



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.99

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

VOORSTEL

(C)050120-CREG-388

van

*Indicatief programma van de productie-
middelen voor elektriciteit 2005 - 2014*

opgesteld met toepassing van artikel 3 van de wet
van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de
elektriciteitsmarkt

20 januari 2005

VOORSTEL

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) heeft onderhavig indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit opgesteld overeenkomstig artikel 3 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

Volgens deze bepaling dient de CREG een indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit vast te stellen in samenwerking met de Administratie voor Energie van het federaal Ministerie van Economische Zaken en na raadpleging van de netbeheerder, het federaal Planbureau, de Interdepartementale Commissie voor de Duurzame Ontwikkeling en de gewestregeringen. Dit programma is onderworpen aan de goedkeuring van de Minister die bevoegd is voor Energie. Het wordt voor de eerste maal vastgesteld binnen de vierentwintig maanden vanaf de inwerkingtreding van artikel 3 van de wet, die samenvalt met de datum waarop de mandaten van de voorzitter en de overige leden van het Directiecomité van de CREG aanvingen, te weten op 10 januari 2000¹. Het wordt om de drie jaar aangepast voor de volgende 10 jaar. Onderhavig indicatief programma 2005-2014 is de aanpassing van het eerste indicatief programma 2002-2011.

Alle te raadplegen instanties werden uitgenodigd op een informatievergadering georganiseerd door de CREG op 18 oktober 2004.

Het Directiecomité van de CREG heeft een werkdocument (C)041125-CDC-371 met als titel "Voorstel van indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014 – Consultatiedocument" opgesteld dat op 25 november 2004 werd goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG en op 26 november 2004 in het kader van de raadpleging werd verstuurd naar de voornoemde instanties.

Op 26 november 2004 werd het werkdocument ter beschikking gesteld van de leden van de Algemene Raad van de CREG.

In de loop van de maand december 2004 ontving de CREG het advies van de netbeheerder, het federaal Planbureau, de Interdepartementale Commissie voor de Duurzame Ontwikkeling en de Regeringen van het Brusselse Hoofdstedelijke Gewest, het Vlaamse Gewest en het Waalse Gewest.

¹ Zie artikel 1, 2°, van het koninklijk besluit van 3 mei 1999 tot vaststelling van de datum van inwerkingtreding van de bepalingen van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, gewijzigd door de koninklijke besluiten van 11 oktober 2000 en 29 januari 2001

Het Directiecomité heeft het consultatiedocument aangepast om, in de mate van het mogelijke, rekening te houden met de adviezen van de te consulteren instanties en om de opmerkingen van de werkgroep van de Algemene Raad te integreren. Dit document werd ter beschikking gesteld van de werkgroep van de Algemene Raad op 24 december 2004 en van de Algemene Raad op 14 januari 2005.

Op 19 januari 2005 heeft de Algemene Raad een gunstig advies uitgebracht over dit document.

Op zijn vergadering van 20 januari 2005 heeft het Directiecomité onderhavig voorstel van indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014 goedgekeurd. Dit voorstel integreert in het document van 24 december 2004 de bijkomende opmerkingen die de werkgroep van de Algemene Raad uitbracht tijdens zijn vergadering van 5 januari 2005.

In bijlage aan dit voorstel zijn gevoegd:

- het advies van de geraadpleegde instanties;
- de brief van de Algemene Raad van de CREG, gedateerd op 19 januari 2005, die in bijlage het advies van de Algemene Raad bevat.

////

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

Thomas LEKANE
Directeur

Christine VANDERVEEREN
Voorzitter van het Directiecomité



**VOORSTEL VAN INDICATIEF
PROGRAMMA VAN DE
PRODUCTIEMIDDELEN VOOR
ELEKTRICITEIT 2005-2014**

20 januari 2005

(C)050120-CREG-388, Bijlage

Inhoudsopgave

1.	Inleiding	7
1.1.	Wettelijk kader	7
1.2.	Doelstelling	8
2.	Bevoorradingszekerheid op middellange en lange termijn.....	9
3.	Toegepaste methodologie	11
3.1.	Algemene beschrijving	11
3.2.	De eerste twee fases	12
3.3.	De derde fase.....	16
4.	Algemeen economisch kader	19
4.1.	Demografische hypothesen	19
4.2.	Sectorale en macro-economische hypothesen.....	19
4.3.	Hypothesen over de evolutie van de brandstofprijzen	21
5.	De elektriciteitsvraag in België.....	23
5.1.	Hoge variant.....	23
5.2.	Lage variant	25
6.	Bescherming van het leefmilieu.....	27
6.1.	Vermindering van de uitstoot van verontreinigende stoffen.....	28
6.2.	Ontwikkeling van de elektriciteitsproductie met HEB-eenheden en kwalitatieve WKK-eenheden	34
6.3.	Kostprijs van de CO ₂ -emissierechten	38
7.	De brandstoffen.....	40
7.1.	Marktanalyse.....	40
7.2.	Brandstofprijzen.....	45
8.	Decentrale productie en hernieuwbare energie.....	46
8.1.	Scenario “Gewestelijke doelstellingen”	47
8.2.	“Intermediair” scenario	51
8.3.	Varianten inzake decentrale productie.....	53
9.	Centrale productie.....	54
9.1.	Steenkooltechnologieën in de tijdshorizon van het programma	54
9.2.	Gas- en gas-stoomtechnologieën	55
9.3.	Impact van de centrale productie op het transmissienet	56
9.4.	Gegevens van het bestaande park	57
9.5.	Centrale productietechnologieën die in aanmerking komen.....	58

10.	Varianten voor uitwisseling met het buitenland	58
10.1.	Inleiding	58
10.2.	Export.....	60
10.3.	Uitwisselingscapaciteit	60
10.4.	Import en transits door België.....	61
10.5.	Beschrijving van de importvarianten	62
11.	Situering t.o.v. de scenario's van het IP 2002-2011	64
12.	Definitie van de scenario's.....	65
12.1.	Onzekerheden	66
12.2.	Definitie van de scenario's.....	69
12.3.	Investerings in het centrale park	70
13.	Investeringsbeleid	70
13.1.	Globale analyse van de scenario's	71
13.2.	Gedetailleerde analyse van de scenario's	75
14.	Gevoeligheidsanalyses en bespreking.....	77
14.1.	Autonoom België	77
14.2.	Gevoeligheid aan de kostprijs van de koolwaterstoffen	82
14.3.	Gevoeligheid aan de kostprijs van de CO ₂ -emissierechten	83
14.4.	Bespreking	83
15.	Besluit	91
16.	Referenties	93
17.	Lijst van afkortingen	95

Lijst van afbeeldingen

Afbeelding 1 - Fases van de methodologie.....	11
Afbeelding 2 - Vergelijking tussen varianten van opgevraagde energie (TWh)	15
Afbeelding 3 - Evolutie van de brandstofprijzen.....	23
Afbeelding 4 - Evolutie van de elektriciteitsvraag van de belangrijkste sectoren ten opzichte van 2005	24
Afbeelding 5 - Evolutie van de opgevraagde energie (2005=100).....	25
Afbeelding 6 - Sectorale evolutie van de elektriciteitsvraag - Situatie 2019 ten opzichte van 2005	26
Afbeelding 7 - Varianten van de brandstofprijzen.....	46
Afbeelding 8 - Evolutie van de jaarlijks door HEB-eenheden geproduceerde energie in de twee varianten	53
Afbeelding 9 - Evolutie van de door fossiele WKK-eenheden geproduceerde energie in de twee varianten	53
Afbeelding 10 - Koppelverbindingen en Belgisch elektrisch 380 kV-net.....	59
Afbeelding 11 - Importvarianten	63
Afbeelding 12 - Brandstofprijsvarianten	66
Afbeelding 13 - Varianten van de elektriciteitsvraag	67
Afbeelding 14 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in HEB-eenheden in de tijdsperiode 2005-2019	67
Afbeelding 15 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in fossiele kwalitatieve WKK-eenheden in de tijdsperiode 2005-2019	68
Afbeelding 16 - Prijsvarianten van de CO ₂ -emissierechten	68
Afbeelding 17 - Netto-importvarianten	69
Afbeelding 18 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park.....	71
Afbeelding 19 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het totale park.....	72
Afbeelding 20 - CO ₂ -uitstoot van het Belgische park	73
Afbeelding 21 - Evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik	74
Afbeelding 22 - Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit (scenario S1)	75
Afbeelding 23 - Evolutie van de geproduceerde energie en van de CO ₂ -emissies (scenario S1)	76
Afbeelding 24 - Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit (scenario S2)	76
Afbeelding 25 - Evolutie van de geproduceerde energie en van de CO ₂ -emissies (scenario S2)	77
Afbeelding 26 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park (scenario S1, autonoom België).....	78

Afbeelding 27 - Evolutie van de geproduceerde elektrische energie en de CO ₂ -emissies (scenario S1, autonoom België)	79
Afbeelding 28 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park (scenario S2, autonoom België).....	80
Afbeelding 29 - Evolutie van de geproduceerde elektrische energie en van de CO ₂ -emissies (scenario S2, autonoom België)	81
Afbeelding 30 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit (scenario S2, autonoom België, haalbaar investeringsbeleid)	82
Afbeelding 31 - Evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik – Vergelijking met het indicatief plan van bevoorrading in aardgas 2004-2014.....	84
Afbeelding 32 - Uitsplitsing naar energiebron van de geproduceerde energie in 2014	89
Afbeelding 33 - Uitsplitsing naar energiebron van de geproduceerde energie in 2019 in de STEG-optie	89
Afbeelding 34 - Uitsplitsing naar energiebron van de geproduceerde energie in 2019 in de steenkooloptie	89
Afbeelding 35 - Evolutie van de CO ₂ -emissies in de situatie autonoom België voor de gas- en steenkoolopties	90

Lijst van tabellen

Tabel 1 - Macro-economische en sectorale hoofdhypothesen	21
Tabel 2 - Evolutie van de verhouding reserves / productie van aardolie op wereldniveau	42
Tabel 3 - Evolutie van de verhouding reserves / productie van aardgas op wereldniveau	43
Tabel 4 - Karakteristieken van de investeringen in HEB-eenheden in de twee varianten.....	54
Tabel 5 - Karakteristieken van de investeringen in fossiele kwalitatieve WKK-eenheden in de twee varianten	54
Tabel 6 - Gunstige lokalisaties van de eenheden op 150 kV	57
Tabel 7 - Netto transfercapaciteiten (MW)	60
Tabel 8 - Definitie van de scenario's	69
Tabel 9 - Geïnvesteerde capaciteiten per scenario.....	72
Tabel 10 - Totale CO ₂ -emissies over de studieperiode voor elk beleid toegepast op elke situatie (Mt CO ₂)	86
Tabel 11 - "Totale" geactualiseerde kost van elk investeringsbeleid in elke situatie (M€)	87
Tabel 12 - Kalender van de investeringsbeslissingen voor de twee investeringsopties van het beleid "S2-Autonom België" in het scenario "S2-Autonom België" .	91

1. Inleiding

1.1. Wettelijk kader

De openstelling voor de concurrentie van de elektriciteitsmarkt werd ingeleid door de richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit, welke werd ingetrokken en vervangen door de richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit. Op federaal niveau heeft België de richtlijn 96/92/EG omgezet in de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet). Artikel 3 van deze wet draagt de CREG op een indicatief tienjarenprogramma van de productiemiddelen voor elektriciteit vast te stellen in samenwerking met de Administratie voor Energie van het federaal Ministerie van Economische Zaken (vandaag “FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie”).

Het indicatief programma dient de volgende elementen te bevatten:

- de schatting van de evolutie van de vraag naar elektriciteit op middellange en lange termijn en de identificatie van de behoeften aan productiemiddelen die daaruit voortvloeien;
- het bepalen van de richtsnoeren inzake de keuze van primaire bronnen met zorg voor een gepaste diversificatie van de brandstoffen, de bevordering van het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en de inpassing van de randvoorwaarden inzake leefmilieu bepaald door de gewesten;
- het bepalen van de aard van de aan te bevelen productiekanaalen met zorg voor de bevordering van productietechnologieën met lage emissie van broeikasgassen;
- de evaluatie van de behoefte aan openbare dienstverplichtingen in het domein van de productie, alsook de efficiëntie en de kost van deze verplichtingen;
- een evaluatie van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit samen met de nodige aanbevelingen dienaangaande¹.

Onderhavig document vormt de eerste driejaarlijkse aanpassing van het voorstel (F)021219-CREG-96 van indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2002-2011, van 19 december 2002. Vanaf 2015 zal het indicatief programma jaarlijks moeten opgemaakt worden².

Een werkdocument werd ter raadpleging voorgelegd aan de volgende instanties: de netbeheerder, het Federaal Planbureau, de Interdepartementale Commissie voor de Duurzame Ontwikkeling en de gewestregeringen. De CREG dankt de vertegenwoordigers van deze instanties voor hun medewerking aan de opstelling van het huidige indicatief programma.

¹ Wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, *B.S.*, 28 februari 2003.

² Wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, *B.S.*, 28 februari 2003.

1.2. Doelstelling

Elektriciteit is een consumptiegoed dat in de moderne samenleving onmisbaar geworden is voor het welzijn van de bevolking en voor de economische ontwikkeling. In die zin is het essentieel voor een land dat een concurrentiële toegang tot elektriciteit verzekerd is en dat de continuïteit op het vlak van levering wordt gewaarborgd. Productiecapaciteit, transport en distributie op middellange en lange termijn enerzijds, en de toekomstige evolutie van de vraag naar elektriciteit anderzijds, moeten duidelijk op elkaar zijn afgestemd, om daarin te slagen.

De doelstelling van het tweede indicatief programma dat hier wordt voorgesteld, is precies om na te gaan hoe die afstemming op het vlak van de productie het best kan worden gerealiseerd voor de periode 2005-2014. Het indicatief programma gaat na welke de beste productietechnologieën zijn die moeten worden ingeschakeld en welke de investeringskalender daarvoor is. Bedoeling is om op de goedkoopst mogelijke manier te voldoen aan de toekomstige elektriciteitsvraag van het land, met bedrijfszekerheid en milieubescherming als zorg.

Dit indicatief programma verschilt van het eerste indicatief programma in de zin dat het systeem hier nu wordt geanalyseerd over een periode van meer dan tien jaar, zoals door de wet is bepaald. Hier wordt gewerkt met een tijdsbestek tot 2019. Op die manier kan rekening worden gehouden met de gevolgen van de geleidelijke uitstap uit de kernenergie op de investeringsbeslissingen die tijdens de laatste jaren van de periode 2005-2014 zullen moeten worden genomen.

De elektriciteitswet bepaalt eveneens dat het indicatief programma de behoefte aan openbare dienstverplichtingen in het domein van de productie moet evalueren. De openbare dienstverplichtingen (ODV) houden in dat bepaalde doelstellingen van openbaar belang moeten worden gehaald. Deze doelstellingen zouden, zonder ingrijpen van de overheid, misschien niet worden gehaald indien alleen rekening wordt gehouden met criteria op het vlak van economische rentabiliteit. Op de elektriciteitsmarkt hebben de openbare dienstverplichtingen meer bepaald betrekking op de bescherming van de consument, op de bevoorradingszekerheid en op de bescherming van het leefmilieu. Aangezien het indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit alleen onrechtstreeks te maken heeft met de bescherming van de consument, zal hierna alleen dieper worden ingegaan op de bescherming van het leefmilieu en het veiligstellen van de bevoorrading op middellange en lange termijn.

In de mate dat productie nu ook een activiteit is die ten gevolge van de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt onderhevig is aan concurrentie, worden de beslissingen voor het bouwen van nieuwe centrales door de marktpelers genomen op vrije basis. Het indicatief programma heeft bijgevolg geenszins een bindend karakter voor hen. Het indicatief programma blijft echter belangrijk voor de openbare overheid die verantwoordelijk is voor het energiebeleid in het land; het indicatief programma stelt immers een gecoördineerde planning van de investeringen in productie voor en daarbij wordt rekening gehouden met het algemeen belang zoals het concurrentievermogen van het productiesysteem, de bevoorradingszekerheid en de bescherming van het leefmilieu.

Bovendien biedt het indicatief programma de marktpelers een onafhankelijke evaluatie van de globale werking van het Belgische elektriciteitssysteem en de behoeften daarvan tijdens het komende decennium.

Met het indicatief programma beschikt de CREG over een referentiekader voor het verlenen van vergunningen voor de bouw van nieuwe productie-installaties en om in te grijpen in geval van onvoldoende vergunningsaanvragen. Bovendien past de prospectieve analyse van de exploitatie van het productiesysteem en van de huidige import in het kader van het indicatief programma in de algemene taak van toezicht op de elektriciteitsmarkt zoals die door de wet aan de CREG werd toevertrouwd.

2. Bevoorradingszekerheid op middellange en lange termijn

Dat de bevoorradingszekerheid voor elektriciteit in een vrijgemaakte markt wordt beschouwd als een openbare dienstverplichting, is geen nieuw concept.

In zijn advies met betrekking tot de eerste elektriciteitsrichtlijn (96/92/EG) stelde het Europees Economisch en Sociaal Comité reeds “dat het bij de totstandbrenging van de interne energiemarkt van wezenlijk belang is dat de burgers in de Gemeenschap een optimale toelevering van elektriciteit en gas wordt gegarandeerd”. Volgens het Comité hield dit in dat “een evenwicht (moet) worden gevonden tussen het krachten spel van de vrije markt en de voorzieningszekerheid. Hierbij dient te worden voorkomen dat er maatregelen worden vastgesteld die uitsluitend door financieel-economische motieven zijn ingegeven”³.

In richtlijn 2003/54/EG werd, naar aanleiding van het Groenboek van de Commissie over de bevoorradingszekerheid [25], het begrip bevoorradingszekerheid als openbare dienstverplichting nog versterkt. In de memorie van toelichting wordt gesteld: “Een van de positieve effecten van een concurrentiële markt is dat er geen neiging bestaat om te gaan overinvesteren in productiecapaciteit, wat kenmerkend is voor een geplande en gecentraliseerde elektriciteitssector. Dat is vooral waar wanneer de reactiesnelheid van de vraag op de prijzen kan worden verbeterd. De concurrentie maakt het daarentegen moeilijker om het evenwicht tussen vraag en aanbod te behouden. In een vrijgemaakte markt worden privé-investeerders, net als voor andere producten, verondersteld erop toe te zien dat de beschikbare capaciteit volstaat om aan de vraag te voldoen. In een concurrentiële markt wordt over het algemeen gerekend op het prijsmechanisme om deze doelstelling te realiseren. Wanneer de prijzen stijgen, worden de investeringen rendabel; er wordt dan meer capaciteit gecreëerd of men doet de vraag dalen. Opdat een dergelijk mechanisme correct zou werken, moeten de investeerders zeker zijn van de mogelijkheden waarover de overheid beschikt om tussenbeide te komen op de elektriciteitsmarkt. Reglementaire onzekerheid kan de realisatie van investeringen in productiecapaciteit of technieken voor het beheersen van de vraag verhinderen. Een bijkomend probleem is de vraag of de investeerders bereid zijn om te investeren in piekcapaciteit om periodes van hogere vraag aan te kunnen of om incidenten op te vangen waarbij een groot deel van de andere productievormen niet beschikbaar zou zijn. Sommigen zijn van oordeel dat deze investeringen niet zullen gebeuren omdat die gevallen veeleer zeldzaam zijn en het nooit zeker is wanneer die zich voordoen. De overheid moet dus andere maatregelen treffen, naast de marktmechanismen, om zeker te zijn dat er een toereikende capaciteit beschikbaar is. Op dit vlak kunnen doelstellingen met betrekking tot reservecapaciteit worden gedefinieerd of kunnen gelijkwaardige maatregelen worden genomen, bijvoorbeeld aan de vraagzijde, in combinatie met maatregelen die de realisatie van de

³ P.B.E.G., C 73/31 van 15 maart 1993.

doelstellingen moeten ondersteunen, bijvoorbeeld stimuli of verplichtingen voor de elektriciteitsmaatschappijen. Dit aspect wordt behandeld in artikel 5 van het voorstel van richtlijn.”⁴

De elektriciteitsrichtlijn 2003/54/EG stelt dat het aan de Lidstaten is om te waken over de bevoorradingszekerheid. Deze taak, die betrekking heeft op het evenwicht tussen vraag en aanbod op de nationale markt, het niveau van de verwachte vraag, de geplande of in aanbouw zijnde extra capaciteit die wordt overwogen, evenals de maatregelen in geval van piekbelasting of in gebreke blijven van een of meer leveranciers, mogen zij toevertrouwen aan de regelgevende instanties⁵.

