Federaal

Ontwikkelingsplan

2010-2020

Definitieve versie 1 september 2011

Federaal

Ontwikkelingsplan

2010-2020

Definitieve versie 1 september 2011

Synthese

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020

1. De ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit: een context in beweging

Elia stelt het federaal ontwikkelingsplan 2010-2020 op volgens de modaliteiten van de wet van 29 april 1999 ("Elektriciteitswet") en van het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor de uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit. Dit ontwerp van ontwikkelingsplan bestrijkt een periode van tien jaar en werd opgesteld door de transmissienetbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau.

Overeenkomstig de wet geeft het ontwikkelingsplan een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit voor elektriciteit, volgens een aantal onderliggende hypotheses. Op deze basis bepaalt het plan het investeringsprogramma dat nodig is om aan de behoeften aan transmissiecapaciteit te voldoen en waarvan de uitvoering bindend is voor de netbeheerder. Het ontwikkelingsplan houdt rekening met de nood aan adequate reservecapaciteit en met de projecten van gemeenschappelijk belang die worden vastgelegd door de instellingen van de Europese Unie op het vlak van de trans-Europese netten.

De ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit is nauw verbonden met het energiebeleid en meer in het bijzonder met de invoering van de nieuwe Europese en Belgische bepalingen op het gebied van energie en klimaat.

Op Europees vlak sluit het plan aan bij het tienjarig niet-bindend ontwikkelingsplan dat de Europese netbeheerders om de twee jaar moeten opmaken in uitvoering van het derde energiepakket. ENTSO-E[1], de Europese vereniging van transmissienetbeheerders, heeft in 2010 een eerste uitgave van dit plan gepubliceerd, in anticipatie op het van kracht worden van het derde energiepakket.

2. Een elektrisch systeem in evolutie

De vooropgestelde Belgische en Europese doelstellingen inzake energie en klimaat, in combinatie met de gemiddelde leeftijd van het productiepark, doen veronderstellen dat de Europese energiemix in de toekomst ingrijpend zal veranderen.

De toename van het aandeel van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen die zich aandient, zal samengaan met een toenemende wisselvalligheid van de fysieke elektriciteitsstromen tussen de landen van de Unie.

Bovendien brengen de gediversifieerde strategieën van de verschillende marktspelers grote onzekerheid met zich, niet alleen op het vlak van de toekomstige energiemix maar ook rond de lokalisatie van de productie-eenheden die in dienst zullen worden genomen of buiten dienst zullen worden gesteld.

Ten slotte dient opgemerkt dat de algemene energie-efficiëntie als gevolg van een substitutie-effect tot een toename van het eindverbruik van elektriciteit zou kunnen leiden.

1 European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Op het gebied van netontwikkeling leiden al deze elementen concreet tot:

- het uitwerken van mogelijke oplossingen voor de versterking van een transmissienet dat enerzijds efficiënt en robuust is, om een kwalitatief hoogstaande nettoegang te kunnen bieden voor diverse combinaties van hypotheses en met de nodige flexibiliteit, zodat deze oplossingen geheel of gedeeltelijk kunnen worden herzien naargelang van de evolutie van de verschillende projecten van de producenten;
- het voortzetten van de ontwikkeling van de interconnectiecapaciteiten om het evenwicht tussen vraag en aanbod te garanderen, zowel in het geval van een productietekort, bijvoorbeeld als gevolg van de afwezigheid van bepaalde eenheden, als in het geval van een productieoverschot, bijvoorbeeld door de combinatie van de beperkte flexibiliteit van het centrale productiepark en een hoog injectiepeil van de productie uit hernieuwbare energiebronnen;
- het lokaal versterken van het transmissienet ter ondersteuning van de zones waar in de toekomst een toename van het verbruik is gepland.

3. Onzekerheidsfactoren en hypotheses

Cartografie van de invloedsfactoren

Om een zo goed mogelijk inzicht te krijgen in de externe factoren die de ontwikkeling van het net beïnvloeden, wordt in het kader van het ontwikkelingsplan gekozen voor een aantal scenario's die sterk van elkaar verschillen en representatief zijn voor mogelijke uiteenlopende evoluties. Deze aanpak maakt het mogelijk om een brede waaier aan situaties te definiëren, waarvoor de verdere ontwikkeling van het net in overweging moet worden genomen.

Het ontwikkelingsplan gaat ervan uit dat de doelstellingen, zoals aangenomen in het kader van het Europese energie- en klimaatpakket met betrekking tot het aandeel van hernieuwbare energie in het totale energieverbruik, zullen worden gerealiseerd.

Om de onzekerheden betreffende de bijdrage van de **verschillende hernieuwbare energiebronnen** (HEB) tot de realisatie van de Europese klimaatdoelstellingen in 2020 in kaart te brengen werd in deze definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie van België (NAP HE – België)[2] gebruikt als referentie.

Dit actieplan geeft geconsolideerde vooruitzichten voor heel België maar geen informatie betreffende de lokalisatie van de hernieuwbare productiemiddelen. Dit is nochtans een kerngegeven voor de ontwikkeling van de netten. Bovendien kunnen andere bronnen van die referentie afwijken. Daarom worden ook andere vooruitzichten, zoals regionale voorspellingen of plannen van projectontwikkelaars, in aanmerking genomen voor de netontwikkeling[3].

2 Op het moment van het neerleggen van de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 (meer bepaald op 15 september 2010) was het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie *van* België opgesteld door Federale Overheidsdienst Energie in het kader van de richtlijn 2009/28/EG nog niet beschikbaar. Dit plan werd pas in november 2010 op het Europese transparancy platform geplaatst.
(zie http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

3 zie hoofdstuk 7.

Tabel 1: de totale nationale capaciteit aan hernieuwbare energiebronnen, afgeleid uit het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie, die als referentie wordt gebruikt voor dit ontwikkelingsplan.

	Capaciteit [MW] uit het NAP HE – België
Biomassa	2451,5
Wind onshore	2320
Wind offshore	2160[4]
Fotovoltaïsch	1340
Waterkracht (excl. pompcentrales)	140
WKK (niet HEB)	3376
TOTAAL	11787

Om de mogelijke evolutie van het ***elektriciteitsverbruik*** in kaart te brengen, zijn een lage en een hoge variant gedefinieerd. De langetermijnvisie is gebaseerd op scenario's van de prospectieve studie elektriciteit 2008-2017[5]. De eerste vier jaren werden niettemin geactualiseerd om rekening te houden met de recente verbruiksevolutie. Daarom werd gebruik gemaakt van de vooruitzichten van het consultancybureau IHS CERA dat rekening heeft gehouden met de werkelijke meest recente tendensen. De gemiddelde jaarlijkse verbruikstoename voor 2010-2020 bedraagt 0,2% voor de lage variant en 1,1% voor de hoge variant. De hoge variant is van belang om de robuustheid van de netontwikkelingen hieraan te toetsen.

De definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 gaat ervan uit dat ***de uitstap uit kernenergie*** doorgaat zoals wettelijk voorzien, maar werkt in tweede instantie ook varianten uit op basis van een herziening van de kernuitstap, om de robuustheid van de hypotheses te testen.

Betreffende de ***evolutie van de centrale fossiele productiemiddelen*** beschikt de netbeheerder over een zeer beperkt zicht op de investeringsplannen en de buitendienststellingsplannen van de producenten. Voor de buitendienststelling van centrales geldt volgens het technisch reglement een aankondigingstermijn van slechts 12 maanden. Voor projecten van nieuwe centrales beschikt de netbeheerder over een vrij omvangrijke lijst met projecten in voorbereiding. De ervaring tot op heden leert echter dat veel van deze projecten niet tot definitieve bouwbeslissingen leiden. Bovendien lopen de meeste van deze projecten belangrijke vertragingen op door de vergunningsproblematiek of door fusie- en overnamebewegingen.

In deze context houdt dit ontwikkelingsplan rekening met de evolutie van de centrale productiemiddelen door:

- de identificatie van de toekomstige buitendienststellingen, op basis van drie pijlers (de resterende levensduur van de productie-eenheden, formele en informele informatie van producenten);
- het uitwerken van scenario's met mogelijke verwezenlijkingen van nieuwe productie-eenheden op basis van fossiele brandstoffen in België.

4 Momenteel wordt de maritieme ruimte bestemd voor offshore windmolenparken bepaald door het Koninklijk Besluit van 17 mei 2004. Destijds werd het potentieel aan windenergie in die zone geschat op 2000 MW. Thans bedraagt het vermogen van de 7 domeinconcessies in de zone 2160 MW. Dit verschil is niet van aard om een betekenisvolle invloed uit te oefenen op de kwesties inzake netontwikkeling en in het bijzonder op de gekozen oplossing om dit vermogen op het onshore net aan te sluiten (STEVIN-project).

5 "Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017", Algemene Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie en het Federaal Planbureau, december 2009."

Het stappenplan van ***buitendienststellingen van centrale productie-eenheden*** omvat drie stappen.

Het plan houdt in eerste instantie rekening met een lijst van officieel aangekondigde buitendienststellingen van centrales in de periode 2011-2020 (totaal: 431MW).

Een tweede lijst omvat centrales waarvoor de netbeheerder aanwijzingen heeft dat deze waarschijnlijk tijdens dezelfde periode zullen gesloten worden. Deze lijst werd opgesteld op basis van informele informatie van de producenten (totaal: 1000 MW).

Een derde lijst met mogelijke buitendienststellingen werd opgesteld op basis van een inschatting van de restlevensduur van het Belgische productiepark. Op basis van de in ENTSO-E uitgevoerde analyse betreffende de technische levensduur van centrale productie-eenheden die fossiele brandstoffen verstoken, werd een maximale technische levensduur voor centrales met fossiele brandstoffen bepaald. Er werd aangenomen dat een technische levensduur van 45 jaar als een maximum kan worden beschouwd. Dit brengt het totaal van de buitendienststellingen binnen de beschouwde periode op 2073 MW, dus ongeveer 640 MW meer dan de som van beide voorgaande lijsten in dit plan.

Al de scenario's betreffende de ***indienststelling van centrale productiemiddelen op fossiele brandstoffen*** bevatten een lijst van vast gekende investeringsprojecten (840 MW) voor de periode 2011-2020. De projecten die thans gerealiseerd zijn, werden opgenomen in alle scenarios

Deze scenario's worden vervolledigd met projecten waarvan de definitieve bouwbeslissing nog niet is genomen. De implicaties van de realisatie van deze projecten op de te voorziene netontwikkelingen, worden in het hoofdstuk over de aansluitingsproblematiek van centrales verder besproken. Er werden vijf alternatieve scenario's ontwikkeld betreffende de bijkomende indienststelling van nieuwe centrale productiemiddelen met fossiele brandstoffen op basis van deze projecten:

- voor de lage variant van de belastingsaangroei werden 4 scenario's beschouwd, meer bepaald geen bijkomende eenheden, 3 bijkomende STEG's, 5 bijkomende STEG's en alle productie-eenheden met een gereserveerde capaciteit[6] (5365 MW).
- voor de hoge variant van de belastingsaangroei werden ook 4 scenario's beschouwd, meer bepaald 3 bijkomende STEG's, 5 bijkomende STEG's, alle productie-eenheden met een gereserveerde capaciteit en alle projecten die minstens in de fase van detailstudie[7] zijn (5830 MW).

Integratie van nieuwe productiemiddelen

De toekomstige evolutie van het productiepark brengt twee uitdagingen met zich mee.

De eerste betreft de aansluitingsproblematiek van de decentrale- en centrale productiemiddelen. Dit is het specifieke voorwerp van hoofdstukken 7 en 8 van het ontwikkelingsplan. Het betreft lokale, regionale of nationale ontwikkelingen van het elektriciteitsnet.

De tweede uitdaging betreft de integratie van de nieuwe productiemiddelen in het elektrisch systeem, die bovenop de netontwikkelingsproblematiek voor de aansluiting

6 Volgens de definitie uit artikel 98 van het Koninklijk Besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.

7 Volgens de definitie uit artikel 94 van het Koninklijk Besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.

komt. In dit verband dient ervoor gezorgd dat het productiepark op elk ogenblik voldoet aan de behoeften van het verbruik en op jaarbasis de energiedoelstellingen haalt van het energie- en klimaatbeleid en dit in een Europese context. Deze tweede uitdaging dient in een drievoudig perspectief geanalyseerd te worden: het vermogen (adequaatheid op ieder ogenblik), de energie (productiemix op jaarbasis) en de systeemcongestie.

Vermogen- of betrouwbaarheidsperspectief

Voor de net- en systeemplanning is het van essentieel belang rekening te houden met het feit dat zowel wind- als zonne-energie quasi onbeschikbaar kunnen zijn op momenten van hoge belasting. Bovendien dient men ook rekening te houden met de mogelijkheid dat op deze momenten zich ook nog een onbeschikbaarheid in het centrale productiepark kan voordoen, volgens de hiervoor gangbare criteria (bijvoorbeeld een onvoorziene uitval of een revisie van een grote nucleaire eenheid).

Een eventueel gebrek aan productiecapaciteit in België wordt door import opgevangen. Het (eventueel) nastreven van structureel evenwicht productie-verbruik op nationaal niveau en van (on-)afhankelijkheid van import aan elektriciteit is echter een beleidskeuze.

Om op import te kunnen rekenen, moeten twee voorwaarden vervuld zijn.

Ten eerste moet de nodige importcapaciteit effectief beschikbaar zijn. Hoofdstuk 6 van het plan toont aan dat het land reeds over een belangrijke importcapaciteit beschikt, die nog uitgebreid wordt door de projecten voorgesteld in dit plan.

Ten tweede, moet de nodige importenergie op de markt in de buurlanden beschikbaar zijn. De studies van ENTSO-E met als titel "*system adequacy analysis*" geven een globaal beeld van deze problematiek. Zij identificeren de beschikbaarheid van de energie op regionaal vlak op basis van de beste informatie waarover elk land beschikt. België behoort in dit verband tot de "Regional Group North Sea" bestaande uit de Benelux, Frankrijk, Denemarken, Noorwegen, Groot-Brittannië, Ierland en Duitsland.

Op dit ogenblik wijzen verschillende elementen erop dat deze beschikbaarheid niet gewaarborgd is:

- het Duitse kernmoratorium neemt ongeveer 8000 MW uit het systeem weg en heeft een grote impact op de beschikbaarheid van productiemiddelen op regionaal vlak;
- in publicatie "ENTSO-E Report System Adequacy Forecast 2010 – 2025" (2011) waarschuwen zowel Frankrijk als Groot-Brittannië voor minder productiecapaciteit ten gevolge van de uitvoering van de Europese richtlijn 2001/80/EC inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties (LCP-richtlijn – *Large Combustion Plan in 2015* – en IED-richtlijn – *Industrial Emissions Directive* – voor de volgende jaren);
- Frankrijk geeft daarenboven aan dat zijn reserves aan productiemiddelen vanaf 2013 zullen afnemen.

Deze beschouwingen versterken de roep om een gecoördineerd Europees beleid aangaande de bevoorradingszekerheid. Hieruit blijkt ook dat de importafhankelijkheid tot een redelijk niveau moet gehouden worden vanuit het hoogpunt van de betrouwbaarheid.

Onderstaande tabel illustreert het verband tussen de nodige ontwikkeling van nieuwe centrale productiemiddelen en de evolutie van de belasting wanneer men de afhankelijkheidsgraad van België op een bepaald niveau in 2020 wenst te houden (meer bepaald onafhankelijk van import blijven gedurende 95% van de tijd).

Volgende tabel illustreert de behoefte aan nieuwe productiemiddelen in België, vanuit betrouwbaarheidsoogpunt en vanuit het oogpunt van de relatieve onafhankelijkheid ten opzichte van de invoer van elektriciteit. De studie van de CREG[8] over diezelfde aangelegenheid komt tot conclusies in dezelfde orde[9].

Tabel 2: Illustratie van de behoefte aan gecombineerde ontwikkeling van interconnecties en van productiecapaciteiten in België om de importafhankelijkheid in 2020 op een beperkt peil te houden (maximum 5% van de tijd in deze illustratie).

	Nucleaire uitstap wordt gerealiseerd zoals voorzien in de wet	Nucleaire uitstap is vertraagd
Lage belasting	5 nieuwe bijkomende STEG's (ongeveer 2300 MW)	3 nieuwe bijkomende STEG's (ongeveer 1400 MW)
Hoge belasting	8 nieuwe bijkomende STEG's (ongeveer 3700 MW)	5 nieuwe bijkomende STEG's (ongeveer 2300 MW)

Energieperspectief

Het halen van de klimaatdoelstellingen voor hernieuwbare energie impliceert een relatief hoge productiecapaciteit voor deze bronnen. In dit verband valt op te merken dat het totale geïnstalleerde vermogen aan hernieuwbare bronnen volgens tabel 1 meer dan 8 GW bedraagt.

Voor de projectontwikkelaars in centrale productiemiddelen op fossiele brandstoffen heeft dit als gevolg dat de perspectieven betreffende het aantal draaiuren verminderen en minder voorspelbaar worden. Men kan zich echter de vraag stellen of het realistisch is te veronderstellen dat nieuwe productie-eenheden, die nodig zijn omwille van de betrouwbaarheid, zullen worden gebouwd in de huidige marktvoorwaarden, waar zulke kapitaalintensieve investeringen enkel terugverdiend kunnen worden via de energiemarkt.

De ontwikkeling van de interconnecties zorgt ervoor dat nieuwe projecten toegang krijgen tot andere markten in het buitenland, wat hun perspectieven in zekere mate kan verbeteren.

Systeemverzadiging-perspectief

Bovendien moeten deze nieuwe productie-eenheden blijk geven van een grote flexibiliteit. Ze moeten hun productieniveau kunnen moduleren om de variabiliteit van productie op basis van wind- en zonne-energie te volgen. De technische karakteristieken van deze nieuwe productie-eenheden moeten belangrijke opwaartse en neerwaartse schommelingen in het productieniveau van deze middelen kunnen opvangen.

Bij periodes van sterke wind- en zoninbreng en vooral bij lage belasting, zal het overschot aan energie naar de ons omliggende landen kunnen geëxporteerd worden. Indien er geen vraag naar deze energie in het buitenland bestaat of indien de interconnecties onvoldoende zijn om dit te exporteren, gaat het systeem in congestie komen. Hieraangaande verwijzen wij ook naar hoofdstuk 6 van de hierboven vermelde studie van de CREG.

8 CREG, Studie 110616-CDC- 1074 over " de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011-2020"

9 Volgens deze studie, "bedraagt de totale nood aan nieuwe productiecapaciteiten 3200 MW tussen 2012-2016".

En de nucleaire uitstap in België?

In eerste instantie gaat dit ontwikkelingsplan ervan uit dat de kernuitstap doorgaat zoals voorzien in de van kracht zijnde wetgeving.

Bij een eventuele vervroegde nucleaire uitstap vóór 2015 is er onvoldoende tijd om bijkomende productiemiddelen op te richten in België. Dit scenario zou leiden tot een verhoging van de import van elektriciteit uit de ons omringende landen. In dit geval zou er ook geen garantie bestaan dat de nodige productiemiddelen tegen economische voorwaarden beschikbaar zijn in het buitenland. De kans is ook groot dat de kosten van congestiemanagement zouden toenemen ten gevolge van de hogere import.

4. De vier pijlers van de ontwikkeling van de infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit

Elia benadert in het ontwikkelingsplan de transmissiecapaciteitsbehoeften[10] vanuit vier pijlers:

- de ontwikkeling van de interconnecties;
- de aansluiting van centrale productie-eenheden;
- de aansluiting van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen;
- de versterking van het net om tegemoet te komen aan de evolutie van het elektriciteitsverbruik.

Het investeringsbeleid van Elia omvat ook het plannen van projecten om het net operationeel te houden, om de intrinsieke veiligheid van de installaties te verbeteren of om de milieunormen na te leven. Deze investeringen maken evenwel geen deel uit van dit plan.

De opgenomen infrastructuurprojecten zijn gekozen op basis van criteria met betrekking tot de betrouwbaarheid, de doeltreffendheid en het duurzame karakter van de voorgestelde oplossingen. Daarenboven werd het ontwikkelingsplan aan een milieueffectenbeoordeling onderworpen, zoals bepaald in de wet van 16 februari 2006.

Ontwikkeling van de interconnecties

Het Elia-net is vandaag reeds één van de best geïnterconnecteerde netten van Europa. Het plan omvat een statistisch overzicht van de commercieel beschikbaar gestelde import- en exportcapaciteit voor de periode 2007- midden 2011, samen met statistieken betreffende de effectief door de marktpartijen gebruikte capaciteit. Hieruit blijkt dat de importcapaciteit die aan de marktpartijen ter beschikking wordt gesteld, gemiddeld rond de 40 % van het verbruik bedraagt, terwijl gemiddeld minder dan een derde van deze capaciteit effectief gebruikt wordt door de marktpartijen. Deze cijfers weerleggen duidelijk de onterecht verspreide berichten dat een chronisch gebrek aan importcapaciteit de werking van de markt zou belemmeren.

Deze vaststelling ligt ook in lijn met de prijsevoluties op de groothandelsmarkt sinds de marktkoppeling met Nederland en Frankrijk op initiatief van Elia werd gerealiseerd in

10 Wet van 29 april 199 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

2006. In de periode 2007 – midden 2011 zijn de gemiddelde groothandelsprijzen in België en de twee buurlanden binnen een prijsvork van +/- 2,5 % geëvolueerd. De prijzen in België lagen tijdens deze periode gemiddeld 2,19 % lager dan in Nederland en 1,17% lager dan in Frankrijk. Dit toont aan dat de beschikbare interconnectiecapaciteit voldoende is om te spreken van een eengemaakte groothandelsmarkt met de twee verbonden buurlanden.

Sinds medio 2009 stellen we bovendien vast dat wanneer er geen volledige prijsconvergentie is, de Belgische groothandelsprijzen 93% van de tijd lager liggen dan de Franse groothandelsprijzen en in 61 % van de tijd lager dan de Nederlandse prijzen.

Na de uitbreiding van de marktkoppeling naar Duitsland en de Scandinavische landen en de invoering van de marktkoppeling in de zone CWE (sinds november 2010) hebben de groothandelsprijzen de Franse marktprijzen op de voet gevolgd. De groothandelsprijs in België lag lager dan of was gelijk aan de Franse groothandelsprijs gedurende 93 % van de tijd en was lager dan of gelijk aan de Nederlandse prijs gedurende 68 % van de tijd.

Niettemin blijft de verdere ontwikkeling van grensoverschrijdende interconnecties voor Elia een essentieel onderdeel van het ontwikkelingsplan op termijn. Dit beleid is voornamelijk gestoeld op volgende elementen:

- het handhaven van de bevoorradingszekerheid in een context van onzekerheid rond het centrale productiepark;
- het blijven bevorderen van de Europese marktwerking, rekening houdend met de toekomstige energiemix;
- het ondersteunen van het milieubeleid door – in een context waarin minder flexibele klassieke productie-eenheden en productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen met een variabel karakter naast elkaar bestaan – het beheer van de schommelingen van de elektriciteitsstromen te vergemakkelijken, zodat het mogelijk wordt om tijdelijke vermogensoverschotten (verzadiging van het systeem) of -tekorten uit te wisselen tussen de geïnterconnecteerde landen.

De studies die binnen ENTSO-E gecoördineerd worden, wijzen duidelijk uit dat een structurele wijziging van de transitstromen te verwachten valt. Tegen 2020 zal de gewijzigde energiemix van onze buurlanden samen met de uitvoering van de toewijzingsplannen in de landen van de Europese Unie[11] leiden tot een beduidende toename van de transitstromen op het Belgische net. De grootschalige integratie van wind- en fotovoltaïsche energie in Noord-Duitsland en het belangrijke aandeel van kernenergie in het Franse productiepark zijn zeer typerend voor de te verwachten ontwikkelingen.

De verdere ontwikkeling van de interconnecties initieert de oprichting van elektriciteitssnelwegen zoals aangekondigd door de Europese Unie (‘*Electricity Highways*’)[12] Zij zullen zowel voor de elektriciteitsvoorziening moeten instaan als voor de integratie van de markten met een aanzien aandeel aan hernieuwbare productie. Zij zullen het resultaat zijn van een beleidsaanpak waarbij de maximale benutting van het bestaande net, de openstelling van nieuwe corridors voor luchtlijnen en de ontwikkeling van nieuwe ondergrondse verbindingen samengaan, om de ontbrekende schakels op te vangen.

11 ‘Top down 2020’-scenario van ENTSO-E dat uitgaat van de uitvoering van de nationale toewijzingsplannen m.b.t. hernieuwbare energie.

12 Er werd een consortium opgezet onder het t*oezicht* van ENTSO-E om in te gaan op een oproep (FP7 framework) Europese Commissie om een modulair plan uit te werken voor de ontwikkeling van deze elektriciteitssnelwegen in opeenvolgende fasen (Modular Development Plan for an Electricity Highways System (MoDPHES))

Figuur 3 (links): transitstromen doorheen België in 2020, wanneer Duitsland door zijn sterk ontwikkelde productie uit windenergie en fotovoltaïsche energie, in een exportpositie komt t.o.v. de Benelux, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk.
Figuur 3 (rechts): transitstromen doorheen België in 2020, wanneer Frankrijk, dat sterk uitgerust is met kerncentrales, wegens de afwezigheid van wind of zon in Duitsland energie zal exporteren naar de Benelux, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk.

Het geheel van de projecten van dit hoofdstuk ligt al in de lijn van deze filosofie:

- de versterkingen die gepland zijn aan de noord- en zuidgrenzen volgen de logica van de maximale benutting van de bestaande infrastructuren;
- een nieuwe corridor is voorzien naar de Belgische kust en vervolgens naar het Verenigd Koninkriik
- er bestaat een voorstel voor een nieuwe controleerbare ondergrondse verbinding op gelijkstroom tussen België en Duitsland om de ontbrekende schakel tussen deze twee landen op te vangen.

Interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk (het NEMO-project)

Een onderzeese tweerichtingskabelverbinding tussen Zeebrugge en Richborough (UK) van ongeveer 1000 MW op gelijkstroom. Economische studies hebben het nut van een dergelijke verbinding aangetoond. Zowel Frankrijk (IFA 2000 MW) als Nederland (BritNed 1000 MW) hebben reeds projecten met het Verenigd Koninkrijk gerealiseerd. De studies betreffende het NEMO-project zijn al begonnen en de verwezenlijking zou in 2017 kunnen plaatsvinden. Voor de netintegratie aan Belgische zijde zou gedeeltelijk gebruik gemaakt worden van de beschikbare capaciteit die door het STEVIN-project tussen Zeebrugge en Zomergem wordt gecreëerd.

Interconnectie tussen België en Duitsland (het ALEGRO-project)

De ontwikkeling van een project voor een gelijkstroominterconnectie tussen België en Duitsland, met mogelijke realisatie in de periode 2017-2018. De aangewezen verbindingsstations zijn Lixhe in België en Verlautenheide in de omgeving van Aken.

Dit project is modulair opgezet. De capaciteit van deze interconnectie zal aanvankelijk 700 MW bedragen. De infrastructuur zal echter zo geconcipieerd worden dat de capaciteit kan verhoogd worden zonder langdurige procedures te moeten starten voor het verkrijgen van

vergunningen en toelatingen.

Deze nieuwe interconnectie zal een van de eerste gelijkstroomverbindingen zijn die in een vermaasd wisselstroomnet zijn geïntegreerd. Ze kan dus als een pilootproject beschouwd worden voor de ontwikkeling van een Europees supernet.

Elia voert de studie van dit project uit in samenwerking met Amprion, de betrokken Duitse netbeheerder, en ontvangt financiële steun van de Europese Unie.

Elia start thans de effectenstudies om de procedures aan te vatten voor het verkrijgen van de nodige vergunningen en toelatingen voor de realisatie van deze investering.

Interconnecties op de noordgrens

De sterke ontwikkeling van productie uit windenergie in Noord-Duitsland en het Duitse kernmoratorium is een aanwijzing dat de elektriciteitsstromen aan de noordgrens tegen 2020 aanzienlijk zullen toenemen[13].

Bij gunstige weersomstandigheden zullen deze eenheden op maximaal vermogen produceren. Duitsland wordt op dat ogenblijk een exportland, waardoor energietransits zullen plaatsvinden vanuit Duitsland doorheen Nederland, naar en doorheen België. Wanneer de windturbines niet of weinig produceren, zal Duitsland veel energie invoeren. Dit scenario zal worden getypeerd door energietransits vanuit Frankrijk en doorheen de Benelux.

De voortdurende schommelingen van de productieniveaus van de windturbines zal bijgevolg gepaard gaan met verschuivingen in de positie van Duitsland: nu eens invoerder, dan weer uitvoerder. Het is vandaag reeds mogelijk dat Duitsland slechts in enkele dagen overgaat van een exportbalans (~8000 MW) naar een importbalans (~6000 MW) in functie van de niveaus van de productie van fotovoltaïsche energie en windenergie in Duitsland.

Dit plan stelt voor om tegen 2020 de volgende investeringen uit te voeren om het hoofd te bieden aan deze stromen:

- de oprichting van een 380 kV-station op de bestaande site van Van Eyck (Kinrooi), samen met de installatie van een transformator 380/150 kV in aftakking op de site van Zutendaal en het trekken van een nieuw 380 kV-draadstel tussen Zutendaal[14] en Van Eyck;
- de complete versterking van de 380 kV-as Mercator (Kruibeke) / Doel (Beveren) – Horta (Zomergem). Deze versterking zou na technologische analyse kunnen worden uitgevoerd door de bestaande geleiders te vervangen door geleiders met hoge performantie;
- de installatie van een bijkomende dwarsregeltransformator in Zandvliet (Antwerpen).

Deze investeringen komen ter aanvulling van de verwezenlijking van het BRABO-project, waarover verder meer.

Het eerste gedeelte van deze versterkingen betreft de versterking van het 380 kV-net tussen de stations Gramme (Hoei) en Van Eyck (Kinrooi). Deze is voorzien voor 2014 voor zover op die manier tevens het aansluitingspotentieel van centrale eenheden in de

13 Zie ook over dit onderwerp: European Wind Integration Study “Ewis”, 2010.

14 De aftakking ligt op de site van Zutendaal. De transformator zou in de nabijheid kunnen worden opgesteld op een naburig terrein in Munsterbilzen. De benamingen van deze locaties worden zonder onderscheid door elkaar gebruikt in dit plan om de locatie van de transformator 380/150 kV aan te duiden.

provincies Limburg en Luik kan toenemen.

De complete versterking van de as Mercator/Doel - Horta en de installatie van een bijkomende dwarsregeltransformator in Zandvliet zijn gepland tussen 2016 en 2020. De planning voor de uitvoering van dit project zal opnieuw beoordeeld worden in de volgende studies uitgevoerd door ENTSO-E en in het kader van de volgende federale ontwikkelingsplannen.

Interconnecties op de zuidgrens

De versterkte 220 kV-verbinding Aubange-Moulaine op de zuidgrens werd onlangs in bedrijf gesteld. Elia voert in samenwerking met de Franse netbeheerder RTE een gezamenlijke studie uit om na te gaan welke bijkomende versterkingen van de ter beschikking gestelde capaciteit aan deze grens mogelijk zijn.

De eerste resultaten van de analyse reiken mogelijke pistes aan voor versterkingen. De technische en economische waarde ervan zal bevestigd moeten worden door bijkomende studies, onder andere in het kader van de activiteiten van ENTSO-E.

Interconnectie tussen België en Luxemburg

Het net in het Groothertogdom wordt in twee afzonderlijke delen uitgebaat. Een industrieel gedeelte rond de staalindustrie is verbonden met het Belgische net via het hoogspanningsstation van Aubange. De productie-eenheid van Twinerg injecteert in dit gedeelte. Het openbare transportnet (netbeheerder Creos) is verbonden met de Duitse netbeheerder Amprion. In dit kader geeft Creos, na een studie in samenwerking met de betrokken netbeheerders van de buurlanden, de voorkeur aan een langetermijnoplossing op basis van een drievoudige 220 kV-interconnectie met het Elia-net.

De eerste fase bestaat uit de koppeling van de twee delen van het Luxemburgse net door de sluiting van het 220 kV-circuit te Esch-Sur-Alzette; deze oplossing zal gevalideerd moeten worden en zou ten laatste in 2016 kunnen doorgaan, waarschijnlijk met het installeren van een dwarsregeltransformator. De aanleg van een dubbele verbinding tussen de netten via de stations Aubange (Elia) en Bascharage (Creos) zal later volgen.

Aansluiting van decentrale productie en offshore windenergie

Zoals eerder vermeld, gaan alle scenario's ervan uit dat de 20-20-20 doelstellingen in het kader van het energie- en klimaatbeleid worden gehaald. In België worden deze doelstellingen concreet omgezet door:

- de bouw van windturbineparken op zee voor een totaal vermogen van 2160 MW;
- de bouw van een groot aantal eenheden voor decentrale productie uit hernieuwbare energiebronnen of milieuvriendelijke hogerendementsproductie, van relatief beperkte omvang, die elk individueel geen impact hebben op het transmissienet voor elektriciteit, maar die samen wel aanpassingen, versterkingen of uitbreidingen van het net vergen om hun integratie mogelijk te maken.

Windmolenparken in de Noordzee

Eén van de belangrijkste projecten in het kader van dit plan is het STEVIN-project voor de versterking van het net tussen Zeebrugge en Zomergem, met als hoofddoel de aansluiting

van de productie van windmolenparken in de Noordzee (op dit ogenblik is de aansluiting van een vermogen tot 2160 MW voorzien). Daarnaast schept het project ook de mogelijkheden om nieuwe interconnectieverbindingen in het kader van toekomstige evoluties in de Noordzee te ontwikkelen, alsook de toekomstige bevoorradingsveiligheid rond Brugge en Zeebrugge te verzekeren.

De Vlaamse regering heeft thans het tracé van van dit project voorlopig vastgesteld in het GRUP[15]en heeft gekozen voor de aanleg van een nieuwe 380 kV-luchtlijn met twee draadstellen (3000 MW elk) tussen Eeklo en Zeebrugge, waarvan het gedeelte De Spie (nabij het station Blauwe Toren te Brugge) – Vijvekapelle (Stad Damme) ondergronds zal zijn.

Het STEVIN-project wordt naar de kust toe afgebakend door een hoogspanningsstation te Zeebrugge. Volgens het huidige contractuele en reglementaire kader behoren de onderzeese gedeelten van de verbindingen naar de windparken vanaf dit punt niet tot het Elia-net. De gedeelten op het vasteland voor de aansluitingen van de offshore concessies maken volgens de terminologie van de technische reglementering deel uit van de aansluitingsinstallaties.

Elia heeft de mogelijkheid bestudeerd om twee platformen te bouwen in de Noordzee, in de onmiddellijke omgeving van de geplande windparken, om de aansluitingsverbindingen vanuit de windparken via deze platformen naar het STEVIN-station te Zeebrugge te optimaliseren. De realisatie van dit project zal beschouwd worden in de context van de herziening van het wettelijk en reglementair kader, welke in voorbereiding is.

In het kader van de activiteiten van ENTSO-E en van het “North Sea Countries’ Offshore Grid Initiative” werkt Elia mee aan de studies voor een offshore net in de Noordzee. Dit systeem zou bijkomende interconnecties tussen de betrokken landen en een grootschalig systeem van windparken tot diep in de Noordzee combineren. De realisatie van het STEVIN-project zal ervoor zorgen dat het nieuwe hoogspanningsstation te Zeebrugge kan uitgroeien tot één van de belangrijke aanlandingspunten voor dit project.

In afwachting van de realisatie van het STEVIN-project heeft Elia zich ertoe verbonden om de eerste drie toegekende concessies via het 150 kV-net in de regio Zeebrugge – Oostende aan te sluiten. Een indienstneming van deze drie concessies in samenhang met de komst in deze regio van decentrale productie-eenheden van kleinere omvang voor de realisatie van het STEVIN-project, zal een verzadiging van dit net tussen Zeebrugge en Gent als gevolg hebben. De aansluitingen van bijkomende onshore projecten in deze zone worden dus op een soepele manier toegekend. Met de huidige inschatting van de termijnen voor het doorlopen van de vergunningsprocedures hoopt Elia het project tegen einde 2014 te kunnen realiseren.

Decentrale productie-eenheden

Het bestaande transmissienet beschikt over een aanzienlijke capaciteit om decentrale productiemiddelen aan te sluiten. De aansluitingscapaciteit die hier bedoeld wordt, is de som van de vermogens die aan de individuele stations aangesloten kunnen worden zonder structurele investeringen in lijnen of kabels, maar eventueel wel met investeringen in ombouw of versterking van de stations zelf. Door het feit dat de vergunningstermijnen voor interne investeringen in stations veel korter zijn dan voor investeringen in kabels en lijnen, is het in de praktijk meestal mogelijk om dergelijke investeringen uit te voeren binnen een termijn die aanvaardbaar is voor de projectontwikkelaars.

15 Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan

Een studie voor het Waalse Gewest heeft uitgewezen dat het elektrische aansluitingspotentieel voor onshore windenergie met dergelijke benadering in Wallonië geschat kan worden op 2800 MW. Een gelijkaardige studie is aan de gang voor het Vlaamse Gewest.

Aangezien deze benadering ons niet in staat stelt om aan alle behoeften te voldoen, kan worden nagedacht over andere aansluitingen van productie-eenheden. Door gebruik te maken van flexibele aansluitingen[16] kan Elia de aansluiting aanvaarden van productie die gepland is zones die voor het net minder gunstig liggen, op voorwaarde dat deze productie-eenheden uitgerust zijn met modulatie-instrumenten om tijdens kritieke periodes voor de veiligheid van het net de productie te beperken. Op basis van technische en economische overwegingen kunnen netversterkingen gepland worden om een einde te stellen aan het flexibele karakter van de toegestane aansluitingen. In dit geval is het aansluitingconcept met flexibele toegang een mogelijkheid om aan korte uitvoeringstermijnen tegemoet te komen en de installaties van kandidaten-producenten in dienst te stellen ondanks het feit dat termijnen voor de aanleg van nieuwe verbindingen lang en onzeker zijn omwille van de huidige procedures voor het verkrijgen van vergunningen.

In het belang van de eindverbruiker dienen de versterkingen met de beste verhouding 'potentieel van injecteerbare MWh / kostprijs' prioritair overwogen te worden.

Een aantal voorbeelden van een dergelijke aanpak zijn:

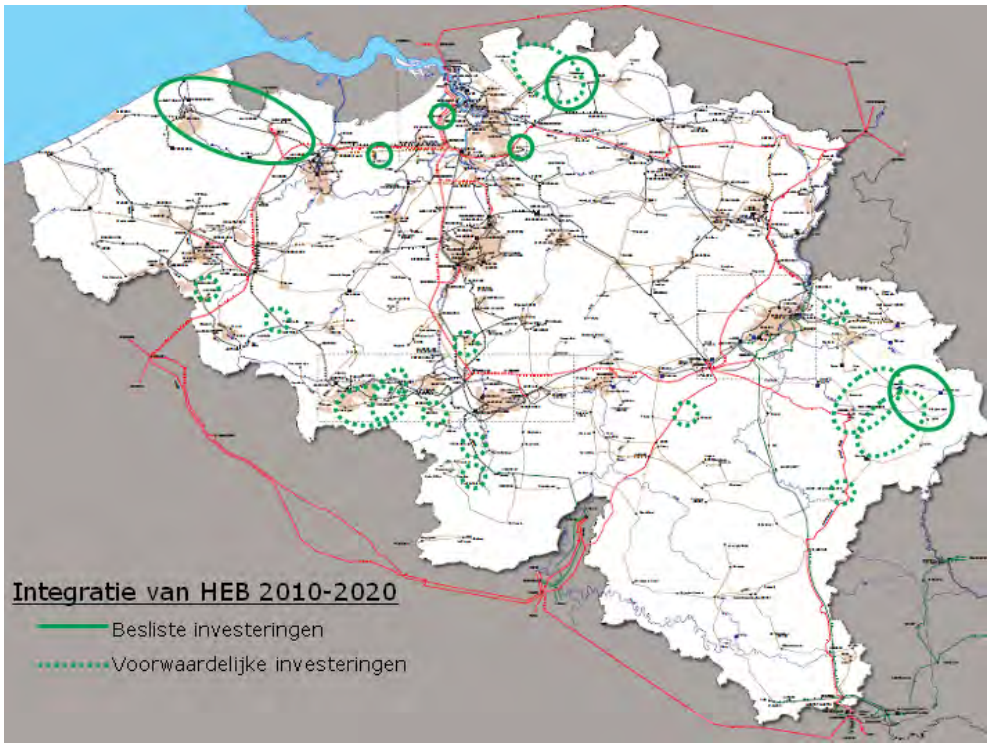
- In het oosten van de provincie Luik (Bütgenbach-Bévercé-Houffalize) worden de 70 kV-lijnen op een spanning van 110 kV gebracht om het potentieel voor de aansluiting van windparken in de zone op lange termijn te ontwikkelen. Dit project is aangevat in het kader van het "Plan d'Adaptation" van Elia voor het Waalse Gewest.
- Voor een cluster van potentiële WKK en bio-WKK projecten in de Noorderkempen (Hoogstraten – Meer) moet het net een 20-tal kilometer naar het noorden uitgebreid worden. De studies hiervoor zijn tevens aangevat.

De jarenlange termijnen die nodig zijn voor het verkrijgen van de vergunningen voor dergelijke projecten vormen hier een fundamentele uitdaging voor de netbeheerder. Het is veelal bijzonder moeilijk om bij de aanvang van het project een duidelijk beeld te hebben van de effectieve investeringsbehoefte, vooral door het risico dat potentiële investeerders afhaken.

Een planmatig beleid op middellange en lange termijn kan dit proces aanzienlijk verbeteren. Indien de overheid een duidelijk beleid voert over de aangewezen zones en de omvang van de projecten, kan een win-winsituatie ontstaan die de projectontwikkelaars zekerheid biedt over hun aansluitmogelijkheden en voor de netbeheerder het risico beperkt op ongebruikte investeringen (en dus ook voor de netgebruikers die deze investeringen betalen via de tarieven). Het hoeft geen betoog dat elk initiatief tot verkorting van de vergunningstermijnen de efficiëntie van dit proces aanzienlijk zou verhogen.

16 De uitdrukking '*aansluiting met* flexibele *toegang*' wordt gebruikt voor aansluitingen die wegens het congestierisico *voor het net* niet in overeenstemming zijn met de planningscriteria om de geproduceerde energie af te voeren, maar waarvoor niettemin in overeenstemming met de producent een aanvaardbare waarschijnlijkheid bestaat dat de geproduceerde energie *het hele jaar door* geïnjecteerd kan worden.

Figuur 4: investering voor de aansluiting van decentrale productie-eenheden en/of eenheden op hernieuwbare energiebronnen tegen 2020.



Aansluiting van nieuwe centrale productie-eenheden

Het plan vermeldt de lijst van bestaande hoogspanningstations op 150 kV en 380 kV waar één of twee centrale eenheden aangesloten kunnen worden. Er wordt vermeld voor welke van deze sites reeds projecten door kandidaat-producenten zijn aangevat. Voor sommige van deze projecten werd reeds een aansluitingscontract met Elia afgesloten of werd eventueel al een individuele productievergunning[17] verkregen. De vermelding van deze sites samen met deze bijkomende informatie blijft relevant voor de markt. Elia stelt vast dat projecten soms niet voortgezet worden of bijvoorbeeld in het kader van fusie- of overnamedossiers door de concurrentieautoriteiten verplicht aan de markt beschikbaar worden gesteld.

De vermogens vermeld op de lijst met aansluitingscapaciteiten voor de verschillende stations kunnen niet gecumuleerd worden. Iedere aanvraag moet individueel bestudeerd worden. In de mate van het mogelijke zal Elia interne netversterkingen doorvoeren om een maximum aan aansluitingscapaciteit te kunnen bieden.

Een speciaal geval is het gebied rond Antwerpen. Daar wordt het BRABO-project voortgezet. Drijfveer van dit project is het verzekeren van het stijgend industrieel verbruik in de haven (cfr. infra). Het zal, binnen het tijdsbestek van het plan, mogelijk maken om bijkomend ongeveer 1100 MW productie aan te sluiten op het station van Lillo of op andere stations op de Antwerpse noord-zuidas, zodra de eerste 380 kV-verbinding tussen Zandvliet en Mercator is aangelegd en het tweede draadstel Doel-Zandvliet op 380 kV

17 Krachtens de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, is de bouw van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie onderworpen aan de voorafgaande toekenning van een individuele vergunning afgeleverd door de minister op voorstel van de CREG.

wordt uitgebaat. Daarenboven zou op de linkeroever nog aansluitingscapaciteit vrijkomen na het buitenbedrijfnemen van de oudste kerncentrales in Doel.

Het samenvallen van diverse potentiële productieprojecten in Limburg, het noorden van de provincie Luik en de regio van Gent vergt bijkomende investeringen in het Elia-net. Dit betekent dat deze investeringen kunnen bestaan uit de uitbreiding van bestaande stations (Lixhe), de bouw van nieuwe stations op hiervoor gereserveerde terreinen (Van Eyck, enz.), het plaatsen van een tweede draadstel op bestaande lijnen of het opvoeren van de spanning op een bestaande lijn van 150 naar 380 kV.

Voor zover deze investeringen ook noodzakelijk zijn om de ontwikkeling van de elektriciteitsstromen aan de noordgrens te ondersteunen, stelt Elia voor om tegen 2014 de volgende investeringen te doen die bestaan uit de ontdubbeling van de 380 kV-as tussen Gramme (Hoei) en Van Eyck (Kinrooi):

- de bouw van een 380 kV-station op de bestaande site van Van Eyck (Kinrooi);
- de installatie van een transformator 380/150 kV in aftakking van de site van Zutendaal;
- het trekken van een nieuw 150 kV-draadstel tussen Zutendaal en Langerlo;
- het trekken van een nieuw 380 kV-draadstel (geleider met hoge performantie) tussen Zutendaal en Van Eyck;
- het gebruiken op 380 kV van de lijn die thans op 150 kV wordt uitgebaat tussen Gramme en Zutendaal.

De versterking van de 380 kV-as Baekeland-Horta is voorgesteld in het kader van voorliggend Ontwikkelingsplan. Deze versterking zal eventueel worden uitgevoerd in hogeperformantiegeleiders voortgaand op het technologisch onderzoek. De planning van deze versterking wordt afgestemd op de planning van het productieproject in de zone van Gent, dat zal worden aangesloten op het station Baekeland en dat thans een productievergunning heeft verkregen.

Het Ontwikkelingsplan voorziet een tweede 380 kV-draadstel nodig zijn tussen Meerhout en Massenhoven, voor het geval dat een productiesite op het 380 kV-station van Meerhout (ongeveer 1030 MW) wordt aangesloten. Er werd onlangs een individuele productievergunning afgeleverd voor zulk een aansluiting.

Voor de realisatie van een reeks productieprojecten is gebleken dat de goedkoopste methode voor de aansluiting soms bestaat uit de oprichting van een nieuw in het Elia-net geïntegreerd hoogspanningsstation in de nabijheid van de geplande centrales waarvoor het hoofdzakelijk bestemd is. Dit is met name het geval voor de projecten Baekeland (Gent) of Dilsen-Stokkem. Voor deze twee projecten zijn nieuwe stations voorzien om deze aansluitingen uit te voeren.

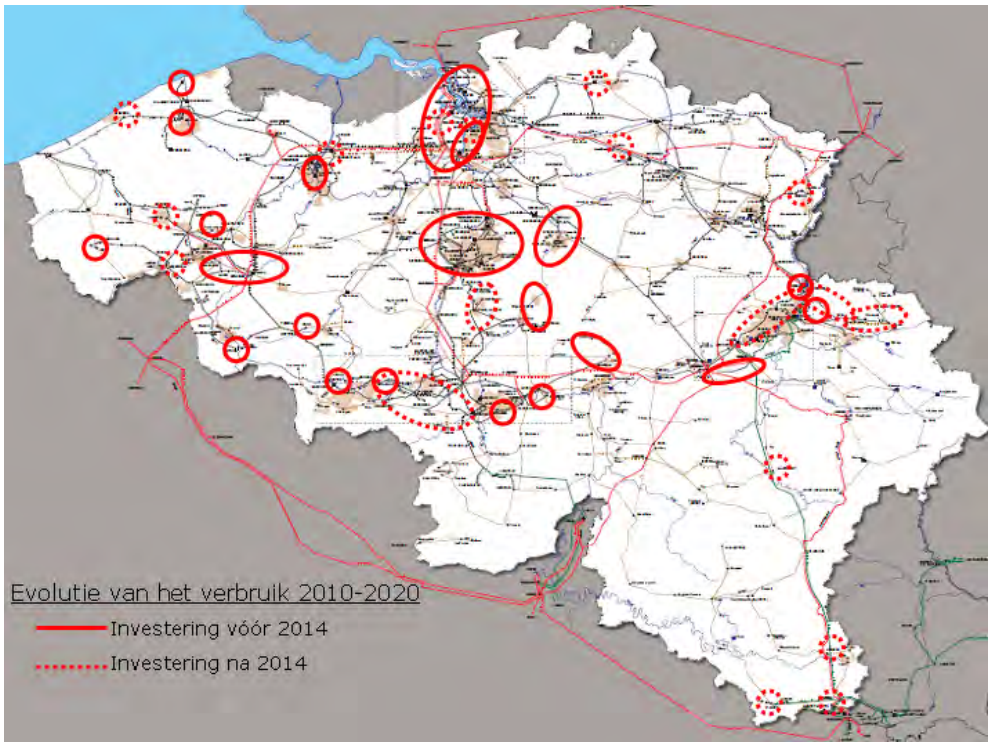
Inspelen op de evolutie van het elektriciteitsverbruik

Het ontwikkelingsplan 2010-2020 geeft de lijst van de investeringsprojecten die noodzakelijk zijn om tegemoet te komen aan de toename van het verbruik. Deze lijst is opgedeeld in twee tijdvakken:

- het tijdvak van de korte termijn (2010-2014) waarin een verbintenis tot de aangekondigde investeringen wordt aangegaan;
- het tijdvak van de langere termijn (2015-2020) en waarvoor het nu niet opportuun is om definitieve beslissingen te nemen bij gebrek aan voldoende nauwkeurige informatie over de parameters die hierop een invloed hebben, maar waarvoor nu al studies en

voorbereidende procedures nodig zijn om zo goed mogelijk te anticiperen op de procedures voor het verkrijgen van de vergunningen en toelatingen die voor de verwezenlijking van de projecten noodzakelijk zijn.

Figuur 5: investering naar aanleiding van de evolutie van het verbruik tegen 2020.



Behalve het STEVIN-project is in het ontwikkelingsplan één project op 380 kV opgenomen waarvan de drijfveer de evolutie van het verbruik is: het BRABO-project. Dit project is noodzakelijk om te voorzien in de toename van het industriële verbruik in de Antwerpse haven. Het bestaat voornamelijk uit een noord-zuidas van Zandvliet via Lillo naar Mercator (gemeente Kruibeke), met een transformatorstation in Lillo. Gezien het spanningsniveau van 380 kV en de vereiste transmissiecapaciteit moet deze as, zoals voor het STEVIN-project, bovengronds uitgevoerd worden. Het voorstel van Elia voor dit project zorgt voor een minimale impact op het milieu en het landschap. Het noordelijk gedeelte tussen Zandvliet en Lillo en de oversteek over de Schelde tussen Lillo en Kallo bestaat uit een volledig in industrieel gebied aangelegde nieuwe lijn. Het gedeelte tussen Kallo en Mercator, waar wel bewoning aanwezig is, kan gerealiseerd worden door het opvoeren van de spanning van 150 kV naar 380 kV[18] op een bestaande lijn.

Elia heeft in 2007 het vergunningstraject aangevat voor het gedeelte Zandvliet-Lillo. De Raad van State heeft het Besluit van 2 oktober 2009 van de Vlaamse regering vernietigd betreffende de definitieve vaststelling van het Gewestplan waarin het tracé van de lijn Lillo-Zandvliet 380 kV is vastgelegd. Elia onderzoekt samen met de Vlaamse regering en de industriële verbruikers in deze zone hoe deze situatie zo snel mogelijk kan worden geregulariseerd.

18 Deze ontwikkelingen zullen aanleiding geven tot een herstructurering van de voeding van het 150 kV-station dat de ondersteunende diensten levert van de site van Doel. Deze wijzigingen komen niet uitdrukkelijk in dit Ontwikkelingsplan aan bod, aangezien zij als wijzigingen van de aansluiting zullen worden behandeld.

Deze procedurekwesties zorgen voor vertragingen voor de noodzakelijke versterking van Lillo 150 kV. Elia plant dan ook om één of twee 150 kV-kabels tussen Kallo en Lillo versneld te plaatsen, zodat dit laatste station in 2013 versterkt kan worden. Eén kabel was aanvankelijk enkele jaren later gepland in het kader van de aanleg van de nieuwe lijn Lillo-Kallo-Mercator 380 kV. Voor deze nieuwe lijn zal het tracé van de bestaande 150 kV-lijn tussen de betrokken stations worden gebruikt.

De evolutie in het gebruik van de spanningsniveaus

Het gebruik van de verschillende spanningsniveaus in het transmissienet evolueert als gevolg van:

- de steeds groter wordende nieuwe centrale productie-eenheden en de toenemende internationale transitstromen;
- de grootschalige aansluiting van decentrale productie-eenheden;
- de behoefte aan bijkomende transmissiecapaciteit naar de grote verbruikscentra en de wil om het aantal opeenvolgende transformaties te beperken.
- technologische ontwikkelingen die ondergrondse verbindingen voor spanningen lager of gelijk aan 220 kV mogelijk maken en oplossingen op gelijkstroom aanbieden.

De lijnen en stations van het net op zeer hoge spanning (380 kV) vormen de ruggengraat van het Belgische en het Europese net. Dit 380 kV-net omvat internationale verbindingen met onze buurlanden (Frankrijk en Nederland).

Het 380 kV-net was aanvankelijk opgericht met het oog op de aansluiting van kerncentrales en pomp- en turbinecentrales en om wederzijdse bijstand te bieden tussen nationale netten. Het werd versterkt om van de elektriciteitsmarkt een internationale markt te maken.

Vandaag worden 380 kV-verbindingen op wisselstroom bovengronds over grote afstanden uitgevoerd, op basis van technische en economische redenen. De moeilijkheden om vergunningen te verkrijgen voor de aanleg van nieuwe bovengrondse lijnen op 380 kV in nieuwe corridors kunnen vandaag leiden tot de ontwikkeling van nieuwe oplossingen.

Zo stelt dit ontwikkelingsplan een van de eerste internationale gelijkstroomverbindingen voor die in een vermaasd wisselstroomnet geïntegreerd zijn. Deze interconnectie is gepland tussen België en Duitsland. Deze investering kan dan ook beschouwd worden als een pilootproject voor de ontwikkeling van een Europees net, waarin wisselstroomnetten op 380 kV en gelijkstroomverbindingen naast elkaar bestaan.

Wegens de toename van de transitstromen op het 380 kV-net worden de 150 kV-netten geleidelijk en gedeeltelijk ontkoppeld om een overmatige overdracht van deze stromen in dit spanningsniveau te vermijden, in combinatie met de installatie van transformatoren 380/150 kV.

Wegens de evolutie van hun vermogen worden de nieuwe centrale productie-eenheden (400-800 MW) vaak op het 380 kV-net aangesloten. Een groot aantal centrale eenheden die thans op 150 kV zijn aangesloten, zullen in de volgende decennia ontmanteld worden, zodat dit type eenheden geleidelijk van dit spanningsniveau zal afstappen.

Het spanningsniveau op 150 kV zal eerder voorbehouden worden voor de verdeling van de energie naar de belangrijke verbruikcentra of de grote industriële verbruikers. De elektriciteit wordt steeds meer vanaf dit spanningsniveau omgevormd naar de

middenspanningsniveaus van de distributienetbeheerders. Dit volgt uit de technisch-economische ontwikkeling van de verschillende spanningsniveaus. De netten op 70 en 36 kV blijven essentieel in het Elia-net, maar in heel wat zones wordt vooral geïnvesteerd in het spanningsniveau 150 kV.

De vernieuwing van de apparatuur zal soms aanleiding geven tot een herziening van de spanningsplannen. Zo kan een vervangingsinvestering in het 70 kV–net leiden tot een investering in 150 kV. Er zijn bijvoorbeeld vervangingsinvesteringen nodig voor de 70 kV-stations van Zurenborg, Wilrijk en Hoboken. De oude netstructuur rond deze stations was gebaseerd op de spanningsniveaus 70 kV (Elia) en 6 kV (Eandis). Na de voorgestelde investeringen zal de netstructuur in deze zone hoofdzakelijk op de spanningen 150 kV en 15 kV gebaseerd zijn.

De spanning 150 kV zal tevens veelvuldig gebruikt worden voor het afvoeren van productieoverschotten van decentrale productie-eenheden die gevestigd zijn in geografische zones in veel hogere concentraties dan nodig is voor het lokaal verbruik.

Op plaatsen waar nog geen 150 kV aanwezig is kunnen de conclusies uiteenlopen. In de provincie Namen of Luxemburg bijvoorbeeld werd het transport historisch uitgebouwd met spanningsniveaus van 380 kV en 70 kV.

Studies hebben aangetoond dat de ontwikkeling van een 150 kV-net in die zones niet optimaal is vanuit technisch-economisch oogpunt. Wanneer het 70 kV-net vernieuwd of versterkt moet worden gaat in deze zones echter de voorkeur naar het oprichten van een net op 110 kV, dat relatief weinig extra kost in vergelijking met oplossingen op 70 kV met zich brengt en het voordeel van bijkomende capaciteit biedt. Deze aanpak op basis van een spanning op 110 kV werd gekozen om het aansluitingspotentieel van windparken in de ‘Oostlus’ te vergroten.

Op distributieniveau zijn er ook evoluties op komst op dit vlak. De perimeter voor aansluitingen op middenspanning (10 tot 15 kV) is namelijk beperkt tot een straal van 5 tot 8 km rond het injectiepunt, zeker wanneer grotere vermogens aangesloten moeten worden. Deze omstandigheden doen zich voor bij ontwikkeling van nieuwe KMO-zones en aansluiting van grotere clusters van decentrale productie of een samengaan van beide. Aangezien een oplossing op 10 of 15 kV hier niet mogelijk is en het openen van talrijke 150 kV-stations te hoge kosten betekent voor het beperkte vermogen dat moet worden aangesloten, is een nieuw spanningsniveau de beste keuze. Het spanningsniveau van 30 kV kan een optimaal alternatief bieden vanuit technisch en economisch oogpunt.

5. Succesfactoren

De uitvoering van voorliggend ontwikkelingsplan volstaat niet om volledig aan de verwachtingen van het energie- en klimaatbeleid tegemoet te komen. Andere spelers spelen ook een belangrijke rol: zowel de producenten, de overheid als de regulatoren. De ervaring sinds de invoering van de eerste richtlijn voor een geïntegreerde elektriciteitsmarkt heeft geleerd dat er zes pijnpunten zijn die niet onder de bevoegdheid van de transmissienetbeheerder vallen, maar die een voluntaristische aanpak vergen van de betrokken spelers, teneinde actief bij te dragen aan het behoud van de kwaliteit van de huidige stroomvoorziening en tegelijk elektriciteitsprijzen aan te bieden die concurrentieel blijven ten opzichte van de andere Europese lidstaten en onze industriële handelspartners. Deze aanpak houdt meer bepaald in dat:

- er klaarheid komt over de modaliteiten en de timing voor de uitvoering van de wet

inzake de uitstap uit kernenergie, gezien zijn grote impact op de bevoorradingszekerheid, de aantrekkelijkheid van het Belgische elektrische systeem voor investeringen in productiemiddelen alsook op de dimensionering van het transmissienet;

- er -zoals ook tijdens de “Staten-Generaal voor Energie” in juni 2001 werd vastgesteld - een meer soepele regeling wordt ingevoerd voor de vaste termijn van 5 jaar verbonden aan de productievergunningen. Voor de producent en voor de netbeheerder is het van het grootste belang dat er een afstemming is tussen de toekenning van de productievergunningen en de verbintenissen die door de netbeheerder in het kader van de reglementering op de aansluitingen worden aangegaan. Niet alleen de duur van de vergunningen, maar ook de criteria voor de toekenning van de productievergunningen dienen afgestemd te worden op de toestand van het net, rekening houdend met realistische opties voor netuitbreiding die compatibel zijn met de realisatietermijn van de productieprojecten.
- er steunmaatregelen worden ingevoerd om de investeringen in productiemiddelen aan te trekken, die systeemdiensten kunnen leveren, die onmisbaar zijn voor de bevoorradingsveiligheid (reserves die snel beschikbaar zijn, blackstart, reactieve energie voor de spanningsregeling, enz.) of die, wanneer dergelijke systeemdiensten niet kunnen worden geleverd, de netbeheerder toelaten om, onder toezicht van de regulator, deze middelen aan te kopen;
- er steunmaatregelen komen om de investeringen in centrale productiemiddelen aan te trekken, als de projecten die in dit plan worden voorgesteld niet zouden worden uitgevoerd en bijgevolg de bevoorradingszekerheid in het gedrang zou komen en/of dat een sterkere afhankelijkheid van de invoer tot gevolg zou hebben;
- er een vereenvoudiging van de administratieve vergunningsprocedures wordt doorgevoerd om de sociale aanvaardbaarheid van de grote infrastructuurprojecten (transmissie en productie) te steunen en in te spelen op de ambitieuze termijnen die de kandidaten-producenten voor ogen hebben, zowel voor de installaties van industriële verbruikers als voor de centrale en decentrale productiemiddelen;
- er een stabiel regelgevend kader komt dat de netbeheerder een voldoende rendement biedt zodat hij de nodige middelen (eigen en geleende) kan vinden om investeringen van algemeen belang uit te voeren die zijn autofinancieringscapaciteit overstijgen. Een toenemend deel van de netinvesteringen vloeien immers voort uit het energie- en klimaatbeleid en overstijgen immers ruim het “business as usual”-model zowel in België als in Europa.

Tabel 6: synthese van de netontwikkelingen van nationaal belang van het ontwikkelingsplan 2010-2020.

	Beschrijving	Definitief investeringsvoorstel	Planning te bevestigen in het kader van de volgende studies van ENTSO-E	Afhankelijk van de bevestiging van kandidaat-producenten	Investeringsmogelijkheid die ter studie ligt
Interconnectie België-Verenigd Koninkrijk	Nieuwe onderzeese gelijkstroomverbinding tussen Zeebrugge en Richborough	x			
Interconnectie België-Duitsland Project ALEGRO	Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding tussen Lixhe en Verlautenheide	x			
Interconnectie België-Luxemburg	Dwarsregeltransformator 220kV				x
Interconnectie België-Frankrijk	Verscheidene versterkingsmogelijkheden liggen ter studie				x
Interconnectie België-Nederland en aansluiting van productie in de provincies Luik en Limburg	Bouw van een 380 kV-station op de bestaande site van Van Eyck (Kinrooi) Installatie van een transformator 380/150 kV in aftakking op de site Zutendaal Trekken van een nieuwe 380 kV-draadstel tussen Zutendaal en Van Eyck Trekken van een 150 kV-draadstel tussen Zutendaal en Langerlo	x			
Interconnectie België-Nederland en combinatie van verschillende productie-eenheden op 380kV	Versterking van de 380 kV-as Mercator (Kruibeke)/Doel (Beveren) - Horta (Zomergem)	x	x	(1)	
Interconnectie België-Nederland	Installatie van een bijkomende dwarsregeltransformator in Zandvliet (Antwerpen)	x	x		
Verhoging van het verbruik en aansluiting van centrale productie in de regio Antwerpen Project BRABO	Nieuwe 380kV-lijn met twee draadstellen Zandvliet-Lillo - Kallo - Mercator	x			
Aansluiting van centrale productie ten noorden van Luik	Uitbreiding van het bestaande 380 kV-station in Lixhe Trekken van het tweede 380 kV-draadstel op de lijn Lixhe-Herderen	(2)		x	
Aansluiting van centrale productie in Meerhout	Uitbreiding van het 380 kV-station Meerhout met twee railstellen en installatie van een koppeling in de stations van Meerhout en Massenhoven			x	
Aansluiting van centrale productie in Dilsen-Stokkem	Nieuw 380 kV-station			x	
Project STEVIN	Nieuwe verbinding met twee 380 kV-draadstellen tussen Horta (Zomergem) en Zeebrugge	x			

(1) de uitvoering van een deel van deze versterking op het stuk meer bepaald Baekeland-Horta, en de bouw van een 380 kV-station in Baekeland die hiermee zal worden gecombineerd, zal qua planning nauw samenhangen met de uitvoering van een aansluiting van een productie-eenheid op dit station.
(2) deze investeringen zullen ook nodig zijn voor de aansluiting van het ALEGRO interconnectieproject met Duitsland.

Inhoudsopgave

Synthese 5

1. De ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit: een context in beweging 7

2. Een elektrisch systeem in evolutie 7

3. Onzekerheidsfactoren en hypotheses 8

4. De vier pijlers van de ontwikkeling van de infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit 13

Ontwikkeling van de interconnecties 13

Aansluiting van decentrale productie en offshore windenergie 17

Aansluiting van nieuwe centrale productie-eenheden 20

De evolutie in het gebruik van de spanningsniveaus 23

5. Succesfactoren 24

1 Voorwerp en wettelijke context 39

1.1 Elia 41

1.2 De vrije elektriciteitsmarkt en de rol van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in België 41

1.3 Opstellen van een ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit 43

1.3.1 Wettelijke context aangaande het ontwikkelingsplan 43
1.3.2 Het regionale aspect 46

2 Belang en uit-dagingen van de ontwikkeling van het elektrische systeem 47

2.1 Een ambitieus energie- en klimaatbeleid 49

2.2 Gevolgen voor de ontwikkeling van het elektrische systeem 52

2.2.1 Aanpassing van het Europese productiepark en marktwerking 54
2.2.2 Bijzonder geval: de aansluiting van decentrale productie en/of productie uit hernieuwbare energiebronnen 56
2.2.3 Het beheer van het variabele karakter van de productie uit hernieuwbare energiebronnen en de verzadiging van het systeem 57
2.2.4 Anticiperen op verschillende mogelijke scenario's, het handhaven van de bevoorradingszekerheid en de voortzetting van de integratie van de elektriciteitsmarkt 59

2.3 Uitdagingen en kansen 60

2.3.1 Technologische mogelijkheden 60
2.3.2 Mogelijke synergieën 61
2.3.3 De sociale aanvaarding en het administratieve kader voor het verkrijgen van vergunningen: twee noodzakelijke aspecten voor de uitvoering van de werken 61

2.3.4 Het bestaande regelgevende kader volgens het scenario "Business as usual" 62

3 Aanpak van de netontwikkeling 65

3.1 De vier pijlers van de ontwikkeling van het net 67

3.1.1 Ontwikkeling van interconnecties 67
3.1.2 Aansluiting van decentrale productie en/of van productie op basis van hernieuwbare energie 68
3.1.3 Aansluiting van centrale productie-eenheden 70
3.1.4 Evolutie van het verbruik 70

3.2 Drie belangrijke aandachtspunten 70

3.2.1 De betrouwbaarheid van het net 71
3.2.2 Economische efficiëntie 75
3.2.3 Het duurzame karakter van de gekozen oplossingen 76
3.2.4 Smart grids 79

4 Gekozen hypotheses voor de ontwikkeling van het net83

4.1 Synthese van de hypotheses 85

4.2 Context 88

4.2.1. Beschouwde onzekerheden, varianten en scenario's 88
4.2.2. Uitgangsbasis 89

4.3 De evolutie van het finale elektriciteitsverbruik 90

4.3.1 Basishypotheses gehanteerd in de prospectieve studie elektriciteit – basis voor de lange termijn vooruitzichten (vanaf 2015 92
4.3.2 Jaarlijkse vooruitzichten in verband met het elektriciteitsverbruik, integratie van overwegingen op korte en op middellange termijn en sectorale structuur 97

4.4 De evolutie van de decentrale productie 102

4.4.1 De evolutie van het aandeel van hernieuwbare energiebronnen (HEB)103
4.4.2 Hypotheses met betrekking tot hernieuwbare energiebronnen (HEB)107
4.4.3 Hypotheses met betrekking tot niet-HEB-warmtekrachtkoppeling 112

4.5 De evolutie van het nucleaire productiepark 113

4.5.1 Context en keuze van informatiebronnen 113
4.5.2 Bepalen van twee verschillende varianten met betrekking tot de evolutie van het nucleaire productiepark 113

4.6 De evolutie van het centrale fossiele productiepark 114

4.6.1 Context en keuze van informatiebronnen 114
4.6.2 Bepalen van vijf verschillende varianten met betrekking tot de evolutie van het centrale productiepark 116

4.7 Combinatie van varianten in scenario's 118

4.8 Analyse van de uitdagingen die de geselecteerde scenario's met zich meebrengen 119

4.8.1 Betrouwbaarheidsuitdaging 120
4.8.2 Systeemuitdaging 122
4.8.3 Saturatie-uitdaging 125
4.8.4 Coördinatie-uitdaging op Europees niveau 126

5 Referentienet 129

5.1 Referentienet van het ontwikkelingsplan 2010-2020 132

5.2 Versterkingen in het ontwikkelingsplan 2005-2012 gepland tegen 2008 135

5.3 Rechtvaardiging van de herziening van de planning van investeringen die in het ontwikkelingsplan 2005-2012 tegen 2008 werden vooropgesteld 139

5.3.1 Referentienet van het ontwikkelingsplan 2005-2012 139
5.3.2 Versterkingen in het ontwikkelingsplan 2005-2012 gepland voor 2008 140

5.4 Voorstelling van het 380-150 KV-referentienet (2010) 142

6 Grens-overschrijdende verbindingen 147

6.1 De verdere ontwikkeling van de interconnecties 149

6.1.1 Een van de meest geïnterconnecteerde netten van Europa 149
6.1.2 De verdere ontwikkeling van de interconnecties 150
6.1.3 Naar Europese snelwegen voor elektriciteit 155

6.2 De noordgrens 156

6.3 De zuidgrens 157

6.4 Verbinding tussen België en Luxemburg 159

6.5 Verbinding tussen België en het Verenigd Koninkrijk – het NEMO-project 160

6.6 Verbinding tussen België en Duitsland – Het ALEGRO-project 161

7 Aansluiting van de decentrale productie en / of productie uit hernieuwbare energiebronnen 165

7.1 Aansluiting van decentrale productie en / of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen 167

7.1.1 Context voor de ontwikkeling van het net 167
7.1.2 Het toenemende belang van decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen of warmtekrachtkoppeling 167
7.1.3 Een proactieve aanpak om het gebruik van de bestaande infrastructuur te optimaliseren en de inspanningen te bundelen 168
7.1.4 Ontwikkeling van 30 kV-netten 170

7.2 Huidige situatie in het Waalse Gewest 171

7.2.1 Studie naar het potentieel voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling in het Waalse Gewest 171
7.2.2 Geplande investeringen voor de aansluiting van decentrale productie-eenheden in het Waalse Gewest 175

7.3 Aansluiting van hernieuwbare productie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest 177

7.4 Aansluiting van hernieuwbare productie in het Vlaamse Gewest 177

7.4.1 Studie van het potentieel voor hernieuwbare energie in het Vlaamse Gewest 177
7.4.2 In Vlaanderen geplande investeringen voor de aansluiting van decentrale productie 178

7.5 Aansluiting en integratie van windmolenparken in de Noordzee 180

7.5.1 Aansluiting op het onshore-net 181
7.5.2 Aansluiting van offshorewindturbines op het onshore net 184

7.6 Globaal potentieel van de Noordzee 186

8 Aansluiting van centrale productie 187

8.1 Inleiding 189

8.2 Potentieel voor aansluitingen op het bestaande 380 kV-net 191

8.3 Potentieel voor aansluitingen op het huidige 150 kV-net191

8.4 Voorstelling van de gunstige sites voor aansluiting van productie-eenheden van 400-800 MW op het bestaande net 192

8.5 De regio van Antwerpen – het project BRABO 195

8.6 De provincie Limburg en het noorden van de provincie Luik 195

8.7 Aansluiting op Baekeland 198

8.8 Aansluiting op Meerhout 198

8.9 Gecombineerde 380 kV-aansluitingen 198

8.10 Onafhankelijkheid van het 150 kV-net ten opzichte van het centrale productiepark. 199

8.10.1 De zones West-Vlaanderen, Oost-Vlaanderen en Antwerpen 200
8.10.2 De zone Henegouwen 200
8.10.3 De zone Limburg 201
8.10.4 De spanningsregeling 202

9 Versterkingen verbonden met de evolutie van het verbruik 203

9.1 Inleiding 205

9.2 Versterkingen tegen 2014 207

9.2.1 Versterking en herstructurering van het net in de regio Antwerpen – het project BRABO 207
9.2.2 Herstructurering van het 30 kV-net rond Dampremy en versterking van de 150 kV/10 kV-transformatie van het station van Gosselies 210
9.2.3 Versterking van de 150 kV/MS-transformatie in Montignies 210
9.2.4 Herstructurering van de voeding van het station van Obourg 211
9.2.5 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in het centrum van Brussel (Vijfhoek) 211
9.2.6 Herstructurering van het ondergrondse 150 kV-net van Brussel 212
9.2.7 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Charles-Quint 213

9.2.8 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Machelen 213
9.2.9 Versterking van het net dat de regio Leuven voedt 214
9.2.10 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Gasthuisberg 214
9.2.11 Gebruik van de lijn op 150 kV tussen Gramme en Rimière in het lokale transmissienet van 70 kV 215
9.2.12 Oprichting van een transformatorstation naar middenspanning in Les Isnes 215
9.2.13 Installatie van 150 kV/10 kV-transformatoren in de stations van Ruien en Zwevegem en herstructurering van het 70 kV-net in de zone 216
9.2.14 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Brugge 216
9.2.15 Versterking van de voeding van Zeebrugge 217
9.2.16 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Ham (Gent) 217
9.2.17 Herstructurering van het 150/36 kV-net tussen Ham en Nieuwe Vaart (Gent) 217
9.2.18 Herstructurering van het 150/70 kV-net in de regio Zurenborg-Wilrijk-Hoboken-Schelle Dorp 218
9.2.19 Opening van een transformatiestation naar de middenspanning in Schoondale (Waregem) 218
9.2.20 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Lixhe 218
9.2.21 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Ligne 219
9.2.22 Installatie van een 150/36 kV-transformatie in Ieper, en ontplooiing van een 36 kV-net naar Poperinge 219
9.2.23 Opening van een 220 kV-station op de site Berneau 220
9.2.24 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Antoing 220
9.2.25 Vervanging van de transformator 150/30 kV in Tertre 220
9.2.26 Versterking van het net dat de regio Waver voedt 220

9.3 Overzichtstabel en planning voor de uitvoering van de voor 2014 geplande versterkingen 222

9.4 Indicatieve opties op langere termijn 225

9.4.1 Herstructurering van het 150 kV- en 70 kV-net in La Louvière, Bascoup, La Croyère en Fontaine-l'Evêque en versterking van de transformatie naar de middenspanning in deze zone 225
9.4.2 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Waterloo 226
9.4.3 Versterking van het net dat Eupen bevoorraadt en van de transformatie naar middenspanning in het station van Battice 226
9.4.4 Versterking van het 70 kV-net in het noordelijke gedeelte van de stad Luik door de ontwikkeling van het 220 kV-net in deze zone 226
9.4.5 Versterking van het 70 kV-net in de provincie Luxemburg door de versterking van de 220/70 kV-transformaties van de stations van Marcourt en Saint-Mard 227
9.4.6 Installatie van een transformator 220 kV/15 kV in Aubange 227
9.4.7 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Koksijde 227
9.4.8 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Rumbeke 228
9.4.9 Versterking van de transformatie naar middenspanning in het station Wevelgem en verhoging van de transmissiecapaciteit tussen Izegem, Wevelgem en Moeskroen 228

9.4.10 Installatie van een 150/36 kV-transformator in Rechteroever (Gent) 228
9.4.11 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Beerse229
9.4.12 Versterking van de transformatie naar middenspanning in het station Petrol (Antwerpen Zuid) 229
9.4.13 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Heze229
9.4.14 Eisden 229
9.4.15 Beveren-Waas 230
9.4.16 Uitbreiding van het station Heinsch naar twee railstellen 230
9.5 Overzichtstabel van de op langere termijn geplande versterkingen 231

Lijst van figuren en tabellen

Tabel 1: de totale nationale capaciteit aan hernieuwbare energiebronnen, afgeleid uit het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie, die als referentie wordt gebruikt voor dit ontwikkelingsplan. 9

Tabel 2: Illustratie van de behoefte aan gecombineerde ontwikkeling van interconnecties en van productiecapaciteiten in België om de importafhankelijkheid in 2020 op een beperkt peil te houden (maximum 5% van de tijd in deze illustratie). 12

Figuur 3 (links): transitstromen doorheen België in 2020, wanneer Duitsland door zijn sterk ontwikkelde productie uit windenergie en fotovoltaïsche energie, in een exportpositie komt t.o.v. de Benelux, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. 15

Figuur 3 (rechts): transitstromen doorheen België in 2020, wanneer Frankrijk, dat sterk uitgerust is met kerncentrales, wegens de afwezigheid van wind of zon in Duitsland energie zal exporteren naar de Benelux, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. 15

Figuur 4: investering voor de aansluiting van decentrale productie-eenheden en/of eenheden op hernieuwbare energiebronnen tegen 2020. 20

Figuur 5: investering naar aanleiding van de evolutie van het verbruik tegen 2020. 22

Tabel 6: synthese van de netontwikkelingen van nationaal belang van het ontwikkelingsplan 2010-2020. 26

Figuur 2.1: vergelijking van de elektriciteitsstromen tussen een situatie uit 2008 die wordt gekenmerkt door weinig wind (links) en een scenario met een verregaande integratie van de productie van windenergie in het noordelijke gedeelte van de zone (rechts). 53

Figuur 2.2: leeftijd van de bestaande productiecapaciteit in de landen van de Unie. 55

Tabel 2.3: ontwikkeling van de productiecapaciteit in de Unie als gevolg van het Europese energiebeleid. 55

Figuur 3.1: gecumuleerde frequentiecurves per seizoen van het gemiddeld uurvermogen, uitgedrukt in percent van zijn nominaal vermogen, dat een onshore windturbine ontwikkelt, voor een gemiddelde jaarlijkse productieduur van 2000 uur. 74

Tabel 4.1: combinatie van varianten in de scenario's. 86

Figuur 4.2: overzicht van de evolutie van de groeipercentages van de opgevraagde energie voor twaalf scenario's uit de prospectieve studie elektriciteit. 92

Tabel 4.3: evolutie van het BBP en van de toegevoegde waarde per sector bij constante prijzen (in euro van 2005) voor de periode 2005-2020, evolutie in percent per jaar (hoge variant). 94

Tabel 4.4: evolutie van het BBP en van de toegevoegde waarde per sector bij constante prijzen (in euro van 2005) voor de periode 2005-2020 (lage variant). 95

Figuur 4.5: internationale brandstofprijzen (in USD van 2005/olievat-equivalent). 96

Figuur 4.6 : evolutie van de koolstofprijzen (in euro/ton CO_2, in euro van 2005). 97

Figuur 4.7: evolutie van de opgevraagde elektrische energie in België tussen 2005 en 2020 (hoge en lage variant – TWh). 99

Tabel 4.8: eindverbruik van elektriciteit (GWh) 2005-2020, hoge variant. 101

Tabel 4.9: eindverbruik van elektriciteit (GWh) 2005-2020, lage variant. 101

Tabel 4.10: jaarlijkse groeivoet van het elektriciteitsverbruik per sector (periodes 2005-2010 en 2010-2020). 102

Figuur 4.11: Vooruitzichten betreffende geïnstalleerd vermogen aan hernieuwbare energiebronnen volgens verschillende studies. 104

Figuur 4.12: Vooruitzichten betreffende de energie op basis van hernieuwbare energiebronnen in 2020. 105

Figuur 4.13: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan HEB in vergelijking met 2008. 107

Figuur 4.14: overzicht van de toegekende domeinconcessies in de Noordzee (juli 2011). 108

Figuur 4.15: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan offshore windturbines in vergelijking met 2008. 109

Figuur 4.16: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan onshore windturbines in vergelijking met 2008. 110

Figuur 4.17: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen in vergelijking met 2008. 111

Figuur 4.18: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen voor productie-eenheden op basis van biomassa in vergelijking met 2008. 112

Figuur 4.19: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan niet-HEB-warmtekrachtkoppeling in vergelijking met 2008. 113

Tabel 4.20: voorziene uitdienstnamedatums van de Belgische nucleaire eenheden volgens de van kracht zijnde wetgeving. 114

Figuur 4.21: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan nucleaire productiemiddelen. 114

Tabel 4.22: nieuwe productie-eenheden (of verhogingen van bestaande capaciteit) die in het kader van dit plan als 'definitief' worden beschouwd. 116

Tabel 4.23: bijkomende capaciteit in centrale productie-eenheden beschouwd in de vijf varianten van het plan. 117

Figuur 4.24: capaciteit in centrale productie-eenheden die vermoedelijk uit dienst zullen worden genomen. 117

Figuur 4.25 : combinatie van varianten in scenario's. 119

Tabel 4.26: nieuwe centrale productie-eenheden waarvoor vandaag reeds een productievergunning is afgeleverd en waarvoor de bouwwerken nog niet gestart zijn eind juni 2011. 119

Figuur 4.27: Illustratie van de betrouwbaarheidsuitdaging op moment dat de variabele hernieuwbare productiemiddelen niet aanwezig zijn. 120

Figuur 4.28: illustratie van de methode voor het analyseren van de betrouwbaarheid van het systeem. 121

Tabel 4.29: resultaten van de betrouwbaarheidsanalyse uitgaande van een autonomie gedurende minstens 95% van de tijd. 122

Tabel 4.30: inzichten in de haalbaarheid van nieuwe centrale productiemiddelen op basis van een energie-analyse. 125

Figuur 4.31: illustratie van de saturatieuitdaging op moment dat de variabele hernieuwbare productiemiddelen 100% aanwezig zijn bij een lage afname. 126

Tabel 5.1: vorderingsstaat van de "versterkingen van nationaal belang" van het referentienet. 133

Tabel 5.2: vorderingsstaat van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus van het referentienet. 134

Tabel 5.2 (vervolg): vorderingsstaat van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus van het referentienet. 135

Tabel 5.3: mate van voortgang van de tegen 2008 vooropgestelde"versterkingen van nationaal belang". 136

Tabel 5.4: mate van voortgang van de tegen 2008 aanbevolen optionele "versterkingen van nationaal belang". 137

Tabel 5.5: mate van voortgang van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus die tegen 2005 werden aanbevolen. 137

Tabel 5.5 (vervolg): mate van voortgang van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus die tegen 2005 werden aanbevolen. 138

Figuur 5.6 : transmissienet tegen 2010. 143

Figuur 6.1: cumulatieve statistieken van de ter beschikking gestelde importcapaciteiten en het gebruik door de markt tijdens de periode 2007-2009. 149

Figuur 6.2: cumulatieve statistieken van de exportcapaciteiten die ter beschikking werden gesteld en het gebruik door de markt tijdens de periode 2007-2009. 150

Figuur 6.3: geïnstalleerde productiecapaciteit in 2009 (System Adequacy Retrospect van ENTSO-E) en in 2020 (« top-down » scenario 2020 van ENTSO-E) en in 2020 (scenario “top-down” 2020 van ENTSO-E). Dit laatste scenario houdt geen rekening met de recente beslissing om de Duitse kerncentrales stil te leggen. 151

Figuur 6.4: schatting van de fysieke stromen aan de zuidgrens in 2020, op basis van door ENTSO-E uitgevoerde simulaties. 152

Figuur 6.5: schatting van de fysieke stromen aan de noordgrens in 2020, op basis van door ENTSO-E uitgevoerde simulaties. 153

Figuur 6.6: evolutie van de veiligheidsmarge in bevoorradingszekerheid, bij hoog verbruik (de piek tijdens de winter gecombineerd met de hoge variant voor het elektriciteitsverbruik), in geval de levensduur van de oudste kerncentrales niet wordt verlengd en geen nieuwe centrale productie-eenheden worden gerealiseerd (uitgave september 2010). 154

Figuur 6.7: evolutie van de veiligheidsmarge in bevoorradingszekerheid, bij laag verbruik (het dal tijdens de zomer gecombineerd met de lage variant voor het elektriciteitsverbruik), op basis van de veronderstelling van een sterke integratie van eenheden op windenergie die op volle capaciteit produceren en met verlenging van de levensduur van de oudste kerncentrales van ons land (uitgave september 2010). 155

Figuur 6.8: transitstromen doorheen België in 2020, op basis van door ENTSO-E uitgevoerde simulaties. 156

Figuur 6.9: transitstromen doorheen België in 2020, volgens de in ENTSO-E uitgevoerde simulaties. 158

Figuur 6.10 : versterkingen van de zuidgrens onderzocht in overleg met de Franse transmissienetbeheerder (RTE). 159

Figuur 6.11: overwogen ontwikkelingen tussen België en Luxemburg. 160

Tabel 6.12: ontwikkelingen betreffende grensoverschrijdende verbindingen. 163

Tabel 7.1: potentieel voor elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen [MWe]. 172

Figuur 7.2: overzicht van de prioritaire zones voor de aansluiting van windturbines in het Waalse Gewest. 173

Tabel 7.3: Investeringen met het oog op de aansluiting van decentrale productie in het Waalse Gewest, op basis van de potentieelstudie Elia-ICEDD-APERe. Deze investeringen zijn afhankelijk van de verwezenlijking van het potentieel in de betrokken zones. 174

Tabel 7.4 : bijkomende investeringen met het oog op de aansluiting van decentrale productie in het Waalse Gewest. 176

Tabel 7.5: investeringen met het oog op de aansluiting van decentrale productie in het Vlaamse Gewest. 179

Tabel 7.6: nodige versterkingen voor de integratie van offshore windmolenparken in het onshore transmissienet. 181

Tabel 7.6 (vervolg): noodzakelijke versterkingen voor de integratie van offshore windmolenparken in het onshoretransmissienet. 182

Figuur 7.5 : bestaand net, tracé Eeklo-Zeebrugge en plaats van het station in Zeebrugge. 183

Figuur 7.7 : aansluitingsschema op lange termijn in Zeebrugge, voor de windmolenparken in de Noordzee. 185

Tabel 8.1: gunstige lokalisaties voor een aansluiting op het bestaande 380 kV-net. 193

Tabel 8.2: overzicht van de beste lokalisaties op het spanningsniveau 220/150 kV. 193

Figuur 8.3 : onthaalcapaciteit met het huidige transmissienet (2010). 194

Figuur 8.4: huidige en toekomstige minimale (afhankelijk van de effectieve lokalisatie van nieuwe productie-eenheden) situatie in de provincie Limburg en in het noorden van de provincie Luik, onder voorbehoud van de definitieve beslissing van kandidaat-producenten. 197

Tabel 8.5: aanbevolen investeringen voor de aansluiting van centrale productie. 197

Tabel 8.6: investeringen uitgevoerd met het oog op de onafhankelijkheid van het productiepark. 201

Figuur 9.1: geografische voorstelling van de beschouwde structuurvarianten. 208

Tabel 9.2 : projecten voor netversterkingen die gepland staan tot 2014 en die een gevolg zijn van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV). 222

Tabel 9.2 (vervolg): projecten voor netversterkingen die gepland staan tot 2014 en die een gevolg zijn van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV). 223

Tabel 9.2 (vervolg): projecten voor netversterkingen die gepland staan tot 2014 en die een gevolg zijn van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV). 224

Tabel 9.3: indicatieve pistes voor netversterkingen ten gevolge van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV). 231

Tabel 9.3 (vervolg): indicatieve pistes voor netversterkingen ten gevolge van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV). 232

1 Voorwerp en wettelijke context

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020

1.1 Elia

De Elia groep in België is opgebouwd rond Elia System Operator, dat samen met zijn dochteronderneming Elia Asset één economische entiteit vormt en handelt onder de naam Elia.

