurred by the idealized storage facility (when the specific regulations in Germany and Austria are not considered) (in € per MWh withdrawn equivalent) (configuration 1)**



[22] In Germany, France and the Netherlands, transmission tariffs reductions are applied to industrials with a particular load profile. These reductions might mitigate the relative high transmission network costs incurred in these countries, but are not taken into account in this report because the load profile of the storage facility does not correspond to the criteria for these reductions.

[23] The explanation for the particularly high tariffs in Germany and Great Britain seems to come from the inadequacy between the load profile of the plant and the capacity/energy split of the tariffs. Indeed, the load ratio of the facility is very low at around 10%, while the capacity-based component (especially for load in Great Britain and only for load in Germany) is very high in both countries. Had the plant shown a higher consumption in both countries for the same installed capacity, it would have been able to benefit from much lower unit tariffs.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

48. On figure 4, we present the transmission network charges incurred by the idealized storage facility in the countries of the benchmark when the special regulations in place in Germany and Austria are considered. Thus, figure 4 presents average for three categories of storage facilities:

    i. New pumped storage (after 2011) : pumped storage facilities for which specific tariffs in both Germany and Austria would apply

    ii. Old pumped storage (before 2011) : pumped storage facilities for which specific tariffs in Austria but not in Germany would apply

    iii. Batteries (after 2011) : other storage facilities, which benefit of specific tariffs in Germany but not in Austria

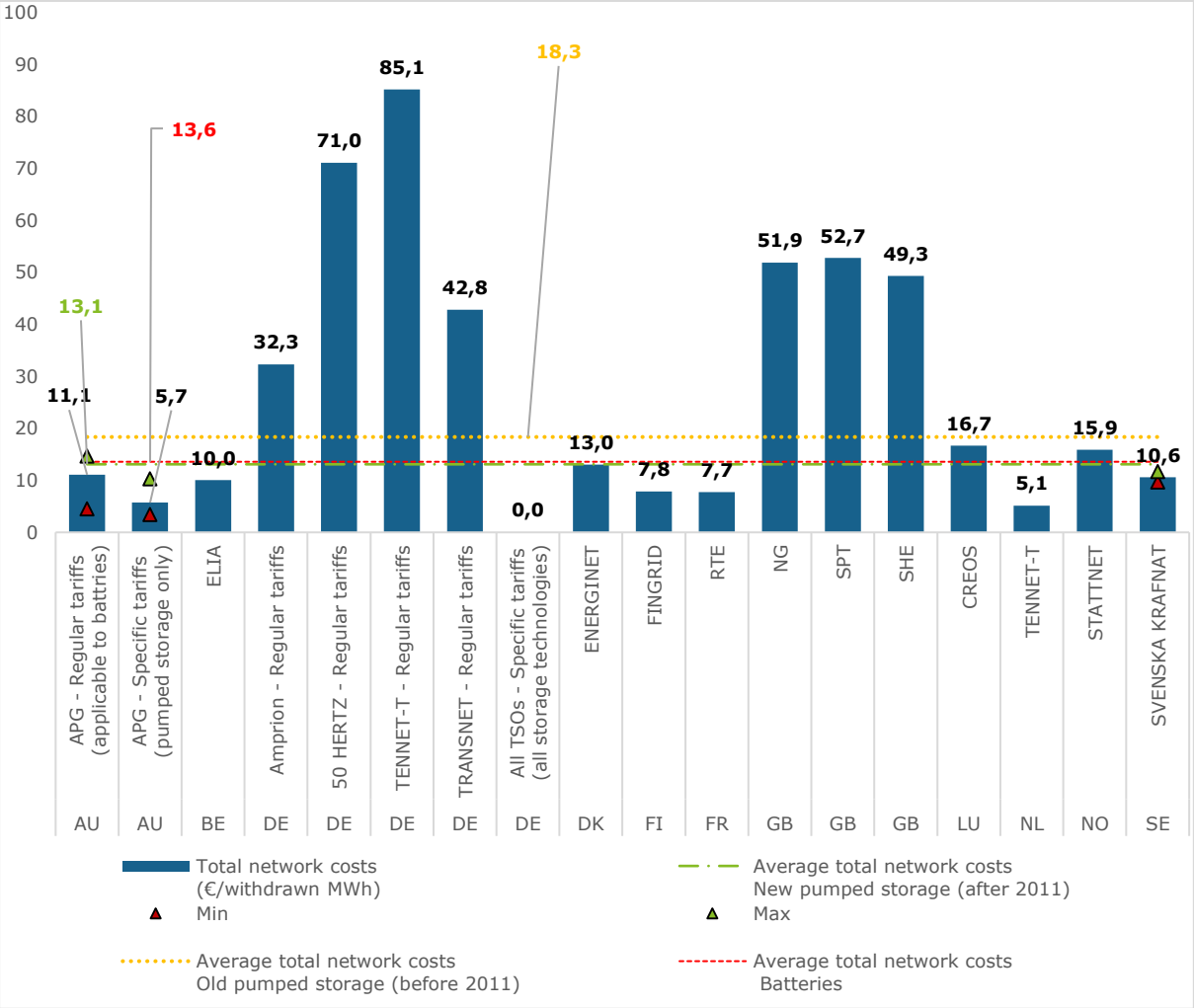
This split into three categories for the averages is used in this report and thus is valid for all the figures presented.

These special regulations provide significant cost reductions to storage facilities as illustrated on the figure. For instance, in Germany they benefit from a complete exemption of transmission network charges which constitutes an average saving of almost 60 €/MWh according to the previous results. Similarly, in Austria, the reduction leads to a decrease of 50%[24] in total transmission network charges compared to their average level of 11.1€/MWh.

[24] (11.1 – 5.7)/11.1 = 49%.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Figure 4. **Total transmission network costs incurred by the idealized storage facility (when the specific regulations in Germany and Austria are considered) (in € per MWh withdrawn equivalent) (configuration 1)**



49. Even in this case, transmission network costs incurred by the facility in Belgium seem to be relatively competitive compared to those incurred in other countries, particularly in Great Britain, Luxembourg and Norway. The average of transmission network charges for all countries (new pumped storage) is 13.1 €/MWh. Germany and Austria (thanks to their specific tariffs) as well as the Netherlands are the most competitive countries in term of transmission network costs[25]. It should be mentioned that the regular tariffs in Germany can still be applied to a storage facility if it does not meet the eligibility criteria for specific tariffs (see section 2.1). Great Britain presents particularly high transmission network costs compared to the other countries of the benchmark.

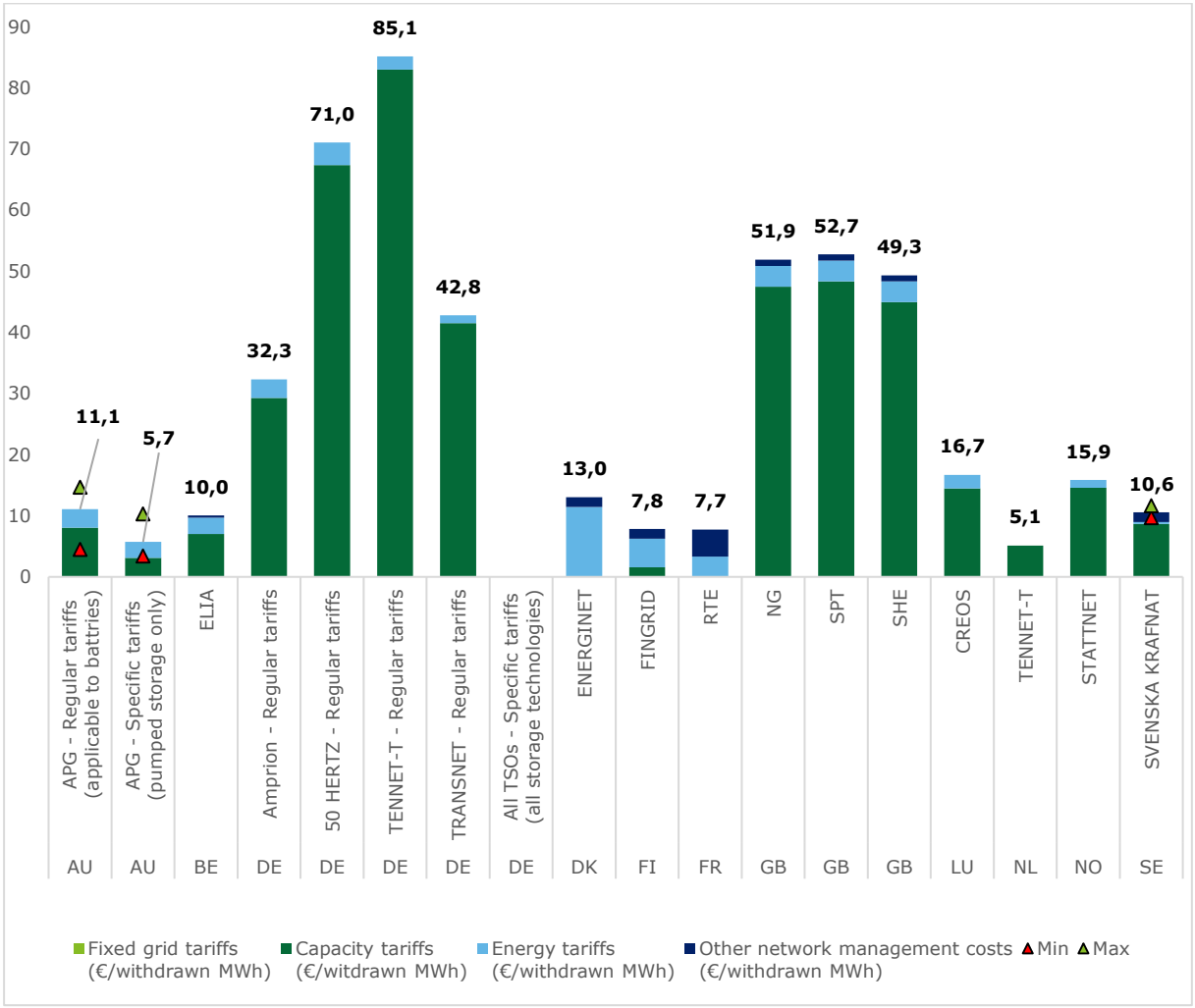
50. While these results provide a good overview of the aggregate levels of transmission network charges in the studied counties, they do not help understand and explain the observed differences. The next figure presents a breakdown of the total transmission network costs. The transmission charges presented for Germany are those paid by any regular producer or consumer connected to the transmission grid (i.e., without considering the special regime for storage facilities, since the charges are zero in this case).

[25] These results are based on the average of the three Austrian areas. In reality, the specific tariffs enable some of them to be much more competitive than others (and than the Netherlands, e.g. Voralberg with 3.6 €/MWh withdrawn).