Deze richtlijn stelt de Lidstaten eveneens in staat om, in het belang van de bevoorradingszekerheid, nieuwe capaciteit te installeren, mits inachtneming van een transparante en een niet discriminerende aanbestedingsprocedure⁶. De aanbestedingsprocedure kan echter alleen worden ingeleid indien de op basis van de vergunningsprocedure te bouwen productiecapaciteit of de genomen maatregelen niet volstaan om deze doelstellingen te realiseren⁷.

Het indicatief programma voorzien door de elektriciteitswet, beoogt reeds tegemoet te komen aan de eisen inzake bevoorradingszekerheid. De methodologie die de CREG hanteert om vraag en aanbod op het vlak van elektriciteit op middellange en lange termijn op elkaar af te stemmen, bestaat erin om een productiecapaciteit te bepalen waarin ieder jaar moet worden geïnvesteerd, om ervoor te zorgen dat de vraag met een zekere betrouwbaarheidsgraad wordt gedekt.

Bovendien stelt de elektriciteitswet dat, indien de CREG, na de gepaste onderzoeken, vaststelt dat de aanvragen van vergunning voor nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie te kort schieten in verhouding tot de productiemiddelen voorzien door het indicatief programma, een daartoe strekkend bericht kan worden gepubliceerd in de nationale en internationale pers. Dit systeem, dat onder geen enkel beding kan worden beschouwd als een aanbesteding zoals bedoeld door de richtlijn, kan echter onvoldoende blijken indien geen specifieke maatregelen voorzien zijn om de bevoorradingszekerheid voor elektriciteit van het land te verzekeren.

Er is echter niet alleen het spel van vraag en aanbod. De bevoorradingszekerheid hangt eveneens af van de diversificatie van het productiepark op het vlak van gebruikte brandstof. De diversificatie moet ervoor zorgen dat de risico's die zijn verbonden aan het onderbreken van de aanvoer en aan het stijgen van de prijs van een brandstof, beperkt blijven. De inspanningen voor de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen moeten eveneens tegen deze achtergrond worden gezien.

⁴ Vrije vertaling.

⁵ Artikel 4 van richtlijn 2003/54/EG stelt: “De bevoegde autoriteiten publiceren om de twee jaar uiterlijk op 31 juli een verslag over de bevindingen die het toezicht op deze aangelegenheden heeft opgeleverd, alsmede de getroffen of overwogen maatregelen met betrekking tot deze aangelegenheden en verzenden dit verslag onverwijld naar de Commissie”.

⁶ Voor de verschillende maatregelen die door de Commissie werden voorgesteld, zie: “Note interprétative de la DG Energie et Transports sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz”, Mesures visant à garantir l'approvisionnement en électricité, 16 januari 2004.

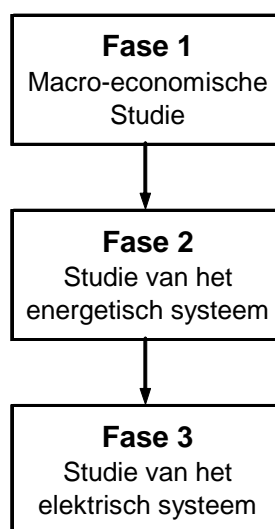
⁷ Artikel 7.1.

3. Toegepaste methodologie

3.1. Algemene beschrijving

Het opstellen van het indicatief programma is geïntegreerd in een langetermijnanalyse van de investeringen in productiemiddelen voor elektriciteit die 3 fases kent:

- Een fase van macro-economische studie; deze analyseert de economie in haar geheel en laat onder meer toe te beschikken over evolutieperspectieven van de brandstofprijzen, van de toegevoegde waarden van de verschillende sectoren en van de inkomsten van de huishoudens. Deze resultaten worden gebruikt in de tweede fase die hieronder is beschreven.
- Een studiefase van het energetisch systeem; deze nationale studie omvat meerdere sectoren en energiedragers, en beschouwt een tijdsperiode van 10 tot 30 jaar. De exogenen die ze gebruikt zijn de resultaten van de eerste fase. De uitwerking van een referentievooruitzicht voor het energetisch systeem wordt doorgevoerd en een analyse van scenario's wordt uitgevoerd; scenario's waarin exogenen van de macro-economische studiefase worden gewijzigd of waarin de impact wordt beschreven van een alternatief energiebeleid. Tendensen van de elektriciteitsvraag worden aan de hand van deze studiefase duidelijk.



Afbeelding 1 - Fases van de methodologie

- Een studiefase van het elektrisch systeem; het doel van deze studie is de bepaling van het investeringsprogramma voor productie-eenheden die nodig zijn om de overeenkomst tussen vraag en aanbod van elektriciteit te verzekeren, over de periode van 10 jaar die door het indicatief programma wordt bestudeerd. Om een voldoende zichtbaarheid te behouden naar het einde van de periode van 10 jaar, werd de studieperiode verlengd tot 15 jaar, zoals aangekondigd in de inleiding. Deze derde fase gebruikt onder andere als hypothesen gegevens en resultaten uit de twee vorige fases, waaronder de evoluties van de vraag naar elektrische energie en van de brandstofprijzen gedurende de studieperiode. De chronologische voorstelling op uurbasis van de jaarlijkse vraag laat toe om de keuze van de types productie-eenheden, alsook de indienststellingskalender te verfijnen.

Voor wat betreft de twee eerste fases, heeft de CREG zich voor de opstelling van het indicatief programma gebaseerd op de resultaten van beschikbare recente studies die een voldoende gedetailleerde analyse van het Belgisch elektrisch systeem omvatten.

3.2. De eerste twee fases

Hieronder volgt de lijst van de geraadpleegde studies:

- de studie “European Energy and Transport Trends to 2030” van de Europese Commissie, hierna EC-studie [24];
- de studie “Energievooruitzichten voor België tegen 2030” van het Federaal Planbureau, januari 2004, hierna FPB/PP95-studie [16];
- het Working Paper 19-04 “Demande maîtrisée d’électricité : élaboration d’une projection à l’horizon 2020” van het Federaal Planbureau, hierna FPB/MDE-studie [6];
- de studie “Beheer van de Energievraag in het Raam van de door België te leveren Inspanningen om de Uitstoot van Broeikasgassen te verminderen” besteld door de Staatssecretaris voor Energie en Duurzame Ontwikkeling, hierna FhG-ISI-studie [23].

De EC- en FPB/PP95-studies beroepen zich op simulaties van het Belgisch energetisch systeem gerealiseerd met behulp van het model PRIMES. Het model PRIMES is een van de modellen ontwikkeld in het kader van de onderzoeksprojecten gefinancierd door het Joule-programma van de Europese Commissie. PRIMES is een energetisch model van partiële evenwichten: het bepaalt een marktevenwicht tussen aanbod van en vraag naar energie (“evenwicht”) maar evalueert niet de gevolgen op het economisch systeem (“partieel”). Het evenwicht wordt bereikt als de prijzen van elke energievorm zodanig zijn dat het aanbod gewenst door de producenten gelijk is aan de vraag gewenst door de verbruikers.

Het model PRIMES geeft niet enkel het gedrag van verschillende actoren (elektriciteitsproducenten, huishoudens,...) weer, maar bovendien worden eveneens op expliciete wijze de energieproductie- en verbruikstechnologieën, alsook de technologieën ter vermindering van bepaalde vervuilende stoffen weergegeven. Het evenwicht is statisch en wordt berekend voor elke periode rekening houdend met het evenwicht van de voorgaande periode en de dynamische relaties die de evenwichten tussen de verschillende periodes verbinden. Het economisch systeem is exogeen aan het model en berust op de toekomstperspectieven van coherente sectorale evoluties die vooraf aan het model PRIMES gedefinieerd zijn, bijvoorbeeld op basis van het model GEM-E3.

Het model GEM-E3 is een ander model dat in het kader van de onderzoeksprojecten gefinancierd werd door het Joule-programma van de Europese Commissie. Het model werd ontwikkeld door een Europees consortium met als voornaamste partners KULeuven, NTUA, ZEW Mannheim en de Université de Paris1. Het betreft een algemeen multinationalaal en multisectoraal evenwichtsmodel welke de domeinen van de energie, de economie en het milieu verbindt. Het bestaat uit een geïntegreerd geheel van 15 nationale modules, één per lidstaat van de Europese Unie (voor de toetreding van de tien nieuwe lidstaten). In een model van algemeen evenwicht zijn het aanbod en de vraag van alle productiesectoren en van alle productiefactoren vertegenwoordigd. De energetische intensiteiten worden op endogene wijze bepaald. Ze vloeien voort uit de combinatie van factoren zoals structurele veranderingen, de

verbetering van de energetische prestaties van de uitrustingen en de substituties tussen brandstoffen.

De FPB/PP95-studie werkt enerzijds met een basisscenario, dat zich in zeer ruime mate inspireert op het basisscenario van de EC-studie (*“Baseline Scenario”*), en anderzijds met vier alternatieve scenario's. Deze dienen om te onderzoeken wat de respectieve impact is (in vergelijking met het basisscenario) van enerzijds hogere aardgasprijzen en anderzijds de implementatie van verschillende beleidsmaatregelen. De beleidsmaatregelen zijn met betrekking tot de groei van het energieverbruik in de transportsector, de realisatie van de gewestdoelstellingen inzake hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling, en een verandering van het actuele beleid inzake kernenergie. In die context levert de FPB/PP95-studie in haar referentiescenario een basisvooruitzicht van de middellange- en langetermijnvraag naar elektriciteit. Zij biedt echter geen alternatief vooruitzicht dat rekening houdt met voluntaristische maatregelen van beheersing van de elektriciteitsvraag. In het referentiescenario integreert het PRIMES-model de verbeteringen in energie-efficiëntie via hypothesen inzake ontwikkeling van energetische technologieën verbonden aan de verschillende energetische gebruiken. Voor elk energetisch gebruik (verlichting, verwarming, enz.), heeft het model de keuze, wanneer nieuwe investeringen noodzakelijk blijken, tussen 3 generische technologieën. Deze technologieën verschillen op het vlak van hun kosten en hun energetische prestaties die trouwens evolueren in de loop van de tijd. De onderliggende dynamiek van de verbetering in energie-efficiëntie vloeit voort uit de evolutie van de techno-economische karakteristieken van de technologieën, uit de natuurlijke hernieuwingsgraad van de bestaande uitrustingsstock en uit de prijsevolutie van de gebruikte energie. De energiebesparingen in PRIMES vinden hun oorsprong dus in de progressieve doorbraak van nieuwe en meer energiezuinige technologieën.

De FPB/MDE-studie, die werd opgesteld op verzoek van de CREG, vult de FPB/PP95-studie aan wat beheersing van de elektriciteitsvraag betreft. Inderdaad, zelfs al voorziet het referentiescenario van de FPB/PP95-studie een groeivertraging van de elektriciteitsvraag onder invloed van een stijging van de reële energieprijzen en een zekere verbetering van de doeltreffendheid van de elektrische uitrusting, blijft er een zeker potentieel aan elektrische energiebesparingen onbenut aan de vraagzijde.

In die optiek geeft de FPB/MDE-studie een alternatief vooruitzicht van de elektriciteitsvraag op middellange en lange termijn dat steunt op de resultaten van de FhG-ISI-studie die op verzoek van de Belgische regering is verricht. Deze studie moest enerzijds in detail onderzoeken welke rol energie-efficiëntie speelt bij de elektriciteitsvraag in het raam van het Belgische energiebeleid, en anderzijds een algemeen programma voorstellen om die energie-efficiëntie te bevorderen, rekening houdend met de Belgische institutionele context en met de verbintenissen van België in het kader van het Protocol van Kyoto.

In dit alternatief vooruitzicht van de elektriciteitsvraag op middellange en lange termijn werd rekening gehouden met het potentieel inzake besparing van elektrische energie zoals geraamd in één van de scenario's van de FhG-ISI-studie en werd tegelijk gezorgd voor coherentie met de macro-economische context van de FPB/PP95-studie.

Twee vraagbeheersingsscenario's worden voorgesteld in de FhG-ISI-studie: het “benchmarking”-scenario en het “economisch potentieel”-scenario dat ambitieuzer is op het vlak van energiebesparingen. Bij het wegblijven van een beleid dat de

energiebesparingen van het “economisch potentieel”-scenario als doelstelling neemt, heeft overleg tussen de CREG, de Administratie voor Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie, die de FhG-ISI-studie heeft gestuurd, en het Federaal Planbureau geleid tot de keuze van het “benchmarking”-scenario als energiebesparingsbasis voor het alternatief vooruitzicht van de elektriciteitsvraag. Deze keuze velt op voorhand geen oordeel over het beleid dat in België zou kunnen gevoerd worden tijdens de door het indicatief programma bestudeerde horizon.

In het “*benchmarking*”-scenario van de FhG-ISI-studie, zijn de voorgestelde energiebesparingen het resultaat van een vergelijking met de andere Europese landen, die België beneden het Europese gemiddelde situeert op het vlak van energetische efficiëntie. De maatregelen die hierin worden voorgesteld om de energie te besparen hebben als doel België ter hoogte te brengen van de beste energetische prestaties van de andere Europese landen. België heeft inderdaad een vertraging opgestapeld op dit vlak op het einde van de tachtiger en in het begin van de negentiger jaren, bijvoorbeeld wat de isolatie van de gebouwen in de tertiaire en residentiële sectoren betreft, alsook wat het specifiek energieverbruik van de Belgische industrie betreft.

Er werd een methodologie ontwikkeld en toegepast om rekening te houden met het feit dat de potentiële in elektrische energiebesparing zoals gedefinieerd in de FhG-ISI-studie geëvalueerd worden ten aanzien van een referentiescenario waarvan de onderliggende hypothesen in het algemeen verschillen van die van het basisscenario van de FPB/PP95-studie. De methodologie gebruikt de notie elasticiteit van de sectorale elektriciteitsvraag ten aanzien van de sectorale toegevoegde waarden (industrie en tertiaire sector) en ten aanzien van het gemiddeld inkomen per huishouden.

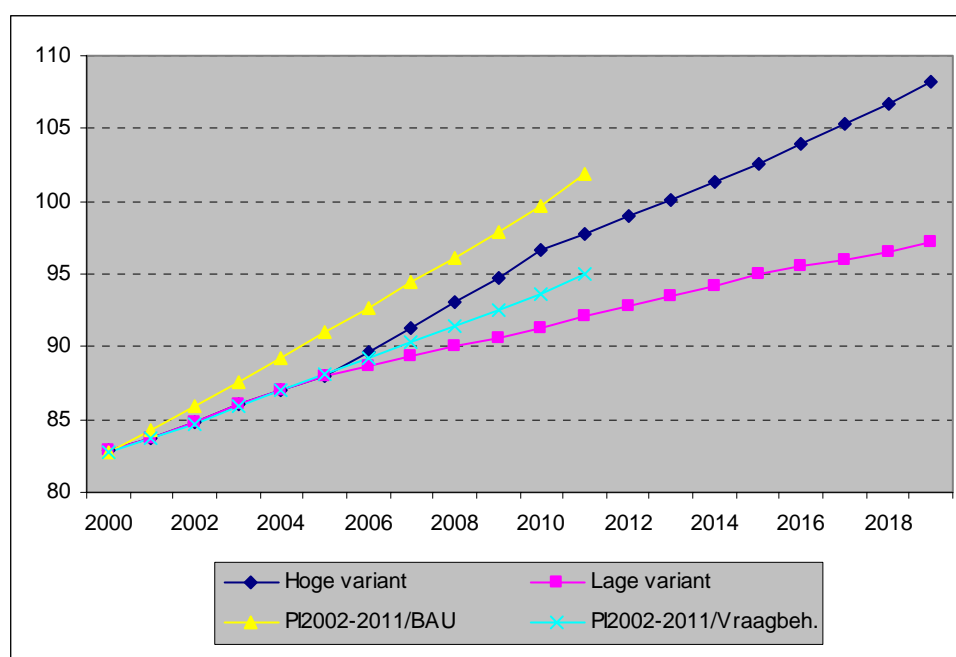
De elasticiteit van de sectorale elektriciteitsvraag ten opzichte van de sectorale toegevoegde waarden en het inkomen per huishouden worden vooreerst berekend voor het “*benchmarking*”-scenario van de FhG-ISI-studie. Deze elasticiteit wordt gedefinieerd als de verhouding tussen het groeipercentage van de sectorale elektriciteitsvraag en van de respectieve sectorale toegevoegde waarden (of van het inkomen van de huishoudens) en meet de gevoeligheid van de sectorale elektriciteitsvraag voor relatieve schommelingen van de sectorale toegevoegde waarden (of van het inkomen per huishouden). De zo verkregen sectorale elasticiteitswaarden, worden daarna toegepast op de gemiddelde jaarlijkse groeivoet van de sectorale toegevoegde waarden en op het inkomen per huishouden van het basisscenario van de FPB/PP95-studie. Daaruit werden dan nieuwe evolutiegraden van de sectorale elektriciteitsvraag afgeleid, die grosso modo de weergave zijn van een beheersing van de totale elektriciteitsvraag, in overeenstemming met de onderliggende hypothesen van het basisscenario van de FPB/PP95-studie. Aangezien dit vooruitzicht van de vraag niet steunt op hetzelfde methodologisch kader, vormt het stricto sensu geen alternatief vooruitzicht ten opzichte van het basisvooruitzicht van de FPB/PP95-studie.

De vooruitzichten op middellange en lange termijn van de opgevraagde elektrische energie⁸ die worden gehanteerd in het kader van het onderhavige indicatief programma, berusten op de vooruitzichten van de elektriciteitsvraag uit het referentiescenario van de FPB/PP95-studie en van het scenario van de FPB/MDE-studie. Deze

⁸ Dat wil zeggen de elektriciteitsvraag plus de netverliezen in verband met de elektriciteitstransmissie en -distributie.

vooruitzichten steunen voorts op een percentage transmissie- en distributiegebonden verliezen berekend op basis van door ELIA doorgezonden data voor 2003. Dit percentage werd geëvalueerd op 5,2% van de elektriciteitsvraag in 2003, en werd constant gehouden over de toekomstperiode die werd bestudeerd in het kader van de twee in aanmerking genomen vooruitzichten van de opgevraagde elektrische energie.

Deze twee vooruitzichten van de opgevraagde elektrische energie op middellange en lange termijn, hierna respectievelijk hernoemd tot “hoge variant” en “lage variant”, worden in afbeelding 2 verduidelijkt zodat de vergelijking met de twee overeenkomstige elektriciteitsvraagvarianten van het indicatief programma 2002-2011 mogelijk wordt.



Afbeelding 2 - Vergelijking tussen varianten van opgevraagde energie (TWh)

Afbeelding 2 noopt tot de volgende commentaar:

- (i) De evolutie van de opgevraagde energie in de hoge en lage varianten komen tot 2005 met elkaar overeen, aangezien de elektriciteitsbesparende maatregelen van het “benchmarking”-scenario geacht worden pas vanaf dat jaar concreet gestalte te krijgen. Vanaf dan groeit het verschil in opgevraagde energie tussen de twee vraagvarianten over de projectieperiode; verschil dat de mettertijd groeiende impact van beleidsmaatregelen illustreert.

