

Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017

Eindrapport

Inhoudsopgave

Context en doelstelling van het rapport.....	5
Lexicon.....	9
Methodologische benadering.....	11
Samenvatting.....	17
Lijst van de tabellen.....	19
Lijst van de afbeeldingen.....	20
1. De vraag naar elektriciteit.....	21
1.1. Statistieken.....	21
1.2. Hypothesen inzake de vraag.....	21
1.3. Vergelijking met de prospectieve studies elektriciteit (PSE).....	22
1.4. De evolutie van de jaarlijkse opgevraagde elektriciteit tussen 2012 en 2017.....	22
1.5. Evolutie van de piek- en basisbelastingen.....	22
1.6. Hypothesen inzake elektriciteitsinvoeren.....	24
2. Het elektriciteitsproductiepark in België.....	25
2.1. Indeling van de productie-eenheden.....	25
2.1.1. De activeringsprioriteit.....	25
2.1.2. Beschikbaarheidsfactore.....	26
2.2. De capaciteit van het productiepark en de evolutie ervan 2012-2017.....	28
2.3. In perspectief plaatsen van het Nationale Plan voor hernieuwbare energie (NREAP) 2020.....	31
3. Analyse van de scenario's voor evolutie van het productiepark.....	32
3.1. Scenario's voor evolutie van de kerncapaciteiten.....	32
3.1.1. Scenario LW: sluiting van Doel 1&2 en van Tihange1 in 2015.....	32
3.1.2. Scenario "ext-T": verlenging van Tihange1 en sluiting van Doel 1&2 in 2015.....	33
3.1.3. Scenario "ext-D": verlenging van Doel 1&2 en sluiting van Tihange1 in 2015.....	33
3.2. Afstemming van de capaciteiten op de vraag volgens een deterministisch model.....	34
3.2.1. Voorstelling van de extreme verschillen.....	34
3.2.2. Afstemming bij piekbelasting.....	36
3.2.3. Afstemming bij basisbelasting.....	38
3.3. Het onderling afstemmen van de capaciteiten en de vraag volgens een probabilistisch model.....	41
3.3.1. Het onderling afstemmen van de capaciteiten en de jaarlijkse belasting.....	41
3.3.2. Afstemming van het "onreducerbare park".....	46
3.4. Vergelijking van de resultaten afkomstig van de twee modellen.....	48
3.4.1. Analyse van het risico op ondercapaciteit.....	48
3.4.2. Analyse van het risico op "overcapaciteit".....	49
4. Door de sector vastgestelde belemmeringen en aansporingen voor investeringen.....	50

5. Conclusies	51
Bijlagen	52
Bijlage 1 : Analyse van de antwoorden op de enquête betreffende de productie- en investeringsmiddelen	53
Bijlage 2: Advies van het Wetenschappelijk Comité van het Energie-observatorium	60

Context en doelstelling van het rapport

Volgens de regeringsverklaring van december 2011: "De regering zal, onmiddellijk en ten laatste binnen de zes maanden na haar vorming, een uitrustingsplan voor nieuwe productiecapaciteit uit gediversifieerde energiebronnen uitwerken om op een geloofwaardige manier de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van het land op korte, middellange en lange termijn te verzekeren. In dit opzicht, in alle transparantie en met inachtneming van de concurrentieregels, zal de Regering zich verzekeren bij potentiële actoren en investeerders van een daadwerkelijke aansluiting op het net van deze nieuwe productiecapaciteit en dit binnen termijnen die verenigbaar zijn met zowel de sluiting van de kerncentrales als de te verwachten groei van het energieverbruik. In functie van het tijdsplan van aansluiting op het net van deze nieuwe capaciteit zullen de definitieve sluitingsdata van de kerncentrales door de regering worden gepreciseerd. Dit zogenaamde uitrustingsplan zal worden gemonitord en de regering zal in voorkomend geval offerteaanvragen uitschrijven. Om de procedures te versnellen, zullen locaties voor nieuwe eenheden in samenwerking met de Gewesten worden geselecteerd, onder andere door de beschikbaarheid van onbenutte sites te onderzoeken."

De bevoorradingszekerheid van elektriciteit berust op van een groot aantal factoren. De productiecapaciteit en de transmissiecapaciteit van het elektriciteitsnet zijn de voornaamste elementen hiervan. De marktvoorwaarden spelen tevens een rol bij de oriëntatie van beslissingen en acties van de actoren van de geliberaliseerde markt.

Wat de productiecapaciteit betreft, onderzoekt de Prospectieve studie elektriciteit (PSE), die om de 4 jaar wordt opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau op een horizon van minstens 10 jaar, de mogelijkheden tot realiseren van onderling afstemmen van het totale jaarlijkse aanbod van en de totale jaarlijkse vraag naar elektriciteit volgens verschillende scenario's. Deze studie maakt het mogelijk om het beleid op lange termijn te oriënteren en de behoeften inzake elektriciteitstransmissie vast te stellen. Wat de transmissiecapaciteit betreft, verstrekt het ontwikkelingsplan van het transmissienet voor elektriciteit (ontwikkelingsplan), dat om de 4 jaar wordt opgesteld door de netbeheerder (Elia) in het verlengde van de prospectieve studie elektriciteit, een gedetailleerde raming van de behoeften ter zake, op basis van een aantal hypothesen en legt het te verwezenlijken investeringsprogramma vast om te beantwoorden aan deze behoeften op een horizon van minstens 10 jaar. De eerste PSE, gebaseerd op de gegevens van 2007, is eind 2009 gepubliceerd terwijl de tweede momenteel wordt voorbereid en eind 2013 zou moeten worden gepubliceerd. Het ontwikkelingsplan 2010-2020 van het transmissienet voor elektriciteit is begin 2012 gepubliceerd.

De voorwaarden van de geliberaliseerde markt hebben een invloed op het investeringsniveau, in het bijzonder op het gebied van de reserveproductiecapaciteit, d.w.z. de productiecapaciteit bestemd om te voldoen aan de piekvraag en om het hoofd te bieden aan de schommelingen op meteorologisch (extreme temperatuur, afwezigheid van wind...) en economisch (verhoogde conjunctuur) gebied. Inderdaad, "de overgang van een verticaal geïntegreerde elektrische industrie (productie, transport, distributie, levering) naar ontkoppelde bedrijven die elk een winstgevend centrum moeten oprichten en geen globaal zicht meer hebben op de werking van het elektrische systeem, remt de investeringen op elk werkingsniveau af. [...] Elke operator [streeft ernaar] zijn inkomsten zo hoog mogelijk en zijn kosten zo laag mogelijk te houden in functie van erg fluctuerende criteria ([electriciteitsprijzen], de prijzen van primaire energiebronnen, financiële kosten...) of soms stabiele, maar voor de investering ongunstige criteria (problemen bij het aanvragen van een vergunning). [De reserveproductiecapaciteit die weinig wordt gebruikt, is het moeilijkst] om rendabel te maken. De tendens die sinds de liberalisering kan worden waargenomen, is in feite een vermindering van dit type [productiecapaciteit]."¹

¹ FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, Federaal Planbureau, Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017, 2009, blz. 61.

In verhouding tot de hierboven vermelde vorige studies, staan de operators momenteel voor nieuwe uitdagingen:

- de beschikbaarheden in de buurlanden zijn onzekerder in de post-Fukushimacontext, met een gericht risico op ondercapaciteit in de zone noord-west, zoals vermeld in het rapport van ENTSO-E²,
- de drie oudste Belgische kernreactoren worden binnenkort gesloten maar er blijven onzekerheden bestaan over de effectieve planning van deze buitendienststellingen,
- de hernieuwbare energiebronnen waarvan de productie variabel en weinig voorspelbaar is, spelen een steeds belangrijkere rol in de productie, overeenkomstig de in het "Energie- en klimaatpakket" op Europees niveau vastgelegde ambities voor de horizon 2020 (20 % hernieuwbare energie in de EU, wat overeenstemt met ongeveer 34 % hernieuwbare elektriciteit; voor België stemt de toegekende doelstelling van 13 % hernieuwbare energie overeen met een bruto-eindverbruik van 20,8 % hernieuwbare elektriciteit³),
- de voorrang gegeven aan variabele energieën op het net zorgt voor een daling van het aantal uren dat thermische centrales nodig zijn, wat hun rentabiliteit terugdringt en de vraag rijst of zij in dienst moeten blijven,
- het bestaan van een investeringsklimaat dat erg ongunstig is voor beslissingen omtrent uitbreiding van het niet-hernieuwbare productiepark zorgt voor een verontrustende bevrozing van projecten die aldus de fase van financiële "closing" niet bereiken,
- het bestaan van de Europese Richtlijn "Grote stookinstallaties" die beperkingen oplegt aan de emissies van verontreinigende stoffen in de lucht, en het risico op sluiting van niet-conforme piekeenheden,
- de opkomst in het buitenland van nieuwe marktmechanismen die het mogelijk maken om de perverse effecten van de liberalisering op de bevoorradingszekerheid van elektriciteit tegen te gaan en die leiden tot een afwachtende houding van potentiële investeerders op de Belgische markt.

Kaderend in de bevoorradingszekerheid van elektriciteit heeft het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 (het Rapport) als doelstelling het definiëren van de onderlinge afstemming op middellange termijn van enerzijds de huidige productiemiddelen en hun te verwachten evolutie en van anderzijds de huidige behoeften (vraag, last) en hun te verwachten evolutie.

In het kader van het begrip bevoorradingszekerheid moet rekening worden gehouden met extreme situaties (piek, "worst case"). Omdat men geen vat heeft op de zekere beschikbaarheid van de capaciteiten in de buurlanden om op elk willekeurig moment te zorgen voor import in België, moet de regering ervoor zorgen dat alleen een beroep kan worden gedaan op de nationale productie. De crisisscenario's maken echter geen deel uit van het Rapport aangezien zij vallen onder de bevoegdheid van een ander beleidstype dat andere instrumenten hanteert (bijv. plan voor tijdelijke stroomafsluiting).

Het Rapport beoogt een antwoord te bieden op de volgende vragen:

- is, gezien de ramingen inzake de evoluties van zowel de vraag als de capaciteit van het productiepark, de bevoorradingszekerheid gewaarborgd tijdens de komende 5 jaar, met inachtnaam van de sluiting van Doel 1&2 en/of van Tihange 1 en al dan niet rekening houdend met beschikbare invoeren?
- hoe reageert het productiepark gedurende de eerstkomende 5 jaar als de vraag naar elektriciteit laag is?

² ENTSO-E, Winter Outlook Report 2011/2012

(https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/outlookreports/20111123_Winter_Outlook_2011-2012_Summer_Review_2011.pdf)

³ Referentiescenario van de SPE2 (in voorbereiding). Dit cijfer is slechts ter indicatie en vormt geen bindende doelstelling.

Het omvat de samenvatting van de resultaten van simulaties die zijn uitgevoerd met de recentste beschikbare gegevens⁴ afkomstig van rechtstreekse contacten met de operatoren (zoals wordt vereist in de regeringsverklaring), statistieken die zijn verzameld door de Algemene Directie Energie (AD Energie), gegevens die zijn overgelegd door Elia en informatie die is gepubliceerd door de regionale regulatoren.

Het Rapport is opgesteld door de AD Energie en kwam tot stand in samenwerking met Elia. Het bevat de opmerkingen die voortkomen uit het overleg met het wetenschappelijke comité van het Energieobservatorium, de regionale instanties (ENOVER), het Federaal Planbureau en de Nationale Bank⁵.

Marie-Pierre Fauconnier

Directeur-generaal

⁴ De laatste beschikbare gegevens voor de opgevraagde elektriciteit (= de vraag) en de evolutie van de capaciteit van het productiepark zijn afkomstig van gegevensverzamelingen van respectievelijk 2010 en maart 2012.

⁵ De CREG werd ook geraadpleegd maar heeft op het moment van dit schrijven geen advies verstrekt.

Lexicon

Bepaalde in het rapport gebruikte termen kunnen een andere betekenis hebben in een andere context of volgens andere auteurs. Zij worden hierna gedefinieerd.

(Hernieuwbare) eenheden met variabele/intermitterende productie: eenheden die elektriciteit produceren op basis van windenergie, zonne-energie (voornamelijk fotovoltaïsch), waterkrachtenergie ("pure waterkrachtenergie" in de statistische betekenis bestaande uit riviercentrales maar geen centrales voor pomp/turbineswerking). Hernieuwbare elektriciteit beschikt over een injectieprioriteit op het net. Waterkrachtcentrales zijn bewust in deze categorie ondergebracht, samen met de andere hernieuwbare energiebronnen. Het merendeel van de tijd (buiten langdurige algemene vrieskou) kunnen zij tevens worden beschouwd als "must run"-centrales.

"Must run"-centrales: centrales die zelfs zonder vraag naar elektriciteit functioneren, om industriële redenen of wegens het bestaan van steunmechanismen zoals de WKK-certificaten (de must run-centrales omvatten WKK-eenheden en de centrales op afgeleide gassen of biomassa).

"Baseload"-centrales: weinig flexibele centrales met trage opstart (meerdere uren) die niet kunnen dienen als alternatief ("back-up") voor de variabele productiecapaciteiten (het gaat om kern- en kolencentrales).

"Flexibele" centrales: thermische centrales die als continue capaciteit kunnen worden gebruikt en die voldoende flexibiliteit vertonen (opstart in minder dan 1 uur) om te kunnen dienen als "back-up"-capaciteit voor de variabele productie-eenheden (het gaat om centrales met stoom- en gasturbines (STEG) die niet vallen onder de "must run"-centrales).

Spaarbekkencentrales: centrales die gebruik maken van de opslagreservoirs van hydro-elektrische sites (Coo en la Plate-Taille) met een zeer korte reactietijd (enkele tientallen seconden).

Piekeenheden: eenheden die weinig uren per jaar functioneren maar die het mogelijk maken om kortstondig en snel (minder dan 15 minuten) te voldoen aan een piekvraag. Dit type centrales omvat turbojets, oliecentrales en turbogascentrales met open cyclus.

Beschikbare vermogens ("availability"): vermogens (capaciteiten) die voortkomen uit de toepassing op de geïnstalleerde vermogens (zoals opgenomen in het register voor centrales) van gemiddelde beschikbaarheidsfactoren, vastgesteld op basis van de technische (en niet economische) functioneringsmogelijkheden van de eenheden. De beschikbaarheidsfactoren houden rekening met de noodzakelijke onderbrekingen voor onderhoud en diverse interventies maar niet met de afwezigheid van wind of zon in het geval van hernieuwbare eenheden (hetgeen eerder overeenkomt met het begrip "dispatchable").

Piekbelasting: jaarlijkse maximale vraag naar capaciteit (PEAK).

Basisbelasting: jaarlijkse minimale vraag naar capaciteit (BASE).

Opgevraagde elektriciteit: eindverbruik vermeerderd met netverliezen. Het nationale eindverbruik omvat het verbruik van autoproducenten. Het stemt dus overeen met de netto-elektriciteitsproductie, vermeerderd met het nettosaldo van de elektriciteitsinvoer (invoer min uitvoer) en verminderd met de energie verbruikt door hydro-elektrische centrales in pompwerking.

Capaciteit: elektriciteitsproductiecapaciteit.

Interconnectiecapaciteit: capaciteit van gelijktijdige uitwisseling van elektriciteit met onze buurlanden van de zone "Central West Europe" vastgelegd op 3 500 MW in de winter (van half oktober tot half april) en 3 000 MW in de zomer (van half april tot half oktober).

"Onreducerbaar" park: park samengesteld uit "must run"-centrales, kerncentrales en centrales met een flexibele capaciteit (3 STEG's) die noodzakelijk is voor de uitbalancering van het net (definitie volgens Elia).

LOLE: het verwachte aantal uren gedurende dewelke de beschikbare productie- en uitwisselingsmiddelen ontoereikend zijn om te voldoen aan de vraag naar elektriciteit. Gedurende deze tijd moeten reserves worden geactiveerd (onderbrekingen van klanten, beroep op strategische reserves).

CWE: zone voor elektriciteitsuitwisseling "Central West Europe" (BE, DE, FR, LU en NL).

Afstemming: evenwicht tussen de beschikbare productiecapaciteit en het niveau van de vraag d.m.v. gebruikte hypothesen en definities.

ENTSO-E: de Europese associaties van netbeheerders voor transport van elektriciteit (The European Network of Transmission System Operators for Electricity)

PRIMES : Model ontwikkeld in het Europees kader en opgevat om energievoorzichten te bepalen, scenario's uit te werken en de impact van een bepaald energiebeleid te analyseren. Het gaat om een gedeeltelijk evenwichtsmodel dat toelaat de evolutie van het aanbod, de vraag, de prijzen en de emissies van beoedelende stoffen te simuleren gebruik makend van de externe invoering van de internationale energieprijzen en macro-economische veranderlijken (BNP, beschikbaar inkomen, inflatie, rentevoet, enz.)

Methodologische benadering

De afstemming van het aanbod (de elektriciteitsproductiecapaciteit) op de vraag (de belasting) wordt zo nauwkeurig mogelijk vastgesteld binnen de toegestane termijnen om dit Rapport op te stellen.

Drie scenario's met betrekking tot de sluiting van de drie oudste kernreactoren in 2015 zijn gesimuleerd met behulp van twee modellen: een deterministisch model en een stochastisch (of probabilistisch) model.

Aangezien het Rapport in de eerste plaats de bevoorradingszekerheid (en niet de vlotte werking van de markt of de uitbalancing van het net) beoogt, wordt de toevlucht tot elektriciteitsinvoer/-uitvoer slechts overwogen in het stochastische model en enkel als de fysieke realiteit van deze uitwisselingen wordt gewaarborgd door het model. In dit geval houdt het model rekening met de beschikbaarheden van de buitenlandse parken en de commerciële uitwisselingscapaciteiten die zijn afgeleid van de interconnectiecapaciteit van het transmissienet.

Met het deterministische model worden enkel de extreme verschillen van de belastingscurven bestudeerd: het maximum van de jaarlijkse vraag (piekbelasting, PEAK) en het minimum van de jaarlijkse vraag (minimumbelasting, BASE). De meest waarschijnlijke situaties liggen dus tussen deze twee uitersten in.

De tijdshorizon is vastgelegd op 5 jaar (middellange termijn) aangezien de horizon van de investeerders niet verder reikt dan een aantal jaren als het gaat om het nemen van beslissingen over nieuwe projecten. Andere studies houden rekening met de lange (prospectieve studie) en zeer lange termijn (Studie 2050 100 % hernieuwbare energie).

De evolutie van de belasting in 2012-2017

De recentste gevalideerde statistische gegevens (jaar 2010) worden als uitgangspunt gebruikt om het in de toekomst verwachte belastingniveau vast te leggen. Er wordt gekozen voor het concept "opgevraagde elektriciteit" aangezien het de hoeveelheid elektriciteit vertegenwoordigt die nodig is om te beantwoorden aan de eindvraag, rekening houdend met de onvermijdelijke verliezen die gepaard gaan met de distributie en de transmissie.

De hypothesen voor evolutie in de loop van de komende 5 jaar vertonen drie willekeurig vastgestelde tendensen: een stagnering ten opzichte van het niveau van 2010, een jaarlijkse groei van 1 % en een jaarlijkse daling van 1 % (zie hoofdstuk 1).

De schommeling van de belasting in de loop van het jaar

Met het oog op de bevoorradingszekerheid houdt het Rapport rekening met de schommelingen van de belasting in de loop van het jaar.

Het deterministische model richt zich op de uiterste belastingen waarbij enerzijds wordt nagegaan of de productiecapaciteit kan beantwoorden aan de piekbelasting (doelstelling: opsporing van een eventuele ondercapaciteit) en anderzijds of het "onreducerbare" productiepark niet buitensporig is als de belasting haar laagste niveau bereikt (doelstelling: opsporing van het bestaan van een eventuele "overproductie"). Overproducties kunnen immers de stabiliteit van het net in het gedrang brengen of zorgen voor negatieve prijzen voor de day-ahead, intraday of balancing market⁶.

Het probabilistische model onderzoekt, per definitie, de belastinggegevens van het betrokken jaar om te antwoorden op de vraag zowel inzake bevoorradingszekerheid als onreducerbaarheid van het park.

⁶ Zoals het geval was tijdens het zonnige en winderige pinksterweekend in 2012.

Elektriciteitsproductiecapaciteit

Het geïnstalleerde vermogen van de productie-eenheden wordt voortdurend vastgesteld in het register voor centrales dat wordt bijgewerkt door AD Energie (zie hoofdstuk 2). Op termijn zal dit register regelmatig worden bijgewerkt in overleg met de regionale instanties. Een werkgroep ENOVER die bestaat uit de regionale regulatoren is bezig met de ontwikkeling van een gemeenschappelijk werkinstrument.

Naast de bestaande capaciteiten omvat dit register de in maart 2012 gekende investeringsprojecten van AD Energie. In het Rapport wordt enkel rekening gehouden met de nieuwe projecten waarvoor een definitieve investeringsbeslissing is bekendgemaakt. Het criterium "definitieve beslissing" is gebaseerd op de recentste informatie die rechtstreeks van de ondervraagde investeerders is verkregen. Het gaat om projecten die, in voorkomend geval, federale vergunningen hebben ontvangen, die beschikken over een gereserveerde capaciteit op het transmissienet en die men werkelijk wil uitvoeren (financiële closingis nabij).

De informatie over zowel de buitendienststellingen als de nieuwe projecten zijn onlangs gevalideerd bij de voornaamste producenten (via de enquête verstuurd door de Staatssecretaris voor Energie in december 2011 – 101 antwoorden ontvangen, zie **bijlage 1**).

Alle capaciteitsgegevens weerspiegelen de situatie op 31 december van het genoemde jaar. De vermogens die in acht worden genomen bij de simulaties zijn de beschikbare vermogens (rekening houdend met de onderhoudsactiviteiten – "availability").

De productie-eenheden worden gerangschikt volgens hun activeringsprioriteit. Met het oog hierop wordt elke productie-eenheid geïnventariseerd volgens een van de volgende typen:

- **(hernieuwbare)** eenheden met variabele/intermitterende productie:
 - windcentrales,
 - zonnecentrales (voornamelijk fotovoltaïsch),
 - pure waterkrachtcentrales (riviercentrales, met uitzondering van centrales voor pomp/turbinewerking),
- **"must run"**-centrales: WKK-eenheden, centrales op afgeleide gassen of biomassa (centrales die zelfs zonder vraag naar elektriciteit functioneren, om industriële redenen of naar aanleiding van het bestaan van steunmechanismen zoals WKK-certificaten),
- **"baseload"**-centrales: kerncentrales, kolencentrales (weinig flexibele centrales die niet kunnen dienen als "back-up"-capaciteit voor de variabele productie-eenheden),
- **flexibele** thermische centrales: STEG's⁷ die niet vallen onder de "must run" WKK-centrales (centrales die als continue capaciteit kunnen worden gebruikt en die voldoende flexibiliteit vertonen om te dienen als "back-up"-capaciteit voor de variabeleproductie-eenheden),
- **spaarbekken**centrales: Coe en la Plate-Taille (centrales die gebruik maken van de opslagreservoirs van hydro-elektrische sites),
- **piekeenheden**: turbojetcentrales, oliecentrales en turbogascentrales met open cyclus (eenheden die weinig uren per jaar functioneren maar die het mogelijk maken om kortstondig te voldoen aan een piekvraag).

De bestudeerde scenario's

Er worden drie scenario's voor sluiting/verlenging van de drie oudste kerncentrales beoogd (zie hoofdstuk 3):

- het **scenario "LW"**: sluiting van Doel 1&2 en van Tihange 1 (overeenkomstig de wet),
- het **scenario "ext-T"**: verlenging van Tihange 1 en sluiting van Doel 1&2,
- het **scenario "ext-D"**: verlenging van Doel 1&2 en sluiting van Tihange 1.