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

51. Globally, the transmission tariffs (fixed grid tariffs, capacity-based tariffs and energy-based tariffs) appear to be the most important component of the total transmission network costs. They correspond to 94% of the total transmission network costs on average. Within the transmission costs, the capacity-based tariffs are generally the preponderant component when they exist (they represent about 70% of the transmission costs on average). As one can notice on figure 5, some countries such as Denmark and France do not have capacity-based tariffs. Their transmission tariffs therefore are only composed of energy tariffs and fixed grid tariffs.

Figure 5. **Breakdown of the total transmission network costs (in € per MWh withdrawn equivalent) (configuration 1)**



52. In the following section, we provide an analysis of the different components of the total transmission network costs.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

3.1.2 Breakdown of the total transmission network costs

Fixed transmission tariffs

53. We start by analysing the levels of fixed transmission tariffs (see figure 6). As mentioned in section 2.4, only part of the countries apply fixed tariffs, which essentially cover metering and management costs, but can also correspond to fixed elements regarding balancing services. It is still important to consider them, for even if the tariffs in other countries do not have an explicit component related to these costs, they are indirectly integrated in another cost component (capacity or energy tariffs).

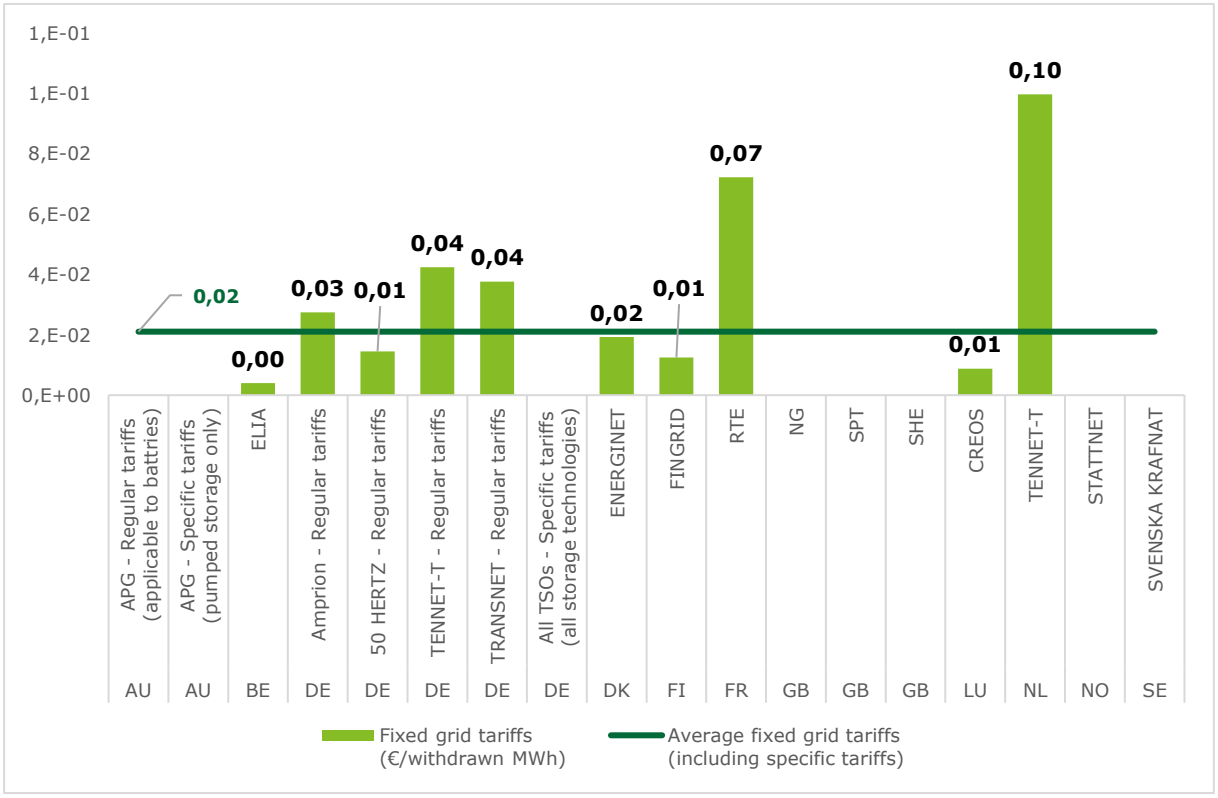
54. Except for Austria, Great Britain, Norway and Sweden, all the other countries of the benchmark apply fixed grid tariffs. The highest fixed grid tariffs are paid in the Netherlands (0.10 €/MWh) and France (0.07 €/MWh on average). At the other end of the spectrum, Belgium appears to have the lowest fixed tariffs (0.004 €/MWh)[26].

55. These estimated tariffs and the comparison above are only valid for the specific intake/offtake profile of the storage facility provided by the CREG (see section 2.2). Indeed, in order to be able to make a comparison between countries, we converted the fixed tariffs in €/year into variable tariffs in €/MWh, using the aforementioned profile. Therefore, any modification of this profile will lead to changes in the estimated levels of tariffs. This remark also applies for the capacity-based tariffs (see figure 7) that were converted from €/MW/year to €/MWh.

[26] In our study, we exclude from the fixed transmission tariff perimeter any cost which is related to the first connection and is actually sunk. This is mostly coherent with the way those tariffs are determined in most countries (they generally include only metering management costs and such). In contrast, we exclude from our benchmark the metering costs linked with the first connection in Belgium, which are imputed annually but are not coherent with our analysis perimeter.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Figure 6. Comparison of fixed grid tariffs (configuration 1)



© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Capacity-based transmission tariffs

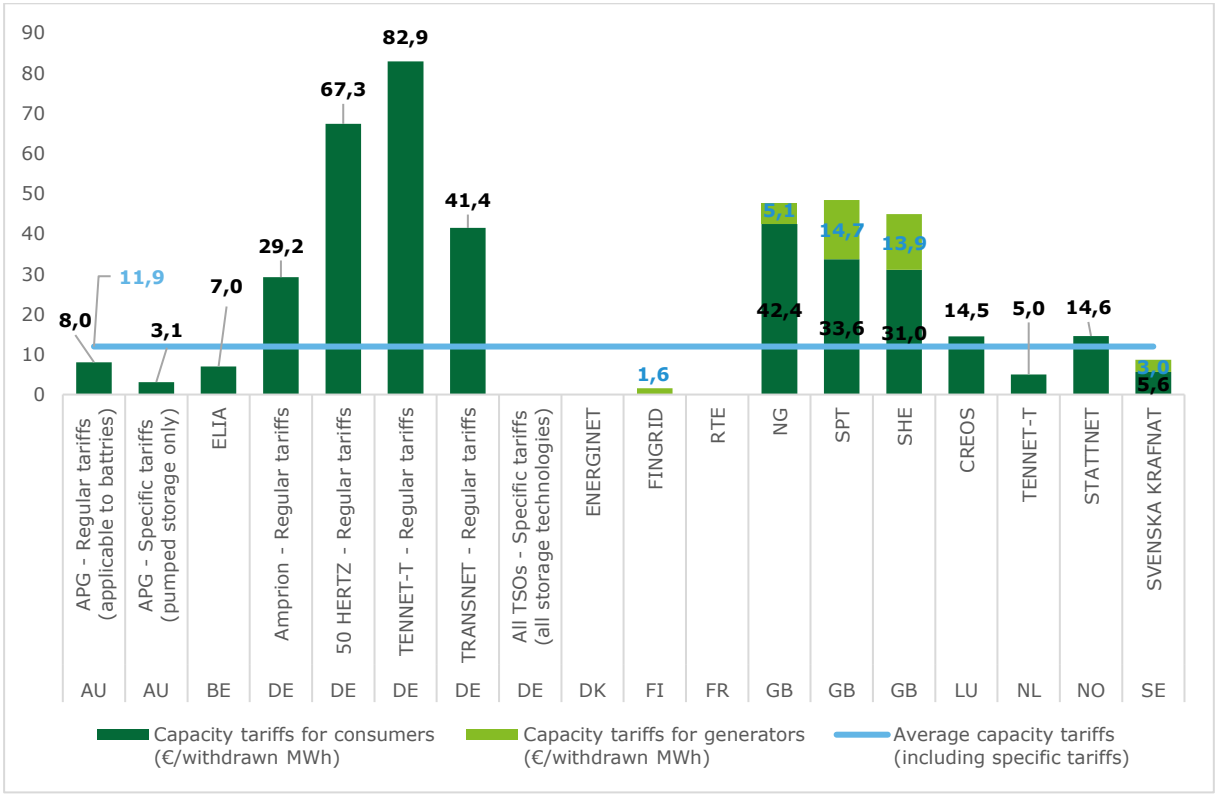
56. Almost all the studied countries apply capacity-based tariffs (except from France and Denmark). In most countries, this component has the greatest impact on transmission network costs for the idealized storage facility. On average, capacity-based tariffs represent around 70% of the total estimated transmission network charges in the different countries. In Belgium they amount to 68% of the total estimated transmission network charges paid by the storage facility.

57. Note that six countries apply the capacity-based tariff to load (i.e., consumers) only: Austria, Belgium, Germany, Luxembourg, the Netherlands and Norway. Finland applies a capacity-based tariff to generators only (while both injection and withdrawal are subject to energy-based tariffs, see figure 8). Great Britain and Sweden apply a capacity-based tariff to both generators and consumers (while only withdrawal is subject to an energy-based tariff in Sweden).

58. In absolute values, Germany (when the specific regime for storage is not considered) and Great Britain stand out as the countries with the highest capacity-based tariffs, with an average of 55.2 €/MWh and 46.9 €/MWh respectively. These high levels of capacity-based tariffs mostly explain why they display the most expensive total transmission network charges (see previous section). They are mostly due to the very low load ratio of the facility (around 10%). Hence, multiplying the load ratio by 2 (to 20%) would already enable to reduce the capacity charges by 50%.

    Belgium seems to be relatively well positioned with a capacity-based tariff of 7.0 €/MWh, while the overall average is around 12 €/MWh.

