

Besluit

(B)1718

29 maart 2018

Besluit tot wijziging van het besluit (Z)141218-CDC-1109/7 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie

Artikel 12, § 2, 5, 8 en 9 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	3
1. WETTELIJK KADER.....	4
2. ANTECEDENTEN.....	5
3. RAADPLEGING	5
4. ANALYSE	6
4.1. MODULAR OFFSHORE GRID	6
4.1.1. Context	6
4.1.2. Hoger risico van de investeringen MOG.....	8
4.1.3. Aanpassing van de tariefmethodologie.....	11
4.2. OPSLAG.....	12
4.2.1. Context	12
4.2.2. Aanpassing van de tariefmethodologie.....	12
5. ARTIKELGEWIJZE TOELICHTING	14
6. BESLISSING.....	15
BIJLAGE 1	18
BIJLAGE 2	18

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) wijzigt hierna haar besluit (Z)141218-CDC-1109/7 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie (hierna; de tariefmethodologie) bedoeld in artikel 12 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet). De wijzigingen hebben betrekking op de invoering van een regulatorisch kader voor het *Modular Offshore Grid* en stockage.

Dit besluit bevat vijf delen. Het wettelijke kader wordt uiteengezet in het eerste deel. Het tweede deel behandelt de antecedenten. Het derde deel gaat over de openbare raadpleging. Het vierde deel analyseert de elementen waarvoor een aanpassing van de tariefmethodologie noodzakelijk is. In het vijfde deel worden de artikelen toegelicht. Bijlage 6 bevat de eigenlijke tariefmethodologie.

Het directiecomité van de CREG heeft dit besluit op 29 maart 2018 goedgekeurd.

1. WETTELIJK KADER

1. Artikel 12, § 2, 1^e lid van de elektriciteitswet bepaalt het dat *"na gestructureerd, gedocumenteerd en transparant overleg met de netbeheerder, werkt de commissie de tariefmethodologie uit die deze netbeheerder moet gebruiken voor het opstellen van diens tariefvoorstel"*. De procedure met betrekking tot dit overleg wordt in principe nader omschreven in een *"expliciete, transparante en niet-discriminerende"* overeenkomst, die de CREG en de netbeheerder hebben gesloten. Op 12 februari 2014 werd deze overeenkomst betreffende de procedure voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het beheer van het elektriciteitstransmissienet gesloten en op 12 juni 2014 werd er een avenant bij gesloten.

2. Artikel 12, § 4 van de elektriciteitswet bepaalt bovendien dat wijzigingen die in de loop van de periode aan de tariefmethodologie worden aangebracht slechts in werking treden in de loop van de tarifaire periode na een *"uitdrukkelijk transparant en niet-discriminerend akkoord"* tussen de CREG en de netbeheerder.

3. Artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet beschrijft de richtsnoeren die de CREG moet naleven bij de uitwerking van de tariefmethodologie. Een nieuw richtsnoer dat op 29 juli 2017 in werking is getreden bepaalt: *"Voor de installaties voor de opslag van elektriciteit die aangesloten zijn op het transmissienet of op de netten met een transmissiefunctie, bevat de tariefmethodologie prikkels om op niet discriminerende en proportionele wijze de elektriciteitsopslag te bevorderen. Een apart tariefregime voor de opslag van elektriciteit kan daarbij worden bepaald door de Commissie"*.

4. Artikel 12ter van de elektriciteitswet bepaalt het volgende:

"De commissie motiveert en rechtvaardigt volledig en op omstandige wijze haar tariefbeslissingen, zowel op het vlak van de tariefmethodologieën als op het vlak van de tariefvoorstellen, teneinde de jurisdictionele controle ervan mogelijk te maken. Indien een beslissing op economische of technische overwegingen steunt, maakt de motivering melding van alle elementen die de beslissing rechtvaardigen.

Indien deze beslissingen op een vergelijking steunen, omvat de motivering alle gegevens die in aanmerking werden genomen om deze vergelijking te maken.

Krachtens haar transparantie- en motiveringsplicht publiceert de commissie op haar website de handelingen met individuele of collectieve draagwijdte die werden aangenomen in uitvoering van haar opdrachten krachtens de artikel en 12 tot 12quinquies, alsook iedere gerelateerde voorbereidende handeling, expertiseverslag, commentaar van de geraadpleegde partijen. Bij het verzekeren van deze openbaarheid vrijwaart zij de vertrouwelijkheid van de commerciële gevoelige informatie en/of informatie met een persoonlijk karakter. De commissie stelt hiertoe, na overleg met de betrokken elektriciteitsbedrijven, richtsnoeren op die de informatie aangeven die binnen het toepassingsgebied van de vertrouwelijkheid valt.

De commissie hecht aan haar definitieve handeling een commentaar dat de beslissing om de commentaren van de geconsulteerde partijen al dan niet in aanmerking te nemen rechtvaardigt."

De richtsnoeren van de CREG betreffende de informatie die als vertrouwelijk moet worden beschouwd omwille van het commercieel gevoelig of persoonlijk karakter ervan, bedoeld in artikel 12ter werden op 27 augustus 2015 aangenomen en op de website van de CREG gepubliceerd.

Artikel 23, § 2, tweede lid, 14^o van de elektriciteitswet bepaalt dat de CREG *"de tariefbevoegdheden bedoeld in de artikelen 12 tot 12quinquies uitoefent"*.

5. Op 7 juli 2016 heeft de CREG, met toepassing van artikel 13(6) van de verordening (EU) Nr. 347/2013 van het Europees parlement en De Raad van 17 april 2013 betreffende richtsnoeren voor de trans-Europese energie-infrastructuur en tot intrekking van Beschikking nr. 1364/2006/EG en tot wijziging van de verordeningen (EG) nr. 713/2009, (EG) nr. 714/2009 en (EG) nr. 715/2009 haar methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's vastgelegd¹. Deze methodologie voorziet dat de CREG, na analyse van een dossier ingediend door een projectpromotor, een aanpassing van de tariefmethodologie kan voorstellen om het door de projectpromotor gedragen risico te verminderen (door het hele risico of een gedeelte ervan te verplaatsen naar de netgebruikers) en/of de vergoeding te verhogen die specifiek voor dit project wordt geïnd om het door de projectpromotor gedragen hogere risico te vergoeden en/of geschikte stimulansen in te voeren om de realisatie van dit project te bevorderen.

De methodologie verduidelijkt dat de CREG, na overleg met de projectpromotor/netbeheerder, eventuele wijzigingen van de tariefmethodologie die ze voorstelt ter openbare consultatie zal voorleggen waarin de analyse van de CREG op basis van deze methodologie zal worden voorgesteld.

2. ANTECEDENTEN

6. Via een brief van 21 november 2017 heeft Elia de CREG een dossier gestuurd voor de evaluatie van het hogere risico van het *Modular Offshore Grid*. Dit dossier, dat bij dit document als bijlage is gevoegd, bevat een lijst van de specifieke risico's van het project *Modular Offshore Grid*, kwantificeert deze risico's en zet de maatregelen uiteen die Elia heeft genomen om ze te verminderen.

7. In overeenstemming met de overeenkomst betreffende de procedure voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het beheer van het elektriciteitstransmissienet die met de betrokken beheerder werd gesloten, heeft deze wijziging van de tariefmethodologie voorwerp uitgemaakt van een overleg met de betrokken netbeheerder op 2 februari 2018. Tijdens deze vergadering heeft de netbeheerder uitdrukkelijk gezegd dat hij akkoord ging met de publieke consultatie over de inhoud van het overgemaakte ontwerpbesluit.

3. RAADPLEGING

8. Het directiecomité van de CREG besliste, op grond van artikel 23, § 1 van zijn huishoudelijk reglement, om een openbare raadpleging op zijn website te organiseren van 9 februari 2018 tot 2 maart 2018 aangaande een ontwerpbesluit.

¹ Beslissing (A)160707-CDC-1480 tot vaststelling van de methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's (hierna: beslissing 1480).

4. ANALYSE

4.1. MODULAR OFFSHORE GRID

4.1.1. Context

9. De eerste *offshore* domeinconcessies (C-Power, Belwind, Northwind en Nobelwind) stonden zelf in voor de aansluiting van hun parken op de 150 kV stations te Slijkens en Zeebrugge : één (of twee) *offshore* hoogspanningskabel(s) wordt(worden), vanuit het *offshore* transformatorplatform gelegen in de eigen domeinconcessie, aangesloten op een *onshore* hoogspanningsstation.

10. Er werd overwogen dat dergelijke aansluitingswijze door de andere domeinconcessies (ook wel het “spaghettiscenario” genoemd) op langere termijn niet optimaal zou zijn op technisch-economisch en ecologisch vlak. Voor de aansluiting van de laatste vijf domeinconcessies (Norther, Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester II) werd een gezamenlijke aanpak bestudeerd. In het Regeerakkoord van 1 december 2011² werd vermeld dat aan de netbeheerder gevraagd zal worden een “stopcontact” op zee voor de *offshore* windmolenparken te installeren.

11. In 2011 ontwikkelde Elia een nieuwe visie op de ontwikkeling en de uitbouw van het transmissienet in de Noordzee. Twee platformen in de Noordzee, Alpha en Bèta, die onderling verbonden zijn, zouden elk aangesloten worden op het nieuwe Stevinstation te Zeebrugge. De *offshore* windparken zouden vervolgens op deze platformen worden aangesloten. Deze opzet werd het *Belgian Offshore Grid* (of BOG) genoemd. De studie van de uitbouw van een vermaasd net op zee was tevens opgenomen in het Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020.

12. De realisatie van dit BOG-concept bleek in realiteit niet mogelijk door verschillende obstakels zoals de incompatibiliteit van de bouw van het BOG met de planning van Norther en Rentel, het gebrek aan een regulatorisch kader betreffende de verdeling van de aansprakelijkheden, een onvoldoende kosten-batenverhouding voor het BOG (onder meer ten gevolge de hoge technische eisen en de voorziene bouw van een kunstmatig eiland) ten opzichte van het spaghettiscenario en de onzekerheid over het Stevin project³ door de verschillende beroepen die ingesteld waren tegen het Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan (hierna: GRUP).

13. Rekening houdende met de moeilijkheden besliste Norther vrij snel om uit het BOG-concept te stappen en zelf een individuele of rechtstreekse aansluiting te realiseren. Overeenkomstig artikel 7, § 2, tweede lid van de Elektriciteitswet heeft Norther in juli 2014 de goedkeuring aangevraagd voor een individuele aansluiting op het *onshore* transmissienetwerk. Hierdoor werd platform Bèta overbodig in het BOG-project.

14. In september 2014, heeft Elia een akkoord gerealiseerd met de verschillende particuliere partijen en lokale besturen, die een beroep hadden ingesteld tegen het GRUP voor Stevin. Hiermee is een einde gekomen aan de jarenlange onzekerheid rond de realisatie van het Stevinproject.

² Regeerakkoord van 1 december 2011, p. 127.

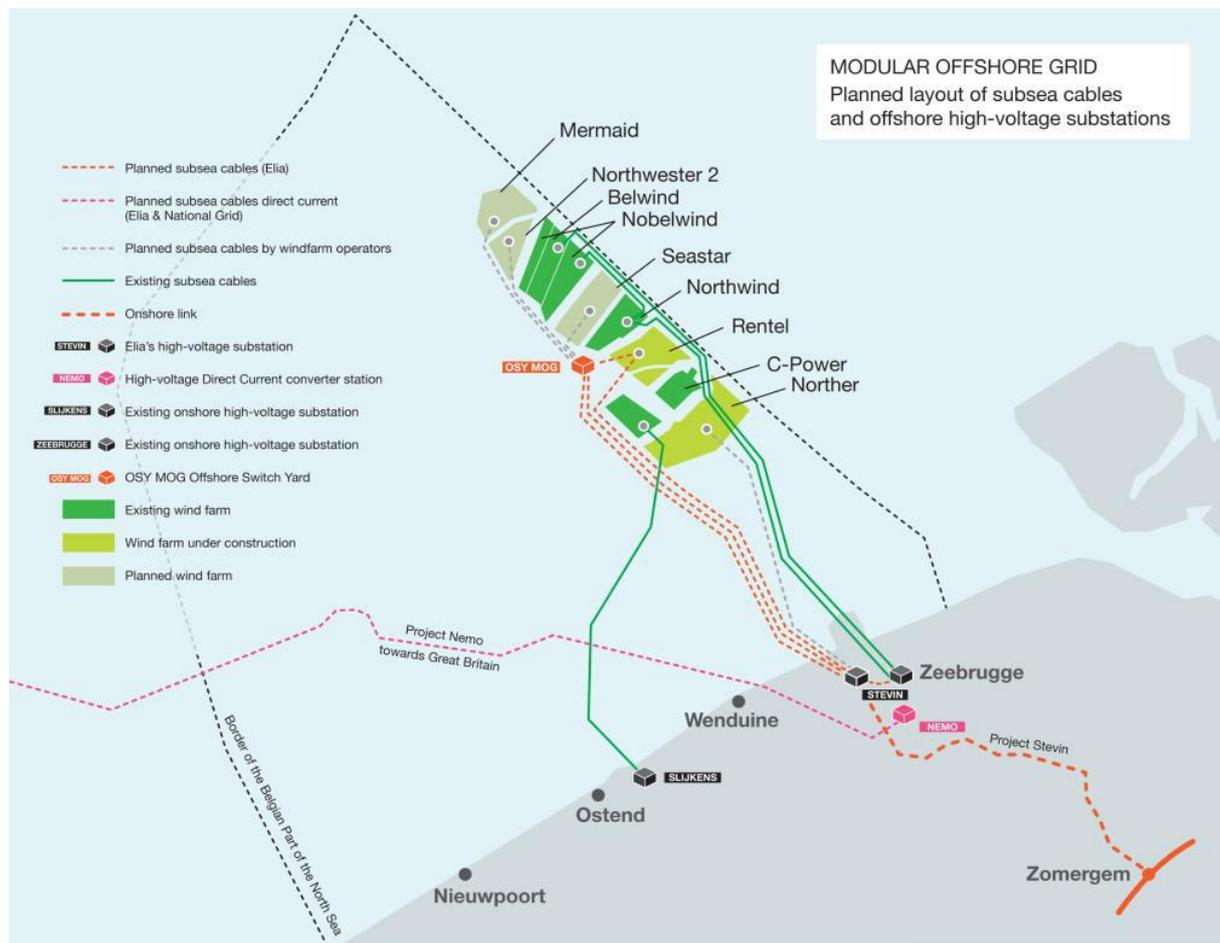
https://www.dekamer.be/kvvcr/pdf_sections/searchlist/Regeerakkoord_1_december_2011.pdf

³ www.stevin.be

15. De bouw van een stopcontact-op-zee werd opgenomen door de huidige federale regering in het regeerakkoord⁴ in oktober 2014. Deze vermeldt dat “aan Elia en de sector zal de regering vragen om op kostenefficiënte wijze een “stopcontact op zee” voor de offshore windmolenparken uit te werken. De individuele exploitanten moeten hierbij worden betrokken”.