⁷ Stoom- en gasturbines

De hypothese van eventuele verlenging bestrijkt minstens de door het Rapport beoogde horizon (2017). De impact van de capaciteitsdalingen die het gevolg zijn van de sluitingen van de kerneenheden wordt bestudeerd bij PEAK- en BASE-belasting.

De scenario's voorzien de gezamenlijke sluiting/verlenging van Doel 1 en Doel 2. Het gaat eigenlijk om tweelingreactoren die beschikken over een reeks gemeenschappelijke systemen en kringlopen. Hoewel het technisch mogelijk is om een van deze twee reactoren te sluiten, is het vanuit economisch standpunt niet verantwoord om een dergelijke beslissing voor een lange periode te nemen aangezien de gemeenschappelijke systemen en kringlopen verder moeten blijven werken in afwachting van de sluiting van de laatste functionerende reactor.

Het deterministische model

Er is een IT-werkinstrument van het deterministische type ontwikkeld (zie sectie 3.3) om de elektriciteitsproductiecapaciteit en de belasting te vergelijken en aldus eventuele verschillen te benadrukken, bij weergave van een extreme situatie van:

- ondercapaciteit: bij piekbelasting (rond 18 u, in de winter), als alle eenheden functioneren op volle beschikbare capaciteit⁸, maar onder de hypothese dat er geen variabele productie is (geen wind-, zonne- of pure waterkrachtenergie);
- overcapaciteit: bij basisbelasting (een zondag in de zomer, aan het eind van de nacht – in de vroege ochtend), als enkel de "must run"- en "baseload"-eenheden functioneren. Er worden twee cases beschouwd: met of zonder hernieuwbare productie. Het risico op overcapaciteit is maximaal in het geval dat de wind-, zonne- en pure waterkrachtcentrales op maximale productie draaien.

Deze hypothesen van 0 % of 100 % bijdrage van de verschillende soorten eenheden kunnen in strijd lijken met de werkelijkheid maar maken het mogelijk om extreme situaties te definiëren die niet kunnen worden uitgesloten. Een verder uitgewerkt model zou een variatie van deze factoren kunnen integreren.

Het deterministische model houdt rekening met een normale werking van de productie-eenheden, met een gemiddelde beschikbaarheidsfactor. Uitschakeling van eenheden (waaronder eenheden met grote capaciteit zoals kernreactoren) en andere incidenten of crisissituaties zijn niet in acht genomen bij de simulaties. Het is eigenlijk vrij eenvoudig om het uitvallen van een bepaald aantal eenheden toe te passen op de resultaten om vast te stellen welke situatie voortkomt uit dergelijke uitschakelingen. Aangezien het deterministische model geen elektriciteitsinvoeren integreert, zouden onverwachte uitschakelingen langs deze weg kunnen worden gecompenseerd.

Het stochastische model

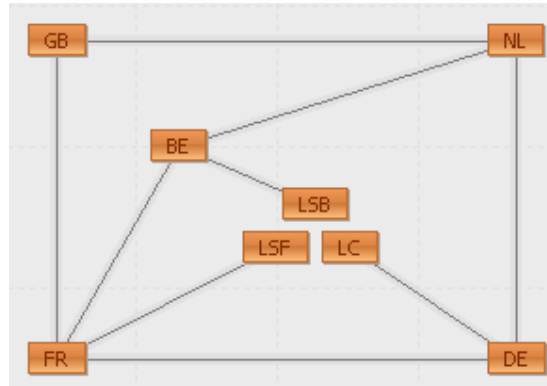
Hypothesen die vergelijkbaar zijn met die gebruikt voor het deterministische model zijn toegepast op een stochastisch (probabilistisch) model gebruikt door Elia (zie sectie 3.4). Het probabilistische model verschilt op drie gebieden van het deterministische model:

- het stelt de afstemming van capaciteit op de belasting vast in de loop van het volledige jaar (en niet enkel bij uiterste belastingen),
- het maakt gebruik van historische en voorspellende gegevensreeksen over het voorkomen van wind, het aantal zonne-uren en het beschikbaarheidsniveau van de eenheden waaruit het park bestaat (met inbegrip van de productieniveaus van hernieuwbare eenheden),
- het integreert gegevens over de productiecapaciteiten van de buurlanden van België die aan ons ter beschikking kunnen worden gesteld (gegevens ENTSO-E).

⁸ De beschikbare capaciteit houdt rekening met technische belemmeringen, zoals onderhoudsperiodes, die het geïnstalleerde vermogen van een elektriciteitscentrale de facto verminderen.

Voor de probabilistische simulaties in dit rapport is beroep gedaan op een Monte Carlo simulator, Antares, die ontworpen is voor studies op vereenvoudigde, grote en al dan niet geïnterconnecteerde vermogensystemen met een tijdsspanne van een jaar en een tijdsresolutie van 1 h. Dit instrument levert verschillende bevoorradingszekerheidsindicatoren, onder andere het verwachte aantal uren gedurende dewelke de belasting niet zal kunnen worden afgedekt (Loss Of Load Expectation, LOLE). Bovenop de gemiddelde waarde wordt van deze indicator ook het 5^{de} en 95^{ste} percentieel weergegeven.

Voor de geïnterconnecteerde resultaten (“met invoer”) is ervoor geopteerd het productiepark van en de bilaterale transmissiecapaciteit met de directe buurlanden in detail te simuleren (zie Afbeelding 1)⁹. In de simulaties is rekening gehouden met een beschikbare simultane importcapaciteit van 3 500 MW¹⁰ voor België.



Afbeelding 1: Interconnectienet van België (BE) met Frankrijk (FR), Nederland (NL) en het Groothertogdom Luxemburg (LSB) en de andere interconnecties van Luxemburg met Frankrijk (LSF) en Duitsland (LC) (bron: Elia).

In Antares zijn er verschillende mogelijkheden om te komen tot stochastische simulaties voor belasting en generatie. In de weergegeven probabilistische simulaties is ervoor geopteerd om te werken met de tijdseries voor non-dispatchable generatie (windenergie, zonne-energie, biomassa, ...) en belasting zoals deze ter beschikking gesteld zijn binnen ENTSO-E. Dit om de correlatie tussen de verschillende landen te verzekeren. Voor de baseload-, flexibele en piekeenheden, zijn er 20000 tijdseries gegenereerd op basis van de ingevoerde parameters (onbeschikbaarheidsduur en gemiddelde onbeschikbaarheid per maand) rond geplande en niet-geplande buitendienststellingen. Deze parameters verschillen al naargelang het type productie-eenheid en land. Voor de pomp/turbinewerking werd verondersteld dat deze hun nominale vermogen kunnen leveren indien nodig.

Voor deze simulaties werd uitgegaan van de in- en uitdienstnames van productie-eenheden zoals vooropgesteld in het kader van dit rapport.

⁹ Aannames gebruikt voor de modellering van de buurlanden zijn afkomstig van rapporten binnen ENTSO-E: SOAF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) en TYNDP 2012 (Ten Year Network Development Plan). Voor de niet expliciet gesimuleerde landen is er gewerkt met een uitwisseling gebaseerd op een profiel dat werd opgesteld op basis van marktsimulatie uitgevoerd binnen ENTSO-E voor alle ENTSO-E landen in het kader van het TYNDP 2012 of het ontwikkelingsplan opgesteld op Europees niveau.

¹⁰ De simulaties waarbij de interconnectiecapaciteit in rekening wordt genomen berusten op een simultane importcapaciteit van 3500 MW tijdens de winter en 3000 MW tijdens de zomer (midden april t.e.m. midden oktober).

De elektriciteitsinvoer

De afstemming van de elektriciteitsproductiecapaciteit op de belasting wordt in een **eerste** fase verwezenlijkt door ervan uit te gaan dat geen enkele invoer plaatsvindt.

Zo hebben de Europese transmissienetbeheerders ("transmission system operators" of TSO) in de winter 2011-2012 de aandacht van de lidstaten gevestigd op het risico van productieondercapaciteit voor Frankrijk en Duitsland in extreem koude situaties van lange duur, met name naar aanleiding van de sluiting van verschillende Duitse kerncentrales¹¹.

De extreme koudegolf begin februari 2012 heeft deze raming bevestigd en heeft geleid tot een zeer gespannen situatie in meerdere geografische zones in de buurt van België en elders in Europa. Deze winter heeft geen bevoorradingsprobleem met zich meegebracht voor de Belgische zone, ook al is het transmissienet blootgesteld aan aanzienlijke stromen in de richting noord-zuid, rekening houdend met het in Frankrijk vastgestelde productietekort. De situatie kon evenwel onder controle worden gehouden, voornamelijk dankzij een samenloop van gunstige factoren (waaronder een belangrijke productie uit het Verenigd Koninkrijk, slechts beperkt getroffen door de koudegolf), een intense samenwerking van de transmissienetbeheerders en CORESO¹² en tevens door een daling van de economische activiteit naar aanleiding van een achteruitgang van de economische conjunctuur (impact op het elektriciteitsverbruik van de industrieën).

In een **tweede** fase worden invoeren in beschouwing genomen dankzij een stochastisch model dat de gegevens over de beschikbare capaciteiten van de buurlanden integreert (gegevens ENTSO-E). De elektriciteitsinvoer/uitvoer worden vervolgens in beschouwing genomen binnen de fysieke limiet van de interconnectiecapaciteit van het net¹³.

Verschillende beschouwingen (niet volledige lijst) zorgen ervoor dat de uitwisselingen worden beperkt tot de voornoemde globale interconnectiecapaciteit:

- het verlies van een willekeurig element moet worden ondersteund door het net zonder dat er sprake is van overbelasting. Dit noemt men de "N-1"-zekerheid. Aangezien de grootste productie-eenheden van België een nettovermogen van ongeveer 1 000 MW hebben, moet het net in staat zijn om, op elk moment, 1 000 MW meer in te voeren dan de commercieel aanvaarde capaciteit om de transmissienetbeheerder de tijd te geven die nodig is om in alle veiligheid het nationale evenwicht te herstellen na het verlies van een eenheid van 1 000 MW,
- de berekening van de globale importcapaciteit op een gegeven moment moet van tevoren zijn vastgelegd om de gebruikers van het net in staat te stellen maatregelen te treffen. Deze capaciteit is dus gebaseerd op voorspellingen. Maar elke voorspelling brengt onzekerheden met zich mee,
- het net is blootgesteld aan transitstromen, veroorzaakt door de CWE-markt en rekening houdend met de toegangsprioriteit van de hernieuwbare energiebronnen,
- de regeling van de spanning in het net kan, onder bepaalde omstandigheden, bijkomende beperkingen opleggen aan de importcapaciteiten, als er niet langer voldoende productie-eenheden in dienst zijn om eraan deel te nemen,

¹¹ ENTSO-E, Winter Outlook Report 2011/2012

¹² CORESO is een centrum voor regionale coördinatiediensten (UK, FR, IT, BE en DE) dat aan zijn aandeelhouders (Elia, 50hertz, RTE, Terna, NationalGrid) coördinatiediensten verleent inzake de voorspelling en het beheer van elektriciteitsstromen op het transmissienet.

¹³ Op dit ogenblik beschikt België over 4 interconnectielijnen met Frankrijk (3 draaistroomkabels van 380 kV en 3 draaistroomkabels van 220 kV), 2 lijnen met Nederland (4 draaistroomkabels van 380 kV) en 1 lijn met Luxemburg (2 draaistroomkabels van 220 kV). De som van de fysieke capaciteiten van elk van deze 12 verbindingen verschilt aanzienlijk van de globale interconnectiecapaciteit die is vastgesteld met inachtneming van de veiligheidsregels die gelden tijdens de uitbating van het net.

- de weersomstandigheden (wind, luchttemperatuur en zon) hebben een invloed op de afkoeling van de geleiders van de luchtverbindingen en dus op de toegelatenstromen. Hierdoor is de globale importcapaciteit in de winter net iets groter dan in de zomer.

Onzekerheden en risico's die gepaard gaan met de hypothesen

- De gebruikte modellen houden geen rekening met eventuele **aanpassingen van het aanbod en de vraag** die kunnen voorkomen naar aanleiding van een verandering van het economische klimaat en in de betrokken periode kunnen plaatsvinden.
 - In geval van onverwachte wijzigingen van de marktomstandigheden, zoals waargenomen in 2009 (de opgevraagde elektriciteit kende een daling van 7 % in verhouding tot 2008 om in 2010 even onverwacht opnieuw te stijgen naar het voorgaande niveau), kan de evolutie van de **vraag naar elektriciteit** belangrijker zijn dan de in beschouwing genomen 1 % per jaar.
 - De **belastingcurve** evolueert in de loop van de tijd; de hypothese dat zij in de komende 5 jaar vergelijkbaar blijft met die van 2010 gaat uit van vrij stabiele omstandigheden (weersomstandigheden, economie, verbruikswijzen). Bovendien kan de piekbelasting anders evolueren dan de gemiddelde belasting. De analyse van de jaren 2001-2010 toont dat tijdens de laatste 9 jaar reeds van het ene jaar op het andere schommelingen van 6 % (piek) en 12 % (basis) zijn geregistreerd. Bij de simulaties is geen rekening gehouden met dergelijke onzekerheden.
 - De toevlucht tot **invoer** is niet enkel afhankelijk van de interconnectiecapaciteiten tussen de landen. Sinds de liberalisering komen commerciële parameters voor een groot deel tussen in de uitwisselingen binnen de CWE-zone en worden weerspiegeld door transacties op de elektriciteitsbeurzen. De beschikbaarheid van de technische capaciteiten voor het grondgebied leidt dus niet automatisch tot het gebruik ervan. Dit is overigens onderworpen aan de wetten inzake het aanbod en de vraag van de groothandelmarkt waaraan de marktactoren over de hele zone deelnemen.
 - Het deterministische model is van toepassing op extreme situaties van de vraag en gaat ervan uit dat de productie-eenheden "normaal" functioneren, waarbij rekening wordt gehouden met hun gemiddelde technische beschikbaarheid, hetgeen incidenten uitsluit. Deze laatste ("N-i"-situaties) kunnen evenwel voorkomen bij de piek. Het probabilistische model beoogt daarentegen op wisselvallige wijze de tijdelijke niet geplande en gelijktijdige onderbrekingen van meerdere eenheden, weergegeven op basis van historische gegevens over de werkelijke beschikbaarheden van de centrales. Op de deterministische analyse kunnen dus nog veel striktere zekerheidsparameters worden toegepast.
 - De "alles of niets"-hypothesen voor de werking van de **hernieuwbare** eenheden in het deterministische model zijn welteverstaan extreem in verhouding tot de werkelijkheid, met name de samenloop ervan. Het gaat daarbij om een verbetering die aan het model kan worden aangebracht. In afwachting daarvan moet dit aspect goed in het achterhoofd worden gehouden bij de interpretatie van de in het Rapport voorgestelde afbeeldingen (zowel voor de volledige afwezigheid als voor de volledige productie van variabele energieën). Bij wijze van voorbeeld:
 - de afwezigheid van alle productie van de waterkrachtcentrales als de vraag hoog is of omgekeerd, zonder het evenwel te kunnen uitsluiten (bijv. bij bevriezing van alle installaties),
 - een maximale productie van wind- en zonne-energie tijdens de piek, of omgekeerd,
 - een maximale productie van zonne-energie bij de basisbelasting,
 - enz.
- Het probabilistische model leunt dichter aan bij de werkelijkheid omdat het gebruikmaakt van de historische gegevensreeksen over wind en het aantal zonne-urenen ervan uitgaat dat de projectie in de toekomst van deze gegevens geldig is.
- In het Rapport wordt geen rekening gehouden met situaties van extreme **temperaturen** (uitzonderlijke jaren). Deze meer zeldzamer situaties maken deel uit van een grondiger studie.

Samenvatting

Het Rapport moet de volgende initiële vragen beantwoorden:

- is, gezien de ramingen inzake de evoluties van zowel de vraag als de capaciteit van het productiepark, de bevoorradingszekerheid gewaarborgd tijdens de komende 5 jaar, met inachtnaam van de sluiting van Doel 1&2 en/of van Tihange 1 en al dan niet rekening houdend met beschikbare invoeren?
- hoe reageert het productiepark binnen 5 jaar als de vraag naar elektriciteit laag is?

Vanaf het begin wordt uitgegaan van 2 principes.

Het eerste principe bestaat erin de capaciteitsgegevens die ter beschikking zijn gesteld van de Administratie (en niet de te behalen doelstellingen) als basis te beschouwen voor de verwezenlijking van dit rapport, d.w.z. de door de geraadpleegde producenten geformuleerde antwoorden over de actieve eenheden die zij van plan zijn stil te leggen, hun nieuwe projecten en de geraamde tijdsplanning als een feit te beschouwen. Deze bevestigingen zijn evenwel niet vrijgesteld van vragen met betrekking tot de relevantie van de opgeworpen redenen en de capaciteit van de actoren om te voldoen aan hun verplichtingen t.o.v. hun klanten. Het logische gevolg is dat er geen raming kan worden gemaakt als er geen informatie is verstrekt zodat er heel waarschijnlijk sprake is van een onderschatting van de projecten op het gebied van hernieuwbare energie tijdens de beoogde periode. Deze onderschatting heeft weinig impact op de conclusies van de studie.

Het tweede principe heeft betrekking op de sluiting van de kernreactoren overeenkomstig de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie.

Er zijn twee analyses uitgevoerd: de ene door de Algemene Directie Energie met behulp van een deterministisch model, de andere door Elia, op basis van een probabilistisch (of stochastisch) model. De analyses hebben betrekking op de periode 2012-2017.

Er zijn verschillende hypothesen geformuleerd en op coherente wijze toegepast op de twee analyses:

- Er zijn drie evoluties van de vraag bestudeerd: een constante vraag, een constante stijging en een constante daling van de vraag met 1% (zoals de onvoorzienbare schommeling die in 2009 is vastgesteld).
- De importmogelijkheid is bestudeerd maar enkel met het probabilistische model. De maximale importcapaciteit bedraagt 3 500 MW in de winter en 3 000 MW in de zomer. Om voor de marktactoren de mogelijkheden vast te stellen om effectief gebruik te maken van de importcapaciteit, gebruikt het probabilistische model - eerder optimistische - voorspellingen van het verbruik en van de evolutie van het productiepark in de buurlanden. Deze voorspellingen zijn echter louter indicatief aangezien zij niet toelaten om de mogelijkheid voor de marktactoren in te schatten om de nodige energie op elk moment op de CWE-markt effectief te verwerven.

Samenvatting van de deterministische analyse

De deterministische analyse is gericht op de evaluatie van de bevoorradingszekerheid te verstaan als de capaciteit van het actieve productiepark in België om te beantwoorden aan de Belgische vraag naar elektriciteit op het ogenblik van het jaar dat deze vraag het grootst is. De piekelektriciteitsvraag wordt vergeleken met de gemiddelde beschikbaarheid van het productiepark en houdt geen rekening met kortstondige onbeschikbaarheidsrisico's ("N-i-situaties") die dan zouden moeten worden opgevangen door invoer.

Door deze analyse kan worden aangetoond dat de, aldus omschreven, bevoorradingszekerheid in 2012 en 2013 enkel kan worden gewaarborgd als de piekvraag de in 2010 geregistreerde piekvraag niet overschrijdt. De aldus omschreven bevoorradingszekerheid is niet meer gewaarborgd na 2013 en in geval van een stijgende vraag.

Een piekvraag die jaarlijks met 1 % stijgt (waarde die geldt in de laatste projecties van het PRIMES-model), zou vanaf 2013 niet kunnen worden gedekt door het bestaande park op het Belgische grondgebied. Als rekening wordt gehouden met de bekendmakingen van sluiting van de STEG-eenheden en van stopzetting van verschillende projecten voor de installatie van nieuwe eenheden, zoals door de producenten meegedeeld in het kader van de enquête die eind 2011-begin 2012 is georganiseerd, neemt het risico op ondercapaciteit toe vanaf 2014. Het verschil tussen de geraamde vraag en de productiecapaciteit gaat van 850 naar 2 000 MW. Deze vaststelling wordt versterkt door de sluiting van de drie kernreactoren in 2015.

Voor een vermindering van de jaarlijkse vraag met 1 %, wordt het risico op gebrek aan capaciteit uitgesteld tot 2014, jaar waarin een verschil van 844 MW wordt vastgesteld tussen de geraamde vraag en de productiecapaciteit.

De studie toont tevens aan dat de winter 2015-2016 een risico op gebrek aan piekcapaciteit kent van 2 300 tot 3 700 MW, geraamd zonder rekening te houden met hernieuwbare energie of zeer gerichte invoer op dat moment.

Bovendien worden in perioden van lage belasting in alle scenario's overtollige "onreducerbare productie"-capaciteiten vastgesteld (met uitzondering van 1 geval in 2017). Er moet dus een structurele overcapaciteit worden vastgesteld in perioden van lage belasting waarbij het niet uitmaakt of de hernieuwbare capaciteiten zich bevinden op een maximaal productieniveau, op een waarschijnlijk productieniveau of volledig stilliggen.

Als de belasting het laagst is, varieert de overschot van "onreducerbare productie" tussen 5 000 MW en 2 000 MW in 2012 en 2013. De sluiting van kerneenheden verlicht –gedeeltelijk – de ernst van dit probleem maar het flakkert opnieuw op aan het eind van de periode wanneer de hernieuwbare capaciteit toeneemt.

Samenvatting van het probabilistische model

De probabilistische analyse behandelt de exacte momenten van piekbelasting en minimumbelasting niet afzonderlijk maar voert simulaties uit van de capaciteit van het park om, voor elk van de 8 760 uur van de betrokken jaren, te beantwoorden aan de geraamde vraag. Hierbij wordt onder meer rekening gehouden met de stochastische effecten van de beschikbaarheid van het productiepark (N-i-situaties), de variabele injecties van hernieuwbare energiebronnen en de schommelingen van de vraag.

De hypothese van een stijgende evolutie van de jaarlijkse vraag (1 %/jaar) geeft volgens Elia een betere indicatie van de capaciteit van het systeem om het zekerheids criterium te respecteren tijdens een periode van strenge kou, zelfs als het verbruik op jaarbasis een dalende evolutie kent.

Het criterium voor aanvaarding van een bepaalde combinatie van hypothesen verstrekt in de probabilistische analyse is gebaseerd op de waarschijnlijkheid dat het systeem er niet in slaagt om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Voor de combinaties die rekening houden met de importcapaciteit, wordt ervan uitgegaan dat deze waarschijnlijkheid op falen geen 3 uur per jaar mag overschrijden (aangezien de bijkomende toevlucht tot de invoer om het falen tegen te gaan, wordt verminderd in verhouding tot een situatie waarbij de invoer wordt uitgesloten bij hypothese).

Als de toevlucht tot de invoer is toegelaten, blijft het aantal uren tijdens dewelke de bevoorradingszekerheid bedreigd is aanvaardbaar op voorwaarde dat de vraag elk jaar met 1 % daalt en dat het plan voor ontwikkeling van het net volgens de beoogde tijdsplanning wordt uitgevoerd.

In het geval van een constante of stijgende vraag, brengt de sluiting van de kernreactoren in 2015, naast de beschikbare invoere, met zich mee dat een capaciteit van 800 tot 1 200 MW moet worden geïnstalleerd vanaf het ogenblik van de sluiting (en van 1 200 tot 2 000 MW in 2017). De gedeeltelijke sluiting van kernreactoren maakt het mogelijk de noodzaak om over een nieuwe capaciteit van 400 MW te beschikken uit te stellen tot 2017 als de vraag zich stabiliseert op het niveau van 2010 maar vereist een dubbele bijkomende capaciteit vanaf de gedeeltelijke sluiting als de vraag jaarlijks met 1 % stijgt.

