

**Verslag over de vooruitgang van de ontwikkeling van de
interconnectiecapaciteit en het vraagbeheer**

20 december 2013

SITUERING

Elia System Operator (“Elia”) werd op 18 juli 2013 geïnformeerd over de beslissingen die werden genomen door de federale regering tijdens het kernkabinet van 5 juli 2013 met het oog op het waarborgen van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België. Deze beslissingen bevatte het verzoek aan Elia om semestrieel een verslag over te maken aan de regering over de vooruitgang van de verdere ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit en het vraagbeheer, en de eerste versie hiervan over te maken voor het einde van 2013. Dit verslag komt tegemoet aan deze vraag.

Elia deelt de bezorgdheden van de regering rond de bevoorradingszekerheid, in het bijzonder naar aanleiding van de aankondigingen tot gedeeltelijke of definitieve sluiting van klassieke productie-eenheden in België. Het blijft namelijk van primordiaal belang om over een voldoende groot en betrouwbaar nationaal productiepark te kunnen beschikken. In dat opzicht dient de ontwikkeling van het vraagbeheer en interconnectiecapaciteit als belangrijke bouwstenen van een goedwerkende elektriciteitsmarkt, eerder als complement dan wel als substitutie van nationaal verankerde productiecapaciteit beschouwd te worden.

In ieder geval is Elia op beide fronten heel actief, worden barrières doorbroken en nieuwe samenwerkingen aangegaan. Aan de hand van dit verslag, dat opgedeeld is in twee grote hoofdstukken wordt een overzicht gegeven van recente evoluties, met een actuele stand van zaken en waar mogelijk een inschatting voor het toekomstige verloop. Hoofdstuk 1 behandelt de ontwikkelingen van de interconnectiecapaciteit aan de hand van een algemene informatietabel en vervolgens een overzicht per project. In hoofdstuk 2 worden de evoluties inzake het vraagbeheer besproken, zowel voor wat betreft de deelname van de vraag in de markt van de ondersteunende diensten, als de energiemarkt in het algemeen.

INHOUDSOPGAVE

1	Ontwikkelingen van de interconnectiecapaciteit	3
1.1	Overzichtstabel	3
1.2	Noordgrens	4
1.2.1	PST 4 + 2 ^e 380kV verbinding Doel – Zandvliet	4
1.2.2	BRABO	5
1.3	STEVIN	5
1.4	NEMO	6
1.5	ALEGrO	6
1.6	Zuidgrens: Avelin - Horta	7
1.7	Interconnectie met Luxemburg	7
1.8	Conclusie	7
2	l'état d'avancement de la gestion de la demande.....	9
2.1	Introduction	9
2.2	Participation de la demande dans le marché de l'énergie	9
2.3	Participation de la demande directement à travers la fourniture de services auxiliaires.....	10
2.3.1	Réserve primaire fournie à partir de charge industrielle (R1 Load)	11

2.3.2	Réserve tertiaire fournie à partir de prélèvements interruptibles (Interruptibilité ou ICH)	12
2.3.3	Réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (R3 Dynamic Profile ou R3 DP)	12
2.3.4	Puissance de réglage tertiaire non réservée - Offres libres à partir d'une unité de production agrégée.....	13
2.4	Résultats de l'étude Febeliec	14
2.5	Conclusions	14

1 ONTWIKKELINGEN VAN DE INTERCONNECTIECAPACITEIT

1.1 Overzichtstabel

Als algemeen overzicht wordt een samenvattende tabel weergegeven met de actuele stand van zaken van de projecten die momenteel door Elia worden ontwikkeld ter verhoging van de interconnectiecapaciteit. Vervolgens wordt een toelichting per project voorzien.

Tabel 1.1: Overzichtstabel interconnectieprojecten Elia

Project	Beoogde interconnectie capaciteits-toename [MW] ¹	Huidige projectfase ⁴	Voorziene realisatie: huidige schatting	Voorziene realisatie: vorige schatting ⁵	Budget inschatting ⁶ [M€]
Noordgrens: PST 4 + Doel-Zandvliet	1000 MW ²	Studie	2016	2016 - 2020	120 - 160
Noordgrens: BRABO		Project-ontwikkeling	2018	2014	
STEVIN	Noodzakelijk voor NEMO	Project-ontwikkeling	2016	2016	200 - 250
BE-UK: NEMO	1000	Project-ontwikkeling	2018	2017	225 - 275
BE-DE: ALEGrO	950 - 1200	Project-ontwikkeling	2019	2017-2018	200 - 250
Zuidgrens: Avelin - Horta	1000	Studie	2020	2020	80 - 120
Nieuwe interconnectie met Luxemburg: PST	400 ³	Project-ontwikkeling	2015	2016	20 - 30
Versterking van de interconnectie met Luxemburg: Twee bijkomende 220 kV circuits	700	Voorstudie	2020	Niet gespecificeerd	

¹De capaciteitstoenames bepalen het individuele niveau van de interconnectie. De verhoging van de globale importcapaciteit van België mag niet gelijkgesteld worden aan de som van deze individuele verhogingen. Elia zal in 2014 een studie uitvoeren om de globale importcapaciteit van België te herpositioneren, rekening houdend met flux- en dynamische effecten (voor bepaalde projecten dienen de capaciteitstoenames nog officieel herbevestigd te worden met de betrokken netbeheerders uit de buurlanden).