Het gemiddelde jaarlijkse groeipercentage van de opgevraagde energie in de hoge variant zou 1,5% bedragen over de periode 2005-2019, tegenover 0,7% in de lage variant. In 2019 bedraagt de opgevraagde energie ongeveer 108,2 TWh in de hoge variant en 97,6 TWh in de lage variant, een stijging met respectievelijk 25,4 TWh en 14,8 TWh ten opzichte van de opgevraagde energie waargenomen in 2000.

- (ii) De waargenomen verschillen in het evolutietraject van de opgevraagde energie in de hoge variant en in de overeenkomstige variant van het vorige indicatief programma (PI2002-2011/BAU) vinden hoofdzakelijk hun oorsprong in een sterkere verbetering van de efficiëntie van de elektrische uitrustingen en, in

mindere mate, in een tragere vooruitgang van de elektrische staalfabrieken in de hoge variant.

3.3. De derde fase

De derde fase spitst zich toe op de studie van de sector van de elektriciteitsproductie. Bedoeling is hier om een duidelijk beeld te krijgen van het te voorziene elektriciteitsaanbod over de periode 2005-2014 op basis van een meer gedetailleerde modellering van het elektrisch systeem. De gegevens voor dit model zijn voor een deel afkomstig uit de eerste twee fasen.

De investeringen die nodig zijn om te kunnen beantwoorden aan de evolutie van de elektriciteitsvraag, kunnen worden onderverdeeld in 5 klassen: productie door eenheden die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen (hierna “HEB-eenheden”), productie door eenheden die de productie van warmte en elektriciteit combineren (hierna “warmtekrachtkoppelingseenheden” of “WKK-eenheden”), maatregelen voor het beheersen van de vraag (REG/DSM), de import van elektrische energie en de productie door thermische en hydraulische eenheden van het centrale park.

3.3.1 De onzekerheden

De investeringen in de eerste drie groepen (HEB-eenheden, warmtekrachtkoppelingseenheden en REG/DSM) worden op exogene wijze in aanmerking genomen. Hun ontplooiing hangt immers samen met beleidsdoelstellingen op het vlak van duurzame ontwikkeling, waarvan de implementatie gepaste ondersteunende maatregelen vereist. De realisatie van deze doelstellingen is dan ook onzeker, omdat deze afhankelijk is van de respons van de markt op de steunmaatregelen die terzake worden genomen. Met deze onzekerheid wordt rekening gehouden via de definitie van de varianten voor iedere groep.

Ook met de onzekerheid met betrekking tot maatregelen om de vraag te beheersen wordt rekening gehouden via de definitie van twee varianten met betrekking tot de elektriciteitsvraag zoals die in de tweede fase werden gedefinieerd.

De onzekerheid met betrekking tot de realisatie van de doelstellingen op het vlak van elektriciteitsproductie met HEB-eenheden en WKK-eenheden wordt gemodelleerd door voor ieder van deze twee types van eenheden twee investeringsvarianten te definiëren.

De vierde groep heeft betrekking op de import van elektriciteit. De jaarlijks netto ingevoerde energie hangt af van tal van factoren, zoals de import- en exportcapaciteit van het elektriciteitsnet, de elektriciteitsprijzen op de Belgische markt en de markten in de buurlanden en de bevoorradingspolitiek van de marktspelers. De waarde van de elektriciteitsimport heeft daarom een onzeker karakter. Er wordt bijgevolg beslist om ook de elektriciteitsimport op exogene wijze te behandelen.

De volgende hoofdstukken beschrijven voor ieder van de opties inzake het voldoen aan de vraag, de technologische keuzes die redelijkerwijze kunnen worden overwogen. Zij identificeren systematisch de technische, economische en ecologische beperkingen die een invloed kunnen hebben op de mate waarin deze opties kunnen bijdragen aan het voldoen aan de elektriciteitsvraag. Deze beperkingen kunnen bijgevolg leiden tot een bepaalde onzekerheid met betrekking tot de te maken keuze.

Voor de bijdrage van de decentrale productiemiddelen worden twee varianten beschouwd, zodat er een realistische vork gedefinieerd wordt om beroep te doen op deze productiewijze.

Voor import worden twee varianten beschouwd. Deze houden rekening met de bestaande capaciteit en met de versterkingen van het transmissienet en van de koppelverbindingen met het buitenland. Deze versterkingen werden bepaald in het Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet 2003-2010 opgesteld door ELIA [22].

De centrale productietechnieken die tot 2019 overwogen kunnen worden, worden geïdentificeerd en hun keuze wordt gerechtvaardigd.

De onzekerheden eigen aan de centrale productie worden besproken in de twee hoofdstukken die respectievelijk brandstoffen en milieubescherming behandelen. Verder worden twee varianten voor de brandstofprijzen gedefinieerd.

Tot slot worden er twee varianten van de prijzen van CO₂-emissierechten behandeld bovenop de variant zonder penaliserings van de CO₂-emissies, m.a.w. met de kostprijs van de CO₂-emissierechten op nul gehouden.

3.3.2 De scenario's

De aanpak die werd gekozen om bij de uitwerking van het indicatief programma van de productiemiddelen rekening te houden met de in de voorgaande paragraaf beschreven onzekerheden, is een methode gebaseerd op het opbouwen van scenario's.

Een scenario wordt bepaald als een combinatie van verschillende varianten verbonden met elke onzekerheid die in aanmerking genomen wordt: de evolutie van de vraag, van de brandstofprijs, van de capaciteit van de HEB-eenheden, van de capaciteit van de WKK-eenheden, van de kostprijs van de CO₂-emissierechten, alsook van de netto-import van elektrische energie.

Om de belangrijkste tendensen op het vlak van het voldoen aan de toekomstige vraag aan te geven, worden twee voldoende uiteenlopende scenario's gekozen.

De gekozen scenario's bestrijken een vrij ruim gamma van situaties, teneinde de verschillende facetten van de onderzochte problematiek te verduidelijken. Bovendien wordt ieder scenario opgesteld met het opzet coherent te zijn op het vlak van de uitgangshypothesen. Het aantal scenario's is bewust beperkt gehouden om te vermijden dat de analyse van de impact van de onzekerheden op de investeringsbeslissingen aan duidelijkheid zou verliezen.

3.3.3 Behandeling van de scenario's

Een ontwikkelingsprogramma van het centrale productiepark in de loop van de periode 2005-2014 wordt gezocht voor ieder scenario. Het gaat er meer specifiek om te bepalen in welk type van nieuwe eenheid het centrale productiepark moet worden voorzien, van welke capaciteit deze eenheid moet zijn en welke investeringskalender moet worden aangehouden om aan de toekomstige elektriciteitsvraag van het land te kunnen voldoen. Dit op een bedrijfszekere manier en met milieubescherming als bekommernis.

Dat zoeken vraagt een relatief nauwkeurige simulatie van de exploitatie van het productiepark, jaar per jaar van de bestudeerde periode.

Een simulatiemodel wordt gebruikt om de jaarlijkse variabele exploitatiekosten en de jaarlijkse betrouwbaarheid van het productiesysteem te berekenen. Om deze berekeningen door te voeren, maakt het model gebruik van een probabilistische rekenmethode die toelaat om rekening te houden met de impact van de grootte van de productie-eenheden en van het wisselvallige karakter van hun beschikbaarheid (beschikbaarheid van energiebronnen met een wisselvallig karakter, uitvalrisico's en geprogrammeerde onderhoudsbeurten) op de kosten en de betrouwbaarheid van het productiesysteem.

De jaarlijkse elektriciteitsvraag wordt in het model beschreven onder de vorm van een chronologische curve die de evolutie van de opgevraagde energie doorheen het jaar weergeeft.

Bovenop het decentrale park, worden verschillende types eenheden van centrale productie beschouwd in de simulatie: de nucleaire eenheden, de eenheden die fossiele brandstoffen verbruiken en de pompcentrales. Elke productie-eenheid wordt omschreven door een geheel van technisch-economische parameters: het maximaal vermogen, de verhouding tussen de verschillende verbruikte brandstoffen, het specifiek brandstofverbruik, de beschikbaarheidsgraad en ten slotte de exploitatie- en onderhoudskosten. Om de CO₂-emissies te schatten voor elke eenheid, worden de specifieke uitstootcoëfficiënten van de eenheid ook opgenomen in de gegevens. Bovendien laat het model toe om de prijs te internaliseren van de CO₂-emissierechten⁹, van de groenestroomcertificaten, alsook van de warmtekrachtcertificaten, naargelang het beschouwde type productie-eenheid.

De werking van elke pompcentrale wordt gesimuleerd rekening houdend met de capaciteit van het bovenste reservoir, maar ook met de vermogens en rendementen van de eenheden in pomp- en turbineermode.

Dit model maakt het mogelijk om op iteratieve wijze en op een exogene manier de investeringen in nieuwe productie-eenheden voor het centrale park te selecteren die tijdens de periode 2005-2019 moeten worden geïnstalleerd met het oog op minimale productiekosten en met inachtneming van een betrouwbaarheids criterium.

Het betrouwbaarheids criterium dat werd gekozen, is de wiskundige verwachting van het aantal uren waarbij de productie tekortschiet; met andere woorden, de wiskundige verwachting van het aantal uren per jaar gedurende dewelke de beschikbare middelen niet zullen volstaan om volledig aan de vraag te voldoen. In de wetenschappelijke literatuur wordt hier doorgaans naar verwezen als LOLE (Loss of Load Expectation).

De waarde gekozen voor de LOLE bepaalt het aanvaarde risiconiveau van tekorten wat het voldoen aan de elektriciteitsvraag betreft en, bijgevolg, het niveau van de elektrische bevoorradingszekerheid die men voor het land wenst. De waarde voor dit criterium is ook gebruikt in het indicatief programma 2002-2011. De doelstelling die in dat programma voor dit criterium werd gehanteerd, bedroeg 16 uren per jaar. Deze waarde werd in onderhavig indicatief programma overgenomen.

Om in verband met de bevoorradingszekerheid van België op het vlak van elektriciteit, het gekozen investeringsprogramma in nieuwe productie-eenheden te kunnen evalueren, voor elk scenario apart, zal vervolgens een gevoeligheidsanalyse

⁹ Het is echter mogelijk dat de door het model berekende CO₂-emissies de quota's overstijgen die bepaald zijn in het kader van het "Belgisch nationaal plan voor de toewijzing van quota" (zie punt 6.1.2 hieronder).

gebeuren op dit investeringsprogramma, waarbij de hoge netto-import variant vervangen wordt door de lage variant. Deze variant, waarin geen rekening zal worden gehouden met import buiten het Belgische aandeel in de centrale van Chooz, komt in zekere zin overeen met een situatie van zelfvoorziening van België op het vlak van productie.

Het aanbevolen investeringsprogramma van centrale productiemiddelen wordt uiteindelijk uitgekozen na analyse van de twee scenario's.

4. Algemeen economisch kader

De uitwerking van het indicatief programma 2005-2014 berust op een aantal macro-economische en andere hypothesen uit de FPB/PP95-studie, die op haar beurt in zeer ruime mate gebaseerd is op de studie van de Europese Commissie "*European Energy and Transport, Trends to 2030*" [24]. Deze hypothesen worden hieronder in herinnering gebracht en betreffen de evolutie van de belangrijkste determinanten van de langetermijnvraag naar elektrische energie, meer bepaald de demografie, de economische groei met de sectorale uitsplitsing ervan, en de internationale brandstofprijzen¹⁰.

4.1. Demografische hypothesen

Volgens de vooruitzichten van de FPB/PP95-studie kent de bevolking van ons land in de periode 2005-2019 een gemiddelde jaargroei van 0,2%. De evolutie van de gezinsgrootte zet de in het verleden vastgestelde trend voort: een gestage daling van het aantal personen per gezin als gevolg van de veranderingen in de leeftijdsstructuur en in de leefwijze van de bevolking. Het aantal personen per gezin daalt aldus van 2,35 in 2005 naar 2,17 in 2019.

Als gevolg van de evolutievooruitzichten van enerzijds de bevolking en anderzijds de gemiddelde gezinsgrootte in België zou het aantal gezinnen gedurende de periode 2005-2019 gestaag toenemen (0,8% per jaar), en aldus van 4,427 miljoen in 2005 naar 4,919 miljoen in 2019 gaan, wat neerkomt op ongeveer 492.000 gezinnen méér in 2019.

4.2. Sectorale en macro-economische hypothesen

Overeenkomstig de vooruitzichten van de twee voornoemde studies stijgt het bruto binnenlands product (BBP) in de periode 2005-2019 gemiddeld met 1,9% per jaar. In de loop van die periode doet zich een economische groeivertraging voor: de economische groei bedraagt 2,2% per jaar tot 2010, en zakt dan naar een jaargroei cijfer van 1,8% tussen 2010 en 2019.

¹⁰ Wat betreft de hypothesen over het algemene economische kader hebben de enige verschillen tussen de studie van het Federaal Planbureau en de studie van de Europese Commissie betrekking op de demografische vooruitzichten. De studie van het Planbureau steunt namelijk op de "Bevolkingsvooruitzichten 2000-2050" (december 2001), gerealiseerd in samenwerking met het NIS, anders dan de studie van de Europese Commissie, die steunt op de voorspellingen van Eurostat terzake.

Deze evolutie van het BBP berust op een aantal hypothesen betreffende factoren die zowel binnen als buiten de Belgische economische groei staan, die geciteerd worden in de studie van de Europese Commissie¹¹.

De sectorale uitsplitsing van deze economische groei ligt in het verlengde van de structuurverandering die de laatste jaren in de Belgische economie wordt waargenomen, namelijk een betrekkelijke afname van de industrieën in de Belgische economie ten gunste van de ontwikkeling van de tertiaire sector, zij het in een trager tempo.

De sectorale evolutievooruitzichten, waarover eerder advies is ingewonnen bij industriële federaties en experts, worden meer bepaald gekenmerkt door:

- (i) een groei van de toegevoegde waarde van de tertiaire sector van gemiddeld om en bij 2,0% per jaar tussen 2005 en 2019. Het aandeel van de tertiaire sector in de totale toegevoegde waarde van de economie komt aan het einde van die periode op ongeveer 71,3% uit, tegenover 70% in 1990;
- (ii) de toegevoegde waarde van de verwerkende nijverheid groeit tussen 2005 en 2019 met een gemiddelde snelheid van 2,0% per jaar. Het aandeel van de verwerkende nijverheid in de totale toegevoegde waarde van de economie stabiliseert zich over de beschouwde periode op 20,5%, tegenover 22,7% in 1990;
- (iii) de groei van de verwerkende nijverheid in haar geheel is hoofdzakelijk toe te schrijven aan de metaalverwerkende sector en in nog grotere mate aan de scheikundige sector, waarin activiteiten met hoge toegevoegde waarde en een lagere energie-intensiteit (cosmetica en farmaceutica) aan belang blijven winnen ten opzichte van meer energie-intensieve activiteiten (meststoffen en petrochemische producten).

Anders dan de sectoren chemie en metaalverwerking, waarvan de toegevoegde waarde het sterkst groeit van alle sectoren, gaat het belang van traditionele activiteiten zoals textiel en ijzer- en staalindustrie verder achteruit in de projectieperiode.

De groei van de particuliere consumptie ten slotte volgt in de bestudeerde tijdsspanne een vrij stabiele dynamiek, om en bij 2% per jaar.

¹¹ Deze sectie heeft niet de ambitie om de motoren van de Belgische economische groei in de betrokken periode grondig te analyseren. Zulk een gedetailleerde analyse zou immers buiten het bestek van dit indicatief programma vallen. Hiervoor verwijzen we de lezer naar de studie [24] van de Europese Commissie, en naar de andere studies waarnaar deze studie verwijst.

	Miljarden €2000					% van de totale toegevoegde waarde					%/jaar
	2000	2005	2010	2014	2019	2000	2005	2010	2014	2019	05//19
BBP	248.3	276.3	308.1	331.6	361.2						1.9%
Bruto toegevoegde waarden											
Be- & verwerkende industrie	47.3	52.7	59.2	63.8	69.3	20.6	20.5	20.5	20.5	20.4	2.0%
Energie-intensieve industrie	18.8	21.2	24.0	25.7	27.7	8.2	8.2	8.3	8.3	8.1	1.9%
Niet energie-intensieve industrie	28.5	31.5	35.2	38.1	41.6	12.4	12.3	12.2	12.3	12.2	2.0%
Tertiaire sector*	163.2	182.7	204.7	221.2	242.7	71.0	71.0	71.0	71.1	71.3	2.0%
Prive-verbruik	128.9	142.1	157.4	170.0	186.6						2.0%

* Landbouw inbegrepen

Tabel 1 - Macro-economische en sectorale hoofdhypothesen

4.3. Hypothesen over de evolutie van de brandstofprijzen

De in het kader van dit indicatief programma geprojecteerde evolutie van de internationale brandstofprijzen is afkomstig van het mondiale langetermijnmodel voor energie POLES. De EC- en FPB/PP95-studies steunen hierop.

Deze evolutie van de brandstofprijzen steunt op de hypothese dat de wereldwijde energiemarkten tijdens de bestudeerde tijdsspanne voldoende bevoorraad blijven tegen vrij matige prijzen. Zij geeft het standpunt dat er zich ten minste tot 2030 geen enkele grote beperking zou mogen voordoen in het globale brandstoffaanbod, wegens de optimistische perspectieven die worden gehanteerd inzake toekomstige ontdekkingen van aardolie- en gasvelden, en nieuwe vooruitgang in de winningstechnologieën.

Deze hypothese houdt daarentegen geen rekening met de onzekerheden over de geopolitieke omgeving die aan de basis ligt van de vorming van de internationale brandstofprijzen. Daaruit volgt dat de geprojecteerde evolutie van de brandstofprijzen die in afbeelding 3 wordt weergegeven, geen voorspelling uitmaakt van het niveau van de brandstofprijzen in de komende jaren. Vanuit het gehanteerde langetermijnperspectief wordt alleen een langetermijnprijsverloop weergegeven dat onderhevig kan zijn aan kortetermijnschommelingen. De hieronder afgebeelde evolutie van de brandstofprijzen mag bijgevolg niet worden geïnterpreteerd als het beeld van een brandstofmarkt die geen volatiliteit of onzekerheid kent.

4.3.1 Evolutie van de prijs van de ruwe aardolie

De evolutievooruitzichten van de mondiale prijs voor ruwe aardolie worden in het algemeen onderzocht in het licht van de beschouwde tijdshorizonten.

Op korte termijn, tijdruimte waarin de productiecapaciteit exogeen is¹², beantwoordt de prijzevolutie van ruwe aardolie aan de waargenomen spanningen tussen de wereldvraag en het aanbod, dat samenhangt met de gebruiksgraad van de productiecapaciteit van de Golflanden, die beschouwd worden als “swing producers”

¹² In de zin dat de wereldproductie van ruwe aardolie op korte termijn gebonden is aan een bovengrens door de gebruiksgraad van de beschikbare productiecapaciteit.

of aanvullende producenten op de aardoliemarkt. Op middellange en lange termijn, wanneer de productiecapaciteit endogeen wordt¹³, hangt de evolutie van de aardolieprijs af van de toekomstige wereldwijde aardolievraag en van de verhouding reserves/productie op wereldniveau, gezien het wereldwijd geïntegreerde karakter van de aardoliemarkt. Dit verhoudingscijfer wordt uitgedrukt in aantal jaren en geeft de duur aan waarin de huidige jaarlijkse productiesnelheid kan worden aangehouden zonder uitputting van de reserves.