16. Vanaf oktober 2014 hebben vertegenwoordigers van Elia en de offshore windparken samengezeten om de aansluitingsproblematiek op te lossen. Hierbij werd gezocht naar een alternatief voor BOG die zowel voldoet aan de wensen van Elia (de bouw van een centrale offshore hub) als van de parken (het tijdig realiseren van hun offshore windpark). De verschillende opties werden vanuit een technisch, milieu en financieel oogpunt onderzocht. Het Modular Offshore Grid (hierna: MOG) waarbij de infrastructuur modulair wordt opgebouwd werd als oplossing uitgewerkt.

Figuur 1: MOG (bron: Elia)



17. Gelet op het feit dat de ontwikkeling van het Rentel offshore windmolenpark reeds ver gevorderd was, deed Rentel een aanvraag voor een individuele aansluiting op 9 maart 2015, overeenkomstig artikel 7, § 2, tweede lid van de Elektriciteitswet. Teneinde de compatibiliteit van deze aanvraag met de uitbouw van een offshore grid te behouden, werd de mogelijkheid voorzien voor de integratie van de individuele aansluiting van Rentel in het MOG.

⁴ Regeerakkoord van 9 oktober 2014, p.97.

http://www.premier.be/sites/default/files/articles/accord_de_gouvernement_-_regeerakkoord.pdf

18. De koninklijke besluiten van 5 juli 2015 geven de goedkeuring voor de individuele aansluiting van de domeinconcessies Rentel⁵ en Norther⁶. Het koninklijk besluit van 5 juli 2015 voor Rentel voorziet de mogelijkheid om het geheel of een gedeelte van de installatie over te dragen aan de netbeheerder in kader van de uitbouw van een *offshore grid* in artikel 2:

“Indien de NV Rentel de onderzeese kabel, alsmede de aansluitingsinstallaties, de uitrustingen en de aansluitingsverbindingen van de productie-installaties waarvoor zij ondersteuning bekomt met toepassing van artikel 7, § 2, tweede lid, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, geheel of gedeeltelijk aan de netbeheerder zou overdragen, kan de minister, op voorstel van de commissie, de ondersteuning voor de aankoop, de levering en de plaatsing ervan geheel of gedeeltelijk terugvorderen via alle rechtsmiddelen en/of bijgevolg de ondersteuning voor de geproduceerde windenergie aanpassen.”

19. De wet van 13 juli 2017 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, met het oog op het instellen van een wettelijk kader voor het *Modular Offshore Grid*, werd gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad op 19 juli 2017.

20. De huidige tariefmethodologie voorziet geen specifieke bepalingen met betrekking tot het MOG.

4.1.2. Hoger risico van de investeringen MOG

21. Op basis van het ingediende dossier voor de evaluatie van investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur en de daarbij horende hogere risico's stelt de CREG vast dat *offshore* investeringen over het algemeen hogere projectspecifieke risico's hebben dan *onshore* investeringen. Dit gaat bijvoorbeeld over structurele weers- en omgevingsfactoren die de constructie of het onderhoud bemoeilijken alsook over het gebruik van een nieuwe technologie waar de netbeheerder nog maar weinig ervaring mee heeft. Deze vaststelling, dat *offshore* investeringen een hoger risico-profiel hebben dan *onshore* investeringen, wordt ook in het buitenland gemaakt, zoals bijvoorbeeld in Nederland⁷.

22. De CREG analyseert hierna de risico's die Elia identificeert in het dossier. Vervolgens wordt onderzocht welke mitigerende maatregelen kunnen genomen worden om deze risico's te beperken en welke aanpassingen nodig zijn aan de tariefmethodologie.

4.1.2.1. Analyse van de relevantie van de risico's geïdentificeerd door Elia en de volledigheid van de maatregelen genomen door Elia om de risico's te beperken

23. In het ingediende dossier identificeert Elia een reeks risico's voor het MOG die zij niet heeft bij de ontwikkeling van de *onshore* infrastructuur. Deze risico's variëren van het respecteren van een zeer strikte opleveringstermijn, de toepassing van een nieuwe technologie voor de netbeheerder tot moeilijke weers- en werkomstandigheden. Elia heeft de risico's geïdentificeerd tijdens de ontwikkeling en de constructie van het MOG. Deze worden hierna toegelicht.

⁵ Koninklijk besluit van 5 juli 2015 waarbij aan de NV Rentel de toestemming wordt verleend om niet aan te sluiten op een installatie noodzakelijk voor de transmissie van elektriciteit in de zeegebieden, bedoeld in artikel 13/1 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

⁶ Koninklijk besluit van 5 juli 2015 waarbij aan de NV Norther de toestemming wordt verleend om niet aan te sluiten op een installatie noodzakelijk voor de transmissie van elektriciteit in de zeegebieden, bedoeld in artikel 13/1 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

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

24. Tijdens de ontwikkeling van het project MOG identificeert Elia elf risico's:

- 1) ontwerpfase loopt niet volgens planning – laattijdige oplevering van deliverables;
- 2) continue wijzigingen tijdens het ontwerp;
- 3) de kwaliteit van de oplevering van derden is niet aanvaardbaar;
- 4) laattijdige start bouwfase OSY;
- 5) laattijdige start bouwfase kabel;
- 6) slechte kwaliteit van de resultaten van de *seabed survey*;
- 7) geen of te weinig biedingen tijdens de *tendering* van het kabelcontract;
- 8) complexe interface platform/kabels;
- 9) vertraging in vergunningsprocedure;
- 10) aansprakelijkheden door het kruisen van kabels;
- 11) *seabed survey* vertraagd.

Van de, door Elia, elf vastgestelde risico's in de ontwikkelingsfase weerhoudt de CREG 3 risico's, zijnde continue wijzigingen tijdens het ontwerp, laattijdige start bouwfase OSY en laattijdige start bouwfase kabel.

De andere risico's weerhoudt de CREG niet om volgende redenen:

- 1) gezien de geldende tariefmethodologie worden sommige van deze risico's in feite gedragen door de netgebruikers (en dus niet door Elia). Dat is onder andere het geval voor de risico's die kunnen leiden tot een stijging van de niet-beheersbare kosten waarvan de evolutie volledig wordt gedragen door de netgebruikers: bijvoorbeeld de risico's 7, 10 en 11;
- 2) Elia kan sommige van deze risico's op een efficiënte manier verminderen via bijkomende maatregelen (cf. oprichting *governance team*, *client representation* en de opname van de nodige clausules in de contracten over kwaliteit en de datum van oplevering): bijvoorbeeld de risico's 1, 3, 6, 8 en 9.

25. Tijdens de constructiefase van het project MOG identificeert Elia twaalf risico's:

- 1) aanwezigheid van UXO's niet geïdentificeerd tijdens *seabed survey* werken;
- 2) oplevering van de *offshore* werken niet tijdig afgerond;
- 3) kwaliteit van het werk of uitrusting van derden is niet aanvaardbaar;
- 4) vertraging tijdens de installatie van de *offshore* kabel;
- 5) resultaten *seabed survey* niet in lijn met de realiteit op de site;
- 6) talrijke discussies over *variation order work*;
- 7) vertraging plannings - extra onvoorziene kosten;
- 8) schade aan *offshore* kabels;
- 9) onvoldoende coördinatie schepen veroorzaakt vertragingen en financiële *claims*;
- 10) verschillende *coating* herstellingen;

- 11) terughoudendheid van de aannemer om tijdig op te leveren;
- 12) onbekenden.

26. Voor de CREG rechtvaardigen de elementen 2, 3, 4, 6, 8, 9 en 11 uit bovenstaande lijst een hoger risico voor het MOG tijdens de constructiefase. De overige risico's weerhoudt de CREG niet omwille van volgende redenen:

- 1) gezien de geldende tariefmethodologie worden sommige van deze risico's in feite gedragen door de netgebruikers (en dus niet door Elia). Dat is onder andere het geval voor de risico's die kunnen leiden tot een stijging van de niet-beheersbare kosten waarvan de evolutie volledig wordt gedragen door de netgebruikers; bijvoorbeeld de risico's 1, 5 en 7.
- 2) Elia kan sommige van deze risico's op een efficiënte manier verminderen via bijkomende maatregelen; bijvoorbeeld de risico's 10 en 12.

27. Tijdens de operationele fase van het MOG zijn er ook hogere risico's en hogere onderhoudskosten ten opzichte van de onshore activiteiten. Zo is de eenheidskost van een *offshore* interventie merkelijk hoger dan *onshore* en bovendien hebben de weersomstandigheden een belangrijke impact op de werkomstandigheden en werkorganisatie. Daarnaast zijn bepaalde onderhoudsactiviteiten moeilijk voorspelbaar, maar hebben deze een belangrijke toch kostenimpact. De CREG erkent het hogere kostenprofiel van de *offshore* onderhoudsactiviteiten.

28. Tenslotte bestaat het risico op *stranded assets* na ontmanteling van de *offshore* parken indien de huidige afschrijvingregels worden toegepast.

4.1.2.2. Analyse van het door Elia gekwantificeerde risico

29. Ondanks de reeds genomen mitigerende maatregelen blijft het risico van het MOG hoger dan andere *onshore* investeringen door onder andere de onzekere weers- en werkomstandigheden. Elia heeft het risico ingeschat op basis van enerzijds de grootte van het risico en de impact hiervan en anderzijds de kans dat het risico zich voordoet. De economische impact van de risico's wordt ingeschat door middel van de Monte Carlo methode.

30. Tijdens de ontwikkelingsfase zijn er, volgens de CREG, drie risico's die een hoger risicoprofiel van het MOG ten opzichte van de *onshore* investeringen (zie paragraaf 24) verantwoorden. De economische impact van deze risico's wordt door de netbeheerder ingeschat op 2.498.291 € op een exploitatieduur van het MOG van 30 jaar. Op basis van de verantwoording van de risico's in het aanvraagdossier en de gebruikte methode, acht de CREG dit bedrag redelijk.

31. Tijdens de constructiefase zijn er meer risico's die een hoger risicoprofiel van het MOG ten opzichte de *onshore* investeringen (zie paragraaf 26) verantwoorden. De economische impact van deze risico's wordt door de netbeheerder ingeschat op 17.559.220 € op een exploitatieduur van het MOG van 30 jaar. Op basis van de verantwoording van de risico's in het aanvraagdossier en de gebruikte methode, acht de CREG dit bedrag redelijk.

4.1.3. Aanpassing van de tariefmethodologie

32. Op basis van het ingediende risicodossier kan de CREG vaststellen dat het MOG een hoger risicoprofiel heeft ten opzichte van de reguliere *onshore* investeringen. Conform beslissing 1480 kan de CREG volgende maatregelen nemen om dit hogere risico te verminderen of te vergoeden:

- 1) het door de projectpromotor gedragen risico te verminderen (door het hele risico of een gedeelte ervan te verplaatsen naar de netgebruikers) en/of;
- 2) de vergoeding te verhogen die specifiek voor dit project wordt geïnd om het door de projectpromotor gedragen hogere risico te vergoeden en/of;
- 3) geschikte stimulansen in te voeren om de realisatie van dit project te bevorderen.

33. De tariefmethodologie voorziet een afschrijvingstermijn van 50 jaar voor *onshore* leidingen en 33 jaar voor hoogspanningsuitrustingen. Gegeven dat de technische levensduur van het MOG is afgestemd op de duur van de domeinconcessie (20 jaar) die maximaal kan verlengd worden met 10 jaar, en om het risico te vermijden dat de activa van het MOG niet volledig afgeschreven na de buitendienststelling van de parken die aangesloten zijn op het MOG, stelt de CREG voor om de afschrijvingsregels aan te passen door het invoeren van een nieuwe afschrijvingstermijn van 30 jaar voor alle activa van het MOG.