²Waarde opgenomen in het federaal ontwikkelingsplan 2010-2020, punt 6.2.

³De waarde van 400MW is een eerste inschatting gemaakt gedurende de studiefase en zal gelden indien de injectie van de Twinerg productie-eenheid zou verhuizen van de regelzone van Elia naar die van CREOS. In ieder geval blijft de centrale van Twinerg tot minstens einde 2017 deel uitmaken van de regelzone van Elia. Deze waarde dient bovendien bevestigd te worden tijdens het uitwerken van de toekomstige operationele procedures die van toepassing zullen zijn voor de nieuwe interconnectie met Luxemburg.

⁴De projectfasen worden als volgt gedefinieerd:

- Voorstudie: in samenwerking met de betrokken TSO van het buurland, wordt de nood aan versterking gevaloriseerd en worden mogelijke oplossingen in kaart gebracht.
- Studie: de mogelijke oplossingen komende uit de voorstudie worden verder geanalyseerd, zodoende de meest gepaste oplossing vanuit technisch-economisch perspectief te weerhouden.
- Projectontwikkeling: de weerhouden oplossing wordt in detail uitgewerkt met het oog op de praktische realisatie ervan. Tevens worden de nodige vergunnings- en Europese aanbestedingsprocedures doorlopen, en wordt – waar van toepassing – het regulatorisch kader uitgewerkt.
- Realisatie: dit betreft de concrete uitvoering van de werken op het terrein zodoende na realisatie gestart kan worden met de operationele uitbating van de nieuwe infrastructuur.

⁵Als vorige inschatting wordt de situatie weergegeven zoals opgenomen in het federaal ontwikkelingsplan 2010-2020.

⁶Deze budgetten hebben enkel betrekking op de investeringen in het transmissienetwerk die binnen de perimeter van Elia vallen. Het budget dat de TSO's uit de betrokken buurlanden voorzien om in samenwerking met Elia het project te realiseren is hier dus buiten beschouwing gelaten.

1.2 Noordgrens

De versterking van de noordgrens van België heeft verschillende oorzaken die op elkaar inspelen, met name de evolutie van de internationale energiestromen, de mogelijke aansluiting van nieuwe centrale productie-eenheden op de Antwerpse Noord-Zuid-as en het verzekeren van het stijgend industrieel verbruik rond de haven van Antwerpen.

Een deel van de capaciteitstoename op de noordgrens wordt dan ook op korte termijn beoogd middels de realisatie van de vierde PST en de 2^e 380kV verbinding Doel-Zandvliet, en op lange termijn gewaarborgd door het BRABO project .

1.2.1 PST 4 + 2^e 380kV verbinding Doel – Zandvliet

Eenzijds zal een bijkomende dwarsregeltransformator geplaatst worden te Zandvliet, die het totaal aantal dwarsregeltransformatoren op de verbindingen met Nederland op 4 brengt (2 in onderstation Van Eyck, 2 in onderstation Zandvliet), en anderzijds zal een tweede 380kV draadstel tussen de onderstations van Doel en Zandvliet gerealiseerd worden door het upgraden van de huidige 150kV verbinding. In sommige exploitatie-omstandigheden, afhankelijk van de productiesituatie in België en de richting van de internationale flows zal dit project tot een capaciteitsverhoging van ongeveer 1000 MW op de noordgrens kunnen leiden.

De dwarsregeltransformator werd reeds besteld en momenteel wordt het vertalen van de technische oplossing in een protocolakkoord met de Nederlandse netbeheerder TenneT gefinaliseerd.

Voorts zullen in 2014 de dossiers voor het verkrijgen van de stedenbouwkundige vergunning voor de dwarsregeltransformator en de aanpassingen van de milieuvergunningen voor de onderstations Doel en Zandvliet worden ingediend.

Mits het sluiten van het protocolakkoord met TenneT en het verkrijgen van de benodigde vergunningen, verwacht Elia dit project in 2016 gerealiseerd te hebben.

1.2.2 BRABO

Het BRABO project moet de beoogde verhoging van de invoercapaciteit op de noordgrens op een meer robuuste manier realiseren (grotere scenario-onafhankelijkheid dan het voormelde PST 4 Project) en uiteraard, zoals hiervoor vermeld, de nodige versterking leveren voor de aansluiting van nieuwe productie-eenheden en het industrieel verbruik in het havengebied van Antwerpen.

Het 380kV-net in de regio van Antwerpen zal een grondige aanpassing ondergaan, met als voornaamste wijziging het realiseren van een additionele 380kV verbinding tussen de onderstations van Zandvliet en Mercator en met de bijkomende oprichting van een 380kV onderstation te Lillo.

Het vergunningskader zal ook hier een bepalende factor zijn, met name zijn volgende stappen ondernomen of gepland:

- In navolging van de annulatie van het GRUP door de Raad van State op 29 juni 2011, heeft Elia de plan-MER procedure opgestart in 2012;
- Op 9 december 2013 heeft Elia via de richtlijnen van de cel MER de bevestiging gekregen welke alternatieven dienen te worden opgenomen in het plan-MER dossier, welke Elia plant in te dienen op 30 april 2014;
- In 2014 zal een nieuwe GRUP procedure worden opgestart, waarvoor Elia verwacht in de loop van 2015 de definitieve vaststelling te verkrijgen. Parallel aan de GRUP procedure zal Elia het project-MER dossier indienen.
- In een laatste fase zullen de dossiers voor de stedenbouwkundige vergunning, federale wegvergunning en de verklaring van openbaar nut worden ingediend bij de bevoegde overheidsinstanties.