De in aanmerking genomen prijsevolutie van ruwe aardolie vertoont een graduele stijging van de aardolieprijs vanaf 2007, tot 3,8 €₂₀₀₃/GJ in 2019, tegenover 3,1 €₂₀₀₃/GJ in 2005. Deze groei vindt haar oorzaak in een stijging van de marginale kosten als gevolg van de exploitatie van nieuwe aardoliebronnen en het transport tot de verbruikszones.

4.3.2 Evolutie van de aardgasprijs

Het verloop van de aardgasprijs, zoals afgeleid uit het POLES-model, vloeit voort uit de wisselwerking van verschillende factoren met een tegengestelde werking. Enerzijds bevordert de groeiende economische waarde die aardgas toegekend krijgt dankzij zijn gunstiger milieueigenschappen en dankzij de toenemende doeltreffendheid van uitrusting op aardgas, een snellere stijging van de aardgasprijs dan van de aardolieprijs, waardoor het verschil tussen de aardgasprijs en de prijs van ruwe aardolie slinkt. Ook de bestaande concurrentie tussen deze twee energiedragers doet vermoeden dat hun respectieve prijs grosso modo in dezelfde richting zal evolueren.

Anderzijds werkt de verbetering van de “*gas-to-gas*”-concurrentie, die te maken heeft met de beschikbaarheid van nieuwe aardgasbronnen en met de creatie en de verwezenlijking van de interne aardgasmarkt, een loskoppeling van de prijs van ruwe aardolie en van de aardgasprijs in de hand. Ook de overgang van een aardgasmarkt met regionale inslag naar een meer gemondialiseerde aardgasmarkt versterkt deze loskoppeling.

Uit de resultaten van het POLES-model blijkt dat het eerstgenoemde effect de evolutie van de aardgasprijs beheerst tot 2015, en dat zich vanaf dan een loskoppeling van de prijzen van ruwe aardolie en aardgas voordoet onder invloed van de stijgende “*gas-to-gas*”-concurrentie en van de beschikbaarheid van een groter aantal gasbronnen.

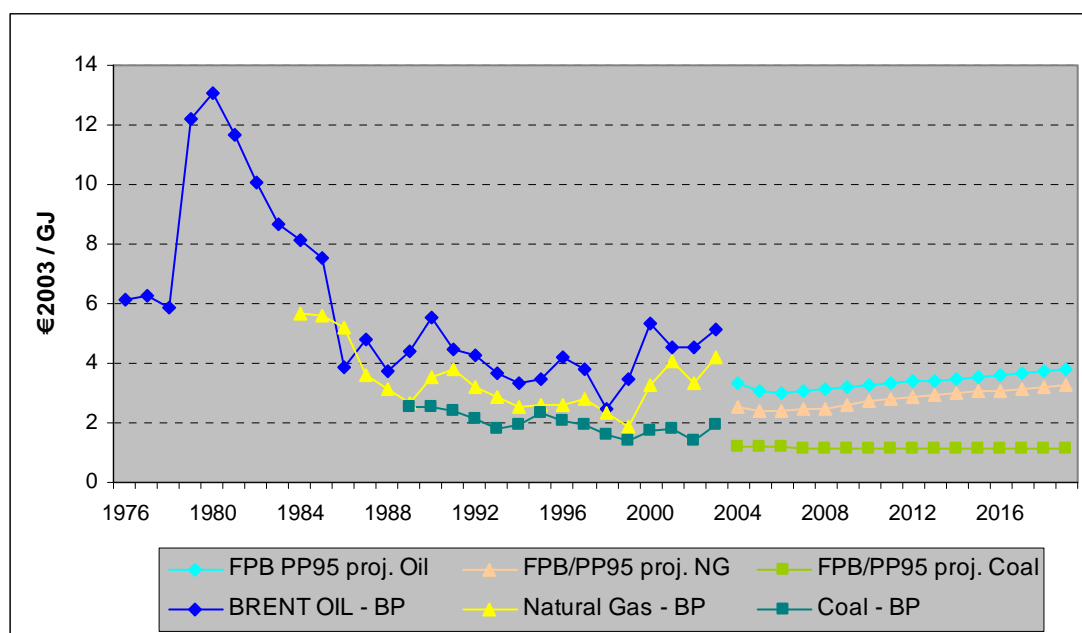
De aardgasprijs stijgt van 2,4 €₂₀₀₃/GJ in 2005 naar 3,3 €₂₀₀₃/GJ in 2019.

4.3.3 Evolutie van de steenkoolprijs

In tegenstelling tot de aardgasprijs blijft de steenkoolprijs gedurende de bestudeerde periode los staan van de prijs van ruwe aardolie en een vrij stabiele lijn behouden, als gevolg van het overvloedige aanbod¹⁴. Vanaf 2011 is evenwel een daling van de steenkoolprijs waarneembaar als gevolg van de daling van de marginale kosten van steenkoolwinning buiten Europa. In zijn geheel genomen blijft het niveau van de steenkoolprijs ruimschoots onder het prijsniveau van ruwe aardolie en aardgas.

¹³ In de zin dat uitbreidingen van de productiecapaciteit mogelijk worden.

¹⁴ Zie punt 7.1.4.



Afbeelding 3 - Evolutie van de brandstofprijzen

5. De elektriciteitsvraag in België

Dit hoofdstuk beschrijft de context waarin elke projectie van de opgevraagde elektrische energie in België werd opgesteld, zoals beschreven in sectie 3.2.

5.1. Hoge variant

De hoge variant voorziet een trendmatige groei van de opgevraagde energie van 1,5% per jaar tussen 2005 en 2019. In 2019, bedraagt de opgevraagde energie ongeveer 20,1 TWh meer dan haar niveau van 2005¹⁵.

De evolutie van de onderliggende elektriciteitsvraag tussen 2005 en 2019 wordt gekenmerkt door de volgende hoofdtendensen:

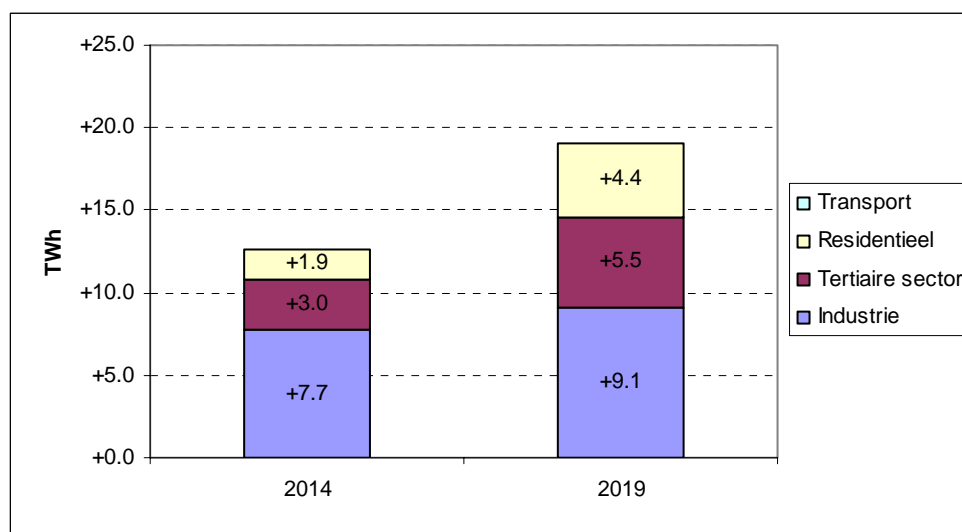
- een sterke stijging van de elektriciteitsvraag in de industriële en tertiaire sectoren; het groeitempo van de elektriciteitsvraag in deze sectoren is hoger, ofwel zeer dicht bij dat van de totale vraag;
- een matigere stijging van de elektriciteitsvraag in de residentiële sector die aan een lager tempo groeit dan die van de totale vraag;
- een zwakke bijdrage van de elektriciteitsvraag van de transportsector, die de laagste jaargroei bezit van alle sectoren.

Afbeelding 4 illustreert de groei van de elektriciteitsvraag¹⁶ van de belangrijkste sectoren in functie van de toename ten opzichte van het jaar 2005. Rekening houdend met de relatief zwakke bijdrage van de transportsector tot de groei van de elektriciteitsvraag in de bestudeerde tijdsperiode, is het verschil in elektriciteits-

¹⁵ Verliezen inbegrepen.

¹⁶ Verliezen niet inbegrepen.

verbruik van deze sector ten opzichte van het jaar 2005 nagenoeg nul en niet zichtbaar op de afbeelding.



Afbeelding 4 - Evolutie van de elektriciteitsvraag van de belangrijkste sectoren ten opzichte van 2005

Tertiaire sector

De tertiaire sector blijft de sector waarin de snelste stijging van de elektriciteitsvraag voorzien is tijdens de projectieperiode: gemiddeld 2,6% per jaar tussen 2005 en 2019.

De specifiek elektrische toepassingen (verlichting, elektrische apparaten) worden verondersteld verder te blijven stijgen.

Industrie

Tijdens de projectieperiode, stijgt de elektriciteitsvraag van de industriële sector met 1,4% per jaar tussen 2005 en 2019.

Deze stijging is het gevolg van de groei van de industriële activiteiten en van het voortzetten van de penetratie van “elektrotechnologieën” in de industriële toepassingen wegens hun beter energetisch rendement. De stijging wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door de chemische sector die gekenmerkt wordt door een belangrijk gebruik van elektrische energie (meer dan een derde van het verbruik in deze activiteitstak) en door een belangrijke groei van zijn activiteit. De stijging is eveneens, maar in mindere mate, het gevolg van de herstructurering van de productiemiddelen in de staalindustrie, in het opzicht dat elektrische staalovens zich ontwikkelen ten nadele van de hoogovens.

Residentieel

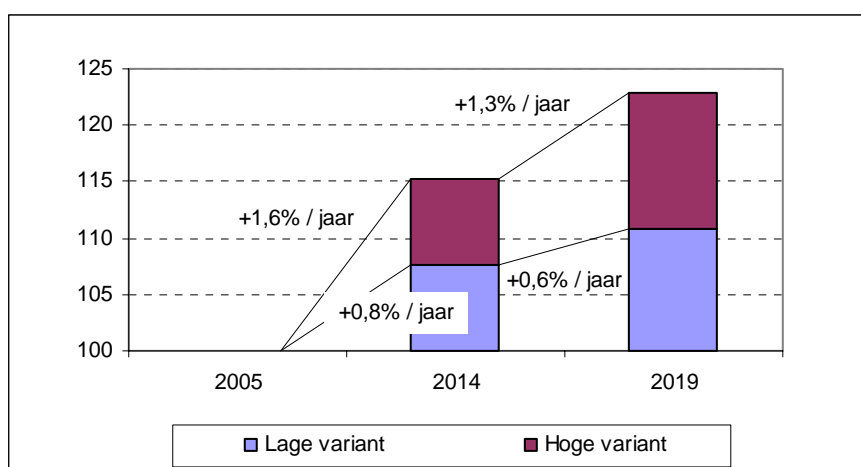
De variabelen van het sociaaldemografische, economische (beschikbaar inkomen van de huishoudens), klimatologische en urbanistische type, zijn de hoofddeterminanten van het energetisch verbruik van de huishoudens.

Het resultaat van de projectie in genormaliseerde klimaatomstandigheden¹⁷ leidt tot een gemiddelde jaargroei van de elektriciteitsvraag van de residentiële sector van ongeveer 1,14% tussen 2005 en 2019. De stijging van het aantal elektrische toestellen per huishouden is de belangrijkste motor van de groei van het elektriciteitsverbruik in de residentiële sector. Deze groei wordt echter getemperd door de sterke verbetering van de energie-efficiëntie van die elektrische huishoudtoestellen.

5.2. Lage variant

In tegenstelling tot de vraag van de hoge variant, waarvan de evolutie geen rekening houdt met specifieke vereisten qua beleid inzake beheer van de elektriciteitsvraag, wordt in de lage variant de implementatie van bepaalde meer elektriciteitsbesparende beleidsmaatregelen ingecalculeerd. Deze variant van de elektriciteitsvraag is het resultaat van een geïntegreerde analyse van de energetische situatie van het land, aangezien het “*benchmarking*”-scenario van de FhG-ISI-studie, waaruit deze variant komt, de belangrijkste beschouwde sectoren erbij betreft en alle vormen van energie en ook hun wisselwerking bekijkt.

Implementeert men de maatregelen die in het “*benchmarking*”-scenario van de FhG-ISI-studie ter sprake komen, wijzen de resultaten uit dat de opgevraagde energie tegen 2019 10,5 TWh lager ligt ten opzichte van de waarde die de hoge variant opgeeft. De opgevraagde energie blijft tussen 2005 en 2019 echter gemiddeld 0,7% per jaar groeien in plaats van 1,5% in de hoge variant. In 2019 komt de opgevraagde energie in de buurt van 97,6 TWh, tegenover 88,0TWh in 2005.



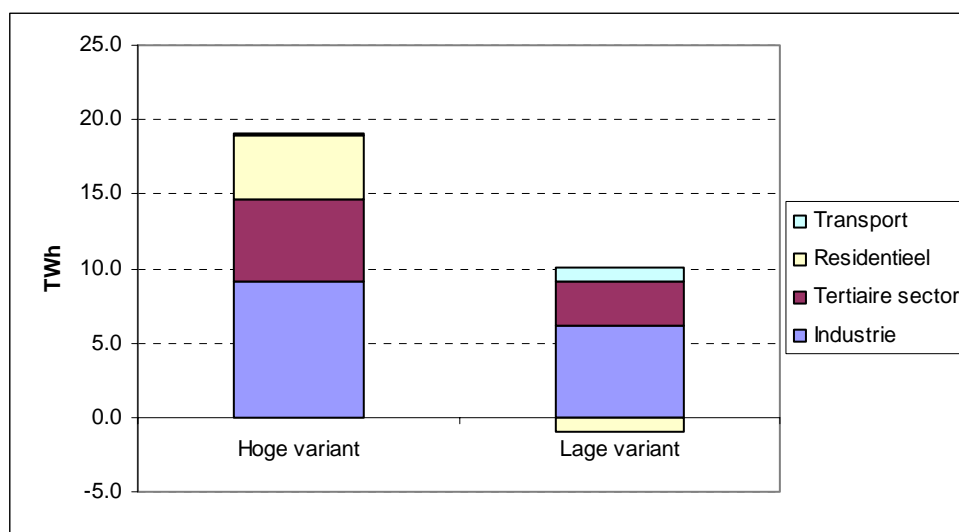
Afbeelding 5 - Evolutie van de opgevraagde energie (2005=100)

Zoals afbeelding 6 illustreert, dragen de belangrijkste sectoren, met uitzondering van de transportsector, bij tot de beheersing van de elektriciteitsvraag tegen 2019:

- de industriële sector en de tertiaire sector maken een besparing van ongeveer 5,5 TWh mogelijk in vergelijking met de hoge variant;

¹⁷ Het aantal graaddagen waarmee de FPB/PP95-studie rekening houdt, beantwoordt aan het aantal graaddagen van 2000.

- de residentiële sector draagt ongeveer 5,9 TWh bij tot de energiebesparing in vergelijking met de hoge variant.



Afbeelding 6 - Sectorale evolutie van de elektriciteitsvraag - Situatie 2019 ten opzichte van 2005

De hierna beschreven sectorale analyse van de evolutie van de vraag geeft een duidelijker beeld van de impact van de verschillende beleidsmaatregelen die in aanmerking worden genomen in de lage variant.

Tertiaire sector

De stijging van de elektriciteitsvraag in de tertiaire sector bedraagt tussen 2005 en 2019 gemiddeld 1,5% per jaar, tegenover 2,6% per jaar in de hoge variant.

De geïmplementeerde beleidsmaatregelen in deze sector hebben betrekking op de vervroegde aankoop van de doeltreffendste¹⁸ elektrische apparaten die er op de markt zijn, de implementatie van fiscale maatregelen alsook een betere informatie en een betere bewustmaking van de economische actoren.

De duidelijkste energiebesparingpotentiëlen zijn te vinden in de verlichting, de koelingapparaten¹⁹ en de elektronica. Wat de sterke stijging van de informatie- en communicatietechnologieën betreft, schrijft het “benchmarking”-scenario gedifferentieerde maatregelen naargelang de gebruiksmode²⁰, alsook het gebruik van de zuinigste toestellen voor.

De impact van deze beleidsmaatregelen wordt mettertijd groter en maakt in 2019 een besparing van ongeveer 2,6 TWh elektrische energie mogelijk. Dit bedrag komt neer op een vermindering met 14,6% van het totale elektriciteitsverbruik van de tertiaire sector dat werd geschat in de hoge variant.

¹⁸ Volgens de 92/75/EG-richtlijn betreffende de energielabels op huishoudapparaten.

¹⁹ In het bijzonder airconditioning.

²⁰ “Normal”-, “Stand-by”- en “Off”-modes.

Industrie

De groei van de elektriciteitsvraag in de industriesector bedraagt tussen 2005 en 2019 gemiddeld 1%, tegenover 1,4% per jaar in de hoge variant.

De geïmplementeerde maatregelen in de industriesector hebben als doel een verheffing naar de beste praktijken in de Europese Unie toe wat specifiek verbruik van apparaten betreft, het ondertekenen van brancheakkoorden, het scheppen van een markt van emissierechten en het toekennen van openbare hulp.

Naar het einde van de beschouwde periode, laten deze maatregelen toe een energiebesparing te verwezenlijken van 2,9 TWh, wat overeenkomt met een vermindering van ongeveer 5,6% van de elektriciteitsvraag van de industrie die werd geschat in de hoge variant.

Residentieel

Het elektriciteitsverbruik in de residentiële sector vermindert tijdens de projectieperiode gestaag met een snelheid van 0,3% per jaar, terwijl ze in de hoge variant gemiddeld 1,14% per jaar groeit.

De in deze sector geïmplementeerde beleidsmaatregelen zijn in essentie dezelfde als die geïmplementeerd in de tertiaire sector, maar de besparingspotentiëlen betreffen andere toestelcategorieën. Het televisietoestel neemt de eerste plaats, gevolgd door koeltoestellen²¹. Het scenario houdt ook rekening met de verbetering van de isolatie van woningen tot op het gemiddeld niveau van de beste standaarden in de buurlanden, alsook met de substitutie van elektriciteit door gas wat verwarming betreft.

De impact van deze beleidsmaatregelen stijgt met de tijd en levert een elektrische energiebesparing van ongeveer 5,4 TWh op in 2019, wat een daling van ongeveer 18% betekent van de residentiële elektriciteitsvraag die werd geschat in de hoge variant.

Transport

Het elektriciteitsverbruik in de transportsector stijgt veel sneller in de lage variant dan in de hoge variant, namelijk met 3,6% per jaar tussen 2005 en 2019, tegenover 0,20%. Deze stijging van de elektriciteitsvraag heeft te maken met de implementatie van een beleid ter bevordering van het treinverkeer – zowel het personenvervoer als het goederentransport – om het wegverkeergebonden brandstofverbruik te verminderen. Door het geïntegreerde karakter van de analyse waaruit deze vraagvariant resulteert (zie boven), vloeit de toename van de elektriciteitsvraag in de transportsector ook voort uit aanzienlijke besparingen op aardolieproducten in deze sector. In 2019, vertegenwoordigt deze toename van de elektriciteitsvraag een bedrag van 0,9 TWh of een stijging met 66% van de elektriciteitsvraag van deze sector die werd geschat in de hoge variant.

6. Bescherming van het leefmilieu

Het milieubeleid kadert in een meer algemeen beleid van duurzame ontwikkeling, waarvan de krachtlijnen, zoals goedgekeurd door de federale Ministerraad op 24 september 2004, werden beschreven in het Federaal Plan voor Duurzame Ontwikkeling 2004-2008. Volgens dit plan moet binnen een duurzaam energiebeleid

²¹ Koelkasten en diepvriestoestellen.

de nadruk onder meer worden gelegd op energie die de minste ongewenste effecten heeft. Dit is de reden waarom in het Plan rationeel energiegebruik en een intensiever gebruik van hernieuwbare energiebronnen naar voren worden geschoven als centrale pijlers van het Belgische energiebeleid.

