



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel. : 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)070927-CDC-715

over

*« de ontoereikende productiecapaciteit
van elektriciteit in België »*

gemaakt met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid,
2° van de wet van 29 april 1999 betreffende de
organisatie van de elektriciteitsmarkt.

27 september 2007

INLEIDING

Sinds enkele maanden zijn verscheidene studies verschenen die het aanbod van en de vraag naar elektriciteit in de verschillende Europese landen onderzoeken¹. Ze vestigen de aandacht op de toestand van België wat de afstemming van het elektriciteitsaanbod met de elektriciteitsvraag betreft en in het bijzonder op zijn weinig comfortabele positie in het peloton van de Europese landen.

Het evenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit is belangrijk voor de bevoorradingszekerheid op het gebied van elektriciteit. Het is tevens een essentiële voorwaarde om een goede werking van het elektriciteitssysteem te verzekeren.

Op grond van deze vaststelling heeft de COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) op eigen initiatief een studie gemaakt over de ontoreikende productiecapaciteit van elektriciteit in België en over de gevolgen en de risico's die daaruit voortvloeien voor het Belgische elektriciteitssysteem. De CREG heeft de voorliggende studie gemaakt in overeenstemming met haar taak van toezicht op de goede werking van de markt die haar door artikel 23, §2, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna : “de elektriciteitswet”) wordt toevertrouwd en onder meer het artikel 23, §2, tweede lid, 2°.

De voorliggende studie heeft tot doel de problemen te belichten met betrekking tot het tekort aan productiecapaciteit van elektriciteit in België die de goede werking van de Belgische markt kunnen schaden en de nodige middelen te bepalen om de afstemming tussen elektriciteitsaanbod en -vraag in België voor de komende jaren te verzekeren.

De voorliggende studie heeft niet de bedoeling een update van het indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit² te vormen, noch de plaats in te nemen van de prospectieve “electriciteits”studie die voortaan door de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie dient te worden opgesteld, overeenkomstig artikel 3 van de wet van 1 juni 2005 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

¹ Zie onder meer de studie « Observatoire Européen des Marchés de l’Energie », Capgemini, 2006, en de studie « UCTE System Adequacy Forecast 2007-2020 », UCTE, 2007.

² Voorstel [\(C\)050120-CREG-388](#) van indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014.

Hierbij valt het bepalen van de beste verdeling tussen de verschillende middelen die kunnen aangewend worden om het evenwicht tussen het aanbod en de vraag te verzekeren buiten het kader van deze studie. De nodige hulpbronnen worden in deze studie voorgesteld onder de vorm van productiecapaciteit van het centrale park, al is het *in fine* uiteraard aangewezen een oplossing te overwegen die tevens in hogere mate beroep doet op hernieuwbare energiebronnen en op maatregelen ter beheersing van de vraag en ter verbetering van de energie-efficiëntie.

Deze studie is opgesplitst in vier delen. Het eerste deel vat de methodologie samen die in de studie gebruikt werd. Het tweede deel beschrijft de simulatieresultaten en geeft een analyse van deze resultaten. Het derde deel bevat een bespreking van de resultaten en hun analyse. Het vierde deel, ten slotte, geeft het besluit weer.

Tijdens zijn vergadering van 27 september 2007 keurde het Directiecomité van de CREG de voorliggende studie goed.

I. Methodologie

I.1. Principes

1. In de hierboven ingeleide context heeft de studie tot doel de bijkomende productiecapaciteit van elektriciteit te bepalen waarin België moet investeren om de Belgische vraag gedurende de periode 2008-2017 te dekken met een gegeven risiconiveau.

Deze bijkomende capaciteit wordt bepaald volgens een scenario met een evolutie van het Belgische elektrische systeem tijdens de bestudeerde periode. Dit scenario, « hoofdsenario » genoemd, wordt beschreven in afdeling II.1 hierna. De volgende elementen worden erin gedefinieerd:

- De evolutie van de Belgische elektriciteitsvraag tijdens de bestudeerde periode,
- De evolutie van de brandstoffenprijzen tijdens de bestudeerde periode,
- Een evolutie van de prijs van de CO₂-emissies tijdens de bestudeerde periode,
- Het decentrale productiepark en zijn evolutie tijdens de bestudeerde periode,
- Het centrale productiepark.

Al zijn de meeste van deze gegevens exogeen, toch omvat de beschrijving van het centrale park het bestaande park, met daarbij, samen met hun kalender van inwerkingtreding zoals die door de CREG gekend is, de besliste projecten waarvan de CREG kennis heeft evenals eventuele bijkomende investeringen³ die noodzakelijk zijn om de Belgische vraag op betrouwbare wijze te dekken.

Er wordt dus gezocht naar een programma voor de ontwikkeling van het centrale productiepark gedurende de periode 2008-2017. Het gaat meer bepaald om het in het centrale productiepark te voorziene type van nieuwe eenheden te bepalen, evenals hun capaciteit en hun indienststellingskalender om de toekomstige vraag naar elektriciteit van het land op betrouwbare wijze te dekken.

Dit onderzoek vereist een vrij gedetailleerde simulatie van de exploitatie van het productiepark gedurende ieder jaar van de onderzochte periode.

³ De types van investeringen die in dit kader worden overwogen, staan beschreven in afdeling I.3 hierna.

2. Er wordt gebruik gemaakt van een simulatiemodel om de betrouwbaarheid van het productiesysteem voor ieder jaar te berekenen⁴. Om deze evaluaties te maken, gebruikt het model een probabilistische berekeningsmethode die toelaat rekening te houden met de impact van de omvang van de productie-eenheden en de wisselvallige aard van hun beschikbaarheid (beschikbaarheid van de intermitterende energiebronnen, risico op defect en geprogrammeerd stilleggen wegens onderhoud) op de betrouwbaarheid van het productiesysteem.

In het model wordt de jaarlijkse elektriciteitsvraag bepaald onder de vorm van een chronologische uurcurve die de evolutie van de opgevraagde energie in de loop van het jaar weergeeft.

Bovenop het decentrale park worden in de simulatie verschillende types van centrale productie-eenheden in beschouwing genomen: kerncentrales, centrales die fossiele brandstoffen verbranden en pomp-turbinecentrales. Elke productie-eenheid wordt gekenmerkt door een geheel van technisch-economische parameters: maximumvermogen, verhouding van de verschillende brandstoffen die ze verstoekt, specifiek brandstofverbruik, beschikbaarheidscoëfficiënt en ten slotte haar exploitatie- en onderhoudskosten. Om de CO₂-emissies van elke eenheid te kunnen bepalen, worden haar specifieke emissiecoëfficiënten eveneens bij de gegevens vermeld. Bovendien laat het model toe de prijzen van de CO₂-emissievergunningen, van de groenestroomcertificaten en van de certificaten van kwaliteitswarmtekrachtkoppeling te verrekenen volgens het beschouwde type van productie-eenheid.

De werking van elke pomp-turbinecentrale wordt gesimuleerd door de capaciteit van het bovenste reservoir in beschouwing te nemen, alsook de maximumvermogens en de rendementen van de eenheden in pompstand en turbinestand.

Het gebruik van dit model laat toe op exogene wijze door iteratie een selectie te maken van de investeringen in nieuwe productie-eenheden van het centrale park die gedurende de periode 2008-2017 dienen geïnstalleerd te worden met het oog op het minimaliseren van de productiekosten, met inachtneming van een betrouwbaarheids criterium.

3. Het gekozen betrouwbaarheids criterium is het wiskundig verwachte aantal uren elektriciteitstekort, dit is het aantal uren per jaar gedurende welke de beschikbare middelen

⁴ Het gaat om het model PROCREAS, dat reeds door de CREG gebruikt werd in het kader van de twee indicatieve programma's van de productiemiddelen voor elektriciteit 2002-2011 en 2005-2014.

ontoereikend zullen zijn om de volledige vraag te dekken. In de wetenschappelijke literatuur wordt dit gemeenzaam *LOLE* (Loss of Load Expectation)⁵ genoemd.

De voor de *LOLE* gekozen waarde bepaalt het aanvaarde niveau van risico op tekortkoming met betrekking tot het dekken van de elektriciteitsvraag en, bijgevolg, het gewenste niveau van bevoorradingszekerheid voor het hele land. De voor dit criterium gekozen waarde is die welke gebruikt werd in de indicatieve programma's 2002-2011 en 2005-2014. Het aan dit criterium verbonden streefdoel bedroeg 16 uur per jaar. In deze studie werd het op dit niveau behouden. Een bespreking van deze waarde in verhouding tot andere op internationaal vlak gebruikte waarden volgt in afdeling II.3 hierna.