Figure 7. **Comparison of capacity-based tariffs (configuration 1)**



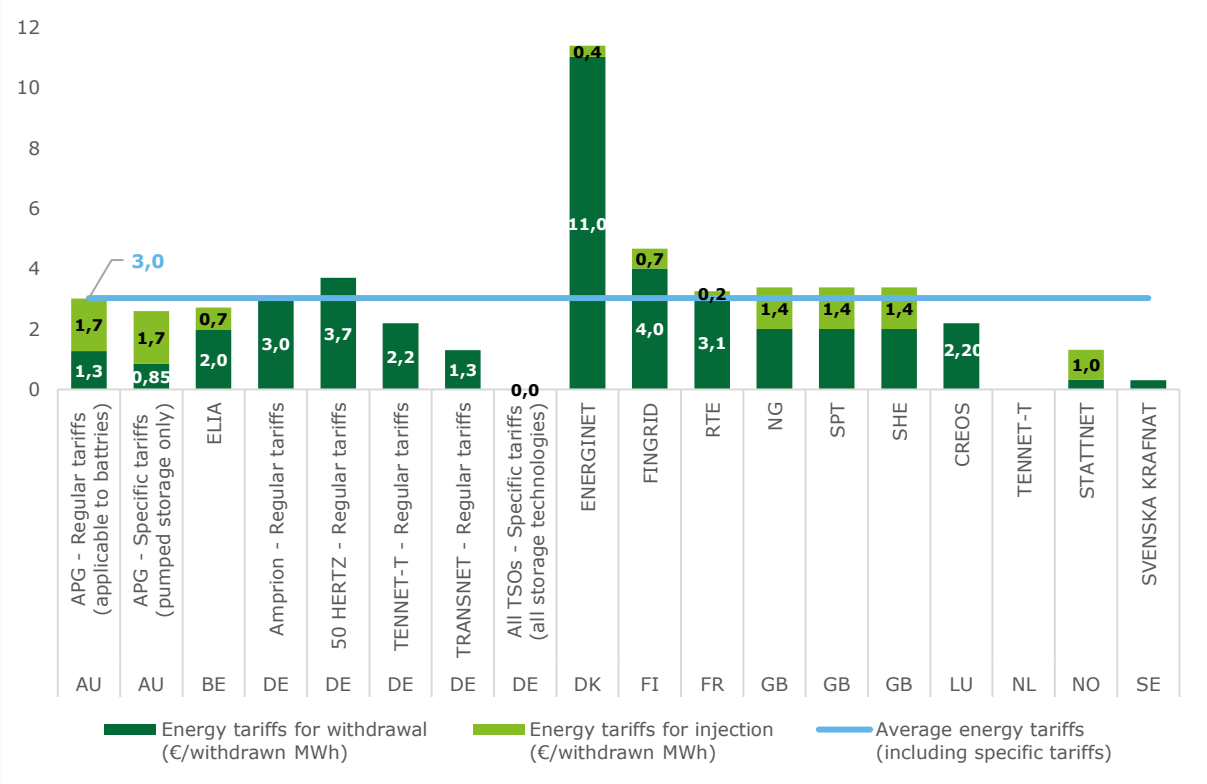
© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Energy-based transmission tariffs

59. The last component of transmission tariffs that influences the total transmission network costs incurred by the idealized facility is the energy-based tariff. Figure 8 hereafter shows the level of these tariffs in all the studied countries. Almost all countries (except the Netherlands) charge energy-based tariffs in their transmission network costs. These energy tariffs can be based on injection or withdrawals. In some countries, the TSO charges both injections and withdrawals (this is the case in Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Great Britain and Norway).

60. The level of the tariffs is very variable across the countries, the Swedish tariffs appear to be particularly low (0.3 €/MWh) compared to others. In Belgium, the global energy tariff is 2.7 €/MWh (2.0 €/MWh for withdrawals and 0.7 €/MWh for injections). The Belgian tariffs practically correspond to the average, but they are still lower than those in Germany (for 50Hertz and Amprion, when the specific tariffs are not considered), Denmark, France, Finland and Great-Britain.

Figure 8. Comparison of energy-based tariffs (configuration 1)



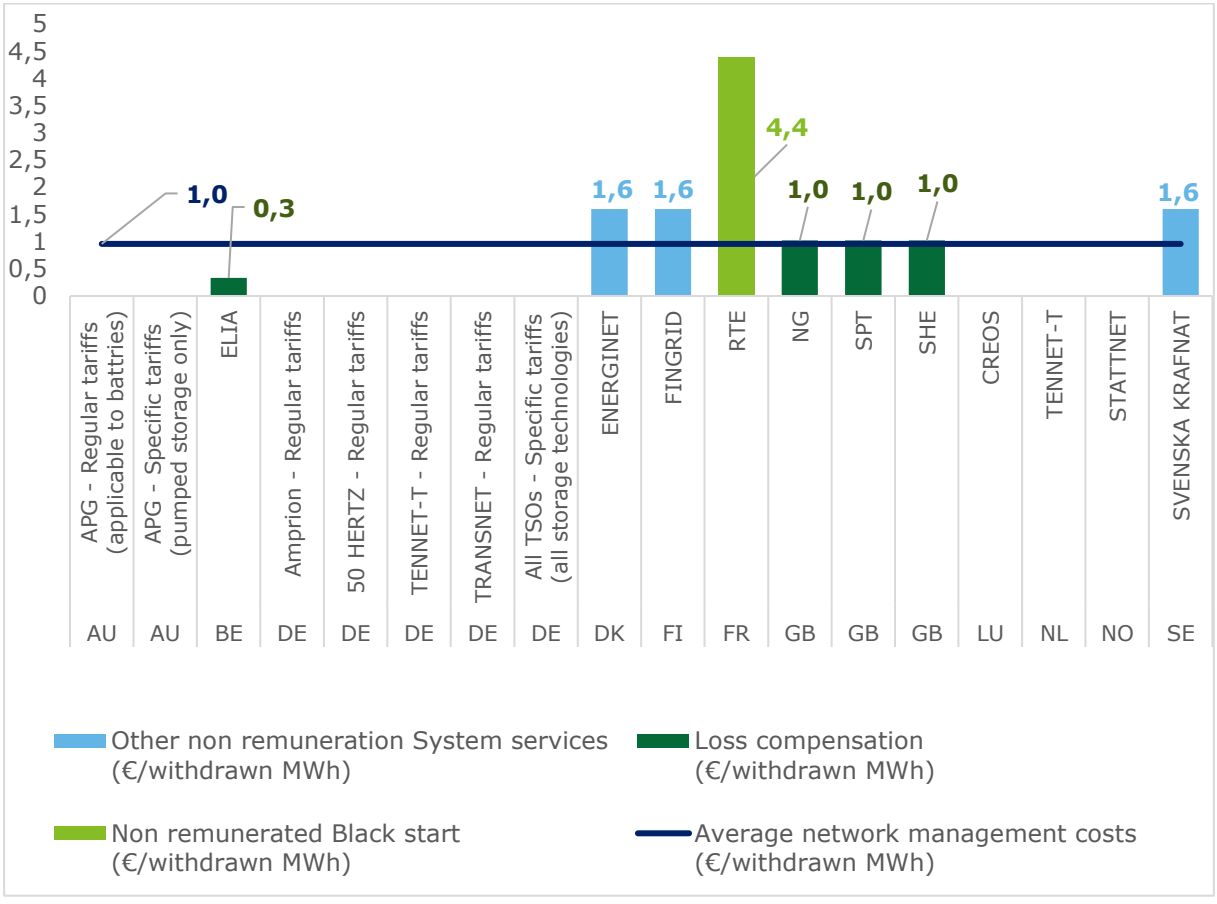
Other costs associated with transmission network management

61. As explained in section 2.4, the costs associated with the procurement of system services (black start, voltage control, etc., not considering the settlement of the plant's own imbalances) are compensated in almost every country of the benchmark, except in Finland, Denmark and Sweden for voltage control, and in France for black-start[27]. Therefore, they only affect charges in these four countries. As public data is missing, we based our analysis on data provided by the CREG (see section 2.5 for more explanations) and approximated the unit cost of the provision of voltage control at 1.6 €/MWh (withdrawn) and the unit cost of the provision of black-start to 4.4 €/MWh (withdrawn).

62. Following the same reasoning, the costs for the compensation of energy losses are not included in the Belgian and British tariffs, and thus have to be borne in these countries by the storage facility directly. The compensation of energy losses represents an estimated average cost of 0.3 €/MWh in Belgium and 1.0 €/MWh in Great Britain (0.4 €/MWh for withdrawn energy and 0.6 €/MWh for injected energy).

63. The costs associated with losses and system services do not influence in a significant way the total transmission network costs that would be incurred by the idealized storage facility in Belgium. For Great Britain, the valuation of losses is almost three times higher than in Belgium. However, it is mainly explained by the higher spot prices in the UK during the studied period (compared to Belgium).

Figure 9. **Comparison of other transmission network management charges (configuration 1)**



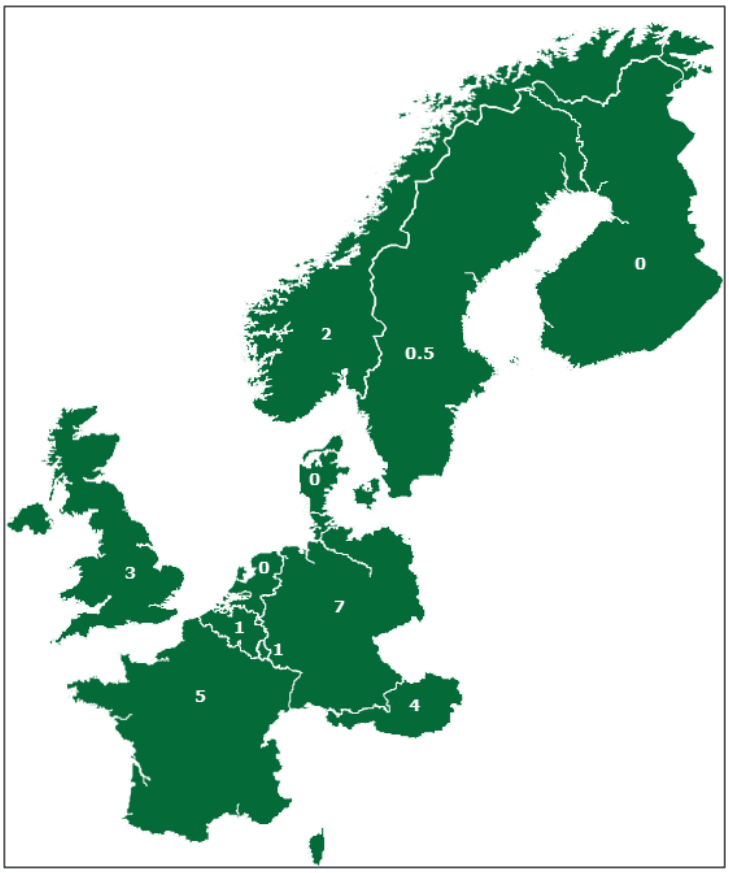
[27] Depending on some specificities of the power plant, see appendices for country specific details. We thus assume that the obligation only applies in configuration 1.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

3.1.3 Focus on actual (or potential) pumped storage

64. The objective of this subsection is to focus on pumped storage in particular, and to understand how pumped storage stations localized in Belgium would fare compared to other countries. In order to perform the most realistic analysis, the perimeter of countries is restrained to the countries where pumped storage is already developed (see figure 10) or presents significant potential[28]. This excludes Denmark, Finland, the Netherlands and Luxembourg[29].