In functie van deze planning wordt verondersteld dat alle benodigde vergunningen tegen eind 2015 zijn toegekend, zodoende in 2016 kan gestart worden met de werken, ter realisatie van het project in 2018.

1.3 STEVIN

Het project STEVIN voorziet de aanleg van een dubbele hoogspanningsverbinding van 380kV tussen Zomergem en Zeebrugge en de oprichting van een nieuw hoogspanningsstation te Zeebrugge.

Hoewel dit project op zich geen interconnectie betreft, is de realisatie ervan wel een noodzakelijke voorwaarde om de interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk mogelijk te maken (project NEMO), en is aldus relevant in het kader van deze rapportering. Daarnaast beantwoordt STEVIN ook aan tal van andere behoeften.¹

Momenteel worden de nodige vergunnings- en Europese aanbestedingsprocedures doorlopen, met name:

- GRUP: annulatieprocedures zijn lopende bij de Raad van State;

¹ Het project STEVIN maakt het mogelijk om de windenergie van windparken op zee aan land te brengen en naar het binnenland te transporteren, maakt de aansluiting mogelijk van bijkomende decentrale elektriciteitsproductie (wind, zon en andere vormen van duurzame energie) in de kuststreek en zorgt bovendien door de uitbreiding van het 380 kV-net voor een aanzienlijke verbetering van de elektriciteitsbevoorrading in de West-Vlaamse regio waardoor het de verdere economische ontwikkeling mogelijk maakt in de strategisch belangrijke groeipool rond de haven van Zeebrugge.

- Project MER is goedgekeurd;
- De dossiers voor de stedenbouwkundige- en milieuvergunningaanvragen werden ingediend bij het Vlaams Gewest;
- De dossiers voor de verklaring van openbaar nut en de wegvergunning zijn ingediend bij de AD Energie.

Uitgaande van een positieve afloop van de vergunningsdossiers op korte termijn, plant Elia in 2014 te starten met de werken zodoende het project in 2016 gerealiseerd te hebben.

1.4 NEMO

Het NEMO-project betreft een onderzeese tweerichtingskabelverbinding tussen Zeebrugge en Richborough (UK) van ongeveer 1000MW op gelijkstroom, waarbij Elia in samenwerking treedt met National Grid, de transmissienetbeheerder van het Verenigd Koninkrijk. Op 20/11/2013 werd dit project opgenomen in de lijst van "Projects of Common Interest" van de Europese Commissie conform verordening 347/2013 van 17 april 2013.

Momenteel worden de nodige vergunnings- en Europese aanbestedingsprocedures doorlopen, met name:

- werd op 26/02/2013 het offshore federale dossier voor het verkrijgen van de kabellegvergunning en de milieuvergunning ingediend bij de AD Economie en de Minister van de Noordzee;
- plant Elia in 2014 de lancering van de procedures voor het verkrijgen van de vergunningen voor het onshore kabelgedeelte, de stedenbouwkundige vergunningen, en de milieuvergunning voor de conversiestations;
- wordt er gewerkt aan het opstellen van een shortlist van mogelijke leveranciers.

Elia en National Grid zijn eveneens in bespreking met de CREG en Ofgem (de Britse regulator) om het benodigde regulator kader en de mogelijke beheers- en eigendomsstructuren voor de interconnector uit te werken. In dat opzicht signaleert Elia de mogelijke beperkingen in de huidige elektriciteitswet voor het oprichten van dochterondernemingen, dewelke incompatibel is met de huidige geprefereerde beheers- en eigendomsstructuur. De Minister van Energie zou hiervoor een wetsaanpassing beogen in het begin van 2014 aan de hand van een wet houdende diverse bepalingen inzake energie.

Mits het tijdig verkrijgen van alle vergunningen en het sluiten van een akkoord over het regulator kader, plant Elia in 2015 te starten met de werken zodoende het project in 2018 gerealiseerd te hebben.

1.5 ALEGrO

Dit project omvat een ondergrondse interconnectie tussen Lixhe en Oberzier (DE) van ongeveer 950-1200MW op gelijkstroom. Op 20/11/2013 werd dit project opgenomen in de lijst van "Projects of Common Interest" van de Europese Commissie conform verordening 347/2013 van 17 april 2013.

Elia is in samenwerking met de Duitse transmissienetbeheerder Amprion intensief bezig met de voorbereiding van de Europese aanbestedingsprocedures.

Op het vlak van de vergunning werd met name:

- de procedure voor de gedeeltelijke herziening van de sectorplannen voor de opnemings van de voorgestelde route (reservatieperimeter) gestart op 2 mei 2013 door een publieke informatievergadering in Soumagne;
- het voorontwerp van de herziening van de sectorplannen goedgekeurd door de Waalse regering (eind november 2013) en is in de ondertekeningsfase om vervolgens gepubliceerd te worden;

- de Waalse regering zal vervolgens de inhoud van de milieu-effectenstudie bepalen (begin 2014) en kan, na afloop van deze studie, overgaan tot de voorlopige herziening van de sectorplannen (september 2014);
- na definitieve herziening van de sectorplannen (voorzien in 2015), zal Elia de procedures lanceren om de unieke vergunning, de wegvergunningen en verklaringen van openbaar nut te bekomen.