I.2. Modelvorming van de mogelijkheden tot netto invoer

4. Het hoofdscenario neemt geen mogelijkheid tot netto invoer in beschouwing. Al kan dit een strenge hypothese lijken, toch wordt er algemeen gebruik van gemaakt in dit soort studies die bedoeld zijn om een productiepark te dimensioneren.

Uit het oogpunt van bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit komt dit overeen met de zorg om zich te voorzien van een toereikende productiecapaciteit om zijn eigen behoeften te dekken, met een gegeven betrouwbaarheidsniveau. In dat geval is het systeem immers minder gevoelig voor de prijsdruk die het gevolg kan zijn van de verzadiging van de koppelverbindingen met het buitenland. Uiteraard is er niets dat de marktspelers belet om, binnen de realiteit van de exploitatie, invoercontracten te sluiten waardoor ze kunnen profiteren van de door de markt geboden kansen om zich tegen een lagere prijs te bevoorraden.

I.3. Bijkomende investeringen in centrale productie

5. Gezien het beoogde doel er niet in bestaat een prospectieve studie te maken, maar de behoeften aan productiecapaciteit te analyseren op basis van een criterium voor de onderlinge afstemming van het aanbod met de vraag, worden twee types van investeringen in beschouwing genomen:

- de investeringen voor het dekken van de basisbelasting,

⁵ Het uitdrukken van deze grootte in de vorm van een waarschijnlijkheid in plaats van een aantal uren per jaar, wordt LOLP (Loss of Load Probability) genoemd.

- de investeringen voor het dekken van de piekbelasting.

Als investeringen voor het dekken van de basisbelasting werden gasturbines met een gecombineerde stoom- en gascyclus (STEG) van 400 MW vooropgesteld en als investeringen voor het dekken van een piekbelasting werden gasturbines met open cyclus (GT) van 80 MW vooropgesteld. In het kader van het beoogde doel wordt verondersteld dat deze eenheden voldoende representatief zijn voor het beschouwde type van werking, onder meer in termen van productiekost en impact op de betrouwbaarheid van het Belgische productiesysteem.

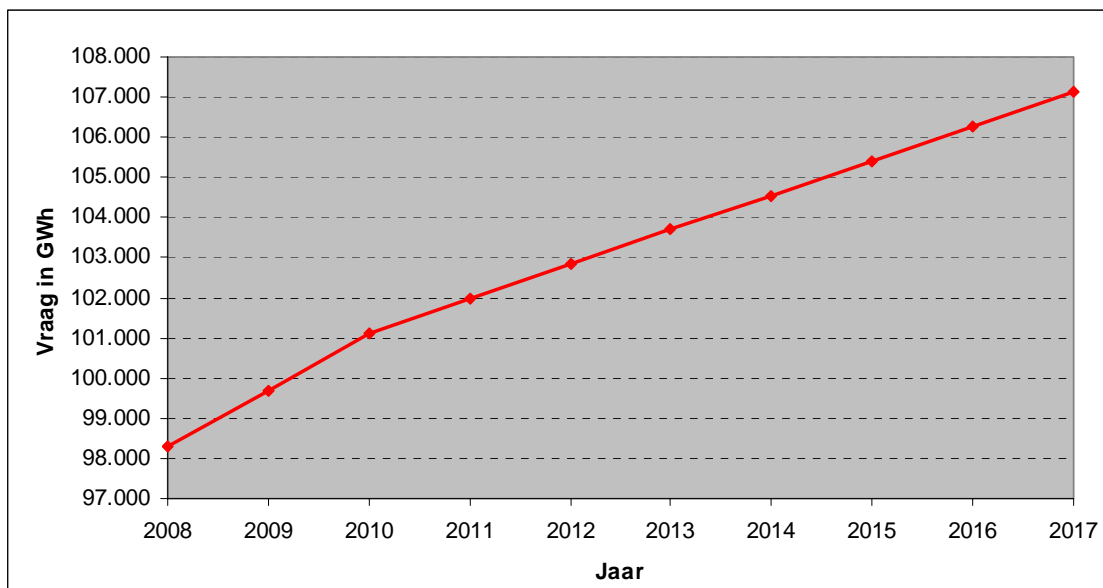
De investeringen in steenkoolcentrales worden niet expliciet in beschouwing genomen aangezien, in het raam van de doelstellingen van de studie, hun inbreng niet significant verschilt van die van de STEG-centrales wat de onderlinge afstemming van het aanbod en de vraag betreft.

II. Simulatie- en analyseresultaten

II.1. Beschrijving van het hoofdscenario

II.1.1. De elektriciteitsvraag

6. Onderstaande grafiek geeft de jaarlijkse elektriciteitsvraag weer op basis van het Baseline scenario in de studie van de Commissie Energie 2030. De gemiddelde jaarlijkse toename van de vraag naar elektrische energie over de ganse periode bedraagt 0.96% per jaar.



Figuur 1 - Evolutie van de jaarlijkse elektriciteitsvraag

II.1.2. Het decentrale productiepark

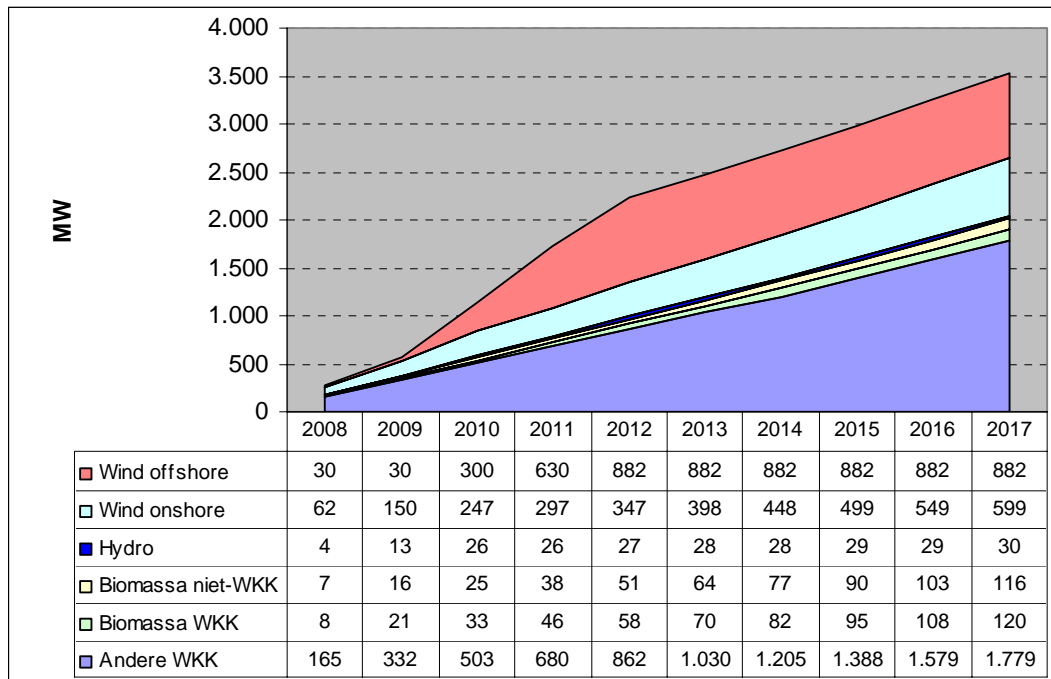
7. De evolutie van de investeringen in eenheden die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen en in warmtekrachtkoppeling werd afgeleid uit de variante “regionale doelstellingen” van de studie gemaakt door ICEDD-VITO voor de CREG in het kader van het indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014. De recentere gewestelijke projecties inzake hernieuwbare energiebronnen bestrijken een kortere periode en werden daarom niet hernomen in de voorliggende studie.

II.1.2.1 Hernieuwbare energiebronnen

8. Wat de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan offshore windenergie betreft, werd rekening gehouden met de realisatie van de drie projecten waarvoor reeds een domeinconcessie werd toegekend (voor een totaal van 882 MW). Hierdoor wordt de geprojecteerde capaciteit aan offshore windmolens voor het jaar 2019 uit het indicatief programma 2005-2014, in de huidige studie reeds in 2013 bereikt. Ten opzichte van 2007, bedraagt de bijkomende capaciteit aan eenheden die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen 111 MW in 2008 en stijgt tot 1.747 MW in 2017.