Figure 10. Pumped hydro storage capacity in the selected countries (GW)



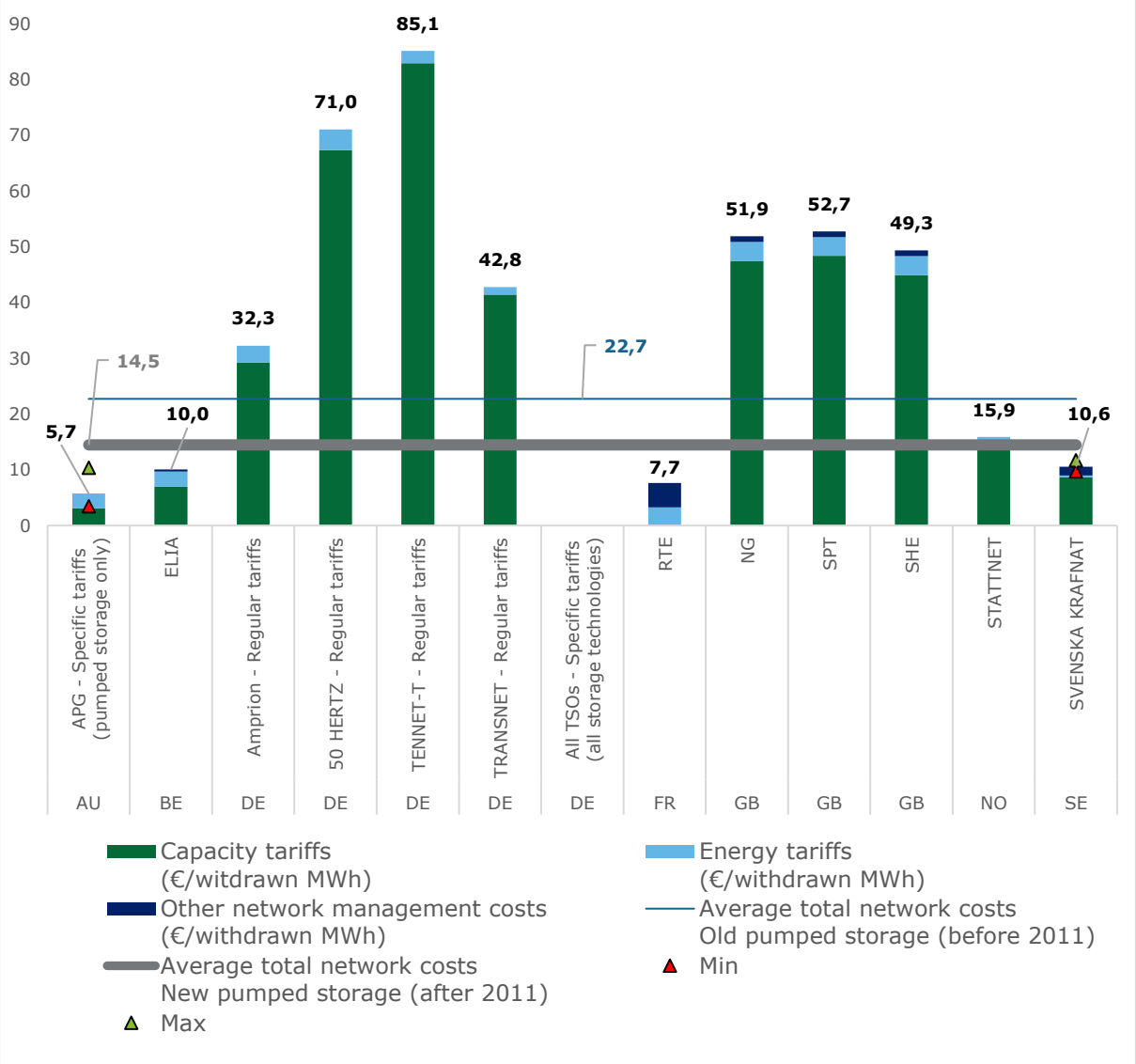
Source: DG ENER Working Paper, The future role and challenges of Energy Storage

65. On figure 11 hereafter, we present the total transmission network costs only for the countries where pumped storage is already developed (or presents significant potential). When focusing on these countries, the average total transmission network costs increases from 13.1 €/MWh (see figure 4) to 14.5 €/MWh for new pumped storage and from 18.3 EUR/MWh (see figure 4) to 22.7 EUR/MWh for old pumped storage. This increase is directly explained by the fact that the countries that are excluded (Denmark, Finland and the Netherlands) have relatively low transmission network costs. Even in the reduced perimeter studied in this section, Belgium still appears to be a country with competitive transmission network costs compared to the others.

[28] Source: eStorage project update, 19 October 2016.
[29] In practice, the existing pumped storage plant in Luxembourg is connected to the German Grid. As there is no other potential identified in the country, no pumped storage plant would in reality pay the Luxembourg transmission network costs. After discussions with the CREG and pumped storage operators in Belgium, network costs in Luxembourg are not included 3.1.3.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Figure 11. **Total transmission network costs in countries with pumped storage facilities**



3.2 Configuration 2 – Benchmark of transmissions tariffs on lower voltage levels (1MW storage facility)

66. The objective of this subsection is to describe the changes in the benchmark when the idealized storage facility is connected to a lower voltage level. In agreement with the CREG and in alignment with the technical standards in Belgium, a 70-kV level was selected. The analysis only considers the countries for which the plant would still be connected to the transmission grid, namely:

    i. Austria: the closest voltage level is 110 kV, but it actually includes all voltages from 36 to 220 kV

    ii. Belgium: the standard voltage level is exactly 70 kV

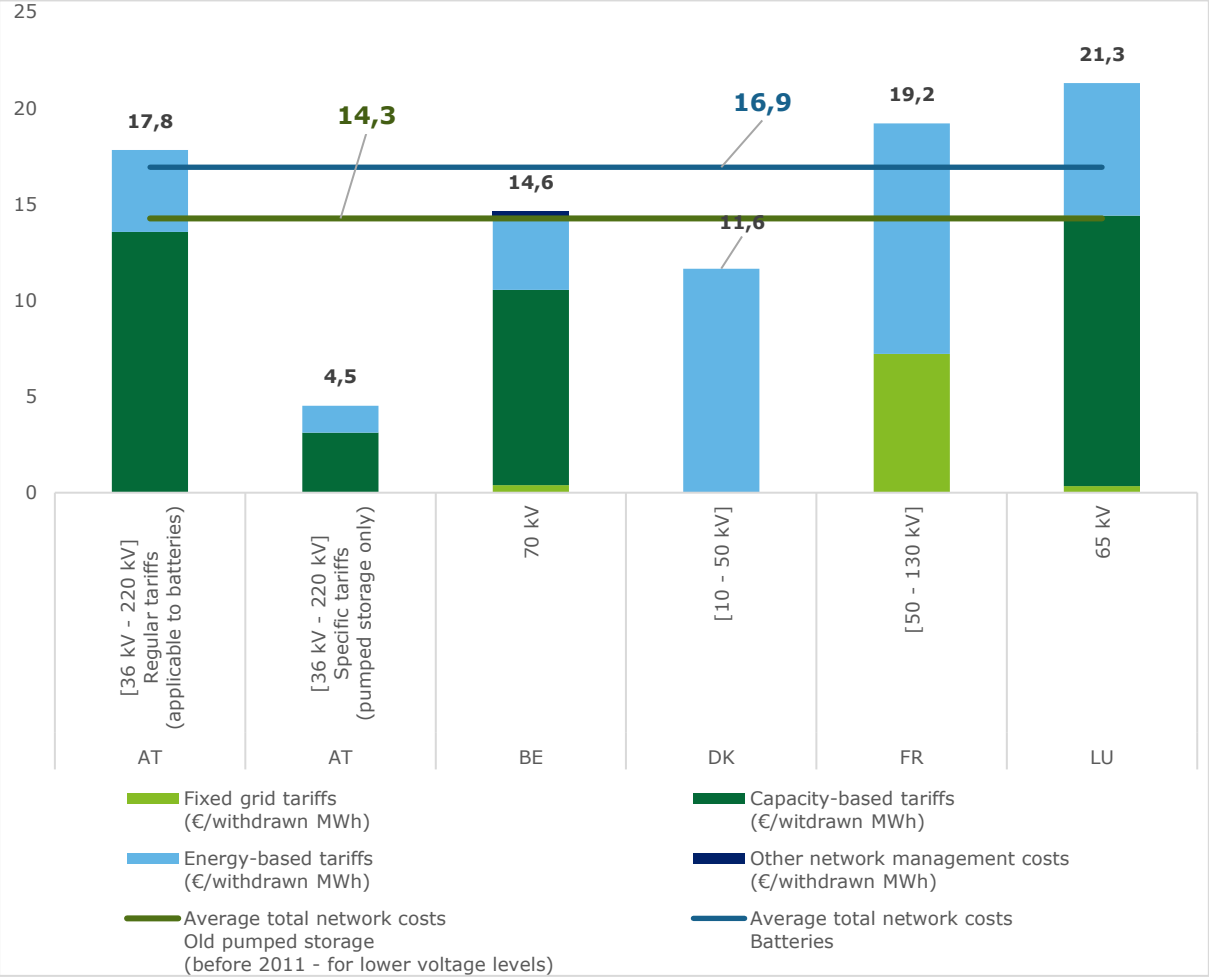
    iii. Denmark: the corresponding standard voltage range is 10 kV - 50 kV, but it actually includes all voltages lower than 132 kV

    iv. Luxembourg: the closest standard voltage level is 65 kV

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

v. France: HTB1 is the corresponding tariff of the TURPE 5 for the range (50 – 130 kV)

Figure 12. **Total transmission network costs for lower voltage levels in relevant countries (configuration 2, pumped storage only)**



67. First, the levels of transmission network costs observed on lower voltage levels are globally higher than in configuration 1 for the selected countries. Indeed, the average transmission network costs of the five selected countries for the highest voltage levels is around 11.8 €/MWh[30] whereas for the lower voltage levels it rises to 14.3 €/MWh (for both old and new pumped storage – with specific tariffs in Austria). This trend is not surprising as transmission network charges are usually inversely correlated to voltage levels (i.e., they increase when the voltage level decreases). A storage facility that is connected to low voltage levels will thus bear more transmission network costs than an equivalent facility that is connected to a higher voltage level.

68. Second, looking at the relative position of Belgium, the results indicate that the transmission network costs for the considered transmission network voltages are the fourth highest within the selected countries. Only Luxembourg and France have higher transmission network costs than Belgium for the 70-kV voltage when the specific tariffs for pumped storage in Austria are taken into account.

69. Considering a lower voltage level modifies the comparison between Belgium and some other countries of the benchmark with regard to competitiveness of total transmission network costs for storage facilities. For instance, while Belgium appears to have lower transmission network costs than Denmark for the extra high voltage levels, it is no longer true for the 70-kV voltage

[30] This value was calculated by adapting the size of the storage facility to 1 MW, in order to ensure correct comparison.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

level. On the contrary, while Belgium appears to have higher transmission network costs than France for the extra high voltage, it is no longer true for the 70-kV voltage level.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

4 Conclusion

70. In conclusion, our analysis provided a rigorous methodology for the comparison of transmission network costs incurred by an idealized storage facility in a selection of European countries: Austria, Belgium, Denmark, France, Finland, Germany, Great Britain, Luxembourg, the Netherlands, Norway and Sweden. A particular focus was given to the relative position of Belgium compared to the other countries in terms of transmission network charges. In light of the benchmark that was carried out, several conclusions can be drawn with regard to the two questions asked by the CREG (see section 1.2).