Lijst van de tabellen

Tabel 1: Hypothesen van de evolutie van de jaarlijkse opgevraagde elektriciteit volgens drie vraagniveaus (GWh)	22
Tabel 2: De jaarlijkse extreme waarden van de opgevraagde elektriciteit op piek- en basismomenten in 2010.....	23
Tabel 3: Geraamde evolutie van de jaarlijkse extreme opgevraagde elektriciteit op piek- en basismomenten in 2012-2017 (MW)	24
Tabel 4: Beschikbaarheidsfactoren van de elektriciteitsproductie-eenheden (%)	27
Tabel 5: Samenvatting van de evolutie van de geïnstalleerde capaciteiten (MW)	28
Tabel 6: Bekendgemaakte deklasseringen (kerncentrales en andere) (MW).....	29
Tabel 7: Bekendgemaakte upgrades (retrofits die een invloed hebben op het geïnstalleerde vermogen of het type centrale) (MW)	29
Tabel 8: Nieuwe capaciteitsverhogingsprojecten met <u>definitieve</u> investeringsbeslissing (MW).....	30
Tabel 9: Tabel: Samenvatting van de eenheden per type, rekening houdend met de analyses	30
Tabel 10: Data van inwerkingstelling en desactivering van de Belgische kerncentrales en geïnstalleerde vermogens (MW)	32
Tabel 11: Evolutie van de geïnstalleerde kern- en niet-kerncapaciteiten in het scenario LW (MW).....	32
Tabel 12: Evolutie van de geïnstalleerde kern- en niet-kerncapaciteiten in het scenario ext-T (MW).....	33
Tabel 13: Evolutie van de geïnstalleerde kern- en niet-kerncapaciteiten in het scenario ext-D(MW)	33
Tabel 14: Evaluatie van de verschillen <u>in 2017</u> voor de drie vraagniveaus en volgens de belasting bij het deterministische model (MW) 35	
Tabel 15: Afstemming bij piekbelasting volgens het deterministische model (MW)	36
Tabel 16: Afstemming bij basisbelasting <u>in geval van maximale hernieuwbare productie</u> volgens het deterministische model (MW)	38
Tabel 17: Afstemming bij basisbelasting <u>in het geval de hernieuwbare productie gelijk is aan nul</u> volgens het deterministische model (MW)	39
Tabel 18: Afstemming volgens het probabilistische model, <u>zonder</u> invoer (MW)	41
Tabel 19: Afstemming volgens het probabilistische model, <u>met</u> invoer (MW)	44
Tabel 20: Afstemming van het "niet-reduceerbare park" door het probabilistische model (MW)	47

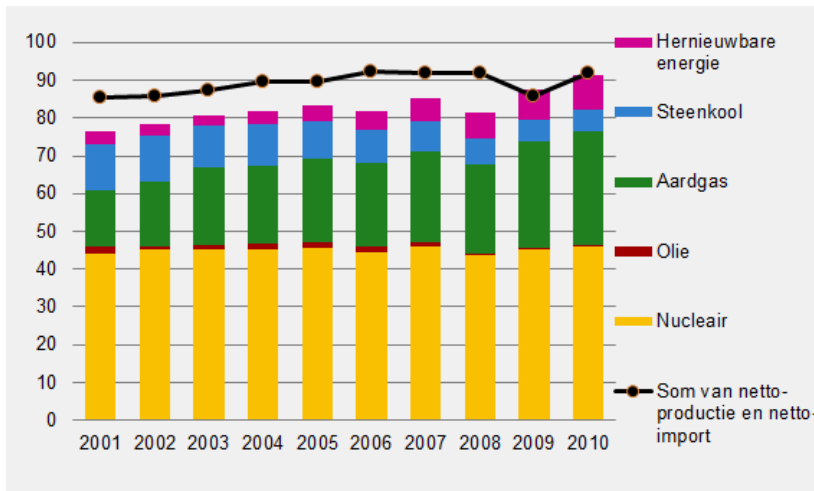
Lijst van de afbeeldingen

Afbeelding 1: Interconnectienet van België (BE) met Frankrijk (FR), Nederland (NL) en het Groothertogdom Luxemburg (LSB) en de andere interconnecties van Luxemburg met Frankrijk (LSF) en Duitsland (LC) (bron: Elia)	14
Afbeelding 2: Evolutie 2001 – 2010 van de Belgische netto-elektriciteitsproductie per vector (autoproducenten inbegrepen) en van de nettoproductie vermeerderd met netto-invoer (TWh).....	21
Afbeelding 3: Evolutie van de opgevraagde elektriciteit 2000-2010 en hypothesen voor 2012-2017 (GWh)	21
Afbeelding 4: Vergelijking van de maandelijkse waarden van de belastingcurven 2001-2010 (MW) (1 = januari, 12 = december)	23
Afbeelding 5: Evolutie van de maandelijkse extreme piek- en basisbelastingen in 2010 (MW)	23
Afbeelding 6: Bruto-elektriciteitsproductie in 2010 (%)	25
Afbeelding 7: Activeringsprioriteit van de elektriciteitsproductie-eenheden in België.....	26
Afbeelding 8: Vergelijking van drie studies met betrekking tot de raming van de elektriciteitsproductiecapaciteiten afkomstig van waterkracht, wind- en fotovoltatische zonnecentrales (voorspellingen van NRNEAP, PRIMES-PSE2 en onderhavig Rapport)	31
Afbeelding 9: Evaluatie van de verschillen op piek- en basismomenten voor de drie vraagniveaus in het scenario LW volgens het deterministische model (MW).....	34
Afbeelding 10: Evaluatie van de verschillen op piek- en basismomenten voor de drie vraagniveaus in de scenario's ext-T en ext-D volgens het deterministische model (MW)	35
Afbeelding 11: Afstemming bij piekbelasting in het scenario LW volgens het deterministische model (MW)	36
Afbeelding 12: Afstemming bij piekbelasting in de scenario's ext-T en ext-D volgens het deterministische model (MW).....	37
Afbeelding 13: Afstemming op de piekbelasting in de scenario's LW, met bijdrage van de productie van wind- en pure waterkrachtcentrales (extreem geval waar de nominale productie exact op het ogenblik dat de piek zich voordoet) volgens het deterministische model (MW).....	37
Afbeelding 14: Afstemming op de piekbelasting in de scenario's ext-T en ex-D, met bijdrage van de productie van wind- en pure waterkrachtcentrales (extreem geval waar de nominale productie exact op het ogenblik van de piek zich voordoet) volgens het deterministische model (MW).....	38
Afbeelding 15: Afstemming bij basisbelasting in het scenario LW, <u>in geval van maximale hernieuwbare productie</u> volgens het deterministische model (MW).....	39
Afbeelding 16: Afstemming bij basisbelasting in de scenario 's ext-T en ext-D, <u>in geval van maximale hernieuwbare productie</u> volgens het deterministische model (MW).....	39
Afbeelding 17: Afstemming bij basisbelasting in het scenario LW, in het geval de hernieuwbare productie gelijk is aan nul, volgens het deterministische model (MW).....	40
Afbeelding 18: Afstemming bij basisbelasting in de scenario's ext-T en ext-D, in het geval de hernieuwbare productie gelijk is aan nul, volgens het deterministische model (MW)	40
Afbeelding 19: Evolutie van de noodzakelijke elektriciteitsinvoer in functie van de tijd, voor de scenario's LW en ext-T/D, in 2017 (bron: Elia).....	44
Afbeelding 20: Gemiddelde waarden van LOLE en percentielen 5 % en 95 % (bron: Elia).....	45
Afbeelding 21: Waarschijnlijke tijd van overcapaciteit in 2015-2017 volgens het probabilistische model voor een vraag REF2010 in het scenario LW (bron: Elia).....	46
Afbeelding 22: Waarschijnlijke tijd van overcapaciteit in 2015-2017 volgens het probabilistische model voor een vraag REF2010 in het scenario ext-T/D (bron: Elia).....	47

1. De vraag naar elektriciteit

1.1. Statistieken

Na een regelmatige stijging heeft het niveau van de opgevraagde elektriciteit zich de laatste jaren gestabiliseerd. Uitzondering hierop is de onverwachte daling van 7,1 % in 2009, tussen 2006 en 2010 is zelfs een jaarlijkse daling van 0,05 % geregistreerd.

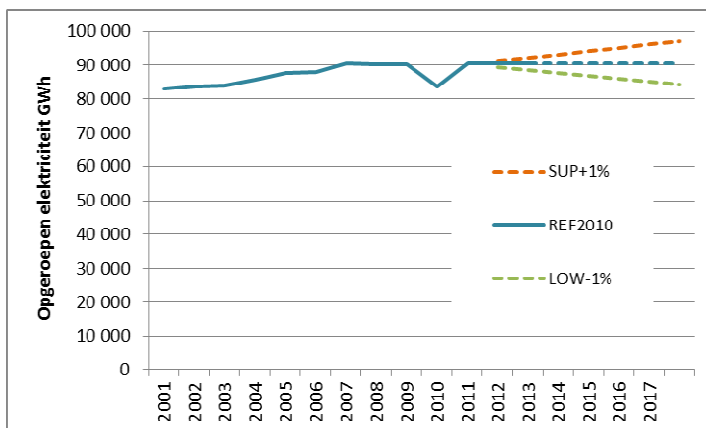


Afbeelding 2: Evolutie 2001 – 2010 van de Belgische netto-elektriciteitsproductie per vector (autoproducten inbegrepen) en van de nettoproductie vermeerderd met netto-invoer (TWh)

1.2. Hypothesen inzake de vraag

Naar aanleiding van de in het vorige hoofdstuk gemaakte vaststellingen en de korte tijdshorizon van het Rapport wordt een constante vraag (opgevraagde elektriciteit) gelijk aan die van 2010 weerhouden als referentievraag voor de volgende jaren ("REF2010").

Alternatieve vragen, zowel hoger als lager, zijn bestudeerd. Zij zijn willekeurig vastgelegd op basis van hypothesen van een jaarlijkse groei van respectievelijk + 1 % en - 1 % ("SUP +1 %" en "LOW -1 %").



Afbeelding 3: Evolutie van de opgevraagde elektriciteit 2000-2010 en hypothesen voor 2012-2017 (GWh)

1.3. Vergelijking met de prospectieve studies elektriciteit (PSE)

De tweede PSE (lopend) maakt gebruik van het energiemodel PRIMES¹⁴ om de evolutie te bepalen van het aanbod van en de vraag naar energie, met inbegrip van de elektriciteit in de volgende 15-20 jaar. Er zijn meerdere scenario's bestudeerd, waaronder 1 referentiescenario. De resultaten van het referentiescenario tonen een elektriciteitsvraag (opgevraagde energie) die tussen 2010 en 2017 een gemiddelde groei kent van 0,9 % per jaar. Deze evolutie van de vraag leunt dus dicht aan bij de variant SUP +1 % van het Rapport.

De stijgende evolutie van de vraag wordt verklaard door de in het PRIMES-model gebruikte hypothesen (onder meer met betrekking tot economische groei, demografische evolutie, uitvoering van het Energie- en klimaatpakket) en de onderliggende methodologie (het evenwicht via de prijzen tussen het aanbod van en de vraag naar elke energievorm).

Ter informatie, het ontwikkelingsplan van het elektriciteitstransmissienet van Elia, gebaseerd op de eerste prospectieve studie elektriciteit, gaat voor de periode 2010-2020 uit van een gemiddelde jaarlijkse stijging van het elektriciteitsverbruik van 0,4 % voor de lage variant en 1,8 % voor de hoge variant¹⁵.

1.4. De evolutie van de jaarlijkse opgevraagde elektriciteit tussen 2012 en 2017

Tabel 1: Hypothesen van de evolutie van de jaarlijkse opgevraagde elektriciteit volgens drie vraagniveaus (GWh)

GWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017
REF2010	90 427	90 427	90 427	90 427	90 427	90 427
LOW -1 %	90 427	89 523	88 627	87 741	86 864	85 995
SUP +1 %	90 427	91 331	92 244	93 167	94 099	95 040

1.5. Evolutie van de piek- en basisbelastingen

Het profiel van de belasting van het jaar 2010 wordt als referentie gebruikt zowel voor de toepassing van het deterministische model (extreme waarden) als die van het stochastische model (kwartuurwaarden van de belastingcurve). De piek- en basiswaarden zijn die verstrekt door Elia, aangepast naar aanleiding van de publicatie van de statistieken van 2010 inzake elektriciteitsverbruik door het Energieobservatorium (met inbegrip van onder meer gegevens van de autoproducenten).

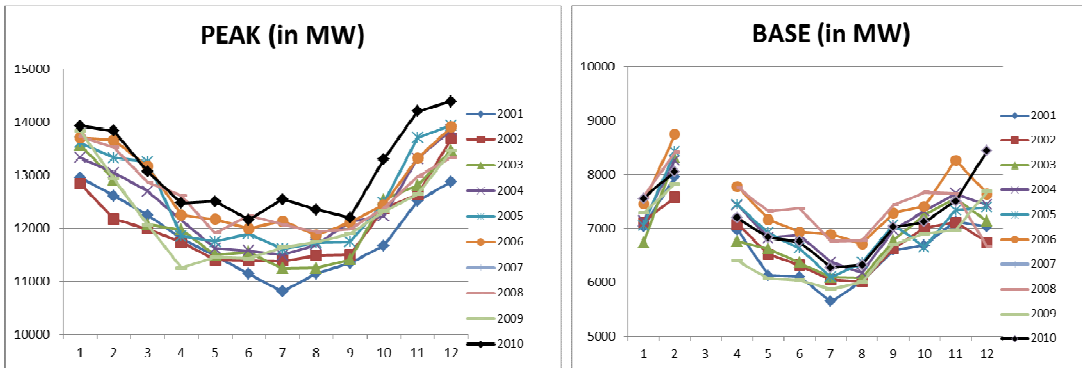
Het jaar 2010 is gekozen omdat het de hoogste piekbelasting vertoont van de laatste 9 jaar, hetgeen een voorzichtige keuze is in het kader van de bevoorradingszekerheid. Ten opzichte van 2001 (het jaar waarin de piekbelasting het laagste was tijdens deze 9 jaar) is de stijging 10 %, hetzij een jaarlijkse stijging van 1,1 % (hetgeen aansluit bij het niveau van onze hypothese inzake de stijging van de gemiddelde belasting). De basisbelasting van 2010 ligt op een gemiddeld niveau van de belastingen voor de periode 2001-2010 (-10 % in 2001, hetzij -1 % per jaar, en +7 % in 2006 hetzij + 1,75 % per jaar) en lijkt een realistische keuze in het kader van het voorwerp van deze studie.

De analyse van de schommelingen van het ene jaar op het andere van de belastingwaarden tussen 2001-2010 toont aan dat de basisbelasting de belasting is die het meest schommelt, met schommelingen van het ene jaar op

¹⁴ Het PRIMES-model is een technisch-economisch partieel evenwichtsmoedel.

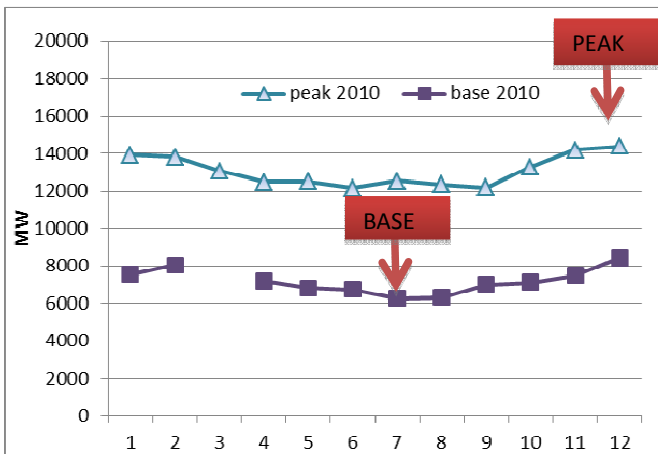
¹⁵ ELIA, 2011. Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020, blz. 97

het ander van 1 tot 12 % (absolute waarde) en een gemiddelde van 6 % per jaar terwijl de piekbelasting het stabielste is, met schommelingen van 1 tot 6 % in absolute waarde (voor een gemiddelde van 2 %). De gemiddelde belasting schommelt van 1 tot 8 % in absolute waarde voor een gemiddelde van 3 %.



Afbeelding 4: Vergelijking van de maandelijkse waarden van de belastingcurven 2001-2010 (MW) (1 = januari, 12 = december)¹⁶

De piek- (**PEAK**) en basiswaarden (**BASE**) komen overeen met de twee extreme waarden van de jaarlijkse belastingcurve. In 2010 vertegenwoordigden zij respectievelijk 139 % en 61 % van de gemiddelde belasting. Deze verhoudingen zullen dienen om de jaarlijkse extreme piek- en basiswaarden met betrekking tot de zes jaren en de drie vraagniveaus die in het Rapport zijn bestudeerd te ramen.



Afbeelding 5: Evolutie van de maandelijkse extreme piek- en basisbelastingen in 2010 (MW)

Tabel 2: De jaarlijkse extreme waarden van de opgevraagde elektriciteit op piek- en basismomenten in 2010

	Datum	MW
PEAK	Woensdag 1 december om 17.45 u	14 391
BASE	Zondag 25 juli om 6.30 u	6 273

¹⁶ De waarde van de minimale basisbelasting van maart is niet weergegeven op de afbeelding (heeft te maken met het zomertijd).

Tabel 3: Geraamde evolutie van de jaarlijkse extreme opgevraagde elektriciteit op piek- en basismomenten in 2012-2017 (MW)

MW	Opgevraagde elektriciteit	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PEAK	REF2010	14 391	14 391	14 391	14 391	14 391	14 391
	LOW – 1 %	14 104	13 963	13 824	13 685	13 548	13 413
	SUP + 1 %	14 680	14 827	14 975	15 125	15 276	15 429
BASE	REF2010	6 273	6 273	6 273	6 273	6 273	6 273
	LOW – 1 %	6 148	6 087	6 026	5 966	5 906	5 847
	SUP + 1 %	6 399	6 463	6 528	6 593	6 659	6 726

1.6. Hypothesen inzake elektriciteitsinvoeren

De bevoorradingszekerheid van elektriciteit bestaat onder meer uit het waarborgen van de aanwezigheid op het grondgebied van toereikende productiecapaciteiten en een net dat in staat is op eender welk moment elektriciteit te vervoeren en de interconnectiecapaciteiten ter beschikking te houden die kunnen worden ingezet om crisissituaties te bestrijden. Maar naar aanleiding van de liberalisering is de elektriciteitsinvoer (en -uitvoer), indien deze fysische mogelijk is, niet minder onzeker vanuit technisch en commercieel standpunt. Enerzijds volgen de elektronenstromen de regels van de fysica en anderzijds volgen de handelsovereenkomsten de regels van de markt.

De hypothesen inzake elektriciteitsinvoeren zijn als volgt:

- in het deterministische model: geen enkele invoer is toegestaan,
- in het stochastische model: twee situaties worden bestudeerd, met name met en zonder toevlucht tot invoer; deze laatste wordt enkel in beschouwing genomen als de capaciteiten fysisch beschikbaar zijn volgens de gegevens van ENTSO-E en binnen de fysische grens van de interconnecties.

De maximale importcapaciteit van 3 500 MW in de winter is geldig bij normale netexploitatieomstandigheden. In de zomer wordt deze verminderd tot 3 000 MW. De verdeling hiervan tussen de twee elektrische grenzen (met Frankrijk en Nederland) ligt rond de 2 100 MW aan de zuidelijke grens en 1 400 MW aan de noordelijke grens bij normale exploitatieomstandigheden.

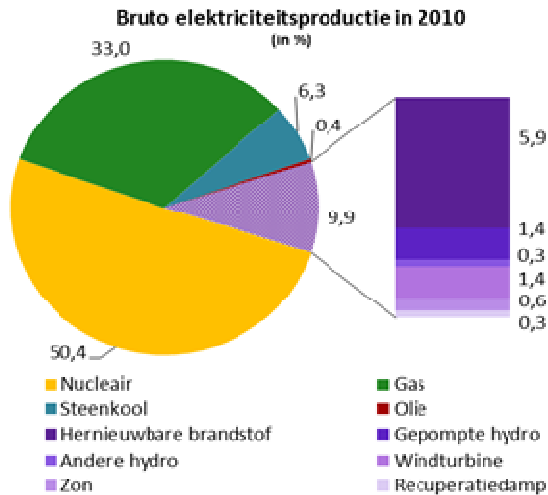
De mogelijkheid dat in de toekomst een groter deel van de ingevoerde energie afkomstig moet zijn van de noordelijke grens, leidt ertoe dat plannen moeten worden ondernomen om de importcapaciteit aan deze grens te verhogen. Met het oog hierop moet het Brabo-project worden uitgevoerd. Dit zou moeten leiden tot een herstel van het evenwicht tussen de importcapaciteit aan de noordelijke grens en aan de zuidelijke grens zonder evenwel een verhoging te waarborgen van de globale importcapaciteit van 3 500 MW wegens het feit dat andere technische aspecten (bijv. de stabiliteit van de spanning) een rol spelen bij de bepaling van de globale importcapaciteit.

In geval van incidenten (bijv. een incident aan een grenspost of de val van een hoogspanningsmast door onweer of hevige windvlagen in België of in de CWE-zone), wordt deze capaciteit meer dan waarschijnlijk verminderd. In dit geval wordt van de veronderstelling uitgegaan dat er een totale importcapaciteit van 2 000 MW overblijft. Dit moet evenwel worden geëvalueerd in functie van concrete situaties die zich in de toekomst kunnen voordoen.

Tot slot moet tevens worden vermeld dat de importcapaciteit op elk moment afhangt van de bestaande situatie in elk van de buurlanden en de uitwisselingen tussen deze landen.

2. Het elektriciteitsproductiepark in België

De huidige elektriciteitsproductie in België is voornamelijk afkomstig van kernenergie en aardgas.



Afbeelding 6: Bruto-elektriciteitsproductie in 2010 (%)

2.1. Indeling van de productie-eenheden

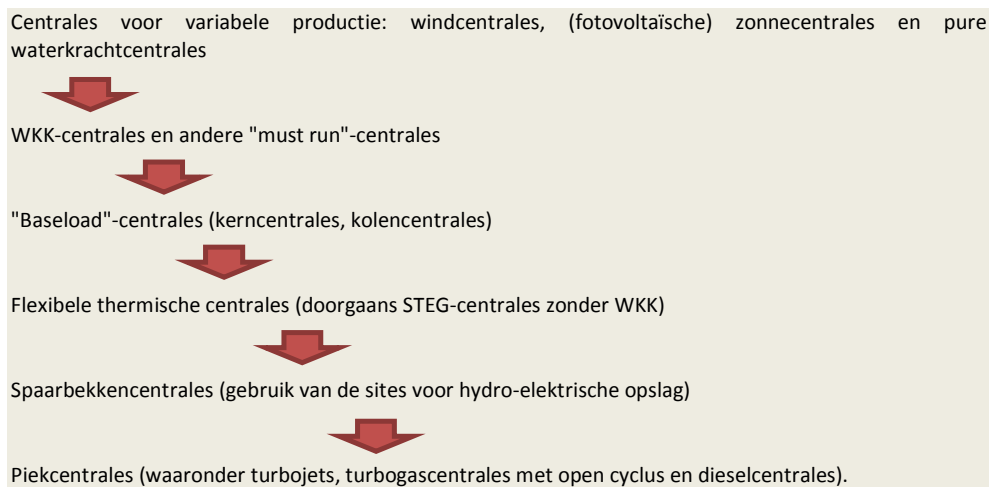
2.1.1. De activeringsprioriteit

De elektriciteitsproductie-eenheden in België zijn op basis van technisch-economische beschouwingen ingedeeld in "types". Deze types preciseren de volgorde van activeringsprioriteit van de eenheden in functie van het niveau van de vraag. Deze typologie is betwistbaar in bepaalde omstandigheden (omkering van de volgorde volgens de grondstoffenkoers of de bedragen van groenestroomcertificaten, enz.) maar blijft erg nuttig voor de benadering op middellange termijn en om te beantwoorden aan de bedoelingen van het Rapport.