II.1.2.2 Warmtekrachtkoppeling

9. De bijkomende capaciteit aan WKK-eenheden ten opzichte van 2007 bedraagt 165 MW in 2008 en neemt stelselmatig toe om in het jaar 2017 te komen tot een bijkomende geïnstalleerde capaciteit van 1.780 MW.



Figuur 2 - Evolutie van de bijkomende productiecapaciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling

II.1.3. Het centrale productiepark

II.1.3.1 Toestand op 1 juli 2007

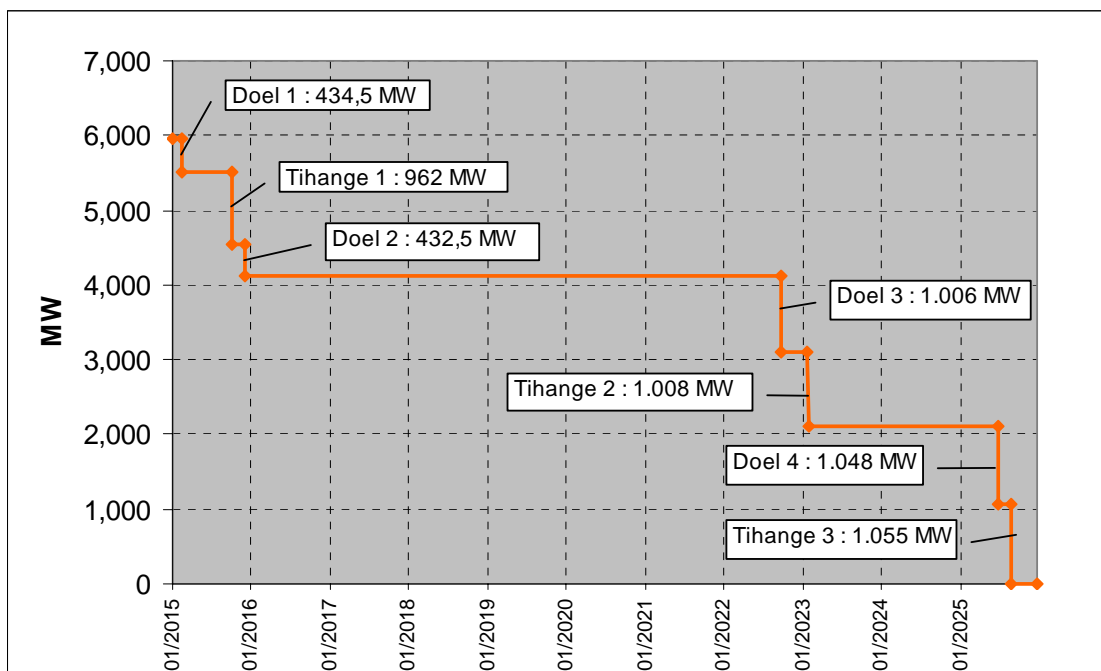
10. Voor de simulaties in de voorliggende studie werd uitgegaan van de centrale productie-eenheden die op 1 juli 2007 deel uitmaakten van het Belgische centrale productiepark.

Het totale vermogen van het gemodelleerde centrale productiepark bedraagt 14.180 MW op 1 juli 2007.

II.1.3.2 Uitdienstnames

Nucleaire eenheden

11. Deze studie kadert binnen het bestaande wettelijk kader, waarbij de nucleaire eenheden na een levensduur van 40 jaar buiten dienst worden genomen.



Figuur 3 - Resterend nucleair vermogen in België

Overige centrales

12. Om rekening te houden met de veroudering van de bestaande eenheden werd een levensduur van 25 jaar beschouwd voor de STEG-eenheden en van 40 jaar voor alle overige thermische centrales. Bij het bereiken van deze levensduur werd de uitdienstname van de betrokken eenheden beschouwd. Voor de pompcentrales werd geen uitdienstname voorzien binnen de horizon van de studie.

II.1.3.3 Reeds besliste investeringen

13. De voorliggende studie houdt rekening met de projecten voor nieuwe productie-eenheden die een individuele productievergunning verkregen hebben en waarvan, op basis van de informatie waarover de CREG beschikt, de werken reeds aangevat of de bestellingen reeds geplaatst werden, zijn in rekening gebracht. Daarnaast werden de vermogensverhogingen ten gevolge van een rendementsverbetering naar aanleiding van de

vervanging van de stoomgeneratoren of de turbines in bepaalde nucleaire centrales ook in het model opgenomen.

Onderstaande tabel geeft de besliste investeringen die in rekening werden gebracht.

Technologie	Capaciteit
Gasturbines	230 MW
STEG	420 MW
Stoomturbines	310 MW
Nucleaire centrales	+122 MW

Tabel 1 - Besliste investeringen die in het model werden beschouwd

De overige projecten waarvan de definitieve investeringsbeslissing nog niet genomen werd, werden niet in rekening gebracht. Het betreft een totale capaciteit van ongeveer 4.500 MW, waarvan 885 MW reeds het voorwerp uitmaakten van een toekenning van een individuele vergunning.

II.1.4. Evolutie brandstofprijzen

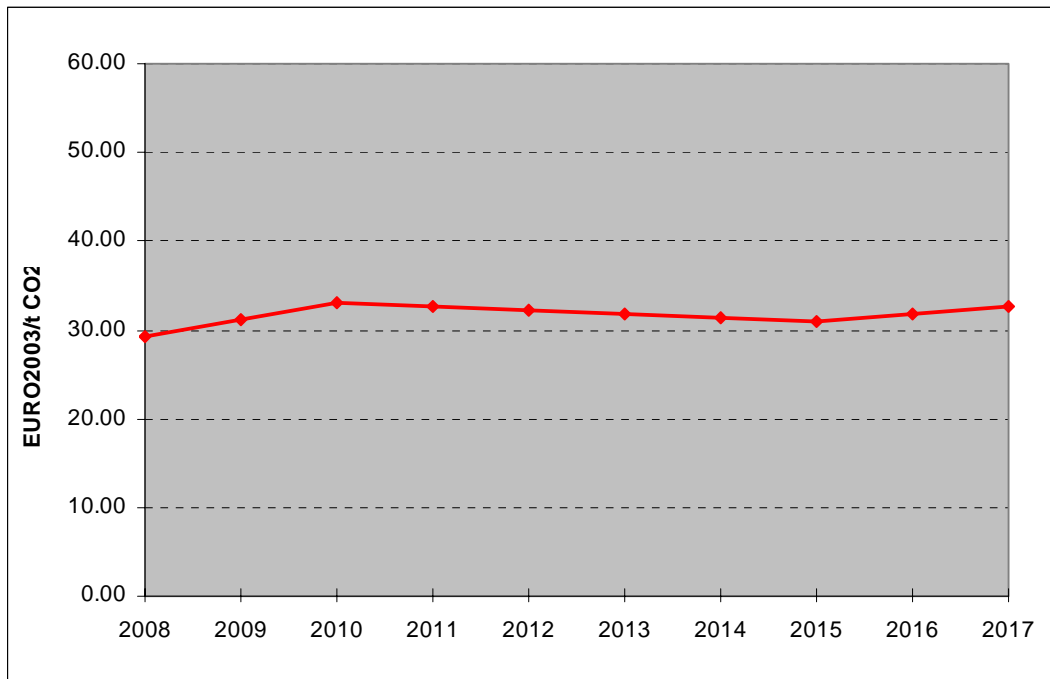
14. De brandstofprijzen zijn gebaseerd op de meest recente projecties gebruikt in het kader van de werkzaamheden van de Commissie Energie 2030.

II.1.5. Evolutie CO₂-emissiekost

15. De projectie van de CO₂-emissiekost (zijnde de marktprijs voor CO₂-emissierechten) is zeer moeilijk te voorspellen. Verschillende instellingen geven zeer uiteenlopende projecties. De waarde van de toekomstige CO₂-emissierechten zal bepaald worden door de markt van vraag en aanbod, waarbij de toekomstige nationale allocatieplannen een belangrijke invloed zullen hebben.