34. Met betrekking tot de beheersbare kosten brengt de CREG in herinnering dat artikel 21, § 1 van de tariefmethodologie de netbeheerder al de mogelijkheid geeft om een tariefvoorstel aan de CREG voor te leggen met een budget van beheersbare kosten dat jaarlijks schommelt in de loop van de regulatoire periode afhankelijk van voorziene en niet-recurrente gebeurtenissen. De CREG denkt dat het nuttig zou zijn om dit artikel aan te vullen door expliciet te verwijzen naar *“het opfrissen van de verf van een offshore platform”*, *“het niet-recurrente onderhoud van bepaalde elektrische uitrustingen op het platform”* en *“de periodieke vervanging van de aanlegsteiger van een offshore platform”*.

35. Met betrekking tot de niet-beheersbare kosten stelt de CREG verschillende aanpassingen voor:

- 1) het hogere risicoprofiel gedragen door de offshore onderhoudsactiviteiten door de moeilijk voorspelbare hoge kosten wordt verminderd door aan de lijst van niet-beheersbare kosten een uitgebreide lijst van activiteiten toe te voegen. De CREG benadrukt dat enkel kosten die gefactureerd worden door derden na aftrek van de tussenkomst van de verzekeringen als niet-beheersbaar zullen worden beschouwd;
- 2) de kosten en kostenverminderingen in verband met de aanleg van voorzieningen voor de ontmanteling van het MOG worden ook als niet-beheersbaar beschouwd;
- 3) de vergoedingen voor de titularissen van een domeinconcessie zoals bedoeld in artikel 6/2, § 1, 2° van de elektriciteitswet worden als niet-beheersbare kosten beschouwd voor zover ze niet ten laste van de netbeheerder zijn met toepassing van artikel 6/2, § 2 van de elektriciteitswet.

36. Tot slot wordt er een risicopremie van 1,4 % in de tariefmethodologie opgenomen om het hogere risicoprofiel van het MOG te vergoeden tijdens de ontwikkelings- en bouwfases dat niet kon worden vergoed door de voormelde aanpassingen van de methodologie en door maatregelen genomen door de netbeheerder. Deze risicopremie is van toepassing op de kapitalen geïnvesteerd in het MOG. Een dergelijke risicopremie die voor een duur van 30 jaar wordt toegepast, kent de netbeheerder een bijkomende vergoeding toe die overeenstemt met een raming van de economische impact van de voormelde risico's over een exploitatieduur van het MOG van 30 jaar.

4.2. OPSLAG

4.2.1. Context

37. Het federale regeerakkoord van 9 oktober 2014 vermeldt het volgende: *“Opslag van elektriciteit is één van de belangrijke uitdagingen in de volgende jaren. De regering zal het onderzoek en de ontwikkeling inzake elektriciteitsopslag alsmede de investeringen hierin aanmoedigen”*.

38. In haar studie 1412 van 23 april 2015 over de rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België heeft de CREG enkele aanbevelingen geformuleerd om, indien dit nodig wordt geacht door de bevoegde overheden, het onderhoud en de ontwikkeling van de opslagcapaciteit van elektriciteit te bevorderen. Een van deze aanbevelingen was het *“wijzigen van de elektriciteitswet teneinde een gunstige tariefregeling in te voeren voor opslaginstallaties”*.

39. Artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet beschrijft de richtsnoeren die de CREG moet naleven bij de uitwerking van de tariefmethodologie. Een nieuw richtsnoer dat op 29 juli 2017 in werking is getreden bepaalt het volgende:

“Voor de installaties voor de opslag van elektriciteit die aangesloten zijn op het transmissienet of op de netten met een transmissiefunctie, bevat de tariefmethodologie prikkels om op niet discriminerende en proportionele wijze de elektriciteitsopslag te bevorderen. Een apart tariefregime voor de opslag van elektriciteit kan daarbij worden bepaald door de Commissie”.

De CREG stelt vast dat er uit de memorie van toelichting blijkt dat de wetgever, via de invoering van deze nieuwe richtsnoer, duidelijk de ontwikkeling van de opslag van elektriciteit wilde aanmoedigen om het hoofd te bieden aan de versnelde opname van intermitterende productiemiddelen.

40. In het kader van deze wijziging van de tariefmethodologie moet de CREG zich er dus van vergewissen dat de geldende tariefmethodologie deze nieuwe richtsnoer naleeft.

4.2.2. Aanpassing van de tariefmethodologie

41. De CREG is van mening dat de tariefmethodologie die momenteel geldt al een soort stimulans bevat die de opslag van elektriciteit op niet discriminerende en proportionele wijze bevordert. Sinds 1 januari 2016, hetzij vóór de hierboven vermelde wijziging van de elektriciteitswet, bevat de tariefstructuur immers een tarief voor de jaarlijkse piek voor de afname. De jaarlijkse piek voor de afname wordt *ex post* bepaald als de maximale piek tijdens de kwarturen van de voorbije 12 maanden die in de tarifaire piekperiode vallen: de periode van januari tot maart en van november tot december, van 17 uur tot 20 uur, uitgezonderd het weekend en feestdagen. Aangezien deze jaarpiekperiode overeenstemt met - ongeveer - 300 uur per jaar waar de globale belasting op het net statistisch het hoogst is, is de CREG van mening dat de opslageenheden tijdens deze jaarlijkse piekperiode normaal in injectiemodus werken en zo in feite kunnen genieten van een tarief voor de jaarlijkse piek voor de afname gelijk aan nul euro per jaar.

42. Hoewel de huidige tariefmethodologie volgens de CREG al aan deze tariefrichtsnoer voldoet, vindt ze dat het, gelet op de motivatie van de wetgever, toch wenselijk is om zich ervan te vergewissen dat de stimulansen die in de huidige tariefmethodologie voorzien zijn, voldoende zijn om de ontwikkeling van de opslag van elektriciteit in België te bevorderen.

Daarom heeft de CREG een studie bij de consultant Deloitte besteld met als doel de gefactureerde transmissietarieven en de kosten van het beheer van het transmissienet op 1 augustus 2017 die een ideale opslagcentrale die rechtstreeks op het transmissienet van Elia is aangesloten dient te betalen in België, te vergelijken met de tarieven die in verschillende andere Europese landen⁸ worden gefactureerd aan dezelfde ideale opslagcentrale gekoppeld aan hetzelfde spanningsniveau. Deze studie, die als bijlage bij dit document werd gevoegd, werd vooraf nagelezen door de betrokken buitenlandse regulatoren en Elia en exploitanten van opslagcentrales op het Belgische grondgebied. Volgende vaststellingen komen uit deze studie:

- i. de transmissietarieven en verbonden kosten die een eenheid voor de opslag van elektriciteit in België draagt zijn 22 tot 45 % lager dan het gemiddelde van de transmissietarieven en verbonden kosten die de landen in de zone Noordwest-Europa dragen;
- ii. de hoogte van de transmissietarieven en verbonden kosten verschilt echter sterk van land tot land binnen de zone Noordwest-Europa: die varieert van 0 €/MWh tot 85,1 €/MWh afgenomen in functie van de ouderdom van de opslagcentrale of de ouderdom van de uitgevoerde uitbreidingswerken ervan;
- iii. in Duitsland worden de opslagcentrales die na 2011 in dienst werden gesteld, om de ontwikkeling ervan te bevorderen, vrijgesteld van transmissietarieven tijdens een periode van 20 jaar na hun indienststelling. De opslagcentrales van het type pomp-turbinecentrale die voor 2011 in dienst werden gesteld kunnen eveneens genieten van een vrijstelling van de transmissietarieven tijdens een periode van (slechts) 10 jaar als de energie die er kan worden opgeslagen, als gevolg van de uitbreidingswerken die na 2011 werden uitgevoerd, met minstens 5 % is gestegen en/of als het vermogen van de opslagcentrale met minstens 7,5 % is gestegen.

43. Aangezien de doelstelling van de wetgever is om de ontwikkeling van de opslag van elektriciteit te bevorderen in het kader van de energietransitie en op een gelijkaardige manier als het mechanisme met stimulansen dat in Duitsland werd ingevoerd, stelt de CREG voor om een totale vrijstelling van de transmissietarieven in te voeren gedurende een periode van 10 jaar voor de opslagcentrales die na 1 juli 2018 in dienst werden gesteld, alsook een vrijstelling ter hoogte van 80 % gedurende een periode van 5 jaar voor de bestaande centrales waarvan de geïnstalleerde capaciteit en de opgeslagen energie werd verhoogd als gevolg van uitbreidingswerken van meer dan 7,5 % in vergelijking met hun niveau vastgesteld op 1 juli 2018. Er dient te worden opgemerkt dat deze vrijstelling natuurlijk geen betrekking heeft op de aansluitingstarieven, de tarieven voor openbare dienstverplichtingen, taksen en toeslagen die nog volledig betaald moeten worden.

Voor de centrales die voor 1 juli 2018 in dienst werden gesteld en waarvoor de geïnstalleerde en opgeslagen capaciteit niet met meer dan 7,5 % verhoogd werd ten opzichte van het niveau dat op 1 juli 2018 werd vastgesteld als gevolg van uitbreidingswerkzaamheden, wordt er geen vrijstelling of afzonderlijk tariefstelsel ingevoerd.

44. Tot slot vindt de CREG het nuttig om de kwestie van het toepassingsgebied van het voorgestelde tariefregime te bespreken.

⁸ Gelet op de rechtspraak van het hof van beroep te Brussel ter zake zijn de andere Europese landen Frankrijk, Nederland, Duitsland, Oostenrijk, Luxemburg, Groot-Brittannië en de Scandinavische landen (Denemarken, Zweden, Finland, Noorwegen).

Eenzijds is het evident dat dit regime enkel zou toegepast moeten worden op opslaginstallaties aangesloten op het transmissienet en op netten met een transmissiefunctie. Aangezien de gewesten bevoegd zijn voor de distributietarieven, kunnen enkel zij de tarieven voor installaties aangesloten op het distributienet vastleggen.

Anderzijds dient men zich de vraag te stellen of alle installaties voor de opslag van elektriciteit die onder federale bevoegdheid vallen van dit regime zullen kunnen genieten. In haar voormelde studie 1412 had de CREG immers vastgesteld dat artikel 6/1 van de elektriciteitswet dat de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en exploitatie van installaties voor hydro-elektrische energieopslag in zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België voorziet, elke vorm van financiële steun of subsidie van de staat of de elektriciteitsverbruiker uitdrukkelijk uitsluit. De CREG had hiervoor opgemerkt dat de toepassing van een gunstig tariefregime voor de opslaginstallaties *“noodzakelijkerwijs tot gevolg [zal] hebben dat de kosten van het gebruik van dit netwerk – opgelegd aan de opslaginstallaties, naar andere netgebruikers wordt verschoven, m.a.w. grotendeels op de afnemer van elektriciteit”*.⁹ De CREG vond daarentegen ook het volgende: *“Bovendien zou er geen sprake zijn van het toepassen van een specifieke tariefregeling voor de opslag van elektriciteit door het uitsluiten van de offshore opslag, zonder het non-discriminatiebeginsel te schenden”*¹⁰. Als besluit beval de CREG aan om artikel 6/1 van de elektriciteitswet te wijzigen om het verbod van alle maatregelen ter ondersteuning van offshore installaties voor de opslag van hydro-elektrische energie te versoepelen.

In tegenstelling tot wat de CREG heeft aanbevolen, werd artikel 6/1 niet in die zin aangepast en bevat de huidige versie ervan het verbod op steunmaatregelen voor opslaginstallaties in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België; dit lijkt de toepassing van het specifieke tariefregime voor deze installaties *a priori* uit te sluiten. We zouden er echter vanuit kunnen gaan dat dit verbod, specifiek voor tariefmechanismen, onlangs opnieuw werd herzien, aangezien de wetgever van 2017 uitdrukkelijk heeft voorzien dat het tariefregime dat voor de opslaginstallaties moet worden ingevoerd *“niet-discriminerend”* moest zijn, wat noodzakelijkerwijze inhoudt dat het ook op *offshore* installaties moet worden toegepast.

Op basis hiervan is de CREG van mening dat het regime voorzien door deze wijziging van de tariefmethodologie ten voordele van opslaginstallaties eveneens van toepassing is op installaties bedoeld in artikel 6/1 van de elektriciteitswet.

5. ARTIKELGEWIJZE TOELICHTING

45. Artikel 1 voert een afzonderlijk tariefregime in voor de opslag van elektriciteit bedoeld in artikel 12, § 5, 1^e lid, 27^o van de elektriciteitswet.

46. Artikel 2 voegt aan de tariefmethodologie 3 nieuwe elementen toe als niet-beheersbare kosten.

47. Artikel 3 voegt de afschrijvingstermijn van 30 jaar voor de *assets* van het MOG toe aan de tariefmethodologie. Daarnaast wordt ook toegevoegd dat de netbeheerder de waarde van de RAB dient uit te splitsen in de categorieën *“activa MOG”*, *“andere activa”* en *“behoefte aan bedrijfskapitaal”*.

⁹ Voormelde studie 1412, p. 88, § 226.

¹⁰ *Ibidem*.

48. Om het hogere risicoprofiel van het MOG tijdens de ontwikkelings- en constructiefase te vergoeden voegt artikel 4 een risicopremie toe aan de tariefmethodologie. Deze risicopremie is van toepassing op de kapitalen geïnvesteerd in het MOG.

49. Artikel 5 voegt aan de tariefmethodologie de waarde van de risicopremie toe, namelijk 1,4 %.

50. Artikel 6 bepaalt de toepassing van de risicopremie.

51. Artikel 7 vult artikel 21 van de tariefmethodologie aan door expliciet te verwijzen naar het opfrissen van de verf van een *offshore* platform, het niet-recurrente onderhoud van bepaalde elektrische uitrusting op het platform en de periodieke vervanging van de aanlegsteiger van een *offshore* platform.