Met de klimaatverandering staat er veel op het spel en het op elkaar afstemmen van vraag en aanbod inzake elektriciteit moet gebeuren met respect voor het wettelijke en reglementaire kader dat voortvloeit uit de Europese richtlijnen en de internationale verdragen die door België op het vlak van de bescherming van het leefmilieu werden geratificeerd, en de akkoorden die door de overheid hierover werden onderhandeld.

In het indicatief programma 2005-2014 steunt het milieubeleid op het vlak van de uitstoot van verontreinigende stoffen op twee pijlers: de vermindering van de uitstoot van verontreinigende stoffen en de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie met HEB-eenheden en kwalitatieve WKK-eenheden.

Het indicatief programma houdt ook rekening met andere belangrijke aspecten van duurzame ontwikkeling, zoals de beheersing van de vraag.

6.1. Vermindering van de uitstoot van verontreinigende stoffen

De vermindering van de uitstoot van verontreinigende stoffen heeft betrekking op de uitstoot van verzurende stoffen en de uitstoot van broeikasgassen.

6.1.1 Vermindering van de verzurende uitstoot

De strijd tegen verzurende uitstoot kadert in de rist van internationale protocollen die door België werden ondertekend in het kader van het Verdrag betreffende Grensoverschrijdende Luchtverontreiniging van de Verenigde Naties (LRTAP, ondertekend te Genève op 13 november 1979 en uitgewerkt door de Economische Commissie voor Europa van de Verenigde Naties²²). Deze verdragen hebben betrekking op NO_x (Sofia, 1988), op Vluchtige Organische Componenten (VOC's, Genève, 1991) en SO_x (Oslo, 1994).

Sinds deze verdragen, zijn de volgende teksten met betrekking tot verzurende uitstoot van belang.

De richtlijn 96/61/EG van de Raad van 24 september 1996 inzake geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging stelt dat de exploitatie van energie-industrie (en daaronder vallen stookinstallaties met een hoeveelheid vrijkomende warmte van meer dan 50 MW²³) een voorafgaande vergunning vereist.

Deze richtlijn werd in de Belgische gewestelijke wetgeving omgezet; in het Brusselse Hoofdstedelijke Gewest gebeurde dat met de ordonnantie van 5 juni 1997 betreffende de milieuvergunning; in het Waalse gewest met het decreet van 11 maart 1999 betreffende de milieuvergunning, en in het Vlaamse gewest gebeurde dat met de bepalingen van VLAREM I en II waarin de door de richtlijn bedoelde geïntegreerde bestrijdings- en preventie maatregelen van de verontreiniging zijn opgenomen.

²² P.B.E.G., L 171 van 27 juni 1981, p. 13.

²³ P.B.E.G., L. 257 van 10 oktober 1996, p. 26.

Het hierboven vermelde Verdrag van Genève met betrekking tot de grensoverschrijdende luchtverontreiniging over lange afstand is een kaderovereenkomst die tot doel heeft toe te zien op en het geleidelijk terugdringen van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht²⁴. De toch wel bijzondere aard van dit verdrag veronderstelt dat afgeleide instrumenten (protocollen) worden aangenomen waarin de deelnemende Staten zich verbinden tot kwantitatieve verminderingen.

Een van deze protocollen, het protocol van Göteborg, dat op 30 november 1999 werd afgesloten en door de Europese Gemeenschap werd goedgekeurd²⁵, stelt dat er voor elke staat die partij is bij het Verdrag, een maximaal emissieniveau (emissieplafond) wordt vastgesteld voor de vier belangrijkste verontreinigende stoffen die verzuring, eutrofiëring of de vorming van ozon op leefniveau veroorzaken, met name zwaveldioxide, stikstofoxiden, vluchtige organische stoffen en ammoniak.

Deze plafonds moeten tegen 2010 bereikt zijn.

Om het protocol van Göteborg concreet op Europa toe te passen, hebben het Europees Parlement en de Raad de twee volgende richtlijnen aangenomen.

De richtlijn 2001/80/EG van het Europees Parlement en van de Raad inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties, legt voor de uitstoot door deze installaties nieuwe grenswaarden op die verenigbaar zijn met de waarden die zijn vastgelegd in het protocol van Göteborg²⁶. Deze richtlijn stelt dat de Lidstaten de uitstoot van de grote bestaande verbrandingsinstallaties (thermische centrales met een nominaal thermisch vermogen van meer dan 50 MW) uiterlijk op 1 januari 2008 moet beperken en stelt daartoe twee middelen voor:

- ervoor zorgen dat de bouwvergunningen of, bij gebrek aan een dergelijke procedure, de exploitatievergunningen van de installaties voorschriften bevatten met betrekking tot de inachtneming van de vastgestelde emissiegrenswaarden;
- een nationaal emissiereductieplan ontwikkelen.

Deze eerste richtlijn werd door het Brussels Hoofdstedelijk Gewest²⁷, door het Waalse Gewest²⁸ en door het Vlaamse Gewest²⁹ overgenomen; alle drie hebben zij de

²⁴ Deze worden ervan verdacht te leiden tot bladverlies bij bomen op het Europese vasteland (het verschijnsel van de “zure regen”), tot de verzuring van zoet water en tot aantasting van gebouwen.

²⁵ Besluit 2003/507/EG van de Raad van 13 juni 2003 betreffende de toetreding van de Europese Gemeenschap tot het Protocol inzake vermindering van verzuring, eutrofiëring en ozon op leefniveau bij het Verdrag van 1979 betreffende grensoverschrijdende luchtverontreiniging over lange afstand, *P.B.E.G.*, L nr. 179 van 17 juli 2003, p. 1.

²⁶ *P.B.E.G.*, L 309 van 27 november 2001, p. 1.

²⁷ Besluit van de Regering van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van 21 november 2002 betreffende de beperking van de emissies van bepaalde luchtverontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties, *B.S.*, 21 december 2002.

²⁸ Besluit van de Waalse Regering van 13 november 2002 houdende sectorale voorwaarden betreffende de in rubriek 40.10.01.03 bedoelde thermische centrales en andere stookinstallaties voor elektriciteitsopwekking met een geïnstalleerd vermogen van 50 MW_{th} of meer, alsook voor de stroomopwekking en warmwaterproductie bedoeld in rubriek 40.30.01, *B.S.*, 19 december 2002.

²⁹ Besluit van de Vlaamse Regering tot wijziging van het besluit van de Vlaamse Regering van 1 juni 1995 houdende algemene en sectorale bepalingen inzake milieuhygiëne ter implementatie van de LCP-

voorwaarden met betrekking tot de grenswaarden, zoals voorgeschreven door de richtlijn, in hun milieuvergunning³⁰ opgenomen.

De richtlijn 2001/81/EG van het Europees Parlement en de Raad die nationale emissieplafonds oplegt voor bepaalde luchtverontreinigende stoffen³¹, stelt dat uiterlijk eind 2010 iedere Lidstaat deze maxima moet terugbrengen tot op hetzelfde of een lager niveau dan de plafonds opgenomen in het protocol van Göteborg. België moet voor eind 2010 de nationale uitstoot van zwaveldioxide (SO₂) en stikstofdioxide (NO_x) terugbrengen tot een hoeveelheid die, voor alle sectoren samen, niet groter is dan de maxima van respectievelijk 99 en 176 kiloton per jaar³². De Richtlijn verplicht de Lidstaten er verder toe om programma's uit te werken om de nationale emissies van bepaalde verontreinigende stoffen³³ progressief te verminderen. De Lidstaten moeten ieder jaar hun nationale emissie-inventaris en -prognoses tot 2010 voor de vermelde verontreinigende stoffen opstellen en bijwerken³⁴.

De richtlijn 2001/81/EG werd in het Waalse Gewest³⁵, in het Vlaamse Gewest³⁶ en in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest³⁷ omgezet. Het Vlaamse Gewest heeft een programma voor de progressieve vermindering van de emissies van verontreinigende stoffen uitgewerkt³⁸ en heeft een overeenkomst gesloten met de Beroepsfederatie van de Elektriciteitssector in België (hierna "BFE") ter uitvoering van de sectorale overeenkomst tussen de federale staat en de producenten voor het verminderen van de uitstoot van SO₂ en NO_x door installaties voor elektriciteitsproductie³⁹.

Omwille van het ontbreken van volledige gegevens, worden de verzurende uitstoten niet berekend in het onderhavige indicatief programma.

6.1.2 Vermindering van de uitstoot van broeikasgassen

Het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen (hierna "BKG") werd gedefinieerd in het Protocol van Kyoto, dat in 1997 werd ondertekend en ondertussen

richtlijn 2001/80/EG en ter implementatie van emissiereductiemaatregelen in het kader van NEC-richtlijn 2001/81/EG en het protocol van Göteborg, en van emissiereductiemaatregelen voor de droogkuissector en de koetswerkherstelbedrijven, *B.S.*, 30 juni 2004.

³⁰ Zoals bepaald door, respectievelijk, de Brusselse ordonnantie van 5 juni 1997 en het Waalse decreet van 11 maart 1999 betreffende de milieuvergunning.

³¹ *P.B.E.G.*, L. 309, van 27 november 2001, p. 22.

³² Artikel 4 van de richtlijn.

³³ Artikel 6 van de richtlijn.

³⁴ Artikel 7 van de richtlijn.

³⁵ Besluit van de Waalse Regering van 13 november 2002 tot vastlegging van emissieplafonds voor bepaalde luchtverontreinigende stoffen, *B.S.*, 14 december 2002.

³⁶ Besluit van de Vlaamse Regering van 14 maart 2003 tot wijziging van het besluit van de Vlaamse Regering van 1 juni 1995 houdende algemene en sectorale bepalingen inzake milieuhygiëne, *B.S.*, 14 april 2003.

³⁷ Besluit van de Regering van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van 3 juni 2003 tot vaststelling van emissieplafonds voor luchtverontreinigende stoffen, *B.S.*, 19 juni 2003.

³⁸ Zie het emissiereductieprogramma voor het Vlaamse Gewest goedgekeurd door het besluit van de Vlaamse regering op 12 december 2003, beschikbaar op de website: <http://lucht.milieuinformatie.be>.

³⁹ Milieubeleidovereenkomst betreffende de vermindering van de SO₂- en NO_x-emissies afkomstig van installaties van elektriciteitsproducenten, *B.S.*, 1 juli 2004, p. 53487.

door de Europese Unie en door België, zowel de federale als de gewestelijke overheden, werd geratificeerd. Het Protocol van Kyoto stelt dat voor België de uitstoot van broeikasgassen tussen 2008-2012 7,5% lager moet liggen dan in 1990 en dit voor alle sectoren samen.

Naar aanleiding van het Protocol van Kyoto werden de volgende normen en documenten goedgekeurd.

Het Nationaal Klimaatplan 2002-2012, dat moet worden goedgekeurd door de Interministeriële Conferentie voor het Leefmilieu (hierna "ICL")⁴⁰, wil de doelstellingen van het Protocol van Kyoto in twee fasen realiseren: in eerste instantie de CO₂-uitstoot in 2005 handhaven op het peil van 1990 om vervolgens tegen de periode 2008-2012 de doelstelling van een daling van 7,5% in vergelijking met 1990 te halen.

Gelet op de verdeling van de bevoegdheden tussen de Federale Staat en de Gewesten, en gelet op de noodzaak dat in de drie gewesten samen maatregelen moeten worden genomen om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen, werd op 14 november 2002 een samenwerkingsakkoord ondertekend tussen de Federale Staat, het Vlaamse Gewest, het Waalse Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest⁴¹. Met het oog op de uitwerking van het "Gemeenschappelijk nationaal klimaatplan", voorzien door het samenwerkingsakkoord, werden de volgende plannen uitgewerkt:

- het "Nationaal Klimaatplan 2002-2012" uitgewerkt in het kader van de ICL [28];
- het "Vlaams Klimaatplan 2002-2005" [29];
- het "Plan voor structurele verbetering van de luchtkwaliteit en de strijd tegen de opwarming van het klimaat 2002-2012", het zogenaamde Lucht-Klimaatplan, goedgekeurd door de Brusselse Regering [30];
- het "Waalse Luchtplan", een actieprogramma ter verbetering van de luchtkwaliteit in het Waalse Gewest tegen 2010 [20];

⁴⁰ De ICL is samengesteld uit de eerste minister, de ministers-presidenten van de gewesten, de federale minister voor de begroting, de ministers die bevoegd zijn voor energie, transport, fiscaliteit, ontwikkelingssamenwerking en de gewestelijke ministers bevoegd voor economie.

⁴¹ B.S., 15 juli 2003 (wet van 11 april 2003 houdende instemming met het Samenwerkingsakkoord tussen de Federale Staat, het Vlaamse Gewest, het Waalse Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest betreffende het opstellen, het uitvoeren en het opvolgen van een Nationaal Klimaatplan, alsook het rapporteren, in het kader van het Raamverdrag van de Verenigde Naties inzake Klimaatverandering en het Protocol van Kyoto, afgesloten te Brussel op 14 november 2002). Het samenwerkingsakkoord werd eveneens goedgekeurd door het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, op 22 mei 2003 (B.S., 27 juni 2003), door het Vlaamse Gewest, 10 juli 2003 (B.S., 19 augustus 2003) en het Waalse Gewest, op 13 november 2003 (B.S., 5 december 2003), en is in werking getreden op 13 november 2003. Dit akkoord voorziet in de oprichting van een onafhankelijk organisme, de "Nationale Klimaatcommissie", waarin afgevaardigden zetelen van de drie gewesten en de federale overheid, dat als opdracht heeft om "uiterlijk tegen ten laatste 2005 een voorstel voor te leggen tot verdeling van de nationale reductiedoelstelling van 7,5%, tezamen met een voorstel ter definiëring van de respectievelijke verantwoordelijkheden, aan de uitgebreide Interministeriële Conferentie voor het Leefmilieu". Het is eveneens de Nationale Klimaatcommissie die het "Gemeenschappelijk Nationaal Klimaatplan" voor de Federale Staat en de Gewesten voorbereidt.

- een studie [23] besteld door de Staatssecretaris voor Energie en Duurzame Ontwikkeling⁴².

Het Europees Parlement en de Raad hebben op 13 oktober 2003 richtlijn 2003/87/EG goedgekeurd waarin een systeem wordt vastgelegd voor het verhandelen van broeikasgasemissierechten⁴³ om de verbintenissen die in het kader van het protocol van Kyoto⁴⁴ door de Gemeenschap en de Lidstaten op het vlak van het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen werden aangegaan, te kunnen realiseren. Met deze richtlijn gaf de Europese Gemeenschap binnen een Europese context gestalte aan één van de drie “flexibiliteitmechanismen” aanvaard door het protocol: het mechanisme voor het verhandelen van quota voor de emissie van BKG (artikel 17)⁴⁵. Dit mechanisme, dat via de marktwerking toelaat om emissiereducties te behalen daar waar ze het goedkoopst zijn, vormt een aanvulling op “de nationale maatregelen om de gekwantificeerde verplichtingen na te komen”⁴⁶.

De markt voor het verhandelen van de quota op communautair vlak staat vandaag open voor verbrandingsinstallaties met een vermogen van meer dan 20 MW (behalve gevaarlijk of stadsafval)⁴⁷. Het systeem zou van toepassing zijn op 46% van de geschatte CO₂-uitstoot van de Unie in 2010 en zou verdeeld zijn over 4000 tot 5000 installaties. De Lidstaten kunnen de Commissie evenwel verzoeken om installaties tijdelijk uit het handelingsysteem te houden, en dit tot 31 december 2007⁴⁸.

Vanaf 1 januari 2005 moeten de Lidstaten erop toezien dat geen enkele installatie nog zonder vergunning activiteiten verricht die aan het systeem zijn onderworpen, tenzij deze installatie tijdelijk uit het systeem werd geweerd⁴⁹, en zij moeten een nationaal register opmaken voor “de verlening, het bezit en de overdracht en annulering van emissierechten”⁵⁰.

⁴² Gerealiseerd door het “Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research FhG-ISI” in samenwerking met The Environmental Change Institute ECI, Oxford (UK), ENERDATA, Grenoble (Frankrijk), CEA (Nederland), Studiecentrum Technologie, Energie en Milieu STEM, Antwerpen, Gent Universiteit van Gent en het Institut Wallon.

⁴³ Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad, *P.B.E.G.*, L 275, van 25 oktober 2003, pp. 32 tot 46.

⁴⁴ Zie overwegingen 4 en 5 van richtlijn 2003/87/EG.

⁴⁵ De twee andere mechanismen inzake flexibiliteit zijn, enerzijds, de “gezamenlijke uitvoering” waarbij iedere partij die in Bijlage I van de Kaderovereenkomst wordt bedoeld, kan overdragen aan iedere andere partij die hetzelfde statuut heeft, of emissiereductie-eenheden die voortvloeien uit emissiereductieprojecten of projecten ter verbetering van de opname, kan verwerven (artikel), en anderzijds “het mechanisme voor schone ontwikkeling” dat schone investeringen door de landen uit bijlage I in landen die niet in bijlage I zijn opgenomen (ontwikkelingslanden of landen die niet onder een overeenkomst vallen) aanmoedigt; deze investeringen worden verrekend als gecertificeerde emissiereductie (artikel 12);

⁴⁶ Artikel 17 van het Protocol van Kyoto.

⁴⁷ Bijlage I van de richtlijn.

⁴⁸ Artikel 27 van de richtlijn.

⁴⁹ Artikel 4 van de richtlijn.

⁵⁰ Artikel 19 van de richtlijn.

Bij de omzetting van richtlijn 2003/87/EG en rekening houdende met de grenzen van haar bevoegdheden heeft de federale overheid de coördinatie van het nationaal toewijzingsplan voor haar rekening genomen. Daarbij zal worden uitgegaan van de toewijzingsbeslissingen genomen door de Gewesten. Op 8 maart 2004 heeft de Nationale Klimaatcommissie aan de uitgebreide ICL een voorstel overgemaakt voor verdeling van de nationale inspanningen voor de vermindering van de BKG over de Federale Staat en de Gewesten. Dit voorstel houdt in dat de emissierechten voor de periode 2008-2012 op de volgende manier zullen worden verdeeld:

- Waals Gewest: een vermindering van de emissies van CO_{2eq} in vergelijking met 1990 met 7,5%, wat neerkomt op een gemiddelde uitstoot van 50,221 Mt CO_{2eq}/jaar;
- Vlaams Gewest: een vermindering van de emissies van CO_{2eq} in vergelijking met 1990 met 5,2%, wat neerkomt op een gemiddelde uitstoot van 83,37 Mt CO_{2eq}/jaar;
- Brussels Hoofdstedelijk Gewest: een beperking van de groei van de emissies van CO_{2eq} in vergelijking met 1990 met 3,475%, wat neerkomt op een gemiddelde uitstoot van 4,130 Mt CO_{2eq}/jaar.

Deze verdeling houdt in dat de Gewesten over meer emissierechten beschikken dan er conform het protocol van Kyoto aan België werden toegewezen. Om dit tekort te compenseren, zal de federale overheid bijkomende emissierechten verwerven.

Op basis van de laatste inventarisgegevens voor 1990 zou deze inspanning op federaal niveau overeenkomen met een hoeveelheid van gemiddeld 2,46 Mt CO_{2eq}/jaar aan emissierechten over de vijfjarenperiode 2008-2012.

Opdat het verdelingsvoorstel van de Nationale Klimaatcommissie wettelijk bindend zou worden, moet het door ieder van de vier betrokken wetgevers worden goedgekeurd [40].

De omzetting door de federale overheid en de Gewesten van de verplichtingen die voortvloeien uit het protocol van Kyoto, is tot op vandaag de volgende.