Rekening houdend met bovenstaand vergunningstraject verwacht Elia in 2016 à 2017 van start te kunnen gaan met de werken, zodoende het project tegen 2019 te realiseren. Ondertussen realiseert Elia de nodige interne netversterkingen met het oog op de realisatie van de interconnectie (380kV onderstation Lixhe, versterking van de as Lixhe-Herderen).

1.6 Zuidgrens: Avelin - Horta

Elia voert in samenwerking met de Franse transmissienetbeheerder RTE een studie uit om te bepalen wat de meest aangewezen optie is om de interconnectie te versterken.

De voorlopige resultaten tonen aan dat een versterking van de lijn Avelgem – Avelin de meest aangewezen optie is. De beoogde versterking bestaat uit het vervangen van de bestaande geleiders door zogenaamde “hoogperformantie” geleiders, doorgetrokken tot aan het nieuwe 380kV onderstation Horta nabij Zomergem. Een finale validatie zal gebeuren in het kader van een studie waaraan Elia en RTE deelnemen op ENTSO-E niveau, en waarvan de resultaten tegen midden 2014 verwacht worden.

Zodoende verwacht Elia in de tweede helft van 2014 een protocolakkoord te kunnen afsluiten met RTE om de fase van projectontwikkeling in te gaan, met als doel de versterking te realiseren tegen 2020.

1.7 Interconnectie met Luxemburg

Sinds 2009 heeft Elia in samenwerking met de betrokken transmissienetbeheerders van Luxemburg (CREOS), Frankrijk (RTE) en Duitsland (Amprion) een gemeenschappelijke visie uitgewerkt voor een verdere integratie van het Luxemburgse net, met deze van de omliggende transmissienetbeheerders. Op 20/11/2013 werd dit project opgenomen in de lijst van “Projects of Common Interest” van de Europese Commissie conform verordening 347/2013 van 17 april 2013.

Gemeenschappelijke studies hebben aangetoond dat de ontwikkeling van een 220kV netwerk met België het meest gepaste scenario is.

Dit scenario werd ondertussen verder uitgewerkt en geofficialiseerd in een protocolakkoord dat werd afgesloten tussen Elia & CREOS op 25 juni 2013, maar nog goedgekeurd dient te worden door de regulatoren voor 31 december 2013.

Op korte termijn (2015) zal een dwarsregeltransformator (PST) worden geplaatst in het Luxemburgse net ter hoogte van het onderstation Schiffflange. In parallel worden verschillende varianten voor een langetermijn oplossing beschouwd. Het scenario dat momenteel de voorkeur geniet, maar nog dient te worden bevestigd door verdere studies, voorziet in de installatie van twee 220kV kabels tussen de onderstations van Aubange en Bascharage (LUX). De realisatie hiervan wordt verwacht tegen 2020.

1.8 Conclusie

Elia is actief bezig met het versterken van bestaande, en het creëren van nieuwe, interconnecties met alle buurlanden. De tijdshorizon voor deze projecten is verschillend en ook de uitdagingen zijn projectspecifiek. Een wederkerende constante is echter de lange en moeizame vergunnings- en beroepsprocedures waarin grote infrastructuurprojecten verzeild (dreigen) te geraken. De nodige aandacht en ondersteuning hiervoor is gewenst opdat de interconnecties tijdig gerealiseerd kunnen worden.

De verschillende geplande interconnecties zullen de importmogelijkheden vanuit de buurlanden aanzienlijk doen toenemen. Niettemin mag de toegenomen invoercapaciteit, zoals hiervoor uiteengezet, niet gelijkgesteld worden aan de som van de geïdentificeerde individuele capaciteiten.

De technisch-economische verantwoording van deze verschillende interconnecties gebeurt volgens de in ENTSO-E vastgelegde "Cost-benefit analysis" methode. Ze leidt tot positieve resultaten voor de verschillende Elia projecten op basis van de marktuitswisselingsopportunities (optimalisatie energiemix, integratie hernieuwbare bronnen op CWE schaal, etc.) die door deze projecten geboden worden.

Voor de piekmomenten die bepalend zijn voor de bevoorradingszekerheid, is het belangrijk vast te stellen dat ook in de buurlanden sluitingsprogramma's van productiecentrales aangekondigd worden. De hypothese van 3500MW invoer uit de buurlanden op de piekmomenten die bepalend zijn voor de bevoorradingszekerheid moet dus voornamelijk vanuit een analyse van het CWE productiepark gevalideerd worden. Elia heeft onvoldoende indicaties om, zelfs bij toegenomen importcapaciteit, de hypothese van 3500MW energie-aankoop uit het buitenland te verhogen. Integendeel, deze hypothese zal regelmatig opnieuw gevalideerd moeten worden.

2 L'ÉTAT D'AVANCEMENT DE LA GESTION DE LA DEMANDE

2.1 Introduction

La gestion de la demande a un rôle important à jouer dans la réponse aux défis posés par la croissance de la production d'énergie renouvelable et décentralisée. Cette dernière contribue d'une part à l'augmentation des besoins de flexibilité de la zone, de par la variabilité, l'imprévisibilité et la possibilité limitée de modulation de ces sources, et d'autre part à la diminution de la disponibilité des sources traditionnelles de flexibilité (centrales thermiques).