In de eerste plaats moeten eenheden in beschouwing worden genomen die hernieuwbare elektriciteit produceren (windcentrales, zonnecentrales en pure waterkrachtcentrales) omdat zij beschikken over een prioriteit op het net maar ook omdat zij zo goed als geen marginale kosten hebben. Omdat zij variabel zijn, kan hun bijdrage evolueren van 0 tot 100 % van hun beschikbare capaciteit. Daarna komen de centrales die onafhankelijk van de vraag naar elektriciteit functioneren aangezien zij de voorkeur geven aan gecombineerde warmteproductie (beantwoorden aan de behoefte van de industrie) of groenestroomcertificaten krijgen (biomassacentrales): dit zijn de zogenaamde "must run"-centrales. Vervolgens is het de beurt aan de kernreactoren en de "baseload"-kolencentrales aangezien zij weinig technische flexibiliteit bieden, met name in verhouding tot de snelle schommeling van de zonne- en windenergieproductie. De flexibiliteit wordt verstrekt door enerzijds de thermische gascentrales met gecombineerde cyclus (STEG-centrales) die hun productie aanpassen aan de vraag en door anderzijds de mogelijkheid om de energie van de stuwdammen (Coo en la Plate-Taille) op te slaan om aldus energie te recupereren die tijdens een periode van overschot is opgeslagen. Deze spaarbekencentrale is welteverstaan beperkt tot de capaciteit van de reservoirs¹⁷. Als nog steeds niet is beantwoord aan de vraag, worden ten slotte piekeenheden in werking gesteld. Deze laatste brengen verhoogde

¹⁷ De spaarbekencentrale van Coo kan in totaal 1 164 MW verstrekken (Coo1: 474 MW tijdens 5 uur en Coo2 : 690 MW tijdens 6 uur) (bron: Electrabel, brochure onder voorbereiding). Plate-Taille heeft een capaciteit van 143 MW.

gebruikskosten met zich mee en/of kunnen slechts gedurende korte tijd functioneren (turbojets, oliecentrales en turbogascentrales met open cyclus).



Afbeelding 7: Activeringsprioriteit van de elektriciteitsproductie-eenheden in België

2.1.2. Beschikbaarheidsfactor

De in onderhavig rapport vermelde beschikbaarheidsfactoren hebben betrekking op de technische en (niet economische) functioneringsmogelijkheden van de eenheden. Zij houden rekening met de nodige onderbrekingen voor onderhoud en diverse interventies die een negatieve invloed hebben op de waarden van het geïnstalleerd vermogen (overgenomen van het register voor centrales).

- De beschikbaarheidsfactoren van de flexibele thermische en piekeenheden zijn afkomstig van de waarnemingen die met name zijn vastgesteld door Elia over het Belgische productiepark.
- De gegevens over de kerncentrales zijn verstrekt door Electrabel en weerspiegelen de gemiddelde jaarlijkse situatie van de laatste drie jaar (2009-2011).
- Der beschikbaarheid van de kolencentrales wordt beschouwd als zijnde vergelijkbaar met die van de kerncentrales, ook al is de in de literatuur vermelde waarde lager¹⁸. Deze factor maakt weinig uit in de simulaties wegens de beperkte bijdrage van de kolencentrales en de aanstaande sluiting ervan.
- De beschikbaarheid van de hernieuwbare productie-eenheden houdt geen rekening met de aanwezigheid/afwezigheid van de energiebron (wind, zon, water):
 - voor windcentrales is de door ADEME vermelde waarde gekozen (98 %)¹⁹,
 - voor fotovoltaïsche elektriciteitscentrales is de meest relevante parameter in het kader van het Rapport de "prestatiecoëfficiënt" die het mogelijk maakt om het maximale waargenomen vermogen te bepalen. Deze parameter houdt rekening met de schommelingen ten gevolge van de temperatuur, van de verschillende productieverliezen die verband houden met de installatie en locatie, van de evolutie van de prestaties in de tijd, enz. Het Internationaal Energieagentschap vermeldt prestatiecoëfficiënten tussen 0,25 en 0,9 % en een gemiddelde waarde van 0,72 %, overgenomen in het Rapport²⁰,

¹⁸ SALZGEBER Sébastien, Etude du parc de production électrique européen dans l'optique d'un gros consommateur d'électricité, ARCELOR PURSHASING, Mines Parijs, 2005.

¹⁹ http://www.ademe.fr/bretagne/actions_phares/energies_renouvelables/eolienne.asp

²⁰ http://www.iea-pvps-task2.org/public/download/Report_IEA_PVPS_T2_01_2000f.pdf

- o voor de hydro-elektrische productie is op willekeurige wijze een factor van 98 % gekozen,
- o de beschikbaarheid van de spaarbekcentrales is tevens vastgelegd op 98 %. Er is geen rekening gehouden met het rendement van 75 % omdat van de veronderstelling is uitgegaan dat er niet wordt gepompt op het ogenblik van de piekbelasting.

In de deterministische simulaties wordt steeds rekening gehouden met de gemiddelde beschikbare capaciteit en dit ondanks het feit dat (verwaarloosbare) jaarlijkse schommelingen zijn vastgesteld, met name wegens de door de producenten gekozen momenten om de onderhoudsactiviteiten uit te voeren (bij voorkeur bij lage belasting).

Tabel 4: Beschikbaarheidsfactoren van de elektriciteitsproductie-eenheden (%)

Type centrale	Kenmerken	Beschikbaarheidsfactor (%)		
		Min	Max	Gem
Windcentrale	Variabele hernieuwbare productie			98*
Fotovoltaïsche centrale		25**	90**	72**
Pure waterkrachtcentrale				98
Baseload-centrale	Kerncentrale	82	98	88
	Kolencentrale	80***		
Must run-centrale	WKK-centrales, centrales op afgeleide gassen en thermische centrales op biomassa	74	87	80
Flexibele centrale	STEG-centrales	85	97	90
Spaarbekcentrale	Opslag****			98
Piekcentrale	Turbocentrales, turbogascentrales met open cyclus en met dieselcentrales	77	92	84

* Bron: ADEME ** Bron: AIE ***Bron: SALZGEBER ****Tijdens maximaal 5 of 6 opeenvolgende uren.

Bij de probabilistische analyses zijn vergelijkbare gemiddelde parameters gebruikt voor de raming van de beschikbaarheidsfactoren per type eenheid, met uitzondering van die gebruikt voor de kolencentrales waarbij is gekozen voor een gemiddelde beschikbaarheid van 80 % (88 % voor het deterministische model). Bij de simulaties wordt tevens een onderscheid gemaakt tussen de geplande en niet-geplande onbeschikbaarheden en dit met diverse parameters die maandelijksvariëren.

2.2. De capaciteit van het productiepark en de evolutie ervan 2012-2017

De kennis van het huidige en toekomstige productiepark is bepalend om het aanbod en de vraag op elkaar af te stemmen. Hiertoe beschikt de Algemene Directie Energie over een register dat op continue basis wordt bijgewerkt. De laatste belangrijke update dateert van december 2011-februari 2012, periode waarin een enquête is uitgevoerd die is beantwoord door 101 producenten en investeerders (**bijlage 1**). Onderstaande tabellen tonen respectievelijk de verwachte evolutie van het productiepark, de declasseringsprojecten, de "retrofit"-projecten en de projecten voor investering in nieuwe capaciteiten (**met definitieve eindbeslissing**). Bij gebrek aan betrouwbare gegevens en wegens onzekerheden op het gebied van de steunmechanismen die de volgende jaren worden toegekend, wordt geen enkele evolutie van de zonne-energiecapaciteit in beschouwing genomen tijdens de periode en worden geen ongekende projecten van lage capaciteit opgenomen.

Tabel 5: Samenvatting van de evolutie van de geïnstalleerde capaciteiten (MW)

Type centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ eind 2017- eind 2012
Windcentrale	1 302	1 755	1 765	2 293	2 977	3 421	+2 119
Fotovoltaïsche	1 653	1 654	1 654	1 654	1 654	1 654	0
Waterkrachtcentrale	119	109	95	97	94	94	-25
Baseload-centrale	6 259	6 259	5 926	4 098	4 098	4 098	-2 161
Must run-centrale	3 809	3 817	3 843	3 869	3 857	3 846	+37
Flexibele centrale	4 320	4 320	3 043	3 043	3 043	2 800	-1 520
Spaarbekkencentrale	1 307	1 307	1 307	1 307	1 307	1 307	0
Piekcentrale	1 251	1 164	800	778	778	490	-761
TOTAAL	20 019	20 383	18 431	17 138	17 806	17 710	-2 310

Tabel 5 vermeldt de gegevens op 31 december van elk jaar (sommige gegevens stoppen op 22 maart 2012). De cijfers van tabel 5 tot 8 zijn afgerond hetgeen kan leiden tot schijnbare fouten in de totalen.

Eind 2013 zouden drie STEG's met een totale capaciteit van 1 277 MW kunnen worden gesloten; twee voor economische redenen²¹ en de andere omdat de vergunning moet worden verlengd. De mogelijke declasseringen inzake windcentrales en pure waterkrachtcentrales zijn het gevolg van vergunningen die aflopen. Aangezien de gegevens gaan tot en met 31 maart 2012 is er geen rekening gehouden met de bekendmaking van eind mei waarin wordt vermeld dat een piekeenheid van 294 MW wordt gesloten op 1 september 2012.

De enige nieuwe projecten inzake aanzienlijke productievermogens die de Algemene Directie Energie kent, zijn windmolenparken en een aantal WKK-centrales. Deze projecten zullen er noch op gebied van capaciteit noch op gebied van productie in slagen om de bekendgemaakte declasseringen van kern-, flexibele, waterkracht- en piekcentrales te compenseren.

²¹ Krachtens artikel 5 bis van de wet van 8 januari 2012 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt zijn de producenten verplicht om de minister, de commissie [CREG] en de netbeheerder vijftien maanden vóór de ingangsdatum van de buitenwerkingstelling te informeren over de tijdelijke of definitieve buitenwerkingstelling van een productie-eenheid.

In tabel 6 tot 8 vermeldt kolom "2012" de projecten, de upgrades en de deklasseringen die gekend zijn tussen 31 maart 2012 en 31 december. Die gegevens zijn reeds vermeld in tabel 5. Het totaal (Δ eind 2017-eind 2012) heeft dus betrekking op de jaren 2013 tot 2017.

Tabel 6: Bekendgemaakte deklasseringen (kerncentrales en andere) (MW)

Type centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ eind 2017-eind 2012
Windcentrale			1			5	-6
Fotovoltaïsche							0
Waterkrachtcentrale		10	20		5		-34
Baseload-centrale	252		333	1 828			-2 161
Must run-centrale	19	13	15	0	12	10	-50
Flexibele centrale			1 277			243	-1 520
Opslagcentrale							0
Piekcentrale		87	364	22	0	288	-761
TOTAAL	271	109	2 009	1 851	17	547	-4 532

Tabel 7: Bekendgemaakte upgrades (retrofits die een invloed hebben op het geïnstalleerde vermogen of het type centrale) (MW)

Type centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ eind 2017-eind 2012
Windcentrale		3	10				13
Fotovoltaïsche							0
Waterkrachtcentrale							0
Baseload-centrale							0
Must run-centrale	12	6	23				29
Flexibele centrale							0
Opslagcentrale							0
Piekcentrale							0
TOTAAL	12	9	33	0	0	0	42

Tabel 8: Nieuwe capaciteitsverhogingsprojecten met definitieve investeringsbeslissing (MW)

Type centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ eind 2017- eind 2012
Windcentrale	238	450		529	684	450	2 113
Fotovoltaïsche	1						0
Waterkrachtcentrale			6	2	2		10
Baseload-centrale							
Must run-centrale ²²	26	15	18	26			59
Flexibele centrale							0
Opslagcentrale							0
Piekcentrale							0
TOTAAL	264	464	24	557	686	450	2 181

Tabel 9: Tabel: Samenvatting van de eenheden per type, rekening houdend met de analyses

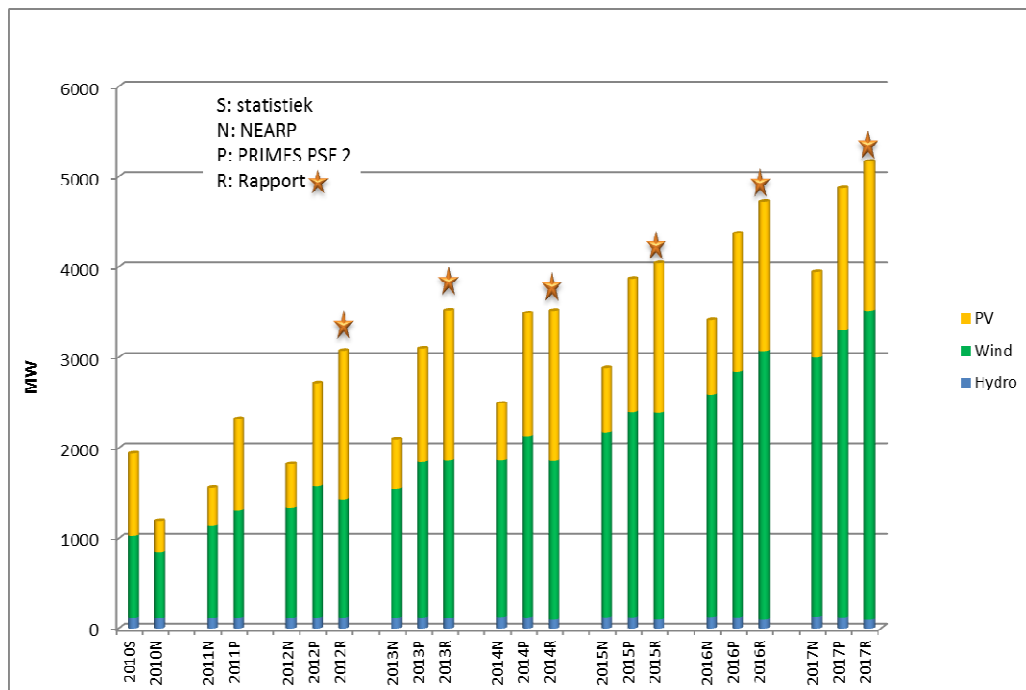
	Wwindcentrale	Zonnecentrale	Waterkrachtcentrale	pompen/bekkens	WKK-centrale	afgeleide gassen	biomassacentrale	kerncentrale	kolencentrale	STEG	turbojets	turbogascentrales met open cyclus	oliecentrales
Hernieuwbare eenheden met variabele productie	x	x	x										
Must run-centrale					x	x	x						
Baseload-centrale								x	x				
Flexibele centrale										x			
Piekeenheden											x	x	x
Spaarbekkencentrales				x									
In beschouwing genomen eenheden om het volgende te bepalen:													
- de piekbelasting "buiten variabele eenheden"					x	x	x	x	x	x	x	x	x
- de piekbelasting met hernieuwbare eenheden	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
- de basisbelasting (gebruikte eenheden om de overcapaciteit te bepalen volgens het deterministische model)					x	x	x	x	x				
- de basisbelasting (gebruikte eenheden om de overcapaciteit te bepalen volgens het deterministische model "+ren")	x	x	x		x	x	x	x	x				
- het gebruikte onreducerbare park om de overcapaciteit te bepalen volgens het probabilistische model					x	x	x	x	3				

²² Met inbegrip van de omzettingen naar 100 % biomassa, deze omzettingen brengen geen verandering van de categorie van eenheden met zich mee.

2.3. In perspectief plaatsen van het Nationale Plan voor hernieuwbare energie (NREAP) 2020

De in het Rapport gebruikte hernieuwbare capaciteiten (zonder biomassa) zijn iets groter dan de waarden verkregen door het PRIMES-model en zijn nog groter dan die vermeld in het NRNEAP in zijn trajectvoorspelling voor de bijdrage van de hernieuwbare elektriciteit om de doelstelling van 13 % hernieuwbare energie in 2020 te behalen. De (nog voorlopige) resultaten van het referentiescenario van de Prospectieve studie elektriciteit nr. 2 die zijn verkregen op basis van het PRIMES-model zijn bovendien op lineaire wijze verdeeld tussen 2010 en 2015 en vervolgens tussen 2016 en 2020 (het model geeft slechts resultaten per schijf van 5 jaar).

We mogen er dus van uitgaan dat zelfs als geen enkele toename van fotovoltaïsche zonne-energie in het Rapport is opgenomen (bij gebrek aan betrouwbare gegevens), de gekozen waarden eerder optimistisch zijn met betrekking tot de ontwikkeling van de hernieuwbare energieën. Bij identieke bijdrage van biomassa en van de andere sectoren (warmte en transport) zouden de in het Rapport voorziene capaciteiten bovendien leiden tot een overschrijding van de voorspellingen van het traject voor hernieuwbare elektriciteit zoals getekend in het NRNEAP.



Afbeelding 8: Vergelijking van drie studies met betrekking tot de raming van de elektriciteitsproductiecapaciteiten afkomstig van waterkracht, wind- en fotovoltaïsche zonnecentrales (voorspellingen van NRNEAP, PRIMES-PSE2 en onderhavig Rapport).

3. Analyse van de scenario's voor evolutie van het productiepark

3.1. Scenario's voor evolutie van de kerncapaciteiten

3.1.1. Scenario LW: sluiting van Doel 1&2 en van Tihange1 in 2015

Op 31 januari 2003 is de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie goedgekeurd²³. Deze wet legt vast:

- dat geen enkele nieuwe nucleaire centrale bestemd voor de industriële elektriciteitsproductie door splijting van kernbrandstoffen, kan worden opgericht en/of in exploitatie gesteld;
- dat dit type centrales worden gedesactiveerd 40 jaar na de datum van hun industriële ingebruikname en vanaf dan geen elektriciteit meer mogen produceren.

Tabel 10: Data van inwerkingstelling en desactivering van de Belgische kerncentrales en geïnstalleerde vermogens (MW)

Reactor	Geïnstalleerd vermogen ²⁴ MW	Datum van inwerkingstelling	Datum van desactivering
Doel 1	433	15 februari 1975	15 februari 2015
Tihange 1	962	1 oktober 1975	1 oktober 2015
Doel 2	433	1 december 1975	1 december 2015
Doel 3	1 006	1 oktober 1982	1 oktober 2022
Tihange 2	1 008	1 februari 1983	1 februari 2023
Doel 4	1 038	1 juli 1985	1 juli 2025
Tihange 3	1 046	1 september 1985	1 september 2025
Totale kernenergie	5 926		

Scenario LW (Loi Wet) voorziet dat, overeenkomstig deze wet, de drie oudste reactoren worden gedesactiveerd in 2015. Aangezien, zoals afgesproken, enkel de op 31 december in werking zijnde eenheden worden meegeteld, "stopt" de productie van Doel 1&2 en Tihange 1 vanaf het jaar 2015. Het is evenwel vanzelfsprekend dat door de exacte planning van de sluitingen te volgen, de vermindering van de capaciteit progressief zal verlopen tijdens het jaar.

Tabel 11: Evolutie van de geïnstalleerde kern- en niet-kerncapaciteiten in het scenario LW (MW)

Type centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kerncentrale	5 926	5 926	5 926	4 098	4 098	4 098
Andere	14 093	14 457	12 505	13 040	13 708	13 612
TOTAAL	20 019	20 383	18 431	17 138	17 806	17 710

²³ BS van 28.2.2003.

²⁴ In maart 2012.

Artikel 9 van de voornoemde wet bepaalt evenwel het volgende "in geval van bedreiging van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit, kan de Koning, bij een koninklijk besluit, op advies van de in Raad vergaderde Ministers, na advies van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, de noodzakelijke maatregelen nemen en dit onverminderd de artikelen 3 tot 7 van deze wet, tenzij in geval van overmacht. Dit advies zal inzonderheid betrekking hebben op de weerslag van de evolutie van de productieprijsen en op de bevoorradingszekerheid".

Dit wetsartikel rechtvaardigt dat er in het Rapport voor bepaalde capaciteiten verlengingsscenario's worden bestudeerd.

3.1.2. Scenario "ext-T": verlenging van Tihange1 en sluiting van Doel 1&2 in 2015

De mogelijkheid om enkel de twee oudste centrales van Doel te sluiten en de eerste centrale van Tihange te verlengen, wordt in beschouwing genomen in scenario ext-T (verlenging van Tihange).

Tabel 12: Evolutie van de geïnstalleerde kern- en niet-kerncapaciteiten in het scenario ext-T (MW)

Type centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kerncentrale	5 926	5 926	5 926	5 060	5 060	5 060
Andere	14 093	14 457	12 505	13 040	13 708	13 612
TOTAAL	20 019	20 383	18 431	18 100	18 768	18 672

3.1.3. Scenario "ext-D": verlenging van Doel 1&2 en sluiting van Tihange1 in 2015

Scenario ext-D (verlenging van Doel1&2) heeft enkel betrekking op de verlenging van de twee oudste eenheden van Doel. Aangezien zij met elkaar gekoppeld zijn, moeten beide reactoren samen worden verlengd als de verlengingsduur een lange periode (zie inleiding) blijkt te zijn.

Tabel 13: Evolutie van de geïnstalleerde kern- en niet-kerncapaciteiten in het scenario ext-D(MW)

Type centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kerncentrale	5 926	5 926	5 926	4 964	4 964	4 964
Andere	14 093	14 457	12 505	13 040	13 708	13 612
TOTAAL	20 019	20 383	18 431	18 004	18 672	18 576

Hoewel de scenario's ext-T en ext-D leiden tot nagenoeg dezelfde capaciteit, leek het toch neutraler om de exacte cijfers van elk van beide scenario's weer te geven.

3.2. Afstemming van de capaciteiten op de vraag volgens een deterministisch model

De belastingcurve van 2010 is als referentie gebruikt. De hypothesen die zijn opgenomen in de twee bestudeerde extreme situaties worden hieronder eerst kort herhaald.

De hypothesen inzake de piekbelasting (PEAK)

Bij piekbelasting functioneren alle eenheden op volle beschikbare capaciteit. Volgens de weerhouden hypothese dragen de variabele eenheden helemaal niet bij tot de productie: geen wind (wat mogelijk is), geen zon (wat waarschijnlijk is aan het eind van een winterdag), geen pure waterkracht (wat weinig waarschijnlijk maar mogelijk is in het geval van een algemene bevroering van de waterlopen).