Voor de berekeningen in de huidige studie werd de CO₂-emissiekost zodanig bepaald dat er een evenwicht is tussen de korte termijn marginale kost (short run marginal cost) van een superkritische steenkoolcentrale en een STEG-eenheid.

De evenwichtsprijs wordt in onderstaande figuur weergegeven.



Figuur 4 - Projectie van de CO₂-emissierechten

II.1.6. Invoer

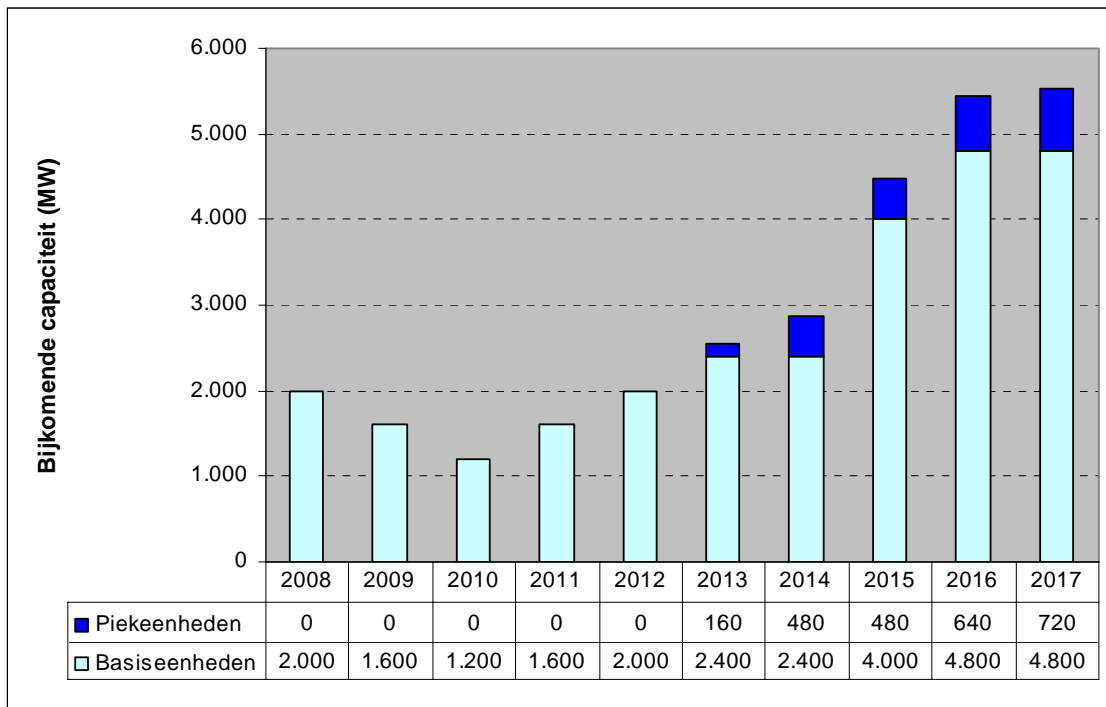
16. Conform de methodologie beschreven in afdeling I.1, houdt het hoofdscenario geen rekening met invoer.

II.2. Analyse van de resultaten van het hoofdscenario

17. Rekening houdend met de hoger beschreven voorstelling van het Belgische systeem, werden simulaties gemaakt om na te gaan welke bijkomende geïnstalleerde capaciteit in het centrale park noodzakelijk is om de elektriciteitsvraag in de periode 2008-2017 te dekken, met naleving van het *LOLE* criterium van 16 uur per jaar in toepassing van de methodologie beschreven in afdeling I.

In deze optiek geeft figuur 5 voor ieder jaar van de onderzochte periode de capaciteit die België nodig heeft weer in basis- en piekeenheden, rekening houdend met de evolutie van

het centrale park beschreven in afdeling II.1.3 en met de evolutie van het decentrale park beschreven in afdeling II.1.2.



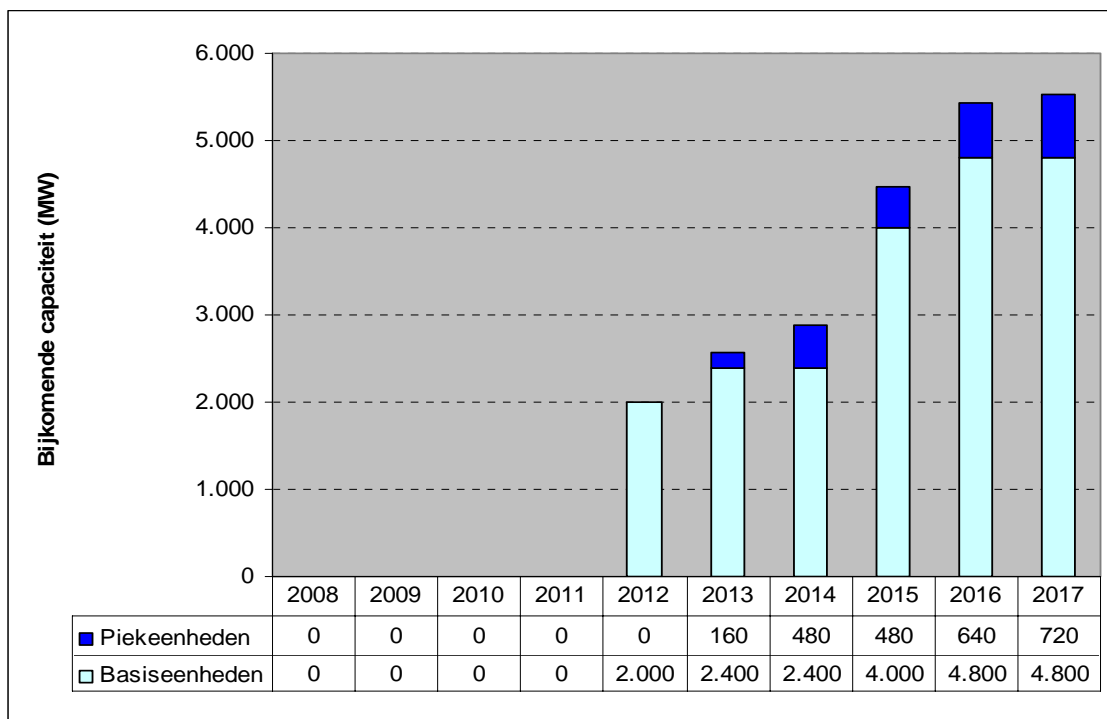
Figuur 5 – Noodzakelijke bijkomende capaciteit om het betrouwbaarheids criterium in het hoofdsceario te respecteren

De noodzakelijke capaciteit in basiseenheden laat zich in belangrijke mate gevoelen (2.000 MW) vanaf 2008, wat toe te schrijven is aan twee factoren, een reeds delicate toestand in termen van evenwicht die werd aangehaald in het raam van het indicatief programma 2005-2014 en de gelijktijdige buitendienststelling, vanaf 2008, van de thermische centrales ouder dan 40 jaar.

Het geleidelijk in dienst nemen van de reeds besliste investeringen tempert enigszins de nood aan nieuwe basiseenheden tot in 2011, maar deze nood blijft niettemin bestaan en bereikt in 2010 een minimum van 1.200 MW.

Vanaf 2010 neemt de behoefte aan bijkomende investeringen geleidelijk toe tot 2.400 MW aan basiseenheden en 480 MW aan piekeenheden in 2014. Vanaf 2015 is de toename meer uitgesproken, onder meer om de eerste buitendienststellingen van kerncentrales te compenseren. In 2017, het laatste jaar van de onderzochte periode, bedragen de behoeften 4.800 MW aan basiseenheden en 720 MW aan piekeenheden.

18. Een ander probleem stelt zich in het begin van deze periode, als men de termijn tussen het nemen van de beslissing tot investeren en de industriële indienstneming van de betrokken eenheid in beschouwing neemt. Deze termijn omvat zowel het bekomen van de nodige vergunningen en toelatingen als de bouwfase van de eenheid. Uitgaande van de veronderstelling dat deze termijn 4 jaar bedraagt voor een basiseenheid van het type « turbine met gecombineerde stoom- en gascyclus » en 3 jaar voor een piekeenheid van het type « gasturbine met open cyclus », zullen de nog niet besliste investeringen in STEG's niet vóór eind 2011, begin 2012 gebeuren. Deze vaststelling leidt tot de overweging dat het op heden niet meer mogelijk is om rekening te houden met nog niet besliste bijkomende investeringen in basiseenheden, waarvan de behoefte zich vóór 2012 laat gevoelen. Figuur 6 houdt hiermee rekening.