Notamment, l'augmentation substantielle de capacité de production solaire et éolienne combinée à une part importante de production nucléaire peu modulable, causent une augmentation des déséquilibres de la zone de réglage belge ainsi que des coûts de réservation des services auxiliaires. En vue de pallier à ces situations Elia travaille depuis quelques années en collaboration avec la CREG sur plusieurs axes. Parmi ceux-ci, l'élaboration d'un mécanisme d'équilibrage de l'énergie (marché de balancing) « réactif », permettant de diminuer les déséquilibres à la source d'une part et la diversification des sources de balancing d'autre part contribuent à la participation de la demande².

Le présent chapitre décrit les différents moyens de participation de la demande dans le marché de l'électricité et donne un aperçu des volumes concernés, pour les informations dont Elia dispose. La première partie décrit les mécanismes de participation de la demande au marché de l'électricité et de balancing ainsi que quelques exemples concrets. La seconde partie décrit les différents produits développés spécifiquement pour contracter des réserves de puissance (services auxiliaires) fournies à partir de la demande, leurs particularités ainsi que les volumes via ces produits. Enfin la troisième partie résume les résultats d'une enquête menée en collaboration avec la Febeliec en vue d'identifier le potentiel de participation de la demande située en réseau de transport.

2.2 Participation de la demande dans le marché de l'énergie

Moins directement observable que la fourniture de services auxiliaires, la participation directe de la demande au marché de l'énergie se développe. Certains industriels ont leur propre ARP et participent à ce titre au marché de gros. On observe également l'émergence de contrats commerciaux conclus entre les fournisseurs et les utilisateurs de réseau de leur portefeuille éventuellement par l'intermédiaire d'une tierce partie appelée « agrégateur » pour permettre l'utilisation de cette flexibilité à des fins de gestion du périmètre de l'ARP associé. L'introduction par Elia au 1/1/2012 d'un tarif de déséquilibre de type single marginal pricing, donnant des incitants plus forts à s'équilibrer, voire à aider à l'équilibrage de la zone à l'approche du temps réel, a selon nos observations contribué au développement de ces contrats. Elia n'a pas une connaissance exhaustive de ce type de collaborations ni des volumes associés mais on peut citer des exemples tels que:

- la participation d'agriculteurs installés en Flandre, regroupés sous l'organisation WOM (« Warmtekracht OndersteuningsMaatschappij »), qui font varier la production de leurs unités de cogénération, dont la puissance totale installée atteint environ 220MW, en fonction de signaux de prix de marché et notamment des tarifs de déséquilibre. Ceci grâce à un contrat de fourniture spécifique les soumettant à un système de nomination en D-A et les exposant directement aux tarifs de déséquilibre. Ces utilisateurs de réseau contribuent donc à modifier en temps réel la position de leur ARP et à travers lui à faire diminuer le déséquilibre global de la zone. L'organisation WOM ainsi que leur mécanisme de fonctionnement ont été présentés lors du « customers'day » d'Elia du 28 novembre 2012³.

² Par demande nous entendons dans la suite du document la charge ou la production décentralisée non coordonnée.

³ Présentation disponible sur le lien suivant : <http://www.elia.be/en/about-elia/~media/files/Elia/About-Elia/Users%20Group/Klantendag/Client%20Day%202012%20-%20Part%201.pdf>

- le partenariat entre le EDF Luminus et l'agrégateur REstore annoncé dans un communiqué de presse du 21 janvier 2013 sous la forme d'un produit appelé *You.Balance* proposé aux clients d'EDF « visant à contribuer au maintien permanent de l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité des clients d'EDF Luminus »⁴.

Ces collaborations entre les acteurs de marché et leurs clients sont d'une importance majeure pour la participation de la demande au marché de l'énergie et au marché de l'équilibrage. Le volume qu'elles représentent ne peut pas être estimé directement par Elia étant donné le caractère commercial et confidentiel de ces contrats.

Il est primordial de promouvoir et soutenir ce moyen de participation de la demande, dont la simplicité et l'effet de levier restent incomparables, en particulier pour les ressources décentralisées. Elia l'encourage à son niveau en adoptant pour le balancing une approche fondée sur les signaux de prix et la réaction du marché, veillant ainsi à garder à un niveau raisonnable les réserves par définition « retirées » du marché de l'énergie.

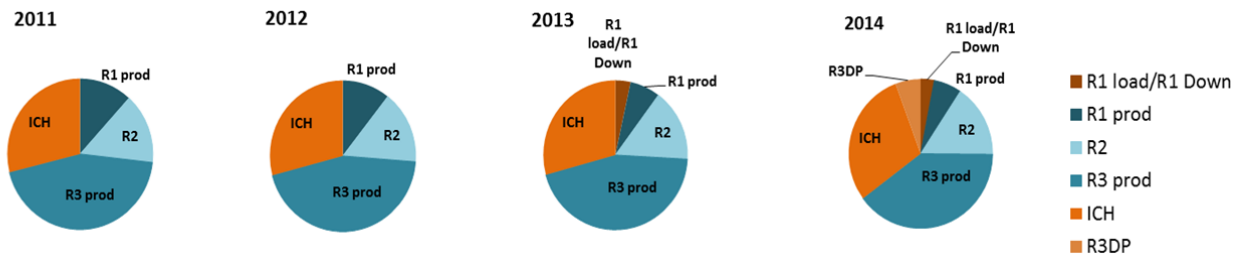
2.3 Participation de la demande directement à travers la fourniture de services auxiliaires

Les dernières années Elia a fait évoluer ses produits de services auxiliaires afin de diversifier les ressources qui les fournissent. En particulier, de nouveaux produits ont été développés spécifiquement pour la demande. La part de réserves contractée via ces produits a ainsi sensiblement augmenté les deux dernières années.