Elia System Operator is houder van de licenties van transmissienetbeheerder voor elektriciteit op federaal vlak voor de spanningsniveaus 380/220/150 kV, lokaal transmissienetbeheerder in Wallonië, regionaal transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en distributienetbeheerder in Vlaanderen, telkens voor de netten van 70 kV tot en met 30 kV[19].

Elia bezit het volledige Belgische elektriciteitsnet op zeer hoge spanning (380 kV tot 150 kV) en ongeveer 94% van de hoogspanningsnetten (70 kV tot 30 kV). Elia heeft op 19 mei 2010 een participatie van 60% in de Duitse transmissienetbeheerder 50Hertz Transmission verworven.

1.2 De vrije elektriciteitsmarkt en de rol van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in België

De openstelling van de elektriciteitsmarkt voor concurrentie werd ingeluid door Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en werd voortgezet op grond van Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit houdende intrekking van Richtlijn 96/92/EG.

België heeft deze richtlijnen op federaal niveau omgezet in de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt ("Elektriciteitswet").

In het kader van deze wetgeving worden de productie en de verkoop van elektriciteit georganiseerd volgens het principe van de vrije concurrentie. De transmissie van elektriciteit valt daarentegen onder een natuurlijk monopolie. Om financiële, technische en milieuredenen, vond men het immers niet zinvol om meerdere netten uit te bouwen die vervolgens met elkaar zouden concurreren. Deze netten vervullen dus een unieke rol: ze bieden gemeenschappelijke ondersteuning aan de diverse marktspelers, onder het toezicht van de regionale regulatoren en van een federale regulator, afhankelijk van de verdeling van de bevoegdheden op het gebied van elektriciteit.

Als de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in België staat Elia niet alleen in voor het beheer van de hoogspanningsinfrastructuur en het elektrische systeem, maar organiseert het ook de toegang tot zijn net voor alle netgebruikers op een transparante en objectieve basis. In zijn hoedanigheid van netbeheerder heeft Elia drie hoofdopdrachten.

19 Federale staat: licentie van 17 september 2002 voor een duur van 20 jaar;
Vlaamse Gewest: licentie van 5 september 2002 voor een duur van 12 jaar;
Waalse Gewest: licentie van 17 september 2002 voor een duur van 20 jaar;
Brussels Hoofdstedelijk Gewest: licentie van 13 juli 2006 voor een duur van 20 jaar die afloopt op 26 november 2021.

Beheerder van het elektrische systeem

Elia regelt de toegang tot het hoogspanningsnet op objectieve en transparante wijze voor alle netgebruikers en organiseert de transmissie van elektriciteit in België, met inbegrip van alle diensten die nodig zijn om dit mogelijk te maken. Elia waakt 24 uur per dag over de goede werking van het net en over het beheer van de energiestromen. Daarnaast regelt Elia het evenwicht tussen productie en verbruik in de Belgische regelzone. Ook de energie-uitwisselingen met de omringende landen zijn van belang voor een zekere, betrouwbare en stabiele elektriciteitstransmissie.

Beheerder van de infrastructuur

Elia staat in voor het onderhoud en de instandhouding van de hoogspanningsinstallaties (op de spanningsniveaus van 30 kV tot 380 kV): luchtlijnen, ondergrondse kabels, transformatoren, etc. Elia breidt het net uit en verbetert het met behulp van de meest geavanceerde technologieën, in overeenstemming met de vereisten van de elektriciteitsmarkt en de gemeenschap.

Marktfacilitator

Dankzij de centrale en unieke rol die Elia op de elektriciteitsmarkt speelt, is Elia ook uitstekend geplaatst om zowel in België als op Europees niveau de functie van marktfacilitator op zich te nemen, meer bepaald door zijn bijdrage aan de ontwikkeling van de regionale markt van Noordwest-Europa, een eengemaakte markt bestaande uit de Benelux, Duitsland en Frankrijk en 4 Scandinavische landen (Nordic) en ook daarbuiten. De koppeling tussen deze markten werd ingevoerd in november 2010. Zijn innovatief karakter schuilt in de gelijktijdige lancering van twee nieuwe initiatieven: de prijskoppeling in de CWE-regio en de "Interim Tight Volume Coupling" (ITVC) tussen de CWE-regio en Scandinavië. De Europese verbruikers genieten op deze manier van een economische optimalisering die leidt tot een efficiënter gebruik van het elektriciteitssysteem in de regio, een convergentie of een egalisering van de tarieven en een grotere welvaart en een nog beter gegarandeerde stroomvoorziening. Elia wil deze rol ten volle vervullen door diensten en mechanismen te organiseren die de toegang tot het net voor de netgebruikers vergemakkelijken, die bijdragen tot de liquiditeit van de elektriciteitsmarkt en de vrije concurrentie tussen de verschillende marktspelers bevorderen. Elia heeft hiertoe meerdere mechanismen ingevoerd, zowel op het niveau van de Belgische markt[20] als op het vlak van het beheer van de internationale interconnecties[21].

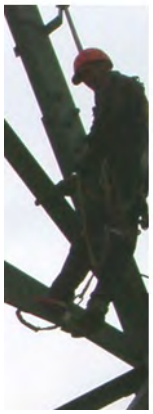
De goedkeuring in 2009 van het derde pakket[22] wetgevende maatregelen op het gebied van energie ("derde Europees pakket") betekent een bijkomende evolutie in de Europese regelgeving.

Dit derde pakket heeft tot doel het bestaande wetgevingskader te vervolledigen, teneinde voor alle verbruikers een optimale werking van de interne markt te garanderen en tegelijkertijd de energievoorziening in de Unie veiliger, concurrentiëler en duurzamer te maken.

20 Een van deze mechanismen bestaat in het ter beschikking stellen van een "trading hub", dus van een uitwisselingsplatform dat bilaterale uitwisselingen van elektriciteit op kwartuurbasis mogelijk maakt.

21 Elia heeft in samenwerking met de transmissienetbeheerders uit de buurlanden meerdere mechanismen ingevoerd voor de toewijzing van grensoverschrijdende capaciteit, zoals de marktkoppeling tussen Frankrijk, België en Nederland, die tot de Scandinavische markt werd uitgebreid en in een latere fase tot de Britse, Zuidoost- en Zuidwest-Europese markt zal worden uitgebreid. Het gaat om marktmechanismen die er over het algemeen op gericht zijn om het optimale gebruik van deze infrastructuur te bevorderen.

22 De Richtlijn en de twee verordeningen inzake elektriciteit dateren van 13 juli 2009 en zijn gepubliceerd in het PB L211/1/15/55 van 14.8.2009.



De bepalingen met betrekking tot elektriciteit zijn samengebracht in drie wetteksten, waaronder een nieuwe richtlijn Elektriciteit, die de twee vorige richtlijnen vervangt. Hoewel de procedure inzake de omzetting van deze richtlijn nog niet is afgerond, bevatten de voornaamste richtlijnen van het derde Europese pakket elementen die van essentieel belang zijn voor het opstellen van het huidige plan. De bepalingen van het derde pakket moesten vóór 3 maart 2011 in Belgisch recht omgezet zijn. Omdat de federale regering sinds juni 2010 enkel bevoegd is voor lopende zaken, heeft deze omzetting van de richtlijnen van het 3e pakket, via een wet die de Elektriciteitswet van 29 april 1999 wijzigt, vertraging opgelopen. De besprekingen waren nog steeds aan de gang op de datum van opmaak van de definitieve versie van het ontwikkelingsplan.

1.3 Opstellen van een ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit

In het huidige document wordt het ontwerp van ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit voorgesteld dat de netbeheerder conform de Elektriciteitswet moet opstellen.

1.3.1 Wettelijke context aangaande het ontwikkelingsplan

Wettelijke context

De algemene bepalingen met betrekking tot het opstellen van het ontwikkelingsplan zijn opgenomen in de Elektriciteitswet en het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit. In artikel 13, § 2 van de Elektriciteitswet wordt bepaald dat het ontwikkelingsplan enerzijds een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit moet bevatten, met aanduiding van de onderliggende hypothesen, en anderzijds het investeringsprogramma waartoe de netbeheerder zich verbindt om het uit te voeren om aan deze behoeften te voldoen.

Het ontwikkelingsplan houdt eveneens rekening met de nood aan een aangepaste reservecapaciteit en met de projecten van gemeenschappelijk belang die door de instellingen van de Europese Unie in het domein van de trans-Europese netten zijn aangewezen. In dit verband dient te worden benadrukt dat Elia bij de Europese Commissie regelmatig subsidieaanvragen indient met het oog op de uitvoering van infrastructuurprojecten die bijdragen tot de doelstellingen die in Beschikking nr.°1364/2006/EG van 6 september 2006 zijn vastgelegd.[23]

In het kader van de procedure voor het opstellen van het ontwikkelingsplan wordt rekening gehouden met de laatst geldende prospectieve studie die door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau is opgesteld. Mits gepaste motivering, kan ook rekening worden gehouden met de documenten die voortkomen uit de lopende procedure van de periodieke aanpassing van de prospectieve studie, indien deze gaande is.

Binnen een termijn van negen maanden na de bekendmaking van de eerste prospectieve studie stelt de netbeheerder, in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau, een ontwerp van ontwikkelingsplan op. Dit plan moet een periode van tien jaar bestrijken.

23 Beschikking nr. 1364/2006/EG van het Europees Parlement en de Raad van 6 september 2006 tot opstelling van richtlijnen voor trans-Europese netwerken in de energiesector, L262/1, PB van 22.9.2006.

Het ontwerp van ontwikkelingsplan wordt voor advies voorgelegd aan de federale regulator (CREG) en de minister bevoegd voor het mariene milieu. Daarna worden de milieu-effecten van het plan beoordeeld in toepassing van de bepalingen van de artikelen 9 tot 14 van de wet van 13 februari 2006.[24]

Na deze evaluatie houdt de netbeheerder in het ontwerp van ontwikkelingsplan rekening met de adviezen, opmerkingen, rapporten en raadplegingen die het resultaat zijn van het toepassen van de procedure die in de wet van 13 februari 2006 is opgenomen.

Op basis van een verklaring van de Algemene Directie Energie geeft de federale minister die bevoegd is voor Energie zijn goedkeuring aan het ontwikkelingsplan. Bij gebrek aan een goedkeuringsbeslissing binnen twee maanden na ontvangst, wordt het ontwikkelingsplan als goedgekeurd beschouwd.

Het ontwikkelingsplan wordt voor de eerste keer opgesteld binnen een termijn van twaalf maanden vanaf het opstellen van de prospectieve studie. Vervolgens wordt het om de vier jaar aangepast, te beginnen vanaf de datum van de goedkeuring van het voorgaande ontwikkelingsplan door de minister.

De termijn van twaalf maanden die voor het opstellen van het plan is voorzien, wordt opgeschort tussen enerzijds de datum van uitwerking van het ontwerpregister dat nodig is voor de evaluatie van de gevolgen van het ontwerp voor het milieu, in overeenstemming met de wet van 13 februari 2006, en anderzijds de datum waarop de verklaring van de Algemene Directie Energie is opgesteld, zoals bedoeld in artikel 9 van het Koninklijk Besluit van 20 december 2007.

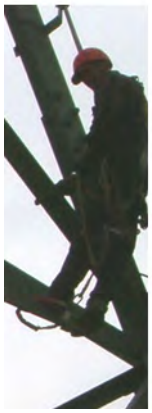
De nieuwe bepalingen van het "derde Europese pakket" verduidelijken de taken aangaande de ontwikkeling van infrastructuur die aan de transmissienetbeheerders worden toegekend.

Artikel 12 van de derde Elektriciteitsrichtlijn bepaalt dat de netbeheerder de verantwoordelijkheid heeft om op lange termijn de capaciteit van het net te waarborgen en om te beantwoorden aan een redelijke vraag naar de transmissie van elektriciteit. Daarnaast staat de netbeheerder in voor de exploitatie, het onderhoud en de ontwikkeling van veilige, betrouwbare en efficiënte transmissienetten in economisch aanvaardbare omstandigheden, daarbij zoveel mogelijk rekening houdend met het milieu. Verder moet de beheerder van het transmissienet bijdragen tot de bevoorradingszekerheid door te zorgen voor een toereikende transmissiecapaciteit en betrouwbaarheid van het net. Hij moet tevens zorgen voor het beheer van de elektriciteitsstromen op het net, waarbij hij rekening dient te houden met de uitwisselingen met de andere geïnterconnecteerde netten.

Anderzijds wordt in het derde Europese pakket[25] bepaald dat de Europese netbeheerders een niet-bindend ontwikkelingsplan moeten opstellen dat de gehele Gemeenschap dekt.

De regulerende instantie heeft, in het bijzonder, als taak toezicht te houden op de investeringsplannen van de transmissienetbeheerders, alsmede de samenhang te beoordelen tussen deze plannen en het niet-bindende ontwikkelingsplan dat de gehele Gemeenschap dekt.

24 Wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's in verband met het milieu (Belgisch Staatsblad van 10.3.2006).
25 Artikel 8, §3, punt b van Verordening (EG) nr. 714/2009.



De eerste versie van het "netontwikkelingsplan dat de gehele Gemeenschap dekt" is beschikbaar op de website van ENTSO-E[26]. Een tweede versie wordt momenteel voorbereid en zou in 2012 gepubliceerd moeten worden.

Overzicht van de procedure die werd gevolgd om het plan op te stellen

Overeenkomstig de wettelijke bepalingen, opgenomen in vorig deel, geeft Elia hierna een chronologisch overzicht van de belangrijkste stappen die werden gevolgd om de definitieve versie van het ontwikkelingsplan op te stellen.

- 15 december 2009: publicatie van de Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (hierna "prospectieve studie elektriciteit" genoemd) door de Algemene Directie Energie van de FOD “Economie, K.M.O., Middenstand en Energie” en het Federaal Planbureau;
- 15 september 2010: verzending van de voorlopige versie van het plan met verzoek tot advies van de CREG;
- 14 oktober 2010: ontvangst van advies 994 van de CREG betreffende het ontwerp van ontwikkelingsplan 2010-2020 van NV Elia System Operator;
- 22 november 2010: ontvangst van het advies van het Adviescomité SEA over het ontwerpregister;
- 18 februari 2011: terugzending door Elia naar het Adviescomité SEA van het eindregister, aangepast op basis van het advies over het ontwerpregister van 22 november 2010;
- 20 april 2011: aankondiging van de publieke consultatie over het ontwikkelingsplan op de portaalsite belgium.be;
- 28 april 2011: aankondiging van de publieke consultatie in het Belgisch Staatsblad;
- 28 april 2011: aankondiging van de publieke consultatie op de website van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie;
- 28 april 2011: aankondiging van de publieke consultatie op de website Elia.be;
- 6 mei 2011: verzending met adviesverzoek van het ontwikkelingsplan en het strategisch milieu-effectenrapport aan de regeringen van het Vlaamse, het Waalse en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest;
- 6 mei 2011: verzending met adviesverzoek van het ontwikkelingsplan en het strategisch milieu-effectenrapport aan de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling (FRDO) en aan het Adviescomité SEA van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu;
- 16 mei 2011: startdatum voor de openbare consultatie gedurende 60 dagen;
- 6 juli 2011: ontvangst door Elia van het advies van de de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling (FRDO), goedgekeurd door de Algemene Vergadering van 24 juni 2011;
- 8 juli 2011: ontvangst door Elia van het advies van het Adviescomité SEA, goedgekeurd op 10 juni 2011;
- 8 juli 2011: goedkeuring door de Vlaamse overheid van haar advies over het federaal ontwikkelingsplan 2010-2020 van Elia;
- 1 august 2011: goedkeuring door de Waalse overheid van haar advies op het federale ontwikkelingsplan 2010-2020 van Elia;
- 14 juli 2011: afsluiting van de periode van openbare consultatie;
- 15 juli tot 31 augustus 2011: aanpassing door Elia van de initiële versie van zijn ontwerpplan en integratie van de elementen uit de ontvangst van adviezen en uit de openbare consultatie;
- 1 september 2011: verzending door Elia van de definitieve versie van het plan, naar de Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie voor de opmaak van de verklaring die bij het plan hoort ;

26 Beschikbaar op http://www.entsoe.eu

- 1 september 2011: verzending van het ontwikkelingsplan 2010-2020 naar de federale minister die bevoegd is voor energie;

1.3.2 Het regionale aspect

Elia bezit een licentie van transmissienetbeheerder voor elektriciteit op federaal niveau, van distributienetbeheerder (30 en 70 kV-netten) in het Vlaamse Gewest, van lokaal transmissienetbeheerder in het Waalse Gewest en van regionaal transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. In deze hoedanigheid moet Elia naast dit ontwikkelingsplan ook een Investeringsplan voor het Vlaamse Gewest[27], een Investeringsplan voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest[28] en een " Plan d'adaptation" voor het Waalse Gewest[29] opstellen.

Aangelegenheden die betrekking hebben op de ontwikkeling van het net zijn voor Elia op technisch en economisch vlak niet opsplitsbaar. Daarom zijn een homogene definitie, optimalisering, programmering en behandeling op federaal en regionaal niveau vereist. De verschillende plannen die Elia op federaal en regionaal niveau indient, vormen een coherent geheel dat een optimum nastreeft voor het hele net van 380 kV tot en met 30 kV.

27 Vlaams investeringsplan voorzien in art. 4.1.19 van het energiedecreet van 8 mei 2009, BS 07 juli 2009, in werking getreden op 1 januari 2011.

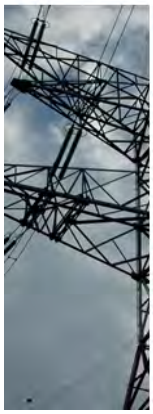
28 Investeringsplan bepaald in art. 20 van het Besluit van de Regering van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van 13 juli 2006 dat het technisch reglement goedkeurt voor het beheer van het regionaal transmissienet voor elektriciteit, M.B. 28 september 2006.

29 "Plan d'adaptation" bepaald in art. 27 van het Besluit van de Waalse regering betreffende de herziening van het technisch reglement voor het beheer van het lokaal transmissienet voor elektriciteit in het Waalse Gewest en de toegang ertoe, M.B. van 24 juli 2007.

2

2 Belang en uitdagingen van de ontwikkeling van het elektrische systeem

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020



2.1 Een ambitieus energie- en klimaatbeleid

Strategische doelstellingen op EU-niveau

Het Europese energie- en klimaatbeleid[30] is gebaseerd op drie krachtlijnen die het uitgangspunt vormen voor de wetteksten en verordeningen op dit gebied:

- het verhogen van de bevoorradingszekerheid ("Security of Supply");
- het waarborgen van de competitiviteit van de Europese economieën en de beschikbaarheid van betaalbare energie, met name door de verdere ontwikkeling van de interne elektriciteitsmarkt;
- het bevorderen van milieuduurzaamheid en het bestrijden van de klimaatverandering. In dit verband wordt bijzondere aandacht besteed aan de aansluiting van hernieuwbare energiebronnen (HEB).

Deze strategische doelstellingen zijn onder meer omgezet in twee wetgevingskaders die in de loop van 2009 zijn aangenomen: het "energie- en klimaatpakket" en het derde pakket wetgevende maatregelen inzake energie ("derde Europese pakket").

Energie- en klimaatpakket

In het kader van de strategische doelstelling inzake duurzaamheid en de strijd tegen de klimaatverandering heeft het energie- en klimaatpakket[31] als doel op Europees niveau de volgende doelstellingen te verwezenlijken tegen 2020 ("20-20-20"-doelstellingen):

- een vermindering met tenminste 20 % van de uitstoot van broeikasgassen door de lidstaten ten opzichte van de niveaus die in 1990 werden bereikt;
- een aandeel van 20 % aan energie uit hernieuwbare energiebronnen in het totale verbruik;
- een vermindering met 20 % van het primaire energieverbruik in vergelijking met de verwachte niveaus door de invoering van beleidsmaatregelen op het gebied van energie-efficiëntie.

Het energie- en klimaatpakket bevat specifieke wetgeving die het mogelijk maakt om deze doelstellingen in verschillende actiedomeinen te bereiken:

- een systeem voor de handel in emissierechten;
- de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen;
- het bevorderen van hernieuwbare energie en energie-efficiëntie;
- de opvang en opslag van koolstof.

In de Richtlijn[32] inzake het bevorderen van hernieuwbare energie worden bindende nationale streefcijfers vastgelegd voor de productie van hernieuwbare energie, alsook een indicatief traject voor het verwezenlijken van deze streefcijfers tegen 2020. Zo is voor België de doelstelling dat tegen 2020 een aandeel van 13 % van de totale nationale energievraag gedekt moet worden door productie uit hernieuwbare energiebronnen.

30 Zie onder meer de Mededeling van de Commissie aan de Europese Raad en het Europees Parlement: "Een energiebeleid voor Europa" (10 januari 2007).

31 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's – "Naar 20-20-20 in 2020 – Kansen van klimaatverandering voor Europa", COM (2008).

32 Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG.

Bovendien moet België tegen dan zijn uitstoot van broeikasgassen met 15 % hebben verminderd ten opzichte van de niveaus van 2005 voor de sectoren die niet onderworpen zijn aan de Emission Trading, met name de gezinnen, het transport, de landbouw evenals de tertiaire sector en de 'kleine' industrie[33].

Het derde Europese pakket

In het kader van de strategische doelstellingen voor het behoud van de bevoorradingszekerheid en het concurrentievermogen, de duurzaamheid en de strijd tegen de klimaatverandering, heeft de derde reeks wetgevende maatregelen op het gebied van energie (derde Europese pakket) tot doel de ontwikkeling van de interne elektriciteitsmarkt voort te zetten in de lijn van de ontwikkelingen die sinds 1996 in het kader van de eerste twee richtlijnen zijn doorgevoerd.

Dit pakket bevat drie wetteksten in verband met elektriciteit:

- de "derde elektriciteitsrichtlijn"[34] vervangt de vorige richtlijn en voert meer specifieke maatregelen in met het oog op de daadwerkelijke scheiding tussen de activiteiten van levering en productie enerzijds en het beheer van het net anderzijds. De richtlijn bevat ook maatregelen voor de verdere harmonisatie van de bevoegdheden van nationale energieregulatoren;
- de verordening (EG) nr. 714/2009 met betrekking tot de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit vervangt de vorige verordening[35] en bevestigt de taken die aan de transmissienetbeheerders worden toegekend op het gebied van congestiebeheer en de toewijzing van internationale capaciteit. De verordening voorziet verder in de oprichting van ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), een organisme dat als taak heeft het beheer van de netten en de netveiligheid, de grensoverschrijdende uitwisselingen (dus de interconnecties) en de exploitatie van het net beter te coördineren; en
- de verordening nr. 713/2009 voert de oprichting in van een overlegorgaan tussen nationale regelgevende instanties.

Artikel 12 van de derde Elektriciteitsrichtlijn bepaalt dat de netbeheerder de verantwoordelijkheid heeft om op lange termijn de capaciteit van het net te waarborgen en te beantwoorden aan een redelijke vraag naar de transmissie van elektriciteit. Daarnaast staat de netbeheerder in voor de exploitatie, het onderhoud en de ontwikkeling van veilige, betrouwbare en efficiënte transmissienetten in economisch aanvaardbare omstandigheden en met respect voor het milieu. Verder moet de beheerder van het transmissienet bijdragen tot de instandhouding van de bevoorradingszekerheid door te zorgen voor een toereikende transmissiecapaciteit en betrouwbaarheid van het net. Hij moet tevens zorgen voor het beheer van de elektriciteitsstromen op het net, waarbij hij rekening dient te houden met de uitwisselingen met de andere geïnterconnecteerde netten.

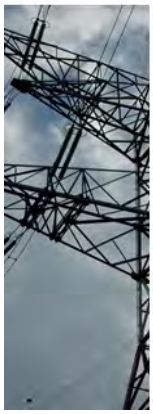
Bovendien wordt in het derde Europese pakket[36] vastgesteld dat de Europese netbeheerders binnen ENTSO-E een niet-bindend tienjarig ontwikkelingsplan moeten opstellen dat de gehele Gemeenschap dekt ("Europees tienjarenplan"). Dit Europese tienjarenplan omvat een modellering van het geïntegreerde net, het uitwerken van verschillende scenario's, Europese vooruitzichten met betrekking tot de toereikendheid

33 De grootindustrie en de elektriciteitsproductie zijn vervat in de Emission Trading.

34 Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG.

35 Verordening 1228/2003.

36 Artikel 8, §3, punt b van Reglement (EG) nr.°714/2009.



van de productiecapaciteit, de regionale interconnecties die noodzakelijk zijn met het oog op de terbeschikkingstelling van de commerciële capaciteit en voor het behoud van de bevoorradingszekerheid, evenals een beoordeling van de flexibiliteit van het net.

De regulerende instantie heeft in het bijzonder als taak toezicht te houden op de investeringsplannen van de transmissienetbeheerders. Daarnaast beoordeelt ze de samenhang tussen deze plannen en het Europese tienjarenplan.

Hoewel de omzetting van dit derde Europese pakket nog steeds hangende is, wordt bij het opstellen van het huidige ontwerp van ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit rekening gehouden met de strategische doelstellingen op het vlak van bevoorradingszekerheid, duurzaamheid en competitiviteit. Dit ontwerp is in het bijzonder en voor zover mogelijk gebaseerd op de conclusies van het pilootproject[37] dat op initiatief van ENTSO-E werd uitgevoerd met betrekking tot het Europese tienjarenplan voor de periode 2010-2020.

Het Belgische energiebeleid

Het Belgische energiebeleid[38] wil ons land stevig op weg zetten naar een minder energieopslorpende economie en een gediversifieerde energiemix, om te voldoen aan de doelstellingen inzake bevoorradingszekerheid en om een billijk prijsniveau te behouden, zowel voor particulieren als voor het bedrijfsleven, daarbij rekening houdend met de Europese verbintenissen die in het kader van het energie- en klimaatpakket zijn aangegaan.

Met dit doel neemt de regering diverse maatregelen om een beter beheer van de vraag naar energie te verzekeren, moedigt ze investeringen in hernieuwbare energiebronnen aan, met name in windenergie op de Noordzee en ondersteunt ze de initiatieven die de ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt beogen evenals een goede integratie van het Belgische elektrische systeem met de elektriciteitsnetten van de buurlanden; dit gebeurt met name via het overleg binnen het Pentalateral Forum of binnen het North Sea Countries' Offshore Grid Initiative. De regering wil in het kader van het ontwikkelingsplan bijzondere aandacht besteden aan de aansluiting van windmolenparken op zee, de aansluiting van gedecentraliseerde productie-eenheden en investeringen die nodig zijn met het oog op de aanpassing van de netten aan de nieuwe technologieën voor het beheer van het transmissienet (*smart grids*).

De meeste bepalingen van Richtlijn 2009/28/EG ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen zijn al in Belgisch recht omgezet. Op het ogenblik van het opstellen van deze versie van het ontwikkelingsplan wachten nog maar enkele bepalingen op formele goedkeuring, met name deze betreffende de toekenning van oorsprongsgaranties voor de productie van elektriciteit uit windmolenparken op zee.

Overeenkomstig de Richtlijn voor de bevordering van hernieuwbare energiebronnen werd het Belgische Nationaal Actieplan voor hernieuwbare energie dat dateert van november 2010, officieel aan de Europese Commissie overgemaakt. Dit document beschrijft de maatregelen die op Belgisch niveau worden genomen om tegen 2020 de doelstelling van 13 % aan hernieuwbare energie in het totale energieverbruik te bereiken. Elia heeft de definitieve versie van zijn plan gebaseerd op de prognosegegevens betreffende hernieuwbare energiebronnen uit dit document. De schattingen worden gedetailleerd weergegeven in deel 4.4.

37 Ten Year Network Development Plan 2010-2020. Beschikbaar op http://www.entsoe.eu
38 Algemene beleidsnota – Klimaat en energie – 3 november 2009.

De omzetting van het derde Europese pakket was aanvankelijk voor maart 2011 voorzien maar liep vertraging op. De besprekingen zijn op het moment van het opstellen van deze eindversie van het plan nog lopende.

Na de Commissie Ampère in 2000 en de Commissie 2030 in 2007, hebben de acht nationale en internationale experten van de GEMIX-groep hun verslag over de ideale energiemix voor België uitgebracht aan de minister van Energie. Dit verslag stelt onder meer voor de exploitatie van de drie oudste kernreactoren van het land met 10 jaar te verlengen Op deze basis heeft de federale regering in oktober 2009 haar intentie bekendgemaakt om de wet van 31 januari 2003 over de geleidelijke uitstap uit de kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie te herzien, door de exploitatie van de drie oudste kernreactoren in België (Doel 1, Doel 2 en Tihange 1) met tien jaar te verlengen.

Op de datum van de indiening van onderhavig document, was de Belgische wetgeving in die zin echter niet aangepast. De geprogrammeerde sluiting van de drie kerncentrales in 2015 blijft dan ook het enige bevestigde scenario op de datum dat de laatste hand gelegd werd aan deze versie van het plan. Er zijn evenwel nog steeds studies aan de gang naar de beschikbare productiecapaciteit ingeval de geprogrammeerde sluiting van de drie centrales plaatsvindt.

De beslissing om in 2015 de exploitatie van de drie oudste reactoren te beëindigen wordt momenteel immers geanalyseerd in het licht van recente beslissingen, zoals de Duitse beslissing van juni 2011 om de kerncentrales tegen 2022 definitief te sluiten, de beslissing van de Europese Commissie om stresstests te organiseren voor de kerncentrales op het grondgebied van de Europese Unie en in het bijzonder de resultaten van de stresstests van de Belgische kerncentrales in Doel en Tihange.

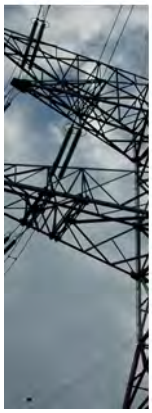
2.2 Gevolgen voor de ontwikkeling van het elektrische systeem

De uitvoering van deze Belgische en Europese energie- en milieudoelstellingen vereist een sterkere integratie van de elektriciteitsmarkten alsook een grondige verandering in het Europese productiepark. Factoren die deze ommekeer in de hand zouden kunnen werken, zijn de behoefte aan vernieuwing van het huidige productiepark, dat op dit ogenblik vrij oud is, en meer bepaald een belangrijke toename van de capaciteit tengevolge van de decentrale productie-installaties en/of deze op basis van hernieuwbare energiebronnen (delen 2.2.1 et 2.2.2).

Deze verandering zal zich uiten in een sterke evolutie van de vraag en het aanbod van elektriciteit op de interne markt van de Europese Unie en bijgevolg van de energie-uitwisselingen tussen de landen.

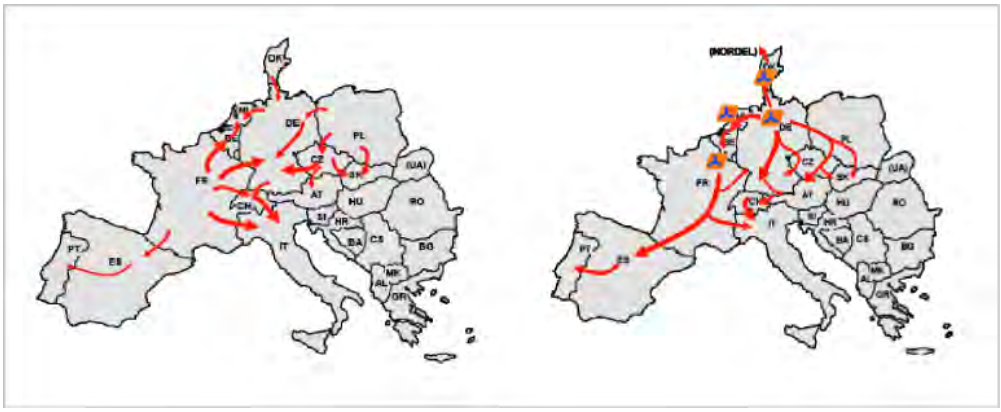
Als decentrale productie-installaties en/of installaties op basis van hernieuwbare energiebronnen massaal ontwikkeld worden, zal het variabele karakter van de elektriciteitsstromen in de verschillende landen van de Europese Unie toenemen door het feit dat dit type van productie-installaties (deel 2.2.3) een variabel karakter heeft.

De verwezenlijking van de energie- en klimaatdoelstellingen moet worden ondersteund door een op elkaar afgestemde ontwikkeling van nieuwe infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit en optimalisering van het gebruik van de netten, volgens een



logica die gebaseerd is op betrouwbaarheid, economische efficiëntie en duurzaamheid. Op supranationaal niveau is het onontbeerlijk om binnen ENTSO-E[39] de oplossingen te coördineren die door de transmissienetbeheerders worden voorgesteld.

Figuur 2.1: vergelijking[40] van de elektriciteitsstromen tussen een situatie uit 2008 die wordt gekenmerkt door weinig wind (links) en een scenario met een verregaande integratie van de productie van windenergie in het noordelijke gedeelte van de zone (rechts).



Bovendien heeft de liberalisering van de elektriciteitsmarkt concreet vorm gekregen door de scheiding van de transmissie en de productie van elektriciteit, om meer concurrentie mogelijk te maken op het gebied van energie als “commodity”. In dit kader worden door de verschillende marktspelers uiteenlopende strategieën ten uitvoer gelegd. In combinatie met de veranderende marktregels leiden deze strategieën tot toenemende onzekerheid over de toekomstige energiemix enerzijds en over de lokalisatie van de productie-eenheden die in dienst zullen worden genomen of buiten dienst zullen worden gesteld anderzijds.

In deze context ligt bij de ontwikkeling van het net de nadruk op de robuustheid, om te kunnen beantwoorden aan de behoeften ontstaan uit de energie- en milieudoelstellingen, en dit volgens verscheidene evolutiescenario's en rekening houdend met verscheidene hypotheses (deel 2.2.4).

Als men het handhaven van de bevoorradingszekerheid en de integratie van de elektriciteitsmarkten als doelstellingen vooropstelt, moet men ervoor zorgen dat de infrastructuur die men wil ontwikkelen ook:

- de aansluiting van verschillende productietypes (centrale, decentrale, hernieuwbare) op verschillende locaties mogelijk maakt;
- gericht is op de verdere ontwikkeling van de interconnecties;

De ontwikkeling van het net zou ook de lokale versterking van de transmissie-infrastructuur moeten omvatten, om de zones te ondersteunen waar verbruiksstijgingen voorzien zijn.

Om echt doeltreffend te zijn, moet deze dynamiek ten slotte gepaard gaan met gepaste mechanismen (wat infrastructuur, tarieven, operationale werking en marktmechanismen betreft) die het mogelijk maken (buiten het kader van het onderhavige ontwikkelingsplan) om het hoofd te bieden aan de uitdagingen op het vlak van:

- het samengaan van een groot aantal centrale productie-eenheden die vaak minder

39 European Network of Transmission System Operators for Electricity.

40 European Wind Integration Study (EWIS) – Reference Study towards a successful integration of wind power into European Electricity Grids – Cigré 2008.

flexibel zijn, met een groot aantal decentrale productie-eenheden en/of eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen die vaak variabel zijn en tijdelijke productie-overschotten kunnen genereren die moeten worden afgevoerd (verzadiging van het systeem);
- het variabele karakter van de productie van windenergie, die een essentiële rol zal vervullen bij het behalen van de klimaatdoelstellingen (reserve en regeling van productie-eenheden);
- de voortgezette integratie van de Europese elektriciteitsmarkt (marktmechanismen, enz.).

2.2.1 Aanpassing van het Europese productiepark en marktwerking

De deregulering en de liberalisering van de markt hebben tot een ware revolutie geleid op het gebied van investeringen in de productiecapaciteit van elektriciteit. De elektrische systemen zijn in de tweede helft van de twintigste eeuw opgebouwd volgens een planningslogica die was gebaseerd op prognoses van de vraag op lange termijn en op nationale keuzes in verband met het gevoerde energiebeleid. De structuur van de productieparken werd bijgevolg sterk beïnvloed door het aandeel primaire energie van de verschillende landen.

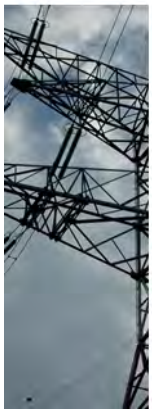
De deregulering en de liberalisering van de energiemarkt in Europa hebben ertoe geleid dat het landschap van de elektriciteitsproductie in steeds sterkere mate gekenmerkt wordt door een specialisering van de rol van de privé-spelers: elektriciteit is een commercieel goed geworden dat onderhands wordt verkocht of op markten die op Europees niveau worden georganiseerd. In dit model worden investeringsbeslissingen in de eerste plaats genomen in functie van de mogelijkheden en de verwachte rentabiliteit voor de producenten op Europees niveau.

Deze beslissingen zijn complex omdat ze gepaard gaan met een groot aantal onzekerheden. Daardoor houden deze investeringen vaak talrijke risico's in: onzekerheden over de toekomstige verkoopprijs van elektriciteit, onzekerheden over de economische rentabiliteit van de inbreng van de nieuwe eenheden om aan de vraag tegemoet te komen, onzekerheden in verband met de regel- en wetgeving op lange termijn alsook met betrekking tot de vereiste vergunningen, het variabele karakter van bepaalde productiemiddelen. Bovendien worden deze beslissingen vandaag los van transmissie van elektriciteit genomen.

In een model dat uitgaat van concurrentie, worden de Europese elektriciteitsproducenten geconfronteerd met uitdagingen en kansen.

1. Het openstellen voor concurrentie van het marktsegment van de productie, leidt tot groeimogelijkheden voor producerende bedrijven, door het verwerven van marktaandelen buiten de grenzen van de landen waartoe hun activiteiten aanvankelijk waren beperkt.

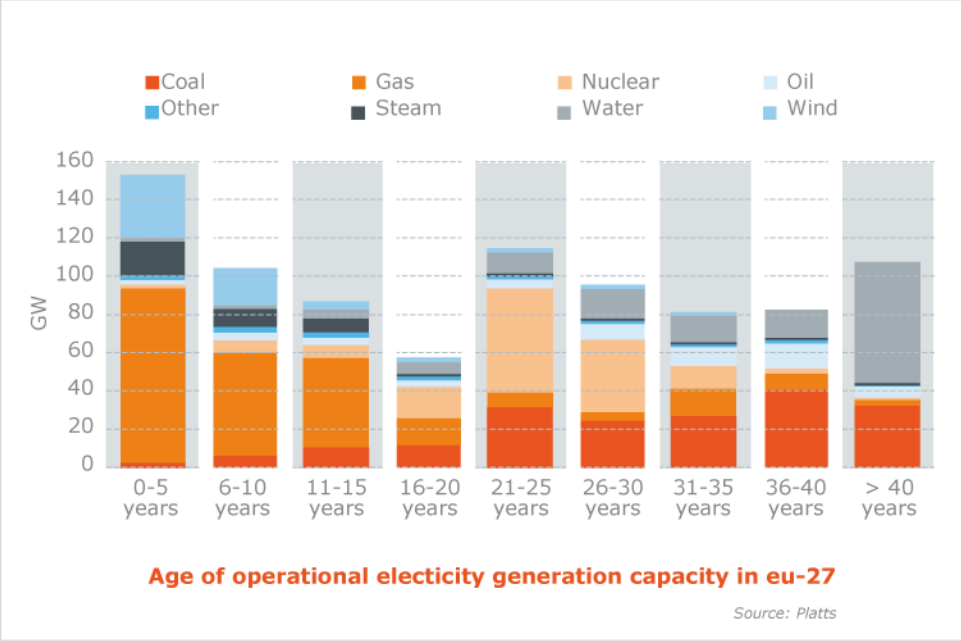
2. Een belangrijk gedeelte van de huidige capaciteit voor productie op basis van kernenergie of steenkool werd in het begin van de jaren '80 of zelfs vroeger in gebruik genomen. Een aanzienlijk aantal van deze eenheden zou voor 2020 moeten worden vervangen. Bovendien blijkt uit recente prognoses dat de eindvraag naar elektriciteit verder zal stijgen, wat groeimogelijkheden biedt voor de producenten die op deze markt actief zijn. Rekening houdend met deze elementen, zou in de periode 2005-2020 in de Europese Unie voor 360-390 GW aan nieuwe productie-infrastrucuur voor elektriciteit moeten worden ontwikkeld (dit is bijna de helft van de capaciteit die momenteel



beschikbaar is)[41]. Dit is mogelijk via modernere en meer betrouwbare en rendabele eenheden.

3. In het kader van het Europese energiebeleid lijkt een transformatie van de structuur van het productiepark onontbeerlijk om de uitstoot van CO_2 en de broeikasgassen door deze productiemiddelen te verminderen. De onvermijdelijke vervanging van verouderde productie-eenheden en het perspectief van nieuwe marktaandelen zijn een unieke kans om in Europa een nieuw, milieuvriendelijker productiepark te ontwikkelen, door een beroep te doen op moderne technologieën om de uitstoot te beperken en door gebruik te maken van hernieuwbare energiebronnen (windenergie, biomassa, …).

Figuur 2.2: leeftijd van de bestaande productiecapaciteit in de landen van de Unie.[42]



Tabel 2.3: ontwikkeling van de productiecapaciteit in de Unie als gevolg van het Europese energiebeleid.[43]

Capacity expansion (in GW) – New Energy Policy scenario

	2006-10		2011-15		2016-20		2005-2020	
Oil price	**61$/bbl**	**100$/bbl**	**61$/bbl**	**100$/bbl**	**61$/bbl**	**100$/bbl**	**61$/bbl**	**100$/bbl**
Total	**131.4**	**134.9**	**112.6**	**120.5**	**113.6**	**133.2**	**357.6**	**388.6**
Solids	8.5	8.9	33.1	35.7	6.1	14.2	**47.7**	**58.8**
Oil	2.9	3.5	1.8	2.4	0.9	1.1	**5.5**	**7.0**
Nuclear	0.7	0.7	3.9	3.9	2.8	5.1	**7.4**	**9.7**
Gas	60.5	60.3	16	16	13.1	17.4	**89.5**	**93.8**
RES	58	61.5	57.9	62.4	90.7	95.5	**207.5**	**219.4**

Sources Primes

NB : Deze cijfers worden louter indicatief gegeven om de dynamiek van de ontwikkeling van de productiecapaciteit op Europees niveau te illustreren ; ze zullen niet verder in detail behandeld worden in het kader van dit ontwikkelingsplan.

41 "Europe's Energy position: present & future", market observatory for energy, Report 2008.
42 "Europe's Energy position: present & future", market observatory for energy, Report 2008.
43 "Europe's Energy position: present & future", market observatory for energy, Report 2008.

Al deze redenen – de veroudering van de productie-eenheden, de verdere liberalisering van de elektriciteitssector en de Belgische en Europese milieudoelstellingen – wijzen erop dat het Europese productiepark in de toekomst een ingrijpende verandering zal ondergaan. Deze omvorming zal concreet tot uiting komen in een sterke evolutie van de vraag en het aanbod van elektriciteit op de interne markt van de Unie en bijgevolg van de energie-uitwisselingen tussen de landen.

In elk geval is het mogelijk dat – door de determinerende rol van de prijssignalen en het riskante karakter van investeringsbeslissingen in productiecapaciteit – een cyclische beweging op gang komt van zeer hoge en zeer lage prijzen (*boom and bust cycles*). De investeringen in de productiecapaciteit van elektriciteit worden ingegeven door prijspieken (*boom* die wordt veroorzaakt door een tekort aan investeringen in de periode die daaraan voorafgaat). Dit marktsignaal lokt vaak een reactie uit bij de marktspelers. Na deze fase van hoge prijzen zal een periode van lage prijzen volgen (*bust* die het gevolg is van teveel investeringen in de periode die hieraan voorafgaat) omdat de marktspelers getracht zullen hebben om hun marktaandeel te behouden of te vergroten.

Als de elektriciteitsproducenten echter investeren in nieuwe eenheden voor klassieke productie of productie uit hernieuwbare energiebronnen, zal bij de lokalisatie of dimensionering daarvan niet noodzakelijk rekening worden gehouden met hun aansluiting op het huidige transmissienet. Om de aansluiting van deze productie-eenheden mogelijk te maken, moet het transmissienet worden ontwikkeld, zodat de bevoorradingszekerheid kan worden gewaarborgd. Daarnaast zou het noodzakelijke investeringsvolume op dit gebied ook een *boom and bust*-cyclus moeten volgen.

Hiertoe moet de transmissienetbeheerder, wiens activiteiten losgekoppeld zijn van de productie-activiteiten, ruim op voorhand op de hoogte zijn van de precieze locatie van geplande nieuwe productie-eenheden, zodat hij tijdig de vereiste netaanpassingen kan uitvoeren om hun integratie mogelijk te maken.

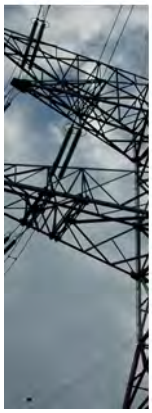
2.2.2 Bijzonder geval: de aansluiting van decentrale productie en / of productie uit hernieuwbare energiebronnen

Een bijzonder aspect van de aanpassing van het productiepark is de productie uit hernieuwbare energiebronnen, de autoproductie en, in het algemeen, de decentrale productie.

De productie uit hernieuwbare energiebronnen (windmolens, zonnepanelen, …) zal een cruciale rol spelen bij het verwezenlijken van de klimaatdoelstellingen op nationaal en Europees niveau.

Gelet op de signalen die door de prijsniveaus worden gegeven, de steunmechanismen die op Europees, federaal en regionaal niveau worden ingevoerd en de technologische vooruitgang die op dit gebied wordt geboekt, wordt uitgegaan van een versnelde uitvoering van de projecten inzake autoproductie en/of decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen, zowel door industriële verbruikers als door particuliere klanten.

Door de aansluiting van decentrale productie-eenheden kan de noodzaak ontstaan om het transmissienet voor elektriciteit te versterken. Deze investeringen zijn vooral afhankelijk van de controlemogelijkheden voor deze productie-eenheden, hun omvang, hun variabele karakter en het spanningsniveau waarop ze zullen worden aangesloten.



Enerzijds kan de energie uit decentrale productie, wanneer deze op het middenspanningsnet wordt aangesloten, via het distributienet bij de eindgebruikers terechtkomen. Zo wordt het transmissienet lokaal minder belast doordat er minder energie door het net stroomt. Toch hoeft de komst van deze eenheden niet noodzakelijk te betekenen dat de noodzaak om het net te versterken minder dringend wordt of verdwijnt. Gezien het vaak variabele karakter van dit type productie moet Elia het net zodanig dimensioneren (op alle spanningsniveaus die het beheert, d.w.z. zowel voor het transmissienet van 380-220-150 kV als voor de netten van 30 kV tot 70 kV) dat het de bevoorradingszekerheid van de eindverbruikers kan waarborgen.

Anderzijds kan de aansluiting van decentrale productie-installaties, wanneer deze niet goed op het lokale verbruiksniveau zijn afgestemd, ervoor zorgen dat er meer geproduceerd wordt dan nodig is om aan het verbruik in bepaalde zones van het net te voldoen. Elia moet in dat geval deze productieoverschotten via zijn net naar andere verbruiksplaatsen voeren. Het transmissienet voor elektriciteit moet bijgevolg over voldoende capaciteit beschikken om lokale productieoverschotten te kunnen evacueren.

Hoewel de aansluiting van decentrale productie – op het middenspanningsnet of een ander spanningsniveau – tot een algemene daling van de energievolumes leidt die via het net worden vervoerd, kan ze de beheerder van het transmissienet er toch toe dwingen om zijn net te versterken of uit te breiden.

Net als voor de aansluiting van klassieke centrale eenheden moet de transmissienetbeheerder ruim op voorhand op de hoogte zijn van de precieze locatie van de geplande productie-eenheden, zodat hij ten gepaste tijde de voor de aansluiting vereiste netaanpassingen kan uitvoeren. Om de onzekerheid over de lokalisatie van deze toekomstige eenheden te beperken heeft de transmissienetbeheerder, in samenwerking met organisaties die hierin gespecialiseerd zijn, het potentieel aan decentrale productie-installaties op basis van hernieuwbare energie in kaart gebracht.

2.2.3 Het beheer van het variabele karakter van de productie uit hernieuwbare energiebronnen en de verzadiging van het systeem

Indien op grote schaal eenheden voor productie uit hernieuwbare energiebronnen worden ingezet, zal het wegens het variabele karakter van het grootste gedeelte ervan nodig zijn om mechanismen in te voeren (infrastructuur, operationeel, tarieven en/of marktmechanismen) die het mogelijk maken om het noodzakelijke evenwicht tussen de vraag en het aanbod van elektriciteit op elkaar af te stemmen.

Deze structurele aanpassing brengt nieuwe uitdagingen met zich, aangezien we op elk ogenblik in staat moeten zijn om dit evenwicht tussen de vraag en het aanbod te garanderen.

Enerzijds beïnvloedt zij de behoeften aan primaire, secundaire en tertiaire reserves waarover de transmissienetbeheerder zal moeten beschikken. Het bepalen van het gepaste volume van deze reserves roept tal van vragen op die niet in het kader van dit plan worden behandeld, maar die de transmissienetbeheerder grondig zal moeten onderzoeken. De vragen die rijzen zijn bijvoorbeeld:

- welk reservevolume zal er nodig zijn om het oncontroleerbare variabele karakter (vermindering van de windsnelheid, daling van de lichtsterkte, …) van de productie uit hernieuwbare energie te compenseren en het evenwicht tussen de productie en het verbruik van elektriciteit in stand te houden?

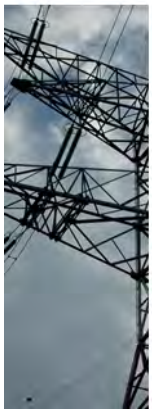
- zullen er centrale productie-eenheden beschikbaar zijn (vanuit technisch en economisch oogpunt) die voor deze reserves kunnen zorgen wanneer de eenheden voor productie uit hernieuwbare energiebronnen niet meer in staat zijn om het evenwicht tussen de productie en het verbruik van elektriciteit te handhaven (vermindering van de windsnelheid, daling van de lichtsterkte, …)?
- welke invloed hebben het aantal en de omvang van nieuwe centrale eenheden (400-500 MW voor de STEG-eenheden) die nu reeds zijn gepland op de dimensionering van deze reserves, in combinatie met de impact van de productie met een variabel karakter en de aangekondigde buitendienststelling van bepaalde productie-eenheden die vandaag instaan voor deze reserves?
- heeft het productiepark op basis van zijn technische kenmerken de nodige flexibiliteit om de vraagcurve in alle omstandigheden goed te kunnen volgen? Zijn de nieuwe productie-eenheden van het productieparkt technisch gezien in staat om systeemdiensten te leveren?
- zal de strikte revisieplanning van bepaalde productie-eenheden niet tot moeilijke situaties leiden gedurende bepaalde periodes van het jaar?
- in hoeverre is het productiepark opgewassen tegen sterke spanningsdalingen of frequentieschommelingen? Is het elektrische systeem sterk genoeg om het hoofd te bieden aan incidenten (zowel in de productie als op het net)?
- welke rol zal de decentrale productie in het beheer van de vraag kunnen spelen? Zal dit type van productie systeemdiensten kunnen leveren?
- in hoeverre kunnen de uitbreiding van de regelzones of de aankoop van systeemdiensten buiten de regelzone in aanmerking worden genomen om aan deze problematiek te beantwoorden?

Economische stimulansen en/of reglementaire verplichtingen kunnen in voorkomend geval de evolutie van het productiepark sturen en op deze verschillende vragen een antwoord bieden.

Anderzijds leidt het samengaan van een groot aantal vaak minder flexibele centrale productie-eenheden met een groot aantal decentrale eenheden en/of eenheden op basis van hernieuwbare energie met een sterk variabel karakter, tot een andere reeks vragen die eveneens een analyse vergen:

- zal het centrale productiepark de nodige technische flexibiliteit hebben om zijn productiepeil te verlagen in het geval van een sterke stijging van het vermogen geproduceerd door de variabele eenheden, in het bijzonder tijdens periodes van laag elektriciteitsverbruik ?
- hoe kan een eventuele overproductie tegenover het verbruik worden geabsorbeerd wanneer het productievolume van variabele eenheden sterk toeneemt?

Deze laatste beschouwingen doen vermoeden dat een verzadiging van het systeem zal optreden waarbij tijdelijke productie-overschotten buiten de regelzone zouden moeten worden afgevoerd of moeten worden opgeslagen, indien op termijn de technologie en andere beslissende factoren dit op grote schaal mogelijk maken. Enerzijds kunnen de interconnecties worden versterkt om aan dit fenomeen het hoofd te bieden. Anderzijds kunnen de mogelijkheden om het centrale productiepark flexibeler te maken, grondig worden geanalyseerd om tot een meer complete oplossing van deze problematiek te komen.



2.2.4 Anticiperen op verschillende mogelijke scenario's, het handhaven van de bevoorradingszekerheid en de voortzetting van de integratie van de elektriciteitsmarkt

De vrijmaking van de elektriciteitsmarkt heeft geleid tot de scheiding van de transmissie- en productieactiviteiten, om een grotere concurrentie in de energiesector mogelijk te maken. Dat uit zich voor de verschillende marktspelers in een verschillende strategische aanpak. Dit gegeven, in combinatie met de marktregels die de concurrentie mogelijk maken, vergroot de onzekerheid over de toekomstige energiemix en de lokalisatie van de productie-eenheden die zullen worden gebouwd of buiten gebruik gesteld.

Voor de transmissienetbeheerder komen deze onzekerheden tot uiting in de onduidelijkheid over de buitengebruikstelling van productie-eenheden:

- Het Technisch Reglement legt de producenten op dat zij de buitengebruikstelling van eenheden ten laatste 12 maanden op voorhand[44] moeten bekendmaken; dit is een termijn die niet overeenstemt met de tijd nodig voor de ontwikkeling van de netinfrastructuur (tot 15 jaar voor de lijnen en kabels) die nodig zou kunnen zijn om het hoofd te bieden aan de sluitingen van centrales;
- De transmissienetbeheerder beschikt over een vrij uitgebreide lijst van bouwprojecten voor nieuwe centrales die worden voorbereid. Het is a priori economisch beschouwd niet realistisch om al deze projecten te verwezenlijken. De ervaring doet eerder vermoeden dat heel wat van deze projecten niet tot uitvoering zullen komen. Deze projecten lopen vaak bijkomende vertragingen op door de doorlooptijd van de vergunningsprocedures en de verschuivingen die voortvloeien uit fusies en overnames.

Daarenboven weet men niet of de wet met betrekking tot het langer openhouden van de drie oudste Belgische kerncentrales voor een periode van 10 jaar, op basis van het rapport van de GEMIX-groep, al dan niet zal wijzigen. Dit verhoogt nog eens de onzekerheid over de evolutie van het productiepark in België.

De netbeheerder moet hierdoor het net, op een robuuste en efficiënte manier, ontwikkelen om de behoeften die voortvloeien uit de energie- en milieudoelstellingen te beantwoorden in verschillende combinaties van hypothesen.

Enerzijds zouden nieuwe productie-eenheden in België, als deze concreet worden gerealiseerd, bijdragen tot de bevoorradingszekerheid van het land en de liquiditeit van de markt. De transmissienetbeheerder moet in dat geval de versterkingstrajecten onderzoeken met het oog op een efficiënt en robuust net. Deze zijn nodig voor de aansluiting van nieuwe eenheden, alsook om een kwaliteitsvolle toegang tot het net te verlenen als de projecten tot uitvoering komen. Tegelijk moeten deze versterkingstrajecten voorzien in een flexibele toegang die geheel of gedeeltelijk zal herzien worden in functie van de evolutie van de verschillende projecten.

Anderzijds vestigt de rechtstreekse toepassing van de methodologie die binnen ENTSO-E werd uitgewerkt (die gedetailleerd wordt beschreven in deel 4.7. van dit plan) voor de analyse van de aanpassing van het elektrische systeem, de aandacht op een mogelijke toename van de afhankelijkheid van de elektriciteitsinvoer om de bevoorradingszekerheid van het land te verzekeren, in de veronderstelling dat er te weinig nieuwe productieprojecten in het land gerealiseerd worden.

44 Overeenkomstig artikel 38 van het Koninklijk Besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet voor elektriciteit en de toegang ertoe, geeft de netgebruiker die het voornemen heeft een tot het net aangesloten productie-eenheid in gebruik te nemen of buiten gebruik te stellen, ten laatste twaalf maanden voor de effectieve verwezenlijking van deze ingebruikstelling of buitengebruikstelling, de planningsgegevens gespecifieerd in artikel 398 van datzelfde Koninklijk Besluit.

Op basis van deze vaststelling en vanuit zijn bereidheid om de integratie van de Europese markt voort te zetten, geeft Elia voorrang aan de versterking van de interconnecties bij de planning van het transmissienet.

Tevens is op supranationaal vlak de gecoördineerde supervisie van de evolutie van de bevoorradingszekerheid door de transmissienetbeheerders binnen ENTSO-E absoluut noodzakelijk. Dankzij deze coördinatie kan een land dat afhankelijk is van de invoer om de bevoorradingszekerheid te handhaven, evalueren of productie-eenheden in de buurlanden op het gepaste ogenblik hiervoor beschikbaar zijn.

In alle gevallen heeft de evolutie van het Belgisch nucleair productiepark een mogelijk significante impact op de toekomstige evolutie van de bevoorradingszekerheid van het land. Elia roept dan ook op om duidelijkheid te scheppen over het al dan niet verlengd openhouden van de drie oudste kerncentrales van België voor een periode van tien jaar, zodat het gepaste ontwikkelingen kan plannen voor het transmissienet om de bevoorradingszekerheid van het land te handhaven.

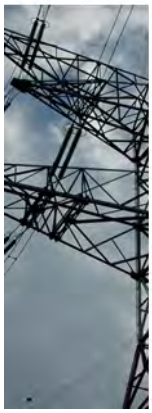
2.3 Uitdagingen en kansen

Wanneer dit kan bijdragen tot het bereiken van de klimaat- en milieudoelstellingen, kan bij de ontwikkeling van het net bovendien nuttig gebruik worden gemaakt van de laatste technologische ontwikkelingen (*ICT*, *FACTS, PST, gelijkstroomverbindingen, hogeperformantiegeleiders, smart metering & smart grid, dynamic line rating*, …) en mogelijke synergieën met het programma voor de vervanging van uitrustingen dat door de netbeheerder wordt uitgevoerd om de hoge betrouwbaarheid van het net te handhaven. In beide gevallen zullen deze investeringen moeten kunnen worden gefinancierd. Het verkrijgen van de vereiste vergunningen en de sociale aanvaarding die noodzakelijk is om deze investeringen te kunnen verwezenlijken, zijn eveneens onontbeerlijk, vooral voor de aanleg van nieuwe verbindingen.

2.3.1 Technologische mogelijkheden

De technologische vooruitgang biedt nieuwe antwoorden op bepaalde vereisten inzake netontwikkeling. Een aantal voorbeelden hiervan zijn:

- *Flexible AC Transmission Systems* of *FACTS* (met inbegrip van dwarsregeltransformatoren) die het mogelijk maken om de veiligheid, de capaciteit en de flexibiliteit van het elektriciteitsnet te verhogen. Deze technieken, waarmee de natuurlijke spreiding van de stromen op het net kan worden aangepast, kunnen worden gebruikt om de capaciteit van het bestaande systeem te verhogen. Deze oplossing is goedkoper en heeft minder gevolgen voor het leefmilieu dan de aanleg van nieuwe verbindingen;
- nieuwe types geleiders met hoge performantie. Het binnenste van deze geleiders bestaat uit composietmaterialen die zijn omhuld met geleidende aluminiumdraad. Deze geleiders hebben een grotere transmissiecapaciteit (op een hogere temperatuur, met een geringere uitzetting) dan traditionele geleiders. Dankzij dit nieuwe type geleider, dat de bestaande geleiders kan vervangen, is het mogelijk om de transmissiecapaciteit van verbindingen te verhogen zonder dat de masten die deze lijnen ondersteunen moeten worden versterkt;
- technieken voor *flexible line management* die het mogelijk maken om de transmissiecapaciteit van de lijnen te beoordelen en aan te passen naargelang van externe factoren (zoals de buitentemperatuur) en de werkelijke mechanische toestand van de geleiders.



Als deze technieken een technisch, economisch of milieuvoordeel opleveren, kunnen ze in aanmerking worden genomen bij de verdere netplanning.

2.3.2 Mogelijke synergieën

België mag zonder meer als een van de Europese landen met de meest betrouwbare elektriciteitsbevoorrading worden beschouwd. Dit resultaat is het gevolg van de gekozen strategie voor het onderhoud van de uitrustingen en voor de vervanging van infrastructuur met een minder hoge betrouwbaarheid.

Er wordt gezocht naar synergieën tussen uitbreidings- en vervangingsinvesteringen. Zo kunnen vervangingsinvesteringen het eerst worden uitgevoerd in installaties waar er netversterking nodig is. Het is echter ook mogelijk om losstaande projecten te realiseren indien vereist. Deze benadering veronderstelt een flexibele planning van de vervangingsinvesteringen.

2.3.3 De sociale aanvaarding en het administratieve kader voor het verkrijgen van vergunningen: twee noodzakelijke aspecten voor de uitvoering van de werken

Voor de bouw van nieuwe infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit moeten er toelatingen en vergunningen worden verkregen. De procedures hiervoor worden steeds ingewikkelder, langer en de afloop is niet zo voorspelbaar. Zodra de vergunningen afgeleverd zijn, gaan de buurtbewoners of bedijven soms in beroep of worden zij in bepaalde gevallen nietig verklaard door het gerecht.

Het vereenvoudigen van de procedures voor het verkrijgen van de vergunningen is van essentieel belang en dat is zeker het geval voor de projecten van Europees belang. In dit verband verwijst Elia naar de maatregelen die de Europese Commissie in het kader van haar “infrastructure package” tegen de herfst van 2011 heeft aangekondigd. Deze maatregelen zullen onder andere betrekking hebben op de invoering van een “one stop shop” en een maximale termijn voor het verkrijgen van de vergunningen.

Over het algemeen pleit Elia voor de integratie van de verschillende afzonderlijke procedures (herziening van het ruimtelijk ordeningsplan, effectenstudie, milieuvergunning, stedenbouwkundige vergunning, energievergunning, enz.) in één enkele procedure. Op federaal niveau , zou dat een herziening en een vereenvoudiging inhouden van de wet van 10 maart 1925 en in het bijzonder een samenwerkingsakkoord dat tot stand zou moeten komen tussen de federale staat en de gewesten over het afleveren van wegvergunningen en verklaringen van openbaar nut via één enkel loket op het niveau van de gewesten.

Bovendien dient het algemeen belang van de projecten die in het ontwikkelingsplan zijn opgenomen altijd te worden erkend door de stakeholders die bij de procedures voor de toekenning van vergunningen betrokken zijn en moet het algemeen belang in alle gevallen sterker doorwegen dan lokale of individuele belangen. De transmissienetbeheerder wordt immers vaak geconfronteerd met protest van belangengroepen of individuele burgers. Dit protest wordt meestal geuit in het kader van procedures voor het verkrijgen van vergunningen en hieruit komt het NIMBY-effect tot uiting (“*not in my backyard*”). Dit betekent dat het publiek aanvaardt dat er nood is aan elektrische infrastructuur, maar dat het zich verzet tegen de bouw ervan in zijn

onmiddellijke omgeving. Er zijn diverse redenen voor dit protest, zoals de visuele impact van de installaties, magnetische velden en geluidshinder.

Elektrische en magnetische velden

Elektrische installaties – hoogspanningslijnen, maar ook lijnen van distributienetten en huishoudelijke apparaten – veroorzaken elektrische en magnetische velden.

Voor de elektrische velden die door de hoogspanningslijnen worden veroorzaakt, zijn er normen vastgelegd in het AREI[45]. Voor magnetische velden bestaan er geen Belgische normen. Aanbevelingen van de Raad van Europa en ICNIRP[46] geven een limiet van 100µT aan in geval van langdurige blootstelling.

Deze waarde wordt onder of boven hoogspanningsverbindingen nooit overschreden. Epidemiologisch onderzoek wijst weliswaar op een zwak statistisch verband tussen het voorkomen van leukemie bij kinderen jonger dan 15 jaar en een langdurige blootstelling aan gemiddelde magnetische veldwaarden hoger dan 0,4µT. Deze vaststelling heeft echter niet geleid tot een herziening van de Europese en internationale aanbevelingen.

In Frankrijk en Duitsland bijvoorbeeld, is de maximale blootstellingswaarde 100µT overgenomen in de nationale wetgeving.

Aangezien de wetenschap niet in staat is om te bewijzen dat elektromagnetische velden geen impact hebben op de gezondheid, geeft de bezorgdheid van de bevolking aanleiding tot veel verzet tegen nieuwe infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit. Bij gebrek aan normen geeft elke overheid een eigen interpretatie aan het voorzorgsbeginsel op basis van afzonderlijke dossiers, zonder daarbij noodzakelijk rekening te houden met de meerkosten van de opgelegde oplossingen, de termijnen voor de uitvoering van de projecten of de negatieve impact ervan op de betrouwbaarheid van het net.

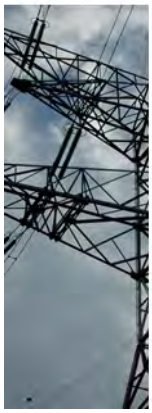
Elia houdt rekening met deze bezorgdheid van de bevolking door in de mate van het mogelijke woongebieden te vrijwaren en door gebruik te maken van technische oplossingen die magnetische velden beperken. Bovendien bevatten de verslagen van de milieueffectenstudies, die bij de dossiers voor de aanvraag van vergunningen voor nieuwe verbindingen worden gevoegd, altijd berekeningen van de magnetische velden. Toch blijft de keuze van een traject moeilijk, zelfs in landbouwgebieden, aangezien Elia niet het recht heeft om burgers te onteigenen en dus geen doorgang kan opleggen tegen een redelijke kostprijs.

2.3.4 Het bestaande regelgevende kader volgens het scenario "Business as usual"

Het huidige regelgevende kader voor de financiering van investeringen, dat door het Koninklijk Besluit van 8 juni 2007 is vastgelegd, gaat in hoge mate uit van een context waarin de activiteiten van de transmissienetbeheerder worden voortgezet in de lijn van de activiteiten die in het verleden zijn uitgevoerd (scenario "Business as usual").

In de toekomst zullen er meer investeringen moeten worden gedaan met het oog op de verwezenlijking van de Europese doelstellingen die in het licht van de uitvoering van het Europese energiebeleid aan de lidstaten worden opgelegd. Deze investeringen vallen uiteraard niet onder dit scenario van "Business as usual" in België en in Europa.