Figuur 6 – Noodzakelijke bijkomende “realiseerbare” capaciteit om het betrouwbaarheids criterium in het hoofdscenario te respecteren

Tabel 2 herneemt de overeenstemmende investeringskalender. Voor elk jaar van de onderzochte periode worden de bijkomende basis- en piekinvesteringen aangeduid die in de loop van dat jaar in dienst zouden moeten gesteld worden⁶, alsook tussen haakjes het jaar

⁶ Omwille van de simulatie worden de investeringen verondersteld in het begin van het jaar in dienst genomen te worden.

in de loop waarvan de beslissing tot investering ten laatste dient te worden genomen, in de veronderstelling dat er een termijn van vier jaar ligt tussen de beslissing tot investering en de indienststelling voor de basiseenheden en een termijn van drie jaar voor de piekeenheden.

Jaar van indienststelling	Bijkomende basisinvesteringen	Bijkomende piekinvesteringen
2008	-	-
2009	-	-
2010	-	-
2011	-	-
2012	5 x 400 MW (2008)	-
2013	1 x 400 MW (2009)	2 x 80 MW (2010)
2014	-	4 x 80 MW (2011)
2015	4 x 400 MW (2011)	-
2016	2 x 400 MW (2012)	2 x 80 MW (2013)
2017	-	1 x 80 MW (2014)

Tabel 2 - Kalender van de noodzakelijke « realiseerbare » investeringen om het betrouwbaarheids criterium in het hoofdscenario te respecteren

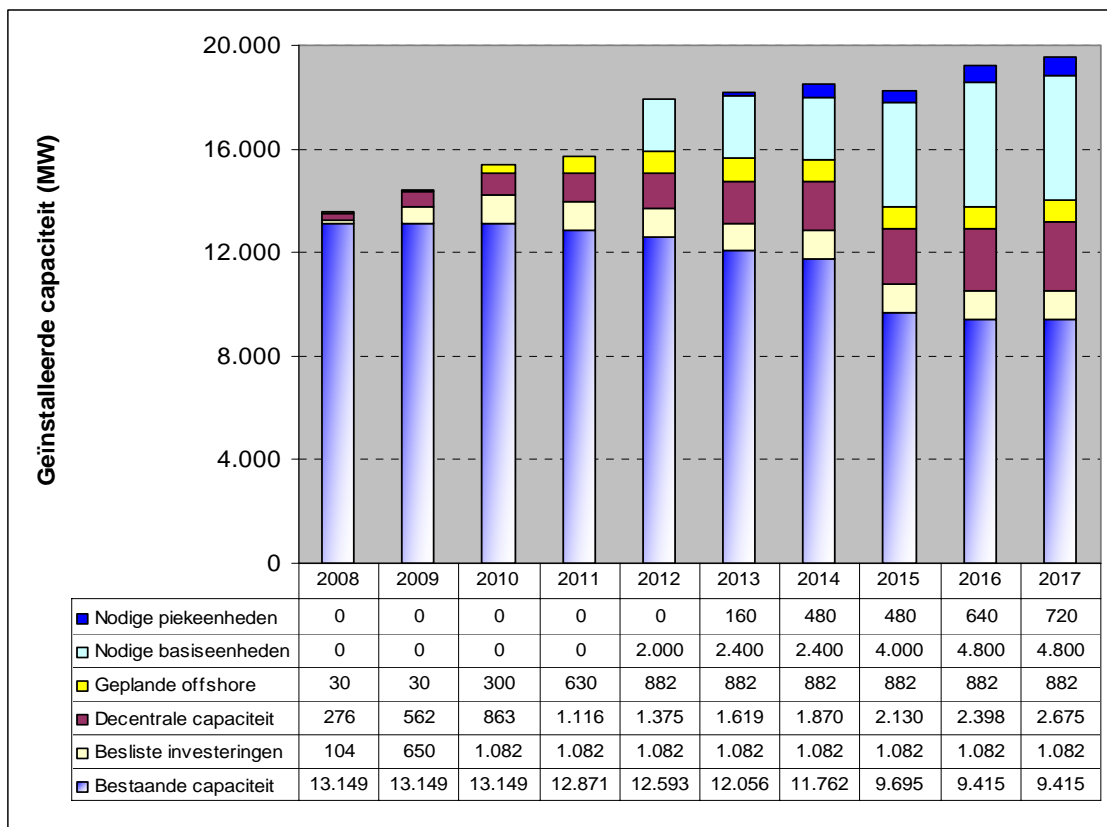
19. Ter aanvulling van figuur 6, geeft figuur 7 een synthese van de geïnstalleerde capaciteiten weer, rekening houdend met de reeds besliste investeringen en de bijkomende investeringen⁷ in het centrale park, de buitendienststellingen van eenheden van het bestaande centrale park en de weerhouden hypothesen voor het decentrale park. Ze geeft dus de evolutie weer van de nog mogelijke investeringen in productiecapaciteit die nodig zijn om de Belgische vraag tijdens deze periode te dekken.

De sprong van de geïnstalleerde capaciteit tussen 2011 en 2012 komt overeen met de 2.000 MW basiscapaciteit die in 2012 moet in dienst worden gesteld op het einde van de termijn die noodzakelijk is voor het bekomen van de vergunningen en toelatingen en voor het bouwen van nieuwe thermische basiseenheden voor het centrale park. Zonder deze termijn zou de toename van de geïnstalleerde capaciteit tussen 2008 en 2012 geleidelijker gebeuren.

⁷ Weergegeven in figuur 6.

Bij het bekijken van deze figuur mag men niet voorbijgaan aan de zorgwekkende toestand van België gedurende de periode 2008-2011, tijdens dewelke de *LOLE* ver uitstijgt boven de limiet van 16 uur per jaar die voor dit criterium werd aangenomen en in sommige jaren waarden van boven de 250 uur per jaar bereikt. Het gevolg van deze toestand tijdens die periode is dus een belangrijke toename van het risico op het niet permanent kunnen dekken van de elektriciteitsvraag met behulp van de beschikbare productiebronnen in België.

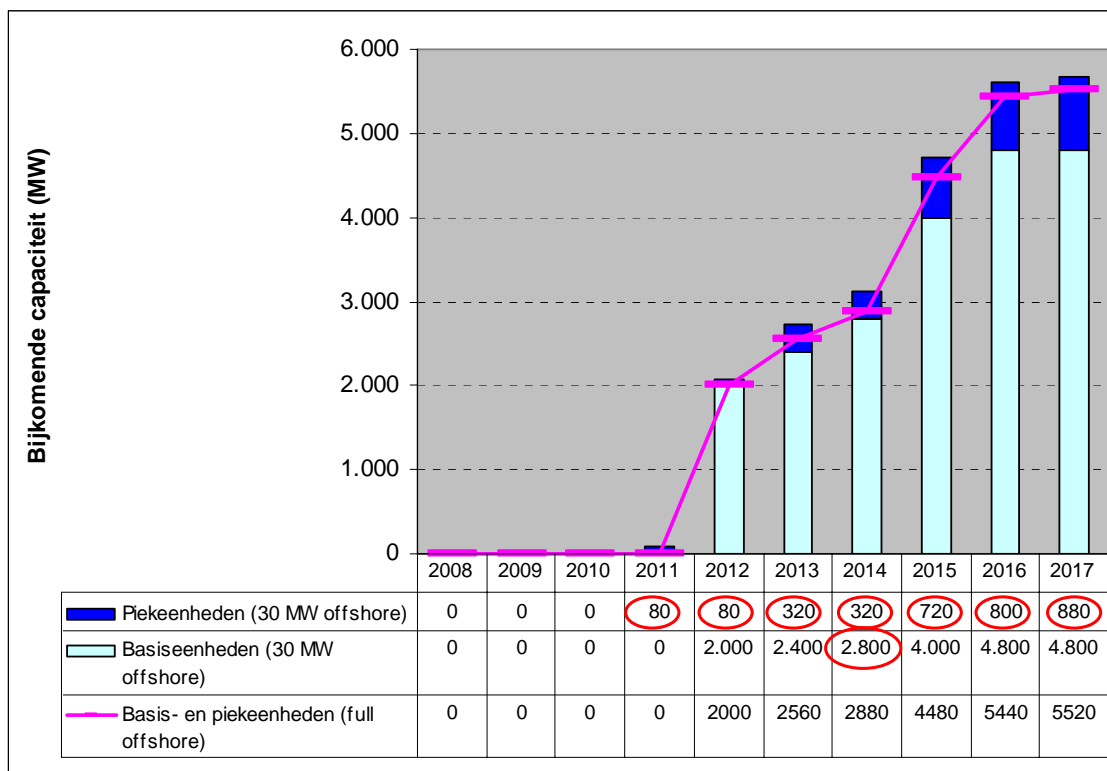
Verder geeft de figuur een daling van de geïnstalleerde capaciteit tussen 2014 en 2015 weer. Ondanks deze daling heeft de *LOLE* vrijwel dezelfde waarde in 2014 en in 2015. Deze toestand is te wijten aan het feit dat de in de loop van 2015 stopgezette kerncentrales tijdens de eerste maanden van het jaar nog in werking zijn (sommige zelfs tot in oktober), wat de figuur, die de toestand op het einde van ieder jaar weergeeft, niet tot uiting kan brengen. Gedurende deze enkele maanden dragen ze dus nog bij tot het dekken van de vraag en dus tot de vermindering van het risico.