Op 2 april 2004 heeft het Vlaamse Gewest een decreet aangenomen tot vermindering van de uitstoot van broeikasgassen door het bevorderen van het rationeel energiegebruik, het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en de toepassing van flexibiliteitsmechanismen uit het Protocol van Kyoto⁵¹.

Het Waals regionaal plan voor de toewijzing van de quota voor de uitstoot van broeikasgassen werd na de tweede lezing door de Waalse regering op 17 juni 2004 goedgekeurd en zal in de herfst van 2004 aan het Waalse Parlement worden voorgelegd. Om de verdeling van de quota tussen de installaties van de elektriciteitssector te bepalen, heeft het Waalse Gewest de principes gehanteerd zoals die in het Waalse regionaal plan worden beschreven.

Het plan voor de toewijzing van quota voor de uitstoot van broeikasgassen van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest werd op 13 april 2004 goedgekeurd. Op 3 juni 2004 werd een besluit van de Regering van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest aangenomen met betrekking tot de vaststelling van een regeling voor de handel in

⁵¹ B.S., p. 51472.

broeikasgassen en tot oplegging van bepaalde exploitatievoorwaarden aan de betrokken inrichtingen⁵².

De federale overheid heeft een “Belgisch nationaal plan voor de toewijzing van quota” ter goedkeuring aan de Europese Commissie voorgelegd waarin zowel de bijdragen van de gewesten als de federale bijdrage gebundeld worden. De nood- en veiligheidsinstallaties van de nucleaire sector worden gedurende de periode van 1 januari 2005 tot 31 december 2007 uitgesloten uit het verhandelingsstelsel.

De CO₂-emissies van het Belgische productiepark zijn in het onderhavige indicatief programma berekend op basis van de specifieke uitstootgegevens van de eenheden en van de verdeling van de emissies over elektriciteit en warmte voor de WKK-eenheden.

6.2. Ontwikkeling van de elektriciteitsproductie met HEB-eenheden en kwalitatieve WKK-eenheden

Met het oog op het naleven van de verplichtingen opgelegd in het kader van het Protocol van Kyoto en met het oog op de omzetting in Belgisch recht van richtlijn 2001/77/EG van 27 september 2001 betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt⁵³, hebben de Federale Staat en de Gewesten [34] mechanismen uitgewerkt ter ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK-eenheden.

Deze mechanismen sluiten aan op de richtlijnen die zijn opgenomen in het Federaal Plan inzake duurzame ontwikkeling 2004-2008[5]⁵⁴.

6.2.1 Federaal niveau

Het besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen⁵⁵ regelt de toekenning van groenestroomcertificaten voor elektriciteit geproduceerd door houders van een domeinconcessie bedoeld door artikel 6 van de elektriciteitswet; hier gaat het in hoofdzaak over domeinconcessies in de Noordzee⁵⁶. Deze groenestroomcertificaten worden door de CREG toegekend voor een hoeveelheid groene stroom van 1MWh en zij zijn, vanaf de datum van aflevering⁵⁷, 5 jaar geldig.

Op federaal niveau zijn er geen quota of boeten voor groenestroomcertificaten, omdat de federale overheid hiervoor op het grondgebied van de drie Gewesten niet bevoegd is. In hoofde van de federale bevoegdheden in de zeegebieden en inzake prijzen, werd in het besluit van 16 juli 2002 de toekenning van groenestroomcertificaten voor de windmolens in de Noordzee voorzien.

⁵² B.S., 23 juni 2004.

⁵³ P.B.E.G., L 283/33 van 17 oktober 2001.

⁵⁴ Zie bladzijden 69-70 en de §§ 32106 en 32111 in het bijzonder.

⁵⁵ Artikel 2, 4^o, van de wet van 1999 omschrijft “hernieuwbare energiebronnen” als alle andere energiebronnen dan fossiele brandstoffen en kernsplijting, inzonderheid hydraulische energie, windenergie, zonne-energie, biogas, organische producten en afvalstoffen van de land- en bosbouw en huishoudelijke afvalstoffen.

⁵⁶ B.S., 23 augustus 2002, p. 37193. Hierna “K.B. HEB”.

⁵⁷ Artikel 13, §2, van het K.B. HEB.

Dit besluit bepaalt verder een systeem voor het terugkopen van groenestroomcertificaten tegen een minimumprijs die afhankelijk is van de productietechnologie. Dit systeem verplicht de transmissienetbeheerder (ELIA) om de groenestroomcertificaten van de groenestroomproducenten aan te kopen, ongeacht of deze werden toegekend uit hoofde van het federaal systeem of uit hoofde van de gewestelijke reglementering.

Deze aankoopverplichting is geldig voor een periode van tien jaar en begint bij de indienstneming van de productie-installatie. Dankzij deze bepaling is de producent zeker van een minimuminkomen gedurende 10 jaar; dit is de periode die volgens de wetgever voldoende is om een investering te laten renderen (pay-back).

6.2.2 Gewestelijk niveau

Binnen de perken van hun bevoegdheden heeft ieder van de gewesten een wetgeving goedgekeurd met betrekking tot steun voor groene stroom en voor kwalitatieve warmtekrachtkoppeling, waarin al dan niet een coëfficiënt voor vermeden CO₂ is opgenomen.

Het Waalse decreet van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt⁵⁸ voorziet in twee, in principe *niet cumuleerbare* systemen voor steun aan groene energie: een mechanisme van milieuvriendelijke getuigschriften en een procedure voor de hulp voor productie.

Het systeem van groene getuigschriften (art. 37 tot 39 en 42 van het Waalse decreet en het besluit van 4 juli 2002⁵⁹) dat aan de producent van groene stroom het recht verleent om groenestroomcertificaten te verwerven, is, net als op het federale niveau, beperkt tot 10 jaar⁶⁰. Het quotum aan certificaten dat door de leveranciers en de netbeheerders in Wallonië aan de CWaPE moeten worden overgemaakt, bedroeg 3% voor 2003. Van 2004 tot eind 2007 zal dit percentage ieder jaar met 1 procent worden verhoogd⁶¹.

Indien de vastgelegde quota door de leveranciers niet worden nageleefd, dan heeft de Waalse Regering voorzien in een boete van 100 EUR per ontbrekend certificaat. De gemiddelde prijs van de certificaten bedroeg voor 2003 85,24 EUR.

Bovendien wordt in de artikelen 40 en 41 van het Waalse decreet voorzien in productiesteun.

⁵⁸ B.S., 1 mei 2001, p. 14118. Hierna „het Waalse decreet“, zoals gewijzigd door het decreet van 19 december 2002 betreffende de organisatie van de gewestelijke gasmarkt (B.S., 11 februari 2003, p. 6905) en door het programmadecreet van 18 december 2003 (B.S., 6 februari 2004, p. 7196).

⁵⁹ Besluit van 4 juli 2002 tot bevordering van de milieuvriendelijke elektriciteit, B.S., 17 augustus 2002, p. 35354. Hierna “het Waalse besluit groene stroom”. Dit besluit werd gewijzigd door het besluit van de Waalse Regering van 23 januari 2003 (B.S., 25 februari 2003, p. 9031), door het besluit van de Waalse Regering van 15 mei 2003 (B.S., 26 mei 2003, p. 28982), door het besluit van de Waalse Regering van 26 juni 2003 (B.S., 15 juli 2003, p. 38012), door het besluit van de Waalse Regering van 6 november 2003 (B.S., 11 februari 2004, p. 8003), door het besluit van de Waalse Regering van 4 maart 2004 (B.S., 22 maart 2004, p. 16112) en door het besluit van de Waalse Regering van 22 april 2004 (B.S., 1 juni 2004, p. 42085).

⁶⁰ Zie artikel 10 van het besluit van 4 juli 2002 tot bevordering van de milieuvriendelijke elektriciteit, B.S., 17 augustus 2002, p. 35354.

⁶¹ In 2005 moet de Waalse Regering de quota vastleggen die van toepassing zullen zijn vanaf 1 januari 2008 (Art. 21, §3, van het Waalse besluit groene stroom).

Op basis hiervan werd in het besluit van 6 november 2003 van de Waalse Regering een systeem vastgelegd voor steun voor de productie van groene stroom uit hernieuwbare energiebronnen⁶². Artikel 3 van het besluit van 6 november 2003 stelt: “De productiesteun verleend door de Minister in ruil voor de groene certificaten bedraagt 65 euro per certificaat. Al naar gelang de technologie, kan de overeenkomst voorzien in een hoger bedrag, waarbij de aldus verleende steun niet hoger mag zijn dan de meerkosten van de productie van groene elektriciteit t.o.v. de marktprijs. De productiesteun mag evenwel niet hoger zijn dan het bedrag van de boete bedoeld in artikel 24 van het besluit.”

Tot slot dient hier nog te worden benadrukt dat in het Waalse decreet kwalitatieve warmtekrachtkoppeling ook onder de definitie van groene stroom valt. In het Waalse Gewest geldt het groenestroomcertificaat bijgevolg zowel voor elektriciteit geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen als voor elektriciteit geproduceerd door kwalitatieve warmtekrachtkoppeling. Hernieuwbare energiebronnen worden in het Waalse decreet gedefinieerd als alle andere energiebronnen dan fossiele brandstoffen en kernsplijting, waarvan het toekomstige gebruik niet beperkt wordt door het verbruik daarvan, inzonderheid hydraulische energie, windenergie, zonne-energie, geothermische energie, biogas, organische producten en afvalstoffen van de land- en bosbouw, en het biologisch afbreekbare organische gedeelte van afvalstoffen.

De Vlaamse wetgever heeft twee types van certificaten gecreëerd: groenestroomcertificaten voor stroom geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtcertificaten voor energie geproduceerd door WKK-installaties⁶³. Naast deze certificaten heeft de Vlaamse wetgever nog een ander systeem voor steun aan HEB in het leven geroepen: productiesteun.

De hernieuwbare energiebronnen die in aanmerking komen voor groenestroomcertificaten zijn: zonne-energie, windenergie, waterkracht, getijden en golfslag-energie, aardwarmte, biogas, stortplaatsgassen en gas van waterzuivering, evenals biomassa, met inbegrip van organisch-biologisch afval.

De groenestroomcertificaten (art. 22 tot 25 van het Vlaamse decreet en het besluit van 5 maart 2004⁶⁴) worden door de VREG aan de aanvrager van het groenestroomcertificaat afgeleverd per schijf van 1.000 kWh. De leveranciers in Vlaanderen moeten ieder jaar een bepaald quotum aan groenestroomcertificaten aan de VREG overmaken. Voor 2002 lag dit quotum op 0,8 % en tegen 2010 zal dat 6% zijn. De administratieve boete voor niet-naleving van de quota bedroeg 75 EUR per certificaat dat op 31 maart 2003 (voor de verplichting van 2002) ontbrak; en (voor de verplichting voor 2003) bedroeg de boete per ontbrekend certificaat 100 EUR. Vanaf 31 maart (voor de verplichting van 2004) zal de boete per ontbrekend certificaat

⁶² Besluit van 6 november 2003 betreffende de productiesteun verleend voor milieuvriendelijke elektriciteit, *B.S.*, 11 februari 2004, p. 8003.

⁶³ Decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (*B.S.*, 22 september 2000, p. 32174. Hierna “het Vlaamse decreet” waarvan de laatste wijziging dateert van 7 mei 2004 (*B.S.*, 8 juni 2004, p. 43435).

⁶⁴ Besluit van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen, *B.S.*, 23 maart 2004, p. 16296. Dit besluit verving het besluit van 28 september 2001 (*B.S.*, 23 oktober 2001, p. 36778), gewijzigd door het besluit van 4 april 2003 (*B.S.*, 30 april 2003, p. 23334).

worden opgetrokken tot 125 EUR. De gemiddelde prijs voor groenestroomcertificaten bedroeg in 2002 73,85 EUR per certificaat en in 2003 91,18 EUR.

Om de productie van elektriciteit door WKK-installaties te stimuleren, moeten de leveranciers bovendien ieder jaar een aantal warmtekrachtcertificaten aan de VREG overmaken, zoals bepaald door artikel 25bis van het decreet⁶⁵ en het uitvoeringsbesluit van 5 maart 2004⁶⁶. Indien zij deze verplichting niet nakomen, zullen de leveranciers een administratieve boete opgelegd krijgen per ontbrekend warmtekrachtcertificaat; voor certificaten die op 31 maart 2004 ontbraken, bedroeg deze boete 30 EUR en voor certificaten die op 31 maart 2005 ontbreken, zal de boete 35 EUR bedragen. In 2006 zal de boete zijn opgelopen tot 40 EUR en vanaf 31 maart 2007 zal de boete per ontbrekend certificaat worden opgetrokken tot 45 EUR (art. 37, § 2 ter). Het quotasysteem voor warmtekrachtcertificaten start in 2005 (eerste boeten in 2006). Het quotum inzake door de leveranciers over te maken certificaten bedraagt 1,19% in 2006 (voor 2005) en zal oplopen tot minstens 5,23% vanaf 2013.

Het systeem van minimumsteun voor de producent van groene energie ten slotte (art. 25ter van het Vlaamse decreet⁶⁷) verplicht de distributienetbeheerder ertoe om gedurende de eerste tien jaar volgend op de inwerkingstelling van de installatie voor de productie van groene stroom⁶⁸, de groenestroomcertificaten te aanvaarden die worden aangeboden en de producent per groenestroomcertificaat een bedrag te betalen dat afhankelijk is van de productietechnologie.

De ordonnantie van 19 juli 2001 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest⁶⁹, gewijzigd door de ordonnantie van 1 april 2004⁷⁰, stelt dat groene stroom slaat op hydraulische energie geproduceerd door installaties van minder dan 10 MW, op windenergie, zonne-energie, geothermische energie, biogas en biomassa.

Met betrekking tot het systeem van de groenestroomcertificaten bepaalt het besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 6 mei 2004 betreffende de promotie van groene elektriciteit en van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling⁷¹ dat het groenestroomcertificaat wordt toegekend aan zowel groene stroom als kwalitatieve

⁶⁵ Dit artikel werd in het Vlaamse decreet opgenomen door het decreet van 10 juli 2003 houdende wijziging van het Elektriciteitsdecreet van 17 juli 2000, wat de invoering van een systeem van warmtekrachtcertificaten betreft, *B.S.*, 11 augustus 2003, p. 40683.

⁶⁶ Besluit van de Vlaamse regering van 5 maart 2004 houdende de openbare dienstverplichting ter bevordering van de elektriciteitsopwekking in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties, *B.S.*, 15 april 2004, p. 22212.

⁶⁷ Dit artikel werd in het Vlaamse decreet opgenomen door het decreet van 7 mei 2004 houdende wijziging van het Elektriciteitsdecreet van 17 juli 2000, wat betreft het groenestroomcertificaten-systeem, en tot interpretatie van artikel 37, par. 2, van ditzelfde decreet, *B.S.*, 8 juni 2004, p. 43435.

⁶⁸ Een periode van 20 jaar voor zonne-energie.

⁶⁹ *B.S.*, 17 november 2001, p. 39135. Hierna "de Brusselse ordonnantie".

⁷⁰ De ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, betreffende wegenisretributies inzake gas en elektriciteit en houdende wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, *B.S.*, 26 april 2004, p. 34281.

⁷¹ *B.S.*, 28 juni 2004, p. 52603 (hierna "het besluit HEB en WKK").

warmtekrachtkoppeling, waarbij rekening wordt gehouden met de CO₂-besparing⁷². Het recht voor de producent om groenestroomcertificaten te verkrijgen is beperkt tot 10 jaar⁷³. Het quotum voor de geleverde elektriciteit bedraagt voor 2004 2% en zal oplopen tot 2,5% in 2006. Voor de daaropvolgende jaren zal het quotum door de Brusselse Regering worden vastgelegd.

Om de leveranciers die aan deze quotaverplichting zijn onderworpen, onder druk te zetten, bedragen de administratieve boeten 75 EUR per ontbrekend certificaat voor groene stroom geleverd in 2004, 2005 en 2006⁷⁴. Daarna zal de administratieve boete per ontbrekend groenestroomcertificaat worden opgetrokken tot 100 EUR.

6.3. Kostprijs van de CO₂-emissierechten

Een groep experts⁷⁵ heeft evolutievarianten uitgewerkt voor de kostprijs van de emissievergunningen over de onderzochte periode. De varianten die door deze expertengroep werden uitgewerkt, zijn gebaseerd op wetenschappelijke onderzoeken die reeds werden gepubliceerd, of op de beschikbare marktinformatie.

Een eerste opmerking dringt zich hier op: de kostprijs voor de emissievergunning wordt internationaal bepaald en niet op Belgisch niveau. De handel op Europees niveau in vergunningen voor CO₂-emissie zal in alle landen van het Europa van de 25 op 1 januari 2005 van start gaan en het aandeel van België in de CO₂-emissie op Europees vlak is beperkt⁷⁶.

Er werden drie varianten uitgewerkt: de hoge variant, de middenvariant en de lage variant. Voor de uitwerking van deze varianten werd gekeken naar drie verschillende periodes. De juridische context van de handel in vergunningen voor CO₂-emissie is immers voor ieder van deze periodes fundamenteel verschillend. De verschillende periodes worden bijgevolg gekenmerkt door verschillende bronnen van onzekerheden. Om een verband te kunnen leggen tussen de bronnen van onzekerheid en het uiteindelijke prijsprofiel, moet bijgevolg een onderscheid worden gemaakt tussen deze drie periodes:

⁷² Zie artikel 14, §1^{er}, 2^o van het besluit HEB en WKK. Voor de toekenning van de groene certificaten werd, in het Waalse Gewest, maar ook in Brussels Hoofdstedelijk Gewest, rekening gehouden met de koolstofdioxidebesparing (art. 38 decreet). In het Vlaamse Gewest wordt voor elektriciteit die, op basis van afvalstoffen, wordt geproduceerd door hybride installaties of biomassa-installaties rekening gehouden met de indirecte daling van het koolstofdioxide: er zijn specifieke regels om het aantal groene certificaten te bepalen die aan de installatie voor elektriciteitsproductie kunnen worden toegekend (art. 9 e.v. van het besluit van 5 maart 2004). Het recht van de producent van groene stroom om groene stroomcertificaten te bekomen, wordt over het algemeen beperkt tot 10 jaar (artikel 10 van het Waalse besluit van 4 juli 2002, artikel 14, §1, 1^o, van het Brusselse besluit van 6 mei 2004). In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest moet de producent van groene stroom bovendien een relatieve daling van de CO₂-uitstoot van gelijk of hoger dan 5% realiseren (artikel 10 van het Waalse besluit van 4 juli 2002, artikel 14, §1, 2^o van het Brusselse besluit van 6 mei 2004).

⁷³ Zie artikel 14, §1, 1^o van het besluit HEB en WKK.

⁷⁴ Artikel 32, §2bis van de Brusselse ordonnantie.

⁷⁵ De groep experts is samengekomen op initiatief van Ch. Ferdinand (DG Energie) en was voorgezeten door P. Wittoeck (DG Leefmilieu). De volgende leden hebben een schriftelijke bijdrage geleverd: T. Van Ierland (Kabinet van de Federale Minister van Leefmilieu), S. Cools (DGRNE), A. Henry (FPB), K. Maréchal (CEESE-ULB), Th. Bréchet en V. van Steenberghe (CORE-UCL), J. Eyckmans (KUL-CES et EHSAL).

⁷⁶ De uitstoot was goed voor 3,6% van de uitstoot in het Europa van de 15 in 1999.