45 Algemeen Reglement voor de elektrische installaties.
46 International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection.

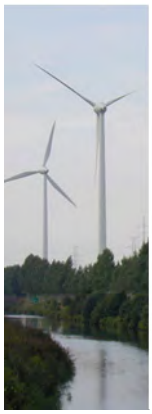


Het huidige financieringsmechanisme – dat gedeeltelijk op afschrijvingen van de bestaande infrastructuur is gebaseerd – stelt de transmissienetbeheerder voor elektriciteit wel in staat om zijn net op een veilige, betrouwbare en duurzame manier te ontwikkelen en te beheren, maar volstaat niet om daarnaast ook nog alle investeringen uit te voeren die buiten dit "Business as usual"-scenario vallen.

De financiering van deze nieuwe investeringen zal in het kader van de tarieven moeten worden gedefinieerd.

3 Aanpak van de netontwikkeling

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020



3.1 De vier pijlers van de ontwikkeling van het net

Hoewel het proces van omzetting van het derde Europese energiepakket nog niet afgerond is, wordt bij het opstellen van het plan voor de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit nu al rekening gehouden met de Europese strategische doelstellingen inzake bevoorradingszekerheid, duurzaamheid en concurrentievermogen. Dit plan baseert zich voornamelijk en voor zover mogelijk op de conclusies van het pilootproject dat door ENTSO-E is uitgevoerd met betrekking tot het Europese tienjarenplan voor de periode 2010-2020 (*"Ten Year Network Development Plan"*).

In deze context concentreert Elia zich in het netontwikkelingsplan op vier pijlers:
- de ontwikkeling van interconnecties;
- de aansluiting van decentrale productie en/of productie uit hernieuwbare energiebronnen;
- de aansluiting van centrale productie-eenheden;
- de versterking van het net om tegemoet te komen aan de evolutie van het elektriciteitsverbruik

3.1.1 Ontwikkeling van interconnecties

De ontwikkeling van interconnecties is van bijzonder belang voor de algemene ontwikkeling van het net. Deze internationale verbindingen hebben vijf essentiële functies.

Ontwikkelen van de Europese elektriciteitsmarkt

De internationale interconnecties zijn cruciaal om de onderlinge concurrentie tussen producenten te stimuleren en voor de realisatie van de integratie van de Europese elektriciteitsmarkten.

Als de beheerder van het transmissienet voor elektriciteit staat Elia in voor het beheer van de internationale interconnecties en voert het meer bepaald de volgende taken uit:
- in zijn hoedanigheid van infrastructuurbeheerder versterkt Elia de grensoverschrijdende infrastructuur of bouwt het nieuwe interconnecties;
- in zijn hoedanigheid van marktfacilitator ontwikkelt Elia diverse marktmechanismen om een optimaal gebruik van zijn infrastructuur te verzekeren.

Verbeteren van de algemene betrouwbaarheid van het systeem

De interconnecties vervullen een sleutelrol om de betrouwbaarheid, duurzaamheid en efficiëntie van de bevoorradingszekerheid op Europees niveau te verzekeren.

Ze zijn noodzakelijk om de algemene betrouwbaarheid van het systeem te verzekeren, aangezien ze onderlinge bijstand tussen landen mogelijk maken: ze zorgen ervoor dat productie en verbruik op elkaar kunnen worden afgestemd door energie-uitwisselingen mogelijk te maken tussen landen die af en toe invoerder of uitvoerder van elektriciteit zijn in situaties waarin de binnenlandse productie om technische of economische redenen niet volstaat.

Dit zorgt ervoor dat productiereserves beschikbaar kunnen worden gesteld op Europees niveau (zodat een veel kleiner gedeelte van elke productie-eenheid moet worden

"gereserveerd" voor de bevoorradingszekerheid binnen elke regelzone), met een daling van de hieraan verbonden kosten door de optimalisering van de Europese productieparken tot gevolg.

Bijdragen tot de diversificatie van de Europese bevoorrading

De interconnecties dragen in belangrijke mate bij tot een grotere diversificatie van de bevoorrading, door toegang te bieden tot een bredere waaier van productiemiddelen aanwezig binnen de landen van de Europese Unie en daarbuiten. Dit is tot dusver overigens een van de voornaamste drijfveren geweest voor de ontwikkeling en voor de versterking van de interconnectie-infrastructuur.

Meewerken aan de verwezenlijking van de Europese milieudoelstellingen

De op Europees niveau vastgelegde doelstellingen inzake het gebruik van hernieuwbare energiebronnen zullen aanleiding geven tot de grootschalige integratie op Europees niveau van nieuwe productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen, in het bijzonder windenergie.

Aangezien alle lidstaten van de Unie niet voor elke energiebron over eenzelfde potentieel beschikken, zullen bepaalde types van productie-eenheden op basis van hernieuwbare energie meer voorkomen in bepaalde landen. Deze landen zullen een grotere bijdrage leveren aan de Europese inspanningen en tegelijkertijd een groter marktaandeel hebben in dit segment. Om deze dynamiek niet af te remmen door beperkingen in de netten, zal deze evolutie gepaard moeten gaan met een versterking en uitbreiding van de interconnecties.

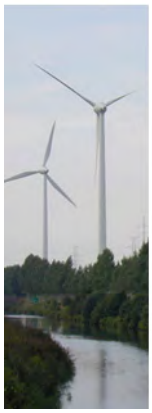
Het beheer faciliteren van het variabele karakter van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen vergemakkelijken

Een mix van centrale productie-eenheden, die vaak minder flexibel zijn, en productie-eenheden op basis van hernieuwbare energie, die vaak zeer variabel zijn, maken de energie-uitwisselingscapaciteiten met de buurlanden absoluut noodzakelijk, om de tijdelijke vermogensoverschotten (verzadiging van het systeem) te kunnen afvoeren of om binnenlandse productietekorten die zich zouden kunnen voordoen, op te vangen via invoer.

3.1.2 Aansluiting van decentrale productie en/of van productie op basis van hernieuwbare energie

Met het oog op de ondersteuning van het Europese energie- en klimaatbeleid, besteedt Elia bijzondere aandacht aan de aansluitingen van decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen. De aanpak voorgesteld in het ontwikkelingsplan beoogt zowel het bereiken van de klimaat- en milieudoelstellingen van ons land op het vlak van hernieuwbare energie als de economische efficiëntie.

Het is daarom aangewezen om de productie-eenheden aan te sluiten in geografische gebieden waar er lineaire elektrische transmissie-infrastructuur (lijnen, kabels) is met voldoende capaciteit. Gezien de aanwezigheid van een belangrijk aansluitingspotentieel in het bestaande net zonder dat er in nieuwe verbindingen moet worden geïnvesteerd, maakt deze aanpak het mogelijk om de doelstellingen binnen een beperkte tijd te verwezenlijken en de bestaande netcapaciteit efficiënt te benutten.



Met deze aanpak kunnen echter niet alle behoeften gedekt worden. Andere aansluitingen van productie-eenheden zijn dan ook te overwegen.

Enerzijds kan Elia, via aansluitingen met flexibele toegang, de aansluiting van voorziene productie-eenheden aanvaarden in minder gunstige zones vanuit het oogpunt van het net, op voorwaarde dat tools worden geïnstalleerd voor de modulering van deze eenheden tijdens periodes die kritiek zijn voor de veiligheid van het net. De aldus aangesloten eenheden zouden bijvoorbeeld productiebeperkingen opgelegd krijgen wanneer de betrouwbaarheid van de bevoorrading in het gedrang komt.

Anderzijds zullen op basis van technische en economische overwegingen versterkingen van het net voorzien kunnen worden om het flexibele karakter van de goedgekeurde aansluitingen op termijn op te heffen. De termijnen voor het verkrijgen van vergunningen voor de ontwikkeling van verbindingen in het net wegen vaak op hun realisatieplanning. Het zou ideaal zijn om deze productie-eenheden te groeperen en te oriënteren naar vooraf geïdentificeerde geografische zones waarvoor het transmissienet op adequate wijze gedimensioneerd kan worden.

In het belang van de eindgebruiker zouden prioritair de versterkingen met de beste verhouding "MWh-aansluitingspotentieel/kosten" overwogen moeten worden. Deze aanpak kan echter niet worden uitgevoerd op basis van de effectieve aansluitingsaanvragen van kandidaat-producenten. De tijd die nodig is voor de bouw van de voor de aansluitingen vereiste transmissie-infrastructuur en de termijnen voor het verkrijgen van vergunningen voor de uitvoering van deze infrastructuurwerken zijn vaak niet verenigbaar met de gewenste uitvoeringstermijnen zoals aangegeven in de aansluitingsaanvragen.

Om dit probleem te verhelpen, voert Elia, in samenwerking met gespecialiseerde instellingen, een analyse uit betreffende het potentieel aan decentrale productie (windenergie, zonne-energie, warmtekrachtkoppeling, waterkracht) in de verschillende regio's. De overheden kunnen bijdragen tot de snelle, efficiënte en economische ontwikkeling van dit type van productie-eenheden, door een beleid op middellange en lange termijn te voeren dat aan de ontwikkelaars van dergelijke productieprojecten evenals aan de betrokken transmissienetbeheerders aangeeft welke geografische zones bestemd zijn voor de ontwikkeling van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energie.

Als de overheden hieraan deelnemen en deze aanpak ondersteunen, zal de aansluiting van de decentrale productie en/of de productie op basis van hernieuwbare energie gebeuren op basis van een win-winrelatie:

- de ontwikkelaars van dit type van productie krijgen een duidelijk beeld van de net-aansluitingsmogelijkheden op termijn;
- indien nodig kunnen de transmissienetbeheerders hun infrastructuur versterken zodat decentrale productie-eenheden kunnen worden aangesloten in de aangeduide zones: deze aanpak is gebaseerd op een langetermijnvisie die rekening houdt met de duurzaamheid van de goedgekeurde netinvesteringen daar deze uiteindelijk worden doorberekend aan de netgebruikers, meer bepaald de consument.

De decentrale productie-eenheden kunnen binnen eenzelfde regio zeer verspreid zijn, zodat gecombineerde distributie- en transmissie-infrastructuur moet worden ontwikkeld. De samenwerking tussen Elia en de betrokken distributienetbeheerders is van cruciaal belang bij het uitwerken van optimale oplossingen voor de hele gemeenschap, zowel op technisch als op economisch vlak.

Het bijzondere geval van de windmolenparken in de Noordzee

Met het oog op de klimaatdoelstellingen krijgt de aansluiting van windmolenparken in de Noordzee bijzondere aandacht in netontwikkeling. Dankzij deze windmolenparken alleen al zou het niveau van de productie uit hernieuwbare energie voor België worden gebracht op 6 TWh /jaar[47], d.w.z. 5 à 6 % van de totale vraag naar elektriciteit zoals geraamd door de “Lente van het leefmilieu”, of ongeveer 10 % van de doelstelling ‘hernieuwbare energie’ die tegen 2020 wordt vooropgesteld voor België.

3.1.3 Aansluiting van centrale productie-eenheden

De projecten betreffende nieuwe centrale productie-eenheden dragen bij aan de liquiditeit van de elektriciteitsmarkt en de betrouwbaarheid van de elektriciteitsbevoorrading.

Deze projecten hebben voornamelijk betrekking op:

- de bouw van nieuwe centrale productie-eenheden die voor extra capaciteit zorgen in een markt die opengesteld is voor concurrentie;
- de vervanging van een groot deel van de huidige Europese productiecapaciteit die van voor 1980 dateert en waarvan de levensduur bijna ten einde is, door nieuwe efficiëntere en betrouwbaardere eenheden.

3.1.4 Evolutie van het verbruik

Ondanks het feit dat het energiebeleid van de Europese Unie een verbetering van de energie-efficiëntie met 20 % beoogt, verwacht Elia niet dat er in de toekomst geen nood meer zal zijn aan netversterkingen door een toename van het verbruik (een van de historische drijfveren voor de ontwikkeling van de elektriciteitsnetten).

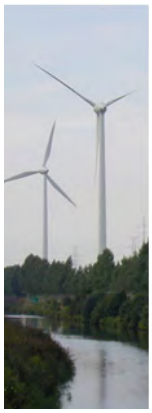
Enerzijds zou een verbetering van de algemene energie-efficiëntie, afhankelijk van de substitutie-effecten tussen de verschillende energievormen, tot een toename van het eindverbruik van elektriciteit kunnen leiden, in tegenstelling tot wat men eerst zou verwachten. De invoering van elektrische auto’s en/of warmtepompen zou bijvoorbeeld kunnen bijdragen tot dit fenomeen. Anderzijds blijven er, zelfs als het nationale eindverbruik een daling zou kennen, vrijwel zeker geografische verschillen bestaan in de gedragingen van de verbruikers in de verschillende zones van het land. Zo zou het verbruik in een bepaalde zone kunnen toenemen en in een andere zone kunnen dalen, met globaal genomen een dalende trend voor het hele land.

In ieder geval kunnen deze evoluties in het verbruik knelpunten veroorzaken op plaatsen waar het net onvoldoende gedimensioneerd is om een toereikend niveau van betrouwbaarheid te bieden. Bijgevolg zal het nodig zijn om het transmissienet te versterken of uit te breiden.

3.2 Drie belangrijke aandachtspunten

De in het ontwikkelingsplan opgenomen infrastructuurprojecten zijn gekozen volgens een methode die rekening houdt met de betrouwbaarheid, de doeltreffendheid en het duurzame karakter van de te realiseren oplossingen.

47 http://www.lentevanhetleefmilieu.be/de_workshops/klimaat_en_energie/besproken_maatregelen/maatregelengroep_1_de_ontwikkeling_van_offshore_windmolenparken.html



In dit opzicht blijken de netten van de toekomst of «smart grids» die een interactie mogelijk maken tussen de gebruiker en zijn leverancier enerzijds en de netbeheerders anderzijds, veelbelovend te zijn. Omdat zij toelaten de netten op dynamische wijze te beheren, bieden zij vaak voordelen op technisch, economisch en milieuvlak in netontwikkelingsaangelegenheden.

3.2.1 De betrouwbaarheid van het net

Het ontwikkelingplan is gebaseerd op een methodologie voor de dimensionering van de netinfrastructuur die rekening houdt met waarschijnlijke toekomstige behoeften van gebruikers en die tegelijkertijd ook een optimale betrouwbaarheid van het net garandeert.

Hiertoe doet de netbeheerder al het mogelijke om kritieke situaties in het net op te sporen. Dit zijn toestanden waar niet meer voldaan wordt aan een reeks technische ontwikkelingscriteria ten gevolge van een evolutie in één van de relevante parameters voor de ontwikkeling van het net, zoals het elektriciteitsverbruik of het productiepark. Deze kritieke situaties kunnen worden opgespoord met behulp van een modellering van het net in representatieve werkingspunten. Dit model wordt hierna beschreven.

3.2.1.1 Netmodellering

Voor de modellering van het elektriciteitsnet wordt een beroep gedaan op meerdere berekeningsinstrumenten:

- een loadflow-model;
- een berekeningsmodel voor het kortsluitvermogen in elk knooppunt van het net[48];
- een model voor de statische en dynamische stabiliteit van het net[49];
- een model voor de spanningsstabiliteit[50].

De loadflowanalyses laten toe de verdeling van de stromen op het net te evalueren voor een of meer specifieke werkingspunten. Een werkingspunt wordt gekenmerkt door een bepaalde netconfiguratie, een beschikbaar productiepark, een bepaalde import- en transitsituatie en een zeker belastingsniveau voor elk lokaal verbruik.

Voor de modellering van het elektriciteitstransmissienet is het nodig over volgende gegevens te beschikken:

- de netelementen en de wijze waarop ze met elkaar verbonden zijn;
- de productie-eenheden en invoer/uitvoer van elektriciteit;
- de lokale verbruiken.

3.2.1.2 Technische criteria

De werking van het transmissienet voor elektriciteit wordt gekenmerkt door verschillende parameters:

- de grootheden van het verloop van de fluxen op het net, namelijk de stromen, het spanningsniveau in elk knooppunt van het net en de productie van de eenheden;
- het kortsluitvermogen;
- de stabiliteit van het net tegenover een spanningsinstorting;
- de dynamische en statische stabiliteit.

48 Het kortsluitvermogen is een theoretische waarde gelijk aan het product van de nominale spanning en de kortsluitstroom (de stroom die ontstaat bij een rechtstreekse aarding van de drie fasen).

49 De statische en dynamische stabiliteit van een net is de mate waarin dat net in staat is om de synchrone werking van de productie-eenheden te waarborgen, zowel bij lichte als zware storingen.

50 Met behulp van het model voor de spanningsstabiliteit kan worden nagegaan of de spanningsdalingen tussen knooppunten van het net, die het gevolg zijn van vermogensoverdrachten, zelfs bij een incident binnen aanvaardbare normen blijven.

Voor iedere nettoestand zijn voor elk van deze parameters criteria (grenswaarden of aanvaardbare niveaus) vastgelegd. Een net beantwoordt aan de ontwikkelingscriteria als de berekende waarden voor alle parameters in alle loadflowsimulaties aan de vastgelegde criteria beantwoorden.

3.2.1.3 Representatieve werkingspunten

Bij de traditionele methodes wordt het net gewoonlijk op basis van de "verbruikspiek" gedimensioneerd. De verbruikspiek krijgt een andere invulling in functie van het onderzochte spanningsniveau:

- voor de dimensionering van de netten met een spanning van 380 kV tot en met 150 kV, met inbegrip van het interconnectienet: de nationale verbruikspiek wordt in aanmerking genomen die gelijk is aan het maximaal opgevraagde vermogen in de loop van een jaar. In Noord-Europese landen valt de nationale verbruikspiek gewoonlijk in de winter, tijdens koude en donkere periodes. Aangezien er in toenemende mate gebruik wordt gemaakt van airconditioning, kan het dat lokale verbruikspieken zich in de toekomst naar de zomer verplaatsen, tijdens hittegolven die voor een toename van de behoefte aan koeling zorgen;
- voor de dimensionering van de netten met een spanning van minder dan 150 kV, namelijk de netten van 70 kV tot en met 30 kV: de lokale verbruikspiek voor de invloedzone van het bestudeerde lokale net wordt hiervoor in aanmerking genomen. De belasting van een bepaalde zone tijdens de lokale piek ligt immers over het algemeen hoger dan de belasting van deze zone op het ogenblik van de nationale belastingspiek. Het tijdstip van de verbruikspiek van lokale netten is afhankelijk van de aard van het verbruik dat op dit net is aangesloten;
- voor de dimensionering van de aansluitingsinstallaties van gebruikers en de verdeelnetten: het is voornamelijk de lokale of individuele verbruikspiek die hiervoor in aanmerking wordt genomen. De klant-netgebruiker is in principe verantwoordelijk voor de gegevens aangaande de prognose van zijn individuele verbruikspiek (de waarde en het tijdstip ervan). De netbeheerder controleert evenwel of deze gegevens aannemelijk zijn.

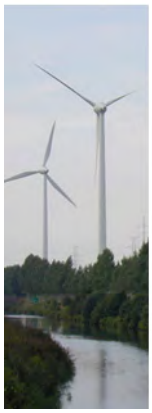
Om rekening te houden met werkingsvoorwaarden die te maken hebben met de onbeschikbaarheid van bepaalde netelementen en/of productie-eenheden wegens onderhoud, wordt bovendien een werkingspunt "buiten de piek" bepaald. Het is immers nuttig om te controleren wat het gebruik van het net is voor dit werkingspunt waarvoor in principe:

- de import- en/of transitvolumes historisch hoger liggen dan bij de "nationale piek"; het potentieel aan productie tegen lage kost is in onze buurlanden immers hoger buiten de piek dan op de piek;
- de nominale capaciteiten van de netelementen verlaagd zijn ten opzichte van de omstandigheden tijdens de winter.

Het werkingspunt "buiten de piek" wordt conventioneel gedefinieerd als de dagelijkse piek op een moment van het jaar waarop het verbruik zo sterk is gedaald dat het gevraagde vermogen nog 85% van de nationale verbruikspiek bedraagt.

Het werkingspunt “verbruiksdal” wordt ook geanalyseerd. Het maakt het mogelijk om te bekijken hoe er gebruik wordt gemaakt van het net om geproduceerde energie die niet lokaal wordt verbruikt, over een afstand te vervoeren.

In een onzekere context zoals voor de ontwikkeling van het net het geval is, worden deze representatieve punten geanalyseerd voor verschillende varianten aangaande het geïnstalleerde productiepark, de internationale stromen en ook het verbruik.



Veralgemening van de representatieve punten: de probabilistische methodes

De methodes die voor de dimensionering van het net worden aangewend, met name de deterministische methodes, steunen op een bepert aantal kritieke werkingspunten van het net. Vaak worden aan deze methodes probalistische redeneringen gekoppeld.

De kritieke tijdstippen in het jaar, m.a.w. de momenten waarop er veel gebruik wordt gemaakt van het net, moeten op betrouwbare wijze worden voorspeld, om aan het licht te kunnen brengen welke versterkingen er nodig zijn. Identificeren op welk ogenblik het meest gebruik wordt gemaakt van het net, kan in bepaalde gevallen a priori complex zijn.

Enerzijds zetten de elektriciteitsproducenten hun productie-eenheden zodanig in, dat zij wat hen betreft een economisch optimum bereiken, zonder daarbij rekening te houden met de exploitatiemaatregelen van het transmissienet.

Anderzijds is er de elektriciteitsmarkt met heel wat meer marktbewegingen op Europese schaal. Commerciële bewegingen op het vasteland brengen elektriciteitstransmissie teweeg over heel Europa. De stromen die zo tot stand komen, schommelen sterk en zijn dus moeilijk te voorspellen op lange termijn.

Dan zijn er ook de windmolenparken die voortdurend toenemen en grootschalig op het net worden aangesloten. Deze elektriciteitsproductie varieert sterk afhankelijk van het al dan niet voorkomen van wind en de kracht van de wind.

Om deze redenen, maakt Elia steeds vaker gebruik van probalistische planningmethodes. Deze methodes hebben tot doel een zeer groot aantal mogelijke situaties op het gebied van het verbruik, de productie (klassieke of hernieuwbare) alsook de internationale elektriciteitsstromen te identificeren en de probaliteit ervan in te schatten. Vervolgens wordt geëvalueerd hoe de technische criteria, die hierboven worden omschreven, in elk van deze situaties worden in acht genomen.

3.2.1.4 Onderzochte toestanden van het net voor elk representatief werkingspunt

Daarenboven kunnen er zich voor een gegeven werkingspunt verschillende toestanden van het net voordoen die allemaal onderzocht worden:

- de gezonde nettoestand is de ideale toestand waarin alle voorziene netelementen en productie-eenheden beschikbaar zijn;
- alle toestanden bij "enkelvoudig incident" die gekenmerkt worden door het verlies van één enkel element (netelement of productie-eenheid) – d.i. het criterium van de “N-1”;
- alle toestanden bij "dubbel incident" die gekenmerkt worden door het verlies van een productie-eenheid in combinatie met het verlies van een andere productie-eenheid of een netelement;
- alle toestanden met incident op een 380 kV-railstel.

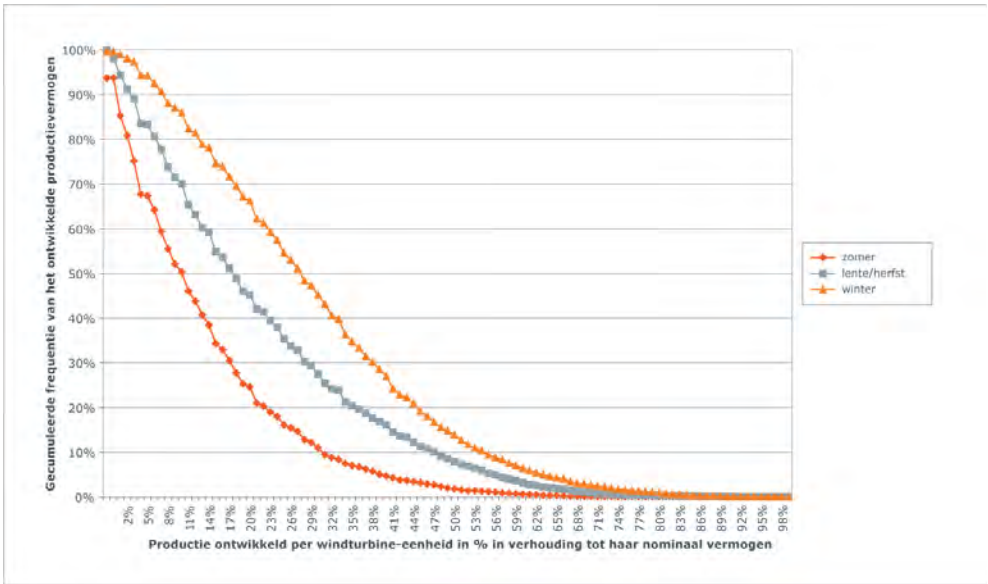
3.2.1.5 Specifieke dimensioneringscriteria voor het aansluiten van windturbines

Elia hanteert voor de aansluiting van windenergie specifieke dimensioneringscriteria zowel voor onshore als voor offshore.

Bij het opstellen van deze criteria wordt rekening gehouden met typeprofielen voor de productie van windenergie, die gebaseerd zijn op de technische kenmerken van de turbines, hypotheses met betrekking tot hun werkingsduur en statistische gegevens over de wind.

Op basis van de windprofielen waargenomen te Middelkerke (voor offshore windturbines) en in Elsenborn (voor onshore windturbines) zijn er meer in het bijzonder drie dagelijkse productieprofielen opgesteld (uur per uur) voor een dag die representatief is voor de winter, een dag die representatief is voor de zomer en een dag die representatief is voor het tussenseizoen (lente en herfst).

Figuur 3.1: gecumuleerde frequentiecurves per seizoen van het gemiddeld uurvermogen, uitgedrukt in percent van zijn nominaal vermogen, dat een onshore windturbine ontwikkelt, voor een gemiddelde jaarlijkse productieduur van 2000 uur.

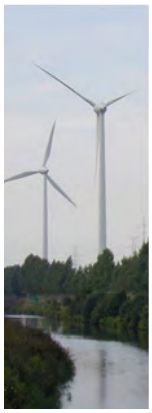


Vervolgens worden verschillende nettoestanden onderzocht voor het vermaasde net:

- *de gezonde toestand of de ideale situatie waarin alle voorziene netelementen en productie-eenheden beschikbaar zijn*: het transmissienet wordt zodanig gedimensioneerd dat het in de gezonde toestand geen enkele beperking veroorzaakt voor de aanwezige productie-eenheden. Anders gezegd betekent dit dat voor een windturbine in werking bij nominaal vermogen de transmissiecapaciteiten op gelijk welk moment van de dag in staat moeten zijn om de fluxen op alle netelementen te vervoeren;
- de toestand bij "enkelvoudig incident" die gekenmerkt wordt door het verlies van één enkel element (netelement of productie-eenheid): voor elk seizoen wordt gekeken naar het maximumniveau van het gemiddelde productieprofiel van de windturbines, of het ongunstigste gemiddelde werkingspunt voor het net. Het vermaasde net wordt op zodanige wijze gedimensioneerd dat bij een enkelvoudig incident de fluxen op alle elementen van het vermaasde net tenminste de transmissiecapaciteiten voor dit ongunstige werkingspunt respecteren[51]. Voor de offshore eenheden komt dit neer op:
    - 60 % van het nominale vermogen in de winter;
    - 50 % van het nominale vermogen in het tussenseizoen;
    - 40 % van het nominale vermogen in de zomer.

In het kader van het Ontwikkelingsplan 2005-2012 kon dankzij deze aanpak een totaal van 900 MW aan offshore productie op basis van windenergie op het 150 kV-net worden aangesloten (in Slijkens en Zeebrugge).

51 Wij verwijzen de lezer naar het Ontwikkelingsplan 2005-2012 voor meer details betreffende dit onderwerp.



3.2.1.6 Uitwerken van de oplossingen

Zodra deze kritieke situaties zijn opgespoord, moet worden bepaald welke versterkingen of uitbreidingen van het net noodzakelijk zijn om de vereiste capaciteit te blijven verzekeren. Hiervoor wordt niet enkel rekening gehouden met technische criteria, maar ook met milieu- en economische criteria. Deze werkwijze moet uiteindelijk leiden tot de best mogelijke oplossing voor de gemeenschap.

3.2.2 Economische efficiëntie

Alle ontwikkelingen van het elektriciteitstransmissienet worden gedefinieerd op basis van de gedetecteerde kritieke situaties in het bestaande transmissienet. Zodra deze kritieke situaties in een voldoende representatief aantal werkingspunten van het net gekend zijn, moeten de versterkingsprojecten voor het net worden opgestart.

De planning van deze projecten in de investeringsprojectenportefeuille van de transmissienetbeheerder gebeurt volgens een methodologie die gebaseerd is op hypotheses aangaande het verbruik en de productie en die steunt op twee soorten netstudies die achtereenvolgens worden uitgevoerd en die de economische efficiëntie van de netontwikkeling beogen.

In een eerste fase kan met behulp van zogenaamde "structuurstudies" (sectie 3.2.2.1) een langetermijnvisie worden bepaald voor de mogelijke ontwikkelingen van de verschillende delen van het net. Uit de langetermijnvisie vloeien concrete projecten voort die opnieuw worden geëvalueerd vooraleer ze daadwerkelijk worden gestart. In dergelijke studies gaat het om termijnen van meer dan tien jaar. Ze zijn bepalend voor de vormgeving van het net op lange termijn. Deze werkwijze maakt het mogelijk om de potentiële netontwikkelingsbehoeften vroeg genoeg te detecteren. De “hoge” varianten van de verbruiks- of productiehypothesen zullen overigens in die zin nuttig blijken.

Vervolgens kan via zogenaamde "optimalisatiestudies" (sectie 3.2.2.2.) worden bevestigd of het opportuun is om een bepaald project te starten. Dit is afhankelijk van het feit of de onderliggende hypotheses al dan niet worden bevestigd. Dergelijke studies betreffen een veel kortere termijn dan de structuurstudies.

3.2.2.1 Bij de keuze van de oplossingen

De verschillende varianten voor de ontwikkeling van het net met betrekking tot een bepaalde behoefte worden technisch-economisch vergeleken op basis van de baremische kosten van de verschillende werken die hiervoor worden gepland.

Bij investeringen die in de tijd zijn gespreid, worden de varianten onder meer vergeleken op basis van de geactualiseerde waarde van de investeringskosten. De actualisatievoet die hiervoor wordt gebruikt, is de lange termijn WACC (Weighted Average Cost of Capital) van Elia. Voorts wordt de vergelijking over een voldoende lange periode gemaakt: dit biedt de garantie dat de geselecteerde oplossing op lange termijn geldig is en geen niet-recupereerbare kosten met zich brengt.

Het nauwkeurig definiëren van de varianten is van cruciaal belang voor de technisch-economische evaluatie. Alle elementen die betekenisvolle kostprijsverschillen opleveren, moeten immers correct worden ingeschat. Naargelang het geval zal deze vergelijking uitsluitend de investeringskosten betreffen of zal ze worden uitgebreid tot andere kostenelementen die relevant zijn voor de netbeheerder, zoals bijvoorbeeld het niveau van de netverliezen, de kosten voor onderhoud en de opheffing van congesties.

Er wordt gezocht naar synergieën tussen de verschillende pijlers voor de ontwikkeling van het net, teneinde de kosten verbonden aan de ontwikkeling van het net op lange termijn te beperken.

3.2.2.2 Bij de planning in de tijd

Bij het uitwerken van langetermijnoplossingen wordt ook altijd de spreiding van de investeringen in de tijd onderzocht. De evolutie van een ontwikkelingsdrijfveer (elektriciteitsverbruik, decentrale productie) wordt immers over het algemeen gekenmerkt door een continue stijging, terwijl een investering de capaciteit van de netten trapsgewijs verhoogt. Daardoor levert de uitvoering van een investering op korte termijn mogelijk een capaciteitsoverschot op.

Een gespreide realisatie in opeenvolgende stappen maakt het in sommige gevallen mogelijk om de toename van de capaciteit beter af te stemmen op de evolutie van de ontwikkelingsdrijfveren. Deze oplossing maakt het onder meer mogelijk om de kosten te verminderen door de investeringen in de tijd te spreiden[52]. In andere gevallen zal een eenmalige initiële investering van grotere omvang de economisch meest efficiënte oplossing zijn.

Daarenboven veroorzaken de reeds lang gekende projecten en de behandeling van recent geïdentificeerde noden een jaarlijkse aanpassing van de netontwikkelingsinvesterings-portefeuille. De uitvoering van de projecten op het terrein wordt op een flexibele manier georganiseerd zodanig dat een aanpassing in functie van deze jaarlijkse oefening mogelijk is.

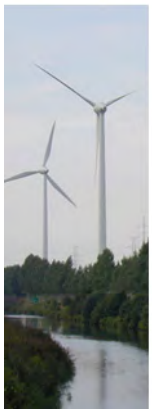
Gelet op de talrijke onzekerheden (keuze van de hypotheses, verkrijgen van vergunningen, …) maakt deze aanpak het mogelijk om twee tegenstrijdige factoren met elkaar in evenwicht te brengen: enerzijds mogen de projecten niet te vroeg worden gerealiseerd om te verhinderen dat personeel en financiële middelen vroegtijdig worden ingezet, misschien zelfs ten koste van andere prioritaire projecten, en anderzijds moeten de projecten tijdig opgestart worden overeenkomstig de behoeften waaraan ze beantwoorden.

3.2.3 Het duurzame karakter van de gekozen oplossingen

Elia tracht de impact van zijn installaties op de mens, de natuur en het landschap steeds zoveel mogelijk te beperken. Deze aanpak draagt bij tot een betere aanvaarding van de infrastructuur door het publiek en de overheden en zou bijgevolg het verkrijgen van de nodige vergunningen moeten vergemakkelijken. Elia neemt geval per geval ook maatregelen om de gevolgen voor het leefmilieu te compenseren, zoals de aanleg van groene corridors, het aanplanten van hagen rond de stations, het uitvoeren van landschapsstudies met het oog op een betere integratie van de infrastructuur in het landschap, het ter beschikking stellen van gronden aan bepaalde verenigingen voor de creatie van groene zones, …

Voor de realisatie van bovengrondse en ondergrondse verbindingen, uitgezonderd voor verbindingen over een korte afstand, is Elia verplicht een milieueffectenstudie uit te voeren. De toegekende vergunningen bevatten, na overleg met de bevoegde overheden,

52 Deze methode wordt doorgaans toegepast bij de aanleg van een nieuw voedingspunt voor het middenspanningsnet:
- de eerste investering is de realisatie van het nieuwe station en de aansluiting ervan op het bestaande net; daarbij wordt één enkele HS/MS-transformator geïnstalleerd waarvan de hulpvoeding wordt voorzien vanuit het middenspanningsnet;
- de tweede transformator wordt geïnstalleerd zodra het middenspanningsnet niet meer in staat is de nodige hulpvoeding te waarborgen als de eerste transformator uitvalt.



vaak maatregelen die tot doel hebben de impact op het milieu tot een minimum te beperken.

Bovendien bepaalt de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's in verband met het milieu dat het ontwikkelingsplan aan een strategische milieubeoordeling moet worden onderworpen. Dit betekent dat reeds bij de fase van het uitwerken van ontwikkelingsvarianten een milieuonderzoek wordt uitgevoerd om deze met een nadelige impact op het milieu te weren. Dankzij deze aanpak kan in een vroeg stadium en op proactieve wijze rekening worden gehouden met milieuproblemen bij het plannen van projecten, om het beleid inzake duurzame ontwikkeling te steunen dat op Europees en op Belgisch niveau is gedefinieerd, zowel op federaal als op regionaal niveau.

3.2.3.1 Verbindingen

Om de impact van het net op het milieu te beperken, geeft Elia de voorkeur aan ondergrondse kabels voor spanningsniveaus lager of gelijk aan 220 kV.

Er zal evenwel voor de aanleg van een luchtlijn worden gekozen indien het mogelijk is om op de masten van de bestaande luchtlijnen een extra draadstel te plaatsen, teneinde de bestaande infrastructuur optimaal te benutten.

Daarnaast kunnen, indien dit nuttig is, bestaande geleiders worden vervangen door geleiders met een hogere capaciteit. In de mate van het mogelijke worden deze nieuwe geleiders zo gedimensioneerd dat er geen ingrijpende aanpassingen nodig zijn aan de masten die de geleiders ondersteunen. Hiertoe maakt de netbeheerder na technische analyse gebruik van technologische oplossingen, zoals hogeperformantiegeleiders die het mogelijk maken om de transmissiecapaciteit te verhogen zonder dat de bestaande masten moeten worden aangepast.

In bepaalde gevallen zullen nieuwe luchtlijnen aangelegd kunnen worden met de daaraan gekoppelde voordelen van dit soort verbindingen (kostprijs, beschikbaarheid, toegankelijkheid, …). Dergelijke nieuwe verbindingen worden bij voorkeur gebundeld met andere lijninfrastructuur (*bundlingprincipe*), bijvoorbeeld andere hoogspanningslijnen, openbare wegen, waterlopen, etc.

Daarenboven ziet de netbeheerder erop toe dat de totale lengte van het bovengrondse transmissienet niet toeneemt (*standstillprincipe*). Zo kunnen bepaalde bestaande lijnen als het nodig blijkt en in functie van de mogelijkheden worden verwijderd of ondergronds worden aangelegd bij wijze van compensatie. Om de visuele impact van deze nieuwe uitrustingen te beperken, kan voor masten met een aangepaste vorm worden geopteerd.

Wat het net op zeer hoge spanning betreft, zullen 380 kV-lijnen algemeen genomen bovengronds worden aangelegd om technische en economische[53] redenen.

Technisch gezien is de transmissiecapaciteit van een ondergrondse verbinding beperkter (maximaal +/- 900 MVA tegenover meer dan 5000 MVA voor een luchtlijn met twee draadstellen). Kabels hebben eveneens het nadeel dat ze reactief vermogen genereren ten nadele van het actieve vermogen, terwijl enkel het actieve vermogen bruikbaar is voor de eindgebruiker. Bovendien creëert reactief vermogen warmteverliezen en beperkt het de nuttige capaciteit van de installaties.

53 Abschlussbericht Des Europäischen Koordinators, "Salzburgleitung", Georg Wilhelm Adamowitsch, Brussel, Juli 2009.

Om deze effecten te compenseren, moeten er voor een spanningsniveau van 380 kV bijgevolg ongeveer om de 30 km tussenstations worden gebouwd. Dit vergroot de technische complexiteit en de kostprijs van de infrastructuur. Het dient hier overigens te worden vermeld dat voorbeelden van de realisatie van ondergrondse verbindingen van dergelijke lengte in de wereld zeer zeldzaam zijn.

Wat de exploitatie betreft, is een ondergrondse verbinding minder bedrijfszeker dan een bovengrondse verbinding. Om een gelijke betrouwbaarheid te verzekeren, zijn voor een kabel drie verschillende "elektrische wegen" nodig, tegenover twee elektrische wegen voor een luchtlijn. Bij een bovengrondse verbinding komen ook veel minder structurele defecten voor dan bij een ondergrondse verbinding. Voorts zijn werken aan een kabel moeilijker, waardoor de verbinding vaak meerdere dagen en soms zelfs meerdere weken onbeschikbaar blijft, terwijl dergelijke werken over het algemeen veel minder tijdrovend zijn dan bij een bovengrondse verbinding.

In ieder geval moet bij de ontwikkeling van nieuwe lijninfrastructuur zoveel mogelijk worden getracht om woongebieden en beschermde zones te vrijwaren.

3.2.3.2 Hoogspanningsstations

Elia tracht optimaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur en zoveel mogelijk gebruik te maken van de bestaande stations.

De stations op hoge spanning en zeer hoge spanning zijn historisch gezien vaak ingeplant in landbouwgebieden. Bijgevolg stelt men soms vast dat de huidige bestemming van deze gebieden enerzijds en de exploitatie en de uitbreiding van de transformatiestations anderzijds niet verenigbaar zijn. Elia heeft dus beleidsstrategieën ontwikkeld om bij de exploitatie en de uitbreiding van deze stations de impact op het milieu te beperken.

Indien er toch nieuwe stations moeten worden opgericht, ziet Elia erop toe dat deze worden geïntegreerd in zones die geschikt zijn voor de exploitatie van deze installaties of volgt het de nodige procedures om de bestemming van deze zones te wijzigen, in onderling overleg met de bevoegde overheden.

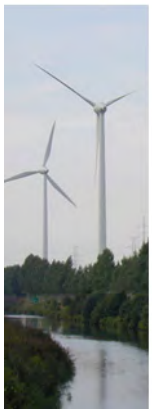
Beleid inzake het inperken van geluidshinder

De werking van de transformatoren is de voornaamste bron van geluidshinder in het net. De aankoop van transformatoren met een laag geluidsniveau maakt al vele jaren deel uit van het milieubeleid van Elia.

Bovendien wordt bij de oprichting van een nieuw station of bij het verhogen van het transformatievermogen van een bestaand station gemeten hoeveel geluid gegenereerd wordt in de basistoestand voor het oprichten of de versterking. Op basis hiervan wordt voor het station in kwestie een simulatie gemaakt van de gevolgen van de transformatieversterkingen, om in te schatten welk geluidsniveau in de nieuwe situatie wordt bereikt. Dankzij deze werkwijze kunnen al in de ontwerpfase van het project geluiddempende maatregelen worden uitgewerkt, zoals geluidswerende wanden, zodat de nieuwe infrastructuur beantwoordt aan de geluidsnormen die door milieureglementeringen worden opgelegd.

Beleid inzake de bescherming van het grondwater en de bodem

Het grote volume minerale olie in de transformatoren vormt een potentiële vervuilingsbron voor de bodem, het grondwater en het oppervlaktewater.



Op dit ogenblik is de veiligheidsmaatregel die de voorkeur geniet, deze waarbij de transformatoren wordt uitgerust met een vloeistofdichte betonnen kuip om de olie in op te vangen. In geval van een incident op een transformator, met een olielek tot gevolg, kan de ontsnappende olie worden opgevangen in de betonnen kuip om te beletten dat de olie in de bodem zou doordringen. Tegelijkertijd worden de installaties nu reeds voorzien van een koolwaterstofafscheider en in de toekomst ook van een coalescentiefilter, om ervoor te zorgen dat zuiver regenwater kan worden afgevoerd.

Het door Elia gevoerde beleid bestaat erin om alle nieuwe transformatoren van een vloeistofdichte betonnen kuip voor het opvangen van olie te voorzien. Voor de bestaande transformatoren gebeurt dit zodra er in de betrokken stations grote aanpassingswerken of projecten worden uitgevoerd.

Beleid inzake het beperken van de visuele hinder

Bij de oprichting van nieuwe stations wordt in overleg met de bevoegde overheden een plan opgesteld voor de aanleg van de site. Naar aanleiding hiervan kan eveneens een simulatiestudie worden uitgevoerd naar de impact op het landschap. Deze simulatie heeft tot doel de visuele hinder van het station te beperken, door bijvoorbeeld rond het station groenschermen aan te planten.

Bovendien is het visuele effect van moderne stations op de omgeving sterk verminderd door het gebruik van railstellen in gesteunde buizen in plaats van railstellen met gespannen kabels. Tot slot wordt geval per geval onderzocht of het mogelijk is om compactere installaties van het type GIS (Gas Insulated Switchgear) te bouwen.

3.2.3.3 Veiligheid

Elia doet al het nodige om ervoor te zorgen dat zijn installaties zo veilig mogelijk zijn. De veiligheid van de eigen medewerkers, van de personeelsleden van onderaannemers en van het publiek is een absolute prioriteit voor de onderneming. De aangehouden inspanningen om de intrinsieke veiligheid van de installaties te verbeteren, leveren resultaat op en worden permanent voortgezet. Zo worden alle bestaande installaties voorzien van vergrendelingen om foute schakelingen te vermijden en worden alle masten van bovengrondse verbindingen uitgerust met een systeem dat de gevolgen van een eventuele val tijdens het uitvoeren van onderhoudswerken beperkt.

Voorts is de wetgeving inzake veiligheid recent gewijzigd. Het Koninklijk Besluit van 2 juni 2008 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid van bepaalde oude elektrische installaties op arbeidsplaatsen vervolledigt het Algemeen Reglement op de Elektrische Installaties, de wet inzake welzijn op het werk van 4 augustus 1996, de codex over het welzijn op het werk waarin de uitvoeringsbesluiten van deze wet zijn opgenomen en het Algemeen Reglement voor de Arbeidsbescherming. Met deze uitbreiding van de wettelijke context wordt rekening gehouden bij het uitwerken van oplossingen voor de ontwikkeling van het net.

3.2.4 Smart grids

Veranderingen op het vlak van het operationele beheer van de netten kunnen rechtstreekse oplossingen aanreiken voor knelpunten m.b.t. de betrouwbaarheid, efficiëntie en duurzaamheid die zich in netontwikkelingsaangelegenheden aandienen.

Deze aanpassingen kunnen nuttig worden gebruikt bij de planning van het net. In dit opzicht houdt de opkomst van netten die interactie mogelijk maken tussen de verbruiker en zijn leverancier enerzijds en de netbeheerders anderzijds heel wat mogelijkheden in.

Deze netten van de toekomst of «smart grids» dienen tegelijk flexibel én robuust te zijn en maken gebruik van de nieuwste technologische ontwikkelingen.

Elia beschikt op dit vlak over een jarenlange expertise, aangezien zijn net nu al wordt gekenmerkt door een hoge graad van intelligentie in de zin van de «smart grids». Enerzijds heeft Elia al een belangrijk telecommunicatienetwerk ontplooid. Anderzijds zijn de meet-, tel- en beveiligingssystemen van het transmissienet ontworpen om het dynamisch beheer van de netten mogelijk te maken: het tweerichtingskarakter van de energiestromen; het congestiebeheer via een contractuele samenwerking met de productie-eenheden; centraal gestuurde regelmechanismen; de uitwisseling van elektronische gegevens met andere beheerders van elektriciteitsnetten, enz.

Elia heeft ook verschillende toegangsconcepten ontwikkeld, wat een maximalisering van het gebruik van het bestaande net mogelijk maakt.

Terwijl een aansluiting met traditionele toegang ook nettoegang in incidentsituaties (N-1) voorziet, biedt het concept van aansluiting met nieuwe toegang nieuwe mogelijkheden voor de betrouwbare, efficiënte en duurzame ontwikkeling van het transmissienet.

De aansluitingscapaciteit in het kader van een aansluiting met flexibele toegang stemt overeen met de vermogenswaarde die kan worden geïnjecteerd in een toegangspunt van het net, wanneer alle uitrustingen van het net beschikbaar zijn (produceerbaar vermogen in situatie N). In een situatie van onbeschikbaarheid van een element van het net (situatie N-1), kan soms een tijdelijke overbelasting (functie van het netelement) toegestaan worden. Elia kan echter de productie-instructie moduleren om de overbelasting uit te schakelen en aldus de veiligheid en betrouwbaarheid van de bevoorrading garanderen.

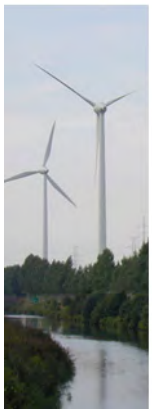
Met dit nieuwe aansluitingstype is inplanting van productie-eenheden mogelijk in zones die minder gunstig zijn voor het net, op voorwaarde dat er instrumenten worden geïnstalleerd voor de modulering van deze eenheden tijdens periodes die kritiek zijn voor de veiligheid van het net. De aldus aangesloten eenheden zouden bijvoorbeeld productiebeperkingen opgelegd krijgen indien de betrouwbaarheid van de bevoorrading op het spel staat.

Tegelijkertijd werkt Elia aan de verbetering en de integratie van deze systemen en concepten.

Enerzijds implementeert Elia een nieuw systeem voor het beheer van de energiestromen (Energy Management System). Elia neemt ook deel aan het technologische platform «Smart Grids» dat de behoeften aan onderzoek en ontwikkeling wil identificeren in het licht van het zevende kaderprogramma voor onderzoek en ontwikkeling van de Europese Unie.

Anderzijds ontwikkelt Elia een pilootproject voor de geïntegreerde toepassing van het aansluitingsconcept met flexibele toegang in instrumenten voor het netbeheer. Dit project beoogt op het bestaande net extra aansluitingscapaciteit voor decentrale eenheden vrij te maken door marges vrij te maken in de exploitatie en de ontwikkeling van het net.

Het steunt hiervoor op het dynamisch beheer van congesties in het transmissienet voor elektriciteit als gevolg van de integratie op grote schaal van decentrale productie, aangesloten op het transmissienet en/of het distributienet. Dit project loopt in samenwerking met de betrokken distributienetbeheerders.



Het project zal moeten:

- duidelijk maken welke systemen voor beheer en uitwisseling van informatie moeten worden ingevoerd tussen netbeheerders, producenten en verbruikers;
- nieuwe concepten verduidelijken die inherent zijn aan een dergelijk systeembeheer (al dan niet zekere aansluiting van een productie-eenheid...);
- analyseren welke wettelijke, verordenende, regulerende en economische modellen in aanmerking komen om dit type dynamisch beheer van congesties in te voeren;
- het economisch belang van dit soort toepassing bepalen voor de betrokken marktspelers en voor de gemeenschap in haar geheel;
- de concrete implementatie van deze methode van systeembeheer nastreven ingeval de economische analyse gunstig blijkt;
- feedback geven wanneer het systeem operationeel is, zodat de benadering en de gekozen methodologie kan worden verbeterd voor andere toepassingsgevallen.

4

4 Gekozen hypotheses voor de ontwikkeling van het net

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020

4.1 Synthese van de hypotheses

Het ontwikkelingsplan heeft als hoofddoelstelling een plan uit te werken betreffende de uitbreiding van het net gedurende de volgende tien jaar, door een inschatting te maken van mogelijke noden van de netgebruikers om zo de evolutie van de infrastructuur die hiervoor nodig is zo goed mogelijk te plannen. Deze oefening omvat enerzijds tendensen die bepalend zijn voor de noden inzake netontwikkeling, maar die anderzijds ook bronnen van onzekerheid met zich brengen: de evolutie van het elektriciteitsverbruik, de evolutie van het decentrale productiepark en meer specifiek de evolutie van het aandeel van de verschillende soorten van hernieuwbare energiebronnen en de evolutie van het centrale productiepark, meer bepaald het nucleaire en het fossiele productiepark.

Dit hoofdstuk geeft een beknopt overzicht van de werkwijze die door Elia wordt gevolgd om in deze onzekere context de planningsscenario's uit te werken die in het kader van dit ontwikkelingsplan zijn geselecteerd.

Hypotheses over de onzekerheden opgenomen in de verschillende geanalyseerde scenario's

Het ontwikkelingsplan gaat er vanuit dat de doelstellingen die in het kader van het Europese energie- en klimaatpakket zijn aangenomen met betrekking tot het aandeel van hernieuwbare energie in het totale energieverbruik gerealiseerd worden. Er bestaat nochtans onzekerheid betreffende de bijdrage van de verschillende hernieuwbare energiebronnen (HEB) tot de realisatie van de Europese klimaatdoelstellingen in 2020. De toekomstige ontwikkeling van de verschillende HEB werd in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 in kaart gebracht op basis van het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie België (NAP HE - België). Dat werd als referentie gebruikt om het geïnstalleerd vermogen in 2020 te bepalen. Het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie België (NAP HE - België) werd opgesteld door FOD Energie in het kader van de richtlijn 2009/28/EG. Er werd beslist om het NAP HE – België als referentie te gebruiken, omdat het geconsolideerde vooruitzichten geeft voor geheel België.

Elia wordt bij het uitwerken van zijn ontwikkelingsplan geconfronteerd met belangrijke onzekerheden aangaande de factoren die bepalend zijn voor de toekomstige evolutie van het transmissienet. Voor elk van de weerhouden onzekerheden worden meerdere sterk van elkaar afwijkende varianten in aanmerking genomen, waardoor een representatieve waaier van mogelijke situaties ontstaat:

- de evolutie van het elektriciteitsverbruik: een lage variant versus een hoge variant;
- de ontwikkeling van de centrale productie uit fossiele brandstoffen: de indienststelling van nieuwe eenheden volgens 5 verschillende varianten en de buitendienststelling van oude eenheden;
- de evolutie van de nucleaire productie: realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving en in tweede instantie een variante met een herziening ervan om de robuustheid van de hypotheses te testen.

De logische combinatie van de varianten met betrekking tot deze drie weerhouden onzekerheden leidt tot zestien scenario's die bij het opstellen van het ontwikkelingsplan 2010-2020 in aanmerking zijn genomen.

In de onzekere context die kenmerkend is voor de ontwikkeling van het net, laat deze reeks van scenario's toe om een brede waaier van situaties te definiëren waarvoor over de

ontwikkeling van de netinfrastructuur moet worden nagedacht.

Tabel 4.1: combinatie van varianten in de scenario's.

Verbruik	Hypothese betreffende de realisatie van de nucleaire uitstap	Centrale fossiele productie - indienststelling
Lage variant	Realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving	Geen bijkomende eenheden
		3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met de status “gereserveerde capaciteit”
	Verlenging van de exploitatieduur van de eenheden van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 met 10 jaar	Geen bijkomende eenheden
		3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met de status “gereserveerde capaciteit”
Hoge variant	Realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving	3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met de status “gereserveerde capaciteit”
		Alle projecten met een status van minstens “detailstudie”
	Verlenging van de exploitatieduur van de eenheden van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 met 10 jaar	3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met de status gereserveerde capaciteit
		Alle projecten met een status van minstens “detailstudie”

Informatiebronnen

Zoals wettelijk is bepaald, zijn de hypotheses die voor het ontwikkelingsplan werden bepaald nauw verbonden aan de Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (hierna "prospectieve studie elektriciteit" genoemd) die op 15 december 2009 werd gepubliceerd.

Om toch rekening te houden met recente ontwikkelingen in het energiebeleid en de conjunctuur zijn deze perspectieven geactualiseerd.

Vooreerst is er rekening gehouden met de conclusies van de werkzaamheden van de GEMIX[54]-groep. Eén ervan betreft de verlenging van de exploitatieduur van de drie oudste kernreactoren (Doel 1, Doel 2 en Tihange 1) met tien jaar, zoals aangegeven in de conclusies van het verslag van de GEMIX-groep. Dit element werd in het kader van het voorliggende ontwikkelingsplan bekeken in de scenarioanalyse.

Tevens werd er rekening gehouden met de ontwikkelingen betreffende hernieuwbare energie die het gevolg zijn van het Europese energie- en klimaatpakket en die nog niet gekend waren bij de aanvang van de prospectieve studie elektriciteit. Bij het uitwerken van de in dit hoofdstuk voorgestelde hypotheses aangaande de evolutie van hernieuwbare energie, werd voornamelijk uitgegaan van de geïnstalleerde capaciteiten aangaande hernieuwbare energie in 2020 zoals vermeld in het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie van België opgesteld

54 Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030?, Groep GEMIX, eindverslag – 2009.

door de Belgische overheid overeenkomstig de Europese richtlijn 2009/28/EG.

Er werd ook rekening gehouden met de inzichten van de studie 1074 van de CREG meer bepaald “Studie over de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011-2020”.

Daarenboven zijn met betrekking tot de verdere ontwikkeling van de centrale productie vijf varianten uitgewerkt waarbij gebruik is gemaakt van:

- informatie uit de jaarlijkse contracten die in het kader van de coördinatie van de inschakeling van productie-eenheden worden afgesloten tussen Elia en de producenten die op het net zijn aangesloten;
- de gegevens (indienststellingsdatum en technische karakteristieken) van projecten die betrekking hebben op nieuwe productie-eenheden die zijn verzameld in het kader van de procedure van de Federale Overheidsdienst voor de toekenning van vergunningen voor nieuwe productie-eenheden voor elektriciteit, in het kader van de aansluitingsaanvragen voor nieuwe eenheden die ingediend worden bij de transmissienetbeheerders voor gas en elektriciteit en via de uitwisseling van informatie met producenten of via de media.

Bovendien houden deze vijf varianten met betrekking tot de data van de buitendienststelling van bestaande productie-eenheden rekening met de gegevens die werden verzameld bij producenten en op basis van de evolutie van de Belgische[55] en Europese[56] wettelijke context. Daarnaast werden ook bijkomende buitendienststellingen verondersteld op basis van een analyse uitgevoerd door ENTSO-E die de technische levensduur van centrale productiemiddelen in kaart heeft gebracht. Op basis van deze analyse werd aangenomen dat een technische levensduur van 45 jaar als een maximum kan worden beschouwd van de bestaande eenheden.[57]

Daarnaast is gebruik gemaakt van alle relevante informatie van distributeurs, rechtstreekse klanten en leveranciers om deze oefening te vervolledigen.

Verder is gekeken naar de gevolgen op korte termijn van de economische en financiële crisis voor de vraag naar elektriciteit.

Ten slotte heeft Elia bij het definiëren van de hypotheses zoveel mogelijk aandacht besteed aan de samenhang met het door ENTSO-E[58] opgestelde tienjarig ontwikkelingsplan dat op Europees niveau wordt opgesteld [59].

In de hierna volgende delen wordt in detail ingegaan op de moeilijkheden bij het opstellen van de scenario's, de gekozen informatiebronnen en de rechtvaardiging van de in aanmerking genomen hypotheses.

---

55 Met name het besluit dat in oktober 2009 door de federale overheid is genomen om de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie te herzien, door de exploitatieduur van de drie oudste kernreactoren in België (Doel 1, Doel 2 en Tihange 1) met tien jaar te verlengen.

56 Large Combustion Plant Directive.

57 *De studie 1074 van de CREG (“Studie over de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011- 2020”, CREG, juni 2011 – www.creg.info/pdf/Studies/F1074NL.pdf) hanteert een conservatievere technische levensduur voor klassieke eenheden (meer bepaald 40 jaar) en STEG's (meer bepaald 25 jaar). Het objectief van deze CREG-studie is een inschatting van het maximaal risico op een importafhankelijke leveringszekerheid voor België voor de periode 2011-2020 te bepalen. Dit verklaart de keuze voor een conservatievere technische levensduur. Op basis van de technische levensduur van eenheden die in een recent verleden uitdienst werden genomen, ligt deze meestal tussen de 40 en de 45 jaar.*

58 European Network of Transmission System Operators for Electricity.

59 Uit hoofde van Verordening nr. 714/2009 moet ENTSO-E een niet-bindend netontwikkelingsplan opstellen dat de gehele Gemeenschap dekt en dat een periode van tien jaar beslaat, inclusief een indicatie van de adequaatheid van de productie op Europees niveau. Dit plan wordt elke twee jaar herzien.

4.2 Context

Het ontwikkelingsplan heeft als hoofdobjectief een plan uit te werken betreffende de uitbreiding van het net gedurende de volgende tien jaar, door een inschatting te maken van mogelijke noden van de netgebruikers om zo de evolutie van de infrastructuur die hiervoor nodig is zo goed mogelijk te plannen.

4.2.1. Beschouwde onzekerheden, varianten en scenario's

De planning van de investeringen op lange termijn is met name gebaseerd op het definiëren van hypotheses met betrekking tot de voornaamste onzekerheden die een bepalende invloed hebben op de noden betreffende netontwikkeling.

Deze oefening wordt bemoeilijkt door twee bijkomende elementen.

Enerzijds is de uitvoeringstermijn van infrastructuurprojecten voor het elektriciteitsnet lang, in het bijzonder voor de aanleg van nieuwe verbindingen (doorlooptijd van de procedures voor de toekenning van vergunningen en toelatingen). De noodzakelijke netontwikkelingen moeten dus voldoende op voorhand worden geïdentificeerd om ervoor te zorgen dat ze binnen de gewenste termijnen operationeel zijn. Omdat de technische levensduur van de transmissie-infrastructuur enkele decennia bedraagt, is het niet eenvoudig om te voorspellen welke netontwikkelingen nodig zullen zijn. Met het oog hierop is het noodzakelijk om een zo duidelijk mogelijke visie op zeer lange termijn te ontwikkelen.

Anderzijds zijn er tal van onzekerheden met betrekking tot de ontwikkeling van de productiemiddelen en het verbruik. Daarom is het soms moeilijk om vooraf te bepalen welke ontwikkelingen van het net daadwerkelijk moeten worden uitgevoerd en welke procedures voor het verkrijgen van vergunningen en toelatingen moeten worden opgestart.

Het ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit heeft betrekking op de spanningsniveaus van 380 kV tot 150 kV. Op deze spanningsniveaus is de ontwikkeling van het net bijzonder gevoelig voor de evolutie van het centrale en decentrale productiepark, voor het niveau van de transitstromen en de import- en exportstromen en voor hun herkomst en bestemming. De evolutie van het elektriciteitsverbruik heeft op haar beurt een onvoorspelbare invloed op de spanningsniveaus van 380 kV tot 150 kV en is afhankelijk van de doorgevoerde maatregelen voor de beheersing van de vraag en de reactie van de consumenten hierop (maatregelen op het vlak van rationeel energiegebruik, koolstofwaarde, …).

In deze context wordt bij het opstellen van het ontwikkelingsplan van het transmissienet rekening gehouden met drie weerhouden bronnen van onzekerheid die bepalend zijn voor de dimensionering van het net, namelijk de evolutie van het elektriciteitsverbruik, de ontwikkeling van het centrale fossiele productiepark en de evolutie van de nucleaire productie. Hoewel er een onzekerheid is betreffende de bijdrage van de verschillende hernieuwbare energiebronnen tot de realisatie van de Europese doelstelling betreffende het aandeel van hernieuwbare energie in 2020, werd er één variant betreffende de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen (HEB) uitgewerkt in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020. De gebruikte referentie voor het geïnstalleerd vermogen in 2020, met uitzondering van offshore wind, is het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie België (NAP HE - België) opgesteld door FOD Energie in het kader

van de richtlijn 2009/28/EG.

In volgende delen wordt een gedetailleerde beschrijving gegeven van elk van deze beschouwde onzekerheden. Op basis daarvan worden sterk met elkaar contrasterende varianten geformuleerd. De logische combinatie van deze varianten met betrekking tot deze drie onzekerheden leidt tot verschillende scenario's.

4.2.2. Uitgangsbasis

Zoals is bepaald in het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit (gepubliceerd op 8 februari 2008), is de wijze waarop deze hypotheses moeten worden gedefinieerd duidelijk vastgelegd in de Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 ("prospectieve studie elektriciteit", gepubliceerd op 15 december 2009).

Dit ontwerp van ontwikkelingsplan wijkt echter in bepaalde opzichten af van deze studie, aangezien er in dit ontwerp rekening werd gehouden met nieuwe belangrijke ontwikkelingen die zich sinds het verschijnen van deze prospectieve studie elektriciteit hebben voorgedaan.

Allereerst hebben, na de Commissie Ampère in 2000 en de Commissie 2030 in 2007, de acht nationale en internationale experts van de GEMIX-groep in 2009 hun eindverslag over de ideale energiemix voor België ingediend bij de Belgische minister van Energie[60]. Voor het opstellen van het huidige ontwikkelingsplan werd uit dit verslag de informatie overgenomen die relevant is voor de ontwikkeling van het transmissienet. Een van deze aspecten, namelijk de verlenging met tien jaar van de exploitatieduur van de drie oudste kernreactoren (Doel 1, Doel 2 en Tihange 1), zoals wordt voorgesteld in de conclusies van het verslag, is in het kader van dit ontwikkelingsplan in de scenarioanalyse opgenomen. De studie 1074 van de CREG, “studie over de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011-2020”, geeft dan een vervroegde uitdienstname van de drie oudste nucleaire eenheden vanaf 2012 niet zal kunnen worden opgevangen door nationale productiecapaciteit daar de investeringsbeslissingen voor deze nieuwe eenheden dan al genomen moesten zijn. Gezien de lange uitvoeringstermijnen van infrastructuurprojecten voor het elektriciteitsnet, in het bijzonder voor de aanleg van nieuwe verbindingen, kunnen in deze horizon ook geen nieuwe infrastructuurprojecten worden gerealiseerd. Rekening houdend met deze bovenstaande elementen is er daarom geen variant toegevoegd waar men uitgaat van een vervroegde sluiting van de drie oudste nucleaire centrales.

Vervolgens werd er rekening gehouden met alle maatregelen, richtlijnen en besluiten van de Raad van Europa van 12 december 2008 (energie- en klimaatpakket) aangaande de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen die dateren van een later tijdstip dan het begin van de werkzaamheden aangaande het opstellen van de prospectieve studie elektriciteit. Deze maatregelen moeten ervoor zorgen dat het mogelijk is om de "20-20-20"-doelstelling te verwezenlijken, d.w.z. een aandeel aan hernieuwbare energie van 20 % in het totale energieverbruik van de Europese Unie, een daling van de uitstoot van broeikasgassen van de EU-landen met 20 % in vergelijking met 1990 en een stijging van de energie-efficiëntie met 20 % tegen 2020. Er werd gebruik gemaakt van het Belgisch Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie opgesteld door Federale Overheidsdienst Energie overeenkomstig de Europese richtlijn 2009/28/EG voor de bepaling van de

60 Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030?, Groep GEMIX, eindverslag – 2009.

geïnstalleerde vermogens in 2020[61].

Om een goed beeld te krijgen van de mogelijke verdere ontwikkeling van de centrale productie uit fossiele brandstoffen wordt in het ontwikkelingsplan rekening gehouden met:

- informatie uit de jaarlijkse contracten die in het kader van de coördinatie van de inschakeling van productie-eenheden worden afgesloten;
- de gegevens (indienstellingsdatum en technische karakteristieken) van projecten die betrekking hebben op nieuwe productie-eenheden die zijn verzameld in het kader van de procedure van de Federale Overheidsdienst voor de toekenning van vergunningen voor nieuwe productie-eenheden voor elektriciteit, in het kader van de aansluitingsaanvragen voor nieuwe eenheden die ingediend worden bij de beheerder van het gasnetwerk en de transmissienetbeheerder voor elektriciteit en via de uitwisseling van informatie met producenten of via de media;
- informatie over buitendienststelling van bestaande productie-eenheden die is verzameld bij producenten en op basis van de evolutie van de Belgische en Europese wettelijke context. Daarnaast werd er ook bijkomende buitendienststellingen verondersteld op basis van een binnen ENTSO-E uitgevoerde analyse die tot de conclusie leidt dat een technische levensduur van maximaal 45 jaar realistisch is voor de bestaande eenheden.

Daarenboven is gebruik gemaakt van alle relevante informatie van distributeurs, rechtstreekse klanten en leveranciers om deze oefening te vervolledigen. Verder is gekeken naar de gevolgen op korte termijn van de economische en financiële crisis voor de vraag naar elektriciteit.

Ten slotte zijn de hypotheses van het huidige ontwikkelingsplan zoveel mogelijk afgestemd op het door ENTSO-E[62], de Europese vereniging van transmissienetbeheerders, op Europees niveau opgestelde tienjarige ontwikkelingsplan[63].

4.3 De evolutie van het finale elektriciteitsverbruik

Onzekerheid en keuze van twee scenario's uit de prospectieve studie elektriciteit

De onzekerheden met betrekking tot de evolutie van het eindverbruik van elektriciteit hebben momenteel een beperkte impact op het transmissienet voor elektriciteit voor de spanningsniveaus van 380 kV tot 150 kV.

Toch is het zeer waarschijnlijk dat er zich in de toekomst in de samenleving meerdere veranderingen zullen voltrekken waarvan de impact op de evolutie van de vraag moeilijk in te schatten is. De onzekerheid met betrekking tot het eindverbruik van elektriciteit

61 Op het moment van het neerleggen van de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 (meer bepaald op 15 september 2010) was het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie België nog niet beschikbaar. Dit plan werd pas in november 2010 op het Europese transparancy platform (http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm) geplaatst. In de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan werd daarom geopteerd om twee varianten betreffende hernieuwbare energie uit te werken. Er werd één variant beschouwd met een hoog aandeel biomassa (geïnstalleerd vermogen in 2020 grotendeels gebaseerd op de WP21-08 van het Federaal Planbureau, meer bepaald 2474 MW aan biomassa en 1240 MW aan onshore wind in 2020). Er werd een andere variant ontwikkeld die equivalent was in energie maar met een hoog aandeel onshore wind (meer bepaald 1027 MW aan biomassa en 3350 MW aan onshore wind). Het NAP HE – België geeft echter een geconsolideerd vooruitzicht voor gans België. Het NAP BE – HE is tevens de referentie voor België voor de Europese commissie. Daarom werd er in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 geopteerd om de geïnstalleerde vermogens van het NAP HE – BE als referentie te gebruiken.

62 European Network of Transmission System Operators for Electricity

63 Uit hoofde van Verordening nr. 714/2009 moet ENTSO-E een niet-bindend netontwikkelingsplan opstellen dat de gehele Gemeenschap dekt en dat een periode van tien jaar beslaat, samen met een overzicht van de aanpassing van de productie op Europees niveau. Dit plan wordt elke twee jaar herzien.

heeft voornamelijk te maken met de volgende vier elementen:

- de evolutie van de economische groei en het effect daarvan op de vraag naar elektriciteit;
- de impact van maatregelen die een betere beheersing van de vraag naar elektriciteit beogen, in het kader van de Europese doelstellingen inzake energie-efficiëntie, en de reactie van de verbruikers op deze maatregelen;
- de evolutie van de brandstofprijzen en de koolstofwaarde;
- de impact van substitutie-effecten op het elektriciteitsverbruik zoals het gebruik van elektrische auto's of warmtepompen.

In het kader van dit ontwikkelingsplan is getracht om deze onzekerheden op de lange termijn (vanaf 2015) correct in te schatten, door twee verschillende varianten van de vraag te definiëren, met name een hoge en een lage variant zoals hierboven vermeld. In het licht van de bovengenoemde onzekerheden dienen deze varianten sterk genoeg van elkaar af te wijken om een brede waaier van mogelijke evoluties van de vraag naar elektriciteit te dekken.

Deze twee varianten zijn voor de horizon na 2015 afgeleid van de prospectieve studie elektriciteit. In deze prospectieve studie elektriciteit werd rekening gehouden met drie grote bronnen van onzekerheden in verband met:

- de evolutie van de vraag naar elektriciteit;
- het energie- en klimaatbeleid na 2012 en de gevolgen daarvan op de prijzen van de emissiequota voor CO_2 en op de brandstofprijzen in het algemeen;
- de eventuele verlenging van de levensduur van de bestaande kerncentrales tot meer dan veertig jaar.

Volgens deze studie leidt de combinatie van deze onzekerheden tot twaalf scenario's voor de evolutie van de vraag naar elektriciteit. Figuur 4.2. hierna geeft een overzicht van de perspectieven voor de evolutie van de opgevraagde energie volgens deze twaalf scenario's.

Voor het uitwerken van de twee bovengenoemde varianten met betrekking tot de evolutie van de vraag zijn in het kader van dit ontwikkelingsplan twee van deze scenario's overgenomen.

Lage variant

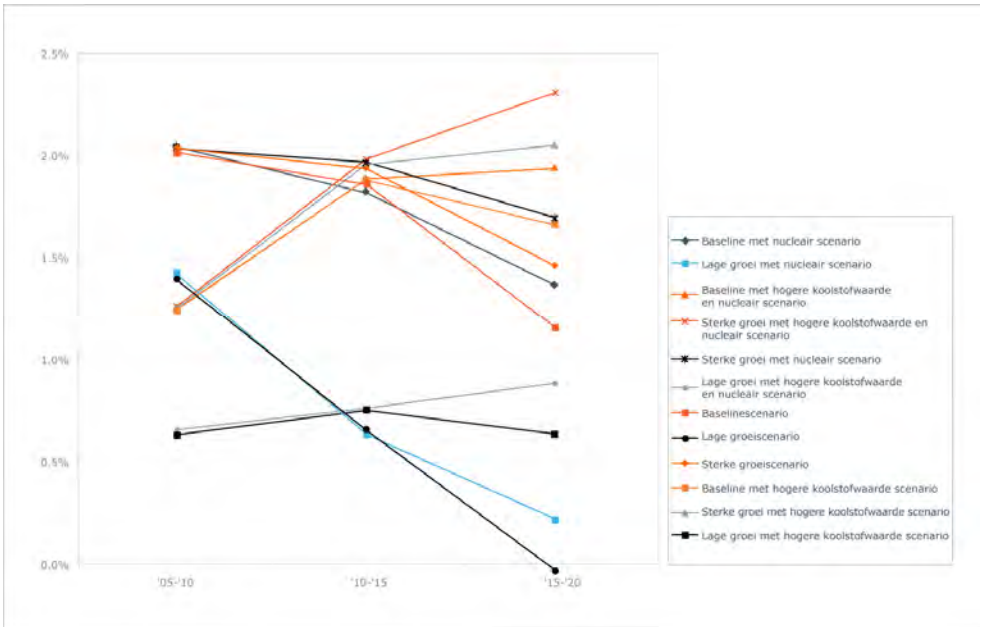
De «lage variant» komt voor de langetermijnhorizon (vanaf 2015) overeen met het scenario "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit. Aan de hand van deze variant kan een gematigde evolutie van de elektriciteitsvraag worden geïllustreerd, als gevolg van een bescheidener economische groei, in combinatie met een voluntaristisch beleid voor het beperken van de vraag naar elektriciteit.

Hoge variant

De «hoge variant» is voor de langetermijnhorizon (vanaf 2015) gebaseerd op scenario "Base_HiCV_NUC" en vertrekt van een meer uitgesproken groei van de vraag naar elektriciteit. Deze variant weerspiegelt enerzijds het verband tussen een stijging van de brandstofprijzen en een daling van de vraag naar energie en anderzijds de substitutie van energiekeuzes ten voordele van elektriciteit in het geval van hoge brandstofprijzen. Hierbij dient opgemerkt te worden dat dit scenario niet het hoogste groeipercentage heeft van al de scenario's die door de prospectieve studie elektriciteit worden voorgesteld: gezien de huidige economische context, die nog steeds wordt gekenmerkt door de

gevolgen van de economische en financiële crisis van 2008, lijkt een hoger groeipercentage eerder niet realistisch. Tot op heden is het opgevraagde energieniveau[64] van voor de economische en financiële crisis nog niet terug bereikt (zie figuur 4.7). Het gekozen scenario sluit wat betreft het aandeel aan hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie overigens het best aan bij de WP 21-08 van het Federaal Planbureau[65] waarin een simulatie wordt opgenomen van de invloed van het Europese energie- en klimaatpakket op het Belgische elektrische systeem. Dit scenario van de prospectieve studie elektriciteit benadert daarom bovenvermelde simulatie van het Federaal Planbureau, betreffende de verwezenlijking van de doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 13 % aan hernieuwbare energie te bereiken in het totale energieverbruik.

Figuur 4.2: overzicht van de evolutie van de groeipercentages van de opgevraagde energie voor twaalf scenario's uit de prospectieve studie elektriciteit.



Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017

4.3.1 Basishypotheses gehanteerd in de prospectieve studie elektriciteit – basis voor de lange termijn vooruitzichten (vanaf 2015

De prospectieve studie elektriciteit heeft de bovenvermelde gedetailleerde prognoses van de evolutie van de energievraag gebaseerd op een reeks hypotheses in verband met de macro- en socio-economische context van België voor de bestudeerde periode. Deze hypotheses worden beschreven in het volgende gedeelte, ter verduidelijking van de principes die de twee geselecteerde varianten voor de evolutie van het elektriciteitsverbruik op lange in het kader van het ontwikkelingsplan beïnvloeden.

4.3.1.1 Hypothese van economische groei in België

64 Het betreft de opgevraagde energie zowel op het transmissie- als het distributienet in België inclusief netverliezen.
65 "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", Federaal Planbureau, november 2008.

Hoge variant

De volgens de hoge variant verwachte economische groeiverwachtingen waarop de simulaties voor de periode 2005-2020 in het scenario "Base_HiCV_NUC" zijn gebaseerd, d.w.z. de hoge variant, bedragen gemiddeld ongeveer 2,1 % per jaar. Dit groeipercentage komt neer op de gemiddelde economische groei die werd genoteerd in de jaren voor het uitbreken van de economische en financiële crisis in 2008.

Omdat deze vooruitzichten inzake de economische groei werden opgesteld voor de financiële crisis van het najaar van 2008, houden zij geen rekening met de nadelige impact van de crisis op de economische activiteiten. Deze lacune wordt door Elia in overweging genomen in de nuances die het voor de korte en de middellange termijn heeft aangebracht in de langetermijnprognoses voor de vraag naar elektriciteit (cf. deel 4.3.2).

Voor het tweede gedeelte van de periode 2005-2020 wordt uitgegaan van een tragere economische groei dan in de eerste helft van dezelfde periode. Het gemiddelde jaarlijkse groeipercentage bedraagt respectievelijk 2,4 %, 2,2 % en 1,8 % voor de periodes 2005-2010, 2010-2015 en 2015-2020.

Onderstaande tabel 4.3 bevat een overzicht per sector van de hypotheses met betrekking tot de evolutie van het BBP, bij constante prijzen, tussen 2005 en 2020, in het scenario "Base_HiCV_NUC" van de prospectieve studie dat in het kader van dit ontwikkelingsplan in aanmerking is genomen voor de hoge variant van de evolutie van de elektriciteitsvraag op lange termijn.

Volgens deze prognoses zal het belang van de industrie in de Belgische economie verminderen ten voordele van de ontwikkeling van de tertiaire sector. Binnen de Belgische industrie zal de chemische sector de meest dynamische sector zijn, met name dankzij de activiteiten van sectoren met een hoge toegevoegde waarde en een lage energie-intensiteit (cosmetische en farmaceutische sector), die aan belang zullen winnen.