52. Artikel 28 van de tariefmethodologie voorziet al een stimulans ter verbetering van de continuïteit van de bevoorrading. Er wordt in artikel 8 voorgesteld om uitdrukkelijk te vermelden dat een deel van de budgettaire enveloppe voor deze stimulans in de toekomst zou kunnen dienen om een hoge beschikbaarheid van het MOG na haar indienstelling te behouden om de betaling van vergoedingen aan de titularissen van een domeinconcessie zoals bedoeld in artikel 6/2, § 1, 2° van de elektriciteitswet zoveel mogelijk te voorkomen.

6. BESLISSING

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, in het bijzonder artikel 12 en 12ter;

Gelet op de overeenkomst die de CREG en ELIA SYSTEM OPERATOR op 12 februari 2014 hebben gesloten over de procedure voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het beheer van het elektriciteitstransmissienet;

Gelet op het besluit (Z)141218-CDC-1109/7 van de CREG tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie;

Gelet op het aanhangsel bij de overeenkomst van 12 februari 2014 betreffende de procedure voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het beheer van het elektriciteitstransmissienet dat op 12 juni 2014 werd ondertekend;

Gelet op het overleg tussen de CREG en Elia over dit besluit op 2 februari 2018;

Gelet op de openbare raadpleging over een ontwerpbesluit die liep tussen 9 februari 2018 en 2 maart 2018;

[...];

Beslist de CREG om:

Artikel 1.

Artikel 4 van hetzelfde besluit wordt aangevuld door een paragraaf 8, luidende:

"§ 8. de installaties voor de opslag van elektriciteit aangesloten op het transmissienet of op de netten met een transmissiefunctie waarvan de oorspronkelijke indienstelling na 1 juli 2018 plaatsvindt genieten van een vrijstelling van de transmissietarieven, met uitzondering van de aansluitingstarieven, tijdens een periode van 10 jaar na de oorspronkelijke indienstelling ervan. De installaties voor de opslag van elektriciteit aangesloten op het transmissienet of op de netten met een transmissiefunctie

waarvan zowel de geïnstalleerde capaciteit als de opgeslagen energie als gevolg van uitbreidingswerken meer dan 7,5 % hoger zijn dan het niveau vastgesteld op 1 juli 2018 genieten van een vrijstelling van 80 % van de transmissietarieven, met uitzondering van de aansluitingstarieven, en dit tijdens een periode van vijf jaar na de herindienststelling na het einde van de uitbreidingswerkzaamheden. De impact van deze ondersteuningsmaatregel wat betreft de kosten en de inkomsten zal door de CREG gemonitord worden om overwinsten of onvoldoende ondersteuning te voorkomen.”

Artikel 2

In artikel 10 van hetzelfde besluit worden de volgende wijzigingen aangebracht:

1° na 12) van het eerste lid, worden de nieuwe 12*bis*), 12*ter*) en 12*quater*) toegevoegd, luidende:

“12*bis*) De kosten van de aankoop van volgende diensten voor het *Modular Offshore Grid* die gefactureerd worden door derden en na aftrek van de tussenkomst van verzekeringen:

- de reparatie van kabels: alle kosten voor de reparatie van een van de onderzeese kabels;
- het heringraven van kabels: werken om een kabel terug in te graven wanneer uit monitoring en onderzoek van de zeebodem is gebleken dat dat noodzakelijk is;
- herstel van het platform: alle kosten om de schade aan het platform en de uitrusting ervan als gevolg van een botsing met een boot die niet door Elia wordt bestuurd, te herstellen.

12*ter*) de kosten en kostenverminderingen verbonden aan de verplichte aanleg van de ontmantelingsprovisies voor de behandeling, de ontmanteling en het weghalen van de assets van het *Modular Offshore Grid*.

12*quater*) de vergoedingen voor de titularissen van een domeinconcessie zoals bedoeld in artikel 6/2, § 1, 2° van de elektriciteitswet voor zover ze niet ten laste van de netbeheerder zijn met toepassing van artikel 6/2, § 2 van de elektriciteitswet of van een van de uitvoeringsbesluiten ervan.”

Artikel 3

In artikel 15 van hetzelfde besluit worden de volgende wijzigingen aangebracht:

1° de lijst in paragraaf 4, eerste lid, wordt als volgt aangevuld:

“*Modular Offshore Grid*: 3,33 % (30 jaar)”;

2° artikel 15 wordt aangevuld met een paragraaf 5, luidende:

“§5. De netbeheerder splitst de waarde van het gereguleerd actief (RAB) op tussen het MOG enerzijds (RABMOG) en anderzijds de andere elementen van zijn net en de behoefte aan bedrijfskapitaal”.

Artikel 4

Artikel 16 van hetzelfde besluit wordt aangevuld door een 3), luidende:

“3) de bijkomende risicopremie om de bijkomende risico's van het *Modular Offshore Grid* te dekken.”.

Artikel 5

Artikel 17 van hetzelfde besluit wordt aangevuld door een paragraaf 6, luidende:

“§ 6. De bijkomende risicopremie om de bijkomende risico's van het *Modular Offshore Grid* (RMOG) te dekken wordt vastgelegd op 1,4 % tijdens de afschrijvingsperiode van het *Modular Offshore Grid*”.

Artikel 6

In artikel 18 van dit besluit wordt paragraaf 3 vervangen als volgt:

"§ 3. Als de financiële structuur van de netbeheerder gelijk is aan of lager is dan 33 %, is het rendementspercentage gelijk aan het resultaat van de volgende formule: $S \times ((1 + \alpha) \times [\text{TSR} + (\text{Rp} \times \beta)] + (\text{RABMOG}/\text{RAB}) \times \text{RMOG}$). "

Artikel 7

In artikel 21 van dezelfde wet, worden de volgende wijzigingen aangebracht:

1° paragraaf 1 wordt aangevuld met een 4), luidende:

"4) de niet-recurrente en voorzienbare kosten van het MOG, zoals het niet-recurrente onderhoud van bepaalde elektrische uitrustingen (hoog- en laagspanningsvelden), het herschilderen, de vervanging van de aanlegsteiger, de vervanging van de erosiebescherming van de structuur van het platform of de vervanging van de ondersteunende systemen op het platform.";

2° in paragraaf 3 worden de woorden "en niet-recurrente aangekondigde onderhoudswerken van het MOG" ingevoegd tussen "investeringen" en "daadwerkelijk verrichte".

Artikel 8

Artikel 28 van hetzelfde besluit wordt aangevuld door een 2e lid, luidende:

"Een gedeelte van deze enveloppe zou kunnen dienen om een hoge beschikbaarheid van het MOG na de indienststelling ervan te behouden." .

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het directiecomité

BIJLAGE 1

Dossier Elia « Modular Offshore Grid – dossier voor de evaluatie van investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur en de daarbij horende hogere risico's» (niet-vertrouwelijke versie)

BIJLAGE 2

Studie 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 réglementaire	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 liés aux indemnités dues aux parcs éoliens	20
5. Planning	20
6. Demande d'Elia au travers du présent 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 doit 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.

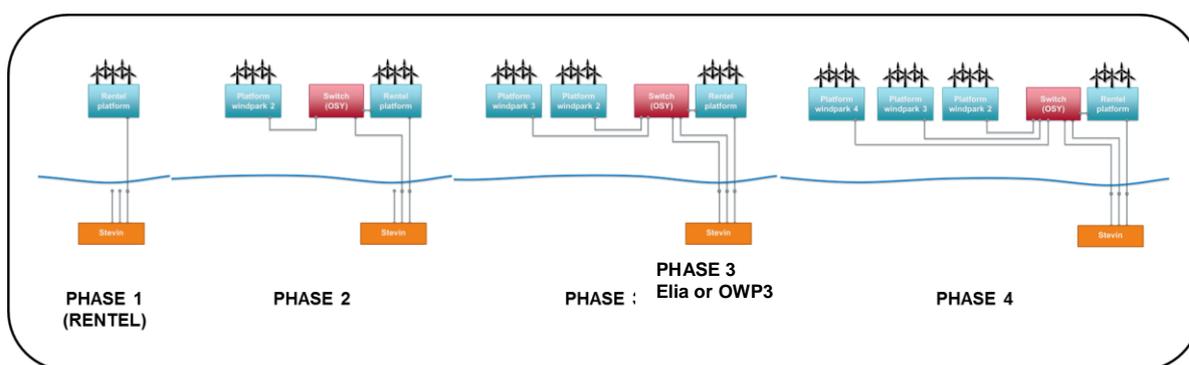
A cette époque (2010-2012), Elia a envisagé ces installations collectives sous la dénomination de Belgian Offshore Grid (BOG), prenant la forme d'une structure constituée de 2 nœuds électriques placés en mer (une plateforme et une île artificielle, exigée par la DG Transport maritime) reliés entre eux 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).

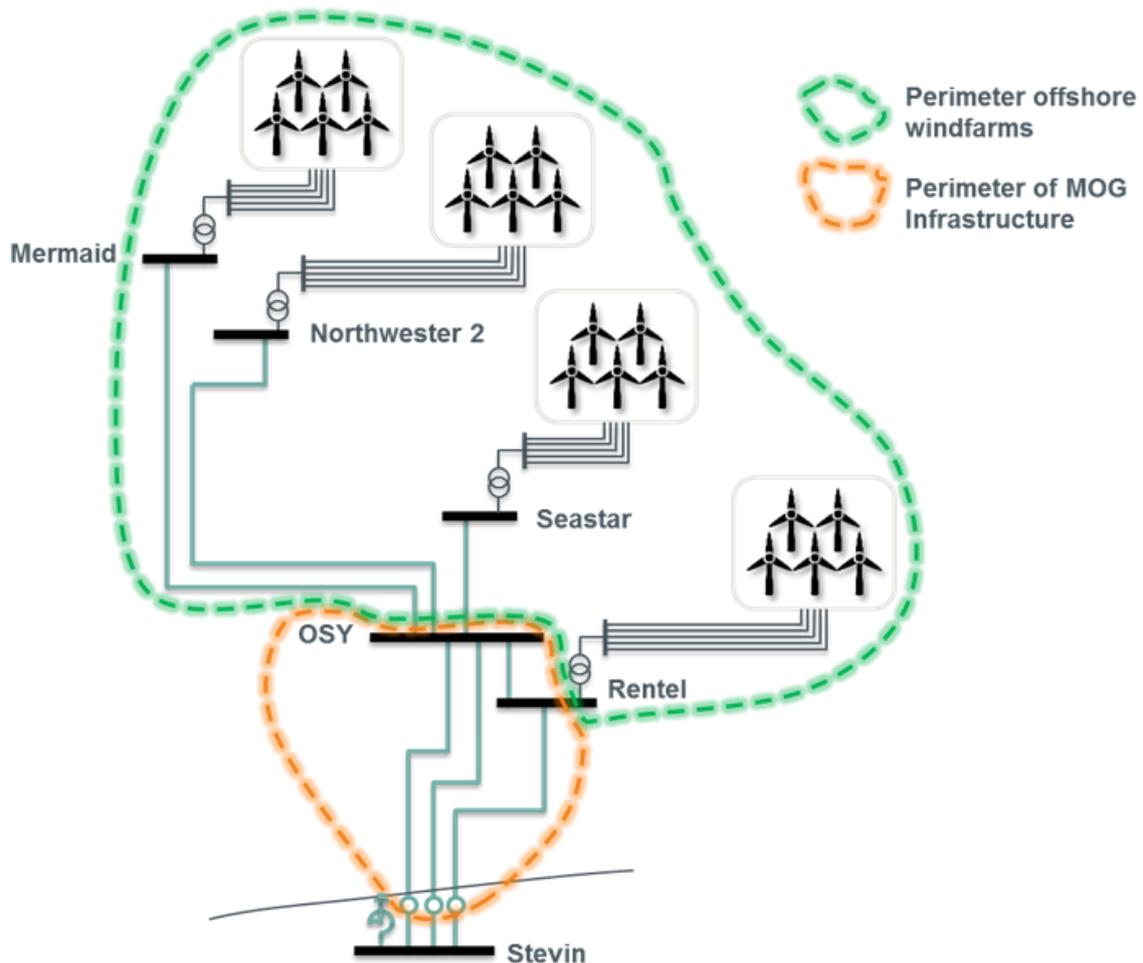
Les installations individuelles, comprises dans le périmètre vert de la figure ci-dessous, font partie du périmètre individuel de chaque parc. Ce sont des infrastructures non-régulées, éligibles pour le calcul des subsides attribués aux installations de production éolienne en mer, conformément aux dispositions 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 4^{ème} 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 scénario 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 indemnités 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 réglementaire 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 coûts OPEX et par leur qualification réglementaire:
 - 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 indemnités.

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 réglementaire 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 réglementaires, 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 :

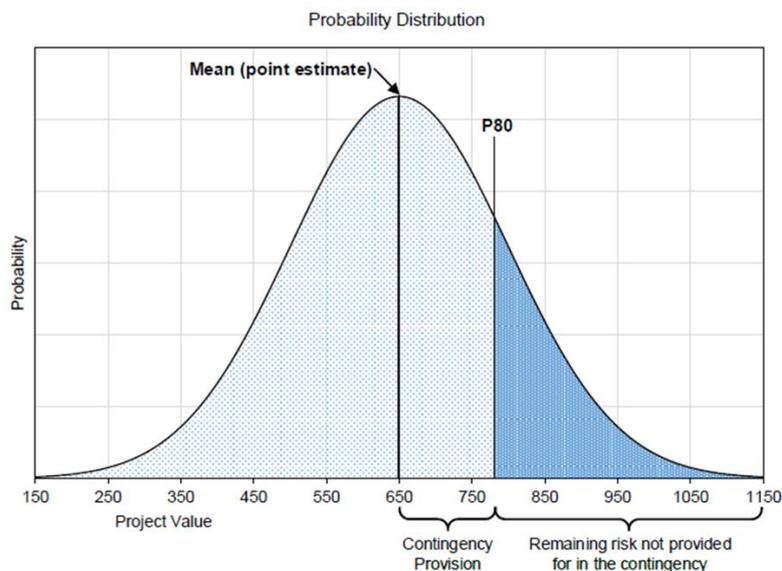
Pour chacun des risques, le plus élevé des deux facteurs d'impact (« impact timing » et « impact coût ») est multiplié par le facteur de probabilité.