Figuur 7 – Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit in het hoofdsценario

20. De toestand zou nog zorgwekkender zijn indien de pilootfase van het eerste offshore windturbinepark van C-Power, voorzien voor 2008, bepaalde problemen aan het licht zou brengen die de milieugebonden, technische en/of financiële haalbaarheid van de offshore windmolenprojecten in gevaar brengen. Dat zou waarschijnlijk leiden tot het voorlopig opgeven van dit soort projecten in België en bijgevolg de capaciteit van het offshore windturbinepark beperken tot 30 MW in plaats van de beoogde 882 MW.

Het opgeven van de offshore windkrachtprojecten na de pilootfase zou de behoefte aan bijkomende investeringen in thermische centrales van het centrale park doen evolueren zoals weergegeven in figuur 8. Deze bijkomende investeringen worden in de figuur aangeduid als “30 MW offshore”. Ter vergelijking herneemt deze figuur tevens, aangeduid met de tekst “full offshore”, het totaal aan bijkomende investeringen in thermische centrales van het centrale park indien de totaliteit van de offshore windkrachtprojecten verwezenlijkt wordt.



Figuur 8 – Noodzakelijke bijkomende « realiseerbare » capaciteit om het betrouwbaarheidscriterium in het hoofdsenario te respecteren – Onderscheid tussen beperkte en volledige offshore investeringen

(De waarden verschillend van figuur 6 zijn in het rood omcirkeld)

Naargelang het jaar, schommelt de bijkomende behoefte aan capaciteit die voortvloeit uit het opgeven van de offshore projecten en die toelaat de vraag te dekken met een vergelijkbaar risiconiveau, na 2012 tussen 160 en 240 MW. In termen van CO₂-emissies komt dat ongeveer neer op 1Mt CO₂ per jaar.

II.3. Het in rekening brengen van de mogelijkheden tot structurele invoer

21. Het hierboven geanalyseerde hoofdsenario houdt rekening met een grenswaarde van de *LOLE* van 16 uren per jaar, voor een systeem « zonder invoer ».

In feite houdt deze term « zonder invoer »⁸ de volgende modelvormingshypotheses in.

De criteria op basis van de waarde van de *LOLP* of de *LOLE* worden op verscheidene plaatsen in de geïndustrialiseerde wereld gebruikt⁹. Meestal wordt de drempel- of streefwaarde vastgelegd binnen een vork van 1 tot 2 dagen om de tien jaar. Zo hanteert men in Frankrijk¹⁰ een streefwaarde schommelend tussen 3 en 4 uur per jaar.

Het verschil tussen drempelwaarden van 16 uur per jaar en 4 uur per jaar kan verklaard worden door het feit dat het Belgische systeem gebruik maakt van een aanvullende hulpbron met een capaciteit van ongeveer 600 MW en beschikbaar voor 100%¹¹. Een capaciteit van 720 MW beschikbaar voor 100% is noodzakelijk om een drempel van 16 uur tot 3 uur per jaar terug te brengen. In deze context wordt echter ten hoogste voor 16 uur per jaar een beroep gedaan op deze capaciteit. Men kan dus stellen dat ten opzichte van een drempelwaarde die van dezelfde grootteorde zou zijn als die welke op internationaal vlak gebruikt wordt, namelijk 4 (respectievelijk 3) uur per jaar, veronderstelt een drempelwaarde van 16 uur per jaar dat men een beroep kan doen op 600 (respectievelijk 720) MW « noodinvoer » gedurende ten hoogste 16 uur per jaar, zonder dat dit expliciet in een model wordt gegoten.

22. Het gebruik van deze hulpbron houdt echter geen rekening met de structurele (commerciële) invoermogelijkheden. Toch is het interessant om na te gaan wat er van deze

⁸ Of de term “Autonoom België” zoals die werd gebruikt in het kader van het Indicatief Programma 2005-2014.

⁹ “Comprehensive Reliability Review”, Australian Energy Market Commission, May 2006, p. 25.

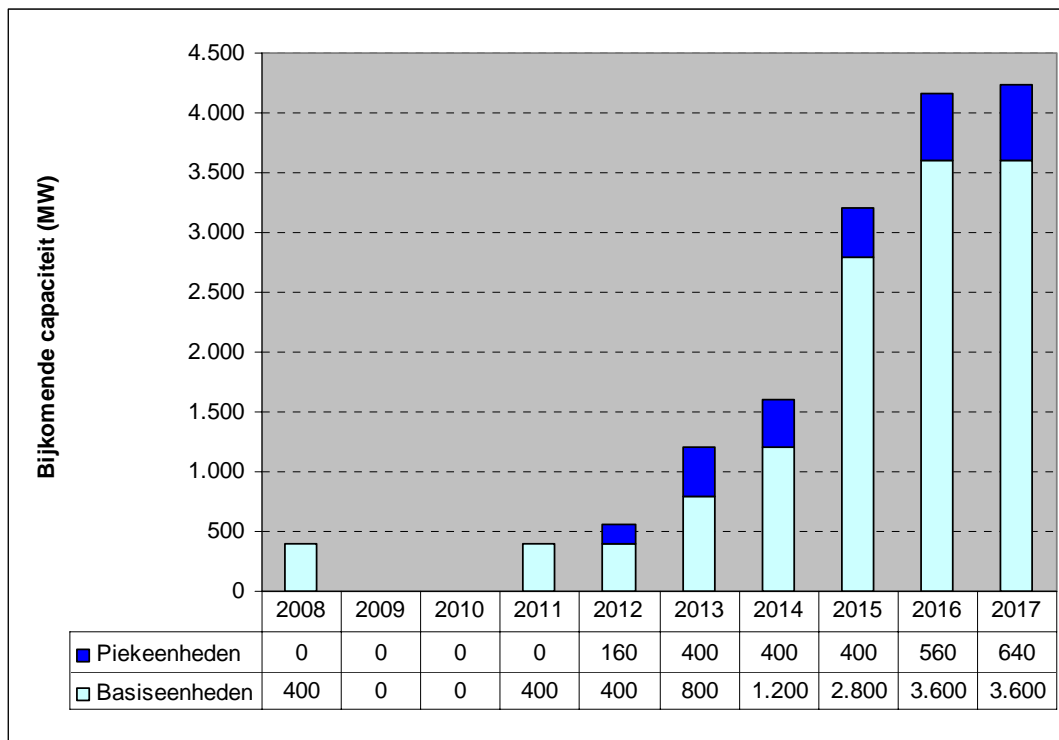
¹⁰ « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique », Rapport au Parlement du Ministère français de l'économie, des finances et de l'industrie, 29 janvier 2002, p. 19.

¹¹ Deze capaciteit werd bepaald met behulp van de PROCREAS software die gebruikt wordt voor de simulatie van de scenario's. De voor 100% beschikbare 600 MW vertegenwoordigen de capaciteit van de band die men aan de netto invoercapaciteit moet toevoegen om de *LOLE* in 2009 terug te brengen van 16 uur tot 4 uur. Deze waarde hangt onder andere af van de vorm van de curve van de elektriciteitsvraag.

behoefden aan bijkomende basis- en piekcapaciteit gewordt als men toegeeft op hulpbronnen te rekenen die zich buiten het nationale grondgebied bevinden.