71. First, the only countries that have special regimes for storage facilities are Germany and Austria. In Germany, the special regime introduced in 2011 provides a total exemption of transmission network charges (more precisely the transmission tariffs component) for storage facilities under certain circumstances[31]. Similarly, in Austria, pumped storage facilities benefit from a reduction of more than 50% of transmission tariffs since 2012.

72. In some countries, storage facilities (as well as other transmission network users) are submitted to non-remunerated obligations related to the provision of services such as voltage regulation or black start. For instance, in Finland, Sweden and Denmark, transmission network users are obliged to provide voltage control but are not compensated for that. In France, some power plants can have a contractual obligation to provide black start services with no compensation. The costs associated with these non-remunerated obligations were taken into account in the total costs borne by the storage facility in order to ensure a rigorous comparison between countries. Indeed, they are actually incurred by the storage facility, even if they do not explicitly appear in the transmission tariffs.

73. Compared to the other European countries of the benchmark, the total transmission network charges incurred by the idealized storage facility in Belgium are 45% lower than the overall average when the special regimes in Germany and Austria are not taken into account. Even when these regimes are considered, the transmission network charges in Belgium are 24 to 22% lower than the overall average. In fact, among the countries where there is no special regime for storage, the transmission network costs in Belgium are amongst the lowest (10 €/MWh), only preceded by those in Finland, France and the Netherlands.

74. The differences in transmission network charges that are observed across the countries are mainly explained by the capacity-based component of the transmission tariffs. Indeed, this component represents about 70% of the total transmission network costs in each country. In addition, it appears that regular transmission network charges in Germany and Great Britain are particularly high. The exemption of transmission tariffs granted to storage facilities in Germany represents a considerable advantage in this regard.

75. Second, in terms of competitiveness, storage in Belgium does not seem to be disadvantaged regarding the transmission network charges compared to the other studied countries. This conclusion is even stronger when the comparison is limited to the countries with pumped storage facilities. However, it is important to keep in mind that the results of this study depend on of the particular intake/offtake profile of the considered storage facility. Indeed, all the capacity tariffs and fixed grid tariffs that were translated in €/MWh could vary significantly, whether the facility injects or withdraws electricity in another way.

76. The results of the benchmark do not highlight any differences in terms of transmission network charges between pumped storage facilities and other storage technologies (such as batteries), except for Austria where the specific tariffs only apply to pumped storage facilities. In Germany, the transmission network charges reduction concerns any storage technology. Therefore, the conclusions regarding storage and its competitiveness in Belgium compared to the other countries are valid regardless of the considered storage technology.

[31] If the storage facility has been built after August 4th, 2011 or if the pumped hydro storage facility has seen its capacity increased by at least 5% after August 4th, 2011.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

77. Third, the conclusions above only apply to the extra high voltage level of the transmission network (highest voltage levels in the studied countries). The comparison can be modified if the idealized storage capacity is connected to a lower voltage level instead (but still on the transmission network). We analysed the transmission network costs that would be incurred by a storage facility of 1 MW if it were connected to a lower voltage level (set at 70 kV here). This analysis was limited to the countries in which this voltage was on the transmission network: Austria, Belgium, Denmark, France and Luxembourg. In this particular case, Belgium is the median country and its transmission network costs (14.6 €/MWh) are close to the average (14.3 €/MWh for pumped storage facilities, which would benefit of specific tariffs in Austria). This is in contrast with the conclusions regarding the case where the storage facility is connected to the extra high voltage level.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5 Appendices

5.1 Country-specific details

5.1.1 Austria

78. The Austrian transmission and distribution network is divided into seven levels. Level 1 corresponds to the highest voltage (i.e Extra-High Voltage) while level 7 is the lowest.

79. For level 1, the transmission network is divided into three area: Austrian, Vorarlberg and Tyrol. The lower the voltage level, the more areas there are. Table 2 summarizes the technical characteristics of Austrian transmission network regarding its voltage level.

Table 2. Description of voltage levels in Austria

Grid level	Nominal voltage	Operator
1	[220 – 380] kV (EHV)	TSO
2	Transformation from EHV to HV	TSO
3	[36 – 220[kV (HV)	TSO
4	Transformation from HV to medium voltage	TSO
5	]1 – 36[kV	TSO
6	Transformation from medium to low	TSO
7	< 1 kV (low voltage)	DSO

80. There are two TSOs in Austria: Austrian Power Grid (APG) and Voralberger Ubertragungsnetz (VUEN). While APG is operating the Austrian and Tyrol areas (on network level 1), VUEN is responsible for Voralberg area for network level 1.

81. Austria applies specific transmission network charges for pumped storage stations, for all voltage levels. These specific transmission network charges are used in our benchmark to elaborate the scenario "APG specific tariffs". Table 3 summarises these specific charges.

Table 3. Austrian specific transmission network charges for pumped storage stations

Energy (load)	Capacity
Cent of € per kWh withdrawn	*Cent of € per kW*
0.085	100

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

82. These specific tariffs replace the "net component energy" and "net component capacity" described below in Table 4. Pumped-hydro storage thus have to pay the other network charges described in Table 4, except these two components.

83. In order to be as accurate as possible, we also presented an alternative scenario with the Austrian regular transmission network charges for the idealized storage facility. This would be the valid scenario to consider to study the transmission network charges of batteries. Thus, the corresponding data are presented in paragraph 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93.

84. Besides, tariffs are zonal in Austria and are differentiated per TSO and per area, for each voltage level. However, in the results of our benchmark presented in section 3, we choose to present an average transmission network charge (of all areas at the chosen voltage level) for APG only. Indeed, while VUEN operates Voralberg area, it is APG and the Austrian regulator which fix network tariffs[32].

85. As explained in sections 2.2 and 2.3, our study is only focused on level one (220 to 380 kV, valid for configuration 1, made of 3 areas) and level three (36 to 220 kV, valid for configuration 2, made of 8 areas) of the Austrian transmission network. Therefore, the following sections only present the tariffs at these levels.

Transmission network charges in Austria for grid level 1

NB: In alignment with configuration 1 (see section 2.2), the following information is used to simulate the tariffs of a 100-MW battery facility connected to the EHV grid.

86. The Austrian transmission network charges for level one are made of four main components paid only by withdrawers :

    (1) A "gross component", which is an energy-related charge for the transmission network usage, expressed in cent of €/KWh. As this component is only to be paid by network operators, it is thus not taken into account in our study.

    (2) A "net component energy", which is an energy-related charge for the electricity passed on to the transmission network users directly connected to grid level 1, expressed in cent of €/kWh.

    (3) A "net component capacity", which is a capacity related charge that corresponds to the share per kW of the power passed on to the transmission network users, expressed in cent of €/kW.

    (4) A provision charge in €/kW

87. A loss component is also distinguished in the charges for each area and is paid by both injection and withdrawal. Therefore, losses are directly included in the transmission network charges.

88. In addition, charges for system services are also paid by generators with an installed capacity of more than 5 MW. They have been taken into account in our benchmark[33].

[32] Transmission network charges can be found both on APG's website (http://www.apg.at/en/market/electricity-market/tariffs) and in the electricity system charges ordinance. The Austrian regulator sets the network tariffs based on the costs and volumes of the TSOs subject to regulation.
[33] For power plants with a minimum capacity > 5MW. We decided to take these charges in consideration for the first configuration (100-MW technology-undefined storage facility connected to EHV, i.e. grid level 1).

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

89. Table 4 provides the main figures used in the calculation of the unit transmission network tariff presented in section 3 or our report.

Table 4. Austrian transmission network charges for network level 1

TSO	Area	Net component Energy (€/MWh)	Net component capacity (€/MW)	Provision charges (€/MW)[34]	Network charges for losses compensation (€/MWh)[35]	Network charges for system services (€/MWh)[36]
		Withdrawal only	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Withdrawal and injection*	*Injection only*
APG	Austrian	0.85	5200	8700	0.31	1.98
APG	Tyrol	1.74	13600		0.31	1.98
VUEN	Voralberg	0.28	2700		0.31	1.98

Transmission network charges in Austria for grid level 3

NB: In alignment with configuration 2 (see section 2.2), the following information is used to simulate the tariffs of a 1-MW battery facility connected a lower voltage grid equivalent to 70 kV.

90. As for grid level 1, transmission network charges for grid level 3 in Austria depend on the geographic location of the customers. However, there are not three but eight areas for this voltage level.

91. Unlike the level 1 tariffs, the charges at level 3 depend on the generation and consumption schedules. Four time periods are thus distinguished and summarized in Table 5.

Table 5. Time periods for tariff differentiation in Austria, grid level 3

Name of the period	Details of the period
Summer High Tariffs	From April 1st to September 30th, from 6am to 10pm
Summer Low Tariffs	From April 1st to September 30th, from 10pm to 6am
Winter High Tariffs	From October 1st to March 31th, from 6am to 10pm
Winter Low Tariffs	From October 1st to March 31th, from 10pm to 6am

92. With the data provided by the CREG for the idealized storage facility, we calculated the number of MWh withdrawn by the facility from the transmission network for each period. Then, we valued

[34] Paid by pumped-storage facilities
[35] Paid by pumped-storage facilities
[36] Paid by pumped-storage facilities

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

the tariffs presented in Table 6 with the ratio (MWh withdrawn from the grid for the studied period/total of MWh withdrawn from the transmission network). This calculus is made in order to estimates the charges in € per withdrawn MWh paid by the idealized facility in the entire year.

93. It should be noted that contrary to grid level 1, we do not present the transmission network charges for system services, which would be only paid by plants with a capacity higher than 5 MW in the Austrian, Tyrol and Voralberg areas.

Table 6. Austrian transmission network charges for grid level 3

Area	SHT in euros per MWh	SLT in euros per MWh	WHT in euros per MWh	WLT in euros per MWh	Provision charges in euros per MW	Network charges for losses compensation (€/MWh)
	Withdrawal only	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Withdrawal and injection*
Burgenland	4.2	3.7	4.2	3.7	12000	0.28
Kärnten	4.7	4.7	4.7	4.7	13980	0.38
Niederösterreich	3.6	2.2	3.6	2.2	22400	0.83
Oberösterreich	3.7	3.6	4.0	3.6	11800	0.30
Salzburg	3.0	2.2	3.0	2.2	21680	0.83
Steiemark	3.7	3.7	3.7	3.7	11400	0.46
Tyrol	4.0	2.8	4.0	2.8	20000	0.38
Voralberg	4.6	3.4	4.9	3.6	29000	0.55
Wien	3.2	3.2	3.2	3.2	10290	0.36

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.2 Belgium

94. The Belgian Transmission System Operator is Elia. The voltage characteristics of the voltage levels in Belgium are summarized in Table 7.