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.



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 réglementaire 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 causés 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 optimisation 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.

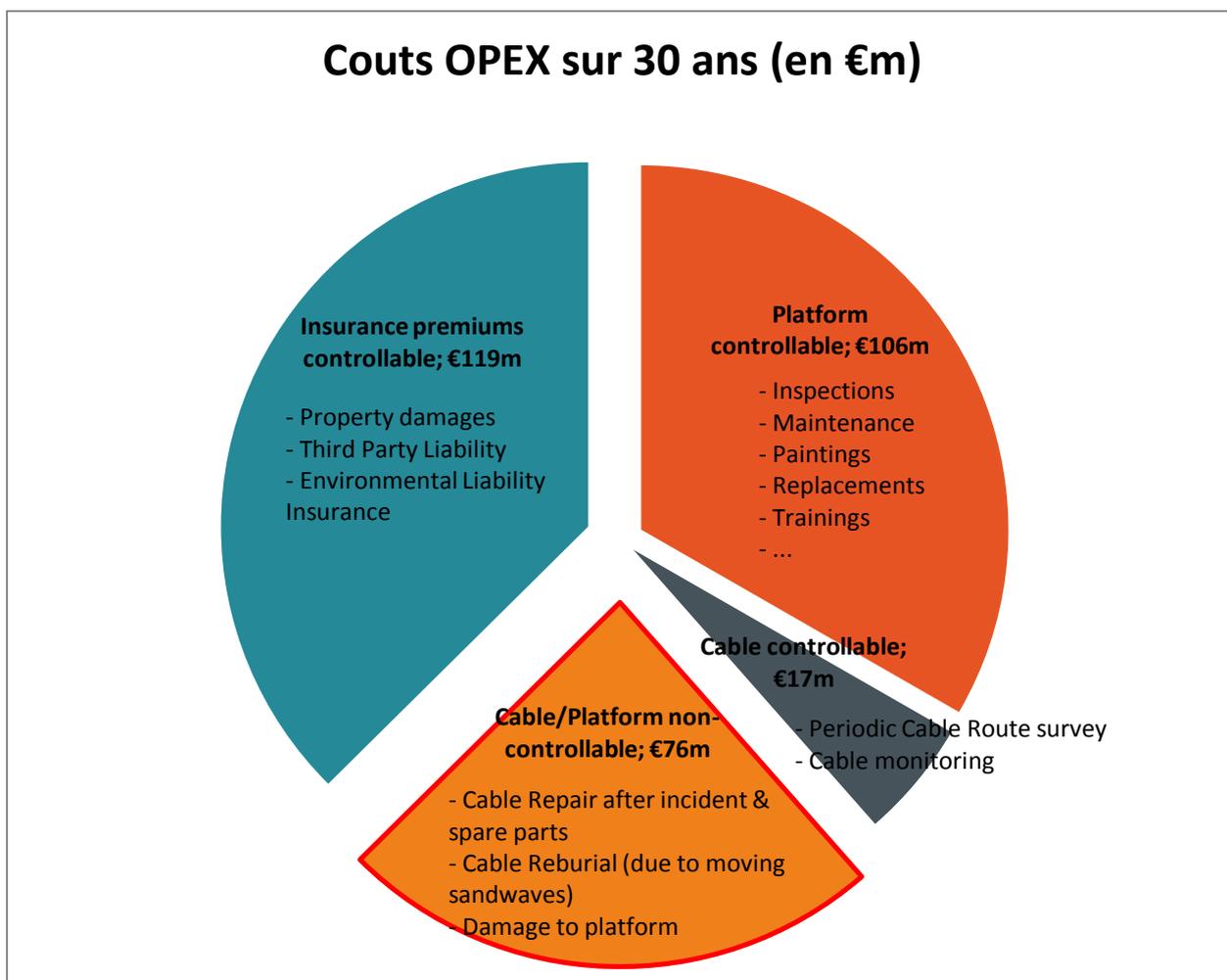
Les coûts offshore ont donc un profil différent des coûts onshore. Certaines opérations de maintenance offshore sont relativement bien connues à l'avance et récurrentes dans le temps ; d'autres sont difficilement prévisibles et peuvent arriver de manière exceptionnelle, pouvant entraîner des coûts d'interventions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

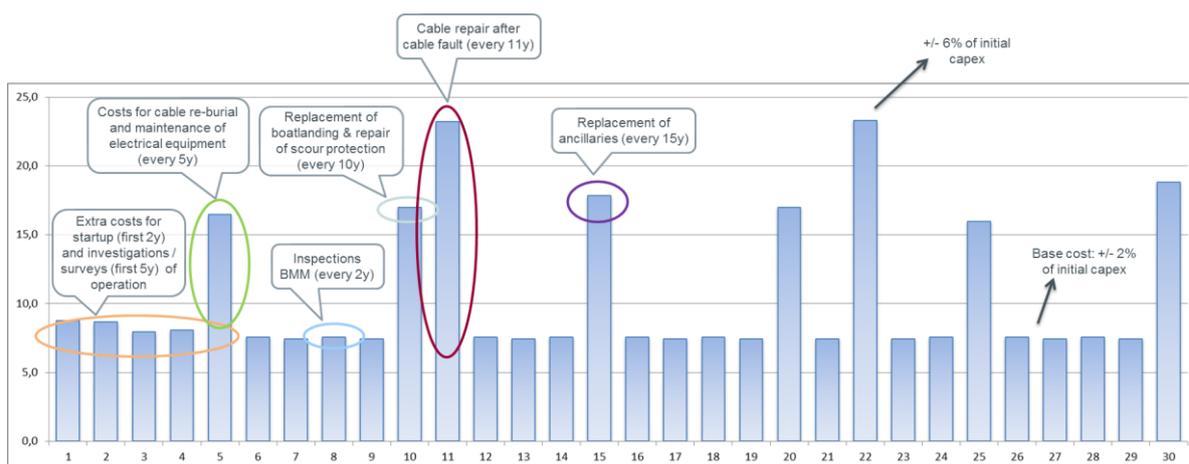
Le graphique ci-dessous donne, à titre illustratif, un récapitulatif de l'ensemble des coûts OPEX cumulés attendus pendant les 30 ans de durée de vie de ces infrastructures offshore (les hypothèses prises sur les coûts non-prévisibles sont uniquement indicatives) :



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 remplacement 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 coûts opérationnels, des provisions annuelles pour le démantèlement des installations offshore à la fin de son utilisation sont à prévoir. Ces coûts 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 coûts 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 liés aux indemnités dues aux parcs éoliens

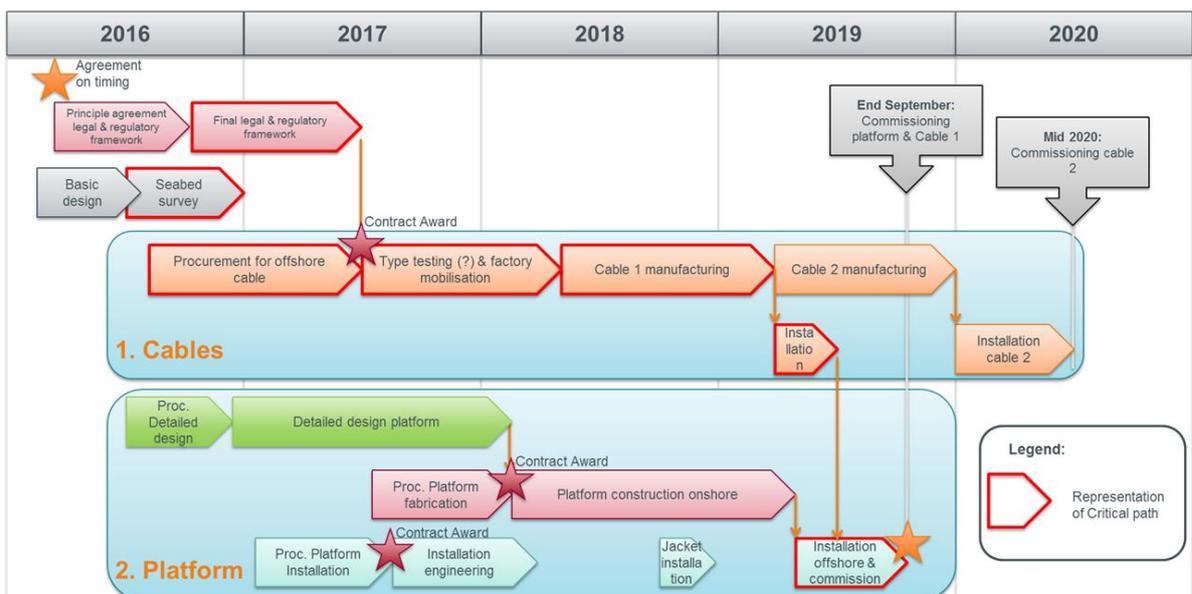
La loi Electricité prévoit que les utilisateurs du réseau de transport prennent en charge au travers les tarifs de transport le versement d'indemnités aux parcs en cas de retard ou d'indisponibilité du MOG (prise en charge réduite dans le cas où Elia serait responsable de ce retard ou si cette indisponibilité 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 coûts 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 deliverables 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 conditions	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 deliverables 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 UXO¹

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 été 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 subi un léger retard à cause des conditions météorologiques ainsi que la découverte d'un câble étant hors service. Des mesures ont été 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 impa	Time impa	Prob abilit	Risk Rate		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	Numorous 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	Numorous Coating repairs (corrosion issues)	Numorous 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 unknowns	[.]	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'avère de 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'entraîner 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'entraîner 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, entraînant 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 unknowns** » : [.]

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)

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 Commission¹ 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 2015² 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 Law³ 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 levy⁴ 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 Britain⁵, 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.

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 users⁶. 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 circumstances⁷. 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% (Vorarlberg area) depending on the analysed tariff area.

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.

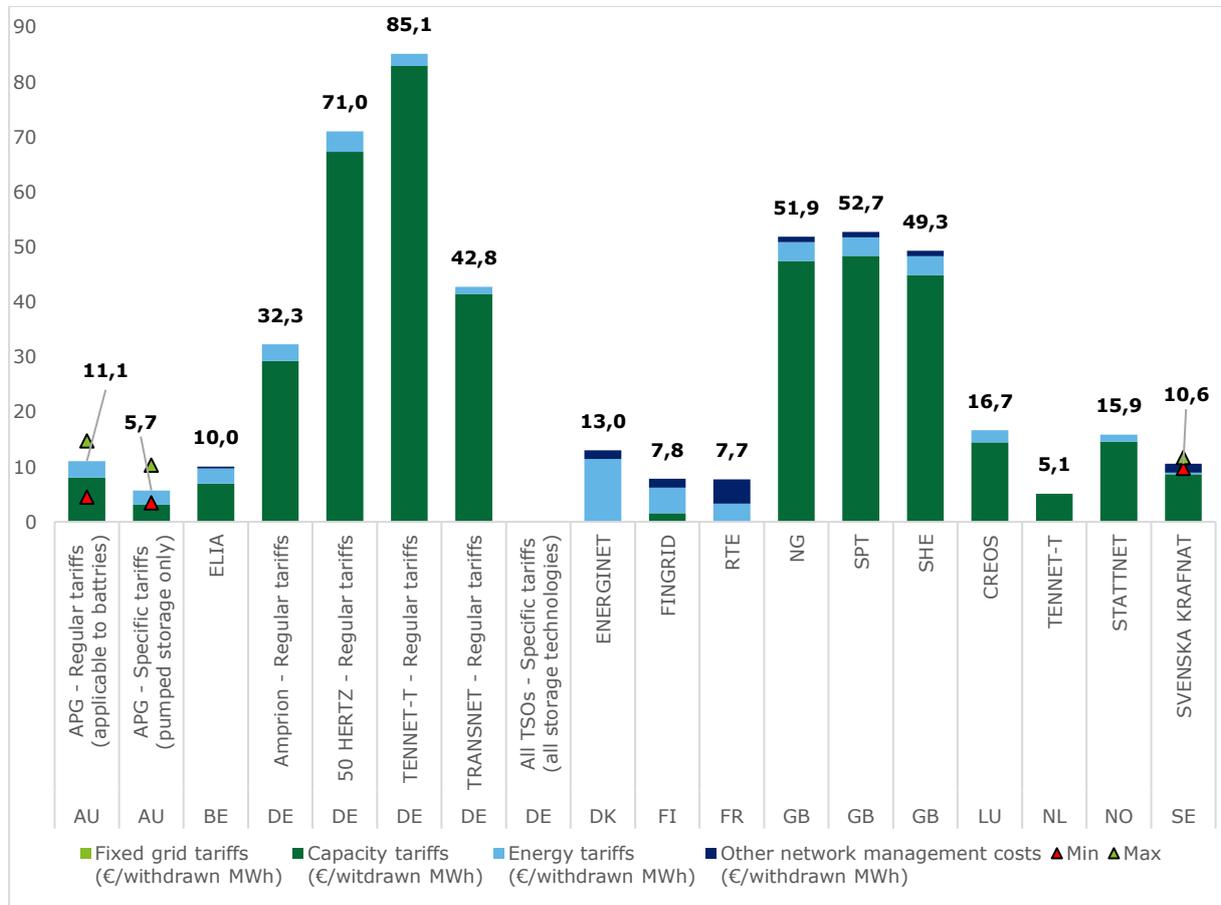
13. Compared to the other European countries of the benchmark, the total transmission network charges incurred by a 100-MW (technology undefined) idealized storage facility (configuration 1) in Belgium are 45% lower than the overall average when the special regimes in Germany and Austria are not taken into account⁹. Even when these regimes are considered¹⁰, 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 Britain¹¹ 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.