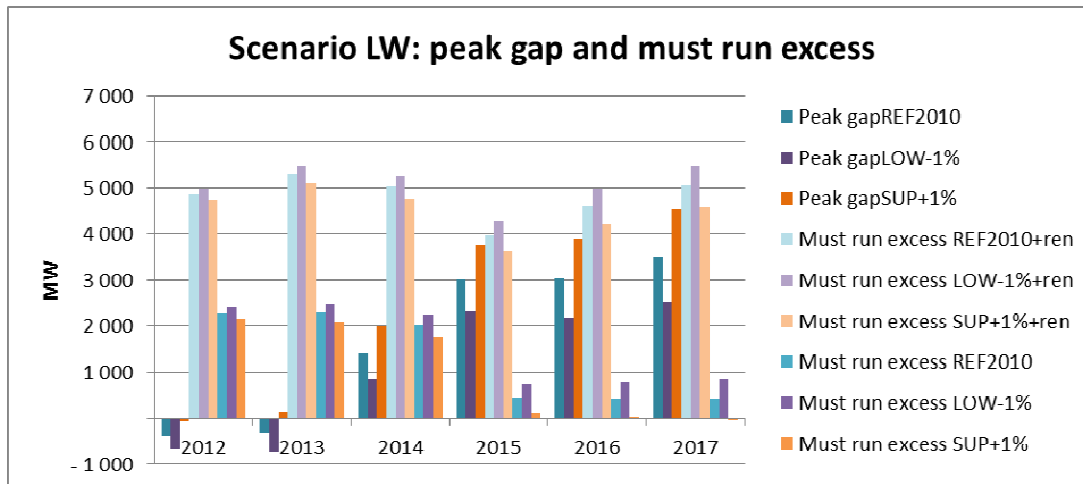
De hypothesen inzake de basisbelasting (BASE)

Bij de basisbelasting functioneren enkel de "must run"- en "baseload"-eenheden. Een extreme variant gaat van de veronderstelling uit dat aan deze eenheden ook alle hernieuwbare eenheden met maximale productie worden toegevoegd ("ren"). Deze situatie kan worden waargenomen op een zomermorgen, ook al is de hypothese voor productie op vol vermogen op dat ogenblik zeer weinig waarschijnlijk.

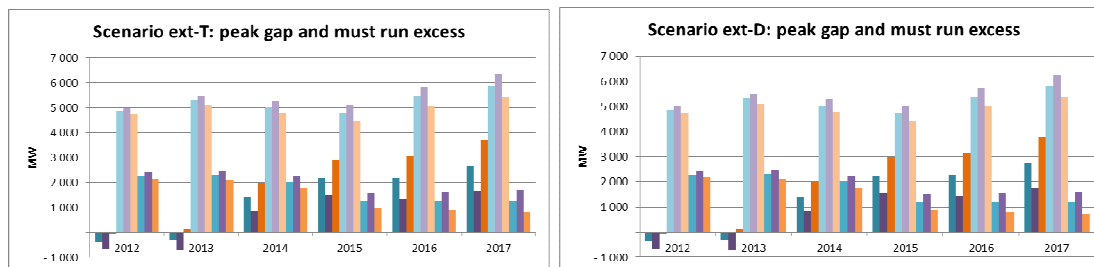
3.2.1. Voorstelling van de extreme verschillen

Het verschil ("gap") tussen de beschikbare capaciteiten en enerzijds de piekbelasting ("peak gap", zie 3.2.2) en anderzijds de basisbelasting ("must run excess", zie 3.2.3) wordt geraamd door een deterministisch instrument, in functie van de drie overwogen vraagniveaus (REF2010, LOW-1 % et SUP+1 %) en voor de drie scenario's voor sluiting van de kerneenheden in 2015, zoals hiervoor beschreven (LW, ext-T et ext-D).

De globale resultaten worden in de onderstaande afbeeldingen geïllustreerd voor de drie scenario's (Afbeelding 9 en Afbeelding 10). De positieve verschillen die op de afbeeldingen zijn weergegeven, zijn in absolute waarde, d.w.z. dat het gaat om de verschillen die een "probleem vormen" en die een gebrek aan capaciteit ("peak gap") of een capaciteitsoverschot ("must run excess") uitdrukken. Bij de basisbelasting wordt de overcapaciteit geïllustreerd in het geval dat de hernieuwbare eenheden op maximale productie ("ren") draaien of volledig zijn stilgelegd.



Afbeelding 9: Evaluatie van de verschillen op piek- en basismomenten voor de drie vraagniveaus in het scenario LW volgens het deterministische model (MW)



Afbeelding 10: Evaluatie van de verschillen op piek- en basismomenten voor de drie vraagniveaus in de scenario's ext-T en ext-D volgens het deterministische model (MW)

In alle scenario's is de bevoorrading bij piekbelasting kritiek (het verschil is positief) vanaf 2014, of zelfs 2013 als de vraag stijgt, voornamelijk door de mogelijke sluiting van meerdere STEG's die volgens hun eigenaar niet langer rendabel zijn. Vanaf 2015 wordt dit verschil versterkt door de stopzetting van de kernreactoren. Bijgevolg worden de buitendienststellingen van oude eenheden niet gecompenseerd door niet-hernieuwbare projecten wat ertoe leidt dat het onevenwicht tussen de capaciteiten en de vraag nog meer verergert.

Bij de basisbelasting, of tijdens de beschouwde periode, wordt een structureel overschot van ongeveer 5 000 MW waargenomen bij maximale productie van de hernieuwbare eenheden (desalniettemin erg onwaarschijnlijke situatie). Als de bijdrage van de hernieuwbare eenheden gelijk is aan nul (tevens een erg onwaarschijnlijke situatie bij basisbelasting) zouden de capaciteiten pas marginaal ontoereikend zijn in 2017 als de vraag naar elektriciteit een jaarlijkse groei kent van 1 % (zeer zwakke negatieve "must run excess"). In alle andere gevallen, met of zonder hernieuwbare eenheden, is de basiscapaciteit groter dan de basisbelasting.

In het geval van gedeeltelijke verlenging van bepaalde kerneenheden, is het vanzelfsprekend dat de situatie minder kritiek is bij piekbelasting maar de overschotten bij basisbelasting toenemen.

Het jaar 2017 is het meest zorgwekkende jaar voor piekbelasting. In het scenario LW is, bij een constante vraag vastgelegd op het niveau van 2010, het gebrek aan beschikbare capaciteit om piekbelasting te dekken gelijk aan 3 495 MW.

Tabel 14: Evaluatie van de verschillen in 2017 voor de drie vraagniveaus en volgens de belasting bij het deterministische model (MW)

	PEAK			BASE			
	Vraag	REF2010	LOW -1 %	SUP +1 %	REF2010	LOW -1 %	SUP +1 %
Scenario LW		3 495	2 518	4 533	40	836	-43
+ren					5 045	5 472	4 593
Scenario ext-T		2 649	1 671	3 687	1 257	1 683	804
+ren					5 892	6 318	5 440
Scenario ext-D		2 734	1 756	3 772	1 172	1 598	720
+ren					5 808	6 234	5 355

3.2.2. Afstemming bij piekbelasting

De gedetailleerde analyse toont in Tabel 15 de tekorten in MW in de verschillende situaties die zijn bestudeerd bij piekbelasting. Dankzij een kleurencode is het mogelijk om de resultaten snel te identificeren.

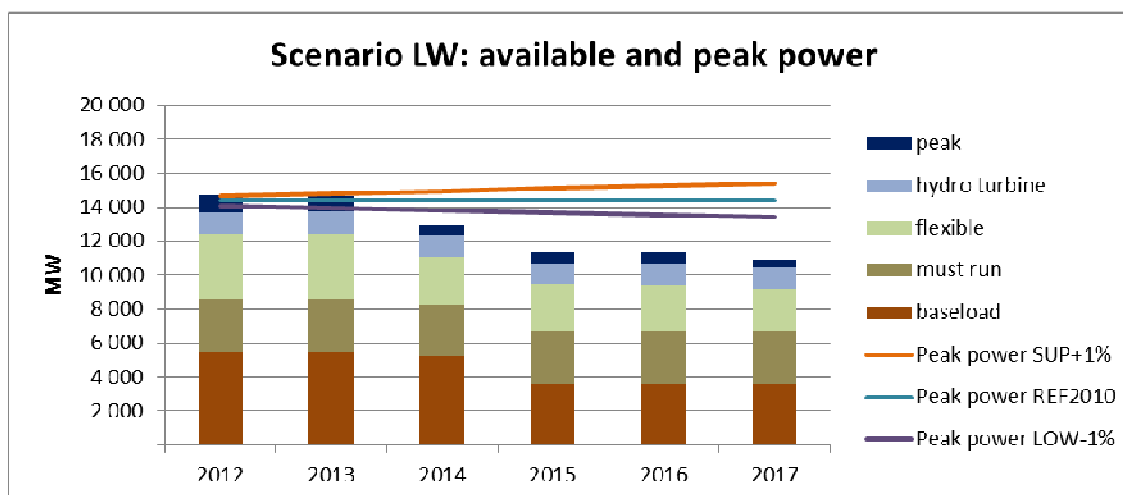
Tabel 15: Afstemming bij piekbelasting volgens het deterministische model (MW)

Vraag	Scenario	2012	2013	2014	2015	2016	2017
REF2010	Scenario LW				3 017	3 026	3 495
	Scenario ext-T	- 383	- 317	1 411	2 170	2 180	2 649
	Scenario ext-D				2 255	2 265	2 734
LOW -1 %	Scenario LW				2 311	2 184	2 518
	Scenario ext-T	- 670	- 744	844	1 465	1 338	1 671
	Scenario ext-D				1 550	1 423	1 756
SUP +1 %	Scenario LW				3 751	3 912	4 533
	Scenario ext-T	- 94	120	1 995	2 904	3 066	3 687
	Scenario ext-D				2 989	3 150	3 772

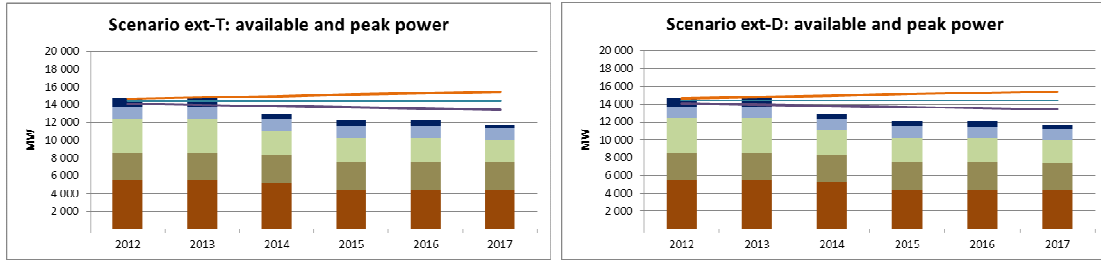
Groen: de piekbelasting wordt gedekt door de beschikbare capaciteiten bij gebrek aan hernieuwbare productie.

Geel – oranje: de beschikbare capaciteiten slagen er niet in om te beantwoorden aan de piekbelasting bij gebrek aan hernieuwbare productie en invoer. In geel is de capaciteit < 1 000 MW; in oranje is ze > 1 000 MW.

De Afbeelding 11 en Afbeelding 12 illustreren de verschillende afstemmingssituaties in de drie scenario's.



Afbeelding 11: Afstemming bij piekbelasting in het scenario LW volgens het deterministische model (MW)

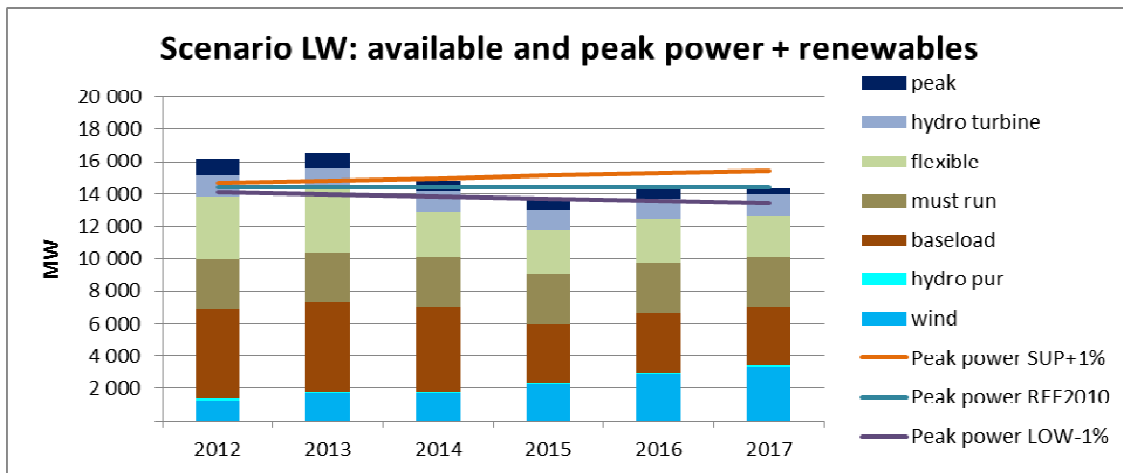


Afbeelding 12: Afstemming bij piekbelasting in de scenario's ext-T en ext-D volgens het deterministische model (MW)

De bijdragen van hernieuwbare capaciteiten aan de piek

Zou de piek, die maar net voldoende wordt bevoorradt door het volledige niet-hernieuwbare park in 2012 en 2013, worden gedekt door de hernieuwbare productie vanaf 2014?

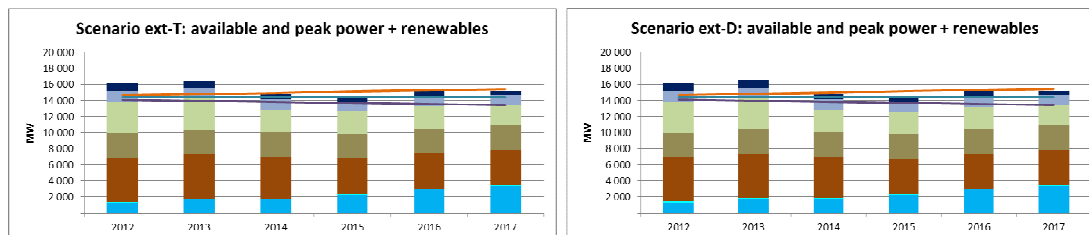
De toevoeging van de maximale bijdrage van de hernieuwbare eenheden toont een belangrijke vermindering van het verschil. Opgelet: het is evenwel onwaarschijnlijk dat de elektriciteitsproductie op zijn maximum is net op het moment van de piek. De hier beoogde situatie is dus erg theoretisch en er bestaat slechts een kleine kans dat die zich ook in de realiteit voordoet. Deze situatie waarin de windcentrales en pure waterkrachtcentrales aan het maximum van hun beschikbare capaciteit produceren op het ogenblik van de winterpiek²⁵ wordt geïllustreerd in Afbeelding 13 en Afbeelding 14. Door de toepassing van de wet inzake de uitstap uit kernenergie is de referentiepiekbelasting (REF2010) nipt gedekt door het volledige productiepark ("gap" van 51 MW in 2017), met uitzondering van 2015 (jaar waarin drie kerneenheden tijdens het volledige jaar als gesloten worden beschouwd). Als de vraag het traject "LOW -1 %" volgt, zou de piekbelasting, zelfs in 2015, worden gedekt door het volledige park waarover het grondgebied beschikt, steeds uitgaande van een maximale productie van de wind- en waterkrachtcentrales.



Afbeelding 13: Afstemming op de piekbelasting in de scenario's LW, met bijdrage van de productie van wind- en pure waterkrachtcentrales (extreem geval waar de nominale productie²⁶ exact op het ogenblik dat de piek zich voordoet) volgens het deterministische model (MW)

²⁵ Bij de winterpiek, aan het eind van de dag, produceert de zonne-energie niets.

²⁶ Nominaal = maximaal



Afbeelding 14: Afstemming op de piekbelasting in de scenario's ext-T en ex-D, met bijdrage van de productie van wind- en pure waterkrachtcentrales (extrem geval waar de nominale productie exact op het ogenblik van de piek zich voordoet) volgens het deterministische model (MW)

3.2.3. Afstemming bij basisbelasting

Ook de in cijfers uitgedrukte resultaten van het geregistreerde verschil bij basisproductie worden geïllustreerd voor de 2 bestudeerde varianten: in Tabel 16, Afbeelding 15 en Afbeelding 16 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** (met maximale bijdrage van de variabele hernieuwbare eenheden) en in Tabel 17 en Afbeelding 17 en Afbeelding 18 (waarbij de hernieuwbare energieën als volledig stopgezet worden beschouwd).

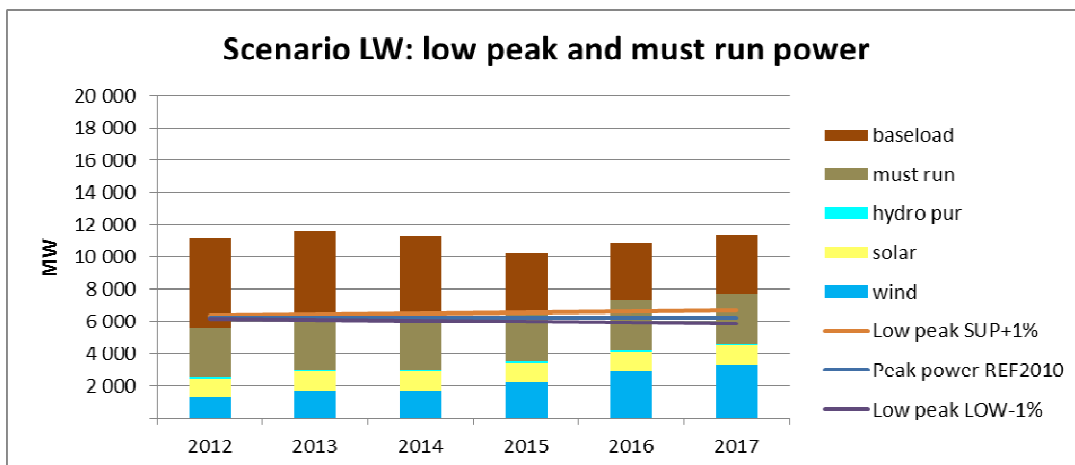
Variant met nominale productie van de hernieuwbare energieën "+ren"

Tabel 16: Afstemming bij basisbelasting in geval van maximale hernieuwbare productie volgens het deterministische model (MW)

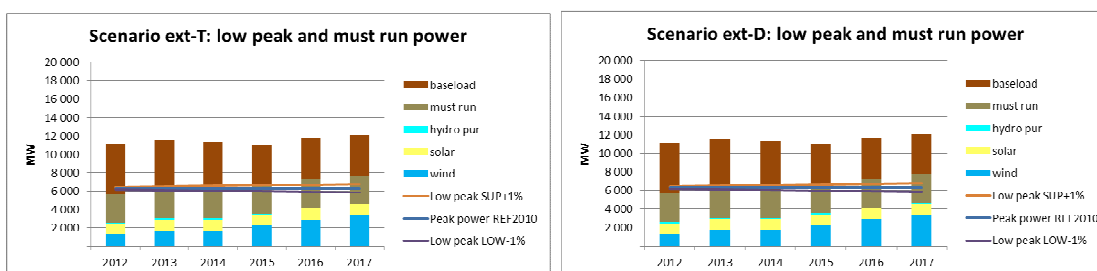
Vraag	Scenario	2012	2013	2014	2015	2016	2017
REF2010	Scenario LW				3 961	4 618	5 045
	Scenario ext-T	4 865	5 305	5 029	4 807	5 465	5 892
	Scenario ext-D				4 723	5 380	5 808
LOW -1 %	Scenario LW				4 268	4 985	5 472
	Scenario ext-T	4 989	5 491	5 276	5 115	5 832	6 318
	Scenario ext-D				5 030	5 747	6 234
SUP+1 %	Scenario LW				3 641	4 232	4 593
	Scenario ext-T	4 739	5 115	4 774	4 487	5 079	5 440
	Scenario ext-D				4 403	4 994	5 355

Oranje: de beschikbare "must run"- en "baseload"-capaciteiten, versterkt door een maximale hernieuwbare productie, overschrijden de basisbelasting (productieoverschot).

Donkeroranje: de beschikbare "must run"- en "baseload"-capaciteiten, versterkt door een maximale hernieuwbare productie die de basisbelasting overschrijden (productieoverschot) en waarbij het verschil groter is dan in 2014.



Afbeelding 15: Afstemming bij basisbelasting in het scenario LW, in geval van maximale hernieuwbare productie volgens het deterministische model (MW)



Afbeelding 16: Afstemming bij basisbelasting in de scenario 's ext-T en ext-D, in geval van maximale hernieuwbare productie volgens het deterministische model (MW)

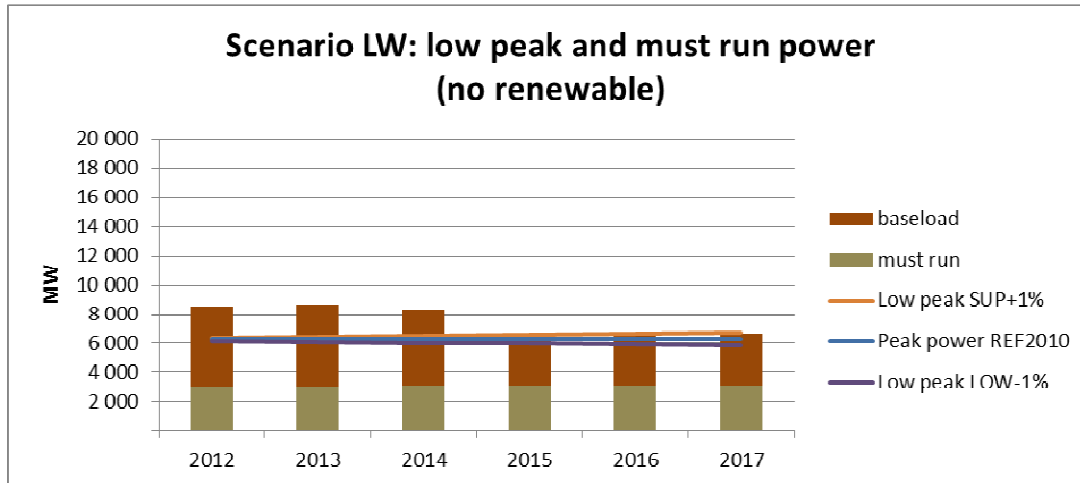
Variant zonder productie van hernieuwbare energieën

Tabel 17: Afstemming bij basisbelasting in het geval de hernieuwbare productie gelijk is aan nul volgens het deterministische model (MW)

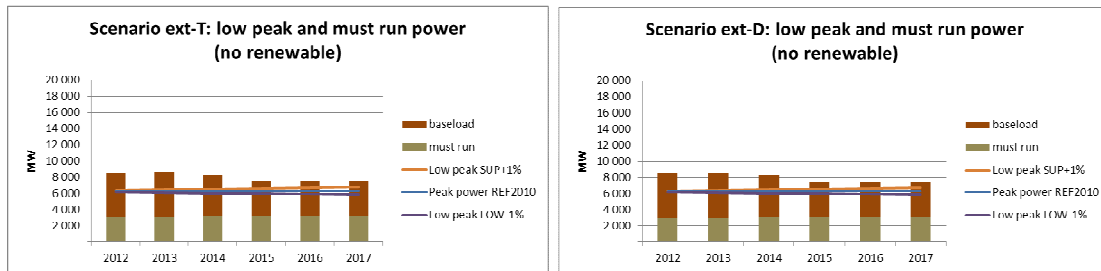
Vraag	Scenario	2012	2013	2014	2015	2016	2017
REF2010	Scenario LW				428	418	410
	Scenario ext-T	2 282	2 288	2 016	1 275	1 265	1 257
	Scenario ext-D				1 190	1 180	1 172
LOW -1%	Scenario LW				735	785	836
	Scenario ext-T	2 406	2 474	2 263	1 582	1 632	1 683
	Scenario ext-D				1 498	1 548	1 598
SUP+1%	Scenario LW				108	32	-43
	Scenario ext-T	2 156	2 098	1 761	955	879	804
	Scenario ext-D				870	794	720

Geel – oranje: de beschikbare "must run"- en "baseload"-capaciteiten, bij gebrek aan hernieuwbare productie, overschrijden de basisbelasting (productieoverschot). In geel de capaciteiten onder 1 000 MW.