Les figures suivantes reprennent l'évolution de la répartition des volumes de services auxiliaires contractés à partir de produits destinés à la participation de la demande.

Tableau 1 et Figure 1: Evolution des volumes de S.A. à partir de produits spécifiques pour la demande

	2011	2012	2013	2014
Total SA [MW]	903	896	892	883
Volume Demand-SA [MW]	261	261	291,5	338



Les produits développés pour permettre la participation de la demande satisfont d'une part aux spécifications ENTSO-e et aux besoins de la zone et tiennent compte d'autre part des limitations et spécificités techniques liées à la demande. En effet, le profil de consommation/production d'une charge industrielle ou d'une unité de production décentralisée et en premier lieu dicté par le « cœur de métier » de cette installation et ensuite par le prix de l'électricité. Un industriel sera ainsi disposé à

⁴ Communiqué de presse commun du 21 janvier 2013 disponible sur le lien suivant : <http://edfluminus.edf.com/medias/communiqués-de-presse/2013-01-21-94571.html>

faire varier son profil de consommation/production seulement si cette variation ne perturbe pas trop le fonctionnement de son processus industriel. Ces limitations se traduisent par à un nombre limité d'activations par an et une disponibilité plus réduite⁵. Le recours aux services d'un agrégateur permet d'atténuer partiellement ces différences mais ne saurait garantir un service tout à fait identique à celui d'une unité de production centralisée et donc la fourniture d'un produit conçu sur cette base. Les produits fournis à partir de la demande et ceux fournis à partir de production « classique » ne sont donc pas toujours comparables mais complémentaires.

En contractant des services auxiliaires directement auprès d'utilisateurs de réseau (éventuellement par l'intermédiaire d'agrégateurs), Elia doit veiller à annihiler l'impact que les activations de ces services (modifications non prévues de leur profil à la demande du TSO) peuvent avoir sur leur BRP et fournisseur.

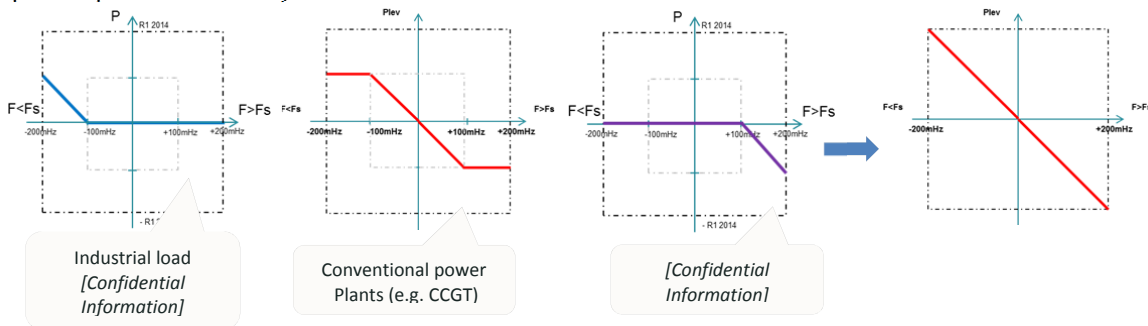
2.3.1 Réserve primaire fournie à partir de charge industrielle (R1 Load)

Depuis 2009 la participation de charges au réglage primaire est autorisée à condition que les spécifications de l'UCTE Policy 1 soient respectées. Elia a développé en collaboration avec les industriels qui avaient manifesté leur intérêt, un produit R1 taillé sur mesure pour répondre aux contraintes d'un site industriel (« R1 Load »). La réserve primaire pouvant être fournie par les sites industriels, atteint 30% des besoins nécessaire en Belgique, uniquement pour le réglage à la hausse (ce qui correspond à une diminution de la consommation pour palier à une chute de fréquence).

Pour minimiser l'impact sur le processus industriel, il est convenu que ceux-ci ne commencent à moduler leur consommation qu'à partir de chutes de fréquence supérieures à 100mHz (c'est-à-dire à partir de 49,9 Hz). De telles variations se produisant plus rarement, la durée d'activation totale est estimée à environ 8h par an.

Afin de couvrir la bande de réserve primaire symétrique nécessaire autour de 50Hz et pour répondre aux spécifications de l'UCTE Policy 1 le produit « R1 load » asymétrique est combiné avec deux autres produits R1 : un R1 symétrique fourni à partir d'unités thermiques pour une fréquence située entre 49,9 et 50,1 Hz ainsi qu'un R1 asymétrique pour les augmentations de fréquence supérieures à 50,1 Hz fourni quant à lui à partir [Confidential Information].

Figure 2 : Combinaison de produits R1 en vue de couvrir toute la gamme de déviations de fréquence prévue par l'UCTE Policy 1



Cette combinaison a permis la fourniture d'environ 30% de puissance de réglage primaire à la hausse à partir de charge industrielle depuis le 1^{er} janvier 2013. A partir du le 1^{er} janvier 2014, une partie de cet R1 load sera fournie au moyen de charge industrielle agrégée par un agrégateur.