Figure 1. Breakdown of the total transmission network costs (in € per MWh withdrawn equivalent) for a 100-MW idealized storage facility¹²



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.

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 Act¹³ 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.

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
Austria¹⁴	[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 analysis¹⁵. 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.

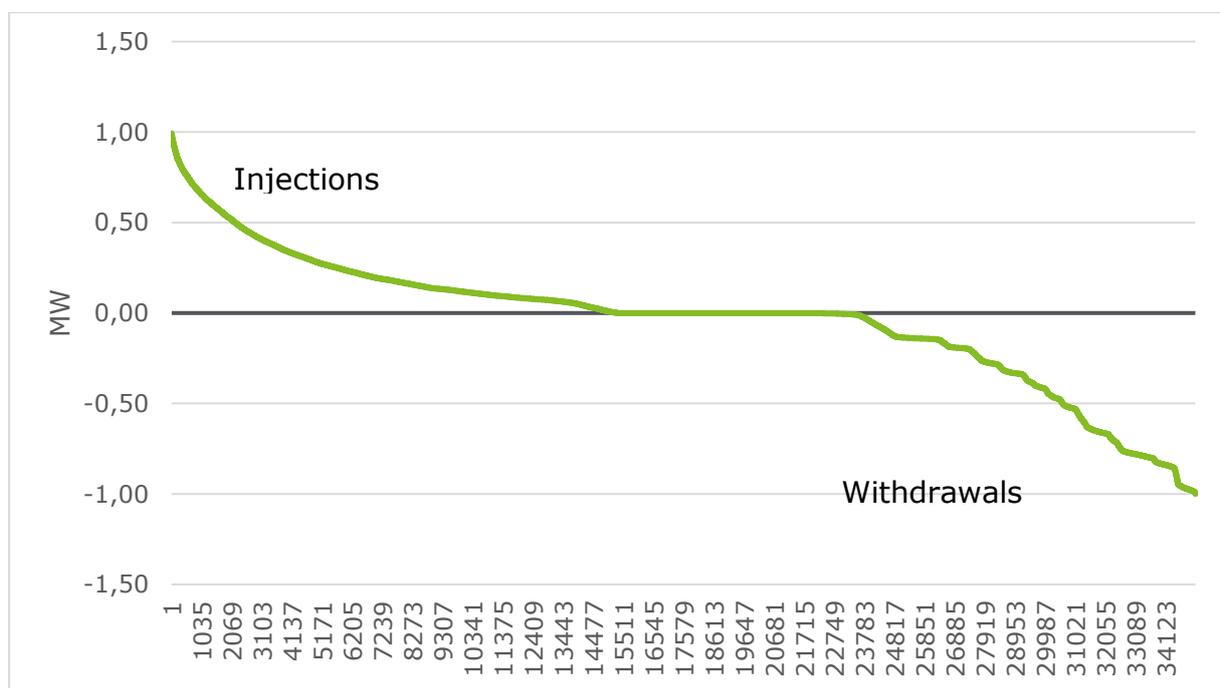
¹⁴ In Austria, EHV (respectively HV) network is only accessible for facilities with a minimum power capacity of 200MW (respectively 5MW). For the purpose of this report and for the comparability of our results, we choose to reason as if the 100MW (respectively 1MW) idealized storage facility could be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

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.

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 year¹⁸. 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.

- 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 multipliers¹⁹ 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 than 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 electricity²⁰ 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.

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 subsection 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)

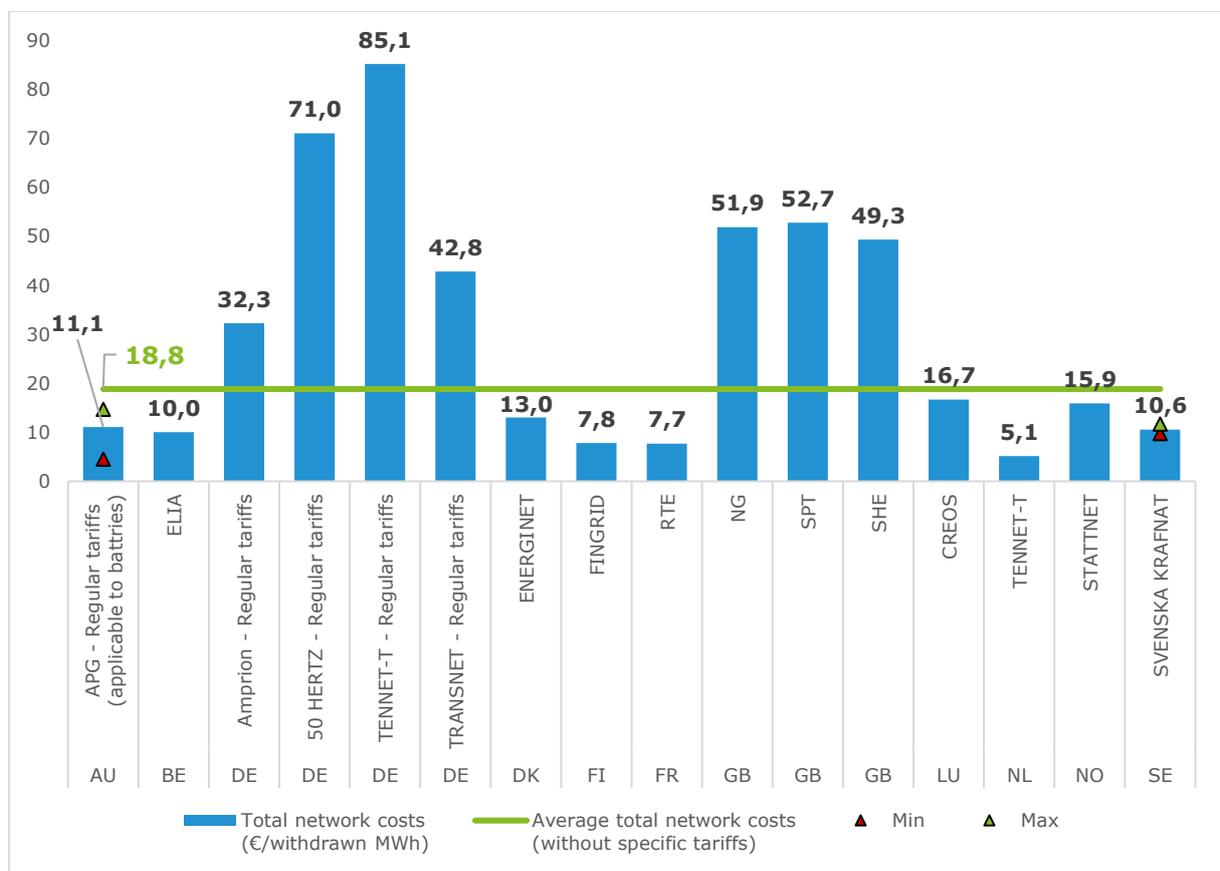
3.1.1 Aggregated transmission network costs

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 charges²¹. 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.

47. The results²² 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 TSOs²³. 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.

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:

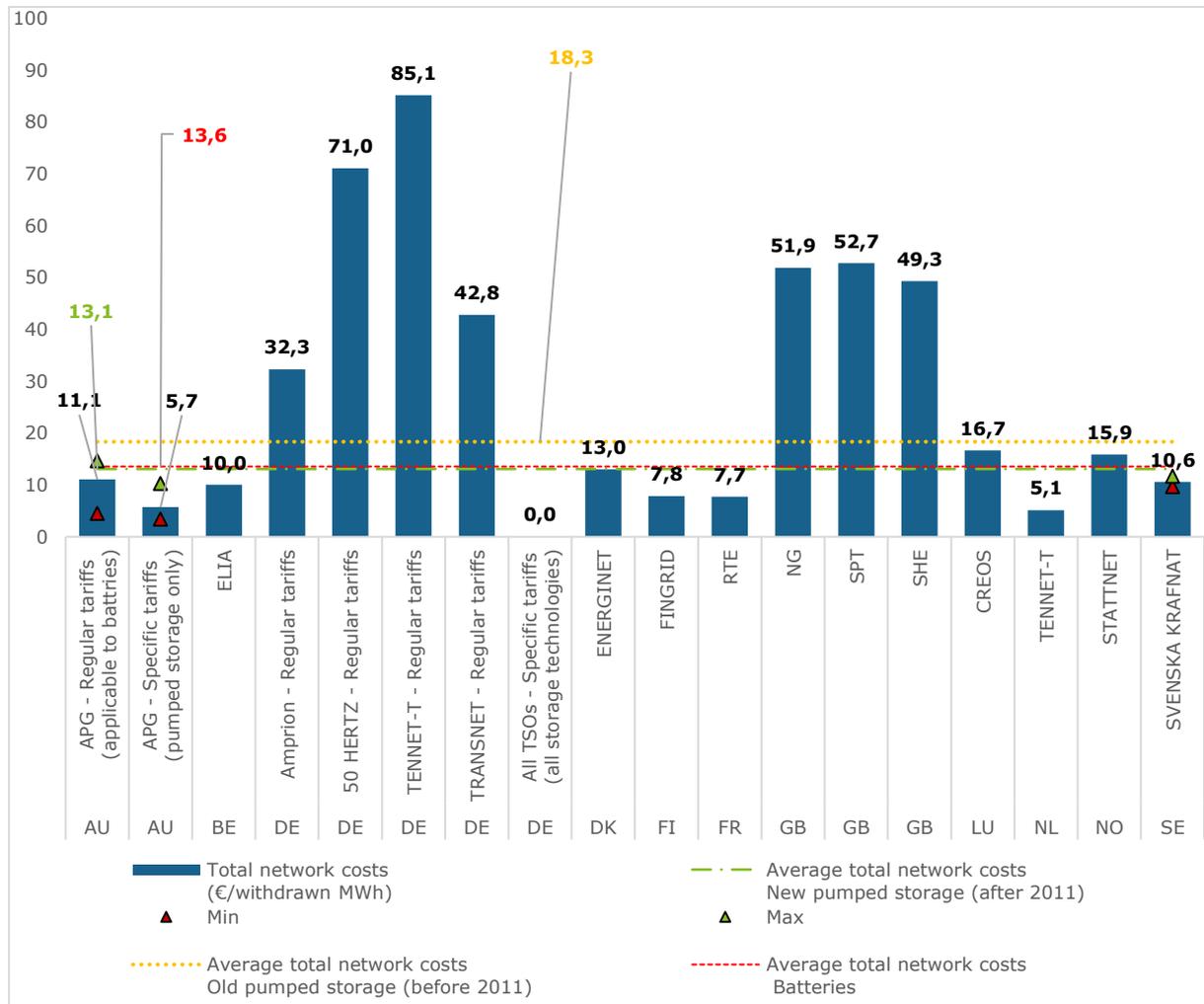
- i. New pumped storage (after 2011) : pumped storage facilities for which specific tariffs in both Germany and Austria would apply
- ii. Old pumped storage (before 2011) : pumped storage facilities for which specific tariffs in Austria but not in Germany would apply
- iii. Batteries (after 2011) : other 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 $(11.1 - 5.7)/11.1 = 49\%$.