- de periode 2005-2007, tijdens dewelke de handel in de emissierechten verloopt binnen het kader van de Europese wetgeving. Aangezien er geen prijsramingen op basis van modellen zijn, gaat de evolutie van de kostprijzen voor de varianten voor deze periode uit van prijzen die sedert kort op beginnende beurzen voor “CO₂ permit futures” worden betaald⁷⁷;
- de periode 2007-2012, tijdens dewelke de handel in emissierechten verloopt binnen het kader van het Protocol van Kyoto. De evolutie van de kostprijzen in de varianten voor deze periode is in hoofdzaak gebaseerd op een synthese van de studies die voor deze periode beschikbaar zijn [4];
- de periode post-Kyoto na 2012. De evolutie van de varianten voor deze periode is in hoofdzaak gebaseerd op een studie van de Europese Commissie [17].

De hoge variant gaat er vanuit dat de Europese Commissie er gedurende de periode 2005-2007 in zal slagen om de geplande kalender te doen respecteren en voldoende streng is in haar beoordeling van de verschillende nationale toewijzingsplannen om te komen tot een daadwerkelijke beperking van de CO₂-uitstoot in Europa. Gedurende de periode 2008-2012 nemen de Amerikaanse ondernemingen niet deel aan de markt die voortvloeit uit het Protocol van Kyoto, wordt CO₂-opslag (carbon sink) slechts in beperkte mate aangesproken om de verplichtingen inzake emissievergunningen te kunnen respecteren en maken de grote exporteurs gebruik van hun marktmacht. Na 2012 zal de concentratie in de atmosfeer van broeikasgassen wereldwijd langzaam en op lange termijn stabiliseren. Tegen 2100 moet een niveau van 550 ppmv⁷⁸ CO₂-equivalent worden bereikt. In deze variant bedragen de prijzen voor de vergunningen voor CO₂-emissie tussen 2005 en 2012 10 €₂₀₀₃/t CO_{2eq} om dan progressief te stijgen tot 21 €₂₀₀₃/t CO_{2eq} in 2015 en tot 45 €₂₀₀₃/t CO_{2eq} in 2019.

Volgens de middenvariant slaagt de Europese Commissie erin om de voor de periode 2005-2007 geplande kalender te doen respecteren, maar is zij relatief soepel in haar beoordeling van de verschillende nationale toewijzingsplannen. De daadwerkelijke beperking van de CO₂-uitstoot in Europa is echter relatief klein. Gedurende de periode 2008-2012 nemen, net als bij de hoge variant, de Amerikaanse ondernemingen niet deel aan de markt die voortvloeit uit het Protocol van Kyoto, wordt CO₂-opslag in grote mate aangesproken om de verplichtingen inzake emissievergunningen te kunnen respecteren en maken de grote exporteurs geen gebruik van hun marktmacht. Na 2012 zal de concentratie in de atmosfeer van broeikasgassen wereldwijd langzaam en op lange termijn stabiliseren. Tegen 2100 moet een niveau van 650 ppmv CO₂-equivalent worden bereikt. In deze variant bedragen de prijzen voor de vergunningen voor CO₂-emissie tussen 2002 en 2012 5€₂₀₀₃/t CO_{2eq} om dan progressief te stijgen tot 10 €₂₀₀₃/t CO_{2eq} in 2015 en tot 16€₂₀₀₃/t CO_{2eq} in 2019.

In de lage variant blijft de prijs voor de emissievergunningen gedurende de hele onderzoeksperiode op nul. Deze variant zal worden gebruikt voor een gevoeligheidsanalyse om de impact van de hoge en middenvariant op de werking van het systeem te kunnen beoordelen.

⁷⁷ Zoals “PointCarbon”, www.pointcarbon.com.

⁷⁸ ppmv: parts per million by volume; de fractie van het volume van de lucht ingenomen door CO₂, vermenigvuldigd met 1.000.000.

In de simulaties wordt de kostprijs van de CO₂-emissierechten voor alle CO₂-uitstoot door het Belgische park verrekend. Op die manier kan de impact daarvan worden beoordeeld op de exploitatie van het Belgische systeem en meer bepaald op de volgorde waarin de verschillende productie-eenheden worden ingeschakeld om op een goedkope manier aan de vraag te voldoen.

7. De brandstoffen

7.1. Marktanalyse

Voor de brandstofvoorziening van haar elektriciteitscentrales hangt België volledig af van import. Deze verregaande afhankelijkheid van import en het groeiende aandeel van sommige brandstoffen in de invulling van de nationale behoeften aan elektrische energie kan aanleiding geven tot bezorgdheid over de voorzieningsveiligheid.

Om die bevoorrading veilig, flexibel en optimaal te houden in economisch, sociaal en milieuopzicht, is het van belang de elektriciteitsproductie voldoende te diversifiëren. In dit kader vormen hernieuwbare energiebronnen een alternatief dat verdere ontwikkeling verdient, zowel wat betreft het aanbod als wat betreft de maatregelen om de vraag te beheren.

Hieronder bevindt zich een evaluatie van de brandstofvoorziening van de elektriciteitsproductie die momenteel in België wordt toegepast. Die bevoorrading wordt hier uitsluitend bekeken vanuit het oogpunt van de beschikbaarheid van de betrokken brandstoffen, via een beoordeling van hun wereldreserves.

Deze evaluatie blijft indicatief in zoverre de brandstofreserves voortdurend opnieuw worden geëvalueerd in het licht van nieuw ontdekte vindplaatsen en van verbeterde winningstechnologieën.

Deze evaluatieoefening heeft verder niet de ambitie de andere facetten van de brandstofvoorzieningsveiligheid uit te diepen, zoals het geopolitieke risico, de problematiek van de financiering en rentabiliteit van projecten voor ontginning van reserves – problematiek die verband houdt met de prijssignalen op de brandstofmarkten –, de structuur van de markt voor brandstoflevering (diversiteit van de exploitanten), en, in het geval van o.a. aardgas, de problematiek van de nodige investeringen in nationale en internationale transportinfrastructuur om de voorzieningsveiligheid te garanderen (opslag, methaangasterminals en gasleidingen). Dit laatste punt werd inderdaad ontwikkeld in het indicatief plan van bevoorrading in aardgas 2004-2014 van de CREG [7].

7.1.1 Bevoorrading in uranium

Op 31 januari 2004 keurde het Belgisch parlement de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie goed, in de geest van de bepalingen van het regeringsakkoord van 7 juli 1999 en van de federale regeringsverklaring van 9 oktober 2001, die een scenario van geleidelijke terugtrekking uit kernenergie planden voor België.

Deze wet bepaalt dat de kerncentrales bestemd voor industriële elektriciteitsproductie veertig jaar na de datum van hun industriële ingebruikneming moeten worden gedeactiveerd en dat er geen enkele nieuwe kerncentrale voor industriële elektriciteitsproductie meer mag worden opgericht en/of in exploitatie gesteld.

Vóór de goedkeuring van de wet op de uitstap uit kernenergie had de Commissie AMPERE [36] evenwel voorgesteld de nucleaire optie open te houden in een context waarin koolwaterstoffen steeds duurder worden en omdat bij de exploitatie van kernenergie geen broeikasgassen worden uitgestoten. Dit standpunt was bekrachtigd door de groep van internationale experts die belast was met een *peer review* van de werkzaamheden van de Commissie AMPERE [35].

Binnen het bestaande wetgevend kader inzake kernenergie zou België verrijkt uranium nodig hebben tot 2025, dus tot na het tijdsbestek van het indicatief programma. In dit verband kunnen we stellen dat de splijtstofvoorziening van België, gelet op de wereldwijde situatie, niet wordt bedreigd vanuit een specifieke hoek, te meer daar het uraniumverbruik door de geplande ontmanteling van de kerncentrales zou moeten verminderen.

Dat de bevoorrading van de uraniummarkt voor elektriciteitsproductie op lange termijn vrij zou blijven van spanningen, wordt bevestigd door tal van factoren.

Eerst en vooral zijn de uraniumvoorraden zeer ruim en zijn ze ook vrij goed gespreid over de wereld, en dan nog vooral in politiek stabiele productiegebieden. Tot die politiek stabiele landen behoren o.a. Canada en Australië, de twee grootste uraniumproducenten ter wereld, die volgens de *World Nuclear Association* respectievelijk kunnen bogen op bijna 14% en 28% van de wereldwijde uranium-reserves.

Bovendien, blijkens de werkzaamheden van het Internationale Agentschap voor Atoomenergie, de Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling en de *World Nuclear Association* kan de totale wereldwijde uraniumvoorraad tegen een productiekost van minder dan 40 US\$/kg uranium op meer dan twee miljoen ton worden geschat⁷⁹, goed om meer dan 30 jaar te voldoen aan de behoeften van de huidige reactoren [18]. Als die productiekost oploopt tot 80 US\$/kg, verdubbelt de omvang van de mondiale uraniumreserves die aan die productiekost gekoppeld is, eveneens, naar het equivalent van 60 jaar verbruik van het huidige reactorpark.

De recente studie "*Uranium 2003 : ressources, production et demande*" ten slotte, beter bekend onder de naam "*Livre Rouge*" [26], besluit dat de geraamde uraniumbronnen ongeacht de groei-evolutie van het wereldwijd geïnstalleerde nucleaire vermogen, toereikend zullen blijken om aan de toekomstige behoeften te beantwoorden voorzien op lange termijn (2030), hoewel relatief grote investeringen hiertoe nodig zullen zijn. De studie [33] van het Internationale Agentschap voor Atoomenergie, breidde deze beschikbaarheid van de reserves uit tot 2035, verder dus dan het jaar waartegen de kerncentrales voor elektriciteitsproductie, krachtens de geldende wetgeving in België, zouden moeten ophouden te werken.

⁷⁹ De uraniumreserves worden geraamd op basis van hypothesen inzake de exploitatiekosten en inzake de marktprijs van uranium. Zij worden bijgevolg berekend in aantal ton die tegen een bepaalde kost kan worden gewonnen. Precies die notie van economische leefbaarheid zal *in fine* de doorslag geven voor het al dan niet ontwikkelen van de vindplaatsen die deel uitmaken van de uraniumreserves.

7.1.2 Bevoorrading in aardolie

De bewezen reserves⁸⁰ inzake aardolie beleven de jongste drie decennia een gestage groei, meer bepaald dankzij de verbetering van de winningstechnologieën. Begin 2004 werden de totale bewezen reserves volgens *British Petroleum* op meer dan 1000 miljard vaten geraamd.

Die reserves blijven echter heel ongelijk gespreid over de wereld. Ze concentreren zich momenteel vooral in de landen van het Midden-Oosten, dat een relatief aandeel van 63,3% in de mondiale reserve vertegenwoordigt. Met een relatief aandeel van bijna 1,6% is de Europese Unie bijzonder karig voorzien [2].

In het kader van de laatste vooruitzichten van de groei van de wereldwijde aardolievraag [1] zouden de OPEC-landen, in het bijzonder die van het Midden-Oosten, een belangrijker rol moeten spelen in de bevoorrading op lange termijn van de wereldmarkt dan nu het geval is, wegens hun relatieve aandeel in het wereldtotaal van de aardoliereserves, hun lagere productie- en investeringskosten en de maturiteit van bepaalde productiestreken in niet-OPEC-landen⁸¹, zoals Noord-Amerika en de Noordzee.

Bij het huidige productietempo zijn de mondiale aardoliereserves momenteel goed voor een exploitatiemarge van 40 jaar, terwijl dat in 1980 nog 29 jaar was⁸². Volgens de ramingen van de Europese Commissie zou de verhouding reserves/productie van aardolie op zeer lange termijn echter neerwaarts moeten evolueren, naar 40,8 in 2010 en 27 in 2030, zoals tabel 2 illustreert.

(Million toe)	1990	2000	2010	2020	2030
Reserves	139.100	164.900	179.800	177.100	169.200
Productie	3.258	3.519	4.412	5.395	6.261
Reserves / productie	42,7	46,9	40,8	32,8	27

Bron : Europese Commissie, « *European Energy and Transport, Trends to 2030* », Januari 2003

Tabel 2 - Evolutie van de verhouding reserves / productie van aardolie op wereldniveau

Deze vooruitzichten van de verhouding reserves/productie sluiten aan bij de conclusies van de studie [15] in opdracht van het DG TREN en van de werkzaamheden van het Internationaal Energieagentschap [27]. Die stellen dat de bevoorrading van de wereldwijde aardoliemarkten geen grote problemen zouden mogen stellen in de komende decennia, in die mate dat tot in 2030 zou kunnen worden voldaan aan de wereldwijde aardolievraag.

7.1.3 Bevoorrading in aardgas

De spreiding van de bewezen aardgasreserves in de wereld blijkt minder geconcentreerd dan die van aardolie. Op 1 januari 2004 vertoont de balans van de

⁸⁰ Reserves die met een bepaalde zekerheid (waarschijnlijkheidsgraad van 90%) kunnen worden geëxploiteerd in de huidige economische en technologische omstandigheden.

⁸¹ De dagproductie van deze landen zou in 2010 waarschijnlijk haar maximum bereiken, bijna 51,3 miljoen vaten per dag, en daarna 47,9 miljoen vaten/dag bedragen in 2020 en 43,4 miljoen vaten/dag in 2030.

⁸² British Petroleum.

wereldvoorraden niettemin een overwicht van het Midden-Oosten (39% van de reserves), gevolgd door Oost-Europa en het Gemenebest van Onafhankelijke Staten (31,6%). Op 1 januari 2004 raamde CEDIGAZ de bewezen aardgasreserves op bijna 180.000 miljard kubieke meter.

Deze mondiale aardgasreserves stemmen momenteel overeen met een exploitatiemarge van ongeveer 67 jaar, tegen bijna 50 jaar in 1980⁸³. Volgens de vooruitzichten van de Europese Commissie zou de verhouding aardgasreserves/-productie overigens een stijgende lijn moeten vertonen tot 2010. Vanaf 2010 zou de jaarlijkse aardgasproductie echter sneller stijgen dan de extra aardgasreserves, om de sterke stijging van de wereldvraag op te vangen, die tussen 2000 en 2030 op 2,4% per jaar wordt geraamd [24]⁸⁴. Daardoor zou de exploitatiemarge van de reserves tot 2030 slinken.

(Million toe)	1990	2000	2010	2020	2030
Reserves	125.800	193.700	251.800	265.200	254.800
Productie	1.754	2.232	2.836	3.712	4.554
Reserves / productie	71,7	86,8	88,8	71,4	56

Bron : Europese commissie, « *European Energy and Transport, Trends to 2030* », Januari 2003

Tabel 3 - Evolutie van de verhouding reserves / productie van aardgas op wereldniveau

Op EU-schaal is de speelruimte voor exploitatie van de bewezen aardgasreserves tegenwoordig gekrompen tot bijna 14 jaar verbruik. De Europese aardgasreserves vertegenwoordigen overigens slechts een 1,6% van de totale wereldreserve, terwijl dat begin 1994 nog 2,3% was en begin 1984 nog 3,7%⁸⁵. Het tempo waarin de Europese reserves worden uitgeput, samen met de verwachte daling van de Europese aardgasproductie (-1,8% per jaar tussen 2002 en 2030) en de groeiperspectieven van de aardgasvraag in de Europese Unie (1,8% per jaar), vooral in de elektriciteitsproductiesector (3,7% per jaar), zullen de EU sterker afhankelijk maken van aardgasimport [1][24].

Aardgas zou zo uit steeds verder gelegen gebieden moeten worden ingevoerd, wat onder gelijkblijvende omstandigheden een aanzienlijke weerslag zou moeten hebben op de transportkosten en de prijs van aardgas. Op wereldvlak zou de langetermijngroei van de aardgasproductie zich immers vooral moeten voordoen in het Midden-Oosten (4,2% per jaar tussen 2002 en 2030) en in Rusland (1,5% per jaar) [1].

De verwachte concentratie van de aardgasproductie in deze twee wereldregio's zal overigens de behoeften aan aardgastransportinfrastructuur doen stijgen in antwoord op een steeds meer verspreide globale vraag naar aardgas. In dit verband zou de sterke

⁸³ Eind 2003 raamde British Petroleum de R/P-ratio voor aardgas inderdaad op 67,1.

⁸⁴ Volgens een andere bron [27], zou het wereldwijde aardgasverbruik tussen 2002 en 2030 moeten stijgen met gemiddeld 2,3% per jaar.

⁸⁵ Volgens *British Petroleum* vertegenwoordigen de bewezen aardgasreserves van de Europese Unie (EU-15) nog slechts ongeveer 1,6% van de wereldreserves. De reserves van de Europese Unie kenmerken zich door beduidend hogere exploitatiekosten dan die in andere regio's van de wereld. De Noordzee is in dit opzicht een van de duurste aardolie-exploitatie- en -productiezones wegens de exploratie en boring in open zee.

toename van de internationale aardgashandel met methaantankers in plaats van langs klassieke leidingen (tendens ingezet sinds 1993: +7,3% per jaar tussen 1993 en 2003)⁸⁶ zich in de toekomst moeten doorzetten dankzij de technologische vooruitgang in alle etappes van de LNG-keten (vloeibaar maken, shipping, opnieuw gasvormig maken). Die vorderingen hebben aanzienlijke kostenbesparingen opgeleverd en hebben de relatieve concurrentiekracht van LNG als geloofwaardige optie voor de aardgasvoorziening verbeterd [15].

Dankzij de internationale ontwikkeling van de LNG-markt zouden de producerende landen dan ook beter verbonden moeten kunnen worden met verre verbruikerslanden, zoals België, en zou de diversificatie van de bevoorradingsbronnen moeten verbeteren. In een dergelijke context, waarin het alsmaar belangrijker zal zijn een voldoende gediversifieerde en flexibele bevoorradingsportefeuille tot stand te brengen, zal de methaangasterminal van Zeebrugge een cruciale rol blijven spelen voor de voorziening van de Belgische en zelfs Europese markt.

Gezien het voorgaande blijken de aardgasreserves net als de aardoliereserves voldoende te zijn om te voorzien in de verwachte groei van de aardgasvraag in de komende decennia. De voorzieningsveiligheid van de Belgische aardgasmarkt zou in het tijdsbestek van het indicatief programma dus door geen enkele specifieke beperking in het gedrang mogen komen.

7.1.4 Bevoorrading in steenkool

Vergeleken met aardgas en aardolie, is steenkool de meest overvloedige en best verdeelde bron van fossiele energie ter wereld. De steenkoolproducerende landen zijn talrijk en voor het merendeel politiek stabiel, wat het risico op een bevoorradingsstop beperkt.

De bewezen steenkoolreserves werden eind 2003 op bijna 1000 miljard ton geraamd, wat in het huidige productietempo bijna twee eeuwen exploitatiemarge voorstelt.

Op wereldniveau zou de steenkoolvraag tegen 2030 moeten stijgen (1,4% per jaar tussen 2002 en 2030) [1], zij het minder sterk dan de vraag naar aardgas en aardolie. In Europa daarentegen vertoont het verbruik een neergaande trend (-0,4% per jaar tussen 2002 en 2030) [1]. Dit komt doordat de huishoudsector massaal afstapt van het gebruik van steenkool, voorts door de vervanging van steenkool door aardgas in de elektriciteitsproductie en door de herstructurering van de ijzer- en staalijzerindustrie.

Vanuit het oogpunt van een economische vergelijking liggen de voordelen van steenkool niet alleen in het feit dat de steenkoolreserves minder snel worden uitgeput dan de aardgas- en aardoliereserves, maar ook in een grotere prijsstabiliteit (door de beperkte geopolitieke risico's en de geringe kans op kartelvorming door de producenten), de lagere prijzen (deels toe te schrijven aan het aanbodoverschot), en de lage exploitatie- en transportkosten (waarvoor er geen beroep hoeft te worden gedaan op zware specifieke infrastructuur en het risico van milieuaantasting beperkt blijft) [43].

Inzake brandstofbevoorradingzekerheid en -prijsstabiliteit blijft steenkool dus op lange termijn interessant, mits de verderzetting van maatregelen ter beperking van de

⁸⁶ <http://www.cedigaz.org>.

negatieve milieu-impact ervan en de ontwikkeling van technologieën met een beter rendement en van CO₂-sequestratietechnieken.