Table 7. Description of voltage levels in Belgium

Nominal voltage	Operator
380 kV (EHV)	Elia
70 kV (HV)	Elia
30 kV	Elia
< 30 kV	DSO

95. The Belgian transmission network charges are fixed by the CREG and applied by Elia. The main information on Belgian transmission network charges are available on the CREG website[37].

96. The Belgian charges vary according to the level of voltage for which the facility is connected and according to the times. Table 8 summarises all these characteristics.

Table 8. Belgian transmission network charges characteristics

Voltage level	Monthly peak charges[38] (€/MW/months)	Annual peak charges[39] (€/MW/year)	Capacity put as disposal charges	System management charges (€/MWh)	Market integration charges (€/MWh)	Reserve charges (€/withdrawn MWh)	Reserve charges (€/injected MWh)
	Withdrawal only	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*	*Injection only*
EHV	266.1	4774.9	4617.4	0.4968	0.3604	1.1189	1.263364
HV	449	7774.3	7790.9	1.0024	0.3604	1.1189	1.263364

97. Elia provides each year on its website the percentage of active losses on the transmission network that have to be compensated by the Balancing Responsible Party. Table 9 highlights these percentages. To evaluate the charges incurred to the storage facility by the compensation of transmission losses, we applied these percentages of active losses to each withdrawn MWh from the transmission network to the Belgian hourly Day Ahead electricity spot prices in 2016[40]. Then, we derive the annual charges paid by the BRMs to compensate transmission losses and we convert it in euros per MWh withdrawn by the idealized storage facility.

[37] Available here : http://www.creg.be/fr/professionnels/acces-au-reseau/electricite-transport/tarifs-de-reseau-elia
[38] Calculus in our study are based on the 11st monthly peak capacity.
[39] Calculus in our study are based on the annual peak capacity.
[40] The equation is : $Losses\ valuation = Belgian\ DA\ spot\ prices\ in\ euros\ per\ MWh * percetange\ of\ active\ losses * energy\ withdrawn\ from\ the\ grid\ in\ MWh$

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Table 9. Transmission losses rates to be applied in Belgium, 2016

Period	Rate
Peak hours[41]	1,35%
Long-Off peak hours[42]	1,25%

[41] Week days, from 8am to 8pm.
[42] Every days, from 8pm to 8am + week-end and off-days

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.3 Denmark

98. To the best of our knowledge, there is no special regime for transmission network charges applied to storage facilities in Denmark. Thus, our research focused on the transmission network charges' structure applied in Denmark.

99. In addition, as of 2017, no pumped storage facilities are in operation in Denmark. This is why a scenario for transmission network charges paid pumped storage is presented without Danish charges in our study (configuration 3).

100. The Danish transmission network is operated by one TSO: Energinet. Energinet is operating more than 7,000 kilometres of power lines and cable with several voltage levels that are presented in Table 10.

Table 10. Description of voltage level operated by Energinet in Denmark

Nominal voltage	Operator
132 – 150 – 420 kV	TSO (Energinet)
10 - 50 kV	TSO (Energinet)
< 10 kV	DSO

101. Energinet transmission network tariffs are regulated by the Act on Energinet[43] and are monitored by the Danish Energy Authority. In the next paragraphs, we provide an overview of the main characteristics of the Danish transmission network charges.

102. The Danish transmission network charges are divided into two components:

(1) A consumption charge, which is a uniform tariff (there is no tariff differentiation between eastern and western Denmark). Consumption charges are divided in three:

(a) A "grid charge" for consumption which cover the costs related to the operation and maintenance of the high voltage transmission network (132 – 150 – 420 kV)

(b) A "system tariff"

(c) A "Public Service Obligation (PSO)", which is not taken into account in our study.

(2) A Production charge which is paid by the production units that operate on markets[44].

Users directly connected to the highest voltage level (132 – 150 – 420 kV) pay lower consumption charges than customers connected to the 10 – 50 kV transmission network. Our study presents scenarios for both cases. Table 11 summarizes the charges listed above, for a customer connected to this highest voltage.

[43] Available here : https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Market-Regulations
[44] Wind turbines and local cogeneration units are exempted from production tariffs.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

103. Danish users directly connected to the transmission network have to pay charges for balancing services that are summarized in Table 12.

Table 11. Transmission network charges in Denmark

Consumption tariffs (132 – 150 – 420 kV) (€/MWh[45])	Consumption tariffs (10 – 50 kV) (€/MWh)	Production tariffs (€/MWh)	System charges (€/MWh) *Withdrawal only*
7.665	7.906	0.403	0.03216

Table 12. Balancing tariffs in Denmark

Charges in euros/month	Charges on actual consumption (€/MWh)	Charges on actual generation (€/MWh)
201	0.17554	0.07909

104. Voltage control is not remunerated in Denmark. Therefore, we use the value provided by the CREG to simulate the cost incurred by voltage control for the idealized storage facility in Denmark (i.e. 1.6 €/withdrawn MWh).

[45] Conversion of Danish Krone into EUROS based on the exchange rate provided by the BCE on 1st August, 2017.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.4 Finland

105. To the best of our knowledge, there are no special transmission network charges applied to storage facilities in Finland. Thus, our research focused on the transmission network tariffs applied for both producers and consumers directly connected to the transmission grid.

106. The transmission network in Finland is operated by one TSO, Fingrid. Fingrid is responsible for the management of the High Voltage (110 – 150 kV) and the Extra-High Voltage levels (220 – 275 kV). Furthermore, there are no existing or potential pumped storage facilities in Finland (see section 3.1.3). We thus only include Fingrid as part of the benchmark of configuration 1. Therefore, we only detail the tariffs applied to the Extra-High Voltage in our study.

Table 13. Description of voltage levels operated by Fingrid

Nominal Voltage	Operator
220 – 275 (until 400) kV	TSO (Fingrid)
110 – 150 kV	TSO (Fingrid)
< 110 kV	DSO

107. Transmission network charges in Finland are publicly available on Fingrid website[46]. Tariffs vary according to the seasons and the time. They do not vary according to the location of the customer or the voltage level. Table 14 summarizes the seasonality characteristics of Finland transmission network charges.

Table 14. Description of seasonality and time differentiation in Finland

Name of the period	Details of the period
Winter week day	From December to February included, from 7am to 9pm (900 hours per year)

108. Transmission network charges in Finland are divided into:

(1) A grid connection charge which is a fixed charge in euros per year. This component is not included in our study.

(2) Power transmission charges, all expressed in euros per MWh, which are made of:

(a) A consumption charge, which is charged at every period of the year (both in winter and in other times). However, the level of the consumption charge depends on the period (Table 14 and Table 15).

[46] Here : http://www.fingrid.fi/en/customers/grid%20service/fees/Pages/default.aspx

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

(b) A charge for the injection of electricity into the transmission network ("fee for input into the main grid").

(c) A charge for the withdrawal of electricity from the transmission network ("fee for output from the main grid").

(d) A generation capacity charge for power plant with a net electricity power exceeding 1MW.

(e) Energy charges for short operating times, reactive power charges and reactive energy charges, which do not fall within the perimeter of our study.

Table 15 summarizes the transmission network charges applied in Finland which have been used to calculate the unit transmission network tariffs in euros per MWh in our study.

Table 15. Transmission network charges in Finland used for the calculation of the unit transmission network tariff

Component	Charge in euros per MWh	Charge in euros per MW
Consumption charge applied during the winter week days	9	
Consumption charge applied in other times	2.70	
Charge for injection of electricity into the transmission network	0.72	
Charge for withdrawal of electricity from the transmission network	1.09	
Generation capacity charge		1950

109. Voltage control reserves are not remunerated by TSO in Finland. As we did not find any public information on the cost associated with this system service, we chose, in agreement with the CREG, to use Belgium data to estimate an average unit charges for the management of the electric system in Finland. The estimation is based on the yearly cost paid by a pumped-storage station in Belgium.

Yearly cost incurred to the pumped storage facility in €	Conversion in euros per withdrawn MWh
2000	1.6

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.5 France

110. The transmission network in France is operated by one TSO, RTE. As of 1 August 2017, there is no public information on specific transmission network charges for storage facilities in France. However, it should be highlighted that France gives transmission network charges reductions (up to 90%) for "electro-intensive" industrials, especially with regard to their electric storage capacity on site.

111. As the idealized storage facility does not complete with the criteria of "electro-intensive" as defined in France, in particular concerning the load curve, we decided to not disregard these reductions in our study.

112. The transmission network in France begins at 50 kV and goes until 500 kV.

113. The transmission network charges in France (TURPE) are fixed by the CRE and applied by RTE[47]. The TURPE 5 started to be applied on 1 August 2017. The level and the time differentiation of the TURPE depend on the voltage level for which the facility is connected. The TURPE 5 does not distinguish charges with regard to the geographical location of the customer. Table 16 summarizes the main characteristics of the TURPE 5.

Table 16. Description of the TURPE 5

Name of the tariff	Voltage level	Time differentiation	Double component capacity-energy	Network
HTB3	350 – 500 kV	No	No	Transmission
HTB2	130 – 350 kV	Yes	Yes	Transmission
HTB1	50 – 130 kV	Yes	Yes	Transmission
HTA2	40 – 50 kV	Yes	Yes	Distribution
HTA1	1 – 40 kV	Yes	Yes	Distribution

114. The seasonality of the French charges is precise and should thus be highlighted (see table 17)

Table 17. Explanation of the time differentiation in France

Names of the period	Details of the period
Peak Hours	From December to February included, from 9am to 11 am and from 6pm to 8pm
Full hours	Week days, from 7am to 11pm
Off-peak hours	Every days, from 11pm to 7am + week-ends and off-days
High season	From November to March included

[47] The last version of the TURPE is available here : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_consommateurs/services_clients/tarif.jsp

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Low season	From April to October included

Transmission network charges related to the transmission of electricity in France

115. For HTB3 and HTB1, the TURPE is composed of :

(1) Management charges (for billing and contracts management)

(2) Metering charges (we assume that the idealized storage facility is not renting its metered and thus owns its own metering components)

(3) A charge for the injection of energy (only for HTB3)

(4) A charge for the withdrawal of energy

116. The only differences between HTB3 and HTB1 is that charges related to the withdrawal of energy are time differentiated in HTB1 while they are not in HTB3 and that HTB1 is more expensive (more than twice).

Box 1. Explanation of the annual withdrawal component in France for HTB3

For voltage level HTB3, the annual withdrawal component is only related to the energy consumption. The coefficient that has to be applied to the energy withdrawn from the grid to value the charges paid by the facility for HTB3 is equal to 0, 31 cent of euros per kWh.