Vanuit dit oogpunt werd een scenario opgesteld. Het verschil met het hoofdsenario bestaat erin dat het netto invoermogelijkheden bepaalt die leiden tot een jaarlijkse energie-invoer die gelijk is aan de netto energie-invoer in 2006, met een verdeling van de netto invoer die deze van 2006 benadert. Als maximale invoercapaciteit werd eveneens 3.000 MW¹² genomen. De verdeling van de netto invoer is echter zodanig dat deze 3.000 MW slechts zelden volledig kunnen ingevoerd worden. De dwarsregeltransformatoren die begin 2008 zullen in dienst gesteld worden zouden er nochtans kunnen toe bijdragen deze netto invoer beter te blijven verzekeren door de fysieke doorvoer van Frankrijk naar Nederland te beperken.

23. Figuur 9 geeft voor elk jaar van de onderzochte periode de capaciteit weer die België nodig heeft in basis- en in piekeenheden, rekening houdend met de evolutie van het centrale park beschreven in afdeling II.1.3, met de evolutie van het decentrale park beschreven in afdeling II.1.2 en met de hierboven beschreven netto invoermogelijkheden.



Figuur 9 - Noodzakelijke bijkomende capaciteit om het betrouwbaarheids criterium te respecteren in het geval dat de structurele invoermogelijkheden in rekening gebracht worden.

¹² Deze waarde van 3.000 MW is gelijk aan de maximumwaarde van de netto fysieke invoer per uur in 2006, na versterkingen van de koppelingen op de Zuidgrens.

Deze figuur moet bekeken worden in parallel met figuur 5 die de uit het hoofdscenario voortvloeiende behoeften weergeeft en met figuur 6 die weergeeft welke behoeften van figuur 5 kunnen voldaan worden, rekening houdend met de verschillende termijnen tussen de beslissing tot investeren en de industriële indienststelling van een eenheid.

Men kan eerst en vooral opmerken dat op termijn, m.a.w. na het jaar 2012, de daling van de bijkomende capaciteit als gevolg van het in aanmerking nemen van de netto invoermogelijkheden schommelt tussen 1.280 en 1.360 MW naargelang het jaar, terwijl de maximale capaciteit van de netto invoer 3.000 MW bedraagt. Dit fenomeen is te wijten aan de verdeling van de netto invoer, gemodelleerd zoals hierboven vermeld.

Bovendien kan men noteren dat, ondanks de in aanmerking genomen netto invoer, een basiseenheid van 400 MW in 2008 nog steeds nodig is om de dekking van de Belgische vraag te verzekeren met het gekozen betrouwbaarheidsniveau. Niettemin dient eraan herinnerd te worden dat de belangrijke behoeften aan thermische capaciteit in 2008 onder andere voortvloeien uit het aangenomen programma voor de declassering van de oude thermische centrales. Een manier om het risico te beperken bestaat bijgevolg in het vertragen van de buitendienststelling van de thermische centrales ouder dan 40 jaar die in 2007 nog in werking zijn. In een vrijgemaakte markt blijft deze beslissing tot de bevoegdheid van de producenten behoren. Indien het nodig blijkt behoudt de transmissienetbeheerder (hierna "TNB") echter, in het geval van aankondiging van de buitendienststelling door de producent, het recht om de exploitatie van deze centrales te verlengen.

Naast deze vaststelling, kan men opmerken dat er in dit scenario geen behoefte is aan een bijkomende thermische eenheid in 2009 en 2010 om de Belgische vraag te dekken met het gekozen risiconiveau. In 2011 echter zou er minstens één basiseenheid van 400 MW moeten bijkomen om het risico op een aanvaardbaar peil te houden.

III. Bespreking

24. Uit de analyse van de simulatieresultaten van het hoofdscenario blijkt dat het gebrek aan concrete beslissingen tot investeren in productie-eenheden in België tijdens de laatste jaren, een toenemend risico inhoudt op het niet meer permanent kunnen dekken van de hele Belgische vraag tot in 2012. Dat risico is des te groter indien de oude thermische eenheden, die volgens de huidige standaarden milieuvriendelijk zijn en een laag rendement hebben, definitief buiten dienst gesteld worden.

25. Het in aanmerking nemen van de netto commerciële invoermogelijkheden laat toe dit besluit enigszins te temperen, zonder echter het risico tot een aanvaardbaar peil terug te brengen, onder meer voor de jaren 2008 en 2011.

Bovendien houdt systematisch en op structurele wijze blijven rekenen op de invoer om een deel van de dekking van de Belgische vraag te verzekeren een aantal nadelen in. De productiecapaciteit in de naburige zones en de commerciële capaciteit aan de grenzen moeten immers beschikbaar zijn om vaak zeer grote energievolumes in België in te voeren. Als dat niet het geval is, zal België in een zodanige toestand van elektriciteitstekort terechtkomen dat, ook al laten de exploitatieregels het toe een black-out te voorkomen, er een groot risico bestaat dat een deel van de afnemers zal moeten afgeschakeld worden.

Vandaar dat de jaren waarin de *LOLE* hoger ligt dan de in het hoofdsenario vastgestelde drempel, zelfs al blijft deze *LOLE* onder deze drempel als men de netto commerciële invoermogelijkheden meerekent, een toegenomen risico op elektriciteitstekorten vertonen. Omdat bovendien de beschikbare productiemarges klein zijn gedurende die jaren, zal België gevoeliger zijn voor prijsspieken als gevolg van de schaarste aan middelen, waarvan de oorzaak zowel binnen het nationale grondgebied als in de naburige elektriciteitszones kan liggen. Zo is het zeer waarschijnlijk dat gedurende die jaren piekende elektriciteitsprijzen meer en meer frequent zullen voorkomen op de Belgische groothandelsmarkt, wat tot een algemene stijging van de elektriciteitsprijzen in ons land zou kunnen leiden.

Hier bovenop dient, in afwezigheid van adequate maatregelen, te worden gewezen op de moeilijkheden van spanningsregeling ten gevolge van massale invoer en het capaciteitstekort voor de productie van reactieve energie binnen onze grenzen.

26. Onder de door de minister verleende productievergunningen werden twee projecten niet in de simulaties in aanmerking genomen bij gebrek aan concrete inlichtingen over de graad van vooruitgang : het project van T-Power en het project van Marcinelle Energie, die een capaciteit vertegenwoordigen van ongeveer 900 MW tegenover de voorziene 2.000 MW in 2012¹³. De verwezenlijking van deze projecten binnen de termijnen bepaald in de dossiers voor de vergunningsaanvraag zou het mogelijk maken het risico tussen 2010 en 2012 te beperken, zonder het echter tot een als aanvaardbaar beschouwd niveau terug te brengen.

27. Verder omvatten de door Platts¹⁴ gepubliceerde gegevens, alleen al voor de zeven landen van West-Europa (België, Frankrijk, Nederland, Verenigd Koninkrijk, Spanje,

¹³ Zie figuur 6 hierboven.

¹⁴ « Power in Europe », Platts, Issue 508, September 2007, p10.

Duitsland en Italië) investeringsprojecten in productie-eenheden voor een capaciteit van 114.000 MW in de periode 2006-2011. Daarvan wordt, alleen al voor België en zijn naaste burens (Frankrijk, Duitsland en Nederland) 41.000 MW aan investeringen opgetekend voor dezelfde periode. Daarenboven zijn in deze lijst bepaalde projecten niet opgenomen waarvan de CREG gehoord heeft voor België en die overeenkomen met een bijkomende geïnstalleerde capaciteit van 3.500 MW.

Zo bevat de "Platts-lijst" alleen al voor de hierboven vermelde zone van de zeven landen van West-Europa 190 STEG-centrales van 400 MW, 18 steenkoolcentrales van 900 MW en 1.500 offshore windturbines van 5 MW. Daarbij dienen onder meer nog de investeringen toegevoegd van sterk geïndustrialiseerde landen zoals de Verenigde Staten en van landen met een sterke industriële groei, zoals sommige Aziatische landen.