⁵ Les réserves offertes à partir d'unités de production coordonnables garantissent une disponibilité proche de 100% et un nombre illimité d'activations

Tableau 2: Evolution des volumes de réserve primaire depuis 2011 (en MW)

	2011	2012	2013	2014
R1 load/R1 Down	0	0	30,5	27
R1 prod	106	95	60,5	55
R1 total (obligation ENTSOe)	106	95	91	82

2.3.2 Réserve tertiaire fournie à partir de prélèvements interruptibles (*Interruptibilité ou ICH*)

La réserve tertiaire est une réserve à la hausse uniquement, activée manuellement et devant être déployée dans les 15 minutes. Elle est destinée à restaurer l'équilibre de la zone pour des grands déséquilibres négatifs. La réserve tertiaire à partir de charges industrielles interruptibles est le plus ancien produit destiné à la demande. Il couvre environ 261 MW sur un total de 661 MW de réserve tertiaire(R3) et est utilisé pour des situations à des conditions particulières.

En effet l'Interruptibilité est caractérisée par une capacité moyenne disponible sur l'année; un nombre d'activations limité (4 ou 8 par an) et une durée de maximum 8h par activation. Lorsqu'il est activé, le fournisseur d'Interruptibilité doit diminuer sa consommation jusqu'à un seuil contractuellement fixé endéans 3 minutes. De par ses spécificités, cette réserve est particulièrement indiquée pour pallier de grands déséquilibres soudains dus par exemple au déclenchement d'une unité de production.

Lors d'une activation, l'impact de cette dernière sur le périmètre d'équilibre du BRP ainsi que sur la rémunération du fournisseur sont neutralisés à travers une adaptation des données de comptage pendant une activation. Cette particularité limite ce produit aux utilisateurs de réseau de transport.

Depuis 2013, les spécifications contractuelles de ce produit ont été modifiées afin de permettre l'offre via un agrégateur de puissance de réglage tertiaire provenant de plusieurs sites industriels regroupés. Cette évolution a permis la participation d'utilisateurs de réseau de transport qui, seuls, ne correspondent pas aux spécifications du produit.

2.3.3 Réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (*R3 Dynamic Profile ou R3 DP*)

En 2012 un projet pilote a été lancé en collaboration avec l'agrégateur REstore et avec l'appui de la CREG permettant ainsi de tester la fourniture en 2013 [*Confidential Information*] sous forme de réserve tertiaire à partir de charges industrielles situées en distribution⁶. En 2013 un groupe de travail spécifique (comprenant les différents acteurs précités ainsi que la CREG) a été constitué afin d'analyser l'élargissement des services auxiliaires aux ressources situées en réseau de distribution, pour le court et moyen terme.

Les réflexions de ce groupe de travail, ainsi que les premiers retours d'expériences du projet pilote précité ont mené à l'élaboration d'un nouveau type de réserve tertiaire, appelé « R3 Dynamic Profile » (R3DP) ou « réserve tertiaire à partir de services d'ajustement de profil ». Ce nouveau produit a été créé pour exploiter la flexibilité de la demande raccordée en réseaux de distribution, ce qui est une première en Europe. Il est également ouvert à la participation de charges ou productions situées en réseau de transport.

⁶ Ces [*Confidential Information*] étant fournis dans le cadre d'un projet pilote, ils ne sont pas pris en compte dans les volumes totaux de réserve approuvés par la CREG et contractés et leur activation ne se reflète pas dans les tarifs de déséquilibre.

L'offre de volumes sous forme agrégée a permis d'atteindre des performances, telles qu'une disponibilité de 100% et un nombre de 40 activations annuelles. Ce produit est destiné à être activé après épuisement de la réserve tertiaire de production (au nombre d'activations illimité). La mise à disposition de la capacité est rémunérée à l'agrégateur par une prime fixe par MW; par ailleurs lors de chaque activation, l'énergie qui n'est plus achetée par le consommateur effacé mais doit continuer à être produite pour assurer l'équilibre du système, est automatiquement réglée au responsable d'équilibre au prix marginal temps réel de l'électricité, par l'intermédiaire du tarif de déséquilibre. Ce dispositif permet de pallier simplement l'absence de nominations de réseau de distribution mais sa généralisation se heurte à certaines limites :

- la durée d'activation doit être courte (diminution du risque d'impact négatif);
- cette solution est applicable pour un volume limité et pour des réserves activées en fin de merit order.

Outre les contraintes spécifiques à la demande énoncées plus haut, la capture et la valorisation du potentiel flexible situé en réseau de distribution fait face à plusieurs défis :

- Les volumes disponibles par utilisateur de réseau sont très petits; il devient donc indispensable de les agréger. Le nombre d'acteurs impliqués (consommateur, agrégateur, fournisseur, BRP, GRD) augmente et les relations contractuelles entre ceux-ci deviennent très complexes.
- L'absence de nominations par point d'accès complique l'identification de l'énergie livrée.
- Ces deux éléments rendent l'identification de l'impact réel sur le(s) BRP et fournisseur(s) concerné(s) extrêmement complexes.
- Enfin l'impact local éventuel d'une modification simultanée des profils de consommation de plusieurs utilisateurs raccordés au réseau de distribution doit être analysé.

Etant donné les caractéristiques spécifiques du R3DP il a été convenu avec tous les acteurs concernés de commencer avec un volume et une période limitée pour tester et analyser son fonctionnement. Le produit R3DP sera donc actif à partir du 1^{er} janvier 2014 avec un volume de 50MW. Il sera évalué pour des évolutions futures.

L'intérêt porté à l'appel d'offre et les volumes offerts confirment le potentiel important de ce produit.