Tabel 4.3: evolutie van het BBP en van de toegevoegde waarde per sector bij constante prijzen (in euro van 2005) voor de periode 2005-2020, evolutie in percent per jaar (hoge variant).

Jaarlijkse groeivoet (%)

	'05-'10	'10-'15	'15-'20	'05-'20
BBP	**2,4%**	**2,2%**	**1,8%**	**2,1%**
Sectorale toegevoegde waarde	**2,2%**	**2,1%**	**1,8%**	**2,0%**
Industrie, waarvan	**1,7%**	**1,8%**	**1,5%**	**1,7%**
Ijzer en staal	0,4%	0,7%	0,5%	0,5%
Non-ferrometalen	0,3%	0,9%	0,8%	0,6%
Chemie	2,3%	2,2%	1,9%	2,1%
Niet-metaalhoudende minerale producten	2,0%	1,7%	1,3%	1,6%
Papier en drukkerijen	1,9%	1,8%	1,4%	1,7%
Voeding, drank en tabak	1,9%	1,7%	1,3%	1,6%
Metaalverwerking	1,7%	2,0%	1,6%	1,7%
Textiel, leer en kleding	-1,2%	-0,6%	-0,2%	-0,7%
Overige	2,5%	1,9%	1,6%	2,0%
Bouw	**1,5%**	**1,5%**	**1,4%**	**1,5%**
Tertiair en Landbouw	**2,5%**	**2,3%**	**2,0%**	**2,2%**
Energiesector	**0,4%**	**1,0%**	**0,8%**	**0,7%**

Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017

Volgens deze prognoses zal het belang van de industrie in de Belgische economie verminderen ten voordele van de ontwikkeling van de tertiaire sector. Binnen de Belgische industrie zal de chemische sector de meest dynamische sector zijn, dankzij de activiteiten van de sectoren met een hoge toegevoegde waarde en een lage energie-intensiteit (cosmetische en farmaceutische sector), die aan belang zullen winnen.

Lage variant

Wat de lage variant betreft, zijn de simulaties gebaseerd op de economische groeiverwachtingen van scenario "LoGRO_NUC". Die bedragen gemiddeld 1,9 % per jaar voor de periode 2005-2010. Zoals bij de hoge variant dateren deze prognoses van voor de economische en financiële crisis die eind 2008 is uitgebroken. Hier is dus geen rekening mee gehouden. Net als bij de hoge variant hebben wij deze lacune gecompenseerd in de nuances die voor de korte en middellange termijn zijn aangebracht in de langetermijnprognoses (cfr. deel 4.3.2).

Net als bij de hoge variant wordt bij de lage variant uitgegaan van een lager groeipercentage voor de tweede helft van de periode 2005-2020 dan voor het eerste deel van dezelfde periode. De verwachte gemiddelde jaarlijkse groei bedraagt respectievelijk 2,3 %, 1,9 % en 1,4 % voor 2005-2010, 2010-2015 en 2015-2020. De tabel hierna geeft een gedetailleerd overzicht van deze macro-economische hypotheses.

Tabel 4.4: evolutie van het BBP en van de toegevoegde waarde per sector bij constante prijzen (in euro van 2005) voor de periode 2005-2020 (lage variant).

Jaarlijkse groeivoet (%)

	'05-'10	'10-'15	'15-'20	'05-'20
BBP	**2,3%**	**1,9%**	**1,4%**	**1,9%**
Sectorale toegevoegde waarde				
Industrie, waarvan	**1,7%**	**1,5%**	**1,1%**	**1,4%**
Ijzer en staal	0,4%	0,5%	0,3%	0,4%
Non-ferrometalen	0,3%	0,6%	0,5%	0,5%
Chemie	2,2%	1,9%	1,6%	1,9%
Niet-metaalhoudende minerale producten	1,9%	1,4%	1,0%	1,5%
Papier en drukkerijen	1,9%	1,6%	1,2%	1,5%
Voeding, drank en tabak	1,9%	1,4%	0,9%	1,4%
Metaalverwerking	1,6%	1,6%	1,2%	1,5%
Textiel, leer en kleding	-1,2%	-0,7%	-0,3%	-0,7%
Overige	2,5%	1,6%	1,3%	1,8%
TW Tertiair	**2,4%**	**1,9%**	**1,5%**	**2,0%**

Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017

4.3.1.2 Demografische hypotheses

De in de prospectieve studie elektriciteit gekozen demografische hypotheses zijn identiek voor de scenario's "LoGRO_NUC" en "Base_HiCV_NUC" en dus ook voor de langetermijnvooruitzichten (vanaf 2015) van de hoge en de lage variant van het ontwikkelingsplan.

De daling van de gemiddelde grootte van de gezinnen[66] leidt, in combinatie met de demografische groei[67], tot een gemiddelde jaarlijkse groei van het aantal gezinnen met 0,8 % per jaar voor de periode 2005-2020. Volgens deze hypothese zullen er tussen 2005 en 2020 in België 550 000 nieuwe gezinnen worden gevormd.

4.3.1.3 Hypotheses met betrekking tot de prijs van energieproducten

Figuur 4.5 die hierna volgt, geeft de tendensen weer voor de internationale prijzen van de brandstoffen die in de prospectieve studie elektriciteit in overweging zijn genomen. Deze hypotheses gelden zowel voor scenario "Base_HiCV_NUC" als voor scenario "LoGRO_NUC", die aan de basis liggen van de langetermijnvooruitzichten (vanaf 2015) van de hoge en de lage verbruiksvariant in dit plan.

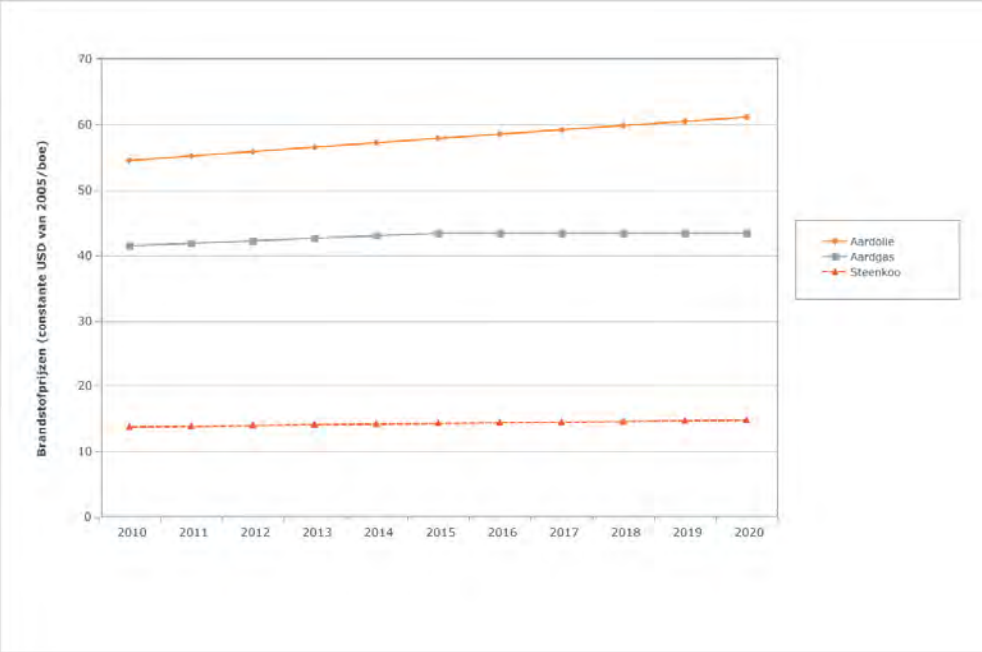
De prijzen van steenkool, aardgas en aardolie zullen vermoedelijk een lichte stijging kennen tussen 2010 en 2020. De prijs van aardolie zou 61,1 dollar[68] in waarde 2005 per vat bedragen in 2020, de prijs van steenkool 14,7 dollar per olievat-equivalent.

66 De gemiddelde gezinsgrootte wordt voor 2020 op 2,16 leden geraamd, terwijl dit cijfer in 2005 nog 2,35 leden bedroeg. Deze evolutie vertaalt een socioculturele werkelijkheid en houdt verband met de toename van het aantal niet-traditionele gezinsvormen (alleenstaanden, eenoudergezinnen, gescheiden ouders, …).

67 België zal in 2020 naar schatting 10,79 miljoen inwoners tellen, tegenover 10,446 miljoen in 2005.

68 De prijsvoorspellingen die in de prospectieve studie elektriciteit 2010-2017 worden gebruikt, zijn gebaseerd op de tendensen op lange termijn die geen rekening houden met volatiliteitseffecten.

Figuur 4.5: internationale brandstofprijzen (in USD van 2005/olievat-equivalent).



Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017

4.3.1.4 Milieubeleid

De beleidsmaatregelen die in de toekomst zullen worden genomen om te voldoen aan de doelstellingen die in het kader van de strijd tegen de klimaatverandering zijn vastgelegd, worden in de prospectieve studie elektriciteit geëvalueerd met behulp van het begrip "koolstofwaarde"[69]. Deze waarde is hoger in het scenario "Base_HiCV_NUC" (hoge variant) dan in het scenario "LoGRO_NUC" (lage variant). Scenario "Base_HiCV_NUC" (hoge variant) is immers een simulatie van het energiesysteem dat wordt gekenmerkt door een versterking van het milieubeleid via hogere prijzen voor de uitgestoten koolstof.

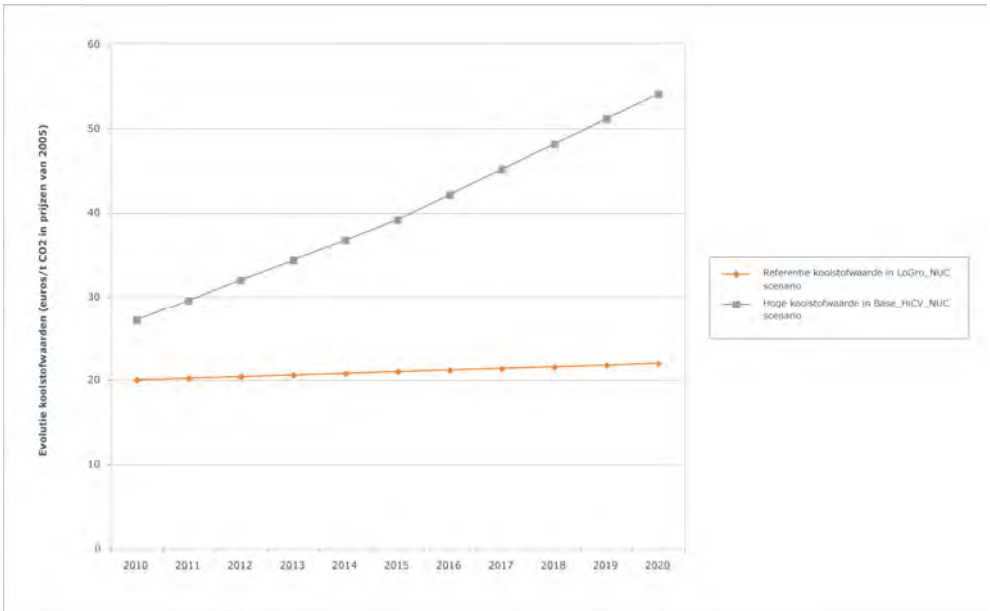
4.3.1.5 Energie-efficiëntie

De groeivoet van het verbruik in scenario "Base_HiCV_NUC", dat in het kader van dit plan als referentie voor de langetermijnvooruitzichten (vanaf 2015) van de hoge verbruiksvariant wordt gebruikt, gaat ervan uit dat er geen enkele bijkomende inspanning zal worden geleverd op het gebied van energie-efficiëntie, afgezien van de koolstofwaarde die in het model in overweging wordt genomen.

De groeivoet van het verbruik in scenario "LoGRO_NUC" van de prospectieve studie, dat aan de basis ligt van de langetermijnvooruitzichten (vanaf 2015) van de lage verbruiksvariant van dit plan, berust daarentegen op de hypothese dat een beleid zal worden gevoerd dat nauw aansluit bij de Europese doelstelling om de energie-efficiëntie met 20 % te verbeteren en dat ook andere maatregelen omvat behalve het in aanmerking nemen van de koolstofwaarde.

69 De geschatte koolstofwaarden zijn identiek voor de ETS- en niet-ETS-sectoren in het kader van de scenario's "Higher Carbon Value" uit de prospectieve studie (uitsluitend in de ETS-sectoren voor de andere type scenario's). De ETS-sectoren maken deel uit van een Europees gemeenschappelijk systeem voor de handel in CO2-emissierechten.

Figuur 4.6 : evolutie van de koolstofprijzen (in euro / ton CO_2, in euro van 2005).



Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017

4.3.2 Jaarlijkse vooruitzichten in verband met het elektriciteitsverbruik, integratie van overwegingen op korte en op middellange termijn en sectorale structuur

Op lange termijn (vanaf 2015)

Voor het uitwerken van twee varianten met betrekking tot de evolutie van de vraag zijn in het kader van dit ontwikkelingsplan twee scenario's uit de prospectieve studie elektriciteit overgenomen:

- De «lage variant» komt overeen met het scenario "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit. Aan de hand van deze variant kan een gematigde evolutie van de elektriciteitsvraag worden geïllustreerd, als gevolg van een bescheidener economische groei, in combinatie met een voluntaristisch beleid voor het terugdringen van de vraag naar elektriciteit.
- De «hoge variant» is gebaseerd op het scenario "Base_HiCV_NUC" en vertrekt van een meer uitgesproken groei van de vraag naar elektriciteit. Deze variant simuleert enerzijds het verband tussen een stijging van de brandstofprijzen en een daling van de vraag naar energie en anderzijds de substitutie-effecten van de energiekeuze ten voordele van elektriciteit in het geval van hoge brandstofprijzen.

De hoge variant zal worden beschouwd als de referentievariant van dit plan in termen van verbruik. Een van de taken van de transmissienetbeheerder bestaat er immers in het net zodanig te ontwikkelen dat het over een adequate capaciteit beschikt om te kunnen voldoen aan de huidige en toekomstige behoeften van de netgebruikers. Het is daarom gerechtvaardigd om in de eerste plaats voor een hoge variant te kiezen om alle noodzakelijke ontwikkelingen van het net te identificeren. De lage variant laat op zijn beurt toe om een sensibiliteitsanalyse uit te voeren, in functie van de groei die werkelijk zal worden waargenomen en van de termijnen waarbinnen deze ontwikkelingen zouden moeten worden gerealiseerd.

De evolutie van de elektriciteitsvraag in de verschillende scenario's van de prospectieve studie elektriciteit is tot stand gekomen met behulp van het model "Primes". Dit model, dat is ontworpen om het energiesysteem op lange termijn te simuleren, is minder geschikt om inzicht te verwerven in de evoluties op korte en middellange termijn.

Bovendien heeft de economische en financiële crisis die zich eind 2008 heeft voorgedaan, dus na het opstellen van de prognoses van de prospectieve studie, tot een terugval van de elektriciteitsvraag geleid. Elia moet dus voor de korte en de middellange termijn nuances aanbrengen in de langetermijnprognoses die door het model "Primes" zijn gemaakt, om rekening te houden met de meest recente ontwikkelingen op het gebied van de economische groei en/of de evolutie van de vraag naar elektriciteit.

Overeenkomstig deze benadering wordt bij de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit getracht om tendensen op korte en middellange termijn, zoals de huidige economische crisis, te verzoenen met overwegingen op lange termijn. In dit verband hebben de tendensen op korte en middellange termijn vooral een impact op de planning in de tijd van de infrastructuurprojecten, terwijl de ontwikkelingen op lange termijn in de eerste plaats gevolgen hebben voor de beslissing om al dan niet te investeren.

Op korte termijn en middellange termijn

De hoge en de lage variant van dit ontwikkelingsplan gaan uit van dezelfde evolutie van het verbruik op korte termijn, namelijk van groeipercentages voor de vraag naar elektriciteit[70] van -1,16 % in 2011, 0,09% in 2012, 0,45% in 2013 en 0,63% in 2014. Deze prognoses zijn gebaseerd op de langetermijnvooruitzichten van IHS CERA die rekening houden met de economische en politieke ontwikkelingen t.e.m. eind maart 2011[71].

Gemiddelde voor de horizon van het ontwikkelingsplan

Uitgaande van deze methodologie en rekening houdend met de verschillende gekozen hypotheses, zal de opgevraagde elektrische energie in België gemiddeld met 1,1 % per jaar toenemen tussen 2011 en 2020 voor de hoge verbruiksvariant van dit ontwikkelingsplan, tot 99 TWh aan het einde van de bovengenoemde periode. Voor de lage verbruiksvariant ligt het gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van de opgevraagde elektrische energie lager: het bedraagt 0,2 % tussen 2011 en 2020, waardoor de opgevraagde elektrische energie in 2020 slechts 90 TWh zal bedragen.

In beide gevallen zijn de verwachte groeipercentages van de opgevraagde elektrische energie lager dan het gemiddelde groeipercentage dat tussen 1990 en 2005 is vastgesteld (2,3 %). Bovendien blijft de toename van het elektriciteitsverbruik lager dan de groei van de economische activiteit van het land, met als belangrijke redenen:

- een geleidelijke verzadiging van het aantal elektrische uitrustingen in combinatie met een verbetering van hun energierendement;
- een sterkere ontwikkeling van de tertiaire sector dan van de industriële sector, die meer energie gebruikt.

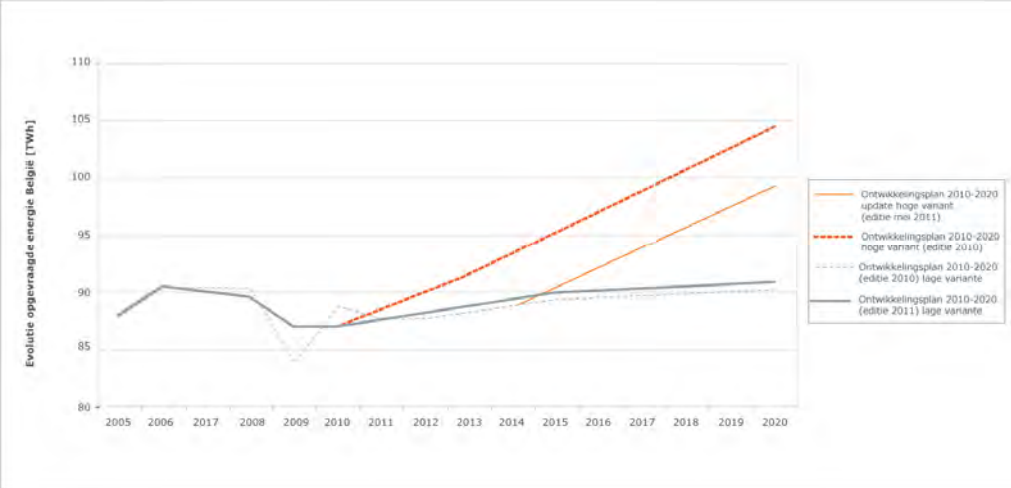
De onderstaande figuur 4.7 toont de voorziene evolutie van de opgevraagde elektrische

70 Deze groeipercentages worden toegepast op de opgevraagde energie voor België (TNB evenals DNB-niveau) inclusief netverliezen.

71 IHS Cambridge Energy Research Associates (IHS CERA) is een internationaal onafhankelijk adviesbureau voor ondernemingen uit de energiesector, overheden en financiële instellingen die actief zijn in de elektriciteitssector. IHS CERA levert ondermeer op regelmatige tijdstippen evolutievooruitzichten van het elektriciteitsverbruik. Gebruikte referentie " European Energy Outlook" van 22 april 2011.

energie in België in de hoge en de lage verbruiksvariant van het huidige plan en vergelijkt deze informatie met de scenario's[72] die op dit gebied in het kader van de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 waren opgenomen.

Figuur 4.7: evolutie van de opgevraagde elektrische energie in België tussen 2005 en 2020 (hoge en lage variant – TWh).



Bronnen:
Voor de korte termijn en middellange termijn (2011-2014): IHS CERA, "European Energy Outlook" van 22 april 2011.
Voor de lange termijn: resultaten van de FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017.

Sectorale structuur

De structuren van het elektriciteitsverbruik in België[73] per activiteitensector of sectorale structuur zijn voor de hoge en de lage verbruiksvariant gebaseerd op de onderverdeling in de prospectieve studie elektriciteit voor de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC".

Volgens dezelfde bron, zou de sectorale structuur in elke variant stabiel blijven gedurende de periode 2005-2020. Beide structuren worden gekenmerkt door een overwicht van de industrie en een niet verwaarloosbaar aandeel van het huishoudelijke verbruik, dat de tweede plaats inneemt wat de bijdrage aan het totale verbruik van het land betreft.

In de hierna volgende delen worden de vooruitzichten met betrekking tot het elektriciteitsverbruik geschetst voor de hoge en de lage verbruiksvariant van het huidige plan en wel vanuit twee invalshoeken:

- de sectorale structuur van het eindverbruik van elektriciteit tegen 2020;
- het gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van het sectorale elektriciteitsverbruik tussen 2005 en 2020.

72 De in figuur 4.7 weergegeven gegevens weerspiegelen de waarden die beschikbaar zijn op het ogenblik waarop de update van de hypotheses zijn uitgewerkt (april 2011), d.w.z. nog voorlopige gegevens voor 2010.
73 Het elektriciteitsverbruik is gelijk aan de vraag naar elektriciteit, met inbegrip van de vraag van de raffinaderijen.

4.3.2.1 De sectorale structuur van het elektriciteitsverbruik

De sectorale structuren van het elektriciteitsverbruik dat in de hoge en de lage variant wordt geprojecteerd, lopen nagenoeg gelijk. Volgens de prospectieve studie elektriciteit zijn dit de meest opvallende tendensen die zich tussen 2005 en 2020 zullen aftekenen:

- de industrie zal in 2020 nog altijd het leeuwendeel van het elektriciteitsverbruik voor haar rekening nemen (45 % in de hoge variant, 49 % in de lage variant). Binnen deze sector zullen de chemische industrie en, in mindere mate, de ijzer- en staalindustrie het grootste gedeelte van de elektriciteitsvolumes verbruiken, aangezien deze bedrijfstakken goed zijn voor respectievelijk 18 % en 7 % van het Belgische verbruik in 2020 in de hoge variant en voor 20 % et 7 % in de lage variant;
- het elektriciteitsverbruik van de gezinnen zal eveneens hoog blijven: de huishoudelijke verbruikers zullen in de hoge variant 36 % van het totale elektriciteitsverbruik in België vertegenwoordigen, tegenover 27 % in de lage variant;
- ten slotte en ondanks de verwachte forse toename van de activiteiten van deze sector in de periode 2005-2020, zal het elektriciteitsverbruik van de dienstensector gematigd blijven in vergelijking met dat van de industriële of huishoudelijke sectoren. De tertiaire sector zal hooguit 14 % (hoge variant) of 18 % (lage variant) van het totale elektriciteitsverbruik in België voor zijn rekening nemen.

De tabellen 4.8 en 4.9 hierna geven meer details over de geprojecteerde evolutie van het elektriciteitsverbruik per sector (in GWh) tussen 2005 en 2020, respectievelijk voor de hoge en de lage variant van dit ontwikkelingsplan.

Tabel 4.8: eindverbruik van elektriciteit (GWh) 2005-2020, hoge variant.

Elektriciteitsverbruik in GWh

	2005	2010	2015	2020
Sectorale structuur				
Industrie	**39416**	**42940**	**45015**	**47712**
Ijzer en staal	5996	5714	6488	7589
Non-ferrometalen	1729	1558	1450	1442
Chemie	13765	16807	18153	19205
Niet-metaalhoudende minerale producten	2325	2439	2490	2568
Papier en drukkerijen	2710	2962	3119	3328
Voeding, drank en tabak	3990	4350	4471	4610
Metaalverwerking	3162	3388	3433	3510
Textiel, leer en kleding	1231	1116	1000	938
Overige	4509	4605	4412	4522
Gezinnen	**26002**	**27424**	**32399**	**38408**
Tertiaire sector	**13075**	**13450**	**14825**	**15331**
Transport	**1675**	**1853**	**1942**	**2207**
Energiesector				
Raffinaderijen	3452	3402	3345	3300
Totaal Verbruik	**83619**	**89068**	**97526**	**106959**

Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit2008-2017

Tabel 4.9: eindverbruik van elektriciteit (GWh) 2005-2020, lage variant.

Elektriciteitsverbruik in GWh

	2005	2010	2015	2020
Sectorale structuur				
Industrie	**39416**	**42986**	**45208**	**46236**
Ijzer en staal	5996	5653	6302	6623
Non-ferrometalen	1729	1577	1451	1348
Chemie	13765	16852	18318	19102
Niet-metaalhoudende minerale producten	2325	2459	2476	2468
Papier en drukkerijen	2710	2973	3123	3192
Voeding, drank en tabak	3990	4376	4515	4523
Metaalverwerking	3162	3330	3413	3440
Textiel, leer en kleding	1231	1128	1037	965
Overige	4509	4639	4572	4573
Gezinnen	**26002**	**26879**	**26259**	**25448**
Tertiaire sector	**13075**	**14815**	**16057**	**16635**
Transport	**1675**	**1799**	**1803**	**1802**
Energiesector				
Raffinaderijen	3452	3445	3427	3418
Totaal Verbruik	**83619**	**89924**	**92753**	**93539**

Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit2008-2017

4.3.2.2 Sectorale groeipercentages tussen 2005 en 2020

Het gemiddelde groeipercentage van het Belgische elektriciteitsverbruik gedurende de periode 2005-2020 zou volgens "Base_HiCV_NUC" (input voor de hoge variant) 1,7 % en volgens "LoGRO_NUC" (input voor de lage variant) 0,8 % bedragen. Globaal gezien dragen alle economische sectoren bij tot de daling van de groei van het elektriciteitsverbruik, zoals in de lage variant wordt gesimuleerd, met uitzondering van de tertiaire, de textiel- en de kledingsector, de raffinaderijen en de "overige industrieën", die in de lage variant net een toename van hun verbruik laten optekenen. Tabel 4.10 geeft een overzicht van de gemiddelde jaarlijkse groeipercentages van het elektriciteitsverbruik per activiteitensector gedurende de periodes 2005-2010 en 2010-2020 voor de twee verbruiksvarianten die in dit ontwikkelingsplan in aanmerking zijn genomen.

Tabel 4.10: jaarlijkse groeivoet van het elektriciteitsverbruik per sector (periodes 2005-2010 en 2010-2020).

Jaarlijkse groeipercentages van het elektriciteitsverbruik per sector

	2005-2020		2010-2020	
Sectorale structuur	**Hoge variant**	**Lage variant**	**Hoge variant**	**Lage variant**
Industrie	**1,3 %**	**1,1 %**	**1,1 %**	**0,7 %**
Ijzer en staal	1,6%	0,7%	2,9%	1,6%
Non-ferrometalen	-1,2%	-1,6%	-0,8%	-1,6%
Chemie	2,2%	2,2%	1,3%	1,3%
Niet-metaalhoudende minerale producten	0,7%	0,4%	0,5%	0,0%
Papier en drukkerijen	1,4%	1,1%	1,2%	0,7%
Voeding, drank en tabak	1,0%	0,8%	0,6%	0,3%
Metaalverwerking	0,7%	0,6%	0,4%	0,3%
Textiel, leer en kleding	-1,8%	-1,6%	-1,7%	-1,5%
Overige	0,0%	0,1%	-0,2%	-0,1%
Gezinnen	**2,6 %**	**-0,1 %**	**3,4 %**	**-0,5 %**
Tertiaire sector	**1,1 %**	**1,6 %**	**1,3 %**	**1,2 %**
Transport	**1,9 %**	**0,5 %**	**1,8 %**	**0,0 %**
Energiesector				
Raffinaderijen	-0,3%	-0,1%	-0,3%	-0,1%
Totaal Verbruik	**1,7 %**	**0,8 %**	**1,8 %**	**0,4 %**

Bron: FOD Energie/Federaal Planbureau, Prospectieve studie elektriciteit2008-2017

4.4 De evolutie van de decentrale productie

De aansluiting van decentrale productie-eenheden, al dan niet op basis van hernieuwbare energiebronnen, kan de nood creëren om het transmissienet te versterken. De noodzaak om de capaciteit van het net te verhogen, is in de eerste plaats afhankelijk van de controlemogelijkheden over deze productie-eenheden, hun omvang, hun lokalisatie, hun variabel karakter en het spanningsniveau waarop ze worden aangesloten.

In de volgende delen worden de hypotheses met betrekking tot de evolutie van de decentrale elektriciteitsproductie beschreven. Eerst wordt er een analyse uitgevoerd van de verwachte evolutie van hernieuwbare energiebronnen (HEB) in de Belgische energiemix. Daarna wordt in een tweede luik ingegaan op de verwachte evolutie van

warmtekrachtkoppeling die op niet-hernieuwbare energiebronnen (niet-HEB) is gebaseerd.

4.4.1 De evolutie van het aandeel van hernieuwbare energiebronnen (HEB)

De prospectieve studie elektriciteit 2008-2017 houdt geen rekening met de doelstellingen inzake het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het energieverbruik, die door de Europese Unie in het kader van haar energie- en klimaatbeleid worden opgelegd. De in de studie opgenomen scenario's komen uit op een aandeel aan hernieuwbare energiebronnen dat steeds lager is dan 9 %. Dit percentage blijft dus ver onder de voor België vooropgestelde doelstelling van 13 %.

Hoewel de EU-lidstaten gebruik kunnen maken van flexibiliteitsmechanismen die hen in staat stellen om hun doelstelling niet op hun eigen grondgebied te realiseren, zou het onvoorzichtig zijn om geen rekening te houden met een scenario waarin specifiek wordt aangenomen dat de doelstelling van 13 % op Belgisch grondgebied wel wordt bereikt, om de investeringen in het net die vanuit dit perspectief moeten worden uitgevoerd correct te kunnen inschatten.

De gebruikte referentie voor de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan hernieuwbare energiebronnen zijn de resultaten van het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie België (NAP HE – België) opgesteld door de Federale Overheidsdienst Energie in het kader van de Europese richtlijn 2009/28/EG[74].

Er zijn andere vooruitzichten betreffende de evolutie van de hernieuwbare energiebronnen beschikbaar maar er werd beslist om het NAP HE - België als referentie te gebruiken daar dit geconsolideerde vooruitzichten geeft voor geheel België. Een vergelijking met de beschikbare regionale vooruitzichten[75] maakt wel duidelijk dat deze een hoger geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen (ongeveer 1300 MW extra in 2020) en onshore windturbines (ongeveer 300 MW extra in 2020) verwachten maar een lager geïnstalleerd vermogen aan biomassa-eenheden (ongeveer 900 MW minder in 2020). De CREG hanteert in haar studie 1074 tevens een lagere indienstname van biomassa dan wat voorzien is in NAP HE – België. Hiervoor baseert ze zich ook op de regionale

74 Op het moment van het neerleggen van de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 (meer bepaald op 15 september 2010) was het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie België nog niet beschikbaar. Dit plan werd pas in november 2010 op het Europese transparancy platform (http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm) geplaatst. In de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan werd daarom geopteerd om twee varianten betreffende hernieuwbare energie uit te werken. Er werd één variant beschouwd met een hoog aandeel biomassa (geïnstalleerd vermogen in 2020 grotendeels gebaseerd op de WP21-08 van het Federaal Planbureau, meer bepaald 2474 MW aan biomassa en 1240 MW aan onshore wind in 2020). Er werd een andere variant ontwikkeld die equivalent was in energie maar met een hoog aandeel onshore wind (meer bepaald 1027 MW aan biomassa en 3350 MW aan onshore wind). Het NAP HE – België geeft echter een geconsolideerd vooruitzicht voor gans België. Het NAP BE – HE is tevens de referentie voor België voor de Europese commissie. Daarom werd er in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 geopteerd om de geïnstalleerde vermogens van het NAP HE – BE als referentie te gebruiken.

75 De gebruikte informatie voor de regionale vooruitzichten zijn de volgende:
Vlaanderen: voor alle HEB behalve zonnepanelen – het PRO scenario uit "Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020", VITO (K. Briffaerts, E. Cornelis, T. Dauwe, N. Devriendt, R. Guisson, W. Nijs & S. Vanassche), september 2009; voor zonnepanelen het BAU scenario uit "Tussentijds intern rapport: onthaalcapaciteit Clusterzones", VITO (L. Poelmans, P. Lodewijks & G. Engelen), juni 2011
Wallonië: voor alle HEB – scenario PMDE/CWAPE 2011 – presentatie "études relatives au dévelopment de réseaux électriques durables" – REDI – 22 februari 2011.
Brussel: voor de energie op basis van WKK's evenals de verdeling tussen gas en HEB werd gebruik gemaakt van de "Studie voor de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011 – 2020", CREG, juni 2011. Voor de omzetting naar geïnstalleerd vermogen werd gebruik gemaakt van de draaiuren voor biomassa weerhouden in het scenario PMDE/CWAPE 2011.

vooruitzichten. Figuur 4.11 geeft een overzicht van verschillende vooruitzichten betreffende hernieuwbare energiebronnen.

Figuur 4.11: Vooruitzichten betreffende geïnstalleerd vermogen aan hernieuwbare energiebronnen volgens verschillende studies.

		Ontwikkelingsplan (editie 2011)	NAP HE – België – FOD Energie	CREG-studie 1074	Reginale vooruitzichten (inschatting voor Brussel)
		Geïnstalleerde capaciteit in 2020 (MW)	Geïnstalleerde capaciteit in 2020 (MW)	Geïnstalleerde capaciteit in 2020 (MW)	Geïnstalleerde capaciteit in 2020 (MW)
Waterloopcentrales		140	140	139	129
Zonnepanelen		1340	1340	1340	2671
Windmolens	**Onshore**	2320		2063	2592
	Offshore	2160	4320	2118	
Biomassa		2452	2452	1680	1622

Bron:

1. Nationaal actieplan voor Hernieuwbare energie van België, Federale Overheidsdienst Energie, november 2010 (http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)
2. "Studie over de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011- 2020", CREG, juni 2011 – www.creg.info/pdf/Studies/F1074NL.pdf
3. Regionale vooruitzichten:

Vlaanderen: voor alle HEB behalve zonnepanelen – het PRO scenario uit "Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020", VITO (K. Briffaerts, E. Cornelis, T. Dauwe, N. Devriendt, R. Guisson, W. Nijs & S. Vanassche), september 2009 ; voor zonnepanelen het BAU scenario uit "Tussentijds intern rapport : onthaalcapaciteit Clusterzones", VITO (L. Poelmans, P. Lodewijks & G. Engelen), juni 2011

Wallonië: voor alle HEB – scenario PMDE/CWAPE 2011 – presentatie "études relatives au dévelopment de réseaux électriques durables" – REDI – 22 februari 2011.

Brussel: voor de energie op basis van WKK's evenals de verdeling tussen gas en HEB werd gebruik gemaakt van de "Studie voor de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011 – 2020", CREG, juni 2011. Voor de omzetting naar geïnstalleerd vermogen werd gebruik gemaakt van de draaiuren voor biomassa weerhouden in het scenario PMDE/CWAPE 2011.

Een analyse van de energievooruitzichten wijst uit dat de regionale vooruitzichten een hoger output van wind (1,7 TWh op basis van de regionale draaiuren) en zonnepanelen (1,2 TWh) en een lagere output van biomassa (-3,5 TWh) voorzien dan het NAP HE - België. Het NAP HE – België en de regionale vooruitzichten zijn verschillend betreffende de verwachte evolutie van de verschillende HEB-vormen maar in energie verschillen ze maar 0,6 TWh. Figuur 4.12 geeft een overzicht van de energievooruitzichten in het NAP HE – België en in de beschouwde regionale vooruitzichten.

Figuur 4.12: Vooruitzichten betreffende de energie op basis van hernieuwbare energiebronnen in 2020.

		NAP HE – België – FOD Energie	Regionale vooruitzichten (schatting voor Brussel)
		Energie in 2020 (GWh)	Energie in 2020 (GWh)
Waterloopcentrales		440	444
Zonnepanelen		1139	2301
Windmolens	**Onshore**		5155
	Offshore	10474	7000
Biomassa		11039	7581
Totaal		**23092**	**22481**

Bron:

1.Nationaal actieplan voor Hernieuwbare energie van België, Federale Overheidsdienst Energie, november 2010 (http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

2. Regionale vooruitzichten:

Vlaanderen: voor alle HEB behalve zonnepanelen – het PRO scenario uit "Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020", VITO (K. Briffaerts, E. Cornelis, T. Dauwe, N. Devriendt, R. Guisson, W. Nijs & S. Vanassche), september 2009; voor zonnepanelen het BAU scenario uit "Tussentijds intern rapport: onthaalcapaciteit Clusterzones", VITO (L. Poelmans, P. Lodewijks & G. Engelen), juni 2011

Wallonië: voor alle HEB – scenario PMDE/CWAPE 2011 – presentatie "études relatives au dévelopment de réseaux électriques durables" – REDI – 22 februari 2011.

Brussel: voor de energie op basis van WKK's evenals de verdeling tussen gas en HEB werd gebruik gemaakt van de "Studie voor de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011 – 2020", CREG, juni 2011. . Pour la transposition en puissance installée, on a utilisé le nombre d'heures de service pour la biomasse retenu dans le scénario PMDE/CWAPE 2011.

Wanneer een investeringsbehoefte vastgesteld wordt zal echter ook getest worden of de voorgestelde netontwikkeling ook in overeenstemming is met de regionale vooruitzichten op het vlak van hernieuwbare energie. De regionale vooruitzichten voorzien ongeveer 1500 MW extra intermitterende capaciteit (zon- en windenergie). Deze meer variabele manier van elektriciteitsproductie stelt extra uitdagingen voor de ontwikkeling van het net.

Met het oog op de ontwikkeling van het net wordt in dit plan als referentie het geïnstalleerd vermogen in 2020 van hernieuwbare energiebronnen zoals vermeld in het NAP HE – België gebruikt voor alle hernieuwbare energiebronnen met uitzondering van de offshore productiecapaciteit voor windenergie[76].

Tot slot wordt bij de evolutie van hernieuwbare energiebronnen die in dit ontwikkelingsplan in aanmerking zijn genomen, rekening gehouden met de meest recente gegevens die beschikbaar waren op het ogenblik van het formuleren van de hypotheses (april 2011):

- Het NAP HE - België met betrekking tot het totaal geïnstalleerd vermogen aan onshore windturbines, waterloopcentrales, zonnepanelen en biomassa in 2020;

76 De verdeling tussen offshore en onshore productiecapaciteit voor windenergie wordt in het NAP HE – BE niet expliciet vermeld. Na consultatie van Federale Overheidsdienst Energie werd de gebruikte opdeling in het NAP HE – BE verkregen. Er werd beslist om af te wijken van de offshore capaciteit voorzien in het NAP HE –BE, meer bepaald 2000 MW in 2020, omdat de huidige toegekende domeinconcessies samen met een inschatting van het potentieel van de nog te bevestigen domeinconcessies tot een hogere waarde leiden, meer bepaald 2160 MW.

- De opvolging van de domeinconcessies voor de vijf al toegewezen domeinconcessies en een inschatting van het potentieel voor de 6de en 7de domeinconcessies. Het geïnstalleerd vermogen waarmee wordt rekening gehouden is 2160 MW in 2020. De evolutie van offshore windturbines is ook gebaseerd op projectinformatie;
- Het geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen bedroeg 766 MW in 2010, terwijl er in NAP HE – België voor 2010 slechts een waarde van 350 MW is opgenomen. De evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen tussen 2010 en 2020 is daarom gebaseerd op een lineaire verdeling over de tussenliggende jaren van het verschil tussen het huidig geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen van 766 MW en het geïnstalleerd vermogen voorzien in het NAP HE – België voor 2020 (1340 MW) of een jaarlijkse aangroei van ongeveer 57 MW;
- Het geïnstalleerd vermogen aan onshore windturbines bedroeg 693 MW in 2010, terwijl er in NAP HE – België voor 2010 slechts een waarde van 538 MW is opgenomen (uitgaande van de hypothese dat in de waarde van 733,2 MW vermeld in het NAP HE – België, 195 MW aan offshore windturbines inbegrepen is). De evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan onshore windturbines tussen 2010 en 2020 is daarom gebaseerd op een lineaire verdeling over de tussenliggende jaren van het verschil tussen het huidig geïnstalleerd vermogen aan onshore windturbines van 693 MW en het geïnstalleerd vermogen voorzien in het NAP HE – België voor 2020 (2320 MW) of een aangroei van ongeveer 163 MW per jaar;
- De evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan waterloopcentrales is gebaseerd op het NAP HE – België;
- De evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan biomassa is vanaf 2013 gebaseerd op het NAP HE – België[77].
- De opvolging van projecten (op basis van aankondigingen van de distributienetbeheerders en in de pers) en aansluitingsaanvragen die toelaten om een opsplitsing te maken van het geïnstalleerd vermogen in afzonderlijke eenheden als ook een potentiële locatie te bepalen.

De volgende delen bevatten een vergelijking per type hernieuwbare energiebronnen voor:
- de weerhouden hypothesen betreffende hernieuwbare energiebronnen die gebaseerd is op het NAP HE – België in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020.
- de twee varianten betreffende hernieuwbare energiebronnen die in de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 werden opgenomen (een variant met de nadruk op biomassa, een variant met de nadruk op onshore windenergie) daar bij de opmaak van de voorlopige versie het NAP HE – België nog niet beschikbaar was;
- de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit die overeenkomen met de hoge en de lage verbruiksvariant van dit plan; en
- de waarde voor 2020 vermeld in het scenario "Target 20/20" van de *working paper* 21-08 van het Federaal Planbureau[78].

77 De door Elia als biomassa- en afvalverstokende geïdentificeerde eenheden in 2010 leiden tot een andere totaal geïnstalleerde capaciteit dan deze die vermeld wordt in NAP HE – België. Om te komen tot een stijgende tendens van het geïnstalleerd vermogen over de volledige horizon 2011-2020 is er daarom beslist om een lineaire aangroei te veronderstellen tussen de biomassacapaciteit op DNB niveau tussen 2010 en 2013.

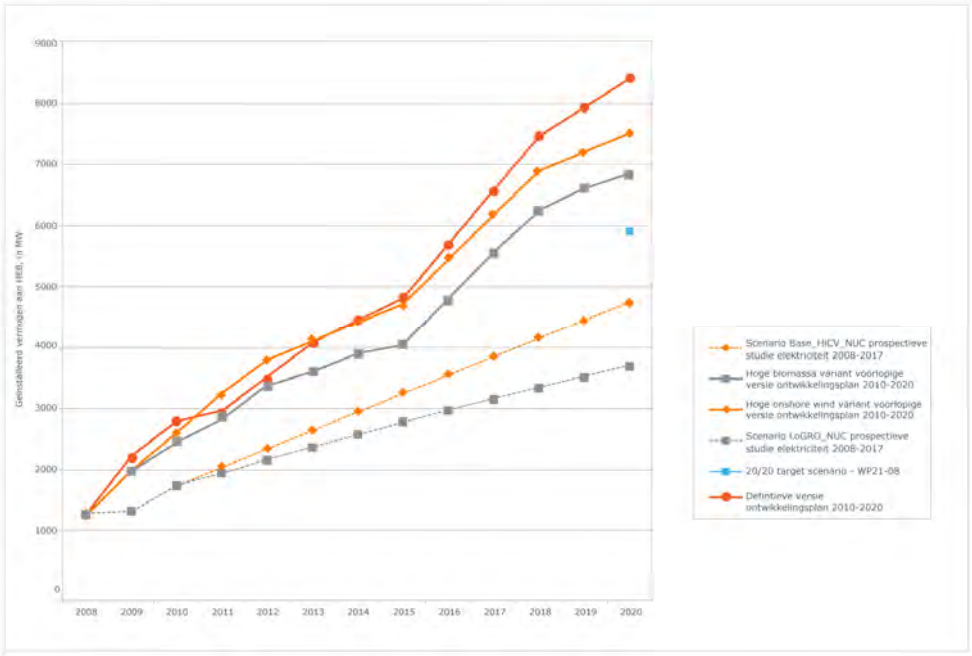
78 In deze working paper worden slechts 2 van de 3 Europese doelstellingen gesimuleerd, meer bepaald een aandeel aan hernieuwbare energie van 20% in het totale energieverbruik van de Europese Unie en een daling van de uitstoot van broeikasgassen van de EU-landen met 20% in vergelijking met 1990.
Het scenario "target 20/20" van dit working paper komt uit op een aandeel van 12,3 % aan hernieuwbare energiebronnen in de bruto-eindvraag naar energie in België. Men gaat ervan uit dat het ontbrekende verschil van 0,7 % om aan de door de Unie gedefinieerde doelstelling te voldoen, dankzij flexibiliteitsmechanismen kan worden bereikt.
Deze studie wijkt niet alleen af van de prospectieve studie elektriciteit omdat ze ervan uitgaat dat de 20-20-doelstellingen van de Unie kunnen worden bereikt. Andere verschillen betreffen de prognoses voor de ijzer- en staalindustrie, de uitwisselingen van elektriciteit tussen België en zijn omringende landen en de prognose betreffende de koolstofwaarde78. Anderzijds wordt in de working paper 21-08 van het Federaal Planbureau aangenomen dat de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie zal worden toegepast.

4.4.2 Hypotheses met betrekking tot hernieuwbare energiebronnen (HEB)

De onderstaande figuur vergelijkt de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan hernieuwbare energiebronnen in:

- de beschouwde evolutie betreffende hernieuwbare energiebronnen die gebaseerd is op het NAP HE – België in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020.
- de twee varianten die in het kader van de voorlopige versie van dit ontwikkelingsplan zijn gedefinieerd, namelijk een variant met de nadruk op biomassa versus een variant met de nadruk op onshore windenergie;
- de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit die overeenkomen met de hoge en de lage verbruiksvariant van dit plan; en
- de waarde voor 2020 vermeld in het scenario "Target 20/20" van de *working paper* 21-08 van het Federaal Planbureau.

Figuur 4.13: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan HEB in vergelijking met 2008.



4.4.2.1 Hypotheses met betrekking tot de offshore windmolenparken

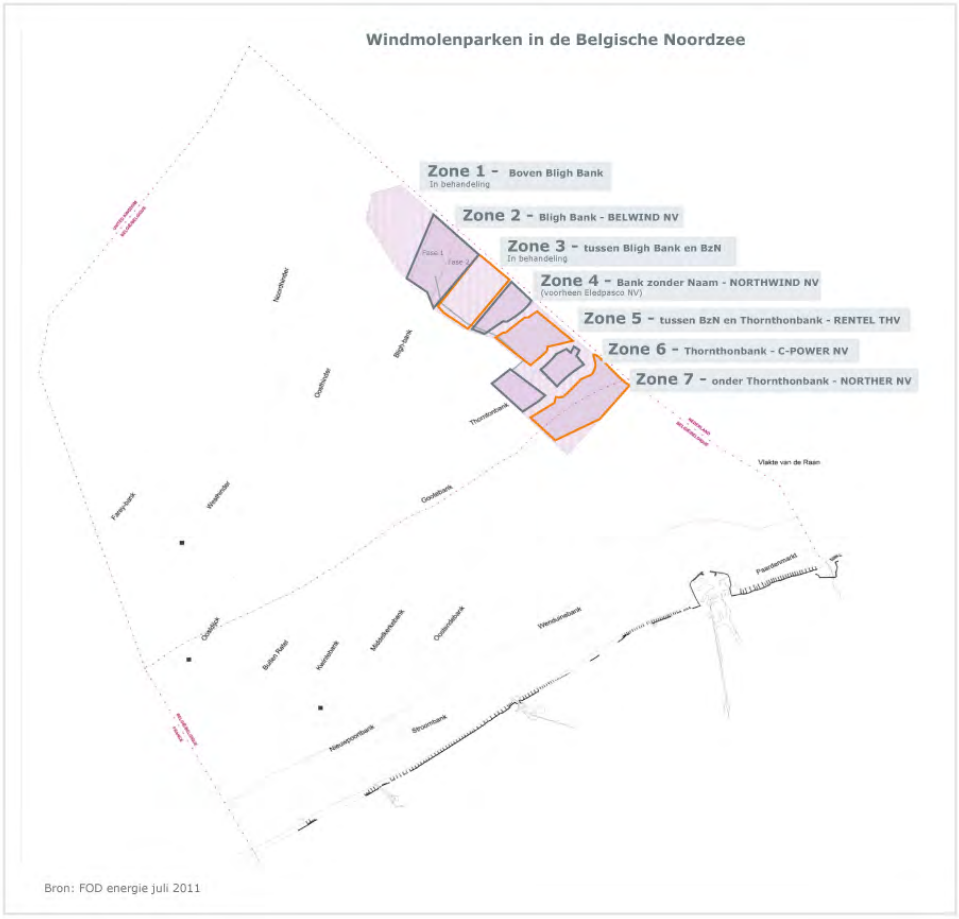
Onderstaande figuur vergelijkt de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan offshore windturbines op het einde van het jaar in:

- de beschouwde evolutie in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020;
- de twee varianten die in het kader van de voorlopige versie van dit ontwikkelingsplan zijn gedefinieerd, namelijk een variant met de nadruk op biomassa versus een variant met de nadruk op onshore windenergie;
- de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit die overeenkomen met de hoge en de lage verbruiksvariant van dit plan; en
- de waarde voor 2020 vermeld in het scenario "Target 20/20" van de *working paper* 21-08 van het Federaal Planbureau.

De planning van de voorziene inbedrijfnames van offshore windmolenparken is vaak

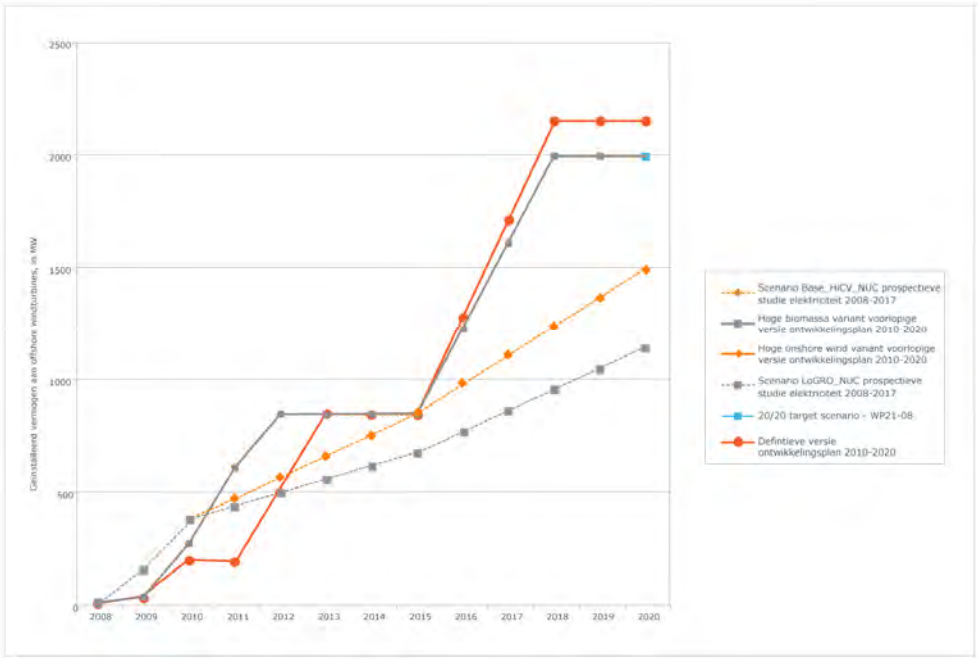
onderhevig aan wijzigingen. De figuur hieronder illustreert welke domeinconcessies reeds werden toegekend (situatie juli 2011). Op 3 februari 2011, heeft de Raad van Staten het Ministerieel besluit van 24 maart 2010 die de zone E toewijst aan Seastar opgeschort.

Figuur 4.14: overzicht van de toegekende domeinconcessies in de Noordzee (juli 2011).



Bron : FOD energie juli 2011.

Figuur 4.15: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan offshore windturbines in vergelijking met 2008.

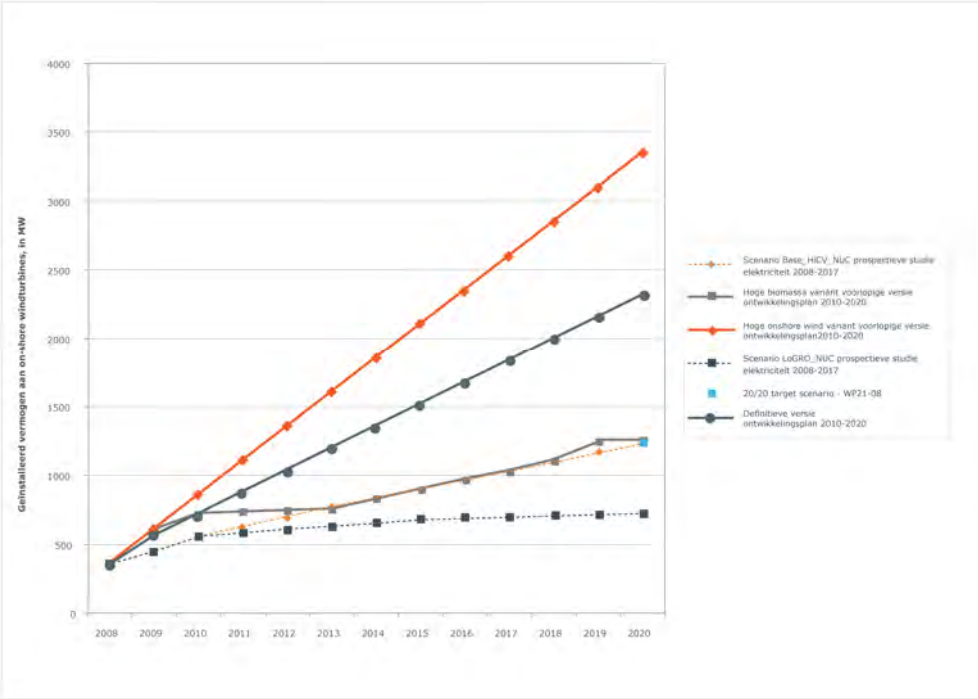


4.4.2.2 Hypotheses met betrekking tot onshore windmolenparken

De onderstaande figuur vergelijkt de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan onshore windturbines in:

- de beschouwde evolutie in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020;
- de twee varianten die in het kader van de voorlopige versie van dit ontwikkelingsplan zijn gedefinieerd, namelijk een variant met de nadruk op biomassa versus een variant met de nadruk op onshore windenergie;
- de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit die overeenkomen met de hoge en de lage verbruiksvariant van dit plan; en
- de waarde voor 2020 vermeld in het scenario "Target 20/20" van de *working paper* 21-08 van het Federaal Planbureau.

Figuur 4.16: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan onshore windturbines in vergelijking met 2008.

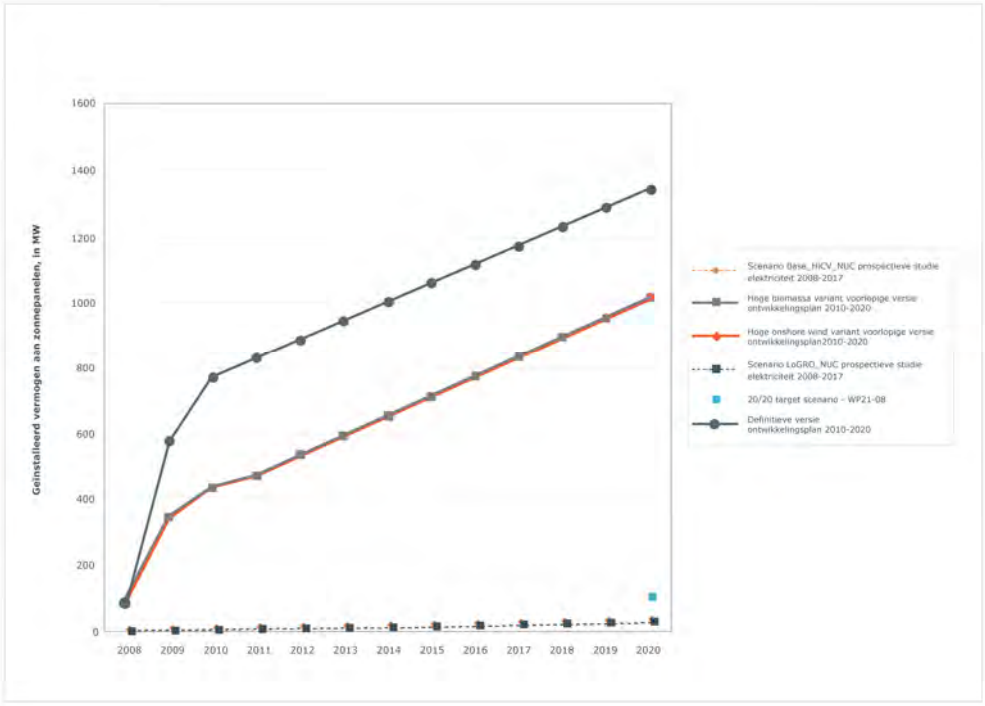


4.4.2.3 Hypotheses met betrekking tot zonnepanelen

De onderstaande figuur vergelijkt de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen in:

- de beschouwde evolutie in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020;
- de twee varianten die in het kader van de voorlopige versie van dit ontwikkelingsplan zijn gedefinieerd, namelijk een variant met de nadruk op biomassa versus een variant met de nadruk op onshore windenergie;
- de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit die overeenkomen met de hoge en de lage verbruiksvariant van dit plan; en
- de waarde voor 2020 vermeld in het scenario "Target 20/20" van de *working paper* 21-08 van het Federaal Planbureau.

Figuur 4.17: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen in vergelijking met 2008.

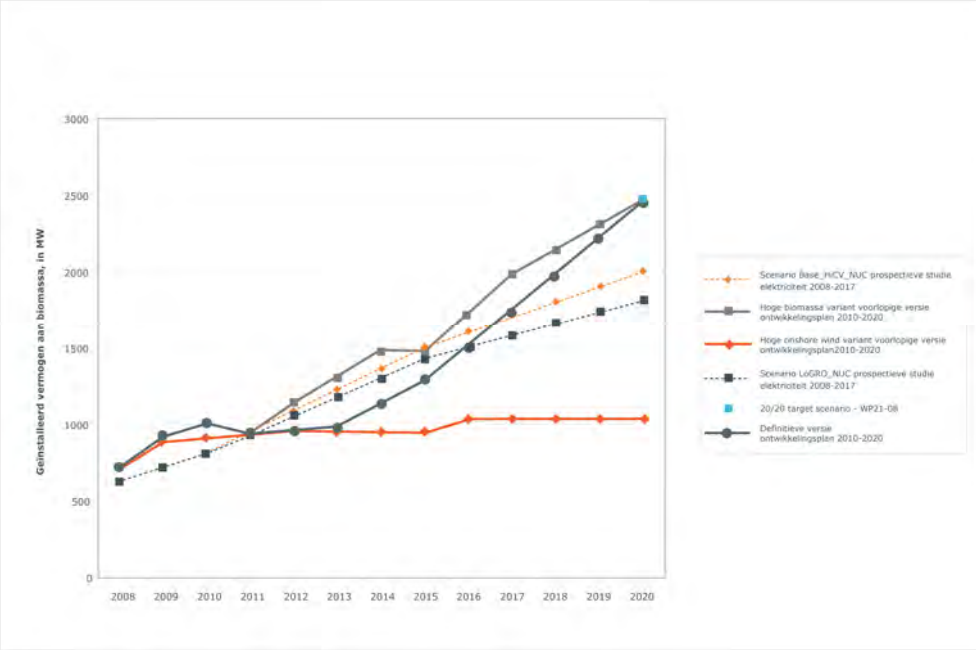


4.4.2.4 Hypotheses met betrekking tot de productie op basis van biomassa

De onderstaande figuur vergelijkt de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan biomassa-eenheden in:

- de beschouwde evolutie in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020;
- de twee varianten die in het kader van de voorlopige versie van dit ontwikkelingsplan zijn gedefinieerd, namelijk een variant met een sterke integratie van biomassa versus een variant toegespitst op onshore windenergie;
- de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC" uit de prospectieve studie elektriciteit die overeenkomen met de hoge en de lage verbruiksvariant van dit plan;
- en de waarde voor 2020 vermeld in het scenario "Target 20/20" van de working paper 21-08 van het Federaal Planbureau.

Figuur 4.18: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen voor productie-eenheden op basis van biomassa in vergelijking met 2008.



4.4.3 Hypotheses met betrekking tot niet-HEB-warmtekrachtkoppeling

De evolutie betreffende HEB die in dit ontwikkelingsplan is gedefinieerd, wordt vervolledigd met een hypothese met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan warmtekrachtkoppeling die niet-hernieuwbare energiebronnen gebruikt.

Enerzijds steunt deze hypothese op de gegevens betreffende de aangroei van het geïnstalleerd vermogen aan warmtekrachtkoppeling voor de periode 2010 – 2020 van het scenario «Base_HiCV_NUC» uit de prospectieve studie elektriciteit[79]. Dit scenario is gebruikt voor de langetermijnvooruitzichten (na 2015) van de hoge verbruiksvariant. Deze hoge verbruiksvariant is de referentie voor het ontwikkelingsplan 2010 – 2020. Anderzijds is deze benadering gebaseerd op de opvolging van projecten (op basis van aankondigingen van de distributienetbeheerders en in de pers) en aansluitingsaanvragen die toelaten om een opsplitsing te maken van het geïnstalleerd vermogen in afzonderlijke eenheden als ook een potentiële locatie te bepalen.

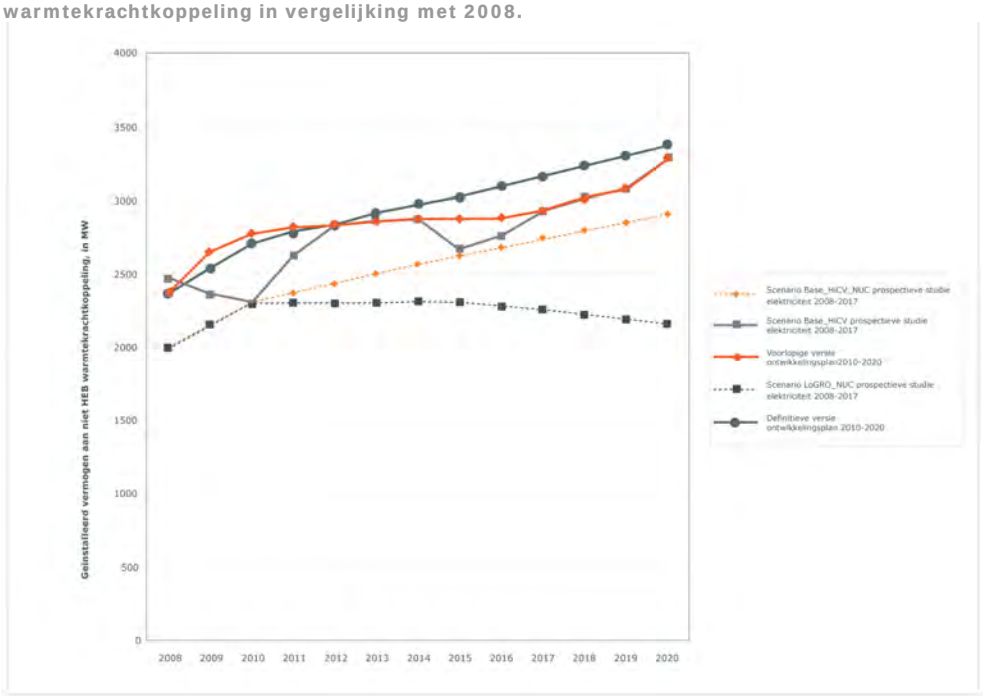
De onderstaande figuur vergelijkt de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan niet-HEB-warmtekrachtkoppeling in:

- de beschouwde evolutie in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020;
- de twee varianten die in het kader van de voorlopige versie van dit ontwikkelingsplan zijn gedefinieerd, namelijk een variant met de nadruk op biomassa versus een variant met de nadruk op onshore windenergie; en
- de scenario's "Base_HiCV_NUC" en "LoGRO_NUC" die overeenkomen met de hoge en de

79 De consolidatie van Elia van de als niet HEB WKK geïdentificeerde eenheden in 2010 leidt tot een ander totaal geïnstalleerde capaciteit dan deze die aangegeven in het scenario “Base_HICV_NUC” uit de prospectieve studie elektriciteit. Er werd daarom beslist om enkel de aangroei van het geïnstalleerd vermogen in de periode 2010-2020 te gebruiken.

lage verbruiksvariant van dit plan.

Figuur 4.19: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan niet-HEB-warmtekrachtkoppeling in vergelijking met 2008.



4.5 De evolutie van het nucleaire productiepark

4.5.1 Context en keuze van informatiebronnen

De definitieve versie van het ontwikkelingsplan 2010-2020 gaat uit van de realisatie van ***de uitstap uit kernenergie*** zoals wettelijk voorzien, maar behandelt in tweede instantie varianten met een herziening ervan om de robuustheid van de hypotheses te testen.

Een versnelde doorvoering van de nucleaire uitstap ten gevolge van de resultaten van de Belgische stresstests werd niet weerhouden als te analyseren scenario. Een analyse van dit scenario zal resulteren in dezelfde identificatie van netontwikkelingsnoden en timing van de realisatie als diegene die geïdentificeerd worden op basis van de referentie waarbij de nucleaire uitstap zich realiseert zoals voorzien in de huidige wetgevving.

4.5.2 Bepalen van twee verschillende varianten met betrekking tot de evolutie van het nucleaire productiepark

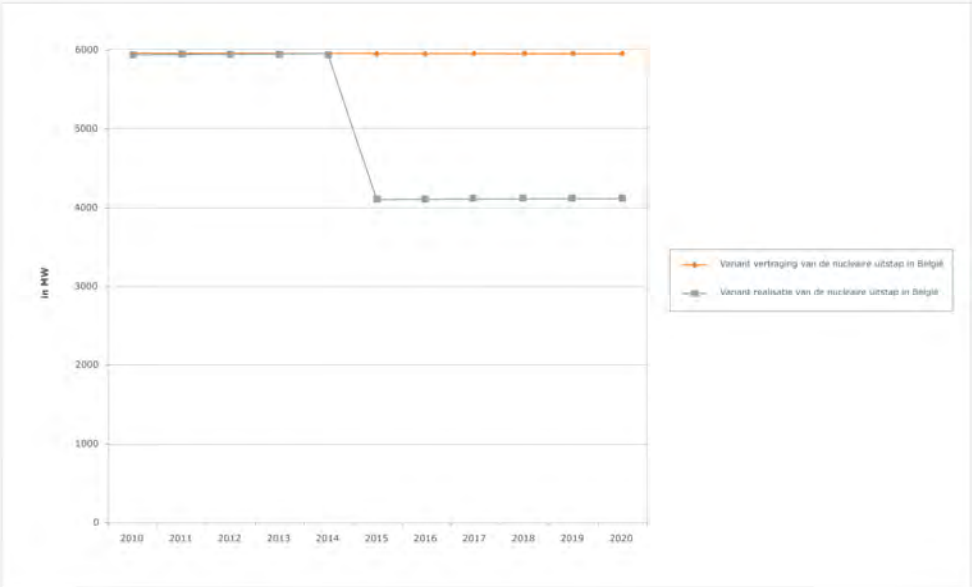
Onderstaande tabel geeft een overzicht van de voorziene uitdienstnamedatum van de verschillende Belgische nucleaire eenheden op basis van een technische leeftijd van 40 jaar.

Tabel 4.20: voorziene uitdienstnamedatums van de Belgische nucleaire eenheden volgens de van kracht zijnde wetgeving.

Nucleaire eenheid	Voorziene uitdienstname datum op basis van een technische levensduur van 40 jaar
Doel1	15 februari 2015
Doel2	1 december 2015
Doel 3	1 oktober 2022
Doel 4	1 juli 2025
Tihange 1	1 oktober 2015
Tihange 2	1 februari 2023
Tihange 3	1 september 2025

Onderstaande figuur geeft de evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan nucleaire productiemiddelen op het einde van het jaar volgens de twee beschouwde varianten.

Figuur 4.21: hypotheses met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan nucleaire productiemiddelen.



4.6 De evolutie van het centrale fossiele productiepark

4.6.1 Context en keuze van informatiebronnen

De ontwikkeling van het 380/220/150 kV-net en deze van het Belgische productiepark zijn op hetzelfde ogenblik tot stand gekomen, zodat de energie die door Belgische en buitenlandse eenheden wordt geproduceerd zo efficiënt mogelijk naar de verbruikers kan worden vervoerd. Gegeven deze historische context, is de ontwikkeling van het net bijzonder gevoelig voor wijzigingen:

- in het productiepark, met name op het niveau van zijn structuur en de lokalisatie van productie-eenheden;
- in de exploitatie van deze eenheden.

In een vrijgemaakte elektriciteitsmarkt, waar transmissie en productie van elektriciteit gescheiden zijn, heeft de netbeheerder geen volledige voorafgaande en zekere kennis meer over het gedrag en de investeringsplannen van de producenten. Zij hanteren immers vaak een economische logica die in eerste instantie op de markt is gericht en in een minder maat op het vervoer van de energie die ze produceren.

Enerzijds wordt de beslissing om nieuwe productie-eenheden te bouwen nu door elke producent afzonderlijk genomen. Daarenboven kunnen de producenten plannen maken voor de bouw van nieuwe eenheden zonder dat ze hun projecten lang op voorhand bekend moeten maken.

Voor de bouw van een nieuwe elektriciteitscentrale wordt in de prospectieve studie elektriciteit 2008-2017 een termijn van 4 jaar voorzien voor een gasgestookte centrale en een termijn van 6 jaar in het geval van een steenkoolcentrale. De netversterkingen die nodig zouden zijn om deze nieuwe eenheden aan te sluiten en ze in het transmissienet te integreren, kunnen evenwel niet binnen deze termijnen worden uitgevoerd: dergelijke infrastructuurprojecten kunnen tot 15 jaar in beslag nemen indien er nieuwe verbindingen moeten worden aangelegd. Deze situatie dwingt de transmissienetbeheerder ertoe om te anticiperen op de informatie over plannen voor nieuwe centrales, door hun aantal en hun lokalisatie zo goed mogelijk in te schatten.

Anderzijds is het niet uitgesloten dat producenten om technische en/of economische redenen bepaalde centrales sluiten en hun plannen hieromtrent bekendmaken binnen termijnen[80] die niet verenigbaar zijn met de tijd die nodig is voor de aanleg van de nieuwe infrastructuur voor de transmissie voor elektriciteit die noodzakelijk is om de betrouwbaarheid van het net als gevolg van deze sluitingen te behouden.

In deze onzekere context, hebben de overheden uit hoofde van de wetgeving de opdracht gekregen om een referentiekader op te stellen, in dit geval de prospectieve studie elektriciteit, dat als richtlijn moet dienen voor de instanties die bevoegd zijn op het gebied van energie en voor de spelers die in deze sector willen investeren.

De overheden hebben bovendien het recht om, indien nodig, openbare aanbestedingen uit te schrijven voor investeringen in productiecapaciteit, wegens redenen die verband houden met de bevoorradingszekerheid, de toegang tot energie voor iedereen, een rationeel beheer van de energiemiddelen en het beperken van hun impact op het milieu, … In de praktijk kunnen de overheden de keuze van de te bouwen productie-eenheden in zekere mate beïnvloeden.

Het is echter moeilijk om in te schatten hoe investeerders op dit referentiekader reageren. Allereerst wordt het initiatief om in specifieke productiemiddelen te investeren vandaag ingegeven door de markt. Vervolgens is dit referentiekader niet bindend. Tot slot wordt in de prospectieve studie elektriciteit 2008-2017 niet uitdrukkelijk vermeld welke centrale productie-eenheden in gebruik worden genomen of buiten dienst worden gesteld en wanneer dit zal gebeuren. Deze informatie is nochtans van essentieel belang voor de

80 Volgens artikel 38 van het Koninklijk Besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, geeft de netgebruiker die het voornemen heeft om een op het net aangesloten productie-eenheid in gebruik te nemen of buiten gebruik te stellen ten laatste twaalf maanden voor de effectieve verwezenlijking van deze ingebruikname of buitengebruikstelling de planningsgegevens, die in artikel 398 van hetzelfde Koninklijk Besluit zijn omschreven, ter kennis aan de netbeheerder.

ontwikkeling van het net.

Om deze redenen zijn de varianten uit de prospectieve studie elektriciteit met betrekking tot de ontwikkeling van centrale productiecapaciteit vervangen door vijf alternatieve varianten die specifiek voor dit plan zijn ontwikkeld op basis van de meest recente informatie die beschikbaar was op het ogenblik waarop het plan werd opgesteld, namelijk:

- de diverse parken van de verschillende producenten volgens de jaarlijkse contracten die worden gesloten in het kader van de coördinatie van de inschakeling van productie-eenheden (CIPU-contract);
- de gegevens (indienststellingsdatum en technische karakteristieken) van projecten die betrekking hebben op nieuwe productie-eenheden die zijn verzameld in het kader van de procedure van de FOD voor de toekenning van vergunningen voor nieuwe productie-eenheden voor elektriciteit, in het kader van de aansluitingsaanvragen voor nieuwe eenheden die ingediend worden bij de beheerder van het gasnetwerk en de transmissienetbeheerder voor elektriciteit en via de uitwisseling van informatie met producenten of via de media;
- informatie over de buitendienststelling van bestaande productie-eenheden die is verzameld bij producenten en op basis van de evolutie van de Belgische en Europese[81] wettelijke context. Daarnaast werd er ook rekening gehouden met mogelijke bijkomende buitendienststellingen op basis van een analyse uitgevoerd binnen ENTSO-E betreffende de technische levensduur van de bestaande eenheden. Op basis van de criteria gehanteerd binnen deze ENTSO-E analyse werd aangenomen dat 45 jaar een maximale technische levensduur is voor een centrale productie-eenheid.

4.6.2 Bepalen van vijf verschillende varianten met betrekking tot de evolutie van het centrale productiepark

In het kader van het huidige ontwikkelingsplan zijn vijf varianten voor de evolutie van de centrale productie in België in overweging genomen. Deze zijn in **vijf stappen** opgebouwd.

Ten eerste worden bij het uitwerken van deze vijf varianten bepaalde projecten voor nieuwe productie-eenheden als 'definitief' beschouwd, indien deze projecten reeds in aanbouw zijn of indien nagenoeg zeker is dat ze niet zullen worden uitgesteld. De onderstaande tabel 4.22 geeft een gedetailleerd overzicht van de nieuwe productie-eenheden die nog niet volledig operationeel waren bij het opstellen van het huidige ontwikkelingsplan[82].

Tabel 4.22: nieuwe productie-eenheden (of verhogingen van bestaande capaciteit) die in het kader van dit plan als 'definitief' worden beschouwd.

Project	Initiatiefnemers	Geïnstalleerd vermogen (in MW)	Datum indienststelling
Beringen	T-Power	420	2011
Marcinelle Energie	Enel - Duferco Group	420	2011

Ten tweede verschillen de vijf varianten van elkaar met betrekking tot het vermogen aan nieuwe centrale productie-eenheden die tijdens de horizon van het plan worden geïnstalleerd, volgens de hypothese betreffende het aantal bijkomende nieuwe centrale productie-eenheden (geen bijkomende eenheden, 3 bijkomende STEGs (ongeveer 1400

81 Large Combustion Plant Directive.

82 De piekeenheden van SPE te Angleur werden al opgenomen in het productiepark van 2010 daar hun technische indienstname eind 2010 plaatsvond. Max Green wordt niet in de bijkomende capaciteit opgenomen omdat het gaat om een aanpassing van een bestaande eenheid meer bepaald de klassieke eenheid Rodenhuize 4 (268 MW) die werd omgebouwd tot een biomassacentrale (180 MW).

MW), 5 bijkomende STEGs (ongeveer 2300 MW), alle projecten van productie-eenheden met een capaciteitsreservering (august 2011 - ongeveer 5400 MW) en alle projecten van productie-eenheden met minstens een status detailstudie (august 2011- ongeveer 5800 MW)). Dit wordt aan de hand van de onderstaande tabel geïllustreerd.

Tabel 4.23: bijkomende capaciteit in centrale productie-eenheden beschouwd in de vijf varianten van het plan.

Extra geïnstalleerd vermogen dat in aanmerking wordt genomen

	Geen bijkomende centrale productie-eenheden	3 bijkomende STEGs	5 bijkomende STEGs	Alle projecten van productie-eenheden met een capaciteits-reservering	Alle projecten van productie-eenheden met een status van minstens detailstudie
Extra vermogen	0 MW	1385 MW	2305 MW	5365 MW	5830 MW

Ten derde gaan deze vijf varianten er vanuit dat er 1431 MW[83] aan centrale productiecapaciteit uit dienst zal worden genomen in de periode 2011-2020. Deze inschatting werd gemaakt op basis van officiële en officieuze informatie afkomstig van de producenten en van ramingen op basis van de toepassing van de Belgische en Europese regelgeving.

Figuur 4.24: capaciteit in centrale productie-eenheden die vermoedelijk uit dienst zullen worden genomen.