For voltage level HTB1, transmission network charges are time differentiated and network users will pay a charge related to the energy withdrawn and a charge related to the capacity contracted.

The network user has to choose its consumption time profile (short use, medium use or long use of the network). As regards to the withdrawal characteristics of the idealized storage facility, we assume that it would choose the short-use tariff setting.

After its use profile chosen, the network user has to contract a capacity for each time period described in Table 17. Then, the calculus of the annual withdrawal components is made according to the following equation :

Annual withdrawal component = $A1 * P1 + \sum_{i=2}^{5} Ai * (Pi - Pi - 1) + \sum_{i=1}^{5} Ci * Ei$ where :

A_i is the coefficient for the power subscribe for the time i

P_i is the power subscribe for the time i

C_i is the coefficient for the energy withdrawn for the time i

E_i is the active energy withdrawn from the grid for the time i

Table 18 summarizes the value for each coefficient for the short use contract. To be the most realistic as possible, we calculated the MWh withdrawn from the transmission network by the idealized storage facility for each time period in France and we applied the formulae to derive a unit transmission network tariffs in euros per MWh for the energy withdrawn from the grid.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Table 18. Summary of coefficient for the short use contract

	Peak hours	Full hours/high season	Off-peak hours/high season	Full hours/low season	Off-peak hours/low season
Ai (€/MW/year)	2330	1940	1790	1070	580
Ci (€/MWh)	8.1	5.9	4.2	2.7	2.0

Transmission network charges related to the system management in France

117. In France, only some of the system services are remunerated by RTE :

a. frequency containment reserve and automatic frequency restoration reserve for frequency ancillary services,

b. and primary and secondary voltage regulation as well as the specific processing of the synchronous compensation for voltage ancillary services

118. Meanwhile, other system services such as black start are not remunerated while they can constitute obligations for some network users. The *Règlementation Technique* of RTE gives more clarification, hence stating that:

a. All capacities over 40 MW should be able to isolate themselves from the rest of the network. For hydropower, this implies dry running.

b. Some capacities might be required by RTE to procure black start services as part of their contractual obligations. Their identification will depend on their technical capabilities as well as the needs of RTE. To the best of our knowledge, however, black start obligations may only concern gas, nuclear and hydropower units.

119. As a result, we cannot foresee whether an idealized (pumped) storage facility will be subject to the black start obligation, all the more so as the idealized capacity is only 1 MW. Nonetheless, we arbitrarily assume for this report's calculations that our idealized facilities in configuration 1 and 3 (capacity of 100 MW, regardless of the technology type[48]) are indeed subject to the black start obligation and is not remunerated.

120. Based on confidential data provided by CREG, we estimate the cost of procuring and using the black start services at around **1500 € per day** of availability for a 100-MW storage facility. We also assume that the facility is available all year long for black start purposes.

121. Table 19 summarizes all the transmission network charges that we take into account in order to calculate the unit transmission network tariff in euros per MWh.

[48] If we relied strictly on information given by RTE, we would have to consider this case only for pumped storage. However, we assume here that RTE would adapt their contracting rules should a large battery plant be commissioned.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Table 19. Transmission network charges in France

Tariff component	HTB1	HTB3
Management charges (€/year)	8508.05	8508.05
Metering charges (€/year)	528.12	528.12
Energy injection charges (€/MWh)	0	0.2
Energy withdrawal charges (€/MWh)		3.1
Black-start charges (€/year)	547,500	547,500

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.6 Germany

122. The transmission network in Germany is operated by four TSOs: Amprion, Tennet-T, 50Hertz and Transnet. These TSO only operate the Extra-High voltage network. Table 20 summarizes the voltage characteristics of the German network.

Table 20. Description of voltage level in Germany

Nominal Voltage	Operator
220 – 380 kV	TSO (Amprion, Tennet-T, 50Hertz, Transnet)
< 220 kV	DSO

123. As introduced in the Energy Economy Act in 2011, new storage facilities (built after August 4th, 2011) and old storage facilities whose capacity increased by at least 5% are totally exempted[49] from transmission network charges in Germany. The exemption applies to facilities built after 4 August 2011 and expires 20 years after their initial start-up. Pumped-storage hydropower plants built before August 4th 2011 can only be exempted for 10 years after their initial start-up. In that case, it must be proven, that their capacity was increased by at least 5% or their turbine output was increased by at least 7.5% after the before-mentioned date.

124. The transmission network charges in Germany are different according to each TSO, but their structure is identical. They are composed of:

(1) An annual demand rate system, which differs whether the customers' utilization of the network is higher or lower than 2500 hours a year. With regard to the technical characteristics of the idealized storage facility, we assume that it would pay the annual demand rate for a utilization higher 2500 hours a year. The annual demand rate system is composed of:

(a) A demand rate in €/kW

(b) An energy rate, in cent of €/kWh

(2) A metering charge, in € per metering point and per year.

125. Table 21 summarizes the transmission network charges used in the calculation of the unit tariffs

Table 21. Transmission network charges in Germany

TSO	Demand charges (€/MW)	Energy charges (€/MWh)	Metering charges (€/year)
Amprion	3655	3.02	3431
Tennet-T	103680	2.2	5310
Transnet	51820	1.3	4708.9
50Hertz	84190	3.7	1815

[49] For twenty years for the new storage facilities and for ten years for pumped hydro storage with an increased of 5% of their capacity.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.7 Great Britain

126. As of 1 August 2017, there is no special regulation for transmission network charges applied to storage facilities in Great Britain. Therefore, storage is considered in the same way as other technologies for transmission network charging. However, within the energy transition context, OFGEM started in 2017 to be interested in the regulation of storage facilities. As regards, OFGEM has launched a public consultation. One of the main rational of this consultation is to redesign transmission network charges for pumped station. It is thus likely that the British charges will evolve in a near future.

127. Transmission network charges in Great Britain are divided into the Transmission Network Use of System Charges (TNUoS) and the Balancing Services Use of System Charges (BSUoS)[50]. The components of both charges are presented hereafter.

Transmission network use of system charges (TNUoS)[51]

128. The British transmission network is divided into 27 areas for the TNUoS charges applied to the generators and in 14 areas for the TNUoS charges applied to the consumers. They are all summarized in table 22 and in table 23. It should be noted that there is no clear correspondence between the two sets of areas. In our benchmark, the average transmission charge calculated for each TSO is based on a geographically pondered average of injection and withdrawal tariffs for all areas.

Table 22. Transmission network charges for generators in Great Britain

Area	Network charges
North Scotland	24.1
East Aberdeenshire	20.1
Western Highlands	22.1
Skye and Lochalsh	16.0
Eastern Grampian and Tayside	21.3
Central Grampian	25.4
Argyll	31.4
The Trossachs	21.2
Stirlingshire and Fife	14.1
South West Scotlands	18.8
Lothian and Borders	14.8
Solway and Cheviot	9.0
North East England	7.0
North Lancashire and The Lakes	3.9
South Lancashire, Yorkshire and Humber	2.7
North Midlands and North Wales	1.2
South Lincolnshire and North Norfolk	0.1
Mid Wales and The Midlands	-0.8
Anglesey and Snowdon	1.3

[50] Detailed informations on TNUoS can be found here : http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Approval-conditions/Condition-5/ and detailed informations on BSUoS charges can be found here : http://www2.nationalgrid.com/bsuos/ .

[51] All the figures presented in Table 22 and Table 23 are publicly available on National Grid website and can be found here : http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Approval-conditions/Condition-5/

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Pembrokeshire	4.2
South Wales & Gloucester	1.3
Cotswold	-3.2
Central London	-10.0
Essex and Kent	-3.9
Oxfordshire, Surrey and Sussex	-5.0
Somerset and Wessex	-6.1
West Devon and Cornwall	-5.7

Table 23. **Transmission network demand charges in Great-Britain**

Area Name	Charges in €/MW
Northern Scotland	33061.3
Southern Scotland	34078.7
Northern	43850.6
North West	50581.4
Yorkshire	50268.3
N Wales & Mersey	52314.4
East Midlands	53533.1
Midlands	55288.5
Eastern	55467.4
South Wales	50928.0
South East	58732.1
London	61449.0
Southern	59704.8
South Western	58083.6

129. Charges are also applied to generation for the use of substations. We assume that the idealized storage facility pays the charges for the 400kV level for configuration 1. They are summarized in Table 24.

Table 24. **Local substation tariffs in Great Britain**

Local Substation Tariff €/MW
400kV
85,10175
204,6565
267,8254
443,7824

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Balancing Services Use of System Charges (BSUoS)[52]

130. We applied the methodology provided by National Grid to calculate the BSUoS charges in Great Britain that would have been applied to the idealized storage facility in 2016[53]. The BSUoS charges is calculated with the following formula:

$$BSUoS\ valuation = BSUoS\ prices\ in\ euros\ per\ MWh * Volume\ of\ energy\ (injected\ of\ withdrawn) Half\ Hourly\ metered * Transmission\ Loss\ Multiplier$$

We used the public data available on the National Grid website as well as confidential data provided by the CREG about the volume of energy injected and withdrawn from the grid by the idealized storage facility to calculate the amount paid by the facility for the BSUoS. Table 25 summarizes the results.

Table 25. Results of BSUoS calculation

BSUoS for generators (€/year)	BSUoS for consumers (€/year)
1733.18	2505.91

Compensation of losses by generators and consumers

131. As electric losses are not directly included in the transmission network charges in Great Britain, we developed a methodology based on the regulation, which is explained in the paragraphs below.

132. The current regulation introduces Transmission Loss Multipliers to scale up (respectively, down) the metered injected volumes (respectively, withdrawn volumes) of Balancing Mechanisms Units. For a balancing perimeter with a single injection unit and a single withdrawal unit, the balancing equation becomes:

i. $BMU\ value_{pre-adjusted\ injected\ volume} * TLM_{injection} = BMU\ value_{pre-adjusted\ withdrawn\ volume} * TLM_{withdrawal}$

133. The TLM is derived from the following formula: $TLM = 1 + TLF + TLMO$, with TLF the transmission loss factor (to differentiate the allocation of losses between several BMUs or areas) and TLMO, which ensures that the responsibility of both injection and withdrawal is taken into account.