Paars: de beschikbare "must run"- en "baseload"-capaciteiten, bij gebrek aan hernieuwbare productie, slagen er niet in de basisbelasting te dekken.



Afbeelding 17: Afstemming bij basisbelasting in het scenario LW, in het geval de hernieuwbare productie gelijk is aan nul, volgens het deterministische model (MW)



Afbeelding 18: Afstemming bij basisbelasting in de scenario's ext-T en ext-D, in het geval de hernieuwbare productie gelijk is aan nul, volgens het deterministische model (MW)

3.3. Het onderling afstemmen van de capaciteiten en de vraag volgens een probabilistisch model

Naast het deterministisch model is tegelijkertijd een probabilistisch model gebruikt, op basis van vergelijkbare hypothesen. Elk scenario wordt hier gesplitst door integratie van een importniveau afgeleid van het model en gebaseerd op de informatie van ENTSO-E.

In een eerste analyse (zie 3.3.1) wordt de afstemming van het park op de jaarlijkse vraag vastgelegd. Een tweede analyse uitgevoerd op een gereduceerd park dat zorgt voor een "onreducerbare" productie beantwoordt de vraag van "tijdelijke overcapaciteit" (zie 3.3.2). Deze tweede analyse leunt aan bij de analyse bij piekbelasting van het deterministische model. Om de afbeeldingen te vereenvoudigen, zijn de verlengingen van Doel 1&2 en van Tihange 1 zonder onderscheid voorgesteld aangezien beide verlengingen op het gebied van capaciteit een vergelijkbare impact hebben op het Belgische elektriciteitssysteem in zijn geheel.

3.3.1. Het onderling afstemmen van de capaciteiten en de jaarlijkse belasting

Het bevoorradingszekerheids criterium is gebaseerd op de Loss Of Load Expectation (LOLE), met andere woorden het maximum aantal uren dat de beschikbare productiemiddelen ontoereikend zijn om de vraag naar elektriciteit te dekken. De grenswaarde die gekozen wordt voor LOLE bepaalt het gewenste niveau van elektriciteitstoelevering voor een land. De waarde die voor dit criterium wordt weerhouden, is 16 uur voor een individueel systeem (zonder invoeren) en 3 uur voor een geïnterconnecteerd systeem (met invoeren), dit laatste komt overeen met een marge van 1 à 2 dagen per 10 jaar. Wanneer de berekende LOLE aan het criterium voldoet, dan is het productieaanbod voldoende en is er geen ontbrekende capaciteit gedefinieerd. Wanneer de grenswaarde overschreden is, dan zijn verdere simulaties uitgevoerd om de bijkomende productiecapaciteit te bepalen zodat het criterium opnieuw gerespecteerd is. De fictief toegevoegde ontbrekende capaciteit correspondeert met het tekort aan gegarandeerde productie, zonder een voorkeur van type productie-eenheid aan te willen geven.

Het onderling afstemmen van de capaciteit en de jaarlijkse belasting volgens het probabilistische model zonder invoeren

Tabel 18: Afstemming volgens het probabilistische model, zonder invoer (MW)

Vraag	Scenario	2012	2013	2014	2015	2016	2017
REF2010	Scenario LW				3 200	3 200	3 600
	Scenario ext-T	800	400	2 000	2 800	2 400	2 800
	Scenario ext-D				2 400	2 400	2 800
LOW -1 %	Scenario LW				2 800	2 400	2 800
	Scenario ext-T	400	0	1 600	2 000	1 600	2 000
	Scenario ext-D				2 000	1 600	2 000
SUP+1 %	Scenario LW				4 000	4 000	4 800
	Scenario ext-T	800	800	2 400	3 200	3 200	4 000
	Scenario ext-D				3 200	3 200	4 000

Groen: de beschikbare capaciteiten zijn toereikend om een LOLE van 16 uur te respecteren.

Geel – oranje: de beschikbare capaciteiten zijn ontoereikend om een LOLE van 16 uur te respecteren. In geel, de gemiddelde ontbrekende capaciteiten onder 1 000 MW, in oranje boven 1 000 MW.

Als wordt uitgegaan van een invoer die gelijk is aan nul, weerspiegelen alle bestudeerde situaties een LOLE van meer dan 16 uur (van 22 uur tot 3 985 uur), behalve in 2013, bij een vraag LOW -1 % (LOLE = 14 uur). Dit betekent dat het productiepark moet worden aangevuld.

Voor 2012 en 2013 blijven het aantal uren van ontoereikendheid nog beperkt, maar deze nemen sterk toe vanaf 2014. Voor het LW-scenario bereikt de ontbrekende capaciteit 2 800 MW, 3 600 MW en 4 800 MW in 2017 voor de verschillende situaties van groeiende vraag. In de scenario's ext-T en ext-D ontbreekt een capaciteit van 800 MW (wat min of meer overeenkomt met de capaciteit van Doel 1&2 of Tihange, die in beide scenario's in dienst blijft).

Het op elkaar afstemmen van de capaciteiten en de jaarlijkse belasting volgens het probabilistische model met invoeren

Het scenario LW dat rekening houdt met een stijging van de vraag geeft voor 2017 gedurende 5 % van de tijd een maximumimport van 2 050 MW om de bevoorrading te waarborgen. In deze simulatie bedraagt het verwachte aantal uren op jaarbasis dat de belasting niet zal kunnen worden afgedekt door de productie en een bepaalde import (niveau van de curve) 116 uur. Om dit verschil op jaarbasis terug te brengen naar 3 uur is een bijkomende productiecapaciteit van 2 000 MW nodig (zie

Afbeelding 19 en Tabel 19).

Dezelfde analyse voor het scenario waar maar de helft van de nucleaire uitstap in 2015 wordt gerealiseerd geeft gedurende 5 % van het jaar een maximumimport van 1 310 MW. De 31 verwachte uren op jaarbasis dat de belasting niet kan worden afgedekt, kunnen teruggebracht worden tot 3 uur door het in gebruik nemen van 1 200 MW bijkomende productiecapaciteit.

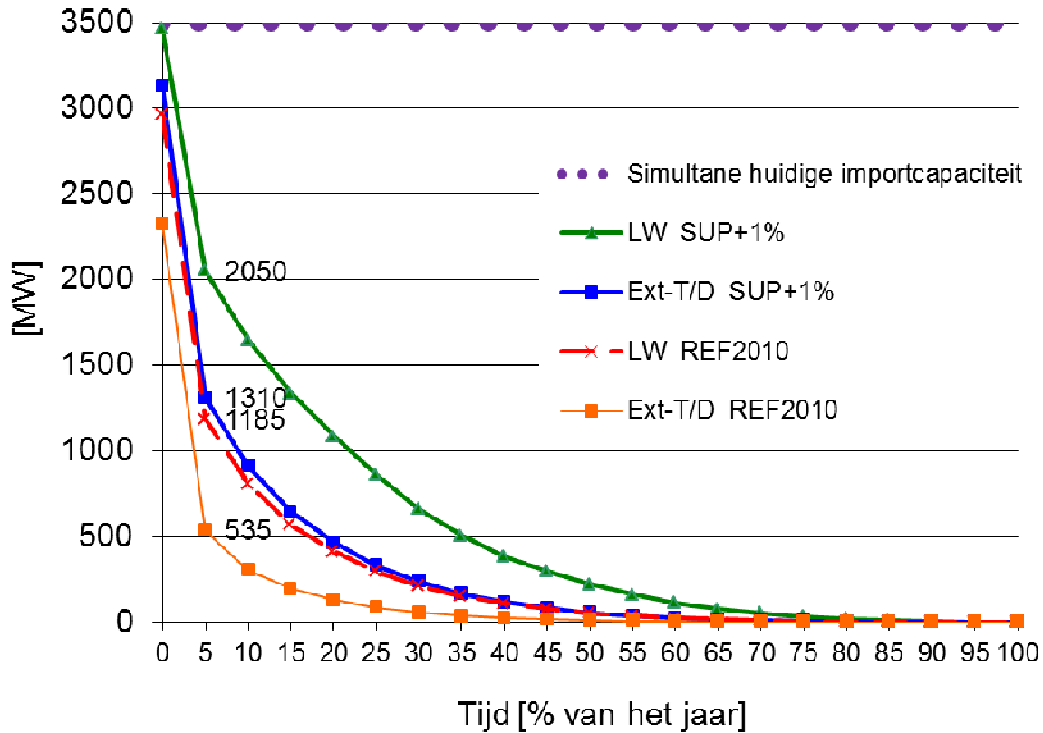
Het scenario LW gecombineerd met een nulaangroei van de vraag leidt tot een importbehoefte van maximum 1 185 MW gedurende 5 % van het jaar. De 21 verwachte uren op jaarbasis gedurende dewelke de belasting niet kan worden afgedekt, kunnen teruggebracht worden tot 3 uur door 1 200 MW bijkomende capaciteit. Deze laatste brengt de verwachte import gedurende 95 % van de tijd terug naar minder dan 285 MW.

Dezelfde analyse voor het scenario waar maar de helft van de nucleaire uitstap in 2015 wordt gerealiseerd geeft een maximumimport van 535 MW gedurende 5 % van het jaar. In deze simulatie bedraagt het verwachte aantal uren op jaarbasis dat de belasting niet zal kunnen worden afgedekt 5 uur. Om deze terug te brengen naar 3 uur is een bijkomende productiecapaciteit van 400 MW (bij huidige simultane importcapaciteit van het net) nodig.

In

Afbeelding 19 geven de curven de verwachte waarde van de interconnectiecapaciteit die gebruikt zal worden voor bevoorradingdoeleinden. De oppervlakte gelegen tussen de curven en de huidige simultane interconnectiecapaciteit geeft telkens aan hoeveel capaciteit nog beschikbaar is voor markttransacties.

Probabilistisch model - 2017 - met interconnectie
Verwachte waarde
van het gebruik van de interconnectiecapaciteit voor adequacy doeleinden



Afbeelding 19: Evolutie van de noodzakelijke elektriciteitsinvoer in functie van de tijd, voor de scenario's LW en ext-T/D, in 2017 (bron: Elia)

Tabel 19: Afstemming volgens het probabilistische model, met invoer (MW)

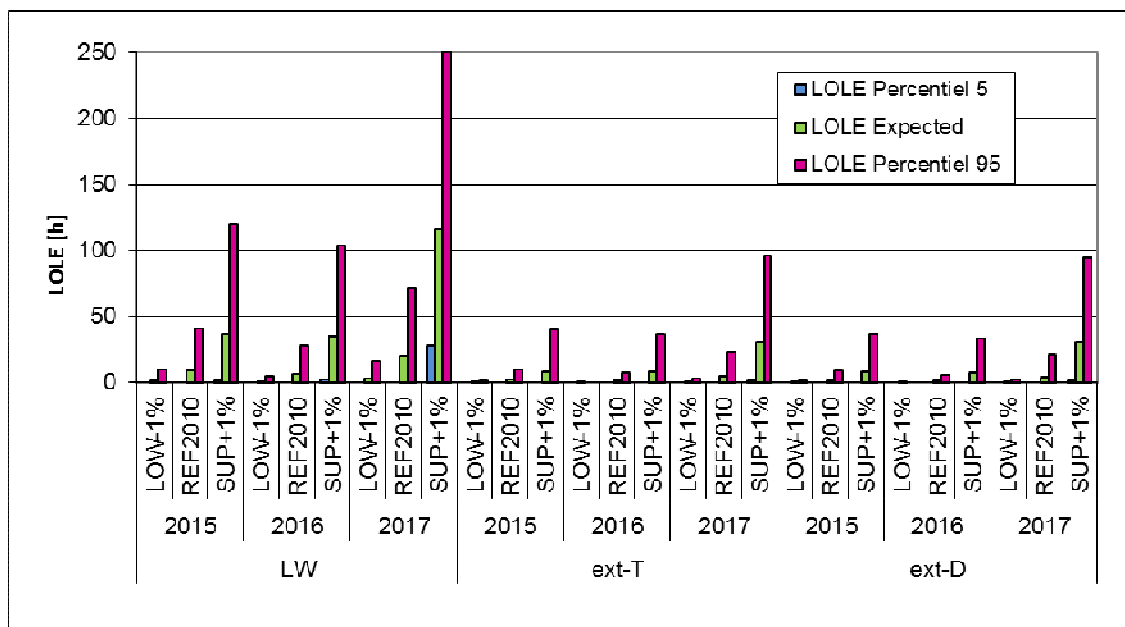
Vraag	Scenario	2012	2013	2014	2015	2016	2017
REF2010	Scenario LW				800	400	1 200
	Scenario ext-T	0	0	0	0	0	400
	Scenario ext-D				0	0	400
LOW -1 %	Scenario LW				0	0	0
	Scenario ext-T	0	0	0	0	0	0
	Scenario ext-D				0	0	0
SUP+1 %	Scenario LW				1 200	1 200	2 000
	Scenario ext-T	0	0	0	800	800	1 200
	Scenario ext-D				800	400	1 200

Groen: de beschikbare capaciteiten en invoer zijn toereikend om een LOLE van 3 uur te respecteren.

Geel – oranje: de beschikbare capaciteiten en invoer zijn ontoereikend om een LOLE van 3 uur te respecteren. De gemiddelde ontbrekende capaciteiten onder 1 000 MW staan in het geel, terwijl zij in het oranje staan als zij 1000 overschrijden.

Voor de toestand met invoer kunnen we besluiten dat er geen ontbrekende capaciteit zal zijn voor 2012, 2013 en 2014 voor de 3 niveaus van vraaangroei. Voor 2015, 2016 en 2017 kunnen we besluiten dat enkel via een daling van de belasting (LOW-1 %) het evenwicht kan worden behouden. Voor het LW-scenario bereikt de ontbrekende capaciteit 1 200 MW en 2 000 MW in 2017 voor respectievelijk een nulgroei (REF2010) en een groei van 1 % (SUP+1 %) aangroei per jaar. In de scenario's ext-T en ext-D wordt deze ontbrekende capaciteit beperkt tot 400 MW en 1 200 MW.

Voor de berekening van de ontbrekende capaciteit is er gekeken naar de LOLE (de verwachte onbeschikbaarheid), gezien deze waarde een realistische inschatting geeft van het aantal uren gedurende dewelke de beschikbare capaciteiten ontoereikend zijn om de belasting af te dekken. In de volgende grafieken wordt het betrouwbaarheidsinterval [5 %, 95 %] getoond de impact te illustreren van meer extreme situaties van onbeschikbaarheden van eenheden die kunnen optreden voor een bepaald jaar. Onderstaande grafiek geeft de resultaten weer in een geïnterconnecteerde situatie voor de 3 scenario's vanaf 2015 (voor 2012, 2013 en 2014 is de LOLE gelijk aan 0).



Afbeelding 20: Gemiddelde waarden van LOLE en percentielen 5 % en 95 % (bron: Elia)

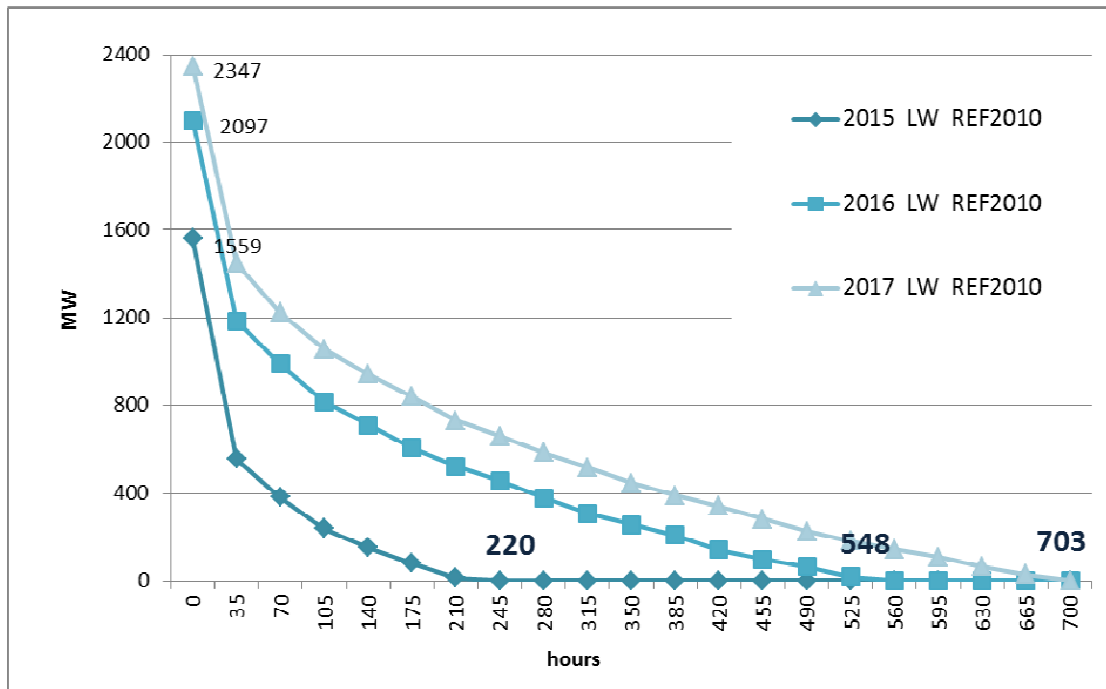
Op basis van de resultaten van bovenstaande analyse kan vastgesteld worden dat geen enkel van de drie voorgestelde scenario's voldoet aan de criteria voor de zekerheid en de continuïteit van de bevoorrading.

3.3.2. Afstemming van het "onreducerbare park"

Het stijgende aandeel variabele productie brengt ook uitdagingen mee op het vlak van verzadiging van het net of het beheer van de onreducerbare productie. Voor de analyse van dit probleem levert het model verzadigingsindicatoren, onder andere het aantal uren dat de onreducerbare productie de vraag overschrijdt en het aantal overtollige MW van . Voor deze laatste indicator wordt de maximale overschrijding per jaar in MW weergegeven.

In de weergegeven probabilistische simulaties wordt gebruikgemaakt van tijdsseries voor productie van hernieuwbare energieën en voor belasting. Het door het model beschouwde "onreducerbare park" omvat de kerncentrales en "must run"-centrales waaraan drie STEG-eenheden met minimale capaciteit worden toegevoegd, noodzakelijk om op ieder ogenblik de stabiliteit van het net te waarborgen naar aanleiding van de variabiliteit van de hernieuwbare productie. Deze STEG-eenheden werken op minimumcapaciteit om stabiel te blijven (400 MW ten opzichte van een totaal van 840 MW geïnstalleerd vermogen). Voor het nucleaire park zijn er tijdsseries gegenereerd op basis van de ingevoerde parameters (onbeschikbaarheidsduur en gemiddelde onbeschikbaarheid per maand) rond geplande en niet-geplande buitendienststellingen. De simulaties laten enkel toe te kijken naar de toestand zonder invoeren.

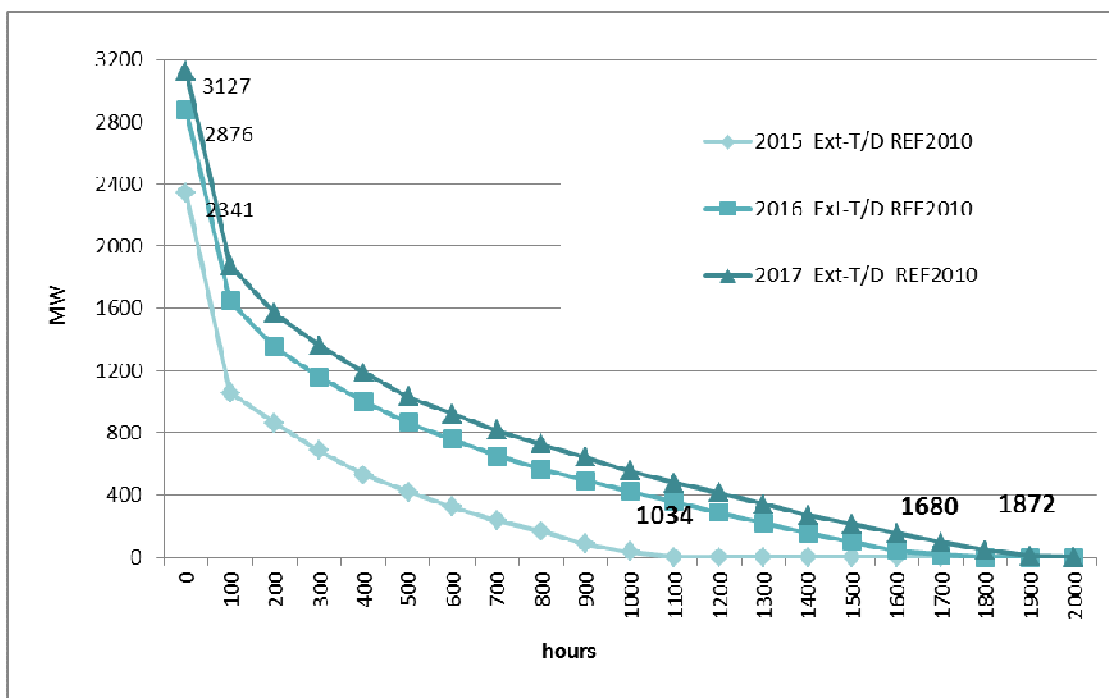
Bij een stabiel vraagniveau (REF2010) in het scenario LW voor de jaren 2015, 2016 en 2017 is het aantal uren overschrijding voor deze jaren respectievelijk 220 uur, 548 uur en 703 uur (zie Afbeelding 21). Ter informatie en zodanig dat een vergelijking met de deterministische analyse mogelijk is, kan men enkel het aantal uren beschouwen dat er een overschrijding is van de vraag boven de 400 MW (vermogen = totaal output van STEG-eenheden die aanwezig worden verondersteld voor stabiliteitsredenen) aangezien deze aanname niet werd beschouwd in de deterministische analyse). Dit is 70 uur, 280 uur en 385 uur voor respectievelijk 2015, 2016, 2017.



Afbeelding 21: Waarschijnlijke tijd van overcapaciteit in 2015-2017 volgens het probabilistische model voor een vraag REF2010 in het scenario LW (bron: Elia)

Het aantal verzadigingsuren (gedurende dewelke de productie de vraag overschrijdt) voor een stabiel vraagniveau (REF2010) in het scenario Ext-T/Ext-D voor de jaren 2015, 2016 en 2017 is respectievelijk 1 034 uur, 1 680 uur en 1 872 uur. Voor het scenario Ext-T of Ext-D is het aantal uren gedurende dewelke er een overschrijding is van de vraag voor meer dan 400 MW 500 uur, 1 000 uur en 1 200 uur voor respectievelijk

2015, 2016 en 2017 (waarbij 400 MW de capaciteit is van de STEG-eenheden die aanwezig worden verondersteld voor netstabiliteitsredenen; deze hypothese werd niet beschouwd in de deterministische analyse).



Afbeelding 22: Waarschijnlijke tijd van overcapaciteit in 2015-2017 volgens het probabilistische model voor een vraag REF2010 in het scenario ext-T/D (bron: Elia)

Tabel 20: Afstemming van het "niet-reduceerbare park" door het probabilistische model (MW)

Vraag	Scenario	2012	2013	2014	2015	2016	2017
REF2010	Scenario LW				1 559	2 097	2 347
	Scenario ext-T	2 278	2 624	2 635	2 341	2 876	3 127
	Scenario ext-D						
LOW -1 %	Scenario LW				1 961	2 577	2 904
	Scenario ext-T	2 441	2 868	2 958	2 743	3 356	3 684
	Scenario ext-D						
SUP+1 %	Scenario LW				1 141	1 593	1 756
	Scenario ext-T	2 113	2 376	2 302	1 923	2 372	2 536
	Scenario ext-D						

Oranje: de "niet-reduceerbare" capaciteiten zijn groter dan de vraag (productieoverschot).