	Datum uitdienstname	Type eenheid	Geïnstalleerd vermogen in MW
Rodenhuize 2	2011	klassieke eenheid	85
Rodenhuize 3	2011	klassieke eenheid	85
Kallo 1	2012	klassieke eenheid	261
Niet-officiële informatie	2012	Verschillende eenheden	789
Niet-officiële informatie	2016	Verschillende eenheden	211

Ten vierde werd er rekening gehouden met een inschatting van de "theoretische" technische levensduur van de installaties zoals ingeschat binnen ENTSO-E en die aangepast werden aan de hand van onze eigen vaststellingen. Er werd rekening gehouden met een maximale operationele levensduur van productie-eenheden van 45 jaar[84].

Volgens deze methodologie zou in de periode 2011-2020 waarop dit ontwikkelingsplan betrekking heeft, een extra geïnstalleerd vermogen van 642 MW buiten dienst kunnen worden genomen, waardoor het totale geïnstalleerd vermogen dat tijdens de horizon 2011-2020 eventueel kan worden ontmanteld op 2073 MW wordt gebracht.

83 De beschouwde uitdienstnamedata op basis van informele contacten met de producenten kunnen niet als definitief beschouwd worden en hun reële uitdienstnamedata wijken veelal af van deze die eerst werden aangekondigd. Zo zijn er al wijzigingen aangekondigd voor ongeveer 750 MW van de beschouwde uitdienstnames op basis van informele contacten. Deze wijzigingen hebben echter geen impact op de naar voor gebrachte resultaten omdat de uitdienstname slechts met enkele jaren wordt verschoven waardoor zij niet langer aanwezig zijn in 2020.

84 De studie 1074 van de CREG (“Studie over de nood aan productiecapaciteit van elektriciteit in België over de periode 2011- 2020”, CREG, juni 2011 – www.creg.info/pdf/Studies/F1074NL.pdf) hanteert een conservatievere technische levensduur voor klassieke eenheden (meer bepaald 40 jaar) en STEG’s (meer bepaald 25 jaar). Het objectief van deze CREG-studie is een inschatting van het maximale risico op een importafhankelijke leveringszekerheid voor België voor de periode 2011-2020 te bepalen. Dit verklaart de keuze voor een conservatievere technische levensduur. Op basis van de technische levensduur van eenheden die in een recent verleden uitdienst werden genomen, ligt deze meestal tussen de 40 en de 45 jaar.

Ten vijfde wordt er voor de scenario's die uitgaan van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de van kracht zijnde wetgeving ook rekening gehouden met de voorziene buitendienststellingen van de drie oudste nucleaire eenheden. De totale buitendienstgestelde capaciteit in de periode 2011-2020 stijgt bijgevolg naar ongeveer 3901 MW. Indien de Federale Regeringscommunicatie van oktober 2009 over de intentie om de wet van 31 januari 2003 op de voortschrijdende nucleaire uitstap te herzien in rekening wordt genomen worden geen bijkomende buitendienststellingen meer verondersteld.

4.7 Combinatie van varianten in scenario's

Bij het opstellen van dit ontwerp van ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit is rekening gehouden met de drie weerhouden bronnen van onzekerheid voor de dimensionering van het net, namelijk de evolutie van het elektriciteitsverbruik, de evolutie van het nucleaire productiepark en die van het centrale fossiele productiepark.

Voor elk van deze onzekerheden zijn alternatieve evoluties gedefinieerd:

- voor het verbruik: een hoge variant versus een lage variant;
- voor het nucleaire productiepark : realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving en een vertraging van de nucleaire uitsap;
- voor de ontwikkeling van nieuwe centrale fossiele eenheden: vijf varianten voor productie-eenheden (geen bijkomende eenheden, 3 bijkomende STEGs, 5 bijkomende STEGs, alle projecten betreffende productie-eenheden met een capaciteitsreservering en alle projecten van productie-eenheden met minstens het status detailstudie.

De combinatie van deze alternatieve evoluties van het verbruik en de productiemiddelen leidt tot zestien scenario's waarvoor de toekomstige ontwikkeling van het net wordt onderzocht.

In de onzekere context, die kenmerkend is voor de ontwikkeling van het net, laat deze reeks van scenario's toe om een brede waaier van situaties te definiëren waarvoor het net zal moeten worden ontwikkeld. Dit wordt geïllustreerd aan de hand van de onderstaande tabel 4.25.

De transmissienetbeheerder heeft echter geen enkele zekerheid over het feit of deze hypotheses al dan niet gerealiseerd zullen worden, in het bijzonder wat betreft de mogelijke uitvoering van de projecten voor productie-eenheden die aan de basis liggen van de alternatieven die in het kader van dit ontwikkelingsplan worden besproken.

Figuur 4.25 : combinatie van varianten in scenario's.

Verbruik	Hypothese betreffende de realisatie van de nucleaire uitstap	Centrale productie op fossiele brandstoffen – indienststelling
Lage variant	Realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving	Geen bijkomende eenheden
		3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met het status gereserveerde capaciteit
	Verlenging van de exploitatieduur van de eenheden van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 met 10 jaar	Geen bijkomende eenheden
		3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met het status gereserveerde capaciteit
Hoge variant	Realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving	3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met het status gereserveerde capaciteit
		Alle projecten met een status van minstens detailstudie
	Verlenging van de exploitatieduur van de eenheden van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 met 10 jaar	3 bijkomende STEG's
		5 bijkomende STEG's
		Alle productieprojecten met het status gereserveerde capaciteit
		Alle projecten met een status van minstens detailstudie

Tabel 4.26: nieuwe centrale productie-eenheden waarvoor vandaag reeds een productievergunning is afgeleverd en waarvoor de bouwwerken nog niet gestart zijn eind juni 2011.

Plaats (gemeente)	Nettovermogen dat kan worden ontwikkeld (MWe)
Seneffe / Manage	475
Navagne	2* 460 MW
Site Bayer te Antwerpen	1100 MW
Dilsen-Stockem	2* 460 MW
Baekeland (Gent)	2* 460 MW
Beringen	2* 465 MW + 100 MW

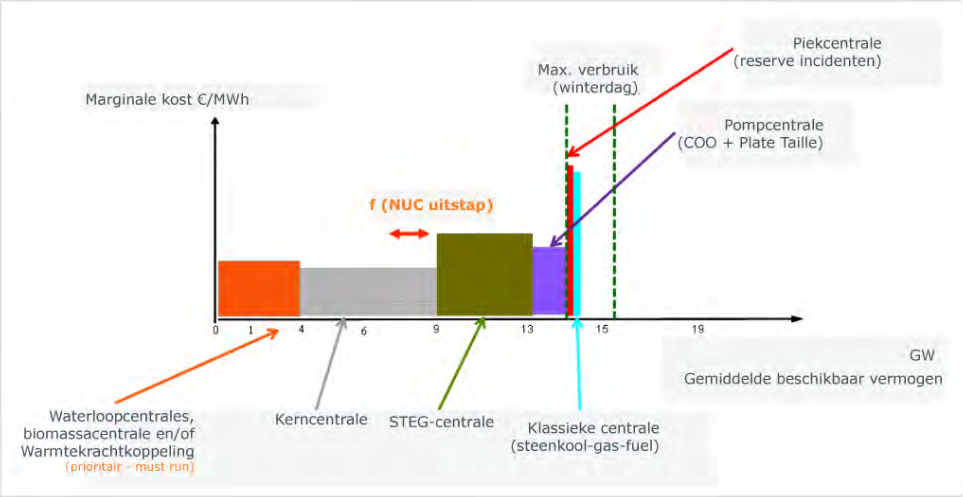
4.8 Analyse van de uitdagingen die de geselecteerde scenario's met zich meebrengen

De verwachte toename van het aandeel hernieuwbare energiebronnen in de Europese productiemix en meer specifiek de Belgische en de flexibiliteitsbeperkingen van centrale productiemiddelen brengt een aantal nieuwe uitdagingen met zich mee, meer bepaald op het vlak van betrouwbaarheid, haalbaarheid, saturatie en coördinatie op Europees niveau.

4.8.1 Betrouwbaarheidsuitdaging

Het variabele karakter van productie op basis van zon en wind brengt met zich mee dat de beschikbaar van deze productiemiddelen niet gegarandeerd is. De maximale nood aan productiemiddelen doet zich voor op het moment van extreem hoge belasting. Het is daarom belangrijk om na te gaan of er voldoende beschikbare productiemiddelen zijn om te voldoen aan deze extreme belastingen (**betrouwbaarheidsuitdaging**). Onderstaande figuur 4.27 illustreert dit door enerzijds het gemiddeld nationaal beschikbare productiepark[85] in 2020 voor te stellen uitgaande van de hypothese dat er geen bijkomende centrale productie-eenheden worden gebouwd en dat het gaat om een ogenblik dat de variabele hernieuwbare productiemiddelen niet aanwezig zijn en anderzijds een indicatieve spreiding te geven van het maximaal verbruik tijdens een typische winterdag. Men kan vaststellen dat er vanuit betrouwbaarheidsperspectief nood is aan bijkomende nationale productiemiddelen indien men er van uitgaat dat de nationale belasting op elk moment moet kunnen worden gedekt door eigen nationale productiemiddelen en men niet afhankelijk wilt zijn van de productiemiddelen in de buurlanden.

Figuur 4.27: Illustratie van de betrouwbaarheidsuitdaging op moment dat de variabele hernieuwbare productiemiddelen niet aanwezig zijn.



In het kader van de analyse van de betrouwbaarheid van het systeem – volgens een methodologie[86] die binnen ENTSO-E is uitgewerkt – wordt onderzocht in welke mate het verbruik kan worden gedekt door de beschikbare productiemiddelen in het land en/of via invoer. Hierbij wordt rekening gehouden met uitzonderlijke omstandigheden die een invloed hebben op het verbruik en de productie van elektriciteit, alsook met de gedwongen onbeschikbaarheid van eenheden en het variabel karakter van decentrale productie al dan niet op basis van hernieuwbare energiebronnen.

Figuur 4.26 verduidelijkt deze deterministische methode die, op basis van de vergelijking tussen "*Remaining Capacity*" (RC) en "*Adequacy Reference Margin*" (ARM), bepaalt of het land al dan niet afhankelijk is van het buitenland om aan de vraag te voldoen op het

85 Bij de voorstelling van het gemiddelde beschikbaar vermogen wordt er geen rekening houdend met extreme situaties aangaande beschikbaarheid.

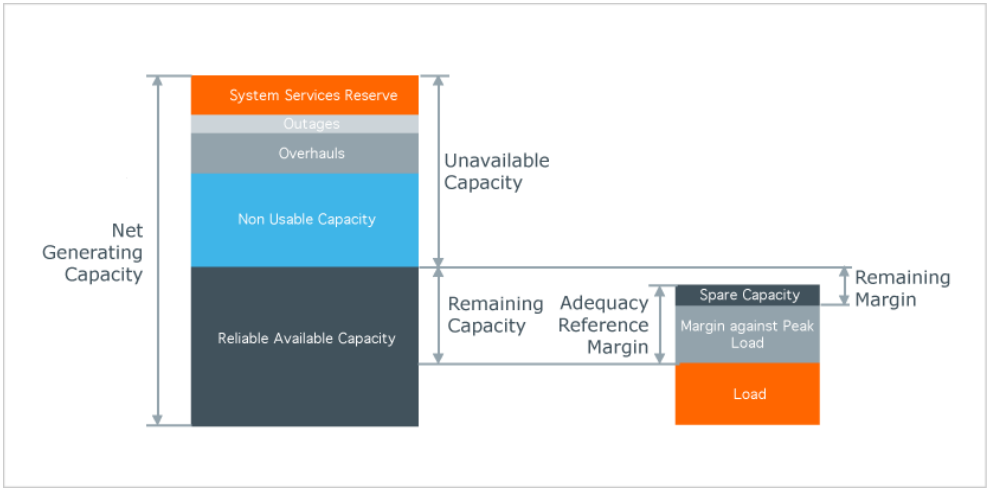
86 UCTE System Adequacy Methodology, april 2009 (interne nota).

geanalyseerde moment. De "*Remaining Capacity*" is gelijk aan het geïnstalleerde vermogen van het productiepark waarvan de "*Non Usable*"-capaciteit wordt afgetrokken, net als de capaciteit aan thermische eenheden die niet beschikbaar zijn wegens onderhoud of een incident, de ondersteunende diensten en de belasting op het onderzochte ogenblik.

De "*Non Usable*"-capaciteit komt overeen met een «*derating*» die tot doel heeft rekening te houden met:

- een gebrek aan wind (10 % wordt beschouwd als zeker);
- een laag waterdebiet;
- een optimalisering van het gebruik van de geïnstalleerde productie in functie van een aangrenzend thermisch proces;
- het onderhoud en de niet-geplande onbeschikbaarheden van pompcentrales.

Figuur 4.28: illustratie van de methode voor het analyseren van de betrouwbaarheid van het systeem[87].



Illustratie van de betrouwbaarheidsuitdaging

Bovenstaande methodologie werd uitgebreid naar een analyse van een volledig jaar 2020[88].

Onderstaande tabel 4.29 illustreert het verband tussen de ontwikkeling van nieuwe centrale productiemiddelen en de evolutie van de belasting wanneer men de afhankelijkheidsgraad[89] van België op een bepaald niveau wenst te houden (meer bepaald autonomie tijdens minimum 95% van de tijd).

87 De onderstaande afbeelding gaat uit van een ARM-marge van 5 % van de geïnstalleerde productiecapaciteit.

88 Voor zonnepanelen, warmtekrachtkoppelings-, waterloop- en biomassacentrales werd rekening gehouden met het profiel van deze eenheden dat werd opgesteld aan de hand van metingen waargenomen in 2010. Voor onshore en offshore turbines werden 2 windjaren gebruikt enerzijds 2010 (de huidige referentie voor de aansluitstudies betreffende decentrale productie) en anderzijds 2006 (de referentie gehanteerd binnen ENTSO-E). 2006 wordt in Europese TNB-studies gebruikt omdat voor dit jaar windtijdreeksen beschikbaar zijn voor alle Europese landen waardoor de correlatie van windoutput in de verschillende landen correct in rekening kan worden genomen.

89 De cijfers weergegeven in deze definitieve versie van het ontwikkelingsplan zijn niet gebaseerd op een probabilistische benadering maar hanteert de meetgegevens van 2010 voor decentrale productie (voor onshore wind werd ook 2006 bekeken) en statistische informatie voor centrale productie om enige inzichten te verwerven over de betrouwbaarheid op jaarbasis. De CREG hanteert in haar betrouwbaarheidsstudies veelal een betrouwbaarheidscriterium van maximaal 16 uur per jaar dat de beschikbare nationale productiemiddelen ontoereikend mag zijn om de volledige vraag af te dekken. Dit komt overeen met een autonomie gedurende 99,8% van de tijd.

Dit leidt tot volgende resultaten voor 2020 op het vlak van betrouwbaarheid op basis van het worst case windscenario[90]:

- bij de lage hypothese van het verbruik zou:
- een bijkomende indienststelling van 5 bijkomende STEG's (ongeveer 2300 MW) de autonomie garanderen tijdens ongeveer 97% van de tijd bij een realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving (de maximale import[91] nodig om de belasting te dekken onder extreme betrouwbaarheidssituaties is ongeveer 1550 MW);
- een bijkomende indienststelling van 3 bijkomende STEG's (ongeveer 1400 MW) een autonomie garanderen tijdens ongeveer 99% van de tijd uitgaande van een uitstelling van de nucleaire uitstap (de maximale importnodig om de belasting te dekken onder extreme betrouwbaarheidssituaties is ongeveer 850 MW);

- bij de hoge hypothese van het verbruik zou:
- een bijkomende indienstname van alle productieprojecten met een gereserveerde capaciteit[92] (ongeveer 5400 MW) de autonomie garanderen tijdens ongeveer 99,9% van de tijd bij een realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving (de maximale import nodig om de belasting te dekken onder extreme betrouwbaarheidssituaties is ongeveer 450 MW);
- een bijkomende indienststelling van 5 STEG's (ongeveer 2300 MW) de autonomie kunnen garanderen tijdens ongeveer 98% van de tijd, uitgaande van een uitstelling van nucleaire uitstap (de maximale import nodig om de belasting te dekken onder extreme betrouwbaarheidssituaties is ongeveer 1500 MW).

Tabel 4.29: resultaten van de betrouwbaarheidsanalyse uitgaande van een autonomie gedurende minstens 95% van de tijd.

	Nucleaire uitstap wordt gerealiseerd zoals voorzien in de wet	Nucleaire uitstap is vertraagd
Lage belasting	5 bijkomende nieuwe STEG's (ongeveer 2300 MW) & een structurele importcapaciteit van 1550 MW	3 bijkomende nieuwe STEG's (ongeveer 1400 MW) & een structurele importcapaciteit van 850 MW
Hoge belasting	De projecten met een capaciteitsreservering (ongeveer 5400 MW)	5 bijkomende nieuwe STEG's (ongeveer 2300 MW) & een structurele importcapaciteit van 1500 MW

4.8.2 Systeemuitdaging

Een betrouwbaarheidssanalyse is een typische vermogensanalyse waar er een lage beschikbaarheid wordt toegekend aan productiemiddelen die een variabel productieprofiel hebben. Bij het maken van een energieanalyse wordt rekening gehouden met typische operationele draaiuren aan vollast voor dit type van productiemiddelen. Deze operationele draaiuren aan vollast zijn gebaseerd op statistische data en tonen aan dat in de lage verbruiksvariant het aandeel HEB in de opgevraagde energie in 2020 kan worden geschat op ongeveer 28% en in de hoge verbruiksvariant op 25%[93]. Dit brengt ons bij een tweede

90 Het worst case windscenario op het vlak van betrouwbaarheid is het jaar met de laagste beschikbaarheid aan windoutput op het moment dat er nood aan is op het vlak van de belasting, meer bepaald de referentie gebruikt voor de huidige aansluitstudies van decentrale productie (windjaar 2010).

91 Bij deze maximale import werd geen rekening gehouden met uitwissselingen ten gevolge van goedkopere productiemiddelen in het buitenland.

92 Vandaag hebben 5 STEG-projecten en één kolenproject een capaciteitsreservering.

93 Deze cijfers zijn hoger dan het aandeel opgenomen in het NAP HE – België. Waar er enerzijds rekening wordt gehouden met een opgevraagde energie van 106 TWh en anderzijds een hernieuwbare energie van 23 TWh in 2020; dit geeft een aandeel van HEB in de opgevraagde energie van ongeveer 22% in 2020. In deze definitieve versie van het ontwikkelingsplan werd er rekening gehouden met de geïnstalleerde capaciteiten zoals vermeld in NAP HE - België

probleem namelijk dat nieuwe centrale productiemiddelen nodig zijn als back-up voor de meer variabele HEB op momenten dat deze geen output kunnen genereren. Dit betekent dat de draaiuren van de centrale productie-eenheden die een back-up functie hebben zullen afnemen indien hun productie op ogenblikken dat de HEB beschikbaar is niet gewenst is elders in Europa. Het huidig aantal draaiuren van de centrale productie-eenheden zal echter stabiel blijven indien men op de momenten dat de HEB beschikbaar is grote netto-exportstromen uit België kan realiseren.

Wanneer we in het achterhoofd houden dat alle EU landen dienen te voldoen aan het Europese objectief om tegen 2020 20% van de primaire energievraag te dekken op basis van HEB-productiemiddelen en dat de huidige interconnectiemogelijkheden vooral uitwisselingen tussen naburige landen mogelijk maken waar er een correlatie is tussen de beschikbaarheid van deze variabele productiemiddelen, is het scenario waarbij de operationele draaiuren aan vollast van centrale eenheden dalen waarschijnlijker. Operationele draaiuren zijn een kernelement wanneer men een businessanalyse doet van de rentabiliteit van een mogelijke nieuwe centrale productie-eenheid. Het aantal draaiuren en de verwachte volatiliteit van deze draaiuren[94] hebben naast andere parameters zoals investeringsstrategieën van de directe concurrenten, de verwachte evolutie van brandstof- en CO_2-prijzen, de verwachte financieringskost, enz., een significante impact op de rentabiliteit van nieuwe productie-investeringsprojecten. Men kan zich de vraag stellen of het realistisch is te veronderstellen dat nieuwe productie-eenheden enkel nodig vanuit back-upperspectief zich gaan realiseren in de huidige marktcondities waar zulke kapitaalintensieve investeringen enkel terugverdiend kunnen worden via de energiemarkt. In het huidige Belgische marktsysteem dienen marktspelers de investerings- en operationele kosten van productie-eenheden terug te verdienen via de energiemarkt. Een daling van het aantal operationele draaiuren aan vollast betekent dan ook dat deze nieuwe eenheid om rendabel te blijven gedurende een lager aantal uren haar investerings- en operationele kosten dient te recuperen. Bovendien dienen de investeerders tevens rekening te houden met de volatiliteit van dit aantal operationele draaiuren aan vollast ten gevolge van de volatiliteit in het aantal draaiuren aan vollast van de variabele hernieuwbare energiebronnen. Om een voldoende sterk investeringssignaal te geven, kan het daarom aangewezen zijn dat er een markt georganiseerd wordt (of een tarief ingesteld) die er voor zorgt dat de nodige productiecapaciteit wordt verzekerd zodat het beoogde niveau van bevoorradingszekerheid kan bereikt worden. In bepaalde buitenlandse markten worden zulke initiatieven al vandaag genomen of zijn zulke initiatieven in voorbereiding (capacity markets).

Illustratie van de systeemuitdaging

Op Europees vlak, in uitvoering van het derde energiepakket, wordt er momenteel gewerkt aan het tienjarig niet-bindend ontwikkelingsplan 2012 dat door ENTSO-E, de Europese vereniging van netbeheerders, dient te worden gepubliceerd. In het kader van dit Europese ontwikkelingsplan worden er momenteel regionale marktanalyses gedaan. De marktsimulaties voor 2020 voor de Noorzee regio[95] uitgaande van een realisatie van

voor 2020 en de capaciteit voor offshore werd verhoogd tot 2160 MW in 2020 dit geeft enerzijds aanleiding tot een hernieuwbare energie van 25 TWh in 2020 en er anderzijds bedraagt de opgevraagde energie 99 TWh in de hoge vraagvariant en 90 TWh in de lage vraagvariant in 2020.

94 Hoewel de energieoutput op jaarbasis van variabele hernieuwbare energiebronnen stabieler is dan de verwachte output op een bepaald moment, stelt men toch vast dat het aantal operationele draaiuren aan vollast van deze variabele hernieuwbare energiebronnen ook van jaar tot jaar sterk kunnen verschillen. Zo bedroeg het gemiddeld aantal operationele uren aan vollast in 2006 1726 uur en in 2010 1646 uur voor onshore wind. Dit heeft als implicatie dat het aantal operationele draaiuren waarop de back-up conventionele eenheden hun investeringskost kunnen terugwinnen aan een bijkomende variabiliteit onderheven is.

95 De Noordzeeregio bestaat uit België, Nederland, Duitsland, Frankrijk, Groot-Brittanië, Ierland, Luxemburg, Denemarken en Noorwegen.

de Europese 2020 objectieven[96] tonen aan dat het aantal draaiuren van nieuwe centrale fossiele eenheden lager zal zijn in 2020 dan wat men vandaag waarneemt, meer bepaald 4850 draaiuren aan vollast in plaats van ongeveer 5600 vandaag voor STEGs en ongeveer 3600 draaiuren aan vollast in plaats van ongeveer 4800 vandaag voor nieuwe steenkoolgestookte eenheden[97]. Anderzijds tonen deze marktsimulatie ook aan dat de STEG's die gebouwd werden in de jaren '90 enkel nog ingezet zullen worden in extreme situaties en dat hun draaiuren aan vollast zich zullen beperken tot een hondertal per jaar. Terwijl nucleaire eenheden gekenmerkt blijven door een hoog aantal operationele draaiuren aan vollast, meer bepaald ongeveer 7700 draaiuren

Bij deze marktsimulaties wordt geen rekening gehouden met portfolio-aspecten van het productiepark (marktaandeel van de verschillende marktpartijen) noch met mogelijke economisch voordelige bilaterale contracten betreffende primaire inputs. De veronderstelde efficiëntie van productie-eenheden is in dergelijke marksimulaties doorslaggevend. Vermits de hoogste efficiëntie wordt toegekend aan nieuwe eenheden zijn het ook deze die eerst worden ingezet. Wanneer we deze kanttekeningen in rekening nemen is het waarschijnlijk dat de operationele draaiuren van nieuwe fossiele productie-eenheden lager zullen zijn en deze van bestaande centrale fossiele productie-eenheden hoger. Indien deze marktsimulaties het echter bij het rechte eind hebben, betekent dit dat de marginale kost van de laatste ingezette productie-eenheid, die bepalend is voor de groothandelsprijs, deze is van de nieuwe productie-eenheden en dat de groothandelsprijs bijgevolg onvoldoende hoog zal zijn om de investeringskost van deze nieuwe eenheden terug te winnen. Gezien investeerders een groot risico lopen dat zij hun kapitaalintensieve investering niet kunnen terugwinnen via de energiemarkt, zal dit een drempel zijn voor de realisatie van nieuwe productieprojecten in landen waar er enkel een vergoeding is via de energiemarkt.

Een energieanalyse voor 2020 die enerzijds uitgaat van de draaiuren van thermische eenheden die naar voren kwamen in de North Sea – ENTSO-E marktanalyses voor 2020 en anderzijds de opgestelde profielen voor HEB en fossiele WKKs op basis van de output gemeten in 2010, geeft aan dat bij een lage aangroei van de belasting en een vertraging van de nucleaire uitstap België waarschijnlijk een exportland wordt wanneer er bijkomende nieuwe eenheden worden gebouwd. De grootteorde van de marktstromen maakt de realisatie van deze bijkomende eenheden onwaarschijnlijk bij onveranderde marktcondities (vergoeding van productie enkel op basis van een energiemarkt) en een vertraging van de nucleaire uitstap. Onderstaande tabel 4.30 geeft het resultaat voor de 16 verschillende scenario's.

96 De uitgevoerde marksimulaties bevat gegevens voor HEB die gebaseerd zijn op de verschillende Nationale Actieplannen voor Hernieuwbare Energie. In deze simulaties is een realisatie van de nucleaire uitstap voorzien volgens de van kracht zijnde wetgeving voor België en een vertraging van de nucleaire uitstap in Duitsland. Deze simulaties houden met andere worden nog geen rekening met de recente beslissing van de Duitse regering ten gevolge van de catastrofe in Fukushima om onmiddellijk 7 atoomcentrales stil te leggen en alle kerncentrales tegen 2022 te sluiten.

97 In het EU 2020 scenario (realisatie van de nationale actieplannen in de verschillende EU landen) dat gebruikt werd voor de gerapporteerd marktsimulaties voor de North Sea – ENTSO-E werd een economische stapeling van eenheden verondersteld waarbij STEG's goedkoper zijn dan steenkoolgestookte eenheden op het vlak van operationele kosten. Een economische stapeling waarbij eenheden op steenkool goedkoper zijn dan gaseenheden doet het aantal operationele uren aan vollast van nieuwe STEG's dalen onder de 2000 uur.

Tabel 4.30: inzichten in de haalbaarheid van nieuwe centrale productiemiddelen op basis van een energie-analyse.

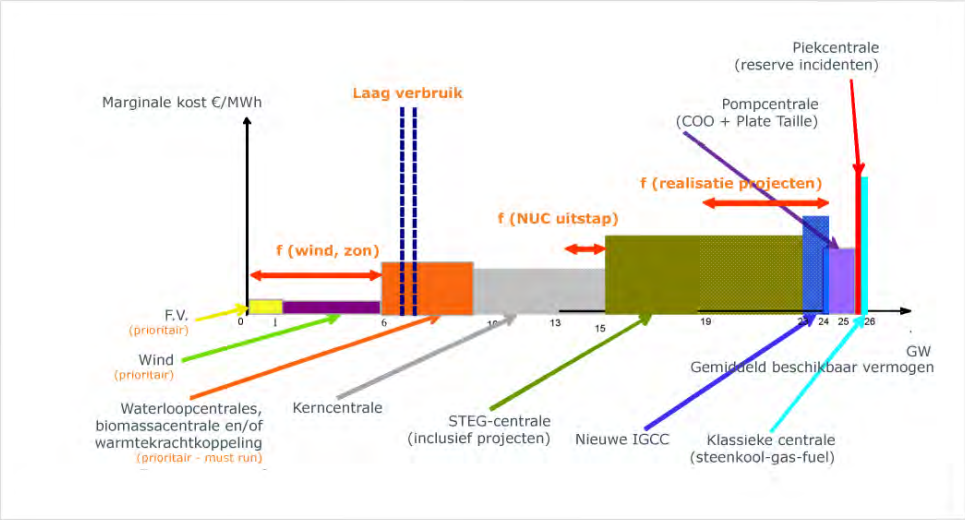
Uitwisselingsbalans van België (zonder Sotel) (Export - Import)		Geen bijkomende centrale productie-eenheden	3 bijkomende nieuwe STEG's	5 bijkomende nieuwe STEG's	Alle productie-projecten met een gereser-veerde capaciteit	Alle productie-projecten met minstens het status detailstudies
Nucleaire uitstap wordt gerealiseerd zoals voorzien	Lage belasting	-10 TWh	-4 TWh	1 TWh	13 TWh	16 TWh
	Hoge belasting	-19 TWh	-13 TWh	-9 TWh	4 TWh	7 TWh
Nucleaire uitstap wordt vertraagd	Lage belasting	4 TWh	11 TWh	15 TWh	28 TWh	30 TWh
	Hoge belasting	-5 TWh	2 TWh	6 TWh	19 TWh	21 TWh

4.8.3 Saturatie-uitdaging

Het grote aandeel variabele productiemiddelen in de productiemix van 2020 brengt ook uitdagingen mee op het vlak van saturatie of het beheer van de onsamendrukbare productie. Gezien het feit dat de productie van de variabele productiemiddelen niet noodzakelijk aanwezig is op momenten dat er nood aan is, kan het ook interessant zijn om na te gaan wat er gebeurt als deze middelen beschikbaar zijn op momenten dat er geen nood aan is. Een Duitse studie betreffende de periode oktober 2008 – november 2009 van de groothandelsprijzen op de EEX leert dat er in deze periode negatieve prijzen waren tijdens 71 uur; op deze momenten stelde men vast dat er een lage belasting en hoge windoutput was[98]. Onderstaande figuur 4.31 illustreert een relevante spreiding van laag verbruik in de zomer en een volledige beschikbaarheid van de variabele HEB-middelen en een productiepark in 2020 waarbij alle projecten met minstens de status detailstudie gerealiseerd werden. Hieruit valt af te leiden dat er in 2020 momenten zullen zijn dat de productie op basis van HEB of fossiele WKK beperkt zal moeten worden omdat er een minimum aantal centrale productiemiddelen zullen in dienst moeten blijven voor de stabiliteit maar ook om klaar te zijn om een plotse daling van de variabele productie afkomstig van HEB op te vangen.

98" Wind power integration, negative prices and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany", Nicolosi, S. (Institute of Energy Economics at the University of Cologne), March 2010 (http://mpra.ub.uni-muenchen.de/31834/)

Figuur 4.31: illustratie van de saturatieuitdaging op moment dat de variabele hernieuwbare productiemiddelen 100% aanwezig zijn bij een lage afname.



Illustratie van de saturatie-uitdaging

Ter illustratie, voor een jaaranalyse uitgaande van :

1. eenzelfde uitbating van het nucleaire productiepark als vandaag;
2. geen bijkomende hydraulische pompcapaciteiten;
3. de mogelijkheid van een onbeschikbaarheid tengenvolge van onderhoud en onverwachte incidenten;
4. een output voor zonnepanelen, biomassa en WKK's gas die gebaseerd is op een profiel dat opgesteld werd op basis van de gemeten output in 2010;
5. de windoutput volgens 2 verschillende windjaren[99];

kan men vaststellen dat bij een realisatie van de nucleaire uitstap zoals voorzien in de huidige wetgeving het percentage van het aantal uren dat de Belgische must run productie (HEB, WKK's gas en nucleaire productie) groter is dan de Belgische (TNB + DNB niveau) belasting, 6,8% van tijd is bij een lage belastingsaangroei en 1,2% van de tijd bij een hoge belastingsaangroei. Bij een uitstel van de nucleaire uitstap gaan deze percentages naar boven tot respectievelijk 34,9% en 15,7%.

Bij deze analyse werd geen rekening gehouden met centrale productiemiddelen die mogelijk operationeel moeten zijn op deze tijdstippen om te voldoen aan de vereisten aangaande de primaire en secundaire reserve.

4.8.4 Coördinatie-uitdaging op Europees niveau

Het (eventueel) nastreven van structureel evenwicht op de piek is een beleidskeuze. Het Elia-net is in staat om zowel structurele simultane import tot ongeveer 3080 MW als export tot ongeveer 2180 MW te verzekeren. Dit is trouwens recent het geval geweest in de jaren voor de financieel-economische crisis, met structurele import rond 1000 MW en

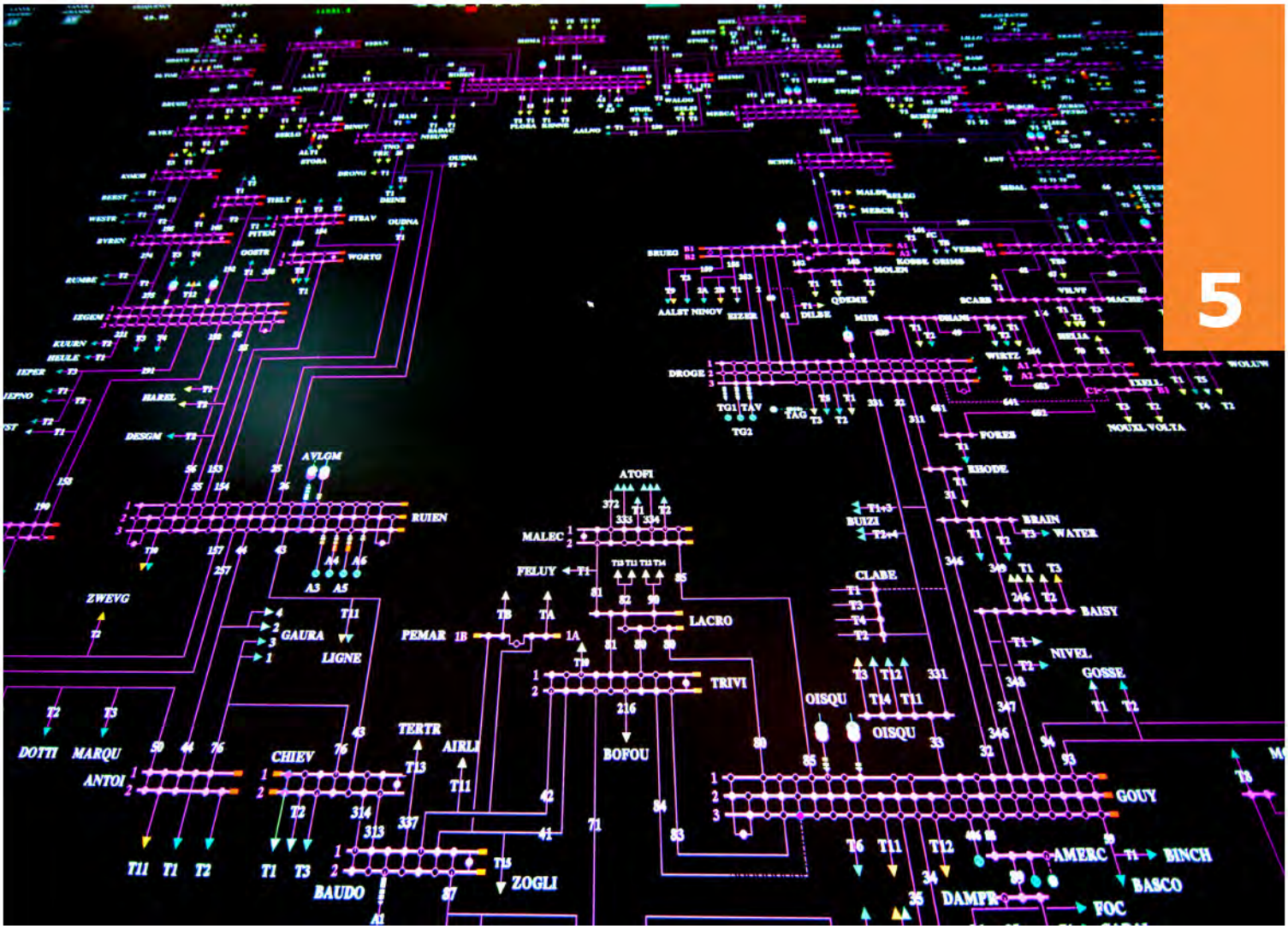
99 Het worst case windscenario vanuit satuartiestandpunt wordt vermeld (meer bepaald 2010) maar op basis van de twee windjaren (2006 en 2010) komt men tot vergelijkbare besluiten.

tijdelijke import rond 3500 MW bij nucleaire onderhoudsbeurten.

De vraag of de markten in de buurlanden deze energie op duurzame wijze kunnen leveren is hierbij belangrijk, maar behoort niet tot het onderwerp van dit ontwikkelingsplan.

Toch is belangrijk op te merken dat de recente beslissing van de Duitse overheid om alle Duitse kerncentrales tegen 2022 te sluiten, vandaag al geleid heeft tot een vermindering van goedkope baseload productie in North Sea zone met een vermogen van ongeveer 55% van de Belgische piekbelasting. De Duitse beslissing om de nucleaire uitstap versneld door te voeren, heeft een zekere schaarste gecreëerd op de Europese markt. Bij voorbeeld gaat de invoer vanuit Frankrijk toenemen.

In de ENTSO-E publicatie “ENTSO-E Report System Adequacy Forecast 2010 – 2025” (2011) waarschuwen zowel Frankrijk als Groot-Brittannië voor minder productiecapaciteit ten gevolge de uitvoering van de Europese richtlijn 2001/80/EC inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties (LCP directieve) in 2015. Frankrijk geeft daarenboven aan dat zijn reserve aan productiemiddelen vanaf 2013 zullen afnemen. De CREG geeft in haar recente studie 1074 aan dat in het geval van een vervroegde sluiting van de nucleaire centrales België haar leveringszekerheid onmogelijk op een autonome manier kan waarborgen. Deze elementen versterken de roep om een gecoördineerd Europese beleid aangaande de bevoorradingszekerheid.



5 Referentienet

Federaal

Ontwikkelingsplan

2010-2020

Het referentienet (2010) dat in het ontwikkelingsplan 2010-2020 in aanmerking wordt genomen, bestaat uit:

- het referentienet dat in het kader van het ontwikkelingsplan 2005-2012 is voorgesteld;
- samen met de voor 2008 geplande investeringen die in het kader van het ontwikkelingsplan 2005-2012 (hoofdstuk 7) werden goedgekeurd en waarvan de geplande ingebruikstelling werd bevestigd.

De investeringen die optioneel voorzien werden voor 2008 in het Ontwikkelingsplan 2005-2012 en waarvan de ingebruikname werd gemeld aan de minister van Energie[100] in het kader van de opvolging van de uitvoering van dit plan, maken integraal deel uit van dit referentienet. Deze netontwikkelingsprojecten waren onderhevig aan bepaalde voorwaarden in de zin dat hun uitvoering in overweging zou worden genomen wanneer bepaalde marktomstandigheden zich zouden voordoen.

In paragrafen 5.1 en 5.2 wordt een gedetailleerd overzicht gegeven van de stand van zaken op 15 september 2010 van de werken met betrekking tot het referentienet. Ze worden hierna voorgesteld in twee afzonderlijke paragrafen, zodat gemakkelijker het verband kan worden gelegd tussen het ontwikkelingsplan 2005-2012 en de voorgaande plannen:

- deel 5.1 betreft de investeringen die deel uitmaken van het referentienet van het ontwikkelingsplan 2005-2012 en die in hoofdstuk 6 van het ontwikkelingsplan 2005-2012 zijn beschreven;
- deel 5.2. heeft betrekking op de investeringen die Elia tegen 2008 heeft aanbevolen in het kader van het ontwikkelingsplan 2005-2012 en waarvoor in hoofdstuk 7 van het ontwikkelingsplan 2005-2012 een rechtvaardiging is gegeven.

Voor elk van beide categorieën investeringen wordt het overzicht van de versterkingen, met vermelding van hun status, opgesplitst in twee aparte tabellen die respectievelijk betrekking hebben op:

- de nationale versterkingen van het transmissienet, in de voorgaande ontwikkelingsplannen "versterkingen van nationaal belang" genoemd;
- de versterkingen van het federale transmissienet die veeleer een lokale impact hebben, in de voorgaande ontwikkelingsplannen "versterkingen van gewestelijk belang" genoemd.

Het referentienet (2010) wordt beknopt voorgesteld (spanningsniveaus van 380 kV tot 150 kV) in figuur 5.6 van paragraaf 5.4.

100 Brief van Elia van 22 december 2006 aan Minister Verwilghen; stand van zaken december 2006.
Brief van Elia van 30 april 2008 aan Minister Magnette, stand van zaken april 2008.

5.1 Referentienet van het ontwikkelingsplan 2010-2020

Het referentienet zoals gekozen voor het ontwikkelingsplan 2005-2012, beroept zich op het net dat begin 2005 in gebruik was, versterkt met de geplande versterkingen voor 2006 die werden goedgekeurd in het ontwikkelingsplan 2003-2010 en waarvan de geplande ingebruikstelling is bevestigd.

De onderstaande tabellen 5.1 en 5.2 geven een gedetailleerd overzicht van de vooruitgang van deze investeringen, respectievelijk voor de "versterkingen van nationaal belang" en de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus, die "versterkingen van gewestelijk belang" worden genoemd.

Deze tabellen bevatten geen uitgebreide informatie over netontwikkelingen waarvoor in het kader van het ontwikkelingsplan 2005-2012 werd aangekondigd dat ze daadwerkelijk zouden worden uitgevoerd of zouden worden uitgesteld of geschrapt. Meer informatie over deze ontwikkelingen staat beschreven in het bovengenoemde plan.[101]

101 Dit plan is beschikbaar op www.elia.be.

Tabel 5.1: vorderingsstaat van de "versterkingen van nationaal belang" van het referentienet.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding			
Toename van het verbruik van de midden-spanningsnetten	**West-Vlaanderen**	Blauwe-Toren [Brugge] Slijkens-[Bredene] - Koksijde	Nieuwe kabel	150 kV	Uitgevoerd[102]
		Beveren-Staden-Beerst	Omschakeling van de bestaande 70 kV-verbinding naar 150 kV	150 kV	Uitgevoerd
		Beerst-Koksijde	Tweede draadstel van de bestaande lijn	150 kV	Uitgevoerd
		Staden-Westrozebeke	Omschakeling van het bestaande 70 kV-draadstel naar 150 kV	150 kV	Uitgevoerd
		Izegem-Oostrozebeke-Sint-Baafs-Vijve	Nieuwe kabel	150 kV	Uitgevoerd
Onafhankelijkheid van het productiepark	**West-Vlaanderen**	Avelgem	Nieuwe transformator in een bestaand station	380/150 kV	Uitgevoerd[103]
		Avelgem-Ruien	Vervangen van de bestaande lijn met twee draadstellen	150 kV	Uitgevoerd
Versterken van de internationale interconnecties	**West-Vlaanderen**	Avelgem-Avelin	Tweede draadstel van de bestaande lijn	380 kV	Uitgevoerd
	Antwerpen	Zandvliet [Antwerpen]	Installeren van een faseverschuiver in een bestaand station	380 kV	Uitgevoerd
	Limburg	Van Eyck [Kinrooi]	Installeren van twee fase-verschuivers in een nieuw station	380 kV	Uitgevoerd
	Hene-gouwen	Jamiolle-Monceau	Versterken van de bestaande lijn (vervangen van de geleider)	150 kV	Uitgevoerd
		Monceau	Installeren van een transformator/ faseverschuiver in een bestaand station	220/150 kV	Uitgevoerd
Betrouwbaarheid van het net	**Antwerpen**	Scheldelaan [Antwerpen]-Zevende Haven-dok [Antwerpen]	Tweede draadstel van de bestaande lijn	150 kV	Uitgevoerd
	Hene-gouwen	Tergnée [Farciennes]-Port de la Praye [Aiseau-Presles]	Versterken van de bestaande lijn	150 kV	Uitgevoerd
	Luik	Battice-Eupen	Omschakeling van een bestaand 70 kV-draadstel naar 150 kV	150 kV	Uitgesteld
		Lixhe-Battice	Nieuwe kabel	150 kV	Uitgesteld

102 Enkel het gedeelte Slijkens-Koksijde 150 kV. Het deel Blauwe-Toren-Slijkens is in het ontwikkelingsplan 2005-2012 opgenomen als investering voor 2008. Dit laatste deel is dus opgenomen in tabel 6.3.

103 Zie deel 5.2.

Tabel 5.2: vorderingsstaat van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus van het referentienet.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings_ niveau	Status
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding			
Versterking van de voeding van het net 70-36-30 kV en het middenspanningsnet vanaf 380-150 kV					
Toename van het verbruik van de middenspan-ningsnetten	**West-Vlaanderen**	Beerst	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA in een bestaand station (omschakeling van 70 kV-station naar 150 kV)	150/11 kV	Uitgevoerd
		Koksijde	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/11 kV	Uitgevoerd
		Brugge-Waggelwater	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/11 kV	Uitgesteld
		Koksijde	Nieuwe transformator van 65 MVA in een bestaand station	150/36 kV	Uitgevoerd
		Oostrozebeke	Nieuwe transformator van 40 MVA in een bestaand station	150/10 kV	Uitgevoerd
		Westrozebeke	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/15 kV	Uitgevoerd
	Oost-Vlaanderen	Wondelgem-Nieuwe Vaart	Derde en vierde draadstel van de bestaande lijn met vier draadstellen	150 kV	Uitgevoerd
	Brussels Hoofd-stedelijk Gewest	Harenheide	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/11 kV	Uitgevoerd
		Harenheide [Brussel] in aftakking op de kabel van Verbrande Brug-Zaventem	Nieuwe kabel (dubbele verbinding)	150 kV	Uitgevoerd
	Luik	Awirs	Nieuwe transformator van 2x80 MVA in een bestaand station	220/70 kV	Uitgevoerd
	Antwerpen	Oelegem	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/15 kV	Uitgevoerd
		Mol	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/15 kV	Uitgevoerd
	Waals-Brabant	Nijvel	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/15 kV	Uitgevoerd
		Oostkerk	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/15 kV	Uitgevoerd
	Hene-gouwen	Gouy	Nieuwe transformator van 40 MVA in een bestaand station	150/10 kV	Uitgevoerd
Evolutie van het 36 kV net	**Vlaams-Brabant**	Zaventem	Nieuwe transformator van 125 MVA in een bestaand station	150/36 kV	Uitgevoerd
		Verbrande Brug-Zaventem + aftakking Harenheide	Nieuwe kabel	150 kV	Uitgevoerd

Tabel 5.2 (vervolg): vorderingsstaat van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus van het referentienet.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding			
Versterking van de voeding van het net 70-36-30 kV en het middenspanningsnet vanaf 380-150 kV					
Evolutie van het 70 kV net	**Hene-gouwen**	Farciennes	Scheiding van twee transformatoren in een bestaande station	150/70 kV	Uitgevoerd
		Monceau-Thy-le-Château	Nieuwe kabel	150 kV	Uitgevoerd
	Namen	Thy-le-Château	Nieuwe transformator van 90 MVA in een nieuw station	150/70 kV	Uitgevoerd
	Luik	Brume [Trois-Ponts]	Nieuwe transformator van 110 MVA in een bestaand station	380/70 kV	Uitgevoerd
		Eupen	Nieuwe transformator van 145-50 MVA in een bestaand station	150/70/15 kV	Uitgevoerd

5.2 Versterkingen in het ontwikkelingsplan 2005-2012 gepland tegen 2008

In het ontwikkelingsplan 2005-2012, dat in december 2005 door minister M. Verwilghen werd goedgekeurd, werden verschillende ontwikkelingen aanbevolen voor het transmissienet voor elektriciteit. Deze ontwikkelingen waren ingegeven door de evolutie en de lokalisatie van het productiepark, de importniveaus en hun herkomst, de internationale transitstromen van elektriciteit en de integratie van eenheden voor productie uit hernieuwbare energiebronnen (met inbegrip van windenergie) of van warmtekrachtkoppelingseenheden.

Gelet op het feit dat deze invloedsfactoren uiterst onzeker en variabel waren voor de periode waarop het ontwikkelingsplan 2005-2012 betrekking had, werden bepaalde investeringen uit dit plan als optioneel aangemerkt. Deze investeringen waren immers nog niet economisch gerechtvaardigd op het moment van publicatie van het plan. Het was echter te verwachten dat het toekomstige nut van deze investeringen zou worden bevestigd door de marktontwikkelingen, zowel wat betreft invoercapaciteit als wat betreft de evolutie van het Belgische productiepark.

In het kader van de procedure voor de opvolging van de uitvoering van het ontwikkelingsplan 2005-2012 zoals in samenspraak met de Minister overeengekomen, werd de verbintenis voor deze optionele investeringen aan de Minister van Energie[104] meegedeeld.

Zo bleek bijvoorbeeld dat voor wat betreft de bijkomende optionele 380/150 kV-transformatie, de exploitatievoorwaarden van het productiepark rond Ruien het techno-

104 Brief van Elia van 22 december 2006, gericht aan Minister Verwilghen ; Stand van zaken december 2006
Brief van Elia van 30 april 2008 gericht aan Minister Magnette ; Stand van zaken april 2008

economisch gezien mogelijk maken om in Avelgem/Ruien een nieuwe transformator te installeren om de onafhankelijkheid van het net ten opzichte van het productiepark te verzekeren. In Courcelles/Gouy daarentegen is de optie om over te gaan tot de installatie van een bijkomende 380/150 kV-transformator niet weerhouden. Het verwachte productietekort in de provincie Henegouwen zou moeten worden verholpen door toekomstige aansluitingen van nieuwe productie-eenheden in deze regio.

Wat de installatie van extra 150 kV-condensatorenbatterijen betreft, zijn vier van de dertien als optioneel weerhouden batterijen in 2006, intussen in gebruik genomen.

De onderstaande tabellen 5.3, 5.4 en 5.5 geven een overzicht van de voortgang van deze investeringen, respectievelijk voor de "versterkingen van nationaal belang", de optionele ontwikkelingen van het net en de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus.

Tabel 5.3: mate van voortgang van de tegen 2008 vooropgestelde"versterkingen van nationaal belang".

Reden van de investering	Versterkte zone	Plaats	Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status
Betrouwbaarheid van het Belgische net	**Antwerpen**	Zandvliet [Antwerpen]	Nieuwe transformator in een bestaand station	380/150 kV	Uitgevoerd
		Lillo [Antwerpen]-Zandvliet [Antwerpen]	Omschakeling van de bestaande 36 kV-lijn Lillo-Solvay naar 150 kV en aanleg van een nieuwe verbinding Solvay-Zandvliet	150 kV	Herzien
	West-Vlaanderen	Brugge Waggelwater - Slijkens	Versterken van de bestaande lijn	150 kV	Herzien
	Oost-Vlaanderen	Keerke [Lokeren] - Lokeren	Nieuwe lijn	150 kV	Uitgevoerd
Versterken van de internationale interconnectie-punten	**Belgisch net**	Bruegel [Dilbeek], Kallo, Merksem, Mol, Monceau, Ruien	Zes condensatorenbatterij-en van 75 Mvar in bestaande stations	150 kV	Gedeel-telijk uitge-voerd

Tabel 5.4: mate van voortgang van de tegen 2008 aanbevolen optionele "versterkingen van nationaal belang".

Reden van de investering	Versterkte zone	Plaats	Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status
Versterken van de internationale interconnectie-punten	Belgisch net	Kallo of Merksem, Lint, Langerlo, Rodenhuize	Vier condensatoren-batterijen van 75 Mvar in bestaande stations	150 kV	Gedeel-telijk uitge-voerd
			Negen condensatoren-batterijen van 75 Mvar in bestaande stations	150 kV	Geen verbinte-nissen aangegaan
Versterken van de internationale interconnectie-punten / Onafhankelijkheid van het productiepark	West-Vlaanderen	Avelgem/ Ruien	Nieuwe transformator in een bestaande stations	380/150 kV	Uitgevoerd
		Ruien, Izegem	Twee condensatoren-batterijen van 75 Mvar in bestaande stations	150 kV	Gedeel-telijk uitge-voerd
	Hene-gouwen	Courcelles/ Gouy	Nieuwe transformator in een bestaande stations	380/150 kV	Geen verbinte-nissen aangegaan
		Courcelles-Gouy	Nieuwe verbinding	380 kV	Geen verbinte-nissen aangegaan

Tabel 5.5: mate van voortgang van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus die tegen 2005 werden aanbevolen.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status
	Versterkte zone	Stations of uiteinden van de verbinding			
Toename van het verbruik van de midden-spannings-netten	**West-Vlaanderen**	Slijkens	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/11 kV	Uitgevoerd
	Antwerpen	Mechelen	Nieuwe transformator van 40 MVA in een bestaand station	150/10 kV	Uitgevoerd
		Mechelen	Nieuwe transformator van 125 MVA in een bestaand station	150/70 kV	Uitgevoerd
		Petrol	Twee nieuwe transfor-matoren van 50 MVA in een nieuw station	150/15 kV	Uitgevoerd
		Burcht-Zurenborg	Aanpassen van de bestaande verbinding met het oog op het aansluiten van het station Petrol	150 kV	Uitgevoerd
	Limburg	Lommel	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/11 kV	Uitgevoerd

Tabel 5.5 (vervolg): mate van voortgang van de versterkingen naar de lagere spanningsniveaus die tegen 2005 werden aanbevolen.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding			
Toename van het verbruik van de midden-spannings-netten	**Brussels Hoofd-stedelijk Gewest**	Wiertz	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/11 kV	Uitgevoerd
		Kabel Dhanis-Wiertz	Nieuwe kabel: aansluiten van het station van Wiertz in antenne	150 kV	Uitgevoerd
		Station Woluwe	Vervangen van drie 36/11 kV-transfor-matoren (16 MVA) door twee 150/11 kV-transformatoren (50 MVA)	150/11 kV	Uitgevoerd
	Vlaams-Brabant	Drogenbos	Vervangen van de bestaande transfor-mator van 75 MVA door een transfor-mator van 125 MVA	150/36 kV	Uitgevoerd
		Wijgmaal	Nieuwe transformator van 40 MVA in een nieuw station	150/10 kV	Geannu-leerd
	Luik	Battice	Vervangen van drie bestaande transfor-matoren van 20 MVA (70/15 kV) door twee transformatoren (150/15 kV) van 50 MVA	150/15 kV	Uitgesteld
	Luxemburg	Romsée	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	220/15 kV	Uitgevoerd
		Marcourt	Vervangen van een bestaande transformator van 75 MVA door een transformator van 90 MVA	220/70 kV	Uitgesteld
		Saint-Mard	Nieuwe transformator van 75 MVA in een bestaand station	220/70 kV	Uitgesteld

5.3 Rechtvaardiging van de herziening van de planning van investeringen die in het ontwikkelingsplan 2005-2012 tegen 2008 werden vooropgesteld

5.3.1 Referentienet van het ontwikkelingsplan 2005-2012

Provincie Antwerpen

Tweede 150 kV-draadstel tussen Scheldelaan [Antwerpen] en Zevende Havendok [Antwerpen]

Het belang van het plaatsen van het tweede 150 kV-draadstel Scheldelaan-Zevende Havendok is afhankelijk van de installatie van een productie-eenheid van 400 MW in Zandvliet en van productie-eenheden van 120 MW in Zwijndrecht.

Deze investering werd uitgesteld in het kader van het ontwikkelingsplan 2005-2010. De reden hiervoor is dat ofschoon er al wel een eenheid was geïnstalleerd in Zandvliet, de nieuwe productie-eenheden in Zwijndrecht zich nog maar in de ontwerpfase bevonden.

De uitvoering van de projecten voor de bouw van de productie-eenheden in Zwijndrecht heeft, in combinatie met de prognoses aangaande de evolutie van de productie en het verbruik in de haven van Antwerpen, evenwel geleid tot de realisatie van een tweede draadstel Scheldelaan-Zevende Havendok volgens een planning die sneller was dan oorspronkelijk aangekondigd. Deze investering is vandaag reeds gerealiseerd.

Provincie West-Vlaanderen

Nieuwe 150/11 kV-transformator in Brugge Waggelwater

De installatie van een 150/11 kV-transformator in het station Brugge Waggelwater maakt de versterking van de transformatie naar de middenspanning en de 150/36 kV-transformatie van dit station mogelijk.

Wegens een daling van de verbruiksvooruitzichten in de zone werd dit project uitgesteld in vergelijking met de planning zoals aangekondigd in het ontwikkelingsplan 2005-2012.

Provincie Luik

Nieuwe 150 kV-kabel tussen Lixhe en Battice en omschakeling van het bestaande 70 kV-draadstel tussen Battice en Eupen naar 150 kV

Het verkrijgen van de vereiste vergunningen en toelatingen nodig om de ondergrondse kabel op 150 kV tussen Lixhe en Battice te realiseren, blijkt problematisch.

Als gevolg van de dalende tendens van de prognoses inzake de evolutie van het elektriciteitsverbruik in het oosten van de provincie Luik wegens de economische en financiële crisis van 2008, zijn nieuwe loadflow-berekeningen uitgevoerd voor deze zone van het net. In dit verband wordt verwacht dat de verzadiging van dit net – de voornaamste beweegreden voor de plannen om de 150 kV-as Lixhe-Battice-Eupen te versterken – zich iets trager zal voltrekken dan oorspronkelijk was voorzien.

Dit uitstel werd gebruikt om nieuwe vergunningsaanvragen en toelatingen in te dienen om

deze netversterking uit te voeren. De plannen voor de versterking van het net in deze regio blijven bestaan en er wordt niet teruggekomen op de technische oplossingen die in het kader van de voorgaande ontwikkelingsplannen zijn voorgesteld.

5.3.2 Versterkingen in het ontwikkelingsplan 2005-2012 gepland voor 2008

Provincie Antwerpen

Omschakeling van de bestaande lijn Lillo-Solvay naar 150 kV en aanleg van een nieuwe 150 kV-verbinding Solvay-Zandvliet

In het ontwikkelingsplan 2005-2012 werd gewezen op de noodzaak om het net in de regio rond Antwerpen verder uit te bouwen om tegemoet te komen aan het stijgende verbruik van de Antwerpse haven, en meer specifiek van de chemische industrie die op het station Lillo (Antwerpen) is aangesloten.

Daarom werd in het ontwikkelingsplan aanbevolen om in het station Zandvliet (Antwerpen) een bijkomende 380/150 kV-transformator te installeren en om een nieuwe 150 kV-luchtlijn aan te leggen tussen Lillo en Zandvliet.

De bovengenoemde verbinding moest worden gerealiseerd door de omschakeling van de bestaande 36 kV-lijn tussen de stations Lillo en Solvay (3,1 km) naar 150 kV en door de bouw van een nieuwe 150 kV-lijn tussen de stations Solvay en Zandvliet (6,5 km).

De bijkomende 380/150 kV-transformator is inmiddels geïnstalleerd.

De evolutie van het elektriciteitsverbruik gebonden aan de economische activiteit in de Haven van Antwerpen, samen met de aangroei van nieuwe projecten voor grote productiegroepen (400-1100 MW) in dezelfde zone, doen vermoeden dat de geplande nieuwe 150 kV-verbinding Lillo-Zandvliet niet sterk genoeg zal zijn op middellange en lange termijn.

Gelet op deze nieuwe elementen, werd de oplossing op 150 kV vervangen door een 380 kV-oplossing tussen Zandvliet, Lillo en Mercator. Deze laatste wordt toegelicht in hoofdstuk 8 van voorliggend plan.

Provincie West-Vlaanderen

Versterking van de bestaande 150 kV-lijn Brugge Waggelwater-Slijkens

De versterking van de bestaande 150 kV-lijn tussen Brugge Waggelwater en Slijkens was gepland in het licht van de aanleg van de nieuwe 150 kV-kabel Koksijde–Slijkens, in overeenstemming met de ontwikkelingen van het productiepark en met het elektriciteitsverbruik in de regio.

Als gevolg van de aansluitingen van toekomstige windturbineparken in de Noordzee, zal de verdeling van de elektriciteitsstromen in het 150 kV-net van deze zone echter veranderen en rijzen twijfels over het belang van de versterking van deze lijn.

Om hieraan het hoofd te bieden wordt nagedacht over een betere oplossing voor de ontwikkeling van het 150 kV-net in deze regio. Deze oplossing wordt in detail omschreven in hoofdstuk 7 van dit plan.

Provincie Vlaams-Brabant

Nieuwe 150/10 kV-transformator in een nieuw station in Wijgmaal [Leuven]

Wegens de verzadiging van het station van Wilsele werd in Wijgmaal een nieuwe transformatorstation voorzien. Dit project is echter uitgesteld naar aanleiding van de moeilijkheden om de nodige vergunningen te verkrijgen.

In samenspraak met de betrokken distributienetbeheerder is nuttig gebruik gemaakt van deze termijn om de optimale verdeling van de belastingen op de stations van Wilsele, Wespelaar en Tienen opnieuw te bestuderen.

Op basis van deze studie waren de plannen om in Wijgmaal een 150/10 kV-transformator te installeren niet langer zinvol; versterking van de transformatie naar de middenspanning in Wilsele heeft de voorkeur gekregen. Deze versterking werd inmiddels gerealiseerd.

Bovendien kon dankzij deze studie worden bepaald wat de beste oplossing is voor de stroomvoorziening van de regio "Groot-Leuven" in de toekomst. Deze oplossing wordt in detail beschreven in hoofdstuk 9 van dit plan.

Provincie Luik

Vervanging van drie 70/15 kV-transformatoren van 20 MVA in het station van Battice door twee 150/15 kV-transformatoren van 50 MVA

De versterking van het transformatievermogen in Battice was het gevolg van de toename van het lokale verbruik en het beleid inzake directe voeding van het middenspanningsnet vanuit het 150 kV-net.

Dankzij de directe verbinding 150/15 kV van een afnemer die in Battice op 15 kV was aangesloten, wordt de transformatie naar dit spanningsniveau in dit station intussen echter veel minder belast. Als gevolg daarvan werd beslist het project voor de installatie van twee 150/15 kV-transformatoren uit te stellen. De installatie van een 150/15 kV-transformator wordt echter nog steeds overwogen op lange termijn.

Provincie Luxemburg

Installatie van 220/70 kV-transformatoren in Marcourt en Saint-Mard

De installatie van de 220/70 kV-transformatoren in de stations van Marcourt en Saint-Mard in de provincie Luxemburg werd uitgesteld, aangezien de prognoses met betrekking tot de toename van het verbruik in de regio die aan de basis lagen van de geplande investeringen, zich niet hebben gerealiseerd.

Belgisch net

Installatie van zes condensatorenbatterijen van 75 Mvar op 150 kV

De installatie van de eerste 6 condensatorenbatterijen die in het ontwikkelingsplan 2005-2012 werd vooropgesteld, zijn nog steeds actueel en wordt verder uitgevoerd:

- 5 van deze condensatorenbatterijen zijn momenteel al in gebruik;
- van de 5 gerealiseerde projecten werd de batterij die oorspronkelijk in Monceau was voorzien, in Baudour geïnstalleerd om de inbreng van Mvar in de provincie Henegouwen te optimaliseren;
- de in Bruegel geplande batterij zal pas in 2012 in dienst worden genomen, zodat synergieën zullen kunnen worden gerealiseerd met de geplande vervanging van uitrustingen die op deze termijn in dit station worden voorzien.

Installatie van twee condensatorenbatterijen van 75 Mvar op 150 kV in het kader van de installatie van een 380/150 kV-transformator in Avelgem

De installatie van de 380/150 kV-transformator in Avelgem en van een condensatorenbatterij 150 kV in Izegem werd uitgevoerd.

De transmissienetbeheerder blijft hoe dan ook aandachtig voor de behoefte om een condensatorenbatterij te installeren in Ruien, in functie van de toekomstige evolutie van de elektriciteitsinvoer in België:

- ten gevolge van de voortzetting van de integratie van de Europese elektriciteitsmarkten; en/of
- ten gevolge van de evolutie van de structuur van het productiepark zowel centraal en/of op basis van hernieuwbare energiebronnen, zowel in ons land als op Europese schaal.

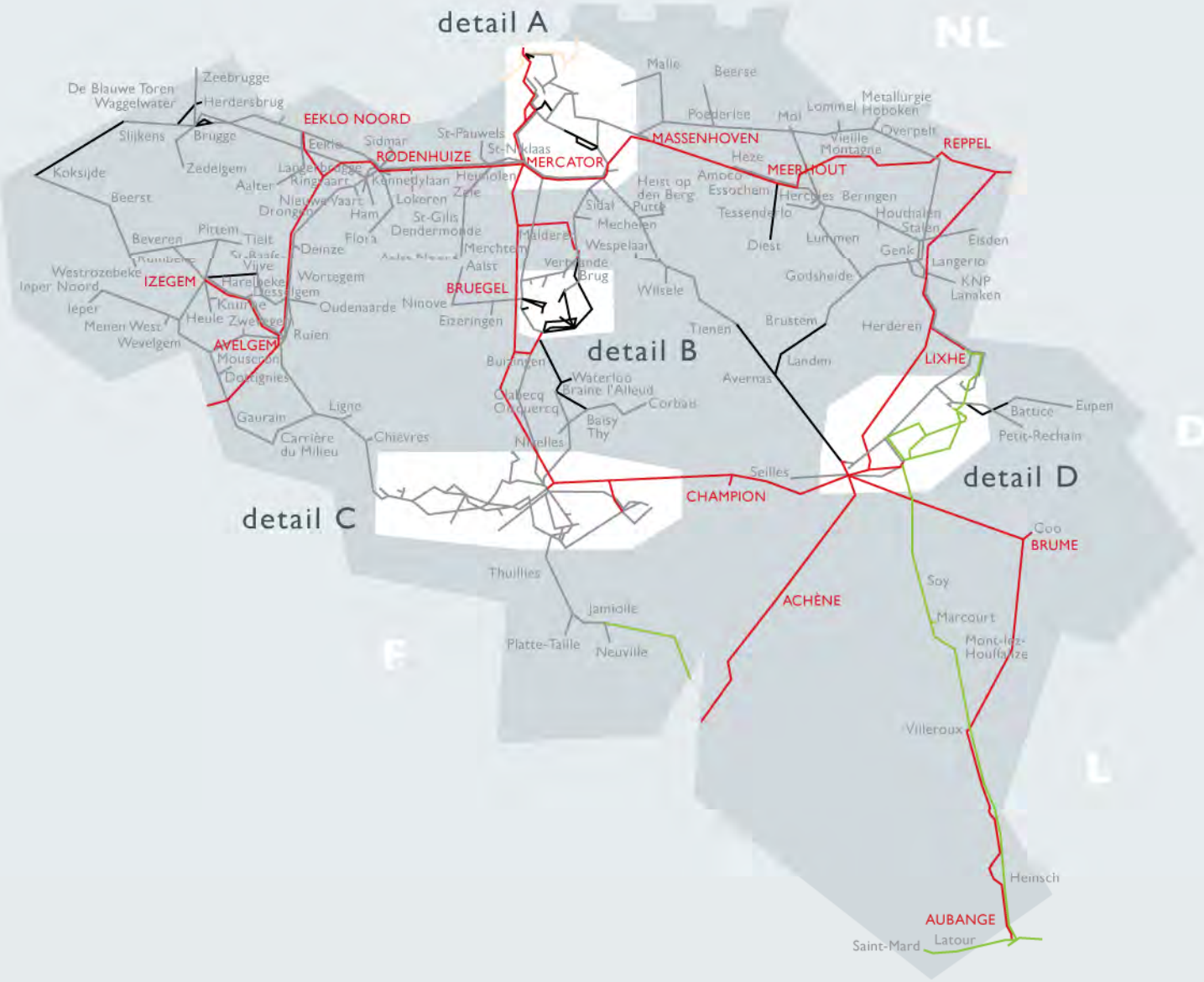
Installatie van vier extra condensatorenbatterijen van 75 Mvar op 150 kV

De gevolgen van de economische en financiële crisis voor het verbruik en de importniveaus die vandaag worden geregistreerd, hebben eveneens een impact gehad op de geplande uitvoering van vier condensatorenbatterijen die in het ontwikkelingsplan 2005-2012 als optioneel werden vermeld:

- de installaties van de batterijen in Lint en Langerlo blijven gepland. De eerste zal worden uitgevoerd in 2011, de tweede is in dienst sinds 2010;
- de batterijen in Rodenhuize en Kallo worden voor onbepaalde tijd uitgesteld.

5.4 Voorstelling van het 380-150 KV-referentienet (2010)

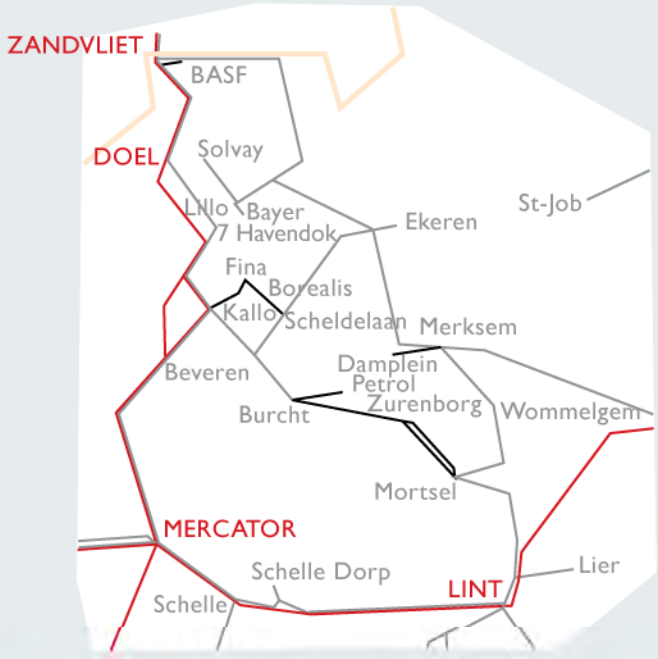
De onderstaande figuur 5.6 geeft een voorstelling van het hoogspanningsreferentienet (2010).