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)



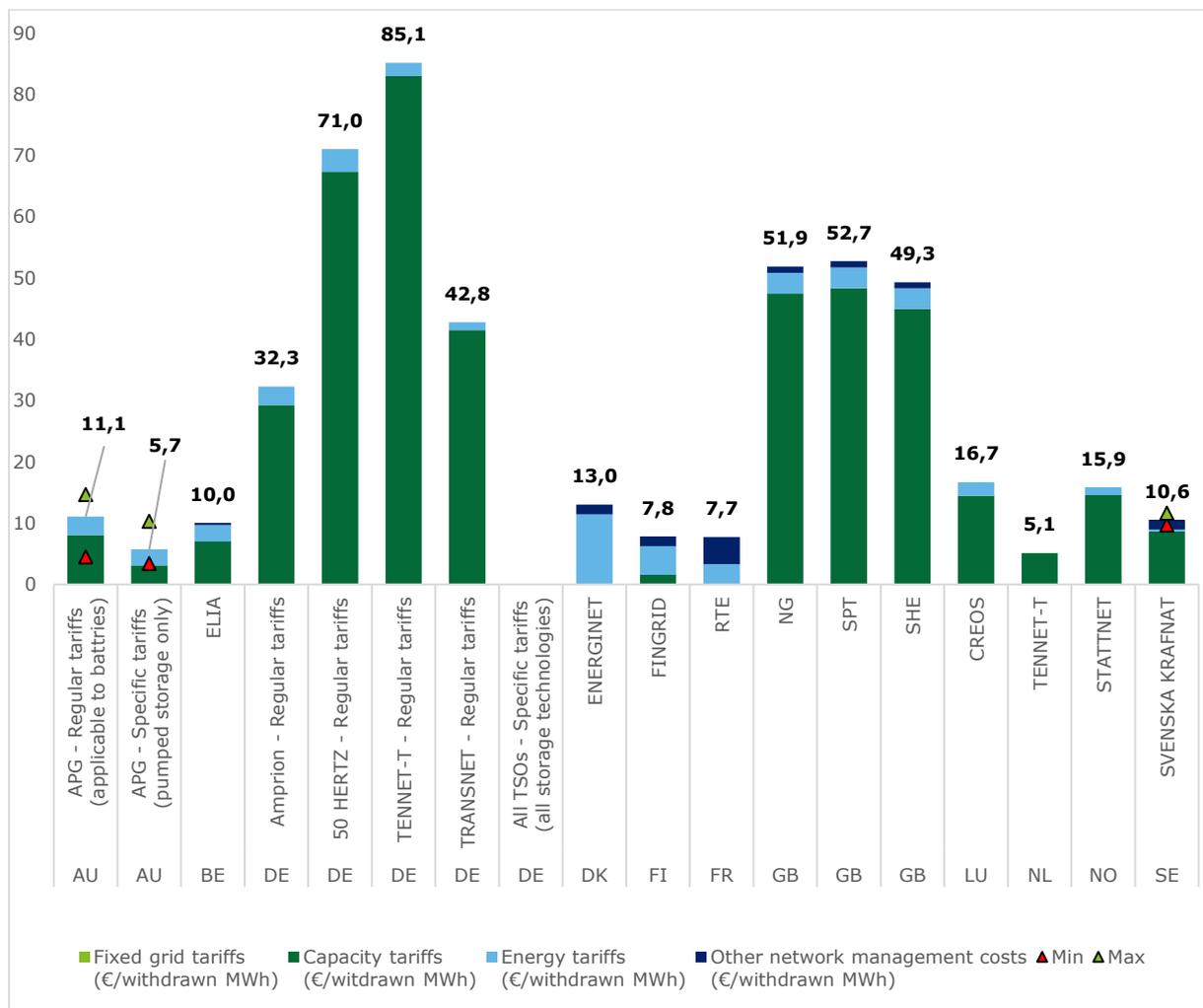
49. Even in this case, transmission network costs incurred by the facility in Belgium seem to be relatively competitive compared to those incurred in other countries, particularly in Great Britain, Luxembourg and Norway. The average of transmission network charges for all countries (new pumped storage) 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 costs²⁵. 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).

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.

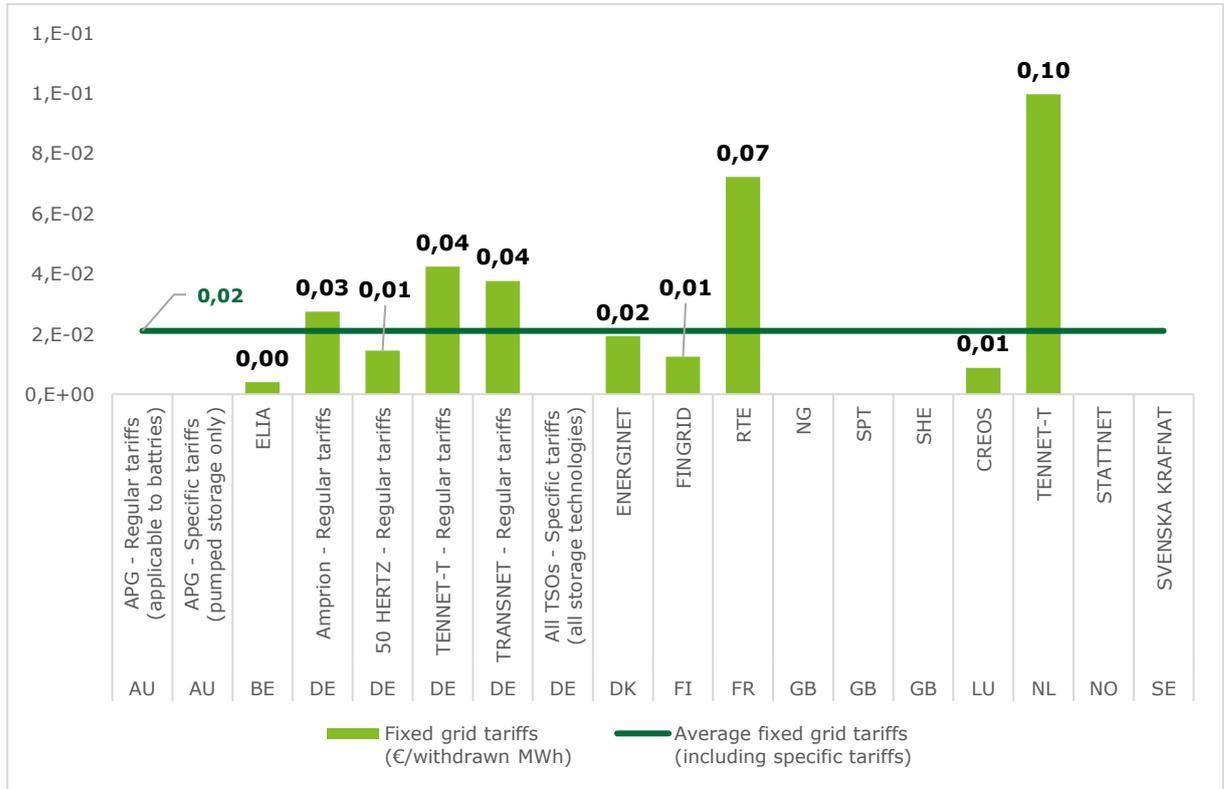
3.1.2 Breakdown of the total transmission network costs

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.

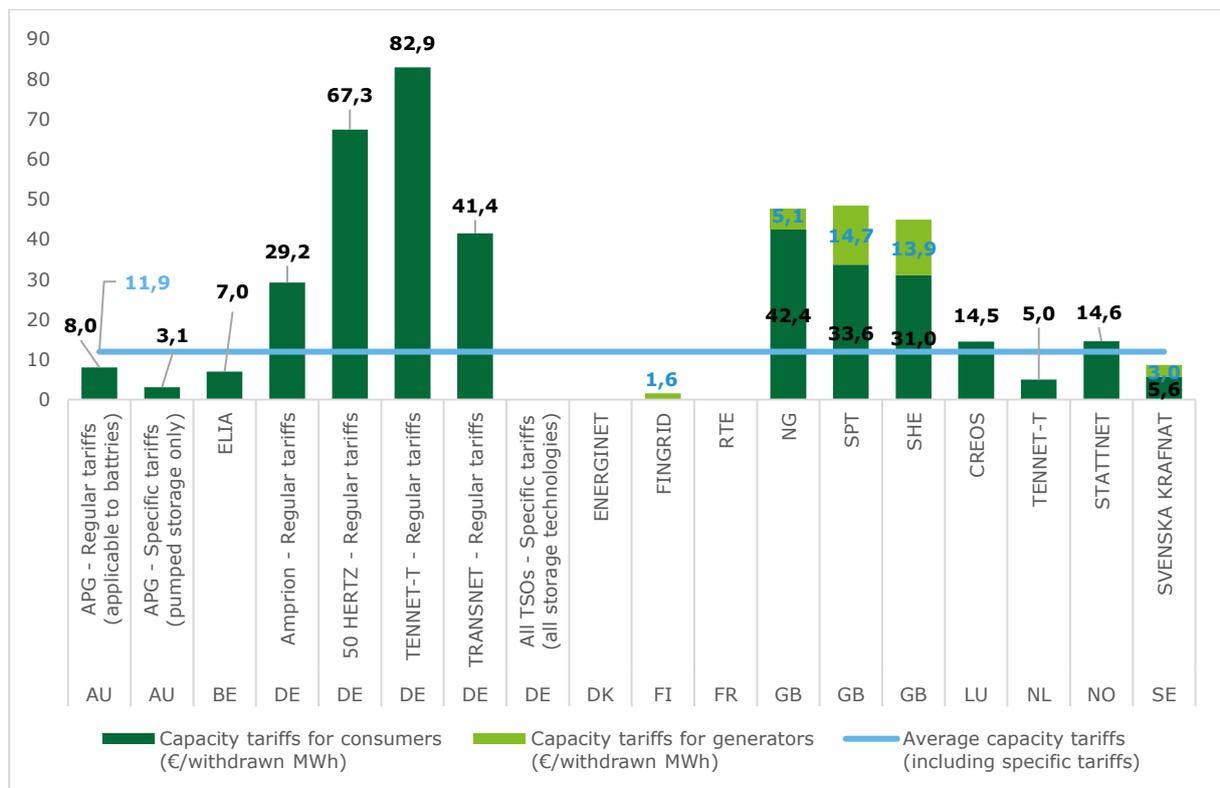
Figure 6. Comparison of fixed grid tariffs (configuration 1)



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)

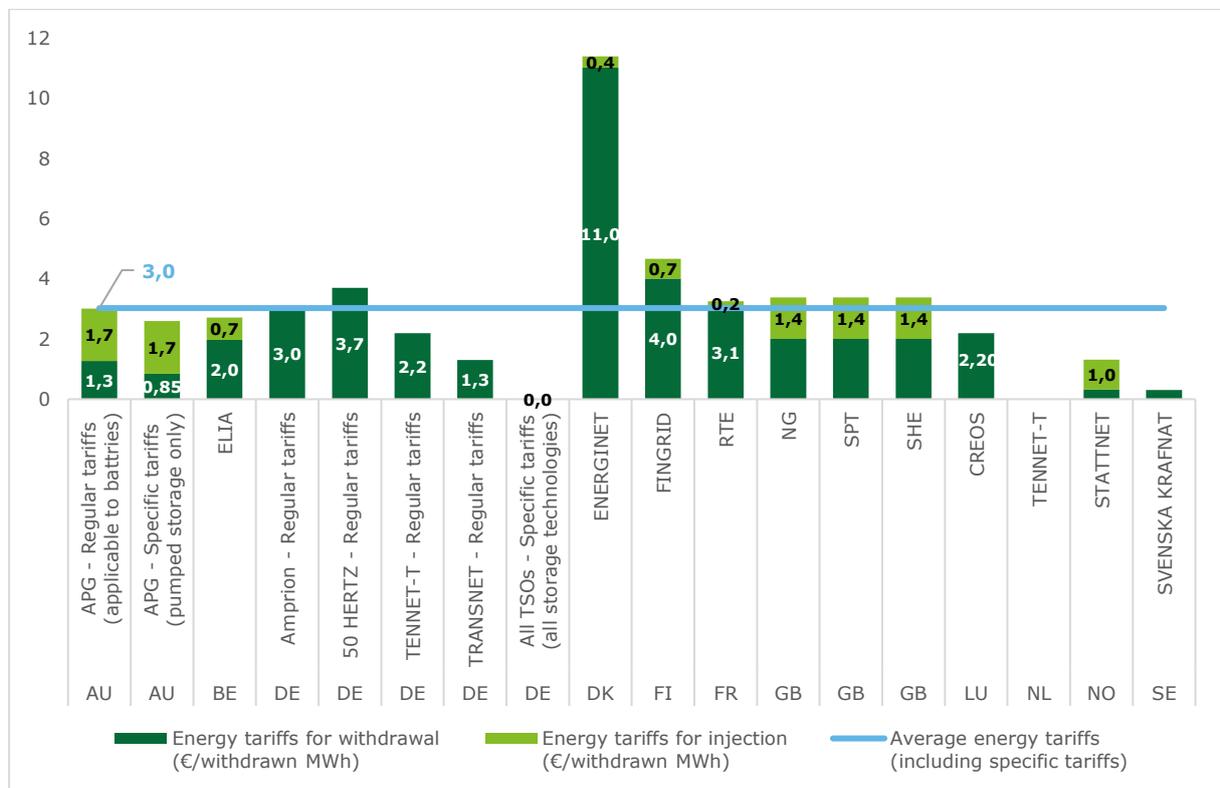


Energy-based transmission tariffs

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 50 Hertz and Amprion, when the specific tariffs are not considered), Denmark, France, Finland and Great-Britain.