Donkeroranje: de "niet-reduceerbare" capaciteiten zijn groter dan de vraag (productieoverschot) en het gemiddelde verschil is groter dan dat van 2014.

De verzadiging treedt veralgemeend op in de bestudeerde situaties. Bij sluiting van de kerneenheden overeenkomstig de wet daalt zij logischerwijze in 2015 en stijgt vervolgens zonder evenwel de niveaus van 2014 te bereiken. Bij gedeeltelijke sluiting van de kerneenheden volgt zij een vergelijkbaar traject maar de ontwikkeling van nieuwe hernieuwbare capaciteiten zorgt ervoor dat zij vanaf 2016 de in 2014 waargenomen niveaus zal inhalen en overschrijden. Dit toont aan dat er rekening moet worden gehouden met het risico op verzadiging van het net dat toeneemt in de loop van de tijd.

3.4. Vergelijking van de resultaten afkomstig van de twee modellen

Hoewel zij gebruikmaken van verschillende methodologieën, leiden de twee modellen tot samenhangende en aanvullende resultaten.

3.4.1. Analyse van het risico op ondercapaciteit

Als de invoer niet in beschouwing wordt genomen, hebben de verschillen tussen de resultaten van de twee modellen voornamelijk betrekking op het risico op uitschakeling van type N-i (i = het aantal onverwachts uitgeschakelde eenheden) waarmee enkel rekening is gehouden in het stochastische model (de impact van het risico op uitschakeling op de resultaten wordt in het stochastische model getemperd door de waarschijnlijke hernieuwbare productie). Dit uitschakelingsrisico is omgekeerd evenredig aan het aantal grote eenheden in werking. Het deterministische model baseert zich dan weer op een gemiddelde beschikbaarheid van elk type eenheid. De ontbrekende productiecapaciteit werd in de probabilistische methode ingeschat op basis van een iteratieve analyse, waarbij werd nagegaan of het bijplaatsen van een gegarandeerde extra capaciteit van 400 MW resulteerde in het respecteren van het vooropgestelde betrouwbaarheids criterium op het vlak van de maximaal aanvaardbare LOLE.

Bij gebrek aan invoer tonen beide modellen een gebrek aan capaciteiten voor interne productie die het mogelijk maken om te voldoen aan de piekvraag van nu tot 2017. In 2014 komt er een ommekeer tot stand door de bekendmaking van de mogelijke sluiting van meerdere centrales vanaf dat jaar.

In 2015 wordt het gebrek aan capaciteiten versterkt door de volledige of gedeeltelijke sluiting van de oudste kernreactoren. Dit wordt niet gecompenseerd door de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten zoals bekendgemaakt in de loop van de beschouwde periode.

In 2017 geeft het deterministische model een gebrek aan capaciteiten weer tussen 1 671 en 4 533 MW. Het probabilistische model komt respectievelijk en voor dezelfde vraag-/scenariosituaties uit op 2 000 en 4 800 MW²⁷. Deze overeenstemming van de resultaten naar het eind van de periode toe mag het verschil aan het begin van de periode door N-i-situaties (zie hiervoor) niet verhullen. In 2012 geeft enkel het probabilistische model zonder invoer een gebrek aan capaciteiten weer dat overeenstemt met de uitschakeling van een eenheid van ongeveer 1 000 MW.

Het probabilistische model met invoer sluit de mogelijke gebruikmaking in van beschikbare capaciteiten buiten onze grenzen aan het begin van de periode (2012-2014) op basis van de gegevens met betrekking tot de beschikbaarheid van de productie-eenheden in de omliggende landen afkomstig van ENTSO-E.

²⁷ Ter vergelijking en op basis van zijn eigen hypothesen, vermeldt het ontwikkelingsplan van het elektriciteitsnet dat over de periode 2010-2020 een bijkomende capaciteit van 1 400 MW in werking moet worden gesteld met een importcapaciteit van 850 MW bij laag verbruik en van 2 300 MW met een importcapaciteit van 1 500 MW bij hoog verbruik, plus de kerncapaciteit die in de loop van deze periode zou worden stopgezet. (ELIA, 2011, *Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020*, blz. 118)

3.4.2. Analyse van het risico op "overcapaciteit"

Beide modellen tonen een veralgemeende overcapaciteit in alle in deze analyse geschetste situaties (basisbelasting met het deterministische model en "onreducerbaar park" met het probabilistische model).

Het verschil in de overcapaciteitsniveaus tussen de modellen komt voort uit de definitie zelf van het park in werking. Terwijl het deterministische model enkel rekening houdt met de "baseload"- en "must run"-eenheden neemt het deterministische model de "must run"-eenheden, de kerneenheden en de drie STEG-centrales nodig voor de uitbalancing van het net in beschouwing. De bijdrage van de hernieuwbare energieën is minder hoog in het stochastische model dat uitgaat van een productiewaarschijnlijkheid dan in het deterministische model dat is gebaseerd op een "alles of niets"-benadering: 0 of 100 %.

Al in 2012 is er bij beide modellen sprake van een verzadigingsfenomeen. Met de volledige of gedeeltelijke sluiting van kerncapaciteiten verbetert de situatie zich gedeeltelijk. Maar aan het eind van de periode is er opnieuw sprake van een overproductie vanaf 2016 door de ontwikkeling van nieuwe windenergiecapaciteiten.

De overcapaciteit wordt door het deterministische model geëvalueerd op ongeveer 5 000 MW (3 641 tot 6 318 MW) als de hernieuwbare productie bijdraagt tot zijn nominaal niveau (weinig waarschijnlijke extreme situatie). Als de productie van de hernieuwbare eenheden gelijk is aan nul (een al even weinig waarschijnlijke situatie bij basisbelasting), dalen de overcapaciteiten tot ongeveer 2 000 MW (1 761 tot 2 474 MW) vóór de deklasseringen bekendgemaakt over de periode en daarna tot minder dan 1 700 MW.

In het probabilistische model wordt tijdens de eerste jaren van de periode een overcapaciteit tussen 2 113 en 2 958 MW geregistreerd. In 2015 daalt deze opnieuw tussen 1 141 en 2 743 MW om vervolgens opnieuw te stijgen en, naargelang het geval, te schommelen tussen 1 593 en 3 684 MW.

Het risico op overcapaciteit moet vanzelfsprekend in beschouwing worden genomen voor een tijdshorizon die verder reikt dan de termijn van deze studie, gezien de verwachte ontwikkeling van de variabele capaciteiten.

4. Door de sector vastgestelde belemmeringen en aansporingen voor investeringen

De investeerders en producenten die op het einde van 2011 – begin 2012 werden geraadpleegd hebben aan de Administratie melding gemaakt van een reeks belemmeringen voor de investeringen, die nochtans noodzakelijk zijn voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit. De voornaamste 10 belemmeringen die werden vastgesteld door de investeerders en de producenten zijn in orde van belangrijkheid (zie **bijlage 1**) :

- 1) de injectietarieven,
- 2) het risiconiveau,
- 3) het ontbreken van uitwisselbaarheid van de groenestroomcertificaten (federaal/regionaal; interregionaal; België/ buurlanden),
- 4) toekenningsprocedure van de vergunningen,
- 5) de huidige steunmechanismen voor de hernieuwbare energieën,
- 6) de toekenningsprocedure van on-shore vergunningen,
- 7) het gebrek aan sensibilisering van de burgers door de publieke autoriteiten(om te strijden tegen het NIMBY-fenomeen),
- 8) de Belgische/gewestelijke objectieven inzake elektriciteitsproductie van hernieuwbare oorsprong zijn duidelijk, concreet en realiseerbaar,
- 9) de ongepaste voorwaarden van aansluiting op de infrastructuren van transport/distributie
- 10) en de onbeschikbaarheid van gepaste vestigingssites.

De voornaamste vastgestelde incentives om in België te investeren, liever dan elders in de geïntegreerde West-Europese markt zijn:

- 1) de huidige steunmechanismen voor de hernieuwbare energieën,
- 2) de inkomsten voor de investeerders,
- 3) en de aankondiging van de voornemens om elektriciteitscentrales te sluiten of lange tijd stil te leggen.

5. Conclusies

De resultaten van de twee modellen, verkregen op basis van de uitvoerig beschreven hypothesen, zijn samenhangend en bevestigen allebei dat:

1. Elke combinatie van hypothesen waarbij geen rekening wordt gehouden met de importcapaciteit vereist grote investeringen in nieuwe flexibele productiemiddelen. Afhankelijk van de geselecteerde combinatie, ligt het te behalen niveau tussen 1 600 en 4 800 MW op het moment van de gedeeltelijke of volledige sluiting van de betrokken kerncentrales, hetzij **tussen 4 en 12 eenheden van 400 MW**.
2. Door rekening te houden met de importcapaciteit (en de hierboven vermelde reserves) en onder de veronderstelling dat nieuwe flexibele centrales niet vóór 2017 in werking kunnen worden gesteld, beantwoordt geen enkel van de drie scenario's voor buitendienststelling van kerneenheden aan het criterium voor zekerheid en continuïteit van de elektriciteitsbevoorrading in geval van stagnerende of stijgende vraag. Als de piekvraag vermindert, zou de invoer de bevoorrading kunnen waarborgen tot minstens 2017 onder alle dienaangaande gemaakt voorbehoud.
3. De tot het binnenlandse park beperkte bevoorradingszekerheid vereist dus dat bij de gedeeltelijke of volledige sluiting van de kerneenheden dat een aanzienlijke capaciteit voor bijkomende flexibele productie beschikbaar is (nieuw en/of afkomstig van een declasseringsuitstel in het bestaande park) of dat maatregelen voor het beheer van de vraag het mogelijk maken om deze laatste voldoende te reduceren.
4. Het Belgische park moet, net zoals de parken van de buurlanden, het hoofd bieden aan een toenemende flexibiliteitsuitdaging veroorzaakt door de combinatie van een weinig flexibele basisproductie en een variabele en stijgende injectie van hernieuwbare oorsprong. Volgens de analyses kunnen de onreducerbaarheidsproblemen van de productie aldus in 2016-2017 de in 2014 vastgestelde problemen overschrijden, ondanks de vermindering van de kerncapaciteiten en vervolgens toenemen naar aanleiding van de ontwikkeling van de windenergieproductiecapaciteiten tot en met ongeveer 3 000 uur per jaar (probabilistisch model) of 6 000 MW (deterministisch model) vanaf 2017.

Bijlagen

Bijlage 1 : Analyse van de antwoorden op de enquête betreffende de productie- en investeringsmiddelen

De investeerders en producenten die op het einde van 2011 – begin 2012 werden geraadpleegd hebben aan de federale Administratie Energie melding gemaakt van een aantal belemmeringen voor de investeringen, die nochtans noodzakelijk zijn voor de veiligheid van de elektriciteitsvoorraad.

De tabel hierna herneemt per vraag, de synthese van de antwoorden op de vragen 3 tot 6. De vragen 1 en 2 die de werkingscapaciteiten, de deklasseringen, de upgrades en de projecten betreffen, worden rechtstreeks behandeld in hoofdstuk 2.2. van dit verslag.

Vraag 3: Welke elementen beïnvloeden uw beslissingen om te investeren ? (en inzonderheid om al dan niet in België te investeren, liever dan in de geïntegreerde West-Europese markt ?).

De voornaamste 10 belemmeringen die werden vastgesteld door de investeerders en de producenten zijn in orde van grootte (zie tabel 1) :

- 1) de injectietarieven,
- 2) het risiconiveau,
- 3) het ontbreken van uitwisselbaarheid van de groenestroomcertificaten (federaal/regionaal; interregionaal; België/ buurlanden),
- 4) toekenningsprocedure van de vergunningen,
- 5) de huidige steunmechanismen voor de hernieuwbare energieën,
- 6) de toekenningprocedure van on-shore vergunningen,
- 7) gebrek aan sensibilisering van de burgers door de overheden (om te strijden tegen het NIMBY-fenomeen)
- 8) De Belgische/gewestelijke objectieven inzake elektriciteitsproductie vanuit hernieuwbare oorsprong zijn duidelijk, concreet en realiseerbaar
- 9) de inadequate voorwaarden van aansluiting op de infrastructuur van transport/distributie
- 10) de onbeschikbaarheid van adequate vestigingssites.

De voornaamste incentives zijn:

- 1) de huidige steunmechanismen voor de hernieuwbare energieën,
- 2) de inkomsten voor de investeerders,
- 3) en de aankondiging van de voornemens om de elektriciteitscentrales te sluiten of lange tijd stil te leggen.

De gesynthetiseerde commentaren die gepaard gaan met de 10 voornaamste remmen zijn respectievelijk:

- 1) **De injectietarieven zijn een bijkomende kost voor de uitbating.** Alle operationele kosten hoe laag ze ook mogen zijn, vermeerderen zich en worden beoordeeld door vergelijking met andere landen van de CWE-regio met het doel te bepalen waar men het meest verstandig kan investeren. In die zin kunnen de tarieven van de injectie echt in het nadeel werken van een beslissing om te investeren in België. Dit gebrek aan concurrentie van het land wordt helaas nog versterkt door de verplichte aanbidding van ondersteunende diensten tegen niet-conforme marktoprijzen.

De vrijstelling van de injectietarieven voor een aantal voorzieningen heeft overigens een belangrijke invloed op de merit order van de centrales.

- 2) Het bestaan van een gereguleerd **niveau van veiligheid** is het van cruciaal belang om investeerders aan te trekken. De verschillende geïdentificeerde risico's zijn: frequente wijzigingen in de wetgeving, het tijdelijk karakter van de vergunningen, het niet beschikbaar zijn van de netwerken binnen de termijnen die verenigbaar zijn met de projecten, het ontbreken van de host-sites voor de projecten, de prijsniveaus, het bestaan van de ondersteuningsmechanismen, enz. ...

Een verhoogd risico komt voornamelijk tot uiting in de hoge intresten op kapitaal die negatieve effecten hebben op de kosten.

- 3) **Het ontbreken van onderlinge uitwisselbaarheid** van de groene certificaten tussen de verschillende regio's vermindert aanzienlijk de liquiditeit van het instrument en voorkomt de selectieve ontwikkeling van de meest rendabele projecten, ongeacht hun locatie. De markt zou gebaat zijn bij het ontstaan van een nationaal platform voor de uitwisseling van groene certificaten en de vereenvoudiging en harmonisering van de bestaande werkingsregels van de markt van groenestroomcertificaten. De coördinatie op internationaal niveau is overigens gewenst.
- 4) Het proces van **vergunningverlening** wordt unaniem als te lang beschouwd in een snel veranderende energiemarkt. Zeven vergunningen voor de commerciële exploitatie van productiecentrale van elektriciteit zijn geïdentificeerd door de respondenten op de enquête:
 - a. de individuele productie-vergunning (federale);
 - b. de vergunning voor het gastransport (federale);
 - c. de verklaring van algemeen belang inzake verbinding met het transport van gas (federale);
 - d. wegevergunning voor de installatie in de openbare weg van elektrische kabels die nodig zijn om de verbinding te maken met het transmissienet van elektriciteit (federale);
 - e. de unieke vergunning of stedenbouwkundige vergunning + milieuvergunning (regionaal);
 - f. stedenbouwkundige vergunning voor de aansluiting op het gasnet (regionaal);
 - g. en tenslotte de bouwvergunning voor de verbinding met het elektriciteitsnetwerk (regionaal).

Het ontbreken voor de Administraties van een bindende verplichting om binnen een redelijke termijn een beslissing uit te brengen over de afgifte van bepaalde voornoemde vergunningen en het ontbreken van een snelle procedure voor de behandeling van beroepen bij de Raad van State versterken het gevoel van het bestaan van huidige zware bureaucratische procedures. Een verlenging van de huidige duur van de vergunningen is bovendien vereist.

De complexe verdeling van de energiebevoegdheden tussen de federale overheid, de gewesten en de gemeenten versterkt dit gevoel eveneens. De entiteiten zijn inderdaad gedwongen om beslissingen te nemen die onverenigbaar zijn met uiteenlopende belangen. Teneinde het goedkeuringsproces maximaal te verkorten en te vereenvoudigen is de oprichting van een uniek loket dan ook essentieel.

- 5) Twee opmerkingen werden gemaakt over de **bestaande steunmechanismen voor hernieuwbare energie**.
 - a. Een overschot aan groene certificaten en WKK-certificaten op de markt leidt onvermijdelijk tot de ineenstorting van de prijzen. Deze daling van de prijzen heeft afbreuk gedaan aan de ontwikkeling van vele projecten van kleine producenten van hernieuwbare energie. Een lange termijn visie (2040), is vereist voor de quota.
 - b. Na de steeds belangrijkere penetratie van de hernieuwbare bronnen op het netwerk, blijft het aanbieden van flexibele productie van kapitaal belang. Het is wenselijk dat deze flexibiliteit ook wordt bezoldigd.
- 6) Voor het verlenen van vergunningen voor **on-shore windenergie**, is het noodzakelijk dat het Ministerie van Defensie op objectieve basis delen van gebieden vrijmaakt zoals HTA08. De verplichtingen van de burgerluchtvaart zijn te belangrijk en vertonen een gebrek aan transparantie. De producenten van hernieuwbare energie geven ook uiting aan hun onvrede over

de invoering van een aanvullende belasting op windenergie in Wallonië. Alle taksen zouden moeten bekend zijn op het moment van de investering en ten minste tot het einde van de afschrijvingsperiode.

- 7) De lange duur van de administratieve procedures is niet alleen de oorzaak bij de vergunningverlening. De afwijzing door de burgers van de meerderheid van de industriële projecten die noodzakelijk zijn voor een gedelocaliseerde economie heeft er eveneens invloed op. Het syndroom "**Niet in mijn achtertuin**" en "**niet in mijn blikveld**" leiden tot quasi-systematisch gebruik van verhalen die resulteren in vertragingen die snel oplopen 3 tot 4 jaar. De elektriciteitssector betreurt hier het gebrek aan effectief vermogen van de Administraties en van de politieke klasse om een strategisch project op te leggen.
- 8) Geen verder commentaar op het vastleggen van de objectieven inzake hernieuwbare energieën.
- 9) In België zijn er nu maar weinig **sites** die nu klaar zijn om een productiecentrale en haar infrastructuur te ontvangen. Voor de nieuwe marktspelers van de elektriciteitsproductie, zijn er geen goede sites met ter beschikking. Het hoge eisenniveau inzake **netwerk-infrastructuur, voor het transport van elektriciteit en gas**, eventueel zelfs voor het vervoer en opslag van brandstof beperkt drastisch het aantal potentiële nieuwe sites. Elke aanpassing van de infrastructuur is een belangrijke kostenpost die geheel of gedeeltelijk voor rekening is van de projectontwikkelaar.

De gesynthetiseerde de opmerkingen met betrekking tot de belangrijkste drijvende krachten zijn respectievelijk:

- 1) Geen aanvullende opmerkingen over de steunmechanismen en over de inkomsten voor investeerders.
- 2) **De onzekerheid die weegt op de kernuitstap van de drie oudste kernreactoren** in 2015 beïnvloedt het huidige suboptimale investeringsklimaat. Een vastberaden, duidelijk en snel besluit wordt verwacht.

De respondenten zijn verdeeld over de beslissing om te sluiten. De producenten die ten gunste zijn van een sluiting zien hierin de manier om de oligopolie van de marktspelers met toegang tot kernenergie (goedkopere elektriciteit) te breken en zo een vervalsing van de mededinging weg te werken. Zij vertrouwen op de invoer om aan de toekomstige vraag te voldoen. Een capaciteitsuitbreiding van de verbindingen met de buurlanden is bijgevolg nodig. De tegenstanders van deze sluiting vrezen een structurele afhankelijkheid van de invoer en een aanzienlijke invloed op de volatiliteit van de elektriciteitsprijzen.

Tabel 1 : Percentages van de antwoorden op de items van de tabel op vraag 3 van de enquête over de productie- en investeringsmiddelen

Items	% Frein	% Neutraal	% Stimulans	Aantal antwoorden per item	Analyse ²⁸
1. Investerings in het algemeen					
1.1. Inkomsten voor de investeerders : niveaus van de elektriciteitsprijzen	33.8	26.0	40.3	77	Frein - driver
1.2. Risiconiveaus	49.4	42.9	7.8	77	Frein
1.3. Duidelijkheid inzake de energiemix die wordt gewenst door de bevoegde overheden	33.3	42.7	24.0	75	Frein
1.4. Bevoegdheden en machten van de regulatoren	18.4	71.1	10.5	76	
1.5. Toekenningsprocedure van de vergunningen	47.4	43.6	9.0	78	Frein
1.6. Beschikbaarheid van gepaste implantatiesites	35.5	48.7	15.8	76	Frein
1.7. Voorwaarden voor de aansluiting op de gepaste transport/distributie-infrastructuren tegen redelijke prijzen	36.4	46.8	16.9	77	Frein
1.8. injectietarieven	55.3	31.6	13.2	76	Frein
1.9. Regulerend kader inzake samenverbranding (steenkolen) met biomassa	7.2	87.0	5.8	69	
1.10. Regulerend kader inzake CCS	12.5	87.5	0	16	
1.11. Fiscaliteit en taksen, bvb. steenkolentaks, taks op winning van koelwater, taks op niet-gebruikte sites, ETS-systeem,...	29.6	57.7	12.7	71	
1.12. Vergoedingsmechanismen voor de hulpdiensten	12.1	83.3	4.5	66	
1.13. Huidige verdeling van de bevoegdheidsniveaus (federaal-gewestelijk)	17.3	81.3	1.3	75	
1.14. Aankondiging van de beslissingen tot sluiting of stillegging voor geruime tijd van de elektrische centrales	16.9	49.3	33.8	71	Driver
1.15. Goedkeuringsprocedures van de transformaties (upgrade – repowering- reconversion)	6.3	85.9	7.8	64	
1.16. Gebrek aan sensibilisering van de burgers door de overheden (om te strijden tegen NIMBY)	36.6	62.0	1.4	71	Frein

²⁸ Oranje: de geïdentificeerde barrières tussen [33,3%, 50%]; in het rood: de geïdentificeerde barrières tussen [50%, 100%]; licht groen: de geïdentificeerde stimuli tussen [33,3%, 50%]; donkergroen: geïdentificeerde stimuli tussen [50%, 100%].

2. Investerings in niet-hernieuwbare productiecapaciteiten					
2.1. Fiscaliteit betreffende de primaire energie die wordt gebruikt in de centrales	14.9	68.1	17.0	47	
2.2. Vergoedingswijze voor de activa van de huidige klassieke productie ("energy market only) en afwezigheid van "capacity remuneration mechanisms"	26.1	67.4	6.5	46	
2.3 Niveauevereiste van de wetgeving inzake uitstoten van vervuilende stoffen (SOx, NOx, stof,..)	28.6	61.2	10.2	49	
2.4. Impact van het toegenomen aandeel van hernieuwbare energieën in termen van flexibiliteit, werkingsduur en rendabiliteit van de klassieke productiemiddelen	25.0	64.6	10.4	48	
2.5. Duur van de vergunning	17.4	76.1	6.5	46	
3. Investerings in hernieuwbare productiecapaciteiten					
3.1. De Belgische/gewestelijke objectieven inzake elektriciteitsproductie vanuit hernieuwbare oorsprong zijn duidelijk, concreet en realiseerbaar	36.4	39.4	24.2	66	Frein
3.2. Huidige steunmechanismen voor de aantrekkelijke en stabiele hernieuwbare energieën	41.2	17.6	41.2	68	Frein - Driver
3.3. Ontbreken van onderlinge verwisselbaarheid van de groene stroomcertificaten (federaal/gewestelijk; intergewestelijk; België/buurlanden)	47.9	43.8	8.2	73	Frein
3.4. Duurzaamheidscriteria voor de soliede biomassa	26.6	60.9	12.5	64	
3.5. Toekenningsprocedure van offshore vergunningen	37.1	61.3	1.6	62	Frein
3.6. Toekenningsprocedure van offshore vergunningen	8.9	91.1	0.0	56	
3.7 Duur van de vergunningen	21.5	73.8	4.6	65	

De gedeelde de resultaten van punt 1.1. kunnen worden verklaard door een onnauwkeurigheid in de definitie van deze laatste. De resultaten van punt 3.2. worden op hun beurt makkelijk verklaard door een tegenstelde visie van producenten die energie uit fossiele of hernieuwbare oorsprong.