134. Until 1 April 2018, TLF is equal to zero and a uniform locational allocation of losses is performed. Meanwhile, TLMO is computed as the product of an average transmission loss factor and the responsibility factor, which differs for injection and withdrawal:

a. For injection, $TLMO = average\ loss\ factor * (-45\%)$, with 45% the responsibility factor for injection

[52] Historical data on BSUoS prices, that have been taken for the purpose of this study, can be found here : http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Historic-BSUoS-data/

[53] As of today, information on prices of BSUoS only provide the prices for the "Final Settlement". Therefore, BSUoS valuation may change in the future, with the publication of the "Recovery Settlement" prices.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

b. For withdrawal, $TLMO = average\ loss\ factor * (+55\%)$, with 55% the responsibility factor for withdrawal

135. For the present exercise, and following the publications made by British TSOs and Elexon, we assume an average loss factor of 2%. This yields the following TLM:

a. For injection, TLM = 1 – 0.009 = 0.991

b. For withdrawal, TLM = 1 + 0.011 = 1.011

136. Interpreting the balancing obligations of balancing perimeters in a simplified way, this means that the injection unit will only sell 0.991 MWh for each MWh produced. The rest will be reserved to cover estimated losses. This entails an extra-cost of **0.009** * selling price for each MWh injected into the grid. Meanwhile, each MWh withdrawn from the grid will cost an extra **0.011** * buying price.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.8 Luxembourg

137. The Transmission Network Operator in Luxembourg is CREOS. However, the only pumped storage facility in Luxembourg[54], geographically situated at the border with Germany, is operated by the German TSO Amprion.

138. As our study is focused on the transmission costs that would be incurred to the idealized storage facility in each country, we assume a connection to the Luxembourg transmission grid.

139. As explained in sections 2.3, we studied two scenarios for Luxembourg with regard to the voltage level for which the storage facility is connected. Table 26 summarizes the voltage characteristics of the transmission network in Luxembourg.

Table 26. Description of voltage level in Luxembourg

Nominal voltage	Operator	Appellation
220 kV	CREOS	EHV
65 kV	CREOS	HV
< 65 kV	DSO	Distribution Network

140. The voltage differentiation is particularly important in Luxembourg as the transmission network charges vary between the EHV (used to study configurations 1 and 3) and the HV (used to study configuration 2). The charges also vary according to the time of use of the network (higher or lower than 3000 hours per year). In this respect, table 27 summarizes the transmission network tariffs that have been used to calculate the unit tariffs in euro per MWh.

Table 27. Transmission network charges in Luxembourg

Level of voltage	Capacity charges (€/MW)	Energy Charges (€/MWh)	Metering charges (€/year)
	Withdrawal only	*Withdrawal only*	*Withdrawal only*
EHV	18020	2.2	1095.72
HV	17590	6.9	422.52

[54] Viandem pumped storage facility

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.9 The Netherlands

141. The Netherlands do not apply any special transmission network tariffs for storage facilities directly connected to the transmission grid. It is quite logical as storage is not well developed in the country (no pumped storage, batteries only in project). However, as our study is focused on an idealized storage facility, we also studied the transmission network charges in the Netherlands.

142. The transmission tariffs in the Netherlands, which are charged by TenneT, are made of two main components:

i. A tariff for connection (not taken into account in our study), which is divided into:

(1) An initial connection tariff (which is tailor made for every new connection)

(2) A periodic connection tariff

ii. A transmission tariff, which includes:

(1) A non-transmission-related consumer tariff (i.e. cost non-directly related to the transmission of electricity)

(2) A transmission-related consumer tariff, which consists in a unit price per kW depending on the operating time of the user (i.e. number of hours during which the connected party uses the transmission grid). The charges vary between a use > 600 hours or < 600hours. With regard to the technical characteristics of the idealized storage facility, we assume that the storage facility pays the charges for a use of the transmission network > 600 hours.

143. We studied the transmission network charges in the Netherlands for one levels of voltage: EHV. Table 28 highlights the voltage level characteristics of the transmission network in the Netherlands.

Table 28. Description of voltage levels in the Netherlands

Nominal voltage	Operator
220 – 380 kV	Tennet-T
110 – 150 kV	Tennet-T
< 110 kV	DSO

144. Since 2009, the Netherlands do not apply energy-relative tariffs, for both TSO and DSOs.

145. Table 29 summarizes the transmission network charges used in the calculation of the unit transmission network tariffs.

Table 29. Transmission network charges in the Netherlands

Voltage level	Fixed charges (€/year)	Capacity charges based on the actual maximum	Capacity charges based on the actual

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

		MW contracted per year(€/MW)	maximum MW contracted per month (€/MW)
EHV	12478.96	5640	650
HV	2760	16850	1630

5.1.10 Norway

146. The transmission network in Norway is divided into the "main grid" and the "regional grid". The regional grid, which also has high voltage transmission lines, links the main grid with the distribution grid. Therefore, the third level of the network is the distribution grid, operated by the Distribution System Operators, while the main grid is operated by Statnett, the Norwegian Transmission System Operator. Table 30 summarizes the voltage characteristics of Norwegian transmission network.

Table 30. Voltage description of Norwegian transmission network

Nominal voltage	Operator	Appellation
420 kV	Statnett	Main grid
300 kV	Statnett	Main grid
132 kV	Statnett	Main grid – Regional grid
< 132 kV	DSO	Distribution grid and local grid

147. Our researches do not allow us to find any information about a special network regime of charges for storage facilities directly linked to the EHV and HV networks in Norway. Therefore, we focused our study on the transmission network charges applied in Norway.

148. The only available information sources on Norwegian tariffs is Statnett website[55], where transmission network charges for 2014 are published. These are the transmission network charges that have been applied in our study to calculate the unit charges in euros per MWh.

149. The transmission network charges in Norway are divided into:

(1) An energy component, which reflects the "system load each customer inflicts on the grid when drawing or feeding power into the grid". In other words, the energy components reflects the transmission network losses incurred to a producer or a consumer. As data are missing weekly loss rates, we assume the same time differentiated loss rates as in Belgium (see section 5.1.2)

(2) 'Fixed' components, which is split into :

(a) Production charges (input charges), paid by the generators in €/MWh

(b) Consumption charges (output charges), paid by the consumers in €/MW

[55] Available here : http://www.statnett.no/en/Market-and-operations/Tariffs/Tariff-strategy/

150. Table 31 summarizes the transmission network charges used in our study.

Table 31. Transmission network charges in Norway

Production charges (€/MWh)	Consumption charges (€/MW)
0.01285574	18212.3006

151. According to the survey on ancillary services published by ENTSO-E in 2016, system services in Norway are remunerated by the TSO and thus not taken into account in our study.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.1.11 Sweden

152. The transmission network in Sweden is operated by the Transmission System Operator Svenska Kräfnat. Table 32 summarizes the voltage characteristics of the transmission network in Sweden.

Table 32. Description of voltage levels in Sweden

Nominal voltage	Operator
275 – 400 kV	Svenska kräfnat
220 kV	Svenska kräfnat
< 220 kV	DSO

153. Transmission network charges in Sweden vary according to the geographical location of the customers. In this regards, the country is divided into 150 areas. The logic behind this geographical division is that the main power generation facilities are located in the north of Sweden while the majority of the consumption is made in the south of the country. Therefore, transmission network charges are decreasing following a north-south axis.

154. The transmission network charges are divided into:

a. Capacity charges, related to the input or output capacity

b. An energy charge, which reflects, as in Norway, the electric losses of the transmission network.

155. Details about transmission network charges in Sweden are available here: http://www.svk.se/contentassets/53e8b6dcdf9e4e12811773a738f02f78/stamnatstariff-2017.pdf

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

5.2 Bibliography

5.2.1 TSOs and regulators websites: transmission network charges publications

http://www.apg.at/en/market/electricity-market/tariffs (Austria)

https://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen (Austria)

http://www.creg.be/fr/professionnels/acces-au-reseau/electricite-transport/tarifs-de-reseau-elia (Belgium)

https://www.transnetbw.com/en/energy-market/grid-access-and-charges/price-sheets (Germany - Transnet)

https://www.tennet.eu/electricity-market/german-market/grid-charges/ (Germany – Tennet-T)

https://www.amprion.net/Energy-Market/Grid-Customer/Grid-Charges/ (Germany – Amprion)

http://www.50hertz.com/en/Grid-Access/Grid-Access/Price-for-grid-use (Germany - 50Hertz)

https://en.energinet.dk/Electricity/Tariffs (Denmark - current transmission network tariffs)

https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Market-Regulations (Denmark - market regulation and transmission network charges methodology)

http://www.fingrid.fi/en/customers/grid%20service/fees/Pages/default.aspx (Finland)

http://www.fingrid.fi/en/customers/Balance%20services/fees/Pages/default.aspx (Finland)

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_consommateurs/services_clients/tarif.jsp (France)

http://www.creos-net.lu/downloads/conditions-generales/conditions-generales.html (Luxembourg)

https://www.tennet.eu/electricity-market/dutch-customers/about-tennet-tariffs/ (The Netherlands)

http://www.statnett.no/en/Market-and-operations/Tariffs/Tariffs-2014/ (Norway)

http://www.svk.se/en/stakeholder-portal/Electricity-market/Connecting-to-the-grid/tariffcharges/ (Sweden)

5.2.2 ENTSO-E & CEER

ENTSO-E, 2017. *Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017*.

CEER, 2016. *National reports*. Available here: https://www.ceer.eu/eer_publications/national_reports/national_reporting_2016

https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/Pages/default.aspx

5.2.3 Academic and reference studies

Benz, S., 2015. Grid-scale battery storage for variable renewable electricity in Sweden: a study of market drivers and barriers for grid-scale battery energy storage applications for the integration of wind power in Sweden. IIIEE.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Cambridge Economic Policy Associates, 2015. Scoping towards potential harmonization of electricity transmission tariff structures. Prepared for ACER.

Castagneto-Gissey, G., Dodds, P. E., 2016. Regulatory challenges to energy storage deployment, an overview of the UK market. UCL Energy Institute working paper.

CREG, 2015. Etude 1412: La rentabilité du stockage d'électricité en Belgique.

Eurelectric, 2011. Hydro in Europe: powering renewables.

Eurelectric, 2012. Europe needs pumped storage: five recommendations.

EUROBAT, 2016. Battery energy storage in the European Union: barriers, opportunities, services and benefits.

European Commission, 2012. The future role and challenges of energy storage. DG ENER working paper.

International Energy Agency: country report. Available on https://www.iea.org/countries/membercountries/

Pomper, D. E., 2011. Watts the future holds: Structuring and regulating electricity storage markets to benefit ratepayers. NRRI, 11-11.

PWC, 2017. A European comparison of electricity and gas prices for larges industrial consumers. Prepared for the CREG

Rangoni, B., 2012. A contribution on the regulation of electricity storage: the cas of Hydro-pumped storage in Italy and Spain. London School of Economics

Vasconcelos, J., Ruester, S., He, X., Chong, E., Glachant, J.M., 2012. Electricity storage: how to facilitate its deployment and operation in the European Union. A THINK report, prepared for the European Commission.

Wallnerström, C. J., 2016. The regulation of electricity network tariffs in Sweden from 2016.

© 2017 Microeconomix – a Deloitte network entity

Deloitte.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, a UK private company limited by guarantee, and its network of member firms, each of which is a legally separate and independent entity. Please see www.deloitte.com/about for a detailed description of the legal structure of Deloitte Touche Tohmatsu Limited and its member firms. In France, Deloitte SAS is the member firm of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, and professional services are provided by its subsidiaries and affiliates.

© 2018 Microeconomix. A Deloitte network entity

Confidential document