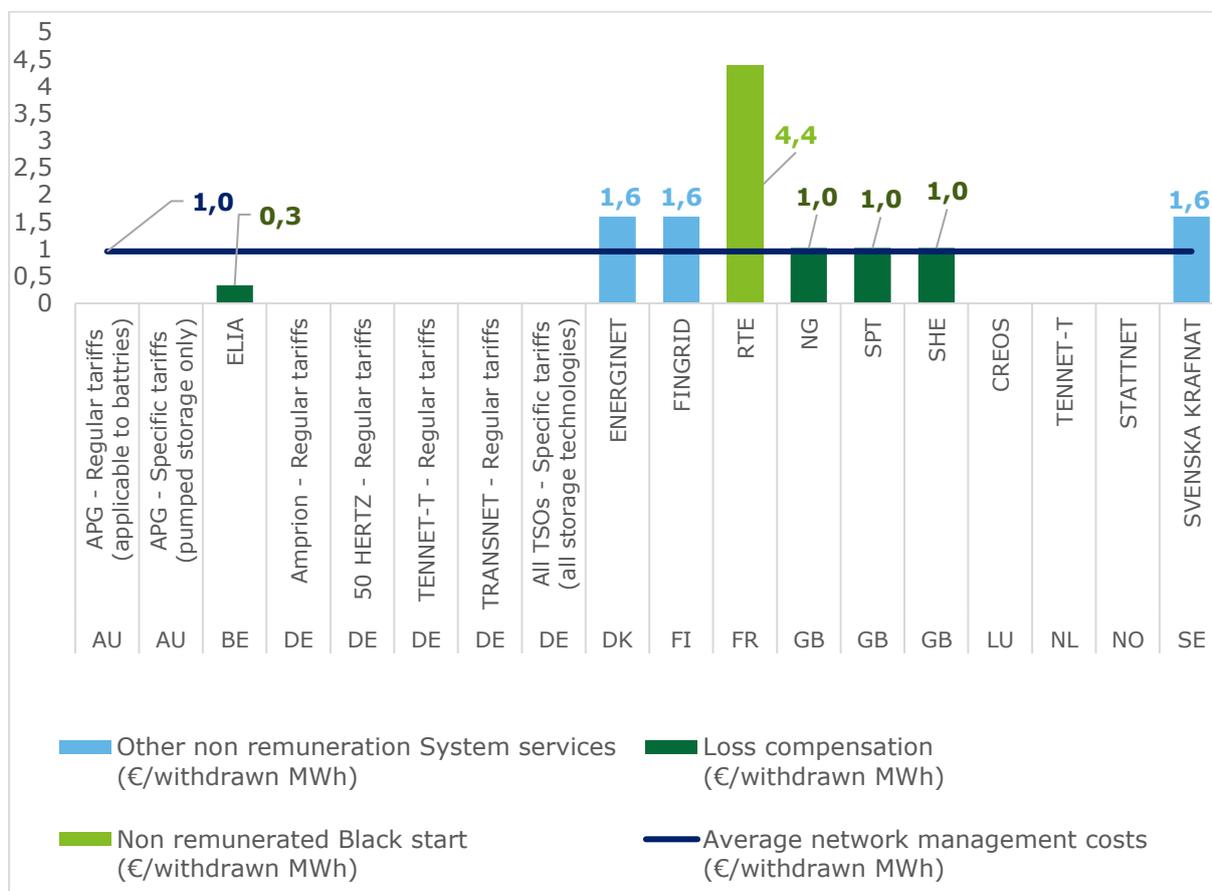
Figure 8. Comparison of energy-based tariffs (configuration 1)



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-start²⁷. 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.

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 potential²⁸. This excludes Denmark, Finland, the Netherlands and Luxembourg²⁹.

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



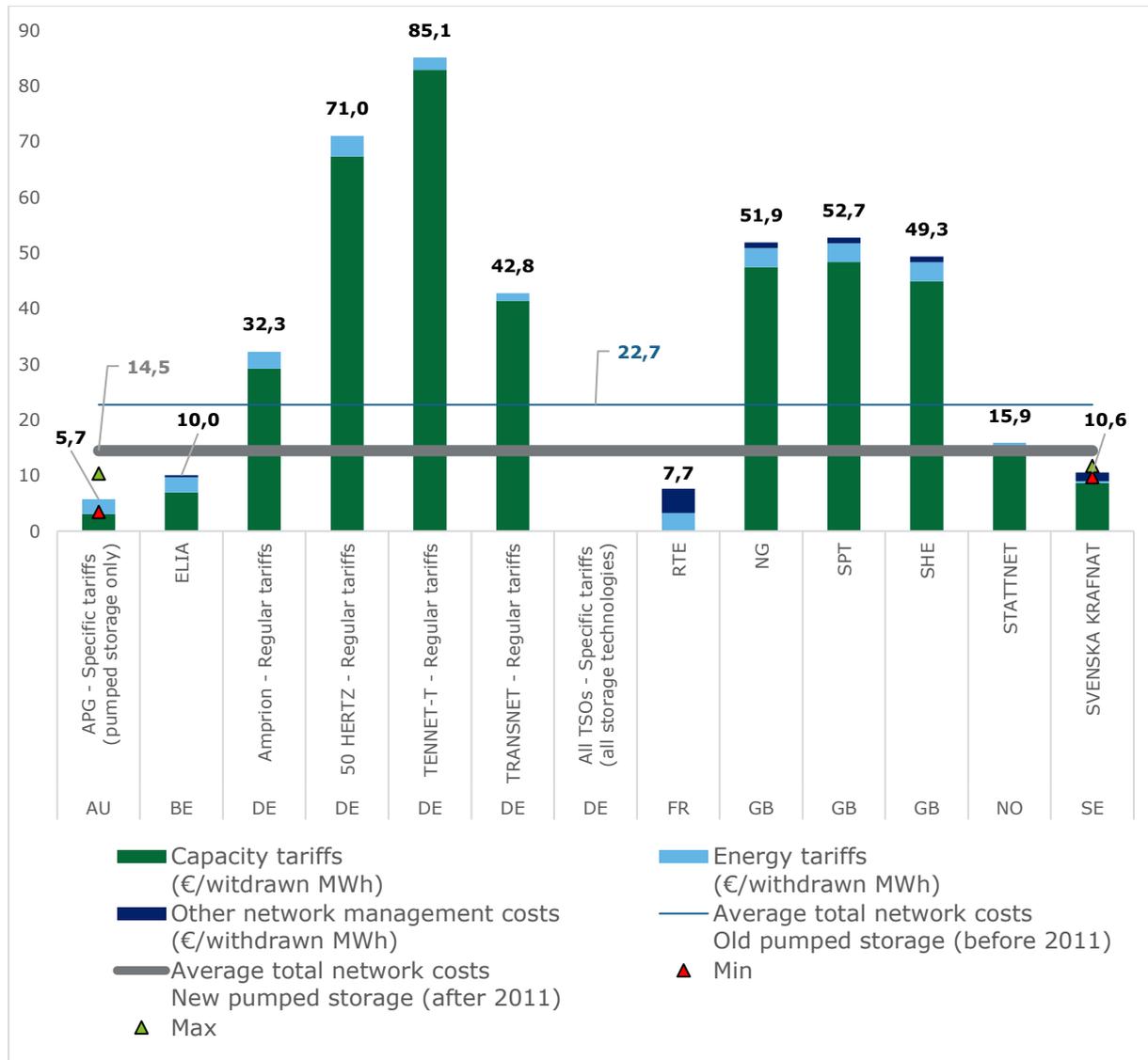
Source: DG ENER Working Paper, The future role and challenges of Energy Storage

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.

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



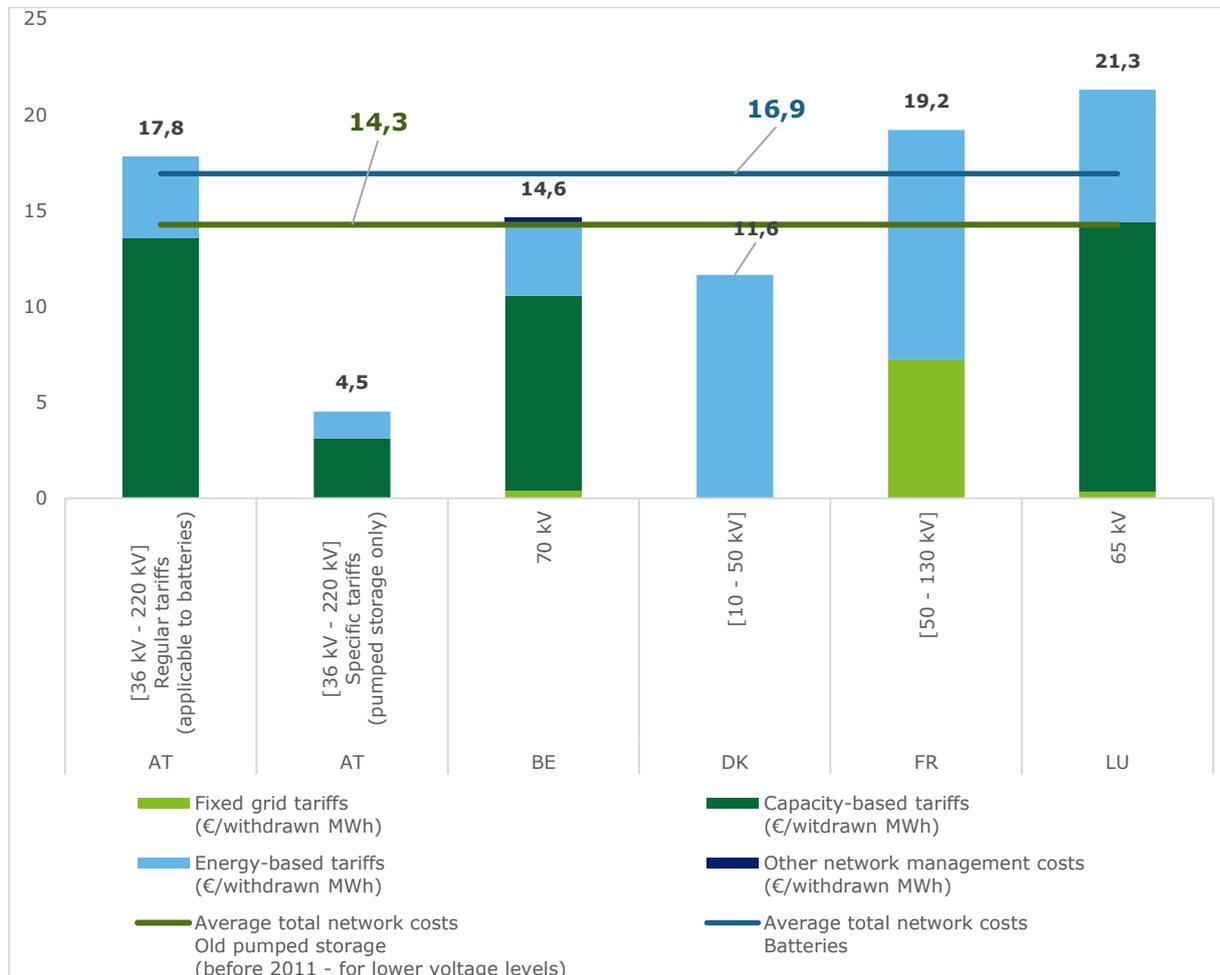
3.2 Configuration 2 – Benchmark of transmissions tariffs on lower voltage levels (1MW storage facility)

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:

- Austria: the closest voltage level is 110 kV, but it actually includes all voltages from 36 to 220 kV
- Belgium: the standard voltage level is exactly 70 kV
- Denmark: the corresponding standard voltage range is 10 kV - 50 kV, but it actually includes all voltages lower than 132 kV
- Luxembourg: the closest standard voltage level is 65 kV

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 €/MWh³⁰ 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.

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.

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 circumstances³¹. 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.

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.

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
<i>Cent of € per kWh withdrawn</i>	<i>Cent of € per kW</i>
0.085	100

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 tariffs³².
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 benchmark³³.

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).

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
		<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal and injection</i>	<i>Injection only</i>
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 1 st to September 30 th , from 6am to 10pm
Summer Low Tariffs	From April 1 st to September 30 th , from 10pm to 6am
Winter High Tariffs	From October 1 st to March 31 th , from 6am to 10pm
Winter Low Tariffs	From October 1 st to March 31 th , 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

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 estimate 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 Vorarlberg 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)
	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal and injection</i>				
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
Steiermark	3.7	3.7	3.7	3.7	11400	0.46
Tyrol	4.0	2.8	4.0	2.8	20000	0.38
Vorarlberg	4.6	3.4	4.9	3.6	29000	0.55
Wien	3.2	3.2	3.2	3.2	10290	0.36

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 website³⁷.

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 (€/MWh/months)	Annual peak charges ³⁹ (€/MWh/year)	Capacity put as disposal charges	System management charges (€/MWh)	Market integration charges (€/MWh)	Reserve charges (€/withdrawn MWh)	Reserve charges (€/injected MWh)
	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Injection only</i>
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 2016⁴⁰. 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 : $Losses\ valuation = Belgian\ DA\ spot\ prices\ in\ euros\ per\ MWh * percentage\ of\ active\ losses * energy\ withdrawn\ from\ the\ grid\ in\ MWh$

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

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 Energinet⁴³ 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 markets⁴⁴.

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.

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) (€/MWh⁴⁵)	Consumption tariffs (10 – 50 kV) (€/MWh)	Production tariffs (€/MWh)	System charges (€/MWh) <i>Withdrawal only</i>
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.

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 website⁴⁶. 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>

- (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

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 RTE⁴⁷. 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

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 :

$$\text{Annual withdrawal component} = A_1 * P_1 + \sum_{i=2}^5 A_i * (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 C_i * E_i \text{ where :}$$

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.

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 type⁴⁸) 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.

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

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 exempted⁴⁹ 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.

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/>

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

	Scottish Hydro Electric Transmission
	Scottish Power Transmission
	National Grid

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

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 2016⁵³. The BSUoS charges is calculated with the following formula:

$$\begin{aligned}
 \text{BSUoS valuation} &= \text{BSUoS prices in euros per MWh} \\
 &\quad * \text{Volume of energy (injected of withdrawn) Half Hourly metered} \\
 &\quad * \text{Transmission Loss Multiplier}
 \end{aligned}$$

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:

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

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, $TLMO = \text{average loss factor} * (-45\%)$, 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.

- b. For withdrawal, $TLM0 = \text{average loss factor} * (+55\%)$, 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.

5.1.8 Luxembourg

137. The Transmission Network Operator in Luxembourg is CREOS. However, the only pumped storage facility in Luxembourg⁵⁴, 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)
	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>	<i>Withdrawal only</i>
EHV	18020	2.2	1095.72
HV	17590	6.9	422.52

⁵⁴ Viandem pumped storage facility

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
---------------	------------------------	--	--------------------------------------

		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 website⁵⁵, 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.

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>

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/eeer_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. IIIIEE.

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.

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