- Le volume total des offres effectives était de 112MW (en période de PEAK) deux fois supérieur au volume sélectionné.
- 20% des volumes utilisables par les candidats fournisseurs de R3DP pour garantir la puissance de réserve offerte provenaient d'installations situés en distribution.

Tableau 3: Evolution des volumes de réserve tertiaire depuis 2011 (en MW)

	2011	2012	2013	2014
R3 production	400	400	400	350
ICH	261	261	261	261
R3DP	0	0	0	50
R3 total	661	661	661	661

2.3.4 Puissance de réglage tertiaire non réservée - Offres libres à partir d'une unité de production agrégée

Conformément aux dispositions règlementaires et contractuelles en vigueur, les producteurs installés au sein de la zone de réglage belge sont tenus d'offrir à Elia, leur puissance disponible sur leurs unités de plus de 75 MW. En pratique les BRP responsables du suivi de l'injection des unités de

production couvertes par un contrat CIPU⁷ offrent quotidiennement sous formes d'offres à la hausse ou à la baisse les volumes disponibles de leurs unités de production.

Depuis l'été 2012, Elia a introduit le concept d'unité de production agrégée, permettant aux BRP signataires d'un contrat CIPU d'offrir la puissance de réglage disponible sur un ensemble agrégé d'unités de production décentralisées ou de charges de leur portefeuille sous forme d'une unité de production fictive. Depuis l'été 2012, environ 100MW éolien répartis en réseau de distribution sont agrégés et régulièrement offerts par leur BRP à Elia. Des discussions sont en cours avec des sites industriels.

2.4 Résultats de l'étude Febeliec

Afin d'évaluer le potentiel en matière de gestion de la demande (« demand response ») au sein de l'industrie belge, Elia, Febeliec et EnergyVille ont organisé courant 2013 une enquête auprès des clients industriels raccordés au réseau Elia. Les résultats de cette enquête sont disponibles sur le site web d'Elia . Bien que ces résultats reflètent les réponses d'une partie seulement des clients industriels d'Elia qui ont accepté de participer à l'enquête, ils permettent de tirer plusieurs conclusions intéressantes.

En effet, sur base des réponses reçues, l'enquête révèle que sur les 631 MW de flexibilité identifiés, 488 MW sont déjà utilisés de manière « intelligente ». A l'heure actuelle, les 134 MW restants de flexibilité existante ne sont pas utilisés pour réduire les coûts de l'énergie. Sur les 400 MW de flexibilité identifiés pouvant être activés dans le quart d'heure, 247 MW sont déjà proposés à Elia dans le cadre de la procédure annuelle d'appel d'offres de puissance délestable. Une part considérable de cette flexibilité rapidement activable est donc déjà capturée par Elia pour maintenir l'équilibre de la zone de réglage via son portefeuille de produits existant .

Environ 228 MW de flexibilité ne sont activables qu'après un préavis raisonnable d'au moins une ou deux heures. Cette flexibilité lente (préavis > 1 heure) n'est a priori pas utilisable pour le maintien de l'équilibre (« balancing ») de la zone de réglage en temps réel mais est plutôt valorisable sur les marchés de l'électricité (marchés « day-ahead » en « intraday », via une conventions spécifique entre le client et son ARP) ou via des produits axés sur un délai d'avertissement plus long (produits servant par exemple à un mécanisme de réserves stratégiques).

En outre, 70% des participants qui n'utilisent pas la flexibilité de manière « intelligente » sont favorables à une obligation contractuelle ad hoc pour la fourniture de flexibilité, autrement dit, leur permettant de décider eux-mêmes quand proposer leur flexibilité. Cette donnée est importante dans le cadre contractuel entre client et son fournisseur pour faciliter davantage la participation active de la demande dans la fourniture de flexibilité.

Sur base des résultats de l'enquête, Elia conclut dès lors qu'il existe un potentiel de gestion de la demande et poursuit son travail en vue de favoriser la participation de la demande dans la fourniture de services auxiliaires et d'énergie d'équilibrage.

2.5 Conclusions

La part de la demande dans les services auxiliaires, mais également dans les marchés d'énergie et de balancing, a augmenté ces dernières années grâce à des évolutions de design de marché, au développement de nouveaux produits et l'émergence de nouveaux acteurs.

⁷ Contrat de Coordination de l'Appel des Unités de Production

Par contre, cette intégration soulève des questions complexes comme la définition des rôles et responsabilités de chaque partie, la rémunération correcte de l'énergie activée, les flux de données et les processus y associés, etc.

Le retour d'expérience à ce jour conduit aux conclusions suivantes :

- De bons incitants tarifaires constituent un moyen simple et puissant pour mobiliser une grande partie de la flexibilité, notamment à partir de petits acteurs.
- Les réserves fournies à partir d'unités de production ou à partir de la demande sont de nature différente. Il est important de les développer de manière à ce qu'elles se complètent pour couvrir les besoins de la zone.
- Les rôles (dans certains cas nouveaux) et responsabilités des parties ainsi que les interactions entre elles doivent être correctement définis pour éviter les barrières à l'entrée tout en veillant à préserver le bon fonctionnement du marché (par exemple les contrats de fourniture permettant la réaction aux signaux de prix).
- Un développement pragmatique et progressif basée sur l'expérimentation et la consultation du marché est nécessaire.
- Les futurs développements devront viser à attirer de la nouvelle flexibilité non exploitée.