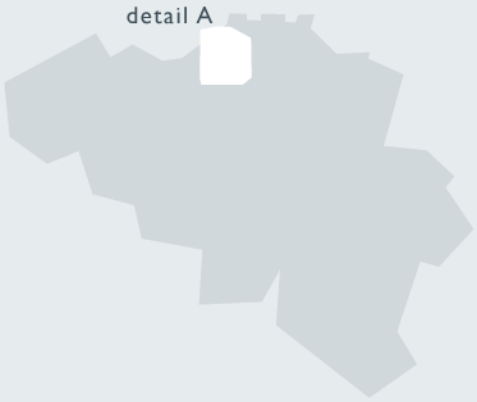


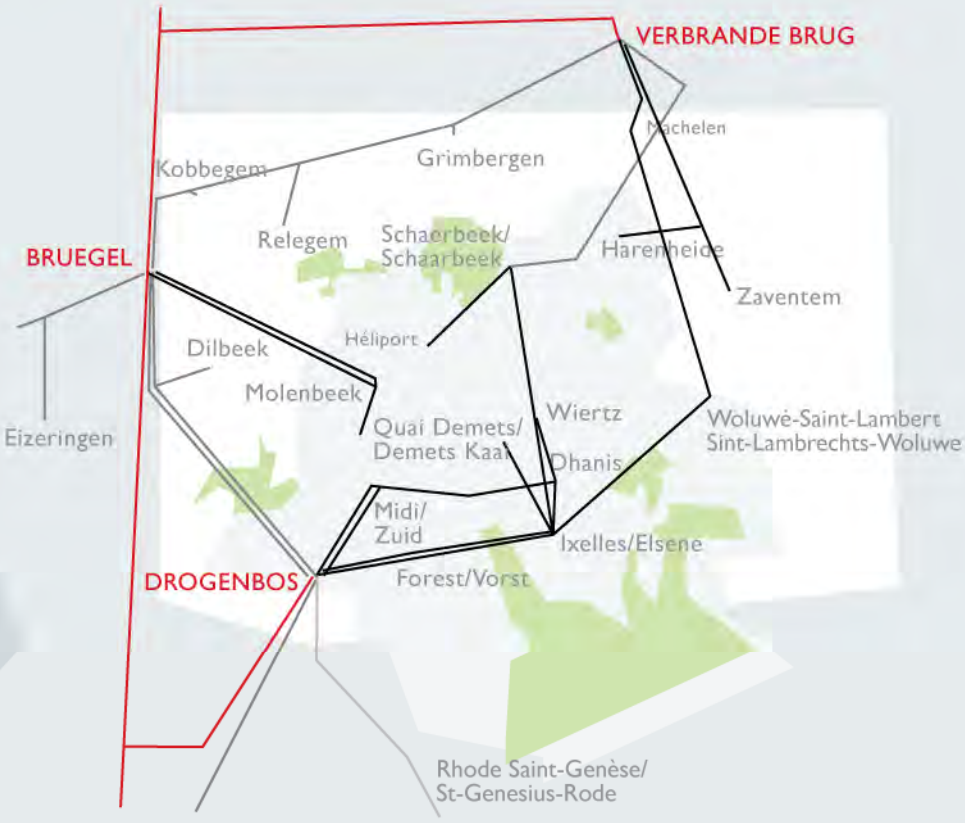
LEGENDE

- 380 kV LIJNEN
- 220 kV LIJNEN
- 150 kV LIJNEN
- 150 kV ONDERGRONDSE KABELS

Figuur 5.6 :
Transmissienet tegen 2010







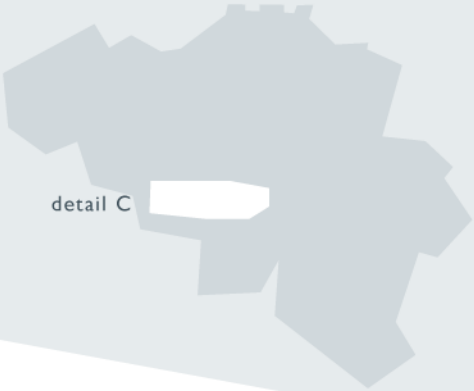
LEGENDE

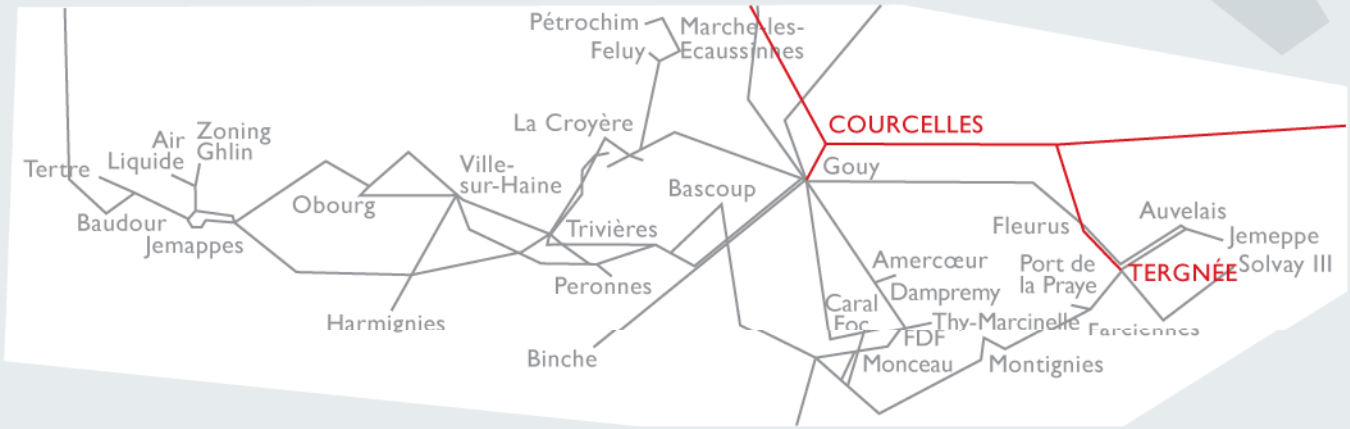
380 kV LIJNEN

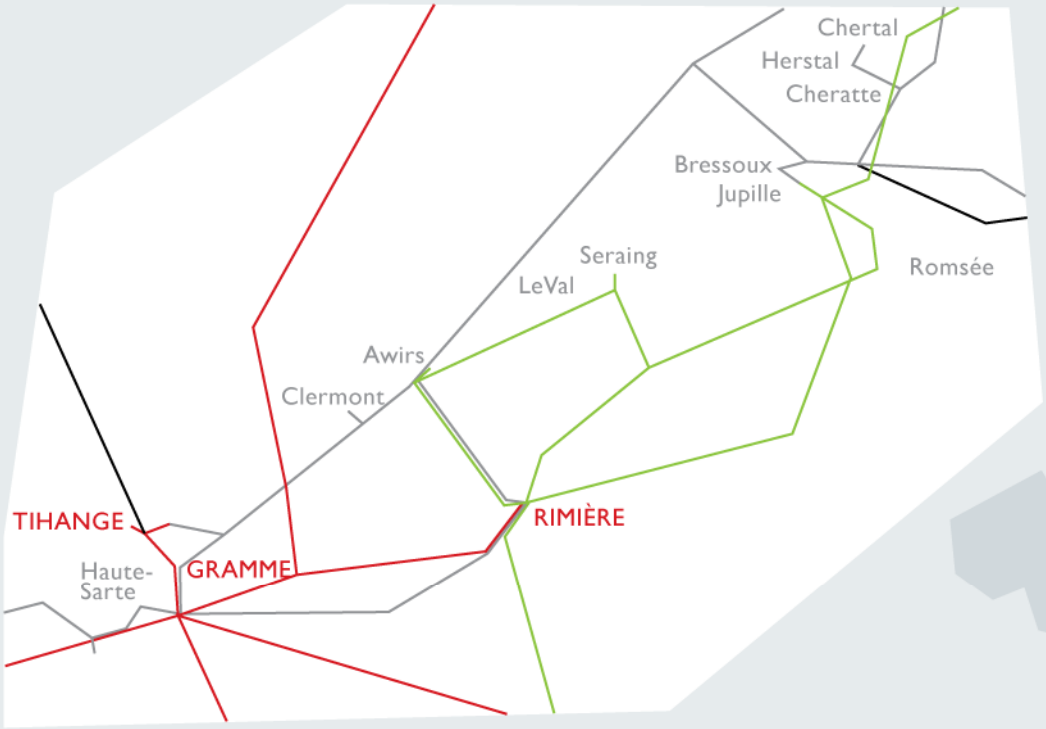
150 kV LIJNEN

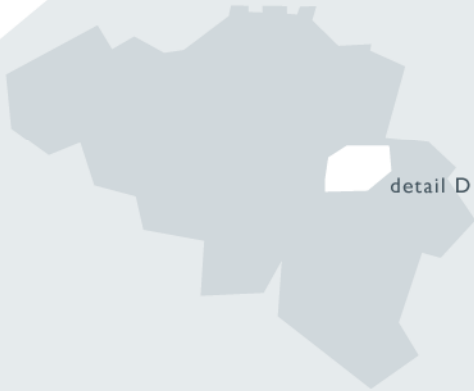
150 kV ONDERGRONDSE KABELS

Detail A / Detail B voorzien tegen 2010









LEGENDE

- 380 kV LIJNEN
- 220 kV LIJNEN
- 150 kV LIJNEN
- 150 kV ONDERGRONDSE KABELS

Detail C / Detail D voorzien tegen 2010

6

6 Grens-overschrijdende verbindingen

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020

6.1 De verdere ontwikkeling van de interconnecties

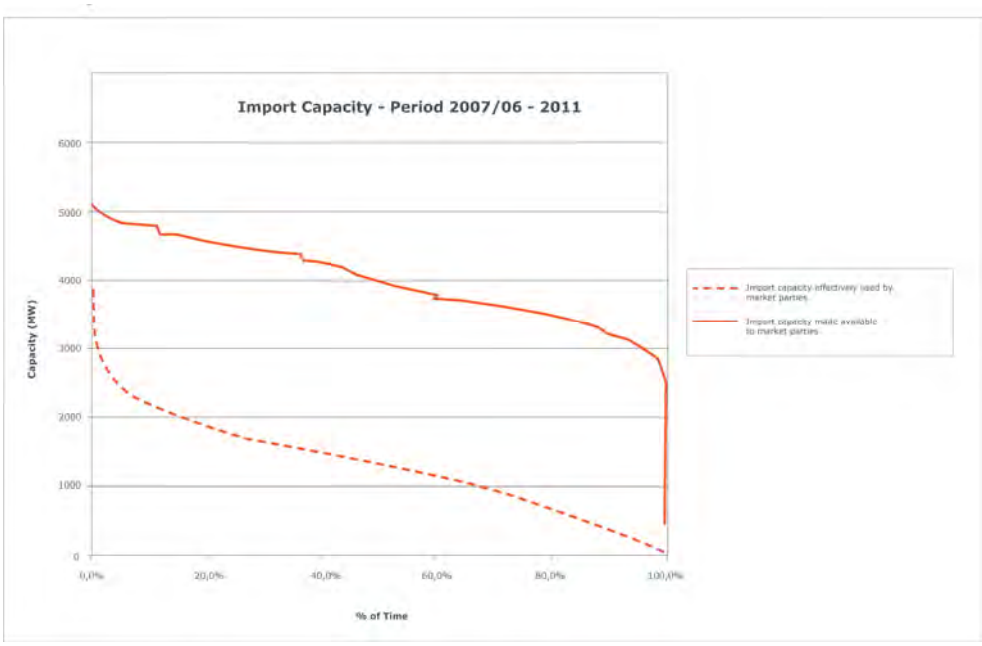
6.1.1 Een van de meest geïnterconnecteerde netten van Europa

Sinds de liberalisering van de energiemarkt heeft Elia, in samenspraak met de transmissienetbeheerders van de buurlanden, een reeks acties ondernomen om de interconnectiecapaciteit tussen het Belgische net en de buurnetten te optimaliseren en te versterken :

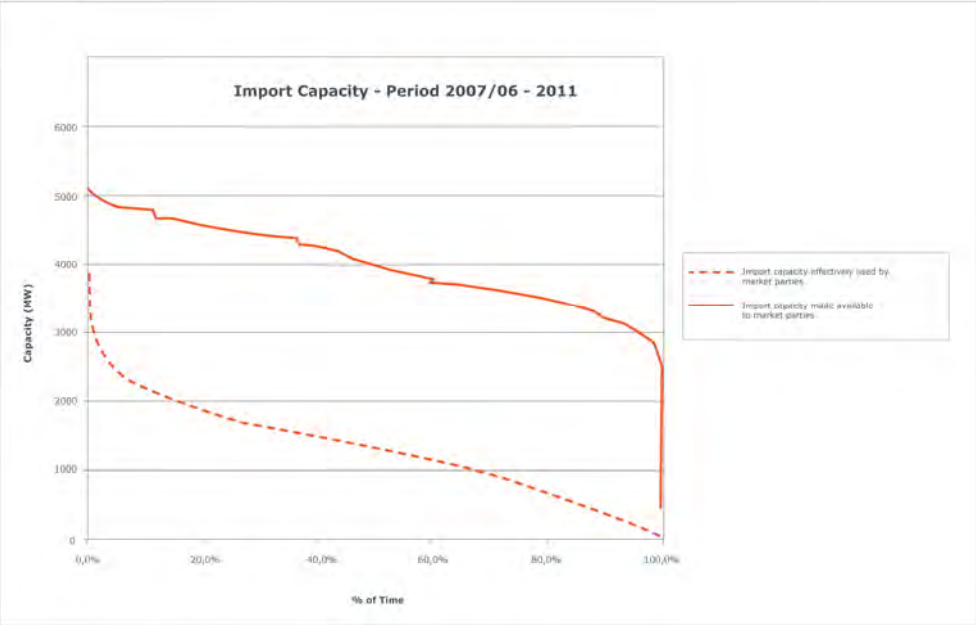
- Elia heeft zijn infrastructuur aan de noord- en zuidgrens versterkt om de import- en exportcapaciteit van het Belgische net te vergroten;
- Elia stelt een maximale totale gemiddelde import- en exportcapaciteit ter beschikking enerzijds met het oog op de optimale marktwerking en de prijsconvergentie en anderzijds om de producenten de nodige importcapaciteit te kunnen bieden in geval van onbeschikbaarheid van centrales;
- Elia streeft naar een "gewaarborgd jaarlijks minimum" aan interconnectiecapaciteit dat de beste garanties biedt voor de leveringszekerheid en tegelijk de producenten aanspoort om de nodige productiecapaciteit in het binnenland te handhaven.

Dankzij dit beleid heeft Elia een van de best geïnterconnecteerde netten van Europa, zoals blijkt uit de statistieken van het gebruik van de import- en exportcapaciteit die aan de marktspelers ter beschikking wordt gesteld.

Figuur 6.1: cumulatieve statistieken van de ter beschikking gestelde importcapaciteiten en het gebruik door de markt tijdens de periode 2007-2009.



Figuur 6.2: cumulatieve statistieken van de exportcapaciteiten die ter beschikking werden gesteld en het gebruik door de markt tijdens de periode 2007-2009.



Uit deze figuren blijkt dat importcapaciteit die aan de marktpartijen beschikbaar wordt gesteld gemiddeld rond de 40 % van het verbruik bedraagt, waarvan gemiddeld minder dan een derde effectief gebruikt wordt door de marktpartijen. Deze cijfers tonen duidelijk aan dat de mening die soms wordt verspreidt, dat een chronisch gebrek aan importcapaciteit de werking van de markt zou verhinderen, volledig verkeerd is.

Deze vaststelling wordt bevestigd door de evolutie van de prijzen op de groothandelsmarkt sinds de marktkoppeling met Nederland en Frankrijk in 2006 werd gerealiseerd op initiatief van Elia. Over de periode 2007 – midden 2011 zijn de gemiddelde groothandelsprijzen in België en de twee buurlanden binnen een vork van +/- 2,5% geëvolueerd, terwijl de Belgische prijzen tijdens dezelfde periode gemiddeld 2,19% minder duur waren dan in Nederland en 1,17% minder duur dan in Frankrijk. . Dat toont aan dat de beschikbare interconnectiecapaciteit volstaat om van eengemaakte groothandelsmarkt voor elektriciteit met beide aangrenzende buurlanden te kunnen spreken.

Bovendien stellen wij sinds het midden van 2009 vast dat, wanneer er geen totale prijsconvergentie is tussen de groothandelsprijzen, de groothandelsprijzen in België lager liggen dan die in Frankrijk gedurende 93 % van de tijd en lager dan die in Nederland gedurende 61 % van de tijd.

Na de uitbreiding van de marktkoppeling naar Duitsland en de Scandinavische landen en de invoering van de marktkoppeling in de zone CWE (sinds november 2010), lagen de Belgische groothandelsprijzen zeer dicht bij de prijzen op de Franse markt. De groothandelsprijs in België was lager dan of gelijk aan de Franse prijs gedurende 93% van de tijd en lager dan of gelijk aan de Nederlandse prijs gedurende 68% van de tijd.

6.1.2 De verdere ontwikkeling van de interconnecties

De verdere ontwikkeling van de internationale interconnecties blijft essentieel voor Elia in

het kader van de ontwikkeling van het net op termijn. Deze aanpak berust voornamelijk op drie hoofdredenen.

De evolutie van de energiestromen

Het energie- en klimaatbeleid van de Europese Unie voert een concurrentiemodel in, gecombineerd met een reductie van de door het productiepark voortgebrachte uitstoot van CO_2 en broeikasgassen. Bovendien werd een belangrijk deel van de Europese productiecapaciteiten in het begin van de jaren '80 of zelfs vroeger in dienst gesteld. Een groot gedeelte van de bestaande eenheden zal vóór 2020 vervangen moeten worden.

Deze vervanging van productiemiddelen, samen met het vooruitzicht van nieuwe marktaandelen zou moeten leiden tot een herschikking van het productiepark in Europa met meer oog voor het milieu, waarbij moderne technologieën worden aangewend om de uitstoot te verminderen en gebruik wordt gemaakt van hernieuwbare energiebronnen (wind, biomassa, zon...).

Tabel 6.3 is overgenomen uit door ENTSO-E uitgevoerde studies en geeft een beeld van de verwachte verandering van het productiepark in België en in de buurlanden.

Figuur 6.3: geïnstalleerde productiecapaciteit in 2009 (System Adequacy Retrospect van ENTSO-E) en in 2020 (« top-down » scenario 2020 van ENTSO-E) en in 2020 (scenario "top-down" 2020 van ENTSO-E). Dit laatste scenario houdt geen rekening met de recente beslissing om de Duitse kerncentrales stil te leggen.

External study	2009 SAR					2020 ENTSO-E				
	BE	DE	FR	NL	UK	BE	DE	FR	NL	UK
Nuclear Power	6	20	63	1	11	4	19	67	1	11
Fossil Fuels	8	67	25	23	58	10	59	15	31	50
Lignite	0	19	0	0	0	0	14	0	0	0
Hard Coal	1	26	8	4	28	0	26	4	8	18
Gas	6	14	5	19	27	10	18	7	22	32
Mixed fuels	0	3	3	0	0	0		0	1	0
Other	1	4	9	0	4	0	1	4	0	0
RES	2	37	6	3	2	8	107	33	13	27
Wind Onshore	1	25	4	2	1	2	36	19	6	9
Wind Offshore						2	10	6	5	16
Solar	0	8	0	0	0	1	52	5	1	0
Biomass	1	4	1	1	0	2	9	3	1	2
Other	1	10	25	0	4	1	12	29	0	4
Hydro power P+PS	1	5	0	0	0	0	5	0	0	1
Net Gen Capacity	18	139	119	27	74	24	202	144	44	94

Deze verandering zal leiden tot een uitgesproken ontwikkeling van de vraag naar en het aanbod van elektriciteit op de interne markt van de Europese Unie en, bijgevolg, van de uitwisselingen van energie tussen de landen.

Deze uitwisselingen als gevolg van het matchen van de vraag en het aanbod op de eengemaakte elektriciteitsmarkt zullen slechts kunnen plaatsvinden als adequate uitwisselingscapaciteiten ontwikkeld worden. Rekening houdend met de toekomstige energiemix is de verdere ontwikkeling van de interconnecties dus van essentieel belang

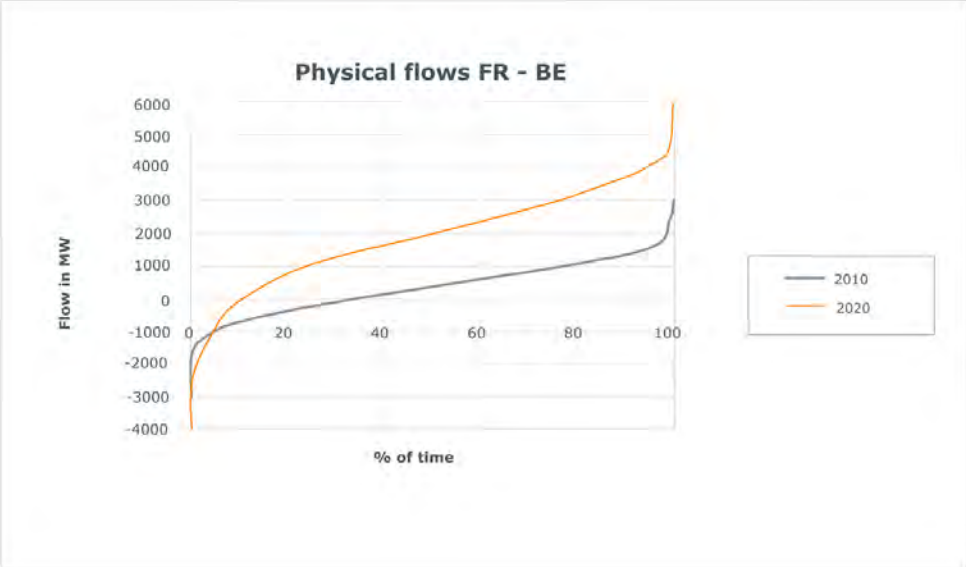
voor de verdere integratie van de Europese elektriciteitsmarkt.

Uit verschillende door ENTSO-E uitgevoerde simulaties blijkt dat de fysieke energiestromen aan onze grenzen aanzienlijk zullen toenemen. Onze interconnecties zullen in 2020 dus nog sterker belast worden, zoals blijkt uit de figuren 6.4 en 6.5 die hierna worden weergegeven.

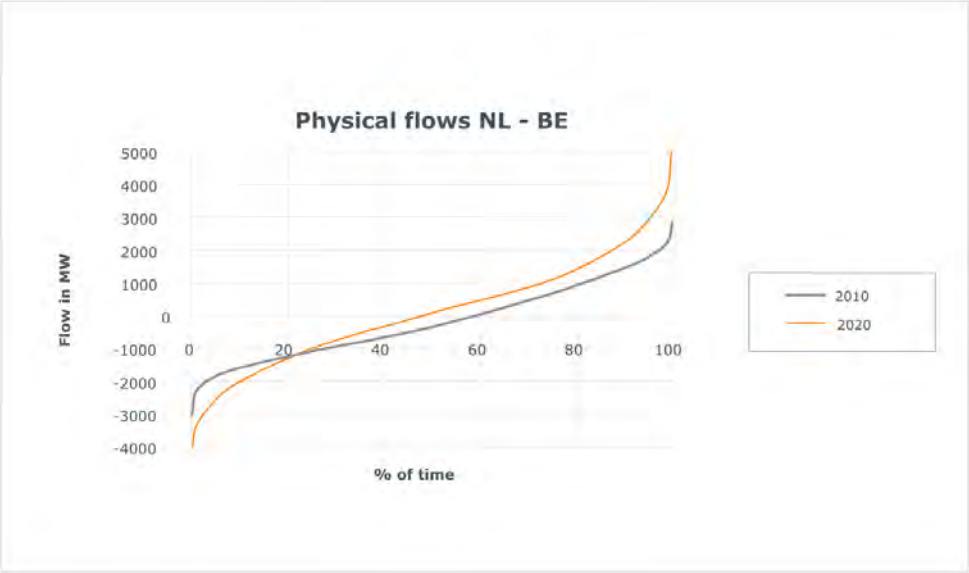
Deze ontwikkeling kan geschetst worden aan de hand van twee extreme situaties:

- Frankrijk zal zijn milieudoelstellingen bereiken door hernieuwbare energiebronnen te integreren, maar zou daarenboven goed met kerncentrales uitgerust blijven. Wanneer het in Duitsland windstil is, zal Frankrijk veel energie uitvoeren. In deze situatie moet rekening gehouden worden met sterke energiestromen doorheen België naar Duitsland**,** dat dan veel energie zal invoeren, en naar het Verenigd Koninkrijk;
- wanneer de wind waait in Duitsland zal dit land massaal energie uitvoeren naar Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, wat dan weer leidt tot belangrijke transitstromen doorheen Nederland en België naar Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk.

Figuur 6.4: schatting van de fysieke stromen aan de zuidgrens in 2020, op basis van door ENTSO-E uitgevoerde simulaties.



Figuur 6.5: schatting van de fysieke stromen aan de noordgrens in 2020, op basis van door ENTSO-E uitgevoerde simulaties.



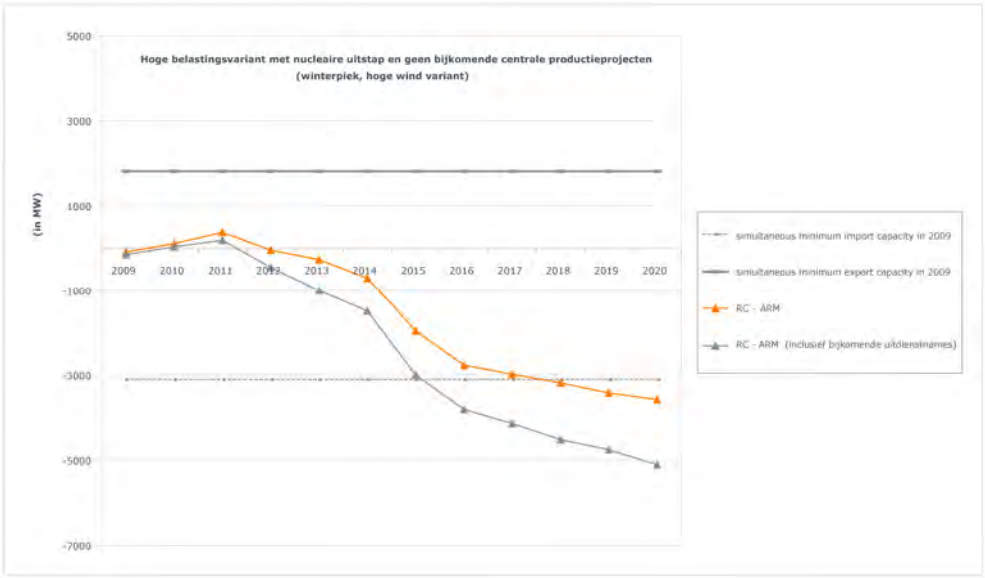
De handhaving van de bevoorradingszekerheid

Indien productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen massaal in gebruik genomen worden, zullen dit type eenheden, wegens hun variabele karakter, en conventionele centrales naast elkaar moeten bestaan, om op ieder ogenblik de vraag naar en het aanbod van elektriciteit in evenwicht te kunnen brengen.

Zowel over de uiteindelijke beslissingen voor investeringen in nieuwe centrales als over de beslissingen betreffende de ontmanteling van de oudste centrales heerst heel wat onzekerheid. Het Belgische productiepark kan ontoereikend worden op ogenblikken van sterk verbruik en het zou moeilijk kunnen zijn om het variabele karakter van de productie op basis van hernieuwbare energiebronnen op te vangen. De interconnecties moeten er dus op voorzien zijn om het elektrische systeem in dergelijke situaties in evenwicht te brengen.

Uit figuur 6.6 hierna blijkt dat de capaciteiten van de huidige interconnecties ontoereikend zijn om de bevoorradingszekerheid te waarborgen indien de levensduur van de oudste kerncentrales van ons land niet wordt verlengd en geen nieuwe centrale productie-eenheden worden gerealiseerd.

Figuur 6.6: evolutie van de veiligheidsmarge in bevoorradingszekerheid, bij hoog verbruik (de piek tijdens de winter gecombineerd met de hoge variant voor het elektriciteitsverbruik), in geval de levensduur van de oudste kerncentrales niet wordt verlengd en geen nieuwe centrale productie-eenheden worden gerealiseerd (uitgave september 2010).



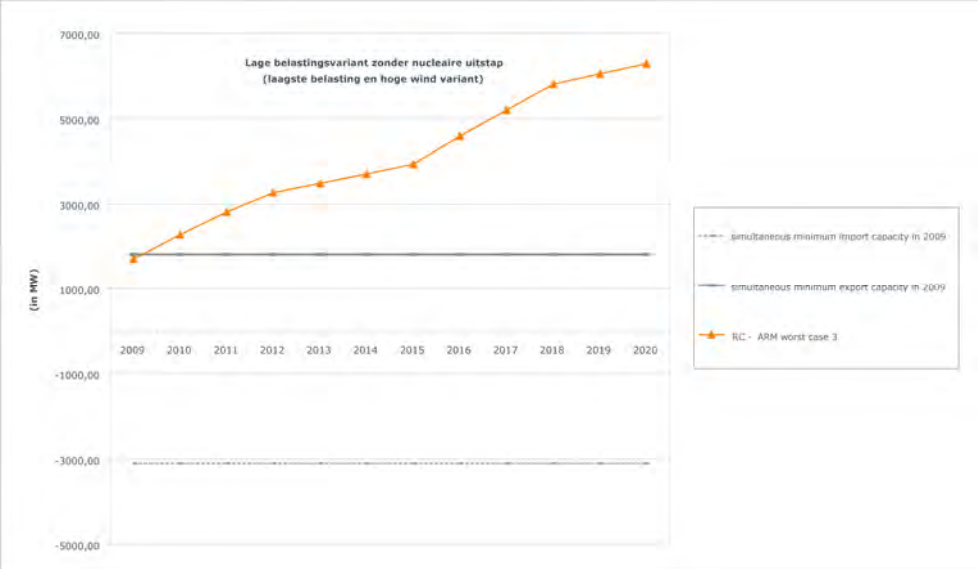
De verzadiging van het systeem en van het beheer van de must runs

Het naast elkaar bestaan van een groot aantal vaak minder flexibele centrale productie-eenheden, zoals de kerncentrales, en een groot aantal decentrale productie-eenheden en/of eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen, die vaak uitgesproken variabel van aard zijn, stelt een verzadiging van het systeem in het verschiet. Daardoor zullen tijdelijke productieoverschotten uit de regelzone afgevoerd moeten worden of opgeslagen moeten worden indien op termijn de technologie beschikbaar is om dat op grote schaal te doen.

Dit fenomeen wordt geïllustreerd door figuur 6.6, waarin getoond wordt wat de limieten van de bestaande interconnecties zijn om de productieoverschotten bij laag verbruik te exporteren, in een context van sterke integratie van windenergie en verlenging van de levensduur van de oudste kerncentrales.

Enerzijds zullen de interconnecties versterkt kunnen worden om aan dit fenomeen het hoofd te bieden. Anderzijds kan bijgedragen worden tot het oplossen van deze problematiek door een grondige analyse te maken van de mogelijkheden om de flexibiliteit van het centrale productiepark, meer bepaald de kerncentrales, te vergroten.

Figuur 6.7: evolutie van de veiligheidsmarge in bevoorradingszekerheid, bij laag verbruik (het dal tijdens de zomer gecombineerd met de lage variant voor het elektriciteitsverbruik), op basis van de veronderstelling van een sterke integratie van eenheden op windenergie die op volle capaciteit produceren en met verlenging van de levensduur van de oudste kerncentrales van ons land (uitgave september 2010).



6.1.3 Naar Europese snelwegen voor elektriciteit

De verdere ontwikkeling van de interconnecties met het oog op de bevoorradingszekerheid, het beheer van de overheadkosten en de evolutie van de energiestromen zet aan tot de oprichting van elektriciteitssnelwegen zoals aangekondigd door de Europese Unie (*'Electricity Highways'*) [105]. Zij zullen voor de elektriciteitsbevoorrading moeten instaan alsook voor de integratie van de markten met een aanzienlijk aandeel aan hernieuwbare productie. Zij zullen het resultaat zijn van het gecombineerd effect van een beleidsaanpak waarbij de maximale benutting van het bestaande net wordt gekoppeld aan de openstelling van nieuwe corridors voor luchtlijnen en ontwikkelingen van nieuwe ondergrondse verbindingen, om de ontbrekende schakels op te vangen.

Het geheel van de projecten van dit hoofdstuk ligt al in de lijn van deze filosofie:

- de versterkingen die gepland zijn aan de noord- en zuidgrenzen volgen de logica van de maximale benutting van de bestaande infrastructuren;
- nieuwe corridors zijn voorzien tussen België en Luxemburg en tussen België en het Verenigd Koninkriik;
- er bestaat een voorstel voor een nieuwe controleerbare ondergrondse verbinding op gelijkstroom tussen België en Duitsland, aangezien dat de ontbrekende schakel is tussen deze twee landen.

105 *Er werd een consortium opgezet onder leiding van ENTSO-E om in te gaan op een oproep (FP7 framework) van de Europese Commissie om een modulair plan uit te werken voor de ontwikkeling van deze elektriciteitssnelwegen in opeenvolgende fasen (Modular Development Plan fora n Electricity Highways System (MoDPEHS)).*

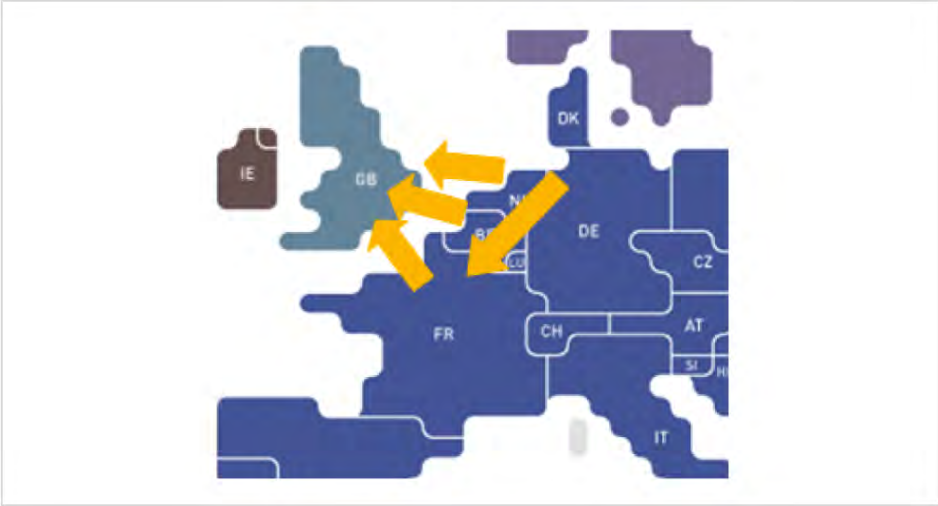
6.2 De noordgrens

In het vorige deel werd aandacht besteed aan een beduidende toename van de elektriciteitsstromen aan de noordgrens in 2020. Deze prognose is onder meer het gevolg van de sterke aanwezigheid van productie uit windenergie in Noord-Duitsland[106].

Bij gunstige weersomstandigheden zullen deze eenheden op maximaal vermogen produceren. Duitsland wordt dan een exportland, waardoor energietransits zullen plaatsvinden vanuit Duitsland via Nederland, naar en door België.

Deze energiestromen zullen in het bijzonder het 380 kV-net belasten vanaf de grens naar de Luikse regio (as Van Eyck – Gramme) en naar de Antwerpse en Gentse regio's (as Zandvliet – Doel – Mercator – Baekeland – Horta). In dergelijke situaties zal een belangrijk deel van de energie die de noordgrens overschrijdt niet-genomineerd zijn en de uitwisselingscapaciteit verminderen die aan deze grens ter beschikking van de markt zal kunnen worden gesteld.

Figuur 6.8: transitstromen doorheen België in 2020, op basis van door ENTSO-E uitgevoerde simulaties.



Om het hoofd te bieden aan de ontwikkeling van de stromen aan de noordgrens zijn de volgende investeringen nodig:

- de oprichting van een 380 kV-station op de bestaande site van Van Eyck (Kinrooi);
- de installatie van een 380/150 kV transformator in aftakking op de site van Zutendaal, die rechtstreeks op een 150 kV-draadstel in de richting van het 150 kV-station van Langerlo zou worden aangesloten;
- de uitbating op 380 kV van het draadstel Gramme-Zutendaal, dat momenteel op 150 kV wordt gebruikt;
- het trekken van een nieuw draadstel op 380 kV (hogeperformantiegeleider) tussen Zutendaal en Van Eyck;
- het BRABO-project voor de versterking van het Antwerpse 380 kV-net (zie deel 9.2.1);
- de versterking van de 380 kV-as Mercator/Doel – Horta. Deze versterking zal kunnen gebeuren met behulp van hogeperformantiegeleiders, nadat een technologische analyse heeft plaatsgevonden.

106 *Zie hiervoor ook « European Wind Integration Study - Ewis », 2010.*

Indien deze laatste investeringen samengaan met de installatie van een bijkomende dwarsregeltransformator in Zandvliet zal de uitwisselingscapaciteit aan de noordgrens met 1000 MW verhoogd kunnen worden.

De keuze van deze ontwikkelingen past in een logica van minimale milieubelasting door de bestaande infrastructuur optimaal te benutten: enkel werken aan bestaande lijnen en stations worden in aanmerking genomen.

Het eerste gedeelte van deze investeringen voor de versterking van het 380 kV-net tussen Gramme en Van Eyck is voor 2014 gepland voor zover op die manier tevens het aansluitingspotentieel van centrale eenheden in de provincies Limburg en Luik kan toenemen (zie deel 8.6).

De volledige versterking van de as Mercator/Doel - Horta en de installatie van een bijkomende dwarsregeltransformator in Zandvliet zijn vóór 2020 gepland. De planning voor de implementatie ervan zal beoordeeld worden in de volgende onderzoeken van ENTSO-E, evenals in het kader van de volgende federale ontwikkelingsplannen.

6.3 De zuidgrens

Door de ondertekening van een Memorandum of Understanding hebben de Belgische en de Franse regering zich in maart 2005 ertoe verbonden om de interconnecties tussen Frankrijk en België verder te versterken, overeenkomstig de prioriteiten die zijn gedefinieerd in Beschikking nr. 1229/2003/EG van 26 juni 2003 van de Europese Commissie tot opstelling van richtlijnen voor trans-Europese netwerken in de energiesector.

Met het oog hierop en zoals al in het ontwikkelingsplan 2005-2012 werd aangekondigd, hebben Elia en RTE onderzocht tot welke toename van de invoercapaciteit de aanleg van een nieuwe 380 kV-lijn Lotharingen-Ardennen en het plaatsen van een tweede 380 kV-draadstel Gramme-Massenhoven zou kunnen leiden. Naar aanleiding van deze analyse werd besloten om een tweede 220 kV-circuit te installeren tussen Aubange en Moulaine en om tussen deze stations gebruik te maken van meer performante geleiders, zowel op het oude als op het nieuwe circuit.

Het nieuwe 220 kV-circuit werd in 2010 in dienst genomen. Deze versterking maakt het bovendien mogelijk om bijkomende capaciteit te ontwikkelen tussen deze twee landen door het installeren van dwarsregeltransformatoren op de twee 220 kV-verbindingen en/of door de aanleg van een extra 380 kV-lijn in dezelfde regio, indien dat nodig blijkt.

De aangekondigde ontwikkeling van kerncentrales, centrales op gas en eenheden op windenergie in Noord-Frankrijk duidt er evenwel op dat deze investeringsoptie herzien kan worden.

Elia en RTE realiseren samen een onderzoek om na te gaan welke netontwikkelingen tegen 2020 in of tussen beide landen nodig zijn om deze nieuwe elementen optimaal te integreren.

Voor dat tijdsbestek postuleert het onderzoek een basisproductie in Frankrijk die wordt aangevuld met de komst van de EPR's van Flamanville en Penly, goed voor een capaciteit van 3500 MW, en de toevoeging van 15 GW uit windenergie. Er zijn tevens eenheden op gas voorzien. Het onderzoek houdt daarnaast ook rekening met de

interconnectieprojecten tussen Frankrijk en Groot-Brittannië en tussen België en Duitsland.

In deze context kunnen de beperkingen hogerop in het Franse net opgevangen worden door drie belangrijke versterkingen:

- de vervanging van de geleiders op de 400 kV-as Warande-Weppes-Avelin (thans voltooid) ;
- de ontdubbeling van de 400 kV-as Lonny-Vesle die tegen het jaar 2020 gepland is;

de ontdubbeling van de 400 kV-as Gavrelle-Avelin die tegen het jaar 2020 gepland is.

Tot op heden werden verschillende indicatieve pistes voor de versterking van de interconnectie onderzocht:

- de aanleg van een gelijkstroomverbinding (1000 MW) tussen Warande en Zeebrugge;
- de aanleg van een luchtlijn met twee 380 kV-draadstellen wisselstroom tussen Warande en Izegem;
- de versterking van de 380 kV-lijnen Avelin-Avelgem en Mastaing-Avelgem door geleiders met hoge performantie;
- de aanleg van een gelijkstroomverbinding (1000 MW) tussen Capelle en Courcelles;
- de aanleg van een luchtlijn met twee 380 kV-draadstellen wisselstroom tussen Capelle en Courcelles;
- de ontdubbeling van de 380 kV-lijn Lonny-Achène-Gramme.

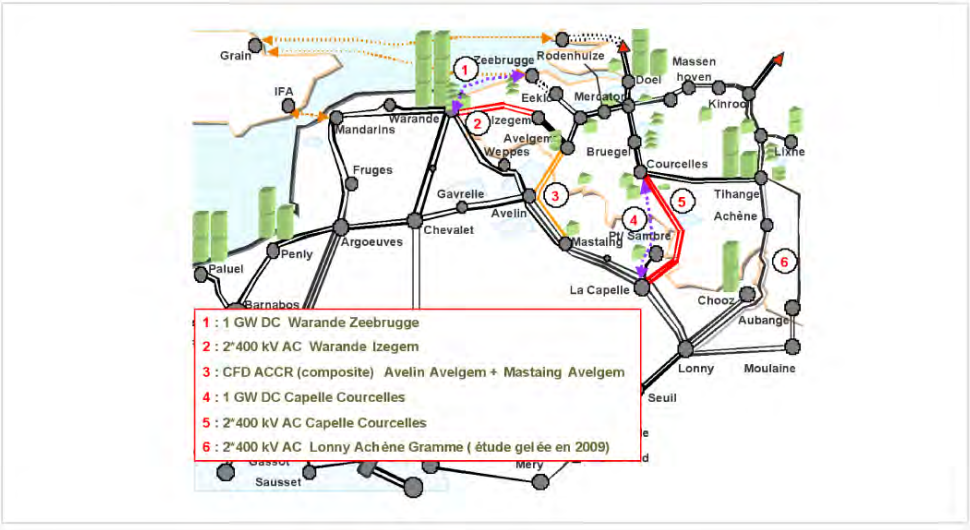
Afhankelijk van de lokalisatie van de nieuwe interconnectie en de talrijke varianten voor de ontwikkeling van de productie aan weerszijden van de grens kon aldus het belang van een nieuwe interconnectie beoordeeld worden.
In alle onderzochte scenario's bevestigen de eerste resultaten de toename van de belasting op deze grens in 2020, die in deel 6.1.2 werd voorgesteld.

Bovendien tonen zij het belang aan van een nieuwe interconnectie 'in het noorden' (Warande-Zeebrugge of Warande-Izegem) of 'in het centrum' (Capelle-Courcelles). De oplossing die bestaat uit de ontdubbeling van de bestaande 380 kV-lijn Lonny-Achène-Gramme biedt a priori slechts beperkte voordelen. Deze optie zal misschien niet gekozen worden.

Deze verschillende resultaten zullen moeten worden bevestigd door andere technische en economische onderzoeken die in samenwerking met de Franse transmissienetbeheerder en in het kader van de activiteiten van ENTSO-E zullen worden uitgevoerd.

Figuur 6.9: transitstromen doorheen België in 2020, volgens de in ENTSO-E uitgevoerde simulaties.

Figuur 6.10 : versterkingen van de zuidgrens onderzocht in overleg met de Franse transmissienetbeheerder (RTE).



6.4 Verbinding tussen België en Luxemburg

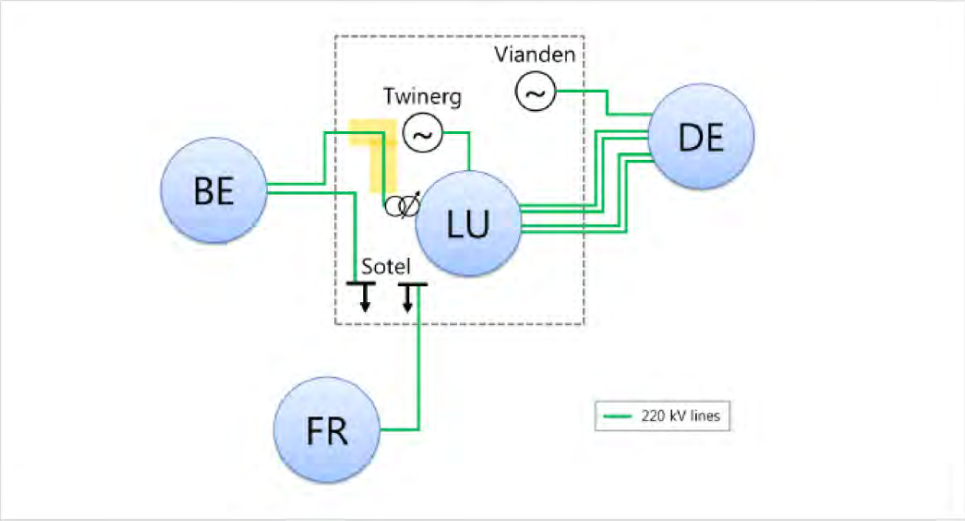
Het Luxemburgse transmissienet bestaat momenteel uit twee delen: het industriële net van Sotel (industrieel netbeheerder) is op het Belgische net (Elia) aangesloten, terwijl het transmissienet van Creos (transmissienetbeheerder) op het Duitse net (Amprion) is aangesloten. Tussen deze twee netten is vandaag in normale netuitbating geen directe transit van elektriciteit mogelijk.

Door de stijging van het verbruik en de door Amprion (Duitse netbeheerder) overwogen ontmanteling van het 220 kV-net overweegt Creos om zijn net te versterken, teneinde aan de vraag te voldoen en de bevoorradingszekerheid in het Groothertogdom Luxemburg te handhaven.

Creos heeft in dit kader in samenwerking met de betrokken naburige netbeheerders gekozen voor een oplossing in twee stappen.

De eerste stap bestaat uit de koppeling van de twee delen op 220 kV van het Luxemburgse net in Esch-Sur-Alzette en zal eind 2012 definitief gevalideerd moeten worden. Dit zou ten laatste in 2016 kunnen plaatsvinden, waarschijnlijk samen met de installatie van een dwarsregeltransformator. In een tweede stap zouden de netten achteraf door middel van een dubbele 220 kV- of 380 kV-verbinding aan elkaar gekoppeld worden.

Figuur 6.11: overwogen ontwikkelingen tussen België en Luxemburg.



6.5 Verbinding tussen België en het Verenigd Koninkrijk – het NEMO-project

Het Verenigd Koninkrijk is op dit ogenblik verbonden met het Europese continentale transmissienet via een gelijkstroomverbinding met Frankrijk.

De Britse netbeheerder National Grid International Ldt en de Nederlandse netbeheerder TenneT hebben ook een interconnectie tussen hun landen tot stand gebracht via een onderzeese kabelverbinding (HVDC). Ook na de uitvoering van dit project blijft de interconnectiecapaciteit van het Verenigd Koninkrijk laag: ze bedraagt 4 % van de totale productiecapaciteit die in het land is geïnstalleerd.

Elia en National Grid International Ltd hebben het potentieel geanalyseerd van een interconnector tussen België en het Verenigd Koninkrijk. Een dergelijke verbinding zal niet alleen de liquiditeit van en de toegang tot de elektriciteitsmarkten verbeteren, maar zal ook de concurrentie en de bevoorradingszekerheid in de beide landen bevorderen: dit project levert belangrijke voordelen op voor de gemeenschap.

Op basis van deze analyses overwegen Elia en National Grid International Ltd de aanleg van een interconnector (1000 MW, bidirectioneel) volgens de HVDC-technologie, die de stations van Zeebrugge (Elia) en Richborough (National Grid) met elkaar zal verbinden.

In België zou deze nieuwe interconnectie in Zeebrugge kunnen aangesloten worden op 380 kV dankzij het STEVIN-project (zie deel 7.5.1) dat tot doel heeft het 380 kV-net uit te breiden naar de Belgische kust.

Deze nieuwe interconnectie zou tegen 2017 kunnen worden gerealiseerd. Deze investering kan worden aangegaan onder voorbehoud dat de bevoegde overheden van beide landen een aangepast gemeenschappelijk regelgevend kader hebben vastgesteld.

6.6 Verbinding tussen België en Duitsland – Het ALEGRO-project

In het ontwikkelingsplan 2005-2012 werden de resultaten vermeld van een gemeenschappelijke studie van Elia en Amprion over het nut van een interconnectie tussen België en Duitsland.

In het kader van deze studie werden twee varianten voor bovengrondse verbindingen onderzocht:

- een 380 kV-wisselstroomverbinding tussen Brume (België) en Dalhem (Duitsland);
- een 380 kV-wisselstroomverbinding tussen Lixhe (België) en Oberzier (Duitsland).

Rekening houdend met de voorwaarden met betrekking tot de productie, het verbruik en de internationale uitwisselingen op dat moment, bleek uit de studie dat het belang van een dergelijke interconnectie beperkt was in vergelijking met de investering die hiervoor nodig was. Daarenboven kon er op basis van de eerdere ervaringen van de netbeheerders op het gebied van ruimtelijke ordening van worden uitgegaan, dat de aanleg van een bovengrondse verbinding - in het bijzonder langs het tracé Brume-Dalhem - zeer moeizaam zou verlopen en veel tijd in beslag zou nemen.

De huidige vooruitzichten in verband met de ontwikkeling van het gecentraliseerde en hernieuwbare productiepark in Europa en de Europese wil om werk te maken van de integratie van de elektriciteitsmarkt, hebben Elia en Amprion[107] ertoe aangezet om in deze nieuwe context opnieuw het belang van een interconnectieverbinding tussen België en Duitsland te evalueren.

Bovendien wordt in het kader van deze nieuwe studie een uitgebreidere analyse gemaakt:

- door rekening te houden met de verschillende technologieën die voor ondergrondse kabels beschikbaar zijn (ondergrondse 380 kV-kabel in wisselstroom of gelijkstroom - HVDC[108]);
- door uit te gaan van twee geografische tracés, namelijk tussen Brume (België) en Dalhem (Duitsland) en tussen Lixhe (België) en Verlautenheide (Duitsland).

Uit deze analyses is gebleken dat deze nieuwe verbinding tussen Brume en Dahlem aan beide zijden van de grens door nationale parken en dorpen zou lopen. Een verbinding langs de bestaande infrastructuur tussen Lixhe en Verlautenheide lijkt daarentegen een meer aangewezen optie.

Wat de elektriciteitsstromen betreft, tonen de resultaten aan dat een nieuwe interconnectie tussen België en Duitsland, mits de versterking van het binnenlandse Belgische 380 kV-net, een potentieel aan fysieke uitwisselingen van elektriciteit tussen deze twee landen zou kunnen opleveren. Dit zou niet alleen de integratie van de elektriciteitsmarkten ten goede komen, maar ook de bevoorradingszekerheid in de zone versterken.

Om dit potentieel te kunnen uitbaten, is het nochtans van groot belang dat de elektriciteitsstromen op deze verbinding controleerbaar zijn. Een interconnectie op gelijkstroom (type HVDC) biedt deze mogelijkheid.

---

107 *Elia en Amprion hebben in 2009 een "Memorandum of Understanding" ondertekend waarin het kader wordt gedefinieerd voor de samenwerking tussen de netbeheerders in de fase van de prehaalbaarheidsstudie en de gedetailleerde studie van dit project.*

108 *HVDC: High Voltage Direct Current (gelijkstroomverbinding op zeer hoge spanning)*

Volgens een scenario met een wisselstroomverbinding moet op de verbinding een dwarsregeltransformator geïnstalleerd worden. Een oplossing op basis van een wisselstroomkabel 380 kV moet worden afgewezen om redenen van kosten, betrouwbaarheid en haalbaarheid (zie deel 3.2.3.1). Dit scenario zou moeten uitgaan van de aanleg van een luchtlijn.

Elia en Amprion hebben de voorkeur gegeven aan een interconnectieproject voor de interconnectie tussen België en Duitsland met beperkte milieueffecten. Het gaat om een nieuwe gelijkstroomverbinding tussen beide landen.

Dit project is modulair opgezet. De capaciteit van deze interconnectie zal aanvankelijk opgevoerd worden tot 700 MW[109]. De infrastructuur zal echter bestudeerd zijn om de capaciteit te kunnen verhogen zonder langdurige procedures te moeten starten voor het verkrijgen van vergunningen en toelatingen.

Deze nieuwe interconnectie zal de eerste gelijkstroomverbinding in Europa zijn die in een vermaasd wisselstroomnet is geïntegreerd. Ze kan dus als een pilootproject beschouwd worden voor de ontwikkeling van een Europees supernet[110].

Analyses hebben aangetoond dat de aanleg van een dergelijke verbinding het globaal economisch welzijn van de betrokken landen verbetert. Deze verbetering hangt af van de evolutie van het productiepark in het noordwesten van Europa, in de eerste plaats in België en in Duitsland. Een aantal voorbeelden van factoren die een invloed hebben op het economische belang van een dergelijke verbinding zijn:

- de eventuele verlenging van de levensduur van de Belgische en/of Duitse kerncentrales;
- het aantal productie-eenheden voor windenergie dat in België en in Duitsland wordt geïnstalleerd;
- de omvang van het statistische verband tussen de productieniveaus van windenergie in beide landen;
- het aantal en de lokalisatie van nieuwe gascentrales in het noordwesten van Europa.

Aan Belgische zijde, zullen de aanleg van het tweede draadstel op 380 kV Lixhe-Herderen en de uitbreiding van het 380 kV-station van Lixhe met twee railstellen de aansluiting van de nieuwe interconnectie mogelijk maken. Als men de capaciteit van deze interconnectie boven 700 MW zou opvoeren, zouden bijkomende versterkingen van het Belgische binnenlandse 380 kV-net noodzakelijk zijn, namelijk:

- de uitbating op 380 kV van het bestaande draadstel Gramme-Herderen dat thans op 150 kV wordt uitgebaat[111];
- de aanleg van een nieuwe 380 kV-verbinding tussen Herderen en Lixhe;
- het toevoegen van een 380/150 kV-transformator in Lixhe en in Zutendaal[112].

Rekening houdend met deze elementen staan Elia en Amprion gunstig tegenover de ontwikkeling van een interconnectie tussen België en Duitsland. Elia start thans de effectenstudies om de procedures aan te vatten voor het verkrijgen van de nodige vergunningen en toelatingen voor de realisatie van deze investering.

Bovendien heeft de Europese Commissie beslist om dit interconnectieproject op te nemen in de lijst van projecten die haar financiële ondersteuning genieten in het kader van de trans-Europese energienetten (TEN-E).

109 *De definitieve keuze van de beschikbare capaciteit tijdens de eerste fase zal worden gemaakt na een grondig onderzoek van de technologische mogelijkheden (conversie en aanleg van kabel).*
110 *Electricity Highway - European Overlay Grid*
111 *Dit is overigens in een ander kader voorzien.*
112 *Dit is overigens in een ander kader voorzien.*

Tabel 6.12: ontwikkelingen betreffende grensoverschrijdende verbindingen.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spanningsniveau	Status	Ingebruikstelling
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Grensoverschrijdende verbindingen	**Provincie Luxemburg**	Aubange-Moulaine	Aanleg van een tweede 220 kV-draadstel op een bestaande lijn en versterking van het bestaande draadstel	220 kV	Gerealiseerd	2010
		Aubange-Esch	Installatie van een dwarsregeltransformator	220 kV	In onderzoek	2016
	Limburg	Zutendaal	Nieuwe transformator op een nieuwe site	380/150 kV	Gepland	2014
		Zutendaal–Van Eyck	Aanleg van het tweede draagdstel	380 kV	Gepland	2014
		Van Eyck	Nieuw station op een bestaande site	380 kV	Gepland	2014
	Oost-Vlaanderen	Zeebrugge-Richborough	Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding		Gepland	2016-2020
		Baekeland-Horta	Versterking van de geleiders	380 kV	Gepland	2016-2020[113]
		Baekeland-Mercator/Doel	Versterking van de geleiders	380 kV	Gepland	2016-2020
	Antwerpen	Zandvliet	Tweede dwarsregeltransformator in een bestaand station	380 kV	Gepland	2016-2020
	Provincie Luik	Lixhe-Verlautenheide	Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding		Gepland	2017-2018

113 Of sneller indien een nieuwe productie-eenheid (920 MW) zou moeten worden aangesloten op het station Baekeland (zie section 8.7).

7

7 Aansluiting van de decentrale productie en/of productie uit hernieuwbare energiebronnen

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020

7.1 Aansluiting van decentrale productie en / of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen

7.1.1 Context voor de ontwikkeling van het net

In het verlengde van de strategische doelstellingen die ze heeft geformuleerd met betrekking tot duurzaamheid en de strijd tegen de klimaatverandering, heeft de Europese Unie het "energie- en klimaatpakket" aangenomen dat op dit gebied bindende nationale doelstellingen bevat.

Tegen 2020 beogen deze doelstellingen ("20-20-20"-doelstellingen) een vermindering van de uitstoot van broeikasgassen van de lidstaten met ten minste 20 % in vergelijking met de niveaus die in 1990 werden bereikt, een aandeel van 20 % aan energie uit hernieuwbare energiebronnen in het totale verbruik en een daling van het primaire energieverbruik met 20 % ten opzichte van het verwachte niveau door de uitvoering van beleidsmaatregelen op het gebied van energie-efficiëntie.

Om aan deze doelstellingen te voldoen, bevat dit pakket wetgevingen in verband met een systeem voor de handel in emissierechten, de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen (vervoer, huisvesting, landbouw en afval), het bevorderen van hernieuwbare energiebronnen en energie-efficiëntie en de opvang en opslag van CO_2.

De doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 20 % aan energie afkomstig van hernieuwbare energiebronnen in het totale energieverbruik in Europa te bereiken, wordt in het geval van België in een concrete doelstelling van 13 % vertaald.

Net als elke andere lidstaat heeft België beschreven hoe de elektriciteitsproductie tot deze doelstelling zal bijdragen. Daartoe heeft ons land een nationaal actieplan voor hernieuwbare energie (Nationaal Toewijzingsplan)[114] opgesteld, dat de nationale doelstellingen vaststelt met betrekking tot het aandeel energie dat uit hernieuwbare energiebronnen wordt geproduceerd en dat tegen 2020 zal worden verbruikt in sectoren als vervoer, productie van elektriciteit, verwarming en koeling, daarbij rekening houdend met het effect dat andere maatregelen inzake energie-efficiëntie op het eindverbruik van elektriciteit zullen hebben.

Dit Belgische actieplan steunt hoofdzakelijk op twee belangrijke pijlers: de productie op basis van hernieuwbare energiebronnen op het vasteland, grotendeels gedecentraliseerd, en de productie door windmolenparken in de Noordzee. In beide gevallen moet het transmissienet voldoende gedimensioneerd zijn om de grootschalige aansluiting en de integratie van deze eenheden mogelijk te maken.

7.1.2 Het toenemende belang van decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen of warmtekrachtkoppeling

Afgezien van offshorewindenergie, waarop later nog wordt ingaan, zijn dit de belangrijkste hernieuwbare energiebronnen die in België voor de productie van elektriciteit worden aangewend:

114 *Door toepassing van Richtlijn 2009/28/CE.*

- organisch afval en/of biomassa die met name direct in elektriciteit worden omgezet in thermische centrales (houtgestookte centrales of centrales voor de verwerking van organisch afval) of door biomethanisering in biogas, dat op zijn beurt kan verstookt worden in elektriciteitsproductie-installaties;
- water dankzij stuwdammen en waterloopcentrales;
- zon met behulp van fotovoltaïsche panelen;
- wind via windturbines op het vasteland (*onshorewindenergie*).

Dit type productie heeft zich de afgelopen jaren reeds ontwikkeld. Deze evolutie zou zich verder moeten doorzetten naar aanleiding van de impuls vanuit de ambitieuze doelstellingen van het Europese energie- en klimaatpakket.

In combinatie met de regionale en nationale steunmaatregelen om de productie van groene elektriciteit aan te moedigen, laat de technologische vooruitgang die voor dit type productie-eenheden is geboekt het toe om na te denken over nieuwe opportuniteiten (voor individuen, ondernemers of industriële klanten) in een geliberaliseerde elektriciteitssector die onderhevig is aan de wetten van de markt. Deze mogelijkheden zullen ertoe leiden dat de decentrale productie verder aan belang wint, d.w.z. productie die op de distributie- of verdeelnetten is aangesloten.

In tegenstelling tot wat algemeen wordt aangenomen, namelijk dat het transmissienet door de toename van de decentrale elektriciteitsproductie minder zal worden belast, kan de aansluiting van decentrale productie-eenheden tot gevolg hebben dat het transmissienet moet worden versterkt.

Enerzijds kan deze decentrale productie, die op het middenspanningsnet is aangesloten, via de lokale netten bij de eindgebruikers terechtkomen. Zo wordt het transmissienet lokaal minder belast omdat er minder energie door het net stroomt. Toch hoeft de komst van deze productie-eenheden niet noodzakelijk te betekenen dat de noodzaak om het net te versterken minder dringend wordt of verdwijnt. Gezien het vaak variabele karakter van dit type productie moet het net immers zodanig worden gedimensioneerd dat het in alle omstandigheden de bevoorradingszekerheid van de eindverbruikers[115] kan waarborgen.

Anderzijds kan de decentrale productie, wanneer ze niet goed op het verbruiksniveau is afgestemd, tot een lokaal onevenwicht tussen verbruik en productie leiden. Dit heeft tot gevolg dat het net moet worden versterkt om ervoor te zorgen dat dit lokale productieoverschot naar andere verbruiksplaatsen kan worden vervoerd.

In België zullen, afgezien van het potentieel voor windenergie in de Noordzee, voornamelijk de grootschalige integratie van windmolenparken en decentrale warmtekrachtkoppelingseenheden aan de basis liggen van de noodzaak om het transmissienet te versterken.

7.1.3 Een proactieve aanpak om het gebruik van de bestaande infrastructuur te optimaliseren en de inspanningen te bundelen

Ter ondersteuning van het Europese energie- en klimaatbeleid besteedt Elia bijzondere aandacht aan de aansluiting van decentrale productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen. De in dit ontwikkelingsplan voorgestelde strategie heeft

115 *Wanneer de decentrale productie-eenheden stilliggen (bijvoorbeeld door een gebrek aan wind in het geval van windenergie of een gebrek aan zonlicht in het geval van zonne-energie), moeten andere productiebronnen kunnen worden vrijgemaakt om het hierdoor veroorzaakte tekort in het aanbod te compenseren.*

niet alleen tot doel de Belgische klimaat- en milieudoelstellingen te bereiken, maar streeft ook naar een zo groot mogelijke economische efficiëntie.

1. Het bestaande transmissienet biedt een aanzienlijke aansluitingscapaciteit voor decentrale productie-eenheden. Onder 'aansluitingscapaciteit' wordt verstaan de som van de vermogens die op afzonderlijke onderstations kunnen worden aangesloten zonder structurele investering in bovengrondse of ondergrondse verbindingen, maar eventueel door de vernieuwing of de versterking van bestaande onderstations van het transmissienet.

Het verdient bijgevolg de voorkeur om de productie-eenheden aan te sluiten in geografische zones die over een dergelijke capaciteit beschikken. Aangezien de termijnen voor het verkrijgen van vergunningen en toelatingen voor werken in hoogspanningsstations korter zijn dan die voor werken aan lijnen en kabels, maakt deze aanpak het mogelijk om de eventueel noodzakelijke investeringen in stations uit te voeren volgens een timing die verenigbaar is met de vereisten van de projectontwikkelaars van decentrale productie-eenheden.

2. Met deze aanpak kan niet aan alle behoeften worden voldaan. Bijgevolg wordt er ook nagedacht over andere oplossingen om productie-eenheden aan te sluiten.

Met aansluitingen met flexibele toegang kan Elia productie-eenheden aansluiten die gepland zijn in zones die minder gunstig zijn voor het net, op voorwaarde dat voor de veiligheid van het net ook systemen worden ingevoerd om deze eenheden te moduleren tijdens kritieke periodes. De als dusdanig aangesloten eenheden zouden bijvoorbeeld productiebeperkingen opgelegd kunnen krijgen zodra de betrouwbaarheid van de voeding in het gedrang komt.

Op basis van technische en economische overwegingen, kunnen netversterkingen worden gepland om op termijn de flexibiliteit van de aansluitingen op te heffen. In het belang van de eindverbruiker zou hierbij voorrang moeten worden gegeven aan versterkingen met de beste verhouding ‘MWh-aansluitngspotentieel/kosten.”

De termijnen voor het verkrijgen van de vergunningen en toelatingen voor de ontwikkeling van verbindingen in het net, wegen vaak zwaar door op de uitvoeringsplanning. Het zou daarom ideaal zijn om de productie-eenheden in kwestie te groeperen en te concentreren in vooraf geïdentificeerde geografische zones, waarvoor het transmissienet op adequate wijze kan worden gedimensioneerd. Deze ontwikkeling van verbindingen kan immers niet worden vastgelegd op basis van de effectieve aansluitingsaanvragen van kandidaat-producenten. De tijd die nodig is voor de aanleg van de voor de aansluitingen vereiste transmissie-infrastructuur en de termijnen voor het verkrijgen van vergunningen zijn vaak niet verenigbaar met de gewenste uitvoeringstermijnen die in de aanvragen zijn opgenomen.

Om deze beperking op te heffen, werkt Elia in overleg met gespecialiseerde instellingen aan een analyse van het potentieel voor decentrale productie (windenergie, zonne-energie, warmtekrachtkoppeling, waterkracht) in de verschillende regio's.

Op basis hiervan kunnen de overheden bijdragen aan de snelle, doeltreffende en economisch verantwoorde ontwikkeling van dit type productie-eenheden, door op korte en op middellange termijn een beleid te voeren dat zowel aan projectontwikkelaars van productie-eenheden als aan de betrokken transmissie- en distributienetbeheerders duidelijkheid verschaft over de geografische zones die zijn geselecteerd voor de verdere

ontwikkeling van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen.

Een dergelijke aanpak zou ervoor zorgen dat de aansluiting van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen een win-winsituatie kan opleveren:

- de projectontwikkelaars voor dit type productie-eenheden zullen een duidelijk beeld krijgen van de toekomstige mogelijkheden voor de aansluiting van eenheden op het net;
- indien nodig kunnen de beheerders van het elektriciteitsnet hun infrastructuur doelgericht versterken met het oog op de aansluiting van decentrale productie-eenheden in deze zones, met een langetermijnvisie op de duurzaamheid van de goedgekeurde investeringen in de netten, die in fine ten laste van de netgebruikers worden gebracht.

7.1.4 Ontwikkeling van 30 kV-netten

Het is noodzakelijk dat Elia en de distributienetbeheerders de netinfrastructuur op gecoördineerde wijze ontwikkelen, gelet op de grootte, het beperkte aantal en vooral de gespreide ligging van de betrokken decentrale productie-eenheden.

In regio's waar er bijvoorbeeld geen net aanwezig is op een spanningsniveau tussen 150 kV en de middenspanning, kan het technisch-economisch aangewezen zijn om een net op een nieuw spanningsniveau (met name 30 kV) uit te bouwen. De perimeter voor aansluitingen op middenspanning (10 tot 15 kV) is namelijk beperkt tot een straal van 5 tot 8 km rond het injectiepunt, zeker wanneer grotere vermogens aangesloten moeten worden. Deze omstandigheden doen zich voor bij ontwikkeling van nieuwe KMO-zones en aansluiting van grotere clusters van decentrale productie of een combinatie van beide. Aangezien een oplossing op 10 of 15 kV hier niet mogelijk is en een uitbouw van het 150 kV-net een te hoge kost betekent voor het beperkte vermogen dat moet worden aangesloten, is een nieuw spanningsniveau de beste keuze.

Verder bestaat voor het spanningsniveau van 30 kV het voordeel met betrekking tot het beschikbare schakelmateriaal, dat internationaal ondersteund wordt en door een breed gamma van constructeurs kan worden toegeleverd, in tegenstelling tot schakelmateriaal op 36 kV. Het toegelaten kortsluitvermogen van de standaardtoestellen op 30 kV voldoet daarenboven ruimschoots voor de aansluiting van clusters van decentrale productie-eenheden. Het materiaal voor 36 kV is eerder ontwikkeld voor een transmissienet met grotere kortsluitniveaus, om onder andere transformatoren 150/36 kV in parallel te kunnen uitbaten.

Het voorgaande toont aan dat een oplossing op 30 kV in sommige gevallen vanuit technisch en economische oogpunt zowel voor de netbeheerders als voor de aan te sluiten decentrale productie-eenheden de te verkiezen oplossing is.

7.2 Huidige situatie in het Waalse Gewest

7.2.1 Studie naar het potentieel voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling in het Waalse Gewest

Om op een objectieve manier gevolg te kunnen geven aan de aanvragen voor de aansluiting van eenheden voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen die Elia ontvangt en om zichtbaarheid te geven aan de ontwikkelingen van het net die in deze context noodzakelijk zijn, heeft Elia in samenwerking met gespecialiseerde partners het potentieel voor de productie van elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen tegen 2020[116] in het Waalse Gewest in kaart gebracht.

Uit de resultaten van deze studie van het potentieel in het Waalse Gewest, zouden enkele belangrijke conclusies kunnen worden getrokken.

Waterkracht

Het bijkomende potentieel voor de opwekking van elektriciteit uit waterkracht in het Waalse Gewest is beperkt: de integratie van dit type productie in het distributienet voor elektriciteit of in het lokale transmissienet zal vermoedelijk geen problemen opleveren.

Zonne-energie

Volgens de studie is het potentieel voor de aansluiting van productie-eenheden op basis van zonne-energie beperkt. Deze conclusie is gebaseerd op de hypothese dat in het Waalse Gewest voor het fotovoltaïsch vermogen een dichtheid per inwoner zou worden bereikt die gelijk is aan het geïnstalleerd vermogen in vergelijkbare landen die echter een grote voorsprong hebben op dit gebied. Het potentieel voor zonne-energie zoals het werd geëvalueerd in deze studie, zal door zijn lokalisatie nabij de verbruikers waarschijnlijk een eerder beperkte impact hebben op het transmissienet, temeer omdat op middellange termijn een nieuw systeem zou worden ingevoerd voor het beheer van de distributienetten voor elektriciteit (aanpassing van de statistische curves van het verbruik, intelligente meters, smart grids, lokale opslag, …).

Warmtekrachtkoppeling

De methode die is gevolgd om het potentieel voor warmtekrachtkoppeling te bepalen, is enerzijds gebaseerd op de analyse van de economische rendabiliteit van de installatie van warmtekrachtkoppelingseenheden die optimaal zijn gedimensioneerd voor een aantal ondernemingen die actief zijn in de industriële of de tertiaire sector en anderzijds op een representatieve waarde voor toekomstige projecten met de installatie van nieuwe warmtevragende processen in bedrijven in het Waalse Gewest. Op basis van deze aanpak is het niet verrassend dat het potentieel voor warmtekrachtkoppeling in de verschillende zones van het Waalse Gewest zal toenemen indien ook de economische activiteit in deze gebieden zich sterker ontwikkelt.

116 « Estimation du potentiel de développement d'unités de production décentralisées d'électricité (renouvelable et cogénération) en Wallonie », ICEDD et*n*APERe, Rapport final, 27 mei 2009.

Windenergie

Windenergie biedt het meest veelbelovende perspectief. Volgens de toegepaste methode zouden de mogelijkheden voor de installatie van windturbines in het Waalse Gewest veel groter zijn dan het potentieel voor waterkracht, zonne-energie en warmtekrachtkoppeling samen.

Gelet op deze conclusies heeft Elia besloten zich te concentreren op het onderzoek naar de capaciteit voor de aansluiting van windturbines, aangezien de andere soorten decentrale productie van elektriciteit in Wallonië in vergelijking hiermee een relatief beperkt ontwikkelingspotentieel bieden.

De minister van Energie van het Waalse Gewest gaf de CWaPE opdracht om een studiegroep op te richten, REDI (afkorting van "Réseaux électriques durables et intelligents" of duurzame en intelligente elektriciteitsnetten). Deze studiegroep heeft vooruitzichten opgesteld voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie in het Gewest en nuanceert de conclusies over het respectieve potentieel voor wind- en zonne-energie.

Tabel 7.1: potentieel voor elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen [MWe].

	Windenergie 2020	Zonne-energie 2020	Warmtekracht-koppeling 2020	Waterkracht 2020	Totaal 2020
Geïnstalleerd vermogen [MWe] volgens[117]	5426	179,7	905,7	127,4	6638,7
Geïnstalleerd vermogen [MWe] volgens [118]	1529	1271	1195	128	4122

De impact van deze nieuwe vooruitzichten zal grondig worden onderzocht in latere studies.

7.2.1.1 Huidige capaciteit voor de aansluiting van windenergie in het Waalse Gewest

Dankzij de analyse van het potentieel voor windenergie in het Waalse Gewest, waarop nader wordt ingegaan in deel 7.2.1, was het mogelijk om 89 geografische zones te identificeren die geschikt zijn voor de inplanting van windturbines. Voor elk van deze zones is ook bepaald wat het potentiële totale geïnstalleerde vermogen is.

Op basis van deze informatie heeft Elia getracht te evalueren in hoeverre dit potentieel op het transmissienet kan worden aangesloten. Hiervoor zijn load-flow simulaties uitgevoerd, waarmee 70 zones zijn geïdentificeerd waar het in de analyse aangetoonde potentieel voor windenergie op het lokale transmissienet kan worden aangesloten, zonder dat een ingrijpende versterking van het net noodzakelijk is (aanpassingen die zich beperken tot de versterking of de vernieuwing van bestaande stations zonder dat het nodig is om nieuwe verbindingen aan te leggen of lijnen te versterken). In deze 70 zones zou samen een totale capaciteit van bijna 2800 MW kunnen worden aangesloten.

De bovenstaande informatie dient echter enigszins te worden genuanceerd: hoewel het voor elk van deze zones afzonderlijk mogelijk is om windturbines aan te sluiten zonder ingrijpende aanpassingen van het net, zou een te sterke concentratie van projecten in een aantal zones evenwel tot gevolg kunnen hebben dat het lokale transmissienet structureel

117 « Estimation du potentiel de développement d'unités de production décentralisées d'électricité (renouvelable et cogénération) en Wallonie », ICEDD et*n*APERe, Rapport final, 27 mei 2009.

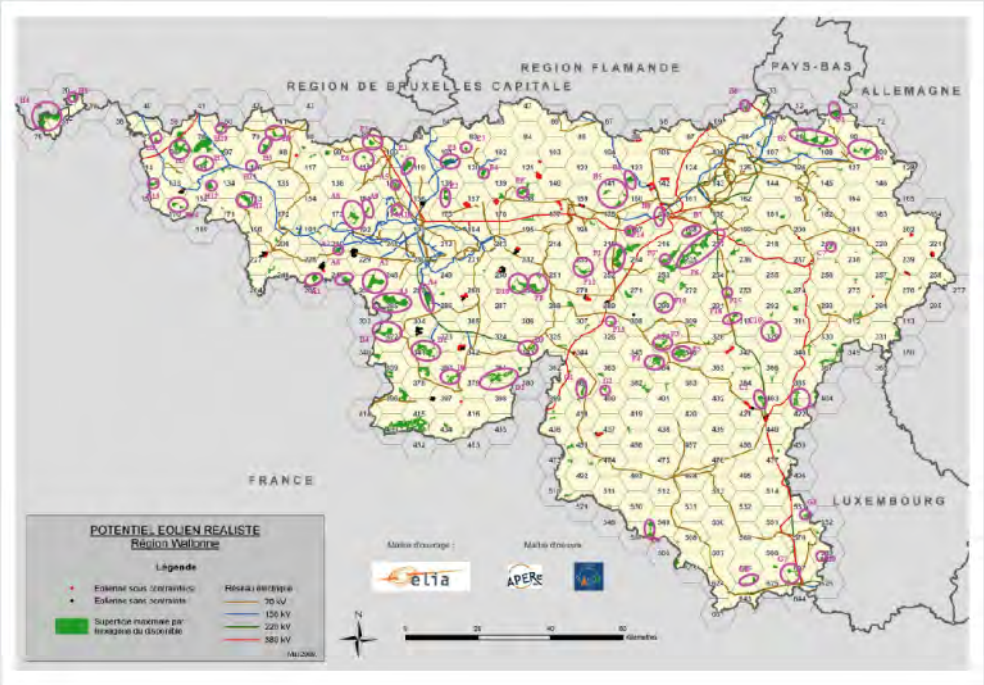
118 *Project REDI "Réseaux électriques durables et intelligents", Scénario 1 - PMDE/CWaPE*

moet worden versterkt.

Het bestaande lokale transmissienet biedt al een aanzienlijke aansluitingscapaciteit voor decentrale productie-eenheden. Onder 'aansluitingscapaciteit' wordt verstaan de som van de vermogens die op afzonderlijke stations kunnen worden aangesloten zonder structurele investering in lijnen of kabels, maar eventueel door de vernieuwing of de versterking van bestaande stations van het transmissienet.

Het verdient bijgevolg de voorkeur om eerst de decentrale productie-eenheden aan te sluiten in de 70 geografische zones die over een dergelijke capaciteit beschikken. Aangezien de termijnen voor het verkrijgen van vergunningen en toelatingen voor werken in stations korter zijn dan die voor werken aan lijnen en kabels, maakt deze aanpak het immers mogelijk om de eventueel noodzakelijke investeringen in stations uit te voeren volgens een timing die verenigbaar is met de vereisten van de projectontwikkelaars van decentrale productie-eenheden.

Figuur 7.2: overzicht van de prioritaire zones voor de aansluiting van windturbines in het Waalse Gewest.



7.2.1.2 Extra aansluitingen door middel van versterkingen van het transmissienet

Omdat met de aanpak die in het vorige deel werd beschreven niet aan alle behoeften kan worden voldaan, wordt ook nagedacht over andere oplossingen om productie-eenheden aan te sluiten.

Met flexibele aansluitingen kan Elia enerzijds productie-eenheden met flexibele toegang aansluiten die voorzien zijn in zones die minder gunstig zijn voor het net, op voorwaarde dat voor de veiligheid van het net ook systemen worden voorzien om deze eenheden te moduleren tijdens kritieke periodes. Aan de eenheden die zo aangesloten werden, zouden bijvoorbeeld productiebeperkingen opgelegd worden, zodra de betrouwbaarheid van de

voeding in het gedrang komt.

Op basis van technische en economische overwegingen, zou het net anderzijds kunnen worden versterkt om de flexibele toegang van deze eenheden op termijn te kunnen opheffen. De termijnen voor het verkrijgen van de vergunningen en toelatingen voor de ontwikkeling van verbindingen in het net, wegen vaak zwaar door op de uitvoeringsplanning. Het zou daarom ideaal zijn om de productie-eenheden in kwestie te groeperen en te concentreren in de vooraf geïdentificeerde geografische zones, waarvoor het transmissienet op adequate wijze kan worden gedimensioneerd.

In het belang van de eindverbruiker zou hierbij voorrang moeten worden gegeven aan versterkingen met de beste verhouding 'MWh-aansluitingspotentieel/ investeringskosten."

Volgens de analyse die werd aangehaald in deel 7.2.1 zouden er in 19 zones met een extra potentieel voor windenergie grotere versterkingen van het lokale transmissienet voor elektriciteit moeten worden doorgevoerd om de aansluiting van het geïdentificeerde potentieel mogelijk te maken. Aan de hand van de door Elia uitgevoerde load-flow berekeningen in het kader van een eerste korte analyse konden de investeringsmogelijkheden die nodig zijn om dit potentieel te integreren worden geïdentificeerd en konden deze 19 zones worden gerangschikt volgens de kosten van deze investeringen. Sommige van hen hebben betrekking op spanningsniveaus die binnen de perimeter van het Federale Ontwikkelingsplan vallen (tabel 7.3). De andere betreffen spanningsniveaus (70 tot 30 kV) die niet aan bod komen in het Ontwikkelingsplan.

De uitvoering van deze investeringskeuzes is afhankelijk van de effectieve verwezenlijking van projecten voor windmolenparken in de betrokken zones.

Tabel 7.3: Investeringen met het oog op de aansluiting van decentrale productie in het Waalse Gewest, op basis van de potentieelstudie Elia-ICEDD-APERe. Deze investeringen zijn afhankelijk van de verwezenlijking van het potentieel in de betrokken zones.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding		
Aansluiting van decentrale productie	**Luik**	Battice	Nieuw station met het oog op een rechtstreekse aansluiting	150 kV
	Luxemburg	Houffalize	Nieuwe transformator 110 MVA	380 kV/30 kV
	Henegouwen	Plate-Taille	Nieuw station met het oog op een rechtstreekse aansluiting	220 kV
		Cordes	Inlussing van een nieuw station voor de rechtstreekse aansluiting op het 150 kV-net	150 kV
		Binche	Nieuw station met het oog op een rechtstreekse aansluiting	150 kV
		Dottignies	Nieuw station met het oog op een rechtstreekse aansluiting	150 kV
		Thuillies	Nieuwe transformator van 50 MVA ter vervanging van de bestaande transformator	150/10 kV
	Brabant	Nijvel	Nieuwe transformator van 50 MVA ter vervanging van de bestaande transformator van 30 MVA	150/15 kV
	Namen	Libois	Nieuwe transformator van 220 MVA in een nieuw station	380/36 kV

7.2.2 Geplande investeringen voor de aansluiting van decentrale productie-eenheden in het Waalse Gewest

Er wordt eveneens nagedacht over andere versterkingen met het oog op de aansluiting van productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen.

Aansluiting van hernieuwbare energie in de Oostlus

Sinds enkele jaren worden er in wat men noemt de 'Oostlus' [119] heel wat projecten ontwikkeld voor decentrale elektriciteitsproductie. Deze zone van het lokale transmissienet bereikt dan ook stilaan haar verzadigingspunt.

Ter ondersteuning van de ontwikkeling van hernieuwbare energie in het Waalse Gewest en na al een eerste etappe in die zin te hebben doorgevoerd op het niveau van 70 kV, plant Elia de verhoging van de transmissiecapaciteit tussen de stations Bévercé-Stephanshof-Amel en tussen Stephanshof en Butgenbach door de huidige lijn met slechts één draadstel te vervangen door een lijn met twee draadsstellen die sterk genoeg is om de latere evolutie van de decentrale productie in de regio te kunnen opvangen. De nieuwe lijn wordt daarom voorzien voor 110 kV, maar zal aanvankelijk worden geëxploiteerd aan 70 kV. De indienststelling is gepland voor 2014.

Als blijkt dat de Oostlus na deze verschillende versterkingen nog steeds verzadigd is, zijn er op langere termijn nog andere evolutiemogelijkheden voorhanden. Een daarvan, die op basis van de vandaag bekende hypotheses de voorkeur geniet, zou erin bestaan om de bestaande 70 kV-netten te ontkoppelen.

Daarvoor worden de volgende investeringen overwogen:

- aanpassing van de lijn Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts – Brume aan de plaatsing van twee draadstellen van 110 kV die aanvankelijk zouden worden geëxploiteerd op 70 kV, gecombineerd met de renovatie van het station Bévercé voor 110 kV en de uitbreiding van het station Butgenbach voor eveneens 110 kV;
- de versterking van de bestaande lijnen Cierreux – Saint-Vith en Amel – Saint-Vith met het oog op de plaatsing van twee draadstellen van 110 kV, die echter aanvankelijk zullen worden geëxploiteerd op 70 kV.