Vraag 4: Wat denkt u van de idee om aan Elia toe te laten om over eigen productiecapaciteiten te beschikken ?

De meeste producenten en investeerders zijn tegen dit idee dat volledig ingaat tegen het concept van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt. De ontkoppeling van de activiteiten en de productie zou inderdaad worden ondermijnd en de investeringen in decentrale productie kunnen worden benadeeld (= het typevoorbeeld van een verstoring van de markt).

Enkele respondenten op de enquête suggereren toch de mogelijkheid voor Elia om te beschikken over speciale trekkingsrechten voor de capaciteiten die het voor haar mogelijk maakt om het evenwicht te verzekeren van de balancing van het netwerk. De Coö krachtcentrale werd aangehaald in dit verband.

Vraag 5 a): Wat kan de federale overheid doen om nieuwe investeringen op te starten en/of om hun toepassing te versnellen?

- 1) Wees **duidelijk over de beslissing om de drie oudste kernreactoren te sluiten** in 2015.
- 2) Maak een kader waarbinnen de investeringen in flexibele capaciteit correct worden vergoed door middel van "**compensatiemechanismen van capaciteit**". Ongeacht het mechanisme dat wordt geïmplementeerd (capaciteit betaling, inschrijving ...), is het duidelijk dat een markt die de winstgevendheid van de bestaande faciliteiten behoudt en voortzet en die investeringen aanmoedigt voordeliger zal zijn in termen van kosten voor eindverbruiker. Voor veel respondenten, moet de invoering van mechanismen voor de capaciteit worden gemaakt in nauw overleg met onze buurlanden. De reflectie over dit punt op regionaal niveau (CWE) en zelfs op Europees niveau is zeer wenselijk.
- 3) Samenwerken met de regio's, om zoals voor offshore wind, een **refertekader te bepalen voor de investeringen in gedecentraliseerde productie** (Park dat een toenemend belang heeft bij het waarborgen van de continuïteit van de energievoorziening in het land).
- 4) **Vereenvoudiging van de administratieve procedures voor het verlenen van vergunningen** voor zowel de elektriciteitscentrales en de infrastructuur die nodig is voor hun verbinding met distributienetwerken en transport.
- 5) Maak het mogelijk om, onder bepaalde voorwaarden, de **uitbreiding van** diverse noodzakelijke vergunningen te verlengen.
- 6) **De aansluitkosten** matigen van de **netwerken**, inclusief de invoering van nieuwe technologieën, zoals hoge temperatuur overhead geleiders en op zijn minst gedeeltelijk de nodige investeringen in infrastructuur-aansluiting (die blijven in ieder geval de eigendom en latere exploitatie) laten financieren.
- 7) **De concurrentie** stimuleren door het bevorderen van de opkomst van nieuwe spelers op de markt zoals consortia tussen lokale bedrijven. Deze industriële zouden moeten kunnen profiteren van beschermende maatregelen die vergelijkbaar zijn met de plafonnering van de CSPE in Frankrijk of de vrijstelling van ENR taks in Duitsland, zolang ze van kracht blijven.

Vraag 5 b): Hoe ziet u de uitvoering van de procedure voor openbare aanbestedingen die voorzien is in wet?

- 1) De offerte moet voorzien in een of andere vorm van schadevergoeding om **de winstgevendheid van projecten te waarborgen**.
- 2) De offerte is **niet bevorderlijk voor de historische operator**, in het bijzonder met betrekking tot de beschikbaarheid van sites.
- 3) De offerte moet **voorkomen dat er situaties worden gecreëerd** (zie het verzoek om het huidige systeem van ondersteuning voor offshore te vervangen door een mechanisme zoals feed-in-tarief).

- 4) De inschrijving moet **vermijden in demagogie** te vervallen door de indruk te wekken bij de verbruikers dat hij de *uiteindelijk* kosten niet zal moeten betalen..

Vraag 6 : Andere commentaren die u belangrijk lijken om in België een productieplan voor elektriciteit te verwezenlijken in de volgende jaren.

- 1) De grote consumenten dragen bij tot de stabiliteit van het netwerk door hun baseload verbruik per land, dat bijdraagt tot de economische levensvatbaarheid van de basisproductie. Sommige van hun activiteiten kunnen ook bijdragen tot het beheren van de piekvraag op voorwaarde dat de **onderbreekbaarheid** voldoende worden gewaardeerd, wat momenteel niet het geval is.
- 2) De mogelijkheid om een **grote waterkracht-industrie** te maken zonder civiele bouwkundige techniek is reëel. Met enkele stimulansen zouden betere voorwaarden kunnen ontstaan voor GSC tot 20 jaar, en de investeringen in dit domein drastisch verhogen. Met een GSC tot 100 € / MWh (p ER voorbeeld, in plaats van 65 € / MWh), zouden alle sites van de Ourthe (+ / - 9 sites), die van de Samber en een aantal andere sites heel winstgevend zijn .
- 3) Een **ernstige studie over de elektriciteitsprijzen** (een historische studie en een visie op 5 jaar) zou de investeerders kunnen informeren.
- 4) Een **sterke regulator** moet zorgen voor de goede werking van een niet-discriminerende markt.
- 5) De **plafonnering van de energieprijzen** is een slecht signaal voor de potentiële investeerders.
- 6) **De uitbreiding van de koppelingen van de day-ahead markten** met buurlanden in de intra-day markten en de versterking van de balans zijn topprioriteiten.

Bijlage 2: Advies van het Wetenschappelijk Comité van het Energie-observatorium

Advies over het verslag inzake de middelen voor productie van elektriciteit 2012-2017 (Voorafgaand verslag) – Vergadering van 09 mei 2012

Aanwezige leden van het Wetenschappelijk comité :

Estelle Cantillon (EC), Damien Ernst (DE), Jean-Charles Jacquemin (JCJ), Marc Delhayé (MD), Jacques De Ruyck (JDR), Jan Bouckaert (JB), William D’haeseleer (WD)

Leden van het Wetenschappelijk comité die aan het eindadvies hebben meegewerkt : Françoise Bartiaux

Samenvatting van de aanbevelingen

De modellen die de AD gebruikt heeft bij de raming van het capaciteitsgebrek op piekmomenten en het capaciteitsoverschot bij geringe vraag zijn complementair en er is uitgegaan van realistische hypothesen. Het deterministische model beschrijft extreme situaties, het probabilistische model houdt rekening met de probabilistische aspecten en geeft als resultaat een aantal uren van waarschijnlijk capaciteitsgebrek (LOLE).

Op piekmomenten wordt een groot capaciteitsgebrek vastgesteld en bij geringe vraag ziet men overcapaciteit.

De regering moet zich bewust zijn van de risico’s die gepaard gaan met dat capaciteitsgebrek. Dat gebrek is niet enkel te wijten aan de sluiting van kerncentrales maar ook aan de sluiting van andere centrales (steenkool, biomassa en oude STEG-centrales) waardoor het vraagstuk van het capaciteitsgebrek vanaf 2014 nog zal toenemen.

Aangezien massale opslag van elektriciteit op korte termijn (en zelfs op middellange termijn) niet haalbaar is, bevestigt het comité dat de klemtoon moet blijven liggen op de vraag op piekmomenten.

Aan die piekvraag moet kunnen worden voldaan met een controleerbare capaciteit.

Aan de piekvraag voldoen via invoer moet worden beschouwd als risicovol en niet noodzakelijk controleerbaar.

Het is strikt noodzakelijk dat de regering een vastberaden beslissing neemt over de kalender voor de kernuitstap om de sector te verlossen van grote onzekerheden.

Bovendien tonen de resultaten van het model aan dat een kernuitstap overeenkomstig de wet in 2015 ernstige risico’s inhoudt indien er geen begeleidingsmechanisme wordt uitgebouwd.

De intrekking van de nucleaire capaciteit moet noodzakelijkerwijs gepaard gaan met de uitbouw van mechanismen ter ondersteuning van de capaciteit, van de reserves en van het beheer van de vraag.

Die maatregelen moeten de voorwaarden scheppen voor een markt waarin de bevoorradingszekerheid voor elektriciteit veilig kan worden gesteld, meer bepaald in de vorm van flexibele, controleerbare en betrouwbare bijdragen.

De grote meerderheid van het comité geeft de aanbeveling de werking van de drie kerncentrales te verlengen tot in de lente van 2017 en intussen nieuwe eenheden op te richten. Die termijn kan enkel worden aangehouden als er op korte termijn vastberaden beslissingen worden genomen en er onmiddellijk een fors actieplan wordt uitgewerkt. Die termijn kan problemen opleveren op het vlak van veiligheid (FANC) of van buitensporige investeringen.

Drie scenario's werden onder de loep genomen, sluiting Doel 1 en Doel 2, sluiting Tihange 1 en sluiting van de drie centrales. Het verbaast het comité dat er geen aandacht is geschonken aan een scenario waarbij de drie centrales gezamenlijk blijven verder werken om de resultaten te vergelijken. De AD zegt dat dergelijk scenario niet onderzocht is.

De gebruikte modellen zijn complementair. Het comité is van mening dat het probabilistische model het meest overtuigend is terwijl het deterministische bijkomende informatie oplevert die wel nuttig is maar die niet zo eenvoudig te interpreteren is. Aan de hand van het deterministische model kan men evenwel snel tot gelijkaardige conclusies komen en worden precieze gevallen inzake de bevoorradingszekerheid op piekmomenten beter uitgediept zonder de echte extremen in kaart te brengen (geen N-1, geen probabilliteit in de must runs, ...).

Het comité is van oordeel dat op basis van de voorgestelde modellen een analyse van de bevoorradingszekerheid kan worden gemaakt. Er wordt echter opgemerkt dat de modellen abstractie maken van een aantal factoren :

- De modellen besteden geen aandacht aan het uitvallen van de netwerken.
- Ze houden geen rekening met de positie van de centrales in een evenwichtig net.
- De modellen gaan niet expliciet na hoe vraag en aanbod kunnen worden bijgestuurd naar aanleiding van de veranderende economische context binnen de beschouwde periode (sluiting of niet van de conventionele en kerncentrales, uitbouwen van ondersteuningsmechanismen, Demand Side Management, ...).

De hypothesen over de vraag zijn dan ook fel omstreden maar de marges van +/- 1% worden door het comité aanvaard als redelijke referenties. Toename is mogelijk wegens de elektrische voertuigen, de warmtepompen, de economische relance en andere. Afname is mogelijk wegens REG-maatregelen en losgekoppelde productie. Behoudens bijkomende specifieke maatregelen zijn schommelingen van meer dan 1% gemiddeld per jaar onwaarschijnlijk. Hierbij weze opgemerkt dat deze schommelingen zowel voor de totale jaarlijkse energievraag als voor de plotselinge piekvraag naar vermogen in aanmerking worden genomen, hetgeen niet noodzakelijk een realiteit is. (de piek kan afnemen bij een jaartoename van het verbruik en omgekeerd).

Er is rekening gehouden met de lastcurve die door Elia gewijzigd is naar aanleiding van de publicatie van de Belgische statistieken inzake productie en verbruik van elektriciteit in 2010 (zelfproducenten inclus). Er wordt gevraagd de begrippen "vraag", "verbruik", "opgeroepen elektriciteit" en "zelfproducenten" te verduidelijken.

Het Comité geeft de aanbeveling nauwkeuriger te beschrijven hoe de resultaten van beide modellen moeten worden geïnterpreteerd. Het deterministische model kan nog verder worden uitgediept (inlassing van probabilliteiten, N-1, ...) en zou een complementair advies kunnen aanreiken bij het door Elia gebruikte ANTARES-model.

Volgens een van de experts stelt ANTARES geen juist model op van reservoirs zoals Coe. Het zou interessant zijn het model te verbeteren en te kijken naar de impact op de resultaten. De centrale van Coe heeft een beperkte capaciteit, nl. 1164 MW en ongeveer 3000 MWh. Voor zover Coe voorbehouden wordt voor piekmomenten en noodgevallen (wat vandaag niet het geval is), kan deze centrale slechts 1164 MW aanleveren gedurende twee uur en een half.

Het stochastische model met invoer houdt theoretisch rekening met de beschikbaarheid van buitenlandse capaciteit op basis van de gegevens van ENTSO-E. Noch het comité noch de AD hebben echter toegang gekregen tot de toepassing van de ANTARES-model door Elia; derhalve konden zij niet oordelen over de relevantie van de hypothesen die in het model gemaakt zijn met betrekking tot de effectieve

beschikbaarheid van buitenlandse capaciteit. De conclusies van het model met invoer hangen dus af van de relevantie van die hypothesen. Die waarschuwing moet ernstig worden genomen omdat de buitenlandse netten zich het recht kunnen voorbehouden de burens af te koppelen indien de plaatselijke toestand dergelijke maatregel vereist.

Het comité vraagt meer informatie over de effectieve sluiting van de 3 STEG-centrales die geprogrammeerd staat voor 2013. Hoeveel bedragen de werkings- en maintenancekosten (Opex) van die centrales of de investeringen die in het verleden gedaan zijn ('sunk costs'). Welke zijn de lastcurven; welke zijn de beperkingen van het omgevend net? Hierna volgt een discussie over de economische aspecten (met inbegrip van de verliezen en winsten van de nucleaire taksen). De voorzitter en de AD merken op dat de studie niet tot doel heeft een economische analyse te verstrekken; zij verdiept zich in de risico's op verlies van capaciteit.

Figuur 7 geldt veeleer voor de activeringsvolgorde van het deterministische model. Het is wenselijk erop te wijzen dat de gaps in "absolute" waarden zijn uitgedrukt.

Het is nodig de begrippen "available" versus "dispatchable" uit te klaren. Het is wenselijk dat de effectieve beschikbaarheidspercentages in tabel 4 zouden worden toegelicht, vooral met betrekking tot wind- en zonne-energie.

Het probleem van de overcapaciteit zal waarschijnlijk groter zijn dan wat de resultaten aantonen want de fotovoltaïsche energie is niet meegerekend.

Het zou ook goed zijn na te gaan of de investeringsvoorspellingen die in de studie gebruikt zijn verenigbaar zijn met de capaciteit van de distributienetten. Met het huidige beleid zijn sommige distributienetten op vele plaatsen immers niet meer in staat nieuwe bronnen van hernieuwbare energie op te nemen.

Besluiten en aanbevelingen

De AD stelt een stramien met 5 punten voor om de besluiten en aanbevelingen te formuleren :

- Flexibele en piekproductiecapaciteit
- Reservecapaciteit
- Demand Side Management
- Netwerken
- Sluiting van de kerncentrales

Het comité bespreekt dit stramien puntsgewijs.

De flexibele en de piekcapaciteit vergroten

Het comité is van mening dat het capaciteitsprobleem vanaf 2014 reëel zal zijn en niet enkel te maken heeft met de sluiting van de kerncentrales. Er moeten regulerings- en marktvoorwaarden komen waarbij flexibele capaciteit en piekcapaciteit kan geïnstalleerd worden (meer zekerheid, meer stabiliteit, minder en snellere procedures, ...) en de Europese richtlijnen en andere wettelijke vereisten gerespecteerd worden. Het comité geeft de aanbeveling het beschikbaar stellen van capaciteit te belonen in plaats van het aanleveren van reserve-energie.

Er moet een studie worden uitgevoerd naar de mogelijkheid om STEG-centrales te behouden/te bouwen en naar hun rendabiliteit omdat zij de enige zijn die in staat zijn op korte termijn het gebrek aan piekcapaciteit te compenseren. Het verwachte aantal uren van de belasting van de verschillende eenheden en de waarschijnlijke evolutie ervan naar aanleiding van het engagement van België om tegen 2020 13% energie uit hernieuwbare bronnen te produceren (dat zou ongeveer 21% groene stroom betekenen) zou overigens essentiële informatie zijn.

Het comité geeft de aanbeveling op zoek te gaan naar elke nieuwe flexibele en dispatchable capaciteit en zich niet te beperken tot de STEG-centrales. Eenheden die gedurende minder uren moeten werken en een reserve moeten opbouwen wegens het ontbreken van wind en zon zijn niet noodzakelijk STEG-eenheden (gasturbines, WKK, ...).

Het comité waarschuwt de AG voor de tijd die nodig is om de STEG-projecten in dienst te stellen zelfs die waarvoor reeds een federale vergunning is afgeleverd en die beschikken over een bij Elia gereserveerde capaciteit. In werkelijkheid is 3 jaar te kort; 5 jaar lijkt een minimum; 7 jaar is realistischer.

Beschikken over reservecapaciteit

Het comité wijst erop dat het nodig is over voldoende actieve en reactieve capaciteit te beschikken om het net te beheren. Er zijn reeds negatieve tarieven toegepast om de stabiliteit van het net te handhaven en die toestand zal steeds erger worden.

Naast de denkpistes die in het vorig punt aan bod zijn gekomen beschouwt het comité opslag op grote schaal als een sleuteloplossing om tegelijkertijd het probleem van de basisovercapaciteit en de piekondercapaciteit op te lossen. Het comité geeft dus de aanbeveling om vanuit alle invalshoeken de mogelijkheden te onderzoeken voor de aanbouw van nieuwe sites voor opslag van water met pomp- en turbine-installaties ten einde stroomvoorraad te vergroten (waarbij onzekere wind- en zonne-energie via pompen wordt omgezet in beschikbare energie). Dit zouden multifunctionele sites moeten zijn om de aanvaarding ervan te vergemakkelijken (energiefunctie, productie van drinkbaar water, onweerbestendig en andere). Dergelijke opslagsystemen die bestraffing van overcapaciteit in stille periode verminderen, zouden bijdragen tot de rendabiliteit van de flexibele technologieën en zouden zelf dus een steunmechanisme zijn voor investeringen in capaciteit.

Tijdens de studie naar de aanbouw van Coe waren ook andere sites in aanmerking genomen om er reservoirs met grote capaciteit op te bouwen. Tegen 2017 dergelijke infrastructuur uitbouwen is (in principe) wel mogelijk maar het zoeken naar financieringsmiddelen en het verkrijgen van de vergunningen zal waarschijnlijk langer duren zodat het niet zeker is dat dergelijke sites tijdig zullen klaar zijn.

Het comité wijst erop dat de opslagcapaciteit die vereist is om de onzekere productie van de grote windmolenparken op te vangen, enorm groot is. Op dit ogenblik is enkel de massale hydraulische opslag (Noorwegen, Zwitserland, ...) in staat om een belangrijke capaciteit aan te reiken (aan de hoogste bieder...). Projecten inzake massale opslag in zee liggen ter studie maar kunnen zeker nog niet in aanmerking worden genomen.

De pieklast verminderen (DSM)

Om het scenario -1% per jaar en meer te realiseren mag de denkpiste van een pieklastvermindering niet uit het oog worden verloren. DSM-technieken als daar zijn de gedifferentieerde tarifiering, onderbreekbare contracten, energie-efficiëntie van toestellen, de versnelling van de 'smart grids' en dergelijke moeten worden gestimuleerd.

Wat de tarifiering betreft, is het aan te bevelen een capaciteitstarief (in kW beschikbaar op de teller) in te voeren die het tarief per kWh gedeeltelijk zou vervangen.

De netwerken

Het comité wijst erop dat het niet volstaat enkel te kijken naar de productiecapaciteit. Ook de netwerken

moeten volgen. Dat geldt zowel voor de elektriciteitsnetwerken onder diverse spanningsniveaus als voor de netwerken die het gas moeten transporteren naar de gascentrales die de steenkool- en kerncentrales moeten vervangen.

In geval van nucleaire uitstap dreigt Elia niet het hoofd te kunnen bieden aan de meest kritieke problemen. Tot 2015 is er echter niet genoeg tijd om bijkomend in de netten te investeren naast de investeringen die al hebben plaatsgevonden (STEVIN).

Sluiting van de kerncentrales

Het comité is van mening dat de onzekerheid over de kernuitstap zo spoedig mogelijk moet worden uitgeklaard. Die onzekerheid veroorzaakt een vicieuze cirkel die moet worden doorbroken. Er moet met vastberadenheid een beslissing worden genomen – welke die ook is – en die moet onomkeerbaar zijn zodat de juiste signalen naar de markt worden gestuurd.

In geval van sluiting moet ook de datum ervan onveranderlijk en definitief zijn. Het comité stelt echter vast dat een sluiting in 2015 te vroeg zou zijn omdat er in de komende drie jaar onvoldoende niet-onzekere capaciteit kan worden bijgebouwd en er bovendien nog andere onverwachte sluitingen van klassieke centrales mogelijk zijn. Men moet rekening houden met een minimale en realistische termijn van vijf jaar tussen de beslissing en de sluiting ; de beslissing had dus in 2010 moeten zijn genomen. Bovendien moet de sluiting plaatsvinden tijdens de winter zodat het park zich kan voorbereiden op de daarop volgende winterpiek.

Het comité roept de regering op tot grote voorzichtigheid bij haar beslissing over de timing van de uitstap want de risico's op een black-out zijn zeer reëel. Een black-out wordt zelfs waarschijnlijk indien geen passende begeleidingsmaatregelen worden genomen. Een black-out kost veel geld en kan het leven van de burgers in gevaar brengen.

De meerderheid van het comité gaat ervan uit dat een termijn van vijf jaar vanaf de vastberaden beslissing een minimum is op voorwaarde dat de bevoegde overheden optreden om het gebrek aan capaciteit op passende wijze te compenseren. Elke aarzeling vergroot het risico op te weinig capaciteit en een gebrek aan doortastendheid bij het opzetten van reservemechanismen zal die termijn van vijf jaar doen toenemen. Dergelijke houding en een termijn van meer dan vijf jaar zal andere moeilijkheden veroorzaken voor het behoud van de veiligheid van de centrales en zou een voedingsbodemp vormen voor de twijfel omtrent de sluiting (indien de regering daartoe zou beslissen).

De grote meerderheid van het comité geeft dus de aanbeveling de drie centrales ten minste tot de lente van 2017 in werking te houden voor zover het FANC die verlenging aanvaardbaar en realistisch acht en die verlenging geen buitensporige investeringen vergt. Omdat de termijn zo kort is geeft het comité de aanbeveling dat er een nauwkeurig en bindend plan wordt opgesteld voor de periode 2012-2017 om tot dan voldoende capaciteit te garanderen. Een tussentijds gebrek aan capaciteit moet gecompenseerd worden met een beperkte invoer. Er moeten tevens economische studies plaatsvinden naar de rendabiliteit van de STEG op het ogenblik van de kernuitstap. Er moeten marktmechanismen worden opgezet om investeringen in capaciteit opnieuw aan te moedigen en de verschillende spelers (electriciteitsproducenten, transporteurs, distributeurs en consumenten) aan te sporen bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid.

Bovenop deze maatregelen moet ervoor gezorgd worden dat de distributienetbeheerders in staat zijn de bijkomende hernieuwbare capaciteit te beheren. 'Curtailment' van de hernieuwbare moet durven worden overwogen ingeval er overcapaciteit optreedt die het net kan destabiliseren. Tevens moet ervoor gezorgd worden dat het gasnetwerk de vraag van de nieuwe centrales kan volgen.