Het is duidelijk dat de industrie van deze uitrustingsgoederen technisch gezien niet in staat is aan een dergelijke vraag te voldoen. De prijsstijging van 40% over de twee laatste jaren is een eerste gevolg van de verzadiging van de productiecapaciteit voor dergelijke productie-eenheden voor elektriciteit. Er zal dus niet aan alle vragen van de investeerders kunnen voldaan worden. De « fabricageslots » zullen dan ook bij voorrang toegewezen worden aan de investeerders die het eerst beslist hebben, m.a.w. die welke overwegen te investeren in landen waar het economische en reglementaire klimaat gunstig is voor investeringen in dit soort activiteiten die bijzonder veel kapitaal opslokken.

28. De analyse van de jaren na 2012 toont de behoeften aan productiecapaciteit voor diezelfde jaren aan. Het is belangrijk te noteren dat, opdat België zich in die periode niet in dezelfde toestand van ontoereikende capaciteit zou bevinden als die waarin ze tot 2012 dreigt te verzeilen, het nu is dat de investeringsbeslissingen voor die periode moeten genomen worden. Daarvoor moeten potentiële investeerders in België een gunstig klimaat voor investeringen in productiecapaciteit van elektriciteit vinden. Sommige voorwaarden behoren tot de algemene economische sfeer. Andere zijn eigen aan de structuur van de Belgische markt in haar West-Europese context.

29. Ook al werden de simulaties verwezenlijkt op basis van STEG-centrales voor de dekking van de basisbelasting, toch mag dit er niet toe leiden te besluiten dat enkel deze technologie wordt aanbevolen. Het is immers verstandig om te trachten de bronnen te diversifiëren, zowel om de bevoorradingszekerheid van de brandstoffen te verbeteren als om de gevoeligheid van de elektriciteitsprijs voor de prijsschommelingen van het aardgas te verminderen. Het is dus wenselijk een gunstig oor te lenen aan investeringen in centrales die steenkool verbranden, op voorwaarde dat deze centrales bereid zijn op een « schone »

manier te produceren als de technologieën daarvoor tot commerciële maturiteit gekomen zijn. Gezien de noodzakelijke termijn om een steenkoolcentrale te bouwen aanzienlijk langer is dan voor een STEG-centrale, moet men vóór de jaren 2014-2015 wellicht niet op centrales van dit type rekenen.

30. Tot slot kan men noteren dat een zekere overcapaciteit eveneens noodzakelijk is om de markt toe te laten in een concurrerend klimaat te evolueren op het vlak van het aanbod. Hoe kan men anders de concurrentie laten spelen op het vlak van het aanbod van middelen die bestemd zijn om de vraag te dekken, in een markt waar het volume van het aanbod kleiner zou zijn dan dat van de vraag?

Bovendien, naast de energiemarkt (*“commodity”*), is het ook zo dat hoe meer de producenten de op het Belgisch grondgebied gelegen productiecapaciteit zullen gebruiken om de Belgische vraag te dekken, hoe minder ze zullen overhouden voor andere activiteiten, waartoe men het aanbieden van reserves aan de TNB mag rekenen. Hoe meer de resterende capaciteit die niet gebruikt wordt om aan de Belgische vraag te voldoen zal verminderen, hoe meer de producenten zullen aarzelen een deel van hun capaciteit onder de vorm van reserves ter beschikking van de TNB te stellen als ze daartoe niet verplicht zijn.

Wordt de resterende capaciteit te klein, dan zal dit dus ook een weerslag hebben op de prijzen die de producenten voor een dergelijke terbeschikkingstelling kunnen vragen, ongeacht de brandstofprijzen.

Deze beschouwingen leiden in elk geval tot de overweging dat een correct evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit noodzakelijk is, niet alleen voor de gunstige weerslag ervan op de marktprijzen voor energie, maar ook om het ter beschikking stellen van de noodzakelijke reserves tegen een redelijke prijs mogelijk te maken.

IV. Besluiten en aanbevelingen

31. De voorliggende studie heeft de problemen aan het licht gebracht waarmee het Belgische elektriciteitssysteem de komende jaren dreigt geconfronteerd te worden met betrekking tot de onderlinge afstemming van het aanbod met de vraag.

De gevolgen van een tekort aan productiecapaciteit werden aangehaald, hoofdzakelijk voor wat betreft de bevoorradingszekerheid in elektriciteit van België en de mogelijkheid om de concurrentie te laten spelen op het vlak van het aanbod, met hun weerslag op de

marktprijzen en op het ter beschikking stellen van de noodzakelijke reserves tegen een redelijke prijs.

Door een gebrek aan investeringen in de productie tijdens de voorbije jaren, dreigen zich op korte termijn problemen voor te doen tijdens de komende jaren.

Het is te laat opdat nieuwe beslissingen tot investeren zouden toelaten deze problemen op korte termijn op te lossen. Slechts enkele maatregelen zouden deze problemen nog te gelegener tijd kunnen verzachten. Daartoe mag men zeker het in dienst houden van de oude thermische centrales rekenen zolang er geen nieuwe productiecapaciteit beschikbaar is om ze te vervangen. Andere maatregelen dienen zeker overwogen te worden op het vlak van de netexploitatie, om de grootst mogelijke beschikbare netto invoercapaciteit te waarborgen. In dat verband zou de manier waarop ELIA de dwarsregeltransformatoren die begin 2008 geïnstalleerd worden zal beheren van doorslaggevend belang kunnen zijn.

Op langere termijn laat de in de studie voorgestelde kalender voor investeringen in het centrale park toe het risico vanaf 2012 op een aanvaardbaar peil te houden. Het in aanmerking genomen type van investeringen mag echter niet beschouwd worden als de enige mogelijke oplossing, maar veeleer als een richtsnoer dat orden van grootte van te investeren capaciteit aangeeft. Het valt immers buiten het kader van deze studie om te bepalen hoe men de noodzakelijke diversificatie van de middelen (kernenergie, gas, steenkool, hernieuwbaar, beheersing van de vraag en energie-efficiëntie) in het werk kan stellen ten einde tot het best mogelijke compromis te komen tussen de economische doelstellingen, de waarborg van een geopolitiek aanvaardbare bevoorrading in primaire energie, de doelstellingen op sociaal vlak en het nakomen van de internationale verbintenissen van België inzake leefmilieu.

32. De concrete verwezenlijking van de projecten voor investeringen in productiecapaciteit die op dit ogenblik in de steigers staan en het opduiken van nieuwe projecten vereist echter een stabiel klimaat op het vlak van energie- en milieubeleid.

Zo wacht de markt vast en zeker op een “definitieve” beslissing over het al dan niet vasthouden aan de uitstap uit kernenergie, tenminste voor de centrales waarvan het scharnierpunt in 2015 ligt.

Het wettelijk buiten dienst stellen van deze kerncentrales vereist bijkomende investeringen in productiecapaciteit om hun wegvallen te compenseren. Van de andere kant vereist het eventueel in dienst houden ervan (artikel 9) dat de exploitant van deze centrales op zeer

korte termijn de nodige brandstof moet reserveren om ze in werking te houden (termijn tussen aankoop van ruwe splijtstoffen en hun plaatsing in de reactor).

Verder is het noodzakelijk een beleid op te stellen ter bevordering van de investeringen in bijkomende productiecapaciteit, indien mogelijk door andere marktspelers dan de dominante producent. Op dit gebied doet men er zeker beter aan te vermijden de marktprijzen op kunstmatige wijze te beïnvloeden. Daarentegen is het wel wenselijk om voorrang te geven aan maatregelen die de aantrekkingskracht van de Belgische markt voor mogelijke nieuwkomers vergroten. In dat verband zou het opstellen van een transparant, niet discriminerend en aantrekkelijk beleid met betrekking tot het tarief voor de aansluiting van nieuwe productie-eenheden, alsook een efficiënte toepassing van artikel 4, §4, van de elektriciteitswet¹⁵, zeker het overwegen waard zijn.

Tot slot is het eveneens wenselijk om in het licht van de Belgische behoeften aan productiecapaciteit de wisselwerking na te gaan tussen de milieubeschermingsmaatregelen, waaronder de allocatieplannen voor de CO₂-emissierechten, en de aantrekkingskracht van België voor potentiële investeerders in nieuwe productiecapaciteit voor elektriciteit, onder meer voor diegenen die willen investeren in eenheden die steenkool verbranden.

////

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

Dominique WOITRIN
Directeur

François POSSEMIERS
Voorzitter van het Directiecomité

¹⁵ Ingevoegd door artikel 61 van de Wet van 20 juli 2005 houdende diverse bepalingen