Mochten deze versterkingen door de ontwikkeling van de productie op basis van windenergie in de zone onvoldoende blijken, dan zou de lus Brume – Trois-Ponts – Bronrome – Bévercé – Stephanshof – Butgenbach – Amel – Saint-Vith – Cierreux kunnen worden gebruikt op 110 kV door vanaf dit spanningsniveau in de betrokken stations gepaste transformatiestations te voorzien.

Mont-les-Houffalize

Samen met de versterkingen van de Oostlus die hiervoor werden beschreven, zou een tweede versterking voor extra aansluitingscapaciteit kunnen zorgen in Mont-les-Houffalize. Volgens deze optie zou een nieuwe transformator 380/30 kV worden geïnstalleerd die uitsluitend zou bestemd zijn voor de aansluiting van de decentrale productie-eenheden die in deze zone worden verwacht.

Deze versterking zal worden doorgevoerd zodra een projectontwikkelaar voor decentrale elektriciteitsproductie een concrete verbintenis zal aangaan voor deze zone.

119 *Deze zone beslaat het oosten van het grondgebied van het Waalse Gewest en omvat het noorden van de provincie Luxemburg en het zuiden van de provincie Luik.*

De zone Harmignies – Ciply - Pâturages

Aan de ene kant bereikt de 70 kV-lijn tussen de stations Harmignies, Ciply en Pâturages het einde van haar levensduur en dringt een renovatie zich op. Aan de andere kant wordt nagedacht over verschillende projecten voor windmolenparken in deze zone. Als die zouden worden doorgevoerd, zou de 70 kV-lijn tussen deze stations verzadigd geraken.

Met het oog op deze dubbele realiteit wil Elia van de renovatie van de lijn Harmignies – Ciply – Pâturages gebruik maken om ze aan te passen voor 150 kV. In een eerste fase zou ze wel aan 70 kV worden geëxploiteerd.

Als de projecten voor decentrale productie-eenheden in de zone zouden worden doorgevoerd, zouden verschillende versterkingen moeten gepland worden om de aansluitingscapaciteit van het net te verhogen.

Tabel 7.4 : bijkomende investeringen met het oog op de aansluiting van decentrale productie in het Waalse Gewest.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings niveau	Planning
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding			
Aansluiting van decentrale productie	**Luxemburg**	Houffalize	Nieuwe transformator 110 MVA	380 kV/30 kV	(*)
	Luik	Bévercé - Stephanshof – Butgenbach	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadsstellen (exploitatie op 70 kV)	110 kV	2014
		Bévercé	Uitbreiding van het station	110 kV	2014
		Stephanshof – Amel	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadsstellen (exploitatie op 70 kV)	110 kV	2014
		Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts – Brume	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadsstellen (exploitatie op 70 kV)	110 kV	(*)
		Cierreux – Saint – Vith - Amel	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadsstellen (exploitatie op 70 kV)	110 kV	(*)
	Henegouwen	Harmignies	Nieuw station	150 kV	(*)
		Harmignies-Ville s/Haine	Overschakeling op 150 kV van een draadstel gebruikt op 70 kV op een bestaande lijn	150 kV	(*)
		Harmignies-Ciply-Pâturages	Renovatie van de bestaande lijn (tweedraadsstel)	150 kV	2013
		Ciply	Nieuwe transformator 50 MVA	150/10 kV	(*)
		Ciply	Nieuwe transformator 50 MVA	150/10 kV	(*)
		Pâturage	Nieuwe transformator 50 MVA	150/10 kV	(*)

(*) Planning afhankelijk van het feit of de projecten voor de decentrale productie in de betrokken zones effectief worden uitgevoerd.

In een eerste fase zouden de aansluitingsmogelijkheden in de zone een eerste keer kunnen worden verhoogd. Deze fase omvat:

- de exploitatie van het draadstel van de lijn Harmignies—Ville s/Haine op 150 kV, die vandaag wordt gebruikt op 70 kV;
- de bouw van een 150 kV-station in Harmignies;

- het gebruik van een draadstel van de lijn Harmignies – Ciply – Paturâges op 150 kV, aangezien ze voor dit spanningsniveau wordt gerenoveerd, gecombineerd met de installatie van een transformator van 150/10 kV (50 MVA) in de stations van Ciply en Pâturages.

In een tweede fase zouden extra aansluitingsmogelijkheden kunnen worden voorzien door:

- het gebruik van de twee draadstellen van de lijn Harmignies – Ciply – Pâturages op 150 kV die voor dit spanningsniveau wordt gerenoveerd; en
- de installatie van een tweede transformator van 150/10 kV (50 MVA) in het station van Ciply.

7.3 Aansluiting van hernieuwbare productie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

Het stedelijke karakter beïnvloedt en beperkt het potentieel voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in Brussel. In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest kan echter nuttig gebruik worden gemaakt van de bevolkingsdichtheid en de dichte bebouwing voor de mogelijkheden van zonne-energie en biomassa.

Dit potentieel bevindt zich nabij de verbruikers. Volgens de huidige prognoses is het beperkt in vergelijking met de verbruiksniveaus van elektriciteit in het Gewest.

Volgens de beschikbare prognoses zou de ontwikkeling van dit potentieel maar een beperkte impact hebben op het transmissienet, temeer omdat er op middellange termijn wellicht een nieuw systeem zal worden ingevoerd voor het beheer van de distributienetten voor elektriciteit (aanpassing van de verbruikscurves, intelligente meters, smart grids, …).

7.4 Aansluiting van hernieuwbare productie in het Vlaamse Gewest

7.4.1 Studie van het potentieel voor hernieuwbare energie in het Vlaamse Gewest

Net als in Wallonië is Elia gestart met het analyseren van het potentieel voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in het Vlaamse Gewest. De resultaten van deze analyse zullen vervolgens door een externe gespecialiseerde instantie worden bekrachtigd. Volgens een reeds uitgevoerde studie van het VITO[120] kan tegen 2020 in Vlaanderen een vermogen van meer dan 5.500 MW worden geïnstalleerd op basis van het meest realistische scenario dat aanleiding geeft tot het hoogste potentieel in de studie. Dit scenario steunt op de veronderstelling dat de overheden een aanmoedigend beleid zullen voeren voor de bouw van deze productie-eenheden.

Potentieel voor windenergie

Het geïnstalleerde vermogen voor productie op basis van zonne-energie zou Volgens de bovengenoemde bron[121] zou tegen 2020 in Vlaanderen een brutovermogen voor

120 *Bron: Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO*
121 *Bron: Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO*

onshorewindenergie worden bereikt van 1063 MW. Deze schatting kon worden gemaakt op basis van hypothesen op het gebied van ruimtelijke ordening.

Potentieel voor zonne-energie

Het geïnstalleerde vermogen voor productie-eenheden voor zonne-energie zou ongeveer 1072 MW[122] kunnen bereiken, rekening houdend met een jaarlijkse groeivan 5 % voor dit type van productie. Nieuwe ramingen wijzen eerder op een potentieel van 1400 MW.

Potentieel voor warmtekrachtkoppeling

Warmtekrachtkoppelingsinstallaties bevinden zich voornamelijk in industriegebieden, maar ook – op kleinere schaal – op minder omvangrijke sites waar nuttig gebruik kan worden gemaakt van deze toepassing (serres, ziekenhuizen, recreatiedomeinen, zwembaden, groepswoningbouw, …). Het potentieel van al deze toepassingen samen (windturbines, zonne-energie en warmtekrachtkoppeling) zou tegen 2020 naar schatting 3400 MW bedragen[123].

Deze gegevens moeten uiteraard met de nodige omzichtigheid worden geïnterpreteerd. Enerzijds zijn ze gebaseerd op sterke of minder sterke hypotheses. Anderzijds moeten ze nog geografisch worden uitgesplitst. Ten slotte is er in deze studie in geen enkel opzicht rekening gehouden met het aansluitingsvermogen van de huidige distributie- en transmissienetten, noch met de versterkingen die in de toekomst noodzakelijk zijn om de aansluiting van dit bijkomende vermogen mogelijk te maken.

Binnenkort zullen deze gegevens verder worden geanalyseerd om te bepalen in welke geografische zones dit vermogen concreet kan worden gerealiseerd. Op basis hiervan zal naar het bestaande transmissienet worden gekeken, om na te gaan welk vermogen onmiddellijk op het net kan worden aangesloten en, in voorkomend geval, welke versterkingen moeten worden gepland om de aansluitingsmogelijkheden uit te breiden.

7.4.2 In Vlaanderen geplande investeringen voor de aansluiting van decentrale productie

In het Vlaamse Gewest zijn verschillende decentrale productieclusters geïdentificeerd. De elektrische energie die door deze installaties wordt geproduceerd, zal grotendeels opnieuw in de netten worden geïnjecteerd die bijgevolg in staat moeten zijn om deze energie te vervoeren. Het lokale elektriciteitsnet is momenteel echter onvoldoende ontwikkeld – of zelfs nagenoeg onbestaande – om al deze projecten te kunnen aansluiten. De infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit moet bijgevolg worden versterkt of uitgebreid om deze aansluitingen mogelijk te maken.

Regio van Rijkevorsel

Aangezien er in de regio van Rijkevorsel geen lokaal transmissienet aanwezig is, moet een 150 kV-injectie worden voorzien om de aansluiting van productie-eenheden op basis van hernieuwbare energie mogelijk te maken. De reeds uitgevoerde investeringen bestonden uit de installatie van een nieuwe 150/15 kV-transformator van 50 MVA in het station van Rijkevorsel en de aanleg van een 150 kV-kabel tussen Brecht en Rijkevorsel (in aftakking op de 150 kV-lijn Massenhoven–Sint-Job).

122 *Bron: Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO*
123 *Bron: Prognose voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, 2009, VITO*

Hoogstraten-Meer

De sterke aangroei van het aantal vaak geclusterde projecten voor het plaatsen van WKK-installaties bij tuinbouwbedrijven geeft aanleiding tot een versterking van de Elia-infrastructuur.

In de regio Hoogstraten-Meer zijn er momenteel een aantal mogelijke decentrale productie-eenheden aangekondigd. De ontwikkeling van de cluster “Meirberg” zal ook een groot potentieel aan decentrale productie-eenheden met zich meebrengen. Bovendien blijkt uit analyses van het potentieel in de Noorderkempen dat de productiecapaciteit in de omgeving van Meer kan aangroeien tot 130 MW.

Gezien er om historische redenen in het gebied rond Hoogstraten-Meer geen infrastructuur op 36 of 70 kV aanwezig is, is er een versterking van het 150 kV-net nodig. Zo moet een nieuwe verbinding op 150 kV naar Meer aangelegd worden. In Meer moet een nieuw onderstation opgericht worden met een directe transformatie tussen het 150 kV-net en de middenspanning. Deze projecten worden momenteel voorzien tegen 2015.

Voor de bouw van deze elektrische verbinding heeft de Vlaamse overheid haar bevoegdheden gedelegeerd naar de provincie. Conform deze beslissing heeft de provincie Antwerpen het initiatief genomen en is de opstelling van het plan-MER en het PRUP[124], die beide nodig zijn voor het oprichten van de verbinding en voor de ontwikkeling van de clusterzone Hoogstraten-Meer, lopende.

Tabel 7.5: investeringen met het oog op de aansluiting van decentrale productie in het Vlaamse Gewest.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status	Vermoedelijk tijdstip van indienst-name
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Aansluiting van decentrale productie	**Antwerpen**	Rijkevorsel	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand station	150/15 kV	Gerealiseerd	2011
		Meer	Nieuw station	150/15 kV	Gepland	2015
		Sint Job – Meer	Nieuwe lijn	150 kV	Gepland	2015
		Brecht - Rijkevorsel	Nieuwe kabel	150 kV	Gerealiseerd	2011
		Lier	Gebruik van de tertiaire wikkeling (50 MVA) van een bestaande transformator	150/70/15 kV	Gerealiseerd	2010
	Oost-Vlaanderen	Beveren-Waas	Installatie van een transformator	150/30 kV	Gepland	2012
		Lokeren	Installatie van een transformator	150/30 kV	Gepland	2012

Regio van Sint-Katelijne-Waver – Kontich – Duffel – Lier

In deze regio versterken de betrokken distributienetbeheerders hun respectieve infrastructuren met het oog op de aansluiting van de door de tuinbouwbedrijven geplande warmtekrachtkoppelingseenheden. In deze zone zijn ook windturbines, eenheden voor zonne-energie en andere warmtekrachtkoppelingsinstallaties voorzien.

124 *Provinciaal Ruimtelijk Uitvoeringsplan.*

Om deze ontwikkelingen te kunnen realiseren, werd de middenspanningscabine van het station van Lier in 2009 uitgebreid (om de aansluiting van ongeveer 10 MW mogelijk te maken). In een tweede fase werd de tertiaire wikkeling van de 150/70/15 kV-transformator van dit station aangesloten op deze middenspanningscabine, waardoor deze productie-eenheden rechtstreeks in het transmissienet kunnen injecteren (hierdoor zou 40 MW extra kunnen worden aangesloten).

Decentrale productie op 30 kV: Lokeren en Beveren-Waas

Door de cluster van aanvragen in zowel de regio rond Lokeren als de regio rond Beveren-Waas, is er in samenspraak met de distributienetbeheerder beslist op deze plaatsen een 30 kV- hub te ontwikkelen. De ontwikkeling van deze 30 kV-hub is ingegeven door een technisch-econonomische analyse, technische aspecten en aspecten die netontwikkeling betreffen, zoals aangehaald in paragraaf 7.1.4.

7.5 Aansluiting en integratie van windmolenparken in de Noordzee

Met het oog op het verwezenlijken van de Belgische milieudoelstellingen biedt het "offshoregedeelte" van de productie van windenergie veelbelovende perspectieven op het vlak van productiviteit. Aangezien het vaker en krachtiger waait op zee dan op het vasteland, is het verwachte niveau van de elektriciteitsproductie van windmolenparken op zee aanzienlijk hoger dan dat van windturbines op het vasteland.

In het Koninklijk Besluit van 17 mei 2004 wordt een zone van bijna 260 km² afgebakend die bestemd is voor de inplanting van dergelijke installaties op het Belgisch continentaal plat in de Noordzee[125]. Bij het opstellen van dit besluit werd zo goed mogelijk rekening gehouden met de verschillende beperkingen aangaande het veelvuldige en soms onverenigbare gebruik van de Noordzee. De afgebakende zone bevindt zich ook op een behoorlijke afstand van de Belgische kust.

"*Algemeen en onafhankelijk van elke technische beperking of kostenbeperking voor de eindgebruiker en met de huidige beschikbare kennis, wordt geraamd dat de bij koninklijk besluit van 17 mei 2004 begrensde zone een geïnstalleerd vermogen kan hebben van 2000 MW*"[126]. Deze windmolens in de Noordzee zouden het Belgische niveau van energieproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen alleen al op 6 TWh/jaar[127] brengen, d.w.z. 5 à 6 % van de actueel geraamde totale elektriciteitsvraag op die datum, of nog, ongeveer 10 % van de totale doelstelling inzake hernieuwbare energiebronnen die België tegen 2020 moet bereiken. Deze vorm van energie staat dan ook centraal in de vraagstukken in verband met de ontwikkeling van het net.

Op 1 juli 2011 werden reeds vijf domeinconcessies toegewezen voor de bouw en de exploitatie van windmolenparken op zee[128]. C-POWER (ministerieel besluit van 27 juni 2003, gewijzigd op 3 februari 2010), NORTHWIND (het vroegere ELDEPASCO)

125 *Koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 30 december 2000*

126 *http://economie.fgov.be*

127 *http://www.printempsdelenvironnement.be/FR/les_ateliers/climat_et_energie/sujets_abordes/groupe_de_mesures_1_developpement_de_l_eolien_off_shore.html*

128 *Het Ministerieel Besluit van 06 april 2011 trekt bij Ministerieel Besluit van 24 maart 2010 de domeinconcessie in die werd toegewezen aan de tijdelijke vennootschap SEASTER.*

(ministerieel besluit van 15 mei 2006, gewijzigd op 24 maart 2010), BELWIND (ministerieel besluit van 5 juni 2007, gewijzigd op 5 februari 2009), RENTEL (ministerieel besluit van 4 juni 2009) NORTHER (ministerieel besluit van 5 oktober 2009) kregen elk een domeinconcessie toegekend door de minister van Energie.

De geproduceerde elektriciteit zal echter ook aan land moeten worden gebracht en zal via het transmissienet voor elektriciteit naar de verbruikers moeten worden getransporteerd. Het huidige 150 kV-net in de kustregio wordt versterkt en zal de aansluiting van de eerste drie concessies kunnen dragen. Om de integratie van extra concessies mogelijk te maken, zal het 380 kV-net van de kust naar het binnenland verder moeten worden uitgebouwd.

7.5.1 Aansluiting op het onshore-net

De kustregio wordt vandaag van elektriciteit voorzien via drie 150 kV-assen vanuit het binnenland: de as Ruien–Beveren–Koksijde, de as Gent–Brugge–Zeebrugge en de as Koksijde–Slijkens.

Ten gevolge van de ontwikkeling van de windturbineparken in de Noordzee, zal de Belgische kuststreek niet langer een regio zijn die elektriciteit invoert die in het binnenland wordt geproduceerd. Het verbruik van deze zone ligt aanzienlijk lager dan de ongeveer 2160 MW aan windenergie die naar verwachting op termijn in de Noordzee zal worden geproduceerd, gecombineerd met de decentrale productie van de zone. Het productieoverschot dat uit dit onevenwicht voortvloeit, zal via het transmissienet naar het binnenland moeten worden vervoerd.

De eerste windmolenparken op zee, met een vermogen van 846 MW[129], kunnen in het net worden geïntegreerd door het lokale 150 kV-net te versterken. Concreet gaat het om:

- de aanleg van een nieuwe 150 kV-kabel tussen Brugge en Blauwe Toren;
- de vervanging van de lijn met twee draadstellen Blauwe Toren–Zeebrugge door twee 150 kV-kabels met een grotere transmissiecapaciteit.

Tabel 7.6: nodige versterkingen voor de integratie van offshore windmolenparken in het onshore transmissienet.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spanningsniveau	Status	Vermoedelijk tijdstip van indienstname
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Aansluiting van decentrale productie	**West-Vlaanderen**	Brugge – Blauwe Toren	Nieuwe kabel	150 kV	Gerealiseerd	2010
		Blauwe Toren - Zeebrugge	Vervanging van 2 bestaande lijnen door 2 kabels	150 kV	Gepland	2012
		Horta - Stevin	Dubbele verbinding (2de draadstel op een bestaande lijn tussen Horta en Eeklo Noord en nieuwe lijn tussen Eeklo Noord en Stevin) *130*	380 kV	Gepland	2014

129 *C-Power (300 MW), Belwind (330 MW), Edelpasco (216 MW).*

130 *Incl. de overgangsstations tussen de bovengrondse en ondergrondse delen van het tracé.*

Tabel 7.6 (vervolg): noodzakelijke versterkingen voor de integratie van offshore windmolenparken in het onshoretransmissienet.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status	Vermoedelijk tijdstip van indienst-name
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Aansluiting van decentrale productie	**West-Vlaanderen**	Stevin	Nieuw station	380 kV	Gepland	2014
		Stevin	Nieuw station	220 kV	Gepland	2014
		Stevin-Zeebrugge	Twee draadstellen	220/150 kV	Gepland	2014
		Stevin	Installatie van een transformator 380 kV/150 kV, van drie transformatoren 380/220 kV en van een transformator 220/150 kV	380/220 /150 kV	Gepland	2014
		Eeklo Noord-Eeklo	Nieuwe kabel	150 kV	Gepland	2014
		Horta	Nieuw interconnectiestation	380 kV	Gepland	2014

Als men de eerste drie concessies in de berekening opneemt, in combinatie met de enkele projecten voor decentrale productie-eenheden die nu reeds zijn goedgekeurd, geeft dat aanleiding tot een verzadiging van de regio Zeebrugge - Oostende. Overeenkomstig de analyses die in het kader van het ontwikkelingsplan 2005-2012 zijn gemaakt, zal met het oog op de aansluiting van extra domeinconcessies een 380 kV-as moeten worden uitgebouwd vanaf de kust naar het bestaande 380 kV-net, met name van Zeebrugge tot Zomergem.

Deze uitbreiding van het 380 kV-net is om diverse redenen belangrijk. Deze nieuwe 380 kV- infrastructuur maakt niet alleen de aansluiting van windmolenparken op zee mogelijk, maar biedt ook een antwoord op de behoeften in verband met het behoud van de bevoorradingszekerheid als gevolg van de snelle economische ontwikkeling rond de haven van Zeebrugge. Tegelijkertijd maakt deze infrastructuur een toename van de gascompressie in de havenzone van Zeebrugge mogelijk en de aansluiting decentrale productie-eenheden die in aantal toenemen in deze zone. Tot slot is ze van groot belang in het kader van de realisatie van een onderzeese interconnectieverbinding met het Verenigd Koninkrijk (zie project *NEMO* in hoofdstuk 6).

In het licht van de technisch-economische analyses die in het ontwikkelingsplan 2005–2012 zijn opgenomen, wordt vandaag gekozen voor een oplossing die de volgende elementen omvat:

- de bouw van een 380 kV-station in Zomergem (Horta);
- het trekken van een tweede 380 kV-draadstel tussen Zomergem en Eeklo op de bestaande masten;
- de oprichting van een nieuwe dubbele 380 kV-verbinding tussen Eeklo en Zeebrugge; met de aanleg van een nieuwe 380 kV-lijn tussen Eeklo en Brugge Blauwe Toren gecombineerd met het trekken van twee draadstellen 380 kV op de bestaande masten tussen Brugge Blauwe Toren en Zeebrugge;
- de oprichting van een 380 kV-station in Zeebrugge (STEVIN).

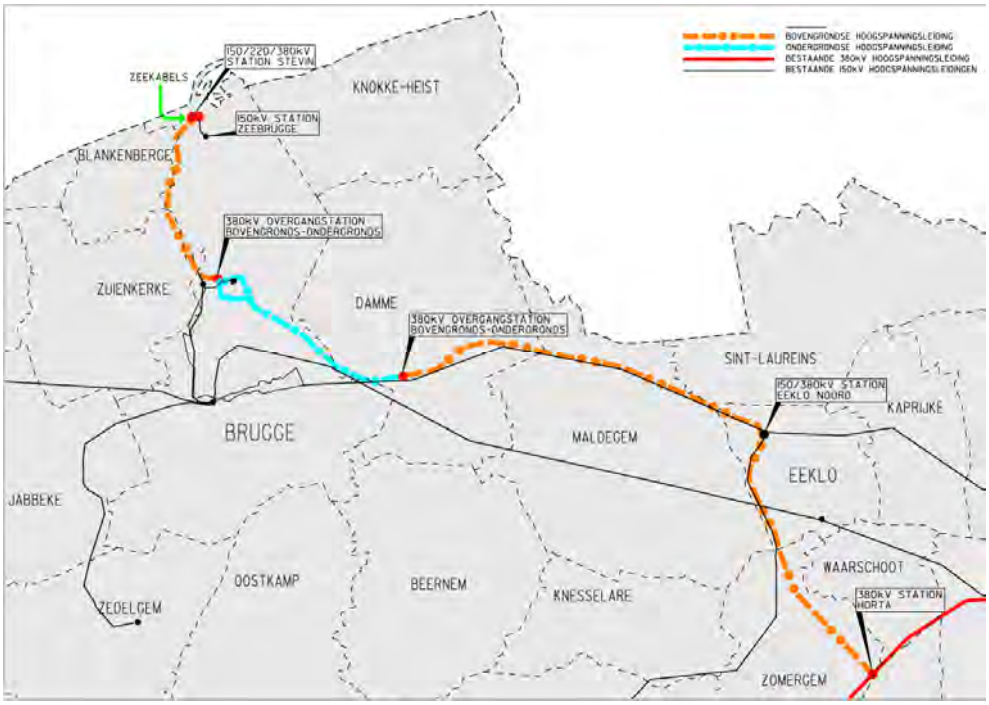
Om de moeilijke uitbreiding van het 150 kV-station van Zeebrugge te vermijden en het spanningsniveau dat ter beschikking wordt gesteld voor de aansluiting van offshore

windmolenparken te optimaliseren, is ook een nieuw 220 kV-station genaamd STEVIN gepland. De spanningstransformatie in het havengebied van Zeebrugge zal dan gebeuren via een transformator 380/150 kV, drie transformatoren 380/220 kV en een transformator 220/150 kV.

Er is voor deze oplossing gekozen, rekening houdend met zowel ecologische als economische en technologische argumenten. Deze oplossing heeft als doel om, in de mate van het mogelijke, maximaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur, de bestaande tracés te volgen (*bundling principle*) en ervoor te zorgen dat de totale lengte van het bovengrondse transmissienet niet toeneemt (*standstill principle*), teneinde de bijkomende impact op de omgeving zo beperkt mogelijk te houden:

- de bestaande 150 kV-verbinding ten zuiden van Maldegem zal tussen Eeklo en Brugge worden afgebroken ter compensatie van een dubbele 380 kV-verbinding langs de bestaande lijn Eeklo-Brugge ten noorden van Maldegem;
- de bovengrondse 150 kV-verbinding die momenteel het station Blauwe Toren met Zeebrugge verbindt, zal ondergronds worden gebracht om plaats te maken voor de nieuwe 380 kV-verbinding en om gebruik te kunnen maken van de bestaande pylonen tussen deze stations.

Figuur 7.5 : bestaand net, tracé Eeklo-Zeebrugge en plaats van het station in Zeebrugge.



Om voor de bouw van deze nieuwe infrastructuur de noodzakelijke vergunningen te verkrijgen, moeten deze ontwikkelingen worden opgenomen in een Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan (GRUP) dat moet worden goedgekeurd door de Vlaamse regering.

Deze procedure is gestart met de opmaak van een plan-MER[131] dat was gebaseerd op een diepgaande studie inzake milieu-effecten en ruimtelijke ordening waarvan de reikwijdte met name werd bepaald door de opmerkingen die voortvloeiden uit de consultatie van de

131 *Milieueffectenrapportering*

bevolking en de bevoegde administraties.

Het plan-MER werd op 25 mei 2011 goedgekeurd. In een principesbeslissing op 27 mei 2011 heeft Vlaamse regering gekozen voor de aanleg van een nieuwe bovengrondse 380 kV-verbinding met twee draadstellen (van elk 3000 MW) tussen Eeklo en Zeebrugge, waarvan het gedeelte tussen De Spie (nabij het station Blauwe Toren) en Vivenkapelle (gemeente Damme) ondergronds zal komen te liggen.

Op 22 juli heeft de regering ook het voorlopige tracé van deze nieuwe verbindingen vastgelegd in het GRUP. Het tracé van de verbinding en de inplanting van het hoogspanningsstation zullen definitief worden vastgelegd na publiek onderzoek, zodra het GRUP definitief door de Vlaamse regering is goedgekeurd.

De timing van het project is sterk afhankelijk van de duur en het verloop van de vergunningsprocedure. Er wordt van uitgegaan dat deze tegen eind 2012 afgerond zal kunnen worden.

Als alles volgens planning verloopt, kunnen de werken eind 2014 voltooid zijn. Met de afbraak van de meest zuidelijk gelegen 150 kV-luchtlijn tussen Eeklo en Brugge kan pas worden gestart na de indienstname van de nieuwe 380 kV-verbinding. Dit is voorzien voor begin 2015.

7.5.2 Aansluiting van offshorewindturbines op het onshore net

In de huidige situatie reikt het Elia-net aan land enkel tot de aan de Belgische kust. De infrastructuur om de aansluiting van windmolenparken op het Elia-net mogelijk te maken, betreft de aansluitingsapparatuur of installaties van de producenten.

Aansluitend bij de voorbereidende analyses die in het ontwerp van Ontwikkelingsplan 2010-2020 worden voorgesteld, heeft Elia de studie voortgezet van verschillende technische mogelijkheden met betrekking tot de installatie van offshoreplatforms in de Noordzee die op termijn als centraal aansluitingspunt voor meerdere windparken op zee kunnen dienen. Met deze aanpak kunnen, op economisch en ecologisch vlak, de aansluitingen van domeinconcessies op het onshorenet worden geoptimaliseerd, door het aantal onderzeese kabels die daarvoor nodig zijn tot een minimum te beperken. Een dergelijke aansluiting verhoogt ten slotte ook de bevoorradingszekerheid.

Rekening houdend met het feit dat de windturbines over de zeven domeinconcessies zijn verspreid en dat enkele parken zich reeds in de uitvoeringsfase bevinden, wijzen deze technische analyses uit dat de windmolenparken bij voorkeur worden geconcentreerd op twee platforms waarop telkens een vermogen van ongeveer 850 MW kan worden aangesloten.

Deze platforms zouden op het onshore net worden aangesloten in het 220 kV-station Stevin (Zeebrugge) via modulair geplande 220 kV-kabels. Aanvankelijk worden vijf kabels met een transmissievermogen van om en bij de 350 MVA voorzien. Voor hun inplanting zal rekening worden gehouden met bijkomende verbindingen die in de toekomst misschien nodig zullen zijn.

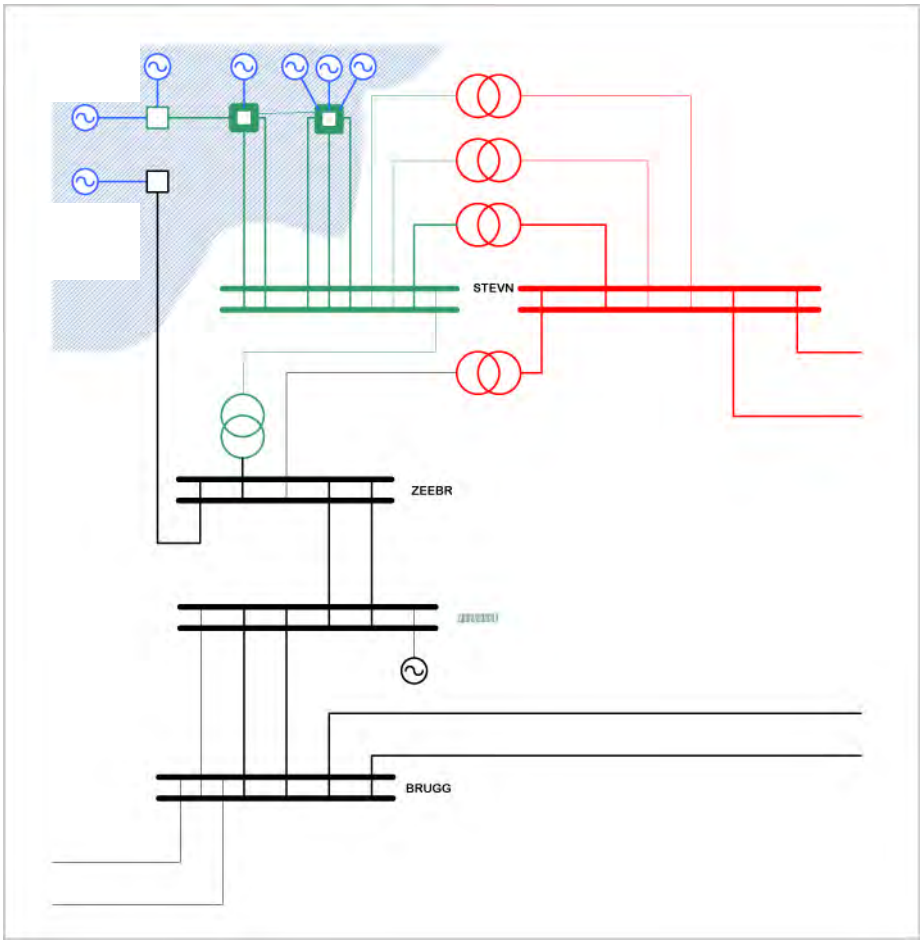
Gezien de beperkte afstanden en het aantal windturbines dat in dit kader moet worden aangesloten, is de keuze voor gelijkstroom economisch niet interessant. De voorkeur gaat uit naar een aansluitingsschema met wisselstroom.

Deze platformen zouden worden uitgerust met een of twee 220/66 kV-transformatoren om de windmolenparken aan te sluiten.

Ten slotte kunnen deze platformen ook worden aangewend als vertrekpunt voor een gekoppeld transmissienet in de Noordzee, wat het gebruik van de elektrische infrastructuren op deze plaats nog zou verhogen.

Deze technische studie moet nog verder worden uitgediept. Er moet onder meer een gedetailleerde kostenraming en een precieze planning voor de bouw van de windmolenparken in de Noordzee worden uitgewerkt. Hiervoor moet worden overlegd met de verschillende partijen die actief zijn in offshore-ontwikkelingen, incl. de bevoegde overheden. Overigens moet de analyse ook worden aangevuld met een denkproces over de kwalificatie van deze mogelijke investering (algemeen net of aansluitingsinfrastructuur) en over het regelgevend kader waarin ze zal kunnen worden doorgevoerd.

Figuur 7.7 : aansluitingsschema op lange termijn in Zeebrugge, voor de windmolenparken in de Noordzee.



7.6 Globaal potentieel van de Noordzee

In het kader van de activiteiten van ENTSO-E en van het "North Seas Countries' Offshore Grid Initiative"[132] werkt Elia mee aan de lopende analyses aangaande de installatie van een hoogspanningsnet in de Noordzee dat de landen uit de regio onderling zou koppelen en dat de in de Noordzee geïnstalleerde windmolenparken met elkaar zou verbinden.

Deze analyses moeten nagaan in hoeverre een dergelijk net:

1. de integratie van de elektriciteitsmarkten in de regio zou bevorderen door de landen onderling te koppelen en bijgevolg meer mogelijkheden te creëren voor uitwisselingen van elektriciteit tussen de betrokken landen;
2. de algemene betrouwbaarheid van het elektrische systeem zou verbeteren door het versterken van de onderlinge bijstand tussen de landen;
3. een bijdrage kan leveren tot een verdere diversificatie van de bevoorrading door toegang te bieden tot een bredere waaier van productiemiddelen (waterkracht in Scandinavië, windenergie in de Noordzee zelf, …);
4. het beheer van de variabele elektrische fluxen zou ondersteunen in geval van een doorgedreven integratie van variabele productie, door het voorzien van de uitwisseling van tijdelijke overschotten of tekorten tussen de geïnterconnecteerde landen;
5. de mogelijkheid zou bieden om, afhankelijk van de gekozen ontwikkelingspistes voor het net, de windmolens te groeperen op centraal gelegen platformen die door middel van gemeenschappelijke infrastructuur zijn aangesloten op het onshorenet en om bijgevolg te vermijden dat elk windpark via eigen infrastructuur op het onshorenet wordt aangesloten.

Bovendien zijn deze analyses eerder gebaseerd op een multilaterale eerder dan op een bilaterale coördinatie tussen de betrokken landen. Deze analyses moeten leiden tot het vastleggen van een concreet schema:

1. voor de ontwikkeling van een net in de Noordzee op lange termijn;
2. dat optimaal is op het niveau van de regio;
3. dat verenigbaar is met de langetermijnvisie voor de ontwikkeling van windparken in de Noordzee;
4. waarvan de kosten en de opbrengsten m.b.t. de ontwikkeling zijn becijferd en waarvoor duidelijke regels zijn opgesteld voor de tenlasteneming van de kosten en de verdeling van de opbrengsten;
5. en waarvan de hinderpalen (technische beperkingen, marktmechanismen, regelgeving, beleid) voor de uitvoering ervan zijn geïdentificeerd.

Om de voordelen van een offshorenet ten volle te kunnen benutten, zal ook een onderzoek naar de impact van de ontwikkeling van een offshorenet op het onshorenet en naar de eventuele noodzakelijke investeringen op het vasteland deel uitmaken van deze studie.

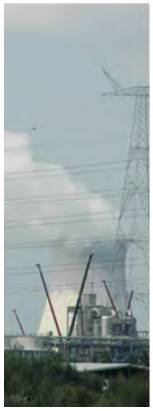
De eerste resultaten van deze analyse worden in de loop van 2012 verwacht. Tegelijkertijd moet er op Belgisch en op Europees niveau worden nagedacht over het schema waarbinnen deze ontwikkelingen zouden moeten gebeuren (regulatoir kader, eigendom, uitbating, financiering, enz.).

132 *In het kader van het "North Seas Countries' Offshore Grid Initiative" hebben de ministers van Energie van het Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Frankrijk, Nederland, Zweden, Denemarken, België, Ierland en het Groothertogdom Luxemburg op 7 december 2009 een politieke verklaring ondertekend met betrekking tot de totstandkoming van een nieuw offshorenet op basis van energie die door windturbines wordt geproduceerd.*

8

8 Aansluiting van centrale productie

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020



8.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt dieper ingegaan op het aansluitingspotentieel van nieuwe centrale productie-eenheden op het net. Het geeft de aanpak die Elia voor de netontwikkeling heeft gedefinieerd, om in de mate van het mogelijke een positief antwoord te bieden aan de aanvragen voor aansluiting van dergelijke eenheden.

Zoals in hoofdstuk 4 wordt aangehaald, bestaan er heel wat onzekerheden over de toekomstige ontwikkeling van het verbruik, de buitendienststelling van oude eenheden, de eventuele verlenging van de levensduur van de oudste Belgische kerncentrales en de indienststelling van nieuwe eenheden.

Op het ogenblik van de indiening van het huidige plan is Elia op de hoogte van aansluitingsdossiers van nieuwe centrale productie-eenheden voor een totaal geïnstalleerd vermogen van 7000 MW. Het gaat voornamelijk om projecten die worden beheerd door nieuwe spelers op de Belgische markt. Deze projecten bevinden zich in zeer uiteenlopende ontwikkelingsstadia. Voor geen enkel van deze projecten is de bouwfase reeds gestart. Ondanks deze onzekerheden is in hoofdstuk 4 gebleken hoe belangrijk deze productieprojecten zijn voor de betrouwbaarheid en de werking van de markt.

In de mate van het mogelijke zal Elia de interne versterkingen van het net uitvoeren om een zo groot mogelijke aansluitingscapaciteit te kunnen bieden. Het is echter duidelijk dat Elia wegens de aangehaalde onzekerheden niet kan garanderen dat het totaal van deze 7000 MW in alle geanalyseerde scenario's zal kunnen worden aangesloten, of zelfs dat een totale integratie van deze projecten eigenlijk wel nodig is.

De huidige reglementaire procedure voor aansluiting op het net en de individuele productievergunningen[133] regelen deze problematiek volgens het principe "first come - first served". Deze procedure leidt echter tot een fundamenteel dilemma.

Enerzijds is het mogelijk, als projecten voor nieuwe centrales met een individuele productievergunning, geldig voor vijf jaar, niet concreet worden opgestart, dat andere projecten die later werden aangekondigd in dezelfde elektrische regelzone onterecht worden uitgesteld of zelfs geweigerd.

Deze andere projecten zouden tevens aanleiding kunnen geven tot nutteloze netversterkingen indien de eerste goedgekeurde productieprojecten niet ten uitvoer worden gebracht. Men dient met deze mogelijkheid rekening te houden in het licht van de beschouwingen van hoofdstuk 4 betreffende de haalbaarheid van de centrale productieprojecten.

Anderzijds kan in geval van aanvragen voor een individuele productievergunning die gelijktijdig worden ingediend, het advies van de transmissienetbeheerder geen rekening houden met de interactie tussen deze projecten. Bijgevolg bestaat het risico dat dit advies in vraag moet worden gesteld als een eerste vergunning wordt toegekend. Als daarna nog bijkomende vergunningen worden toegekend, kan dit voor de netbeheerder aanleiding geven om aanzienlijke vterkingsinvesteringen te doen die niet gepland zijn.

133 *Krachtens de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, is de bouw van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie onderworpen aan de voorafgaande toekenning van een individuele verguunning afgeleverd door de minister op voorstel van de CREG;*

Zoals eveneens vastgesteld tijdens de « Staten-Generaal voor Energie »[134] in juni 2011, pleit Elia ervoor om een meer soepele regeling in te voeren voor de vaste termijn van 5 jaar verbonden aan de productievergunningen. Voor de producent en voor de netbeheerder is het van het grootste belang dat er een afstemming is tussen de toekenning van de productievergunning en de verbintenissen die door de netbeheerder in het kader van de reglementering inzake de aansluitingen worden aangegaan. Niet alleen de duur van de vergunningen, maar ook de criteria voor de toekenning van de productievergunning dienen afgestemd te worden op de toestand van het net, rekening houdend met realistische opties voor netuitbreiding die compatibel zijn met de realisatietermijn van het productieproject.

Dit hoofdstuk beschrijft de investeringen die nodig zijn om het grootste deel van de projecten voor nieuwe productiecapaciteit aan te sluiten.

In het eerste deel wordt gekeken naar de knooppunten in het bestaande net die geschikt zijn voor de aansluiting van nieuwe productie-eenheden. Deze lokalisaties zijn gunstig in de zin dat de aansluiting van nieuwe eenheden er de minste beperkingen voor het net met zich brengt. De nieuwe eenheden zouden hier aangesloten kunnen worden zonder ingrijpende versterking van het net en bijgevolg met minder kosten voor de gemeenschap en met een minimale impact op de omgeving. Alleen aansluitingen op 380 kV en 220/150 kV worden in aanmerking genomen.

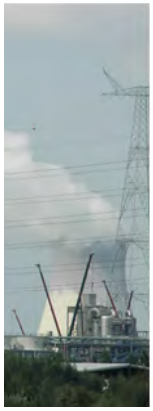
De beschouwde productie-eenheden hebben een vermogen van 400 of 800 MW. De keuze om eenheden met een dergelijk vermogen aan te sluiten, wordt bepaald door:
- de gemiddelde grootte van monobloc-eenheden van het STEG-type (400 MW);
- de bereidheid van kandidaat-producenten om hun projecten voor nieuwe STEG-eenheden (2x400 MW) op eenzelfde site te groeperen of om grootschalige projecten te ontwikkelen, teneinde van schaalvoordelen te kunnen profiteren.

De tabellen 8.1 en 8.2 in de hierna volgende delen geven een overzicht van de locaties die vandaag gunstig of neutraal zijn voor de aansluiting van een nieuwe eenheid van 400 of 800 MW. Deze lokalisaties zijn gunstig in omstandigheden die nauw aansluiten bij de huidige situatie. Ze worden geïdentificeerd aan de hand van de volgende elementen:
- de netinfrastructuur die momenteel in gebruik is[135];
- de productie-eenheden waarvan de indienstname in dit plan als definitief wordt beschouwd[136];
- het reeds gereserveerde aansluitingsvermogen.

Verder wordt in dit hoofdstuk aandacht besteed aan de netversterkingen die moeten worden uitgevoerd om het aantal mogelijkheden uit te breiden voor het samengaan van de aansluiting van dergelijke productie-eenheden in de provincies Antwerpen, Limburg en het noordelijke deel van de provincie Luik, alsook in Gent en in Meerhout. Dit deel verduidelijkt ook in hoeverre deze investeringen bijdragen tot een toename van het aansluitingsvermogen voor gecentraliseerde eenheden op het net. Ten slotte wordt gepreciseerd welke versterkingen nodig zijn voor de aansluiting van deze eenheden samen.

De hier vermelde aansluitingsmogelijkheden zijn niet cumulatief: de toewijzing aan een kandidaat-producent van een aansluitingssite die gunstig is voor aansluiting stelt zeer

134 *Zie « Staten-generaal voor Energie » « Samenvatting van de debatten op 8 juni 2011 ».*
135 *Zie hoofdstuk "5. Referentienet".*
136 *Volgens de lage variant van de hypotheses met betrekking tot de centrale productie (zie deel 4.5 over de evolutie van het centrale productiepark). Van deze gunstige lokalisaties zou bijgevolg nuttig gebruik kunnen worden gemaakt voor de aansluiting van de extra klassieke productie-eenheden van de midden- en de hoge variant op dit gebied.*



vaak de mogelijkheid in vraag voor aansluiting op andere knooppunten van het net. Daarom zijn er voor alle concrete projecten voor nieuwe gecentraliseerde productie-eenheden altijd geval per geval nog aanvullende studies nodig om de in dit hoofdstuk opgenomen analyses te bevestigen. Daarenboven blijven ook andere lokalisaties mogelijk:

- voor eenheden met een vermogen van minder dan 400 MW;
- in het geval van ingrijpende structurele aanpassingen aan het net van 380 tot 150 kV;
- in het geval van een belangrijke evolutie van het productiepark, zoals de indienststelling van nieuwe productiegroepen of de buitendienststelling van bestaande eenheden.

Tot slot zegt deze keuze voor bepaalde aansluitingsstations niets over de mogelijkheden voor de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales in termen van beschikbare industriegrond en de toegang tot brandstoffen en koelbronnen: dergelijke factoren vallen onder de verantwoordelijkheid van de investeerders.

8.2 Potentieel voor aansluitingen op het bestaande 380 kV-net

Het onderzoek naar de aansluiting van eenheden van 400 of 800 MW op het huidige net toont verschillende aansluitingsmogelijkheden op het spanningsniveau 380 kV. Rekening houdend met de huidige infrastructuur kunnen bepaalde zones toch beter worden vermeden:

- de infrastructuur die zorgt voor de afvoer van het vermogen dat in de regio van Luik wordt geproduceerd, is grotendeels verzadigd. Het is daarom niet mogelijk om hier op 380 kV een extra eenheid aan te sluiten.
- de installatie van nieuwe eenheden in de regio van Antwerpen (Zandvliet, Doel, Mercator) zou nefast zijn voor het kortsluitvermogen en zou een extra belasting vormen op de 380 kV-lijnen die het noorden en het zuiden van de provincie met elkaar verbinden.
- het 150 kV-net van de provincie Henegouwen is verzadigd.

De onderstaande tabel 8.1 in punt 8.4 toont een overzicht van de meest gunstige knooppunten op het spanningsniveau 380 kV.

De projecten die verder in dit hoofdstuk worden toegelicht, kunnen een positief effect op deze beperkingen hebben.

8.3 Potentieel voor aansluitingen op het huidige 150 kV-net

De mogelijkheden voor de aansluiting van eenheden van 400 MW op het 150 kV-net zijn beperkt. De meest geschikte lokalisaties zijn de knooppunten van Villeroux, Merksem, Ruien, Wortegem en Sint-Baafs-Vijve.

De omstandigheden in West-Vlaanderen zijn gunstig voor de aansluiting van een eenheid van 400 MW. De netten in de provincie Henegouwen en in de regio Luik zijn daarentegen volkomen ongeschikt voor dergelijke aansluitingen. In de provincies Antwerpen en Luxemburg zijn de mogelijkheden beperkt.

Het potentieel voor de aansluiting van eenheden van 400 MW is beperkt. Voorts moet

worden opgemerkt dat het huidige 150 kV-net niet voldoende is gedimensioneerd voor de aansluiting van een eenheid van meer dan 400 MW. Historisch gezien is dit net immers ontwikkeld voor vermogensinjecties tot 300 MW, wat overeenkomt met het vermogen van de productie-eenheden die op dat moment beschikbaar waren. De aansluiting van grotere eenheden brengt over het algemeen volgende effecten met zich:

- op lokaal niveau: de verzadiging van de lijnen in de onmiddellijke omgeving van deze eenheden;
- op nationaal niveau: een aanzienlijk lokaal productieoverschot dat naar naburige zones moet worden afgevoerd. Dit vervoer over lange afstand leidt tot de verzadiging van het net dat de 150 kV-zones van het land met elkaar verbindt en tot onaanvaardbare transmissieverliezen;
- overschrijdingen van de toelaatbare niveaus van het kortsluitvermogen in de 150 kV-stations;
- in specifieke gevallen: problemen in verband met instabiliteit en spanningsschommelingen.

Al deze beperkingen zouden kunnen worden verholpen door aanpassingen en versterkingen van het 150 kV-net. Toch zal het, vanuit technisch en economisch oogpunt, vaak aantrekkelijker zijn om productie-eenheden van een dergelijke grootte rechtstreeks op het 380 kV-net aan te sluiten.

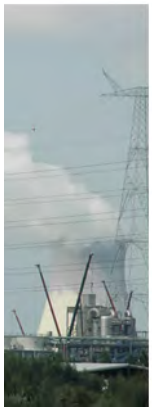
Er moet worden opgemerkt dat de resultaten afhankelijk zijn van het productiepark dat in gebruik is. De ontmanteling van bestaande productie-eenheden die momenteel op 150 kV zijn aangesloten, zou nieuwe mogelijkheden kunnen bieden die, indien nodig, geval per geval grondig moeten worden geanalyseerd.

De tabel 8.2 in punt 8.4 geeft een overzicht van de beste lokalisaties voor het spanningsniveau 150 kV.

8.4 Voorstelling van de gunstige sites voor aansluiting van productie-eenheden van 400-800 MW op het bestaande net

De tabellen 8.1 en 8.2 hierna geven de mogelijkheden weer voor de aansluiting van productie-eenheden van 400 of 800 MW op het net zoals het vandaag bestaat.

Deze aansluitingsmogelijkheden zijn onderling exclusief: indien een aansluiting aan een kandidaat-producent zou worden toegekend, zouden de mogelijkheden voor de aansluiting op andere knooppunten in het net hierdoor worden beïnvloed. Met het oog hierop zullen alle projecten voor nieuwe gecentraliseerde productie-eenheden systematisch het voorwerp moeten uitmaken van bijkomende studies en geval per geval moeten worden bekeken om de in dit hoofdstuk voorgestelde analyses te bevestigen en omstandig te beschrijven.



Tabel 8.1: gunstige lokalisaties voor een aansluiting op het bestaande 380 kV-net.

Gunstige lokalisatie op 380 kV	Aansluiting van een eenheid van 400 MW	Aansluiting van een eenheid van 800 MW
Achêne		X
Aubange	X	
Avelgem		X
Courcelles (2 knooppunten)		x[137]
Doel		x[138]
Gramme		x[139]
Lixhe		x[140]
Meerhout	X	

De onderstaande tabel 8.2 geeft een overzicht van de beste lokalisaties op het spanningsniveau 220/150 kV.

Tabel 8.2: overzicht van de beste lokalisaties op het spanningsniveau 220/150 kV.

Gunstige lokalisatie op 220/150 kV	Aansluiting van een eenheid op 400 MW
Villeroux	X
Merksem	X
Ruien	X
Sint-Baafs-Vijve	X
Izegem	X

De onderstaande figuur 8.3 geeft de lokalisaties weer van de sites die gunstig zijn voor de aansluiting van een productie-eenheid van 400-800 MW.

137 *Elia heeft op dit ogenblik reeds een contract ondertekend voor de aansluiting van een dergelijk project waarvoor ook een individuele productievergunning werd toegekend (geldig voor een gedeelte van de beschikbaar gemelde onthaalcapaciteit).*

138 *Na buitendienststelling van de oudste kernreactor in Doel.*

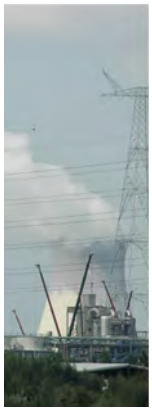
139 *Na buitendienststelling van de oudste kernreactor in Gramme (Tihange).*

140 *Elia heeft op dit ogenblik reeds een contract ondertekend voor de aansluiting van een dergelijk project waarvoor ook een individuele productievergunning werd toegekend.*

LEGENDE

- 380 kV LIJNEN
- 220 kV LIJNEN
- 150 kV LIJNEN
- 150 kV ONDERGRONDSE KABELS
- ONTHAALCAPACITEIT 380 KV
- ONTHAALCAPACITEIT 220/150 KV

Figuur 8.3 : Onthaalcapaciteit met het huidige net (2010)



8.5 De regio van Antwerpen – het project BRABO

Zoals gedetailleerd is beschreven in deel 9.2.1, moet het 380 kV-net in de regio Antwerpen grondig worden aangepast.

De toename van de economische activiteit in het havengebied leidt tot een verzadiging van de bestaande infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit in deze regio. De ondersteuning van het economische potentieel in deze regio en het handhaven van de bevoorradingszekerheid vormen voor de transmissienetbeheerder de drijfveer om het net rond de Antwerpse haven te versterken. Deze versterkingen omvatten:

- het op 380 kV brengen van een bestaand draadstel tussen Doel en Zandvliet dat momenteel op 150 kV wordt uitgebaat;
- de bouw van een nieuwe lijn op 380 kV met twee draadstellen tussen Zandvliet, Lillo en Mercator, door in de mate van het mogelijke 150 kV-lijnen aan te passen voor een vermogen van 380 kV;
- het plaatsen van een 380/150 kV-transformator in Lillo.

Met het oog op de extra investeringen die nodig kunnen zijn op 150 kV zal de nieuwe lijn met twee draadstellen tussen Lillo en Mercator, in de periode waarop dit plan betrekking heeft, worden uitgebaat met een draadstel op 380 kV en een draadstel op 150 kV. Deze oplossing maakt het mogelijk om een extra vermogen van 1100 MW aan te sluiten. Voor dit aansluitingsvermogen werd al een aansluitingscontract ondertekend en is een individuele productievergunning afgeleverd.

8.6 De provincie Limburg en het noorden van de provincie Luik

De structurele kenmerken van het bestaande 150 kV-net in Limburg en in het noorden van de provincie Luik laten het niet toe om in deze regio nieuwe grote productie-eenheden (van meer dan 400 MW) aan te sluiten. Dit type van aansluitingen op 150 kV zou tot gevolg hebben dat de verbindingen in de onmiddellijke omgeving van deze eenheden verzadigd zouden raken. Daarnaast zou het een sterke toename veroorzaken van het vervoer van geproduceerde energie over lange afstand, met als gevolg de overbelasting van de lijnen die de 150 kV-zones in de provincies Limburg, Luik en/of Antwerpen met elkaar verbinden.

Er zijn verschillende mogelijkheden voor de ontwikkeling van het net onderzocht om de aansluiting van meerdere nieuwe productie-eenheden in de regio mogelijk te maken.

Wat het noorden van de provincie Luik betreft, wordt in studies aangaande de ontwikkeling van een interconnectie tussen België en Duitsland (zie deel 6.4) vandaag de voorkeur gegeven aan het 380 kV-knooppunt Lixhe. In het ontwikkelingsplan 2005-2012 werd het 380 kV-station van Lixhe eveneens naar voren geschoven als een gunstige lokalisatie voor de aansluiting van een productie-eenheid.

Volgens de logica waarbij maximaal gebruik zou worden gemaakt van de bestaande infrastructuur, kan het 380 kV-station van Lixhe worden uitgebreid en kan de lijn tussen Herderen en Lixhe worden uitgerust met een tweede draadstel op 380 kV. Deze ontwikkelingen maken het mogelijk om ongeveer 920 MW aan te sluiten op het station

van Lixhe. Bovendien liggen ze in de lijn van de optie om een nieuwe interconnectie met Duitsland op een efficiënte manier te ontwikkelen. Daarbij wordt de impact van het transmissienet op het milieu zoveel mogelijk beperkt.

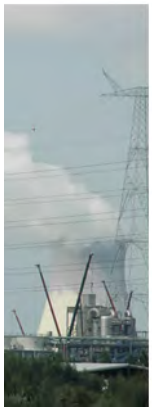
Thans werd al een aansluitingscontract gesloten met een kandidaat-producent waarvoor er capaciteit is gereserveerd.

Daarnaast kan, volgens een vergelijkbare logica inzake efficiëntie en het beperken van de impact van het transmissienet voor elektriciteit, het vermogen voor de aansluiting van nieuwe eenheden in de provincie Limburg worden verhoogd.

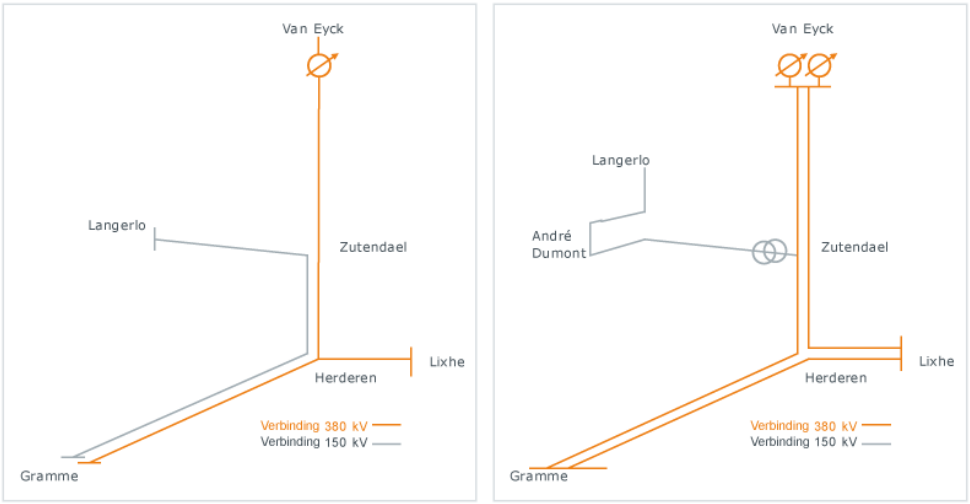
Zo kan de installatie van een 380/150 kV-transformator nabij Genk, die in het ontwikkelingsplan 2005-2012 in Zutendaal was voorzien als een uitbreidingsmogelijkheid van het net op lange termijn en die tot doel heeft de onafhankelijkheid van het net ten opzichte van het Limburgse productiepark te verzekeren, op gunstige wijze worden gecombineerd met de versterking van de lijninfrastructuur voor de transmissie van elektriciteit op 380 kV tussen Gramme en Van Eyck om de aansluitingsmogelijkheden in de zone te verhogen.

Volgens deze benadering zijn de volgende investeringen in het net gepland:
- de oprichting van een 380 kV-station op de bestaande site van Van Eyck [Kinrooi];
- de installatie van een 380/150 kV-transformator in aftakking op de site van Zutendaal, die rechtstreeks zou worden aangesloten op een 150 kV-draadstel in de richting van het 150 kV-station van Langerlo;
- de uitbating op 380 kV van het draadstel Gramme-Zutendaal dat nu op 150 kV wordt gebruikt;
- het trekken van een nieuw 380 kV-draadstel tussen Zutendaal en Van Eyck;
- de aanleg van een of meer nieuwe sites in de buurt van de geplande productie-eenheden.

Dit laatste aspect werd aan een technisch-economische analyse onderworpen die tot doel heeft een vergelijking te maken tussen de rechtstreekse aansluiting op een bestaande site en de oprichting van een nieuwe site. Een nieuwe site werd positief beoordeeld door de betrokken producent. Het gaat om de site van Dilsen-Stokkem. Ellia heeft reeds een aansluitingscontract ondertekend voor de aansluiting van een dergelijk project (920 MW). Dit project heeft overigens een individuele productievergunning verkregen.



Figuur 8.4: huidige en toekomstige minimale (afhankelijk van de effectieve lokalisatie van nieuwe productie-eenheden) situatie in de provincie Limburg en in het noorden van de provincie Luik, onder voorbehoud van de definitieve beslissing van kandidaat-producenten.



Tabel 8.5: aanbevolen investeringen voor de aansluiting van centrale productie.

Reden van de investe-ring	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Planning
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding			
	Luik	Lixhe-Herderen	Trekken van een tweede draadstel	380 kV	(*)
		Lixhe	Uitbreiding van het bestaand station	380 kV	(*)
	Limburg	Zutendaal	Nieuwe transformator in een nieuwe site	380/150 kV	2014
		Dilsen-Stokkem	Nieuw station	380 kV	(*)
		Zutendaal–Van Eyck	Trekken van een tweede draadstel	380 kV	2014
		Van Eyck	Nieuw station in een bestaande site	380 kV	2014
	Antwerpen	Massenhoven-Meerhout	Gebruik op 380 kV van het 2e draadstel dat thans uitgebaat wordt op 150 kV	380 kV	(*)
		Massenhoven	Installatie van een koppeling	380 kV	(*)
		Meerhout	Uitbreiding van het station met twee railstellen en installatie van een koppeling	380 kV	(*)
		Heze	Nieuw station of aftakking van het station Amoco	150 kV	(*)
	Oost-Vlaanderen	Baekeland-Horta	Versterking van de geleiders	380 kV	(*)
		Baekeland	Nieuw station	380 kV	(*)
		Baekeland-Mercator	Versterking van de geleiders	380 kV	2016-2020 (**)
		Baekeland-Doel	Versterking van de geleiders	380 kV	2016-2020 (**)

(*) Op voorwaarde dat de betrokken projecten voor productie-eenheden gerealiseerd worden.
(**) Planning herzien in het kader van de volgende onderzoeken van ENTSO-E en in het kader van de volgende ontwikkelingsplannen.

8.7 Aansluiting op Baekeland

Er is voor de haven van Gent een technische, economische en milieuanalyse uitgevoerd die tot doel heeft een vergelijking te maken tussen de rechtstreekse aansluiting op een bestaande site en de oprichting van een nieuwe site. De oprichting van een nieuwe site werd positief beoordeeld door Elia en de betrokken producent. Het gaat om de site Baekeland, waarop een 380 kV-station zal kunnen worden opgericht om ongeveer 920 MW op aan te sluiten.

Deze aansluiting zal gepaard moeten gaan van de versterking van de 380 kV-as Baekeland-Horta. Zonder versterking doen zich tussen deze twee stations immers belangrijke overbelastingen voor op de 380 kV-lijnen, zelfs wanneer geen belangrijke transitstromen aanwezig zijn en zelfs wanneer het interconnectieproject NEMO nog niet gerealiseerd is.

Deze versterking zal kunnen worden uitgevoerd door 380 kV-geleiders van de lijn Baekeland-Horta te vervangen door geleiders met hoge performantie. Deze oplossing past in de strategie om de bestaande infrastructuur optimaal te benutten en de termijn waarbinnen ze gerealiseerd kan worden is verenigbaar met de planning van de promotor. Zulk een termijn zou de oprichting van een nieuwe luchtverbinding niet bieden.

Zoals in deel 8.6 is vermeld, kan niet worden overgegaan tot de gelijktijdige uitvoering van alle productie-projecten die een elektrische invloed hebben op de as Mercator-Avelgem zonder dat bijkomende maatregelen worden genomen die ervoor zorgen dat deze as minder sterk wordt belast (zie deel 8.9).

8.8 Aansluiting op Meerhout

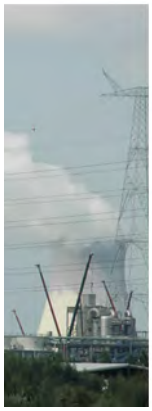
Er zou eveneens extra aansluitingsvermogen kunnen worden ontwikkeld in het bestaande station van Meerhout in de provincie Limburg. Door middel van de onderstaande investeringen kan een vermogen van 1000 MW worden ontwikkeld:

- het gebruik van het tweede draadstel Massenhoven-Meerhout op 380 kV;
- de uitbreiding van het 380 kV-station van Meerhout tot twee railstelsels en installatie van een koppeling;
- de bouw van een 150 kV-station op de bestaande site van het station van Heze of aansluiting in aftakking van het 150 kV-station BP/Amoco.

Zoals in deel 8.6 is vermeld, kan niet worden overgegaan tot de gelijktijdige uitvoering van alle productie-projecten die een elektrische invloed hebben op de as Mercator-Avelgem zonder dat bijkomende maatregelen worden genomen die ervoor zorgen dat deze as minder sterk wordt belast (zie deel 8.9).

8.9 Gecombineerde 380 kV-aansluitingen

De 380 kV-lijn Baekeland-Horta moet worden versterkt wegens de toevoeging van een productie-eenheid (920 MW) die op het toekomstige Baekeland 380 kV-station zal worden aangesloten.



Tegelijkertijd is het ook nodig om heel de 380 kV-lijn Doel-Mercator-Horta te versterken door, zowel door de internationale transitstromen als met het oog op de aansluiting van productie-eenheden op het Elia-net.

Wanneer het project NEMO verwezenlijkt zal zijn, zal de 380 kV-as Doel/Mercator-Horta bijzonder zwaar belast worden zoals twee extreme situaties in de studies van ENTSO-E illustreren (zie deel 6.1):

- enerzijds zal de energie die dankzij het project NEMO uit het Verenigd Koninkrijk zal worden ingevoerd op deze 380 kV-as samenkomen met sterke transitstromen vanuit Noord-Frankrijk in de richting van Nederland en Duitsland.
- anderzijds zullen, in situaties van export naar het Verenigd Koninkrijk, de transitstromen vanuit Nederland en Duitsland samengevoegd worden met de productie van de op 380 kV aangesloten eenheden in Antwerpen en in de provincies Limburg en Luik. Daardoor zal de 380 kV-as Doel/Mercator-Horta verzadigd raken.

In een context met een aanzienlijke toename van de internationale energiestromen, tonen de onderzochte scenario's aan dat het nodig zal zijn om de 380 kV-as Doel/Mercator-Horta volledig te versterken, zodra meer dan twee nieuwe eenheden (van 460 MW) in Limburg en/of de regio van Luik zullen aangesloten zijn. Deze versterking zal uitgevoerd kunnen worden door gebruik te maken van geleiders met hoge performantie nadat een technologische evaluatie van de oplossing werd gemaakt.

8.10 Onafhankelijkheid van het 150 kV-net ten opzichte van het centrale productiepark.

In bepaalde zones van het net moet de transmissienetbeheerder kunnen rekenen op de aanwezigheid van productie-eenheden die injecteren op 150 kV om de bevoorradingszekerheid te verzekeren. De hiervoor beschikbare productiemiddelen zouden, gelet op de verandering van het productiepark die in het vooruitzicht wordt gesteld, eventueel kunnen afnemen.

Enerzijds blijkt uit wat voorafgaat dat het 380 kV-net de meeste mogelijkheden biedt voor aansluitingen van centrale productie-eenheden met een vermogen van 400 MW of 800 MW

Heel wat bestaande eenheden die aangesloten zijn op 150 kV naderen geleidelijk het einde van hun levensduur en zouden buiten dienst kunnen worden gesteld (zie deel 4.5.2).

De combinatie van deze twee tendensen zal vermoedelijk leiden tot een vermindering van de capaciteit van de centrale productie op 150 kV, ten voordele van de nieuwe producties die op 380 kV zullen worden aangesloten.

Anderzijds vertonen de nieuwe op 380 kV aangesloten productie-eenheden met dezelfde brandstof vaak een grotere economische efficiëntie dan de eenheden die op 150 kV zijn aangesloten.

Het merendeel van de op 150 kV aangesloten producties zijn:

- kleiner en hebben niet dezelfde mogelijkheden op het vlak van economische schaalvoordelen;
- minder jong en hebben dus niet hetzelfde energie- en milieurendement als de nieuwe productie-eenheden.

Algemeen zal dit inhouden dat de productie-eenheden aangesloten op 150 kV een lagere rangorde hebben dan de nieuwe productie-eenheden aangesloten op 380 kV op het vlak van de economische inzetbaarheid van de productiemiddelen.

Op basis van deze twee gegevens zal de transmissienetbeheerder investeringen overwegen die het mogelijk maken om:
- het hoofd te bieden aan de ontmanteling van de eenheden op 150 kV, die absoluut noodzakelijk zijn om de bevoorradingszekerheid te verzekeren van de zone waarin zij zich bevinden;
- kosten te vermijden die zouden moeten worden gemaakt (in het kader van de CIPU-contracten) om eenheden op te starten die in de economische rangorde niet gestart worden, om zodoende de bevoorradingszekerheid veilig te stellen.

In deze context blijft de transmissienetbeheerder de evolutie van de drie delen van het net volgen.

8.10.1 De zones West-Vlaanderen, Oost-Vlaanderen en Antwerpen

De bestaande eenheden in deze zones zullen op termijn hetzij definitief ontmanteld worden, hetzij om economische redenen steeds minder gebruikt worden.

De 150 kV-netten tussen Mercator (Antwerpen), Heimolen (Oost-Vlaanderen), Rodenhuize (Oost-Vlaanderen), Nieuwe Vaart (Oost-Vlaanderen), Wortegem (West-Vlaanderen) en Ruien (West-Vlaanderen) zullen steeds meer belast worden en raken verzadigd:
- door de transit tussen de elektrische zones op 150 kV, door de kleine verschuivingen van op 150 kV aangesloten productieoverschotten en/of –tekorten; en
- bijgevolg, door belangrijke stromen op de 380 kV-lijnen die deze 150 kV-zones met elkaar verbinden.

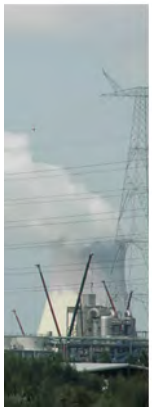
Om deze belasting op te vangen heeft Elia het plan opgevat om de 150 kV-netten tussen deze drie zones ‘te openen’ om transitstromen tussen deze netten te vermijden. Deze aanpak zou concreet de volgende maatregelen inhouden:
- de opening van het net in Nieuwe Vaart, in combinatie met de aansluiting van de twee bestaande 150 kV-draadstellen Ruien-Nieuwe Vaart op dit station (deze opening zou ook kunnen plaatsvinden in Wortegem 150 kV);
- de opening van het net in Heimolen 150 kV, door de aansluitingen van de aan het station grenzende 150 kV-lijnen aan te passen;
- de installatie van een 150 kV-spoel in serie met de 150 kV-kabel Koksijde-Slijkens;
- de toevoeging van een transformator 380/150 kV (555 MVA) in Rodenhuize.

Deze investeringen zijn tijdens de periode 2016-2020 gepland. In de mate waarin deze versterkingen gedeeltelijk voortvloeien uit de ontwikkeling van de internationale transitstromen van energie zal deze planning echter opnieuw beoordeeld worden in de volgende studies van ENTSO-E en in het kader van de volgende ontwikkelingsplannen.

De toevoeging van een transformator 380/150 kV zou ook in Izegem, Avelgem of Wortegem gepland kunnen worden. Tot nu toe is echter nog uit geen enkele reeks van hypotheses gebleken dat dit nodig zou zijn.

8.10.2 De zone Henegouwen

De betrouwbaarheid van de zone 150 kV van Henegouwen hangt af van het al dan niet in



bedrijf zijn van de eenheden in dit net. De bevoorradingszekerheid in de zone kan afhankelijk zijn van het al of niet opstarten van eenheden op vraag van de netbeheerder, waarvan de kosten in fine door de gemeenschap zouden worden gedragen. Het belang van de installatie van een transformator 380/150 kV in Gouy zal in de komende jaren moeten worden onderzocht in functie van de werkelijke houding van de producenten om hun eenheden in de zone in te schakelen.

8.10.3 De zone Limburg

In de zone 150 kV Limburg neemt de afhankelijkheid ten opzichte van het bestaande productiepark toe.

Enerzijds heeft de transmissienetbeheerder al moeten investeren in de versterking van de 150 kV-as Beringen-Mol wegens de buitendienststellingen van de eenheden van Mol .

Anderzijds zou het gebruik van de oudste eenheden van de zone (meer bepaald de eenheden van Langerlo) op termijn kunnen afnemen. Dit gegeven gecombineerd met het feit dat men niet wil afhangen van nieuwe eenheden op 380 kV om de veiligheid van het net te verzekeren, is een bevestiging van het belang van de installatie van een transformator 380/150 kV in de zone (zie deel 8.6).

Uit studies zal echter nog moeten blijken of inderdaad een tweede transformator 380/150 kV in de zone geïnstalleerd dient te worden (bijvoorbeeld in Reppel, Zutendaal of Langerlo) afhankelijk van de effectieve aansluitingen van productie-eenheden op 380 kV en van de ontwikkeling van de 380 kV-transitstromen in de zone.

Tabel 8.6: investeringen uitgevoerd met het oog op de onafhankelijkheid van het productiepark.

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spanning-niveau	Status	Ingebruik-stelling
	Versterk-te zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Onafhan-kelijkheid van het centrale productie-park	Oost-Vlaanderen	Rodenhuize	Installatie van een nieuwe transformator van 555 MVA	380/150 kV	Gepland	2016-2020
		Heimolen	Aanpassing van het station	150 kV	Gepland	2016-2020
		Nieuwe Vaart	Aanpassing van het station	150 kV	Gepland	2016-2020
		Koksijde-Slijkens	Installatie van een spoel	150 kV	Gepland	2016-2020
	Limburg	Beringen-Mol	Versterking dankzij het gebruik van geleiders met hoge performantie	150 kV	Uitgevoerd	2009
	Vlaams Brabant	Bruegel	Installatie van een spoel van 75 Mvar op een tertiaire wikkeling van een transformator 380/150 kV van het station	36 kV	Gepland	2014
	Luik	Avernas	Installatie van een spoel 75 Mvar	150 kV	Gepland	2014

8.10.4 De spanningsregeling

Transmissie van elektriciteit is niet mogelijk zonder dat men de voedingsspanning op peil houdt. Dat gebeurt voornamelijk via het beheer van het reactief vermogen. Volgens de internationale akkoorden hieraangaande en de technische realiteit die deze onderbouwt, kan het reactief vermogen niet worden ingevoerd of uitgevoerd. Het reactief vermogen moet lokaal worden geproduceerd en verbruikt, zodat het evenwicht in de Belgische regelzone wordt bereikt.

Daarom moet de netbeheerder over mogelijkheden beschikken om het reactief vermogen te beheren, zodat hij de behoeften in evenwicht kan houden die verbonden zijn aan:

- het reactief verbruik (nauw verbonden met het actief verbruik);
- de reactieve verliezen (verbonden aan de exploitatie van het net, de topologie, transits, …);
- het behoud van de spanning bij een incident.

Elia sluit bijgevolg contracten met de producenten af om gebruik te kunnen maken van de mogelijkheden voor het leveren van reactief vermogen van hun productie-eenheden. Het voert ook een investeringsprogramma inzake condensatorenbatterijen uit (zie hoofdstuk 5) voor de levering van het nodige reactief vermogen wanneer niet genoeg productie-eenheden op een economische manier kunnen worden ingezet tijdens een periode met een hoge invoer van actieve energie.

Wanneer bij het regelen van het evenwicht zich een overschot aan reactief vermogen voordoet, bieden diezelfde contracten aan de netbeheerder de mogelijkheid om aan de productie-eenheden te vragen dit overschot op te slorpen.

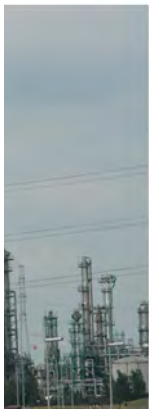
De economische evaluatie van deze opslorpingsmethode wijst erop dat het belangrijk is dat het transmissienet met een beperkt aantal spoelen wordt uitgerust. Dat zijn uitrustingen die de opslorping van reactief vermogen los van de productie-eenheden mogelijk maken. Het voorliggende Ontwikkelingsplan stelt bijgevolg tegen 2014 de installatie voor van:

- een spoel van 75 Mvar in het station van Avernas 150 kV;
- een spoel van 75 Mvar in de tertiaire wikkeling van een 380/150 kV-transformator van het station Bruegel.

9

9 Versterkingen verbonden met de evolutie van het verbruik

Federaal
Ontwikkelingsplan
2010-2020



9.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de investeringen in het net beschreven die tot doel hebben een antwoord te bieden op de toename van het elektriciteitsverbruik in België.

De evolutie van het elektriciteitsverbruik is heel moeilijk te voorspellen, aangezien ze afhankelijk is van factoren die bijzonder onzeker zijn. Deze onzekerheid heeft voornamelijk te maken met:

- de geografische spreiding van de verbruiksevolutie;
- de evolutie van de demografische en economische groei en het effect daarvan op de elektriciteitsvraag;
- de evolutie van het gedrag van de verbruikers, met name als gevolg van maatregelen die gericht zijn op een beter beheer van de vraag naar elektriciteit, in het kader van de Europese doelstellingen op het vlak van energie-efficiëntie;
- de evolutie van de brandstofprijzen, die een impact kan hebben op de toename van de elektriciteitsvraag, zowel op korte als op lange termijn.

In het kader van het huidige ontwikkelingsplan is getracht om deze onzekerheden correct in te schatten door twee sterk van elkaar verschillende varianten te definiëren voor de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit: een hoge en een lage variant. Deze twee varianten zijn afgeleid uit de hypotheses die in de prospectieve studie elektriciteit zijn geformuleerd. Dit betekent dat er wordt uitgegaan van een brede en representatieve waaier van mogelijkheden, zodat het net zodanig kan worden gedimensioneerd dat het in alle omstandigheden aan de bevoorradingsbehoeften kan voldoen.

Twee tijdvakken

Gezien deze onzekerheden met betrekking tot de evolutie van het verbruik, moet een breed spectrum van oplossingen worden beschouwd, die het mogelijk maken om aan alle toekomstige behoeften te voldoen, zodat de onderzochte oplossingen kunnen worden uitgevoerd wanneer de onderliggende hypotheses werkelijkheid worden. Met het oog hierop en om het net op efficiënte wijze te dimensioneren, is de in het ontwikkelingsplan gekozen methodologie gebaseerd op twee tijdvakken:

- een eerste fase die zich beperkt tot de korte termijn (2010-2014);
- een tweede fase die betrekking heeft op een periode op langere termijn (2015-2020).

Voor de eerste fase liggen de aangekondigde investeringen vast en zijn de gedetailleerde engineeringstudies al opgestart. Deze versterkingen op korte termijn moeten op een coherente manier in de langetermijnontwikkelingen van de betrokken netten worden geïntegreerd.

De tweede fase heeft betrekking op een periode die verder van ons afligt en waarvoor het nu niet opportuun is om definitieve beslissingen te nemen bij gebrek aan voldoende nauwkeurige informatie over de parameters die hierop een invloed hebben. De investeringen die in het kader van deze tweede fase worden aanbevolen, moeten bijgevolg worden beschouwd als indicatieve versterkingspistes, die zullen worden herzien naarmate de onzekerheden verminderen en de betrokken periode dichterbij komt. Net zoals de op korte termijn geplande investeringen moeten passen in een langetermijnvisie voor de ontwikkeling van het net, wordt bij het uitwerken van de versterkingsmogelijkheden op lange termijn rekening gehouden met de investeringen die op korte termijn zijn voorzien.

Alle voor de tweede fase gekozen indicatieve pistes zullen dus bij het opstellen van toekomstige ontwikkelingsplannen opnieuw worden geanalyseerd, op basis van nieuwe beschikbare informatie. Deze nieuwe analyse zal op haar beurt tot concrete, definitieve beslissingen leiden.

Zoeken naar een economisch optimum

Er dient op gewezen te worden dat bij een groot aantal van de in dit hoofdstuk voorgestelde projecten voor de versterking van het net ook rekening is gehouden met overwegingen in verband met de vernieuwing van de uitrustingen. Door de vernieuwing van de installaties blijft de goede operationele staat van het net behouden, overeenkomstig de doelstellingen op het gebied van betrouwbaarheid en veiligheid waartoe Elia zich heeft verbonden. Door rekening te houden met de vernieuwing van uitrustingen bij de uitvoering van versterkingen, is het mogelijk om de potentiële synergieën tussen deze twee types investeringen optimaal te benutten en om op technisch-economisch vlak de meest doeltreffende oplossing te definiëren.

Over het algemeen wordt bij het uitwerken van projecten voor het verhogen van de capaciteit van het net, gestreefd naar een technisch-economisch optimum voor de gemeenschap en wordt tegelijkertijd toegezien op het duurzame karakter van de wijzigingen in het net.

Algemene tendensen

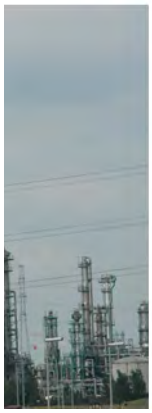
Omdat de betrouwbaarheid, de doeltreffendheid en het duurzame karakter van de geselecteerde oplossingen belangrijke streefdoelen zijn, wordt er vaker gebruik gemaakt van ondergrondse 150 kV-kabelverbindingen, gecombineerd met de transformatie vanuit 150 kV naar de middenspanningsniveaus van de distributienetbeheerders. Vanuit dit uitgangspunt is het gebruik van kabeltechnologie en schakelmateriaal op 150 kV erg vaak te verkiezen boven dezelfde uitrustingen voor 70 kV en 36 kV, zodat een zeer groot gedeelte van de goedgekeurde investeringen betrekking heeft op het spanningsniveau 150 kV. Deze tendens doet in geen geval afbreuk aan het belang dat elia hecht aan de 70 kV- en 36 kV-netten.

In andere gevallen kunnen behoeften inzake de vervanging van uitrustingen op 70 kV ook tot de ontwikkeling van infrastructuur op 150 kV leiden. Zo moeten de stations van Zurenborg, Wilrijk, Schelle Dorp en Hoboken, die vandaag met 70 kV en 6 kV zijn uitgerust, worden vernieuwd. De investeringen die in het kader van dit plan voor deze stations worden voorgesteld, zullen de uitbouw op 150 kV met zich brengen.

In andere zones waar de netten historisch gezien anders zijn ontwikkeld, leiden dezelfde bekommernissen op het gebied van betrouwbaarheid, doeltreffendheid en duurzaamheid tot andere conclusies. Het transmissienet van de provincie Namen en van een groot deel van de provincie Luxemburg, dat op de spanningsniveaus 380 kV en 70 kV steunt, is hiervan een voorbeeld.

Over het algemeen wordt voor de nieuwe verbindingen op een spanning van minder of gelijk aan 220kV overwogen om ze ondergronds aan te leggen. In specifieke gevallen waar de infrastructuur van bestaande lijnen over een voldoende lange afstand kan worden gevolgd, kan de transmissienetbeheerder oplossingen voorstellen die uitgaan van luchtlijnen. Daarbij moet zoveel mogelijk worden vermeden dat deze lijnen boven woongebieden lopen.

Elia stelt vast dat de keuze voor het gebruik van ondergrondse kabels op 150 kV geen



aanleiding geeft tot een gemakkelijkere of snellere toekenning van de vergunningen en toelatingen die nodig zijn met het oog op de uitvoering van de werken.In elk van de drie Belgische gewesten geldt specifieke regelgeving op dit gebied. In vergelijking met de buurlanden en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, waar gewoonlijk kabels tussen 110 en 220 kV worden aangelegd voor de ontwikkeling van het elektriciteitsnet, ook in stedelijk gebied, kan de regelgeving van de twee andere gewesten problemen veroorzaken. Voorbeelden hiervan zijn de vertragingen die zijn opgelopen ten gevolge van de onzekerheden die gepaard gingen[141] met de nodige inschrijving in het gewestplan in het kader van de versterking van de stroomvoorziening van Eupen (project voor 150 kV-kabel tussen Lixhe en Battice) en voor de ontwikkeling van de farmaceutische industrie in het noorden van Wavre (project voor 150 kV-kabel tussen Corbais en Wavre). Dit laatste voorbeeld heeft Elia er zelfs toe verplicht om te kiezen voor een tijdelijke oplossing op 36 kV, die zowel op technisch en economisch gebied als wat de duurzaamheid betreft, niet optimaal is.

9.2 Versterkingen tegen 2014

9.2.1 Versterking en herstructurering van het net in de regio Antwerpen – het project BRABO

In het ontwikkelingsplan 2003-2010 werd al gewezen op de noodzaak om het net in de regio Antwerpen te ontwikkelen, om aan het stijgende verbruik van de Antwerpse haven te kunnen voldoen. Ook in het ontwikkelingsplan 2005-2012 werd gepleit voor een passende structuur die een antwoord kan bieden op het toenemende verbruik van de chemische industrie die op het station Lillo is aangesloten.

Sindsdien zijn er in de haven van Antwerpen talrijke industriële projecten gerealiseerd, waardoor de nieuwe 150 kV-verbinding Lillo-Zandvliet, zoals voorgesteld in het ontwikkelingsplan 2005-2012, niet meer de meest geschikte oplossing is.

Deze nieuwe context toont het fundamentele belang van een versterking van het 380 kV-net in de regio Antwerpen aan.

Enerzijds heeft de sterke groei van de economische activiteiten in het havengebied sinds de jaren negentig van de vorige eeuw, tot een verzadiging van de bestaande infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit geleid. Met het oog op het ondersteunen van het economische potentieel in de regio en het behoud van een betrouwbare bevoorrading in een gebied met een industrie die bijzonder gevoelig is voor stroomonderbrekingen, moeten de geplande versterkingen van het 380 kV-net het mogelijk maken om te voldoen aan de huidige en de toekomstige groei van het industriële verbruik, zowel op de rechter- als op de linkeroever van de Schelde.

Anderzijds zal de nieuwe structuur die nodig is voor de evolutie van het industrieel verbruik ervoor zorgen dat op de hoogspanningsstations van Doel, Lillo, Mercator en Zandvliet nieuwe productie-eenheden kunnen worden aangesloten.

Op basis van de geografische spreiding van het verbruik in de regio en de lokalisatie van de projecten voor nieuwe productie-eenheden, kunnen de volgende twee conclusies worden getrokken:

141 *Zoals op dit ogenblik wordt gepreciseerd in het Besluit van de Waalse regering van 14 juli 2011 ter bepaling van het net met de voornaamste infrastructuur voor de transmissie van energie in de zin van artikel 23, alinea 2, van de "Code wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme, du Patrimoine et de l'Energie".*

- de bestaande 380 kV-as tussen de 380 kV-stations Zandvliet (in het noorden van de haven van Antwerpen), Doel en Mercator (nabij de E17 op het grondgebied van de gemeente Kruibeke) moet worden versterkt;
- het 380 kV-station van Zandvliet moet worden uitgerust met een nieuwe 380 kV-voeding die onafhankelijk is van de bestaande infrastructuur; en
- het noordelijke deel van de haven van Antwerpen moet een extra 380/150 kV-injectie krijgen om een antwoord te kunnen bieden op de toename van het verbruik in de zone.

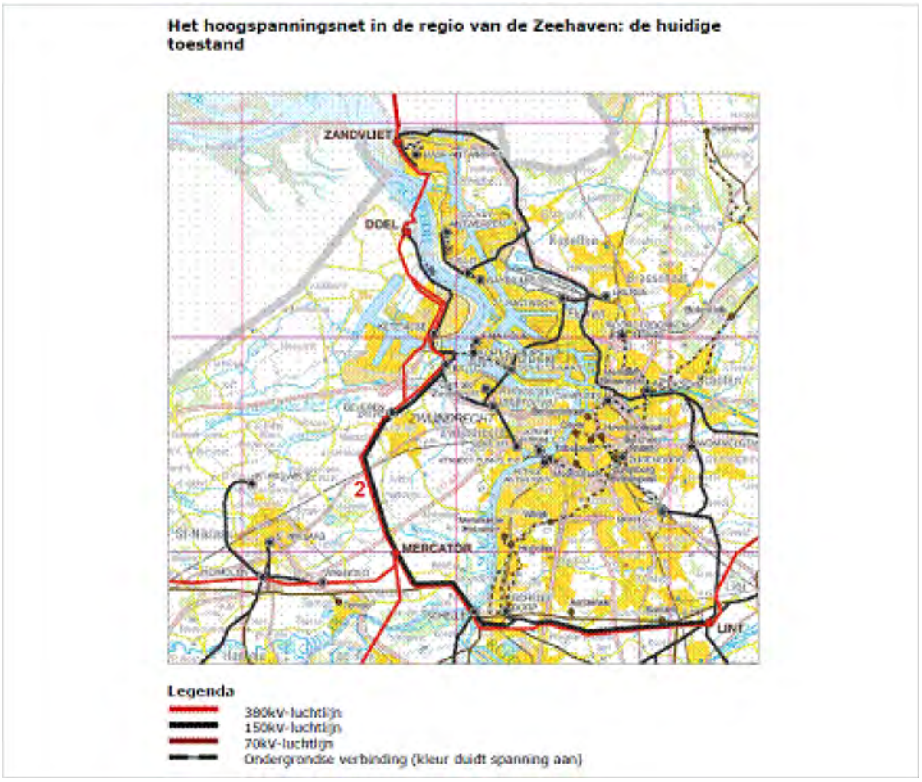
De bestaande lijn tussen Zandvliet en Doel is al gedimensioneerd op 380 kV, maar momenteel wordt een van de draadstellen tussen deze twee stations op 150 kV uitgebaat. De keuze om dit draadstel op 380 kV uit te baten, kan voor een deel een oplossing bieden. Deze optie maakt niet alleen maximaal gebruik van de bestaande infrastructuur, maar beperkt ook de extra impact op de omgeving tot een minimum.

Vervolgens kan een tweede onafhankelijke voeding worden overwogen voor het station van Zandvliet. Hiervoor zijn twee mogelijkheden:
- een nieuwe 380 kV-verbinding tussen de stations van Zandvliet, Lillo (nabij de Liefkenshoektunnel) en Mercator;
- een nieuwe 380 kV-verbinding tussen Zandvliet en Massenhoven.

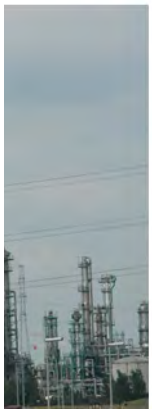
Deze varianten werden getoetst op technische en economische aspecten en op milieu-effecten.

De nieuwe bovengrondse 380 kV-verbinding tussen Massenhoven en Zandvliet zou voldoende robuust moeten zijn met het oog op toekomstige ontwikkelingen. Deze oplossing is echter ongunstig op het vlak van ruimtelijke ordening, aangezien ze over dichtbevolkte woongebieden zou lopen. De aanleg van deze lijn zou bovendien duurder zijn en kan niet worden uitgevoerd binnen termijnen die verenigbaar zijn met de evolutie van het verbruik in de zone (niet voor 2020).

Figuur 9.1: geografische voorstelling van de beschouwde structuurvarianten.



Er



kan daarentegen wel een nieuwe 380 kV-verbinding met twee draadstellen worden aangelegd tussen het station Zandvliet (noorden van de haven van Antwerpen) en het station Mercator. Dit is een efficiënte oplossing waarvan de impact op de omgeving minimaal is.

In dit scenario kunnen de delen Zandvliet-Lillo en Lillo-Kallo van deze nieuwe verbinding worden aangelegd in industriegebieden op de rechter- en de linkeroever van de Schelde. Daarenboven kan, om de visuele impact van de lijn tussen Lillo en Mercator te beperken, optimaal gebruik worden gemaakt van de corridors van de bestaande luchtlijnen. Zo kan het nieuwe 380 kV-gedeelte tussen Lillo (nabij de Liefkenshoektunnel) en Mercator in de plaats komen van de huidige 150 kV-verbinding tussen deze twee stations, met uitzondering van de kruising van de Schelde ter hoogte van de Liefkenshoektunnel.

Zodra de nieuwe 380 kV-verbinding tussen Lillo en Zandvliet is gerealiseerd, zal als bijkomend voordeel een 380/150 kV-transformator kunnen worden geïnstalleerd in het station Lillo. Dankzij deze oplossing kan een betrouwbaar antwoord worden gegeven op de toename van de elektriciteitsvraag van de bedrijven in de omgeving van het station.

Eén draadstel van deze nieuwe lijn Lillo-Mercator zou op 380 kV worden uitgebaat; het andere op 150 kV om de voeding op 150 kV van Kallo, Beveren-Waas en Doel te verzekeren. In combinatie met een 150 kV-kabelverbinding Lillo-Liefkenshoektunnel-Ketenisse-Kallo, met de aanleg van een station met twee railstellen in Kettenisse en de omvorming naar 380 kV van het bestaande tweede draadstel van de lijn Doel-Zandvliet dat momenteel op 150 kV wordt uitgebaat, zal deze structuur het niet alleen mogelijk maken om de betrouwbaarheid van de bevoorrading in het havengebied te handhaven, maar ook om voor 1100 MW aan productie-eenheden aan te sluiten, waarvoor er al een aansluitingscontract met Elia ondertekend is en een productievergunning van de bevoegde autoriteiten verkregen is.

Op langere termijn kunnen de twee draadstellen van deze verbinding Lillo-Mercator op 380 kV worden uitgebaat. Dit vereist de aanleg van een bijkomende 150 kV-verbinding Lillo-Kallo en twee 150 kV-kabels Kallo-Beveren om de bevoorrading van Kallo en Beveren 150 kV te verzekeren.

Elia heeft reeds in 2007 de procedures opgestart voor het verkrijgen van de vergunningen voor het gedeelte Zandvliet Lillo. Op dit ogenblik heeft de Raad van State het Besluit van 2 oktober 2009 van de Vlaamse regering over de definitieve vaststelling van het Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan[142], waarin het traject van de lijn Lillo-Zandvliet 380 kV wordt bepaald, nietig verklaard.

Elia onderzoekt met de Vlaamse administratie en de industriële verbruikers van deze zone hoe deze situatie zo snel mogelijk kan worden geregulariseerd. Elia zal de aanvragen voor de gedeelten Lillo-Kallo-Mercator in de loop van 2011 indienen ("Nota Publieke Consultatie").

Aangezien deze procedurele elementen vertragingen veroorzaken in de nodige versterking van Lillo 150KV, plant Elia de versnelde aanleg van de 2 kabels op 150 kV tussen Kallo en Lillo, om dit station te versterken vanaf 2013. Deze kabelverbindingen waren aanvankelijk enkele jaren later gepland, in het kader van de aanleg van de lijn Lillo-Kallo-Mercator 380kV.

142 *Definitieve vaststelling van het Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan (G.R.U.P.).*

9.2.2 Herstructurering van het 30 kV-net rond Dampremy en versterking van de 150 kV/10 kV-transformatie van het station van Gosselies

Het 150 kV-station van Dampremy moet worden vernieuwd. Op dit station zijn twee 150/30 kV-transformatoren aangesloten die het naburige 30 kV-net van stroom voorzien. Op deze 30 kV-zone zijn meerdere industriële klanten en een middenspanningscabine aangesloten.

Uit de studie rond de vernieuwing van dit 150 kV-station is gebleken dat de vernieuwing van de 150/30 kV-transformatie van Dampremy vanuit technisch en economisch oogpunt niet optimaal is omdat het 30 kV-net op termijn zal moeten worden vernieuwd en omdat het verbruik dat op 30 kV is aangesloten in de toekomst waarschijnlijk zal afnemen.

Hieruit volgt dat het de voorkeur verdient om:
- het 30 kV-net dat niet langer noodzakelijk is, evenals de 150/30 kV-transformatie van Dampremy te verlaten;
- de industriële klanten aan te sluiten op het transmissienet, onafhankelijk van het bestaande 30 kV-net, of op de middenspanningscabines in de omgeving (Jumet, Montignies, Charleroi).

Deze optimalisering leidt tot een toename van het verbruik in de stations van Jumet, Montignies en Charleroi, waardoor in deze stations de transformatiecapaciteit naar de middenspanning zal moeten worden verhoogd.

De belasting van het station van Gosselies (10 kV) wordt via het distributienet ondersteund door het station van Jumet. Door de overdracht van het verbruik van het 30 kV-net van Dampremy naar Jumet (10 kV) is het transformatievermogen van dit station ontoereikend als de ondersteuning via Jumet wordt behouden.

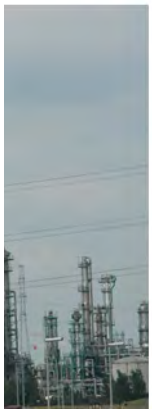
De meest veelbelovende oplossing om deze verzadiging op te heffen is de installatie van een 150/10 kV-transformator van 40 MVA in Gosselies, waarvan de secundaire wikkeling via een 10 kV-kabel (+/- 2,5 km) met de 10 kV-cabine van Gosselies verbonden is. Deze oplossing werd gekozen en is intussen uitgevoerd. Hierdoor:
- moet het station van Gosselies niet langer worden ondersteund door het station van Jumet, door gebruik te maken van het distributienet;
- kan bijgevolg in Jumet capaciteit worden vrijgemaakt voor de aansluiting van het verbruik dat vanaf het naburige 30 kV-net wordt overgedragen;
- kan in Gosselies ondersteuning worden geboden voor de aangekondigde toename van het verbruik in dit station (industrieterrein in de buurt van de luchthaven van Charleroi).

Dankzij de combinatie van deze netontwikkelingen - het afschaffen van het 30 kV-net rond Dampremy en de versterking van de transformatie naar de middenspanning in Gosselies - wordt op alle vlakken een technisch-economisch optimum bereikt voor de gemeenschap.

9.2.3 Versterking van de 150 kV/MS-transformatie in Montignies

Het station van Montignies-sur-Sambre zal tegen 2013 geherstructureerd worden.

Enerzijds zal dit 150 kV-station gerenoveerd worden en de bestaande 150/70/10 kV-



transformator van 40 MVA door een 150/10 kV-transformator van 40 MVA worden vervangen. Anderzijds zal de 150/10 kV-transformator van 40 MVA waarmee dit station vandaag is uitgerust, worden vervangen.

Verder wordt de versterking van het station door de plaatsing van een derde 150/10 kV-transformator van 40 MVA uitgesteld, in overeenstemming met het industrieel plan van de klant die aan de oorsprong van deze behoefte aan versterking lag. Deze investeringspiste zou op zeer lange termijn opnieuw overwogen kunnen worden, als de transformatiecapaciteit naar middenspanning van het station van Montignies zou moeten worden versterkt.

9.2.4 Herstructurering van de voeding van het station van Obourg

De prognoses over de evolutie van het lokale verbruik, gekoppeld aan de behoefte om in dit station uitrustingen met een verminderde betrouwbaarheid te vervangen, zijn een goede gelegenheid om de structuur van de in dit station aanwezige installaties volledig te herzien.

De meest geschikte oplossing die vandaag wordt gekozen, bestaat uit drie fasen.

In een eerste fase zal de transmissiecapaciteit naar middenspanning versterkt worden door de installatie van een 150/10 kV-transformator (40 MVA).

In een tweede fase, op langere termijn, zouden de installaties van het station als volgt gerationaliseerd kunnen worden:
- het ontmantelen van het 70 kV-station;
- de klanten die vandaag aangesloten zijn op 6 kV, zullen bevoorraad worden door transformatoren 150/6 kV (aansluitingen). Het aantal hiervan zal bepalen of er ter plaatse al dan niet een 150 kV-station zal worden gebouwd;
- het opnieuw in dienst nemen van een bestaande 70/10 kV-transformator die in aftakking op de bestaande lijn wordt aangesloten.

In een derde fase zal het 70 kV-station Ville s/Haine het einde van zijn levensduur bereikt hebben en ontmanteld worden. Hiervoor moet in Obourg een 150/10 kV-station (40 MVA) gebouwd worden ter vervanging van de huidige 70/10 kV-transformator in dat station. Verder moet het 70 kV-draadstel dat tussen Ville s/Haine en Obourg in 70 kV wordt geëxploiteerd, opgewaardeerd worden tot 150 kV. En tot slot moet de 150/70 kV-transformator van Obourg opnieuw in dienst genomen worden.

9.2.5 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in het centrum van Brussel (Vijfhoek)

In het centrum van Brussel, met name in de 36 kV-zones Heliport-Molenbeek en Relegem-Schaarbeek, zal het toenemende elektriciteitsverbruik op termijn tot de verzadiging van de 36 kV-netten en van de hierop aangesloten transformatie naar middenspanning leiden.

Elia heeft in overleg met de betrokken distributienetbeheerder een studie uitgevoerd om na te gaan hoe deze zones op lange termijn optimaal kunnen worden ontwikkeld. Deze studie beslaat een periode van 15 jaar en gaat uit van de technisch-economische optimalisatie van de investeringen die noodzakelijk zijn om zowel aan de behoeften met betrekking tot de toename van het verbruik als aan de behoeften in verband met de

vervanging van uitrustingen te voldoen.

Op basis van de conclusies van deze studie werd ervoor gekozen om het net geleidelijk te versterken, in functie van de evolutie van het verbruik in de zone.

In een eerste fase werd overgegaan tot de installatie van een 36/11 kV- en een 150/11 kV-transformator in het bestaand station Heliport. Deze investering is gekoppeld aan de overdracht van een gedeelte van de belasting van de middenspanningsnetten van het centrum van Brussel (stations Monnaie en Botanique) naar het transformatorstation Heliport.

Deze versterking zorgt er niet alleen voor het ontlasten van het 36 kV-net, maar biedt ook mogelijkheden met het oog op de toekomstige toename van het verbruik in het centrum van Brussel.

In een tweede fase zal het station Pacheco van een 150/11 kV-transformator moeten worden voorzien. Deze transformator zou worden gevoed via een 150 kV-kabel die nog moet worden aangelegd vanaf het nieuwe station Charles-Quint (zie deel 9.2.7). Deze ontwikkeling van een nieuwe 150/11 kV-injectie is de oplossing die momenteel wordt verkozen om de 36 kV-investeringen in de zones Heliport-Molenbeek en Relegem-Schaarbeek tot een minimum te beperken.

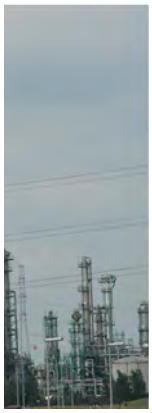
Vanwege zijn ligging in het net en de nabijheid tot de verbruikscentra lijkt het station Pacheco het meest geschikt om de voor deze zone voorspelde toename van het verbruik op te vangen.

Deze versterking van de transformatie naar middenspanning in Pacheco is een belangrijke ontwikkeling van de netinfrastructuur, die met name zal moeten worden geïntegreerd in de vastgoedprojecten die rond de Pachecolaan zijn gepland. Uit de haalbaarheidsstudies die Elia tot dusver in zijn hoedanigheid van regionale transmissienetbeheerder heeft uitgevoerd, blijkt dat het noodzakelijk zal zijn om de bestaande installaties van het station Pacheco fysiek te verplaatsen. In deze context zullen de gedetailleerde technische uitvoering en de planning van de werkzaamheden voor deze versterking pas worden bekrachtigd nadat met de eigenaars van de beschikbare ruimtes in de buurt van dit station een akkoord wordt bereikt over de modaliteiten van deze verplaatsing en nadat het vastgoedproject door de bevoegde overheden is goedgekeurd.

9.2.6 Herstructurering van het ondergrondse 150 kV-net van Brussel

In 2008 is een langetermijnstudie uitgevoerd naar de toekomstige ontwikkeling van het 150 kV-net in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Daarbij werd bijzondere aandacht besteed aan de 150kV-zones Drogenbos-Elsene-Wiertz-Dhanis en Verbrande Brug–Schaarbeek-Elsene-Woluwe-Machelen.

Deze studie had tot doel te bepalen hoe het net als geheel op lange termijn optimaal kan worden ontwikkeld met het oog op het vinden van een oplossing voor de overbelastingen die zich op middellange termijn voordoen op de 150kV- en 36kV-netten en op het vlak van de transformatiecapaciteit. Deze studie houdt ook rekening met de noodzaak om in de regio uitrustingen te vervangen (kabels en vermogenstransformatoren), evenals met de investeringen die in het centrum van Brussel moeten worden uitgevoerd om het hoofd te kunnen bieden aan de evolutie van het verbruik in deze zone (zie deel 9.2.5).



Wat het net in het westen van Brussel betreft, met name tussen Drogenbos en Elsene, is uit deze studie naar voren gekomen dat er in de toekomst tussen Drogenbos en Elsene een ondergrondse 150kV-verbinding moet worden behouden. Het lijkt bijgevolg noodzakelijk om een nieuwe 150 kV-kabel aan te leggen tussen Drogenbos en Elsene ter vervanging van de bestaande kabel tussen deze stations. Deze nieuwe kabel zal een hogere transmissiecapaciteit hebben dan de bestaande verbinding: hij zal dus in staat zijn om de toekomstige groei van het verbruik in het zuidwesten van Brussel op te vangen.

Wat het meer oostelijk gelegen net betreft, worden de noodzakelijke ontwikkelingen in verschillende fasen georganiseerd.

Eerst zal het 150kV-station te Schaarbeek moeten worden vernieuwd volgens een klassiek schema met twee railstellen en een 150 kV-koppeling. Bij deze werken zullen in het station twee 150 kV/11 kV-transformatoren moeten worden geïnstalleerd. Deze zullen instaan voor de bevoorrading van het verbruik dat vandaag vanaf het 36 kV-net wordt gevoed. Deze overdracht zal ervoor zorgen dat het momenteel verzadigde 36 kV-net tussen Schaarbeek, Centenaire en Relegem, minder wordt belast.

Zodra deze vernieuwingswerken zijn voltooid, dient een 150 kV-kabel te worden aangelegd tussen de stations van Schaarbeek en Charles-Quint (in antenne naar Pacheco, zie deel 9.2.5.) enerzijds en tussen de stations Charles-Quint en Sint-Lambrechts-Woluwe anderzijds. Deze nieuwe 150 kV-as tussen Schaarbeek en Sint-Lambrechts-Woluwe zal de functie overnemen van de bestaande kabels Schaarbeek-Elsene en Elsene-Sint-Lambrechts-Woluwe, waarvan op termijn de betrouwbaarheid niet meer gegarandeerd kan worden. Bovendien zal het vermogen van de nieuwe kabels tussen Schaarbeek en Sint-Lambrechts-Woluwe zodanig worden gekozen, dat het mogelijk is om de transmissiecapaciteit tussen deze twee stations te verhogen.

Ten slotte zal op lange termijn tussen Schaarbeek en Machelen een 150 kV-kabel moeten worden aangelegd om een antwoord te kunnen bieden op de evolutie van het verbruik in deze zones. Verder zal het station van Machelen moeten worden ingelust in de bestaande 150 kV-kabel tussen Verbrande Brug en Harenheid. Hierbij zal van de vernieuwing van het station van Machelen gebruik worden gemaakt, om deze site in twee onafhankelijke onderstations op te delen teneinde het kortsluitvermogen van het net te beperken.

9.2.7 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Charles-Quint

Er zal een nieuwe 150/11 kV-transformator (van 50 MVA) moeten worden geïnstalleerd in een nog op te richten 150 kV-station op de site van Charles-Quint. Dit nieuw 150 kV-station zou worden gevoed via 150 kV-kabels vanaf Schaarbeek en Sint-Lambrechts-Woluwe (zie deel 9.2.6).

Deze ontwikkelingen zullen een oplossing bieden voor de verzadiging op lange termijn van het 36 kV-net dat zich uitstrekt van Schaarbeek tot in het centrum van Brussel (36 kV-stations Voltaire, Charles-Quint en Scailquin). Een voeding van 11 kV vanaf het 150 kV-net zou het 36 kV-net ontlasten en een aanzienlijke marge vrijmaken met het oog op toekomstige groei van het verbruik in deze zone.

9.2.8 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Machelen

De transformatiecapaciteit naar middenspanning in het 36 kV-station van Vilvoorde Park

volstaat niet om het hoofd te bieden aan de verwachte evolutie op lange termijn van het verbruik in dit station. Verder zullen de installaties van het station het einde van hun levensduur bereiken. Het 36 kV-net tussen Buda en Vilvoorde Park zal op langere termijn ook zijn verzadiging bereiken.

Het station 150 kV van Machelen zal worden vernieuwd en uitgerust met twee 150 kV/11kV transformatoren. Dankzij deze nieuwe transformatiecapaciteit zal dit station de belasting van het 36 kV-station Vilvoorde Park kunnen overnemen, dat zal worden ontmanteld.

9.2.9 Versterking van het net dat de regio Leuven voedt

Het grootste gedeelte van het verbruik in de regio van Leuven wordt vandaag van stroom voorzien via het 150-70 kV-station van Wilsele. Dit station wordt op zijn beurt gevoed door een 150 kV-lijn vanaf Verbrande Brug en een 150 kV-lijn vanaf Avernas. Daarnaast zorgt een 70 kV-verbinding vanaf Tienen ook voor een gedeelte van de bevoorrading van deze regio.

Door de voortdurende toename van het verbruik in de zone wordt de transformatie naar de middenspanning in het station van Wilsele ontoereikend. Daarnaast zullen de 150 kV- en 70 kV-verbindingen op termijn verzadigd raken en zullen ze moeten worden versterkt om de bevoorrading van de zone te kunnen handhaven.

De versterkingen die in deze zone moeten worden uitgevoerd, kunnen in twee fasen worden opgedeeld.

Enerzijds werd er een 150 kV/10 kV-transformator geïnstalleerd in Wilsele. Aanvankelijk was ook gepland om een nieuwe transformatorstation op te richten in Wijgmaal. Dit project werd echter uitgesteld naar aanleiding van moeilijkheden in verbandt met de procedure voor het verkrijgen van de nodige vergunningen.

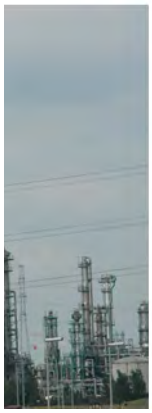
Als gevolg van deze tegenvaller is in overleg met de betrokken distributienetbeheerder een nieuwe analyse uitgevoerd naar de optimale verdeling van het verbruik, aangesloten op de stations van Wilsele, Wespelaar en Tienen. Er is voor gekozen om in Wilsele de transformatie naar de middenspanning te versterken. Dit is intussen gebeurd. Anderzijds zal de gekozen oplossing om de 150- en 70 kV-netten hogerop te versterken het volgende inhouden:

- de bouw van een nieuw 150 kV-station in Wijgmaal;
- de aanleg van een 150 kV-kabel tussen Wijgmaal en Gasthuisberg;
- de installatie van een 150/70 kV-transformator in Gasthuisberg die op de nieuwe kabel wordt aangesloten.

Deze oplossing werd verkozen boven het versterken van de bestaande verbindingen die het station van Wilsele bevoorraden of het verhogen van de 150/70 kV-transformatiecapaciteit in hetzelfde station. Ze heeft als voordeel dat ze de 150/70 kV-voedingen in de regio Leuven diversifieert, alsook dat ze in staat is om de evolutie van het verbruik op te vangen en tegelijkertijd de betrouwbaarheid van het net van deze zone te verhogen.

9.2.10 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Gasthuisberg

Het distributienet wordt in het station Gasthuisberg gevoed door twee 70 kV/10 kV-



transformatoren.

Deze transformatie zou op termijn onvoldoende kunnen blijken te zijn indien het verbruik sterk blijft toenemen in deze zone.

Om dit probleem op te heffen kan een 150 kV/10 kV-transformator geïnstalleerd worden in dit station. Deze wordt dan direct aangesloten op de nieuwe kabel die moet worden getrokken tussen Gasthuisberg en Wijgmaal (cf. sectie 9.2.9).

9.2.11 Gebruik van de lijn op 150 kV tussen Gramme en Rimière in het lokale transmissienet van 70 kV

Om het hoofd te bieden aan de voorspelde toename van het verbruik in de zone dient het 70 kV-net van Hesbaye te worden versterkt. Dit net verbindt de stations van Fooz, Saives, Croix-Chabot, Les Spagnes, Ampsin en Abee-Scry met elkaar.

Vanuit deze invalshoek bestond de investering die aanvankelijk was gepland, uit de installatie van een 150/70 kV-transformatie in het station van Ampsin.

Vandaag wordt deze piste verlaten ten voordele van een oplossing die maximaal gebruik maakt van de bestaande infrastructuur. De lijn met profiel 150 kV tussen de stations van Gramme en Rimière zal in het lokale 70 kV-transmissienet worden ingezet, in combinatie met de bestaande 70 kV-lijn tussen Abee-Scry en Ampsin.

Deze dubbele oplossing zal het mogelijk maken om twee 70 kV-assen te creëren: tussen Abee-Scry en Rimière enerzijds en tussen Ampsin en Rimière anderzijds.

9.2.12 Oprichting van een transformatorstation naar middenspanning in Les Isnes

Het Aanpassingsplan (“plan d'Adaptation”) 2009-2016 vermeldt de oprichting van een nieuw 70 kV-station die het mogelijk maakt de voeding te versterken van de wetenschaps- en industriezone van Les Isnes. Deze zone heeft een uitbreidingspotentieel dat de huidige voedingscapaciteit van de distributienetbeheerder op termijn zal overstijgen.

Elia en de distributienetbeheerder die voor deze zone instaat, hebben een gezamenlijke studie uitgevoerd om de op technisch-economisch vlak meest gunstige oplossing uit te werken.

De piste die op dit ogenblik wordt vooropgesteld is om in een eerste fase een transformator 70/12 kV te installeren, in aftakking op een deel van de 150 kV-verbinding Auvelais-Waret die vernieuwd moet worden. Deze transformator zal op 70 kV worden uitgebaat. Deze eerste fase zal worden uitgevoerd als de verbruikstoename in dit station zich voortzet.

In een tweede fase wordt, indien de verbruiksevolutie zich voortzet, een tweede 70/12 kV transformator toegevoegd; deze dient dan aangesloten te worden in een compleet 70 kV-station.

9.2.13 Installatie van 150 kV/10 kV-transformatoren in de stations van Ruien en Zwevegem en herstructurering van het 70 kV-net in de zone

De 70 kV-stations van Ruien en Zwevegem zijn allebei uitgerust met een 150/70 kV-transformatie voor de voeding van het 70 kV-net in de regio.

In Zwevegem is een 150/70 kV-transformator in aftakking aangesloten op de 150 kV-lijn Ruien-Moeskroen. In Ruien is de 150/70 kV-transformator aangesloten op het 150 kV-station op dezelfde site. De 70 kV-stations van Ruien en Zwevegem zijn met een dubbele 70 kV-verbinding met elkaar verbonden.

Gezien de evolutie van het verbruik in de regio is het opportuun om na te denken over de overdracht naar het 150 kV-net van belastingen die vanaf het 70 kV-net worden gevoed, om dit laatste spanningsniveau te ontlasten. Daarenboven zal de betrouwbaarheid van de 70 kV-uitrustingen van de stations van Ruien en Zwevegem op termijn niet gegarandeerd kunnen worden en zullen ze moeten worden vervangen.

In deze context en rekening houdend met de mogelijke varianten voor de evolutie van het net in Zwevegem en Ruien, streeft de gekozen piste naar een technisch en economisch optimum. Ze wordt in drie fasen georganiseerd.

In een eerste fase is in Zwevegem een 150 kV/10 kV-transformator geïnstalleerd, zodat het 70 kV-net rond Zwevegem minder wordt belast, door het verbruik naar 150 kV over te hevelen. Deze investering biedt bovendien een direct antwoord op de behoefte om in Zwevegem een 70 kV/10 kV-transformator te vervangen.

Vervolgens zullen de 70 kV-uitrustingen in Ruien worden vernieuwd en zal het station worden uitgerust met een 150 kV/10 kV-transformator die een tweede impuls zal geven om de beperkingen op het 70 kV-net in de zone gedeeltelijk weg te nemen.

Tot slot zal een tweede 150 kV/10 kV-transformator worden aangesloten in Zwevegem. Deze investering verhoogt definitief de transformatiecapaciteit in het station. In dit stadium worden de uitrustingen van het 70 kV-station van Zwevegem overbodig en kunnen ze worden ontmanteld. In Zwevegem worden de lijnen opnieuw met elkaar verbonden om de volgende verbindingen tot stand te brengen:

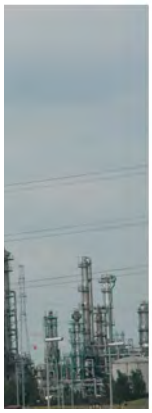
- een 70 kV-lijn Kortrijk-Moeskroen;
- een 70 kV-lijn Kortrijk-Ruien;
- een 70 kV-lijn Kortrijk-Ruien-Desselgem.

9.2.14 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Brugge

Het verbruik in de regio van Brugge wordt verzekerd door 36 kV/11 kV-transformatiestations die onderling zijn verbonden via een net van 36 kV-kabels. Dit 36 kV-net wordt gevoed door twee 150/36 kV-transformatoren in het station Brugge Waggelwater.

De evolutie van het verbruik in de regio leidt tot een verzadiging van de transformaties naar de middenspanning, van de 150/36 kV-transformatoren en van het 36 kV-kabelnet van de zone.

De installatie van een 150 kV/11 kV-transformator in het station Brugge Waggelwater, in



combinatie met een overdracht van de belasting van de naburige stations naar Brugge Waggelwater, maakt een einde aan deze verschillende beperkingen.

9.2.15 Versterking van de voeding van Zeebrugge

De sterke ontwikkeling van de economische activiteit in de haven van Zeebrugge zal een algemene toename van het verbruik in deze zone met zich brengen.

Om hierop voorbereid te zijn is het van vitaal belang, dat twee versterkingsinvesteringen worden uitgevoerd om de betrouwbaarheid van de bevoorrading in de zone te handhaven.

Het project STEVIN (zie deel 7.5.1.), dat voorziet in de uitbreiding van het 380 kV-net tot in Zeebrugge, zal het mogelijk maken om in Zeebrugge 380/220kV/150 kV-transformaties in dienst te nemen.

Dankzij deze ontwikkelingen zal het net in Zeebrugge in staat zijn om de evolutie van het verbruik in de regio op te vangen.

Tegelijkertijd werd in Zeebrugge een 150/36 kV-transformator geïnstalleerd om de transformatiecapaciteit naar dit spanningsniveau te versterken.

9.2.16 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Ham (Gent)

In het station van Ham is een 150 kV/12 kV-transformator geïnstalleerd om de te verwachten knelpunten in dit station weg te werken.

Enerzijds maakt deze transformator het mogelijk om de transformatiecapaciteit naar de middenspanning in dit station te verhogen, anderzijds leidt de installatie van dit type transformator tot de overheveling van het verbruik van 36 kV naar 150 kV. De 150/36 kV-transformatie in Ham wordt hierdoor dus minder zwaar belast.

Deze transformator wordt gevoed door een 150 kV-draadstel dat vanaf Ringvaart op de bestaande masten wordt geplaatst.

9.2.17 Herstructurering van het 150/36 kV-net tussen Ham en Nieuwe Vaart (Gent)

Een netstudie in het kader van de vernieuwing van Nieuwe Vaart heeft aangetoond dat de beste oplossing voor de zone Ham – Nieuwe Vaart de overdracht is van een gedeelte van de belasting van 36 kV naar 150 kV, gecombineerd met een bijkomende transformator 150/36 kV in Ham.

Deze laatste zal één transformator 150/36 kV in Nieuwe Vaart vervangen, die aan het einde van zijn levensduur is. De bijkomende injectie 150/36 kV in Ham zorgt ervoor dat deze injectie dichter bij het zwaartepunt van de belasting gebeurt en meer naar het centrum van Gent. De ontlasting van het 36 kV-net wordt bekomen door de installatie van een transformator 150/12 kV in Nieuwe Vaart. De overdacht van de belasting naar 150 kV in Ham is reeds in 2009 gerealiseerd.

9.2.18 Herstructurering van het 150/70 kV-net in de regio Zurenborg-Wilrijk-Hoboken-Schelle Dorp

De distributienetbeheerder volgt in de regio van Antwerpen al twintig jaar een strategie die tot doel heeft het spanningsniveau 6 kV te ontmantelen ten voordele van het spanningsniveau 15 kV. In dit kader heeft Elia de 150 kV/15 kV-transformatie voorzien in de stations van Merksem, Damplein, Zurenborg en Petrol.

Door deze ontwikkelingen die vandaag in plaats gesteld worden, zijn de vier 70/6 kV-transformatoren van de 70 kV-stations van Zurenborg en Merksem overbodig. Hetzelfde geldt voor de 70/6 kV-transformatorstations van Belliardstraat, Hovenierstraat, Oever, en Moonsstraat, alsook voor de 70 kV-verbindingen tussen Zurenborg, Merksem en Wilrijk.

Deze herstructurering maakt het bijgevolg mogelijk om de installaties van het 70 kV-station Wilrijk en het 150/70 kV-station Zurenborg te vereenvoudigen.

Van alle beschouwde pistes bestaat de technisch en economisch optimale oplossing uit:
- de overplaatsing van een 150/70 kV-transformator van Zurenborg naar Schelle Dorp, waardoor de noodzakelijke vervangingen in de 150 kV- en 70 kV-velden in het station van Zurenborg worden beperkt;
- het ontbundelen van de 150 kV-verbinding die vandaag Schelle Dorp van stroom voorziet, met het oog op de bevoorrading van de 150/70 kV-transformator die in dit station moet worden geïnstalleerd;
- de aanleg van een 70 kV-kabel tussen Schelle Dorp en Wilrijk.

Dankzij deze structuur kunnen de vervangingen van 70 kV-uitrustingen in de stations van Wilrijk en Zurenborg tot een minimum worden beperkt.

9.2.19 Opening van een transformatiestation naar de middenspanning in Schoondale (Waregem)

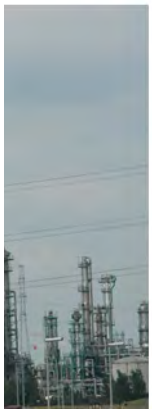
De transformatiecapaciteit naar de middenspanning in het station van Sint-Baafs-Vijve wordt intensief gebruikt en is al sterk ontwikkeld. Dit injectiepunt naar de middenspanning kan niet verder worden uitgebreid of versterkt, indien de belasting van het station de beschikbare capaciteit zou overschrijden.

Uit een gezamenlijke analyse van Elia en de betrokken distributienetbeheerder blijkt dat het in een dergelijk scenario nodig is om in Schoondale (Waregem) een nieuw transformatiestation naar middenspanning op te richten. Een deel van de belasting die vandaag door Sint-Baafs-Vijve wordt gevoed, zou in dat geval naar dit station worden overgedragen.

9.2.20 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Lixhe

De prognoses met betrekking tot de evolutie van het verbruik op 15 kV in Lixhe wijzen op de verzadiging op middellange termijn van het transformatievermogen naar dit spanningsniveau in het station van Lixhe.

Een gezamenlijke studie van de betrokken distributienetbeheerders en Elia heeft de meest geschikte structuur geïdentificeerd voor dit station, vanuit technisch en economisch oogpunt. De 220/15 kV-transformatie van dit station zal worden versterkt door de installatie van een nieuwe 220/15 kV-transformator (50 MVA). Verder zal het 220 kV-



station van Lixhe uitgerust worden met twee railstellen.

9.2.21 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Ligne

Het station van Ligne staat in voor de 150/70/15 kV-transformatie naar de middenspanning en de 150/70 kV-transformatie naar het 70 kV-net van Ligne–Deux-Acren–Ath–Lens–Baudour.

Dit station bestaat uit een 150 kV-aftakking op de lijn Baudour-Chièvres die een 150/70/15 kV-transformator en een 70/15 kV-transformator voedt.

Naar aanleiding van de prognoses voor de evolutie van het verbruik rond de stations van Ligne, Lens en Quevaucamps, is in 2004 in samenspraak met de betrokken distributienetbeheerder een technisch-economische studie uitgevoerd om de optimale oplossing voor de versterking van de transformatiecapaciteit naar de middenspanning in de zone te definiëren.

Deze studie heeft aangetoond dat het gunstiger zou zijn om in deze regio twee versterkingen uit te voeren, eerder dan een nieuwe injectie naar het distributienet in Chièvres te ontwikkelen. Dit zal gebeuren volgens een planning in functie van de snelheid waarmee het verbruik in de regio toeneemt:

- de vervanging van een 70/15 kV-transformator van 20 MVA door een 70/15 kV-transformator van 50 MVA in Lens (reeds uitgevoerd);
- de installatie van een 150/15 kV-transformator van 50 MVA in Ligne, die wordt gevoed door een tweede draadstel tussen Wattines en Ligne dat nog moet worden aangelegd.

Deze tweede fase zou in 2013 kunnen worden gerealiseerd, maar dit is afhankelijk van de evolutie van het verbruik in Ligne in de loop van de volgende jaren.

9.2.22 Installatie van een 150/36 kV-transformatie in Ieper, en ontplooiing van een 36 kV-net naar Poperinge

De evolutie van het verbruik in de zone tussen Koksijde en Ieper zou op termijn kunnen leiden tot overschrijding van de capaciteit van de transmissie-infrastructuur in deze regio. Daarenboven zou deze evolutie een negatieve impact kunnen hebben op de kwaliteit van de spanning.

Indien deze situatie zich werkelijk zou voordoen, bestaat de huidige voorkeursoplossing in:

- de oprichting van een dubbele 150/36 kV-injectie in Ieper;
- de aanleg van 36 kV-kabels tussen Ieper en Poperinge;
- de oprichting van een 36 kV/MS-transformatorstation in Poperinge.

Op zeer lange termijn kunnen deze ontwikkelingen worden uitgebreid van Poperinge tot Koksijde, zodat in de zone tussen deze twee plaatsen een volledig 36 kV-net kan worden gecreëerd.

Deze optie moet nog worden bevestigd door uitgebreide studies die in overleg met de betrokken distributienetbeheerder zullen worden uitgevoerd.

9.2.23 Opening van een 220 kV-station op de site Berneau

Elia heeft een nieuw 220 kV-station opgericht op de site Berneau. Dit nieuwe station maakt het mogelijk de installaties van een industriële speler op deze site aan te sluiten. Deze aanpak werd verkozen na een technisch-commerciële vergelijking tussen een directe aansluiting op een bestaande site van Elia en de opening van een nieuwe site.

9.2.24 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Antoing

De verwachte evolutie van het lokale verbruik doet vermoeden dat dit station afstevent op een verzadiging op korte termijn van de transformatiecapaciteit naar de middenspanning.

Om dit probleem op te heffen plant Elia de installatie van twee 150/15 kV-transformatoren (50 MVA) in dit station, naast de renovatie van de 150 kV-uitrustingen ervan.

In voorkomend geval zullen door de installatie van 15/6 kV-transformatoren door de betrokken distributienetbeheerder de bevoorradingsmogelijkheden vanuit het 6 kV-spanningsniveau behouden blijven. De mogelijkheid om vanuit het spanningsniveau van 6 kV te voeden, is hier in het verleden tot stand gekomen.

9.2.25 Vervanging van de transformator 150/30 kV in Tertre

De transformator 150/30 kV (60 MVA) van het station van Tertres heeft het einde van zijn levensduur bereikt. De vervanging door een transformator 150.30 kV (110 MVA) zal de transformatiecapaciteit in het station verhogen.

9.2.26 Versterking van het net dat de regio Waver voedt

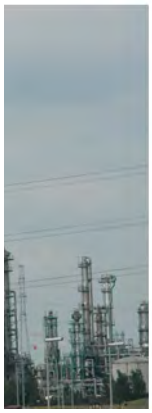
Het 36 kV-net in de zone Ottignies-Louvain-la-Neuve-Waver is vanuit geografisch oogpunt zeer uitgestrekt voor dit spanningsniveau. De belasting in deze 36 kV-zone neemt toe, voornamelijk rond Louvain-la-Neuve en Waver. De laatste prognoses met betrekking tot het verbruik in de regio wijzen erop dat de 36 kV-kabels van deze zone weldra verzadigd zullen raken.

De versterking die vanuit technisch en economisch oogpunt het meest geschikt is om dit probleem op te lossen, omvat de installatie van een nieuwe 150/36 kV-injectie (125 MVA) in Basse-Wavre. Deze transformator zal worden gevoed vanaf het 150 kV-station van Baisy-Thy via het bestaande 150 kV-draadstel Baisy-Thy-Corbais, dat in serie zal worden geschakeld met een nieuwe 150 kV-kabel die tussen Basse-Wavre en Corbais moet worden aangelegd.

De onzekerheid over het feit of de aanleg van de 150 kV-kabel[143] die deel uitmaakt van deze oplossing verplicht in het gewestplan moest worden inschreven, liet evenwel vermoeden dat deze verbinding niet voor 2013 zou kunnen worden uitgevoerd.

Rekening houdend met de naderende verzadiging op het lokale net, is tegen 2011 de aanleg van een 36 kV-kabel tussen de stations van Basse-Wavre en Louvain-la-Neuve gepland. Deze interventie moet als een voorlopige oplossing worden gezien om te kunnen

143 *Zoals op dit ogenblik wordt gepreciseerd in het Besluit van de Waalse regering van 14 juli 2011 ter bepaling van het net met de voornaamste infrastructuur voor de transmissie van energie in de zin van artikel 23, alinea 2, van de "Code wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme, du Patrimoine et de l'Energie"*



voldoen aan de toename van het verbruik die in deze regio op korte termijn wordt voorzien, in afwachting van de realisatie van de eerder beschreven 150/36 kV-oplossing.

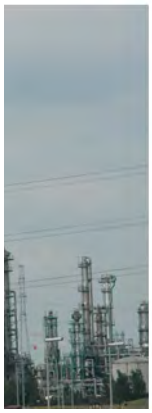
Deze investering stelt de noodzaak en de technische en economische verantwoording van de hierboven beschreven 150/36 kV-oplossing niet in vraag. Gezien de prognoses met betrekking tot de evolutie van het verbruik in de zone, dient deze oplossing te worden uitgevoerd zodra de voor dit project noodzakelijke vergunningen en toelatingen zijn afgegeven.

9.3 Overzichtstabel en planning voor de uitvoering van de voor 2014 geplande versterkingen

De onderstaande tabel 9.2 geeft een overzicht van de tegen 2014 geplande netversterkingen. Daarnaast wordt vermeld wanneer deze investeringen volgens de vooropgestelde planning zullen worden uitgevoerd.

Tabel 9.2 : projecten voor netversterkingen die gepland staan tot 2014 en die een gevolg zijn van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV).

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status	Vermoe-delijk tijdstip van indienst-name
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Evolutie van het verbruik	**Antwerpen**	Zandvliet	Overgang van het station naar vier railstellen en installatie van drie koppelingen	380 kV	Gerealiseerd	2010
		Noordland	Nieuw 150 kV station	150 kV	Gerealiseerd	2010
		Lillo-Zandvliet	Nieuwe lijn met twee draadstellen	380 kV	Gepland	2014
		Lillo	Transformator 380/150 kV van 555 MVA in een nieuw station	380/150 kV	Gepland	2014
		Ketenisse	Nieuw 150 kV station	150 kV	Gepland	2013
		Lillo-Liefkenshoek-tunnel- Kallo via Ketenisse	Twee nieuwe kabels	150 kV	Gepland	2013
		Doel-Zandvliet	Overgang naar 380 kV van een lijn, vandaag uitgebaat op 150 kV	380 kV	Gepland	2016
		Lillo-Kallo	Nieuwe lijn met twee draadstellen	380 kV	Gepland	2015
		Kallo-Mercator	Nieuwe lijn met twee draadstellen (upgrade 150 kV)	380 kV	Gepland	2015
		Zurenborg	Herstructurering van het station	150/70 kV	Gepland	2013
		Schelle Dorp	Gebruik van de 150/70 kV-transformator komende van Zurenborg	150/70 kV	Gepland	2013
		Schelle-Dorp	Ontbundelen van een momenteel gebundelde lijn	150 kV	Gepland	2013
	Vlaams-Brabant	Wilsele	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gerealiseerd	2009
		Wijgmaal	Nieuw station	150 kV	Gepland	2012
		Wijgmaal-Gasthuisberg	Nieuwe kabel	150 kV	Gepland	2012



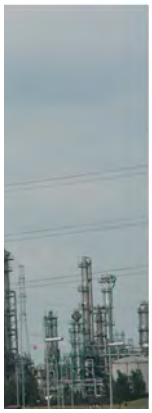
Tabel 9.2 (vervolg): projecten voor netversterkingen die gepland staan tot 2014 en die een gevolg zijn van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV).

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status	Vermoedelijk tijdstip van indienst-name
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Evolutie van het verbruik	Vlaams-Brabant	Gasthuisberg	Nieuwe transformator van 145 MVA	150/70 kV	Gepland	2012
		Gasthuisberg	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2013
		Machelen	Vernieuwing en installatie van twee transformatoren 50 MVA	150/11 kV	Gepland	2013
	West-Vlaanderen	Brugge Waggelwater	Nieuwe transformator van 50 MVA	150/11 kV	Gerealiseerd	2010
		Zwevegem	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gerealiseerd	2010
		Ruien	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2012
		Zwevegem	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2013
		Waregem-Schoondale	2 nieuwe transformatoren van 40 MVA in een nieuw 150 kV-station	150/10 kV	Gepland	2014
		Izegem-St Baafs Vijve	Ingang/uitgang van verbinding voor voeding van nieuw station Waregem-Schoonaarde	150 kV	Gepland	2014
		Ieper	Twee nieuwe transformatoren van 65 MVA	150/36 kV	Gepland	2014
		Zeebrugge	Nieuwe transformator van 125 MVA	150/36 kV	Gerealiseerd	2009
	Oost-Vlaanderen	Ham	Nieuwe transformator van 50 MVA	150/11 kV	Gerealiseerd	2009
		Ham-Ringvaart	Tweede draadstel	150 kV	Gerealiseerd	2009
		Ham	Nieuwe transformator van 125 MVA	150/36 kV	Gepland	2013
		Nieuwe Vaart	Nieuwe transformator van 50 MVA	150/12 kV	Gepland	2015
	Henegouwen	Gosselies	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gerealiseerd	2010
		Montignies	Vervanging van de 150/70/10 kV-transformator door een 150/10 kV-transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2013
		Montignies	Vervanging van de transformator 150/10 kV door een transformator 150/10 kV van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2013
		Obourg	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2012
		Obourg	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2016
		La Croyère	Uitrusting van station 150 kV en installatie van 3 transformatoren van 50 MVA	150/10 kV	Gepland	2013
		Fontaine-l'Evêque	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV	Gepland	2012
		Ligne	Installatie van een transformator van 50 MVA	150/15 kV	Gepland	2013
		Ligne-Wattines	Tweede draadstel	150 kV	Gepland	2013

Tabel 9.2 (vervolg): projecten voor netversterkingen die gepland staan tot 2014 en die een gevolg zijn van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV).

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau	Status	Vermoe-delijk tijdstip van indienst-name
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding				
Evolutie van het verbruik		Antoing	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA	150/15 kV	Gepland	2014
		Tertre	Vervanging van een transformator van 60 MVA door een nieuwe transformator van 110 MVA	150/30Kv	Gepland	2013
	Luik	Gramme-Rimière	Uitbating van de bestaande lijn op 70 kV	150 kV	Gepland	2012
		Lixhe	Nieuwe transformator van 50 MVA	220/15 kV	Gepland	2013
		Berneau	Nieuw station	220 kV	Gereali-seerd	2011
	Namen	Auvelais-Waret	Vernieuwen van de 150 kV-lijn en uitbating op 70 kV om het station van Les Isnes te voeden	150 kV	Gepland	2013[144]
	Waals-Brabant	Corbais - Basse-Wavre	Nieuwe kabel	150 kV	Gepland	2014
		Corbais-Baisy-Thy	Ontbundeling van de twee draadstellen	150 kV	Gepland	2014
	Brussels Hoofdste-delijk Gewest	Heliport	Nieuwe transformator van 50 MVA	150/11 kV	Gerea-liseerd	2009
		Pacheco	Nieuwe transformator 50 MVA	150/11 kV	Gepland	2014
		Charles-Quint-Pachéco	Nieuwe kabel	150 kV	Gepland	2014
		Charles-Quint	Nieuwe transformator van 50 MVA in een nieuw 150 kV-station	150/11 kV	Gepland	2014
		Schaarbeek - Charles-Quint	Nieuwe kabel	150 kV	Gepland	2013
		Schaarbeek	Vervanging van vier 36/11 kV-transformatoren van 35 MVA door twee 150/11 kV-transformatoren van 50 MVA	150/11 kV	Gepland	2012
		Drogenbos-Ixelles	Nieuwe kabel	150 kV	Gepland	2012
		Charles-Quint-Woluwé-St-Lambert	Nieuwe kabel	150 kV	Gepland	2014

144 *Onder voorbehoud dat de projecten die een toename van het verbruik in het station zouden teweegbrengen, effectief plaatsvinden.*



9.4 Indicatieve opties op langere termijn

Alle versterkingsmogelijkheden die in dit deel worden beschreven, moeten als indicatief worden beschouwd. Ze zullen bij het opstellen van toekomstige ontwikkelingsplannen opnieuw worden geëvalueerd op basis van de informatie die op dat ogenblik beschikbaar is. Deze nieuwe beoordeling zal op haar beurt tot concrete en definitieve beslissingen leiden.

9.4.1 Herstructurering van het 150 kV- en 70 kV-net in La Louvière, Bascoup, La Croyère en Fontaine-l'Evêque en versterking van de transformatie naar de middenspanning in deze zone

Het transformatievermogen naar de middenspanning van het 70 kV/10 kV-station Fontaine-l'Evêque en het 70 kV-station La Louvière zal op termijn verzadigd zijn indien de aangekondigde toename van het verbruik in deze stations zich in de toekomst manifesteert.

Deze stations worden gevoed door verbindingen die geografisch gezien zeer dicht bij elkaar liggen:

- de 70 kV-lijnen Monceau–Fontaine-l'Evêque–Piétons–Bascoup en Monceau–La Louvière–Ville-sur-Haine;
- de 150 kV lijn Monceau–Bascoup–Ville-Sur-Haine.

De 70 kV-lijn tussen Bascoup en Fontaine-l'Evêque zal op termijn moeten worden vernieuwd. Daarenboven beschikt deze verbinding op 70 kV niet over voldoende capaciteit voor de transmissie van elektriciteit om te kunnen voldoen aan de toename op lange termijn van het verbruik in de stations die ze bevoorraadt. Er dient bijgevolg maximaal gebruik te worden gemaakt van de naburige 150 kV-lijn om het transformatievermogen naar de middenspanning in de regio verder te ontwikkelen.

Vanuit technisch en economisch oogpunt en rekening houdend met elementen op het gebied van ruimtelijke ordening bestaat de optimale ontwikkeling van het net op termijn in:

- het ontmantelen van de 70 kV-lijn tussen Ville-Sur-Haine, La Louvière en Fontaine-l'Evêque evenals tussen Ville s/Haine, Bascoup, Fontaine-l'Evêque en Monceau;
- het ontmantelen van het 70 kV/10 kV-station van La Louvière en overheveling van het verbruik van dit station door een op te richten transformatorstation in La Croyère (via de installatie van drie transformatoren 150/10 kV in dit station);
- de omschakeling naar 150 kV van het tweede draadstel van de bestaande lijn tussen Bascoup en Ville-Sur-Haine op zeer lange termijn;
- de ontbundeling van de bestaande 150 kV-lijn tussen Monceau en Beauregard;
- de installatie van twee 150 kV/10 kV-transformatoren in Fontaine l'Evêque. De eerste is op korte termijn gepland ter vervanging van een 70/10 kV-transformator (20 MVA), met het oog op toename van de transformatie naar de middenspanning in dit station. De tweede zal worden geïnstalleerd om zich te ontdoen van de 70 kV-installaties in dit station;
- de installatie van een 150 kV/10 kV-transformator in Bascoup en ontmanteling van het 70 kV-station;
- de installatie van een transformator 150/10 kV in Ville-sur-Haine en het ontmantelen van de 70 kV-installaties in dit station;
- het 70 kV-station in Bascoup ontmantelen en vervangen door installaties op 150 kV.

Deze ontwikkelingen werden opgesteld in overleg met de betrokken distributienetbeheerder. Daarenboven veronderstelt deze visie de wijziging van de aansluiting van een gebruiker die wordt bevoorraad door het transmissienet vanuit het station Piéton. Hierover moet nog een formeel akkoord worden bereikt.

9.4.2 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Waterloo

Het 36 kV-station van Waterloo zou op lange termijn niet meer in staat zijn om kwalitatief en kwantitatief te voorzien in het verbruik dat op dit station is aangesloten. Een langetermijnstudie heeft een evaluatie gemaakt van de beste aanpak om de transformatiecapaciteit in dit station te versterken.

De doelstructuur op lange termijn die vandaag wordt vooropgesteld, bestaat uit de installatie van een 150/11 kV-transformator in Waterloo. Deze nieuwe transformator zou worden gevoed via een 150 kV-kabel die vanaf het station van Eigenbrakel moet worden aangelegd. Rekening houdend met de termijnen voor het verkrijgen van vergunningen en toelatingen voor dit soort infrastructuur, zal een tussentijdse fase voor de versterking van de transformatie naar middenspanning in het station van Waterloo kunnen steunen op het 36 kV-net (plaatsen van een transformator 36/11 kV).

9.4.3 Versterking van het net dat Eupen bevoorraadt en van de transformatie naar middenspanning in het station van Battice

De aanhoudende groei van het verbruik in de regio van Eupen leidt tot een verzadiging van het 70 kV-net dat deze zone van elektriciteit voorziet.

Om een einde te maken aan dit knelpunt, heeft Elia de meest gunstige oplossing gedefinieerd om het net in deze zone te versterken:

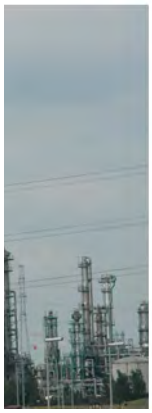
- de aanleg van een 150 kV-kabel tussen Lixhe en Battice (met hergebruik van een bestaand draadstel 220 kV op de lijn Jupille-Lixhe om de Maas te overspannen;
- de installatie van een 150 kV/15 kV-transformator in aftakking in Battice;
- de omschakeling naar 150 kV van de lijn Battice-Eupen die vandaag op 70 kV wordt uitgebaat.

De aanleg van een nieuwe kabel loopt vertraging op door de vergunningsprocedure. Deze vertraging wordt gedeeltelijk gecompenseerd door de lagere verbruiksverwachtingen als gevolg van de economische crisis.

De 150 kV/70 kV/15 kV-transformator in Eupen is thans gerealiseerd. Deze wordt nu gebruikt als 70 kV/15 kV-transformator.

9.4.4 Versterking van het 70 kV-net in het noordelijke gedeelte van de stad Luik door de ontwikkeling van het 220 kV-net in deze zone

De stad Luik wordt bijna volledig omgeven door een net met een spanningsniveau van 220 kV. Daarnaast is in Luik ook nog een 150 kV-net aanwezig. De topologie van het huidige net heeft tot gevolg dat het zuiden en het oosten van de stad op 220 kV worden bevoorraad via onder meer de stations van Rimière, Seraing, Le Val, Jupille, enz. In het noordwesten van de stad voorziet de lijn Awirs-Lixhe het 70 kV-station van Bressoux van elektriciteit. Deze situatie leidt daarenboven tot de creatie van twee types van stroom op



70 kV, die enigszins in fase zijn verschoven: stroom die afkomstig is van een 220/70 kV-transformatie en stroom die afkomstig is van een 150/70 kV-transformatie.

Hoewel Ans geografisch gezien dicht bij dit 150 kV-net ligt, wordt deze plaats bevoorraad door het 220 kV-station van Jupille, dat zich ten zuiden van Luik bevindt. Het net is dus zodanig opgebouwd dat het zuiden van de stad het noordelijke gedeelte via het 70 kV-net van elektriciteit voorziet.

Indien het verbruik in het noorden van de stad op lange termijn sterk zou toenemen, zou er op 70 kV meer energie moeten worden vervoerd dan de bestaande infrastructuur aankan. In dit geval zou in het noorden een 220/70 kV-injectie moeten worden geïnstalleerd, waardoor de andere 220/70 kV-injecties en de 70 kV-verbindingen in de regio van Luik minder zouden worden belast.

In een dergelijk scenario zou de optimale langetermijnoplossing voor dit net bestaan in de installatie van een 220/70 kV-injectie in Vottem, in combinatie met de omschakeling van het 150 kV-draadstel Awirs-Lixhe naar 220 kV.

In dat geval zou op de site van Vottem een middenspanningscabine geopend kunnen worden. Deze zou worden gevoed door twee te installeren 220/15 kV-transformatoren (50 MVA).

9.4.5 Versterking van het 70 kV-net in de provincie Luxemburg door de versterking van de 220/70 kV-transformaties van de stations van Marcourt en Saint-Mard

Het 70 kV-net van de provincie Luxemburg wordt vandaag bevoorraad door 220/70 kV-transformatoren in de stations van Villeroux, Marcourt, Heinsch en Aubange.

Indien het verbruik in de provincie op lange termijn sterk zou toenemen, zou deze 220/70 kV-transformatie kunnen worden versterkt door:
- de vervanging van de bestaande 220/70 kV-transformator in Marcourt door een nieuwe transformator met een groter vermogen;
- het hergebruik van deze transformator voor de creatie van een nieuwe 220/70 kV-injectie in Saint-Mard.

9.4.6 Installatie van een transformator 220 kV/15 kV in Aubange

De installatie van een tweede 220/15 kV-transformator van 50 MVA in het station van Aubange zou het naburige 70 kV-net ontlasten en zou het ook mogelijk maken om de 70 kV-installaties in Aubange grondig te rationaliseren.

9.4.7 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Koksijde

De transformatie naar de middenspanning in het station van Koksijde wordt verzekerd door 150 kV/11 kV en 70 kV/11 kV-transformatoren, alsmede door de derde wikkeling een 150/70/11 kV-transformator.

Indien zou blijken dat de transformatiecapaciteit naar middenspanning in dit station ontoereikend zou zijn ten opzichte van het verbruik dat door dit station wordt gevoed, kan in de toekomst worden overwogen om een 150 kV/11 kV transformator te installeren.

9.4.8 Versterking van de transformatie naar de middenspanning in Rumbeke

De middenspanning in het station van Rumbeke wordt bevoorraad door twee 150 kV/15 kV-transformatoren die in aftakking op de 150 kV-lijnen tussen Izegem en Beveren zijn aangesloten.

Indien het transformatievermogen naar middenspanning in dit station moet worden versterkt, zullen twee extra 150 kV/15 kV-transformatoren worden geïnstalleerd.

9.4.9 Versterking van de transformatie naar middenspanning in het station Wevelgem en verhoging van de transmissiecapaciteit tussen Izegem, Wevelgem en Moeskroen

Om de toename van het verbruik in Wevelgem het hoofd te bieden zal op lange termijn een 150 kV/MS transformator moeten worden geïnstalleerd in dit station.

Bovendien laat het gebruik van twee bestaande draadstellen tussen Pekke en Wevelgem toe om de 150 kV-as Izegem-Ieper (noord) om te vormen in twee circuits, met name Izegem-Wevelgem en Wevelgem-Ieper (noord).

Deze herstructurering maakt het mogelijk om de transmissiecapaciteit vanuit Izegem naar Wevelgem en vervolgens Moeskroen aanzienlijk te verhogen. Deze investering zou vervroegd kunnen worden uitgevoerd als de productiecapaciteit op de as Izegem-Koksijde ontwikkeld wordt.

9.4.10 Installatie van een 150/36 kV-transformator in Rechteroever (Gent)

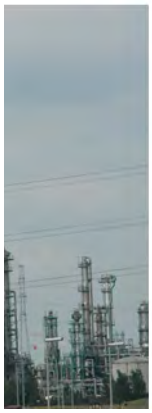
De uitrusting in 150 kV en 36 kV van het station Sadacem komen aan het einde van hun technische levensduur: ze moeten bijgevolg op termijn vervangen worden. De bestaande 150/36 kV transformatie in dit station is niet optimaal gesitueerd ten opzichte van de locatie van de te voeden verbruikssites in deze zone. Bovendien zullen de ondergrondse 36 kV-kabels tussen de stations Rechteroever Gent en Langerbrugge buiten dienst moeten worden gesteld door de draineringswerken in het kanaal Gent-Terneuzen.

Deze behoefte om de uitrusting te vervangen zal bijgevolg worden benut om de verdeling van de transformaties 150/36 kV in deze zone op gunstige wijze te herstructureren.

Zo wordt het verbruik dat op 36 kV is aangesloten in Rechteroever (Gent) bevoorraad door 36 kV-kabels vanaf het station Kennedylaan. Wanneer een 150/36 kV-transformator in het station Kennedylaan onbeschikbaar is, kan het verbruik van Rechteroever vanuit Langerbrugge worden gevoed via 36 kV-kabels die de twee stations met elkaar verbinden.

Deze bevoorrading in geval van onbeschikbaarheid van een transformator zal op termijn ontoereikend zijn als de prognoses met betrekking tot de evolutie van het verbruik in Rechteroever werkelijkheid worden.

Om een oplossing te bieden aan deze beperking, bestaat de beste oplossing op technisch en economisch gebied in het verplaatsen van de 150/36 kV-transformator van Sadacem naar Rechteroever. Deze oplossing zorgt ervoor dat:
- het niet langer nodig is om op 36 kV energie te vervoeren tussen Langerbrugge en



Rechteroever in geval van onbeschikbaarheid van een 150/36 kV-transformator in het station Kennedylaan;
- de 150/36 kV-transformatie in de stations Langerbrugge en Kennedylaan over het algemeen minder wordt belast;
- de vernieuwing van de 150/36 kV-installaties van het station van Sadacem overbodig wordt.

9.4.11 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Beerse

Twee 150 kV/15 kV-transformatoren, die in aftakking op de 150 kV-verbindingen tussen Mol en Massenhoven zijn aangesloten, staan in voor de voeding van de middenspanning in het station van Beerse.

Op korte termijn maakt de optimalisering van de spreiding van het verbruik over de twee 15 kV-cabines van de site het mogelijk om het transformatiegebruik naar dit spanningsniveau in het station te maximaliseren.

Wanneer evenwel zou blijken dat de transformatiecapaciteit naar middenspanning in het station op langere termijn wordt overschreden, kunnen in het station twee extra 150/15 kV-transformatoren worden geïnstalleerd.

9.4.12 Versterking van de transformatie naar middenspanning in het station Petrol (Antwerpen Zuid)

De strategie van de distributienetbeheerder in de regio Antwerpen bestaat in het ontmantelen van het spanningsniveau 6 kV ten voordele van het spanningsniveau 15 kV. In dit kader heeft Elia de 150/15 kV-transformatie voorzien in de stations van Merksem, Damplein, Zurenborg en Petrol.

In deze context speelt de 150/15 kV-transformatorstation Petrol een centrale rol in de transformatie naar het distributienet in het zuiden van de stad Antwerpen.

Om een antwoord te bieden op de toekomstige evolutie in het zuidelijke gedeelte van de stad, kan de capaciteit van dit station worden verhoogd door de installatie van een aanvullende 150/15 kV-transformator.

9.4.13 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Heze

Indien het verbruik zou toenemen in Heze zou het nodig zijn een 150 kV-station op te richten om de installatie van een transformator 150/15 kV mogelijk te maken. Dankzij deze oplossing zou een draadstel 150 kV tussen Heze en Massenhoven kunnen worden vrijgemaakt voor gebruik op 380 kV indien dit nodig zou blijken.

9.4.14 Eisden

De 150/70 kV-transformatoren (40 MVA) van het station Eisden bereiken het einde van hun levensduur. Zij zullen worden vervangen door een 150/70-transformator (110 MVA) waardoor de transformatiecapaciteit naar het spanningsniveau 70 kV in dit station wordt verhoogd.

9.4.15 Beveren-Waas

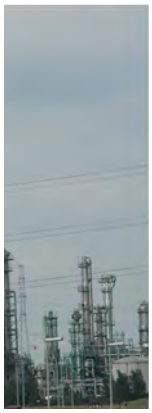
Beide transformatoren 150/15 kV (20 MVA) van dit station zijn te vervangen door één transformator 150/15 kV (50 MVA). Deze vervanging is immers noodzakelijk wegens einde levensduur van deze transformatoren en een nakende overschrijding van de transformatiecapaciteit naar 15 kV.

9.4.16 Uitbreiding van het station Heinsch naar twee railstellen

Het station Heinsch is momenteel uitgerust met één enkel 220 kV-railstel.

Dit station wordt opgewaardeerd naar twee railstellen voor meer betrouwbaarheid van:
- de aangekondigde aansluiting van een netgebruiker op dit station;
- de mogelijke toekomstige aansluiting van een 220/15 kV-transformator op dit station.

Bovendien zal deze opwaardering worden uitgevoerd op het spanningniveau 380 kV om de latere integratie van dit station in het naburige 380 kV-net te vergemakkelijken.



9.5 Overzichtstabel van de op langere termijn geplande versterkingen

De onderstaande tabel 9.3 geeft een overzicht van de op langere termijn geplande netversterkingen.

Tabel 9.3: indicatieve pistes voor netversterkingen ten gevolge van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV).

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding		
Evolutie van het verbruik	**Antwerpen**	Antwerpen Zuid (Petrol)	Nieuwe transformator van 50 MVA	150/15 kV
		Beerse	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA	150/15 kV
		Beveren Waas	Vervanging van twee transformatoren van 20 MVA door een transformator van 50 MVA	150/15 kV
		Eisden	Vervanging van een transformator van 40 MVA door een transformator van 110 MVA	150/70 kV
		Heze	Nieuwe transformator van 50 MVA in een nieuw station	150/15 kV
	Waals Brabant	Waterloo	Installatie van een transformator van 50 MVA	150/11 kV
		Waterloo-Braine-l'Alleud	Nieuwe kabel	150 kV
	Oost-Vlaanderen	Koksijde	Nieuwe transformator van 50 MVA	150/11 kV
		Rumbeke	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA	150/15 kV
		Wevelgem	Nieuwe transformator van 50 MVA	150/15 kV
		Pekke-Wevelgem	Gebruik van twee bestaande draadstellen en aansluiting op station van Wevelgem	150 kV
		Rechteroever Gent	Nieuwe transformator van 125 MVA	150/36 kV
		Langerbrugge-Rechteroever Gent	Upgrade van de 70 kV-lijn naar 150 kV	150 kV
	Hene-gouwen	Bascoup	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV
		Monceau - Fontaine-l'Evêque - Beauregard	Ontbundeling van een bestaande lijn	150 kV
		Bascoup- Ville-Sur-Haine	Overschakeling naar 150 kV van het draadstel dat momenteel op 70 kV wordt uitgebaat	150 kV
		Fontaine-l'Evêque	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV
		Ville s/Haine	Nieuwe transformator van 40 MVA	150/10 kV

Tabel 9.3 (vervolg): indicatieve pistes voor netversterkingen ten gevolge van de evolutie van het verbruik (spanning ≥ 150 kV).

Reden van de investering	Plaats		Beschrijving van de versterking	Spannings-niveau
	Versterkte zone	Station of uiteinden van de verbinding		
Evolutie van het verbruik	**Luik**	Lixhe-Battice	Nieuwe kabel	150 kV
		Battice-Eupen	Overschakeling naar 150 kV van de lijn die vandaag op 70 kV wordt uitgebaat	150 kV
		Battice	Installatie van een transformator van 50 MVA	150/15 kV
		Awirs-Lixhe	Overschakeling naar 220 kV van de bestaande 150 kV-lijn	220 kV
	Luxemburg	Vottem	Nieuwe transformator van 2 x 80 MVA in een nieuw station	220/70 kV
		Vottem	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA	220/15 kV
		Marcourt	Vervanging van een transformator van 85 MVA door een transformator van 90 MVA	220/70 kV
		Aubange	Installatie van een transformator van 50 MVA	220/15 kV
		Saint-Mard	Installatie van de transformator van 85 MVA die nu het station Marcourt uitrust	220/70 kV
		Heinsch	Uitbreiding van het hoogspanningsstation met twee railstellen (uitgebaat op 220 kV)	380 kV
	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Schaarbeek-Machelen	Nieuwe kabel	150 kV
		Machelen	Inlussing van de bestaande kabel tussen Verbrande Brug en Harenheide	150 kV