In het licht van het voorgaande is het niet uitgesloten dat deze energievectoren op lange termijn voort gebruikt wordt voor de elektriciteitsproductie. Dat zou de diversificatie van de energiebronnen en de voorzieningsveiligheid overigens ten goede moeten komen.

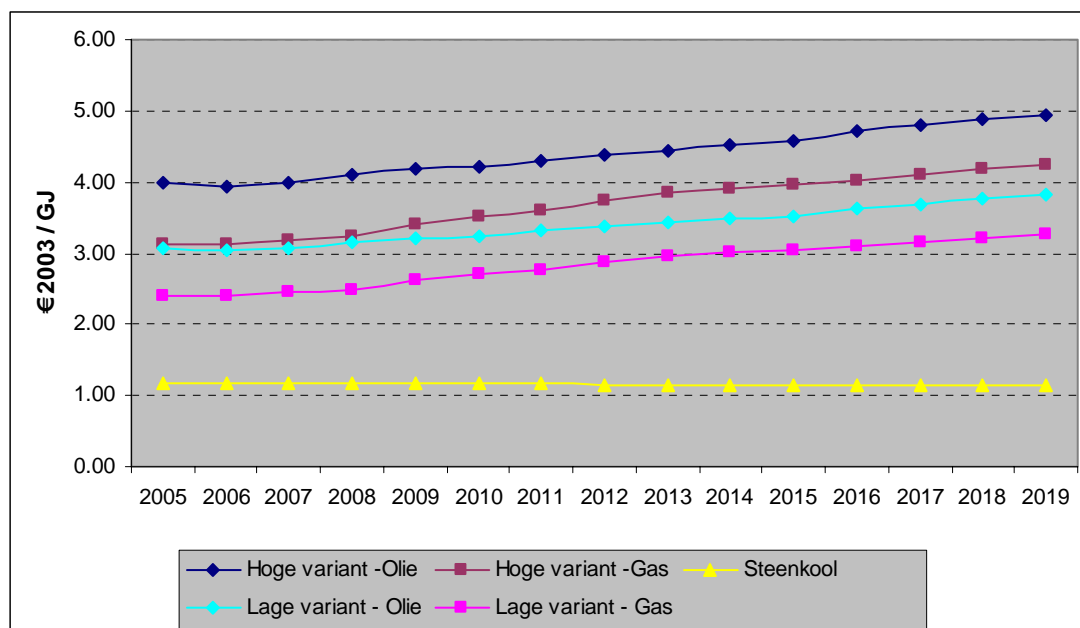
7.2. Brandstofprijzen

De scenario's van het indicatief programma baseren zich op de vooruitzichten inzake de internationale brandstofprijzen die in rekening worden gebracht in het basisscenario van de FPB/PP95-studie. Die prijsvooruitzichten bepalen een van de prijsvarianten die worden beschouwd in het kader van het onderhavige indicatief programma, in casu de "lage variant" van de brandstofprijzen.

Zoals becommentarieerd in punt 4.3, vertolkt die lage variant de hypothese dat de wereldwijde energiemarkten in voldoende mate en tegen redelijke prijzen bevoorrad zullen blijven in de beschouwde prospectieve tijdshorizon. Op de energiemarkten worden evenwel andere prijsontwikkelingen waargenomen, die getuigen van een grote instabiliteit. In het recente verleden alleen al bijvoorbeeld werd de aardoliemarkt getekend door dusdanige spanningen dat de waargenomen koersniveaus voor ruwe aardolie significant afstand namen van de hypothesen van het basisscenario van de FPB/PP95-studie.

In deze context, en in zoverre elk prijsvooruitzicht getekend wordt door onzekerheid, wordt in het indicatief programma een alternatieve variant voor de internationale brandstofprijzen beschouwd. Die kenmerkt zich over de hele tijdshorizon van het indicatief programma door een verhoging met 30% van de koolwaterstofprijzen van het basisscenario van de FPB/PP95-studie. In deze variant, hierna de "hoge variant" genoemd, blijven de prijsvooruitzichten voor steenkool van hun kant ongewijzigd ten opzichte van de hypothesen van het basisscenario van de FPB/PP95-studie. Deze keuze op het punt van de steenkoolprijs wordt ingegeven door de bekommernis om de impact te bestuderen die een meer uitgesproken prijsverschil tussen aardgas en steenkool heeft op de exploitatie van het Belgische elektriciteitsproductiesysteem.

In deze optiek wordt in punt 14.2 een gevoeligheidsanalyse gemaakt voor een verhoging met 30% van de prijzen van koolwaterstoffen. Op basis van een vereenvoudigde evaluatie was het Federaal Planbureau [8] van mening dat deze stijging van de koolwaterstofprijzen geen aanmerkelijke wijziging van de opgevraagde elektrische energie tot gevolg had.



Afbeelding 7 - Varianten van de brandstofprijzen

Behalve de prijs van de koolwaterstoffen, heeft de steenkoolprijs ook een gevoelige stijging gekend sinds het opstellen van de vooruitzichten van de brandstofprijzen die in de FPB/PP95-studie worden gebruikt. Tal van analisten denken dat hij nog gedurende een zekere tijd hoog zal blijven. Het is echter moeilijk vandaag in te schatten of het huidige verschil tussen de steenkoolprijs en de aardgasprijs zal blijven bestaan op lange termijn.

8. Decentrale productie en hernieuwbare energie

Decentrale productie staat tegenover de klassieke, centrale productie. Die laatste maakt gebruik van eenheden met een groot vermogen die zijn aangesloten op het hoogspanningsnet en die centraal worden gestuurd. Anders dan die klassieke eenheden hebben de decentrale eenheden een vermogen dat meestal niet méér bedraagt dan 100 MW, worden ze niet centraal gestuurd en zijn ze vaak aangesloten op lokale transportnetten en distributienetten.

Op verzoek van de CREG heeft een consortium, gevormd door het ICEDD en VITO, een studie verricht over de ontwikkelingsperspectieven van de decentrale elektriciteitsproductie in België. Doel was evolutiescenario's te bepalen voor de energie die door dit type eenheden wordt geproduceerd, over de periode 2003-2019 (hierna "ICEDD-VITO-studie"). Het uitgangspunt van de vooruitzichten steunt op de historische gegevens die het consortium heeft verzameld, en op de energiebalansen die sinds verschillende jaren worden gerealiseerd door het ICEDD voor Wallonië en Brussel enerzijds en door VITO voor Vlaanderen anderzijds.

De bevoegdheden inzake hernieuwbare energiebronnen (HEB) en warmtekrachtkoppeling (WKK) zijn overigens gewestelijk. De institutionele context verschilt aldus in de drie gewesten van het land, onder meer wat betreft de mechanismen inzake groenestroomcertificaten en warmtekrachtcertificaten. De evolutievoorzichten moeten rekening houden met deze specifieke gewestelijke kenmerken en berusten dus op verschillende principes afhankelijk van de gewesten.

Aldus zijn voor de periode 2003-2019 evolutievooruitzichten voor de elektriciteitsproductie in elk gewest opgesteld. Daarbij werd een onderscheid gemaakt tussen de volgende types: waterkrachtturbines, onshore-windturbines, offshore-windturbines, fotovoltaïsche cellen, eenheden die gebruikmaken van biomassa⁸⁷, warmtekrachtkoppelingseenheden die fossiele brandstoffen verbranden, en andere decentrale thermische eenheden die fossiele brandstoffen verbranden. Deze opsplitsing van de decentrale productie werd zo gekozen dat in de simulaties van de werking van het productiepark rekening kon worden gehouden met de verschillen tussen de gewestelijke wetgevingen inzake steunmechanismen voor hernieuwbare energie en voor warmtekrachtkoppeling. Bij het uitwerken van de scenario's werd er evenwel rekening gehouden met bepaalde centrale hernieuwbare elektriciteitsproductieprojecten (biomassa) die een beduidende impact hebben op de berekening van de verschillende groene-elektriciteitsquota's en dus op de totale hoeveelheid elektriciteit op basis van HEB.

De studie werd uitgevoerd in juni 2004 en de vooruitzichten werden uitgewerkt in functie van de toenmalige context. Ze leidde tot het definiëren van drie evolutiescenario's voor decentrale elektriciteitsproductie. Twee ervan worden gebruikt in dit indicatief programma. Een derde scenario dat een stopzetting van alle publieke steun in overweging nam, werd niet opgenomen in de uitwerking van het indicatief programma.

8.1. Scenario "Gewestelijke doelstellingen"

Het meest optimistische scenario wat betreft de ontwikkeling van de decentrale productie waarmee in het indicatief programma rekening werd gehouden, wordt in de ICEDD-VITO-studie het scenario "gewestelijke doelstellingen" genoemd. Het basisidee van dit scenario is dat de quota's die de gewesten hebben vastgelegd, worden nageleefd op de data die de gewesten hebben vastgelegd. Na die data blijft de decentrale productie zich ontwikkelen tot een niveau dat in 2019 beantwoordt aan het potentieel dat is omschreven in sommige beschikbare studies, onder meer het rapport van de Commissie AMPERE (hierna "AMPERE-rapport" genoemd) [36]. Deze ontwikkeling vraagt een voortzetting en in sommige gevallen zelfs een versterking van de steunmechanismen voor decentrale productie uit hernieuwbare energiebronnen en voor kwalitatieve warmtekrachtkoppeling.

8.1.1 Offshore-windenergie

Voor offshore-windenergie zijn de doelstellingen voor 2010 overgenomen uit documenten van het Vlaamse Gewest en het Waalse Gewest. Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest brengt in zijn doelstellingen geen enkel aandeel van offshore-windenergie in rekening. Dat resulteert in de volgende doelstellingen voor 2010: 370 GWh voor het Waalse Gewest⁸⁸ en 1.200 GWh voor het Vlaamse Gewest⁸⁹. Deze doelstellingen werden bovendien gebruikt om een verdeelsleutel voor offshore-windenergie tussen de gewesten te bepalen na 2010. De offshore-

⁸⁷ WKK-eenheden op biomassa inbegrepen.

⁸⁸ "Plan pour la Maîtrise durable de l'énergie à l'horizon 2010 en Wallonie" (december 2003). energie.wallonie.be.

⁸⁹ Voortgangsrapport 2004 bij het Vlaams klimaatbeleidsplan 2002-2005, begeleidende maatregel, project 31, 4 mei 2004, ANRE. <http://www.energiesparen.be>.

windenergieproductie stijgt na 2010 en bereikt in 2019 het potentieel dat vermeld staat in het AMPERE-rapport, namelijk 3.000 GWh.

8.1.2 Vlaams Gewest

In het Vlaamse Gewest zijn er twee certificaatmechanismen; één voor warmtekrachtkoppeling en één voor groene elektriciteit. De doelstellingen inzake groene elektriciteit worden vastgelegd tot 2010 en die voor kwalitatieve warmtekrachtkoppeling tot 2012. Wat betreft de elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen volgt de studie de quota's uit het elektriciteitsdecreet van de Vlaamse Raad van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, gewijzigd bij decreet⁹⁰ van 7 mei 2004.

Voor waterkrachtenergie houdt de studie rekening met een jaarlijkse stijging met 2 GWh, om te komen tot 35 GWh in 2019, wat ongeveer het potentieel vertegenwoordigt dat in het AMPERE-rapport gekoppeld wordt aan het Vlaamse Gewest.

Voor onshore-windenergie stemt de evolutie die voor de eerste jaren in aanmerking wordt genomen, overeen met de begeleidende maatregelen van het Vlaams Klimaatbeleidsplan⁹¹; vanaf 2010 vertoont deze evolutie opnieuw een lineaire gemiddelde toename met 50 GWh per jaar en in 2019 bereikt de productie 965 GWh.

Wat fotovoltaïsche energie betreft, is een jaarlijkse stijging met 0,25 GWh vanaf 2005 het gevolg van de huidige steunmaatregelen voor deze technologie. Vanaf 2011 verdubbelt de jaarlijkse stijging en in 2019 bereikt de productie ongeveer 7 GWh.

Op het vlak van biomassa wordt het potentieel van de verbrandingsovens tot in 2010 geëvalueerd in een recente studie van VITO [3]. In het kader van het huidige beleid beschouwt deze studie dat de verbrandingsovens 425 GWh zullen produceren in 2010. Dankzij een verbetering van hun rendement kunnen deze eenheden in 2019 ongeveer 650 GWh produceren, en daarbij komt jaarlijks nog 100 GWh die niet door verbrandingsovens uit biomassa wordt geproduceerd. Warmtekrachtkoppeling met biomassaverbranding van haar kant vertoont een sterke stijging en zal in 2010 goed zijn voor een productie van 375 GWh. Na 2010 stijgt dit type productie met 25 GWh per jaar om in 2019 uit te komen op 600 GWh.

Voor kwalitatieve warmtekrachtkoppeling vermelden de doelstellingen van het Vlaams Klimaatbeleidsplan⁹² een stijging, ten opzichte van 2002, met 303 MW (ofwel 1.621 GWh) in 2005 en met 937 MW (ofwel 5.375 GWh) in 2012. Na 2012 blijft fossiele warmtekrachtkoppeling toenemen en bereikt in 2019 een totale productie van 12.687 GWh - potentieel overgenomen uit een studie van VITO. Deze fossiele warmtekrachtkoppeling betreft eenheden die aangesloten zijn op het net. Er bestaan ook eenheden voor fossiele warmtekrachtkoppeling die niet aangesloten zijn op het net. Hun productie bedraagt ongeveer 1.000 GWh per jaar en wordt verondersteld

⁹⁰ Decreet van de Vlaamse Raad van 7 mei 2004 houdende wijziging van het Elektriciteitsdecreet van 17 juli 2000, wat betreft het groenestroomcertificatensysteem, en tot interpretatie van artikel 37, par. 2, van ditzelfde decreet.

⁹¹ Voortgangsrapport 2004 bij het Vlaams klimaatbeleidsplan 2002-2005, begeleidende maatregel, project 31, 4 mei 2004, ANRE. <http://www.energiesparen.be>.

⁹² Voortgangsrapport 2004 bij het Vlaams klimaatbeleidsplan 2002-2005, project 3, 4 mei 2004, ANRE, www.energiesparen.be.

constant te blijven gedurende de beschouwde studieperiode. De elektriciteitsproductie in 2019 door WKK-eenheden komt overeen met het potentieel dat opgenomen is in de VITO-studie, hetzij 14.287 GWh⁹³ [39].

8.1.3 Waals Gewest

In het Waalse Gewest bestrijkt het systeem van groenestroomcertificaten zowel hernieuwbare energiebronnen als warmtekrachtkoppeling. Het Besluit van de Waalse Regering van 4 juli 2002 tot bevordering van de milieuvriendelijke elektriciteit bepaalt de jaarlijks te bereiken quota's van groenestroomcertificaten tot in 2007. Verder bepaalt het "Plan pour la Maîtrise Durable de l'Énergie"⁹⁴ (Plan voor duurzame energiebeheersing, hierna "PMDE") als doelstelling voor 2010 een quota van 11%.

Er wordt verondersteld dat waterkrachtenergie er zich nog wat meer ontwikkeld en in 2010 440 GWh bereikt, een doelstelling overgenomen uit het PMDE. Deze waarde wordt beschouwd als het maximumpotentieel voor het Waalse Gewest en evolueert dus niet meer na 2010.

Voor onshore-windenergie geeft de uit het PMDE overgenomen doelstelling 370 GWh in 2010. Na 2010 evolueert de windenergieproductie zo dat zij 600 GWh bereikt in 2019. Deze waarde beantwoordt aan de waarde die vermeld staat in het "Mémorandum pour les énergies renouvelables" [14] (hierna "Memorandum"), maar tot 2019 uitgesteld.

Voor fotovoltaïsche energie vermeldt de variant een stijging met 6% tot 2007, datum waarna de nieuwe steunmechanismen worden toegepast; in 2019 bereikt de productie 5 GWh, cijfer dat is overgenomen van het Memorandum en wordt uitgesteld tot 2019.

Biomassa ontwikkelt zich zo dat in 2010 wordt voldaan aan de doelstellingen van het PMDE, namelijk 780 GWh. Na 2010 leidt een lineaire evolutie tot een productie van 1.510 GWh in 2019. Als we daar de biomassaproductie van de andere twee gewesten bijvoegen, is dat laatste cijfer verenigbaar met het potentieel dat voor België voor het jaar 2020 naar voren wordt geschoven in het AMPERE-rapport.

Fossiele warmtekrachtkoppeling heeft het moeilijk om van de grond te komen zonder bijkomende steunmaatregel, want zij lijkt in het huidige systeem van groenestroomcertificaten minder interessant dan warmtekrachtkoppeling met biomassa. Er wordt verondersteld dat deze bijkomende maatregelen van toepassing zijn vanaf 2008 en dat in 2019 de doelstelling van 3.595 GWh wordt gehaald die in het PMDE is vastgesteld voor 2010. Bij deze productie komt de productie van bestaande warmtekrachtkoppelingen eenheden die geen kwalitatieve warmtekrachtkoppeling bieden, 657 GWh per jaar, productie waarvan wordt verondersteld dat ze constant is over de beschouwde studieperiode.

Dat de doelstellingen voor warmtekrachtkoppeling uit het PMDE worden uitgesteld van 2010 naar 2019, stelt geen probleem voor de groenestroomcertificaten. De productie van de HEB-eenheden in 2010 is immers aanzienlijk genoeg om de quota's

⁹³ A. Maertens en N. Dufait, "Energetisch potentieel warmtekrachtkoppeling in België" (maart 1997), VITO, in samenwerking met het Institut wallon.

⁹⁴ "Plan pour la Maîtrise durable de l'énergie à l'horizon 2010 en Wallonie" (december 2003). energie.wallonie.be.

inzake groenestroomcertificaten van het PMDE in 2010 na te leven zonder een beroep te doen op de volle productie die in dat Plan aan warmtekrachtkoppeling wordt verbonden. Als die doelstelling voor warmtekrachtkoppeling in 2010 zou worden bereikt, zou dat leiden tot een beduidend overschot aan groenestroomcertificaten op de markt.

8.1.4 Brussels Hoofdstedelijk Gewest

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest bestrijkt het systeem van groenestroomcertificaten hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling.

De situatie is daar heel anders, doordat het potentieel van hernieuwbare energie erg laag is als gevolg van de kleine omvang van het grondgebied. Warmtekrachtkoppeling vertegenwoordigt het gros van de decentrale elektriciteitsproductie van het gewest. De doelstellingen inzake groenestroomcertificaten worden gedefinieerd tot 2006.

Tegen 2010 worden drie windturbineprojecten onshore gerealiseerd, met een totale geïnstalleerde capaciteit van 1 MW. Na die datum wordt geen enkele stijging voorzien.

Dankzij de tenuitvoerlegging van nieuwe steunmaatregelen vanaf 2008 kan fotovoltaïsche energie jaarlijks stijgen met 65%, naar een productie van 1,5 GWh in 2019, wat verenigbaar is met de bekomen waarde voor het Waals Gewest.

Voor biomassa is een aanzienlijk deel van het potentieel afkomstig van de nuttige toepassing van het slib van zuiveringsstations. Deze nuttige toepassing gebeurt in drie fases, resulterend in een productie van 13 GWh in 2019.

Wat fossiele warmtekrachtkoppeling betreft, bestaan er goed gevorderde projecten voor de implementatie van een potentieel van 40 MWe extra capaciteit tegen 2010, hetgeen 120 GWh energie vertegenwoordigt. De tenuitvoerlegging, na 2010, van nieuwe stimuleringsmaatregelen maakt het mogelijk in 2019 een productie van 650 GWh te bereiken.

8.1.5 Synthese

Bij optelling van de verschillende bijdragen leidt het scenario “Gewestelijke doelstellingen” tot de mening dat het totaal van de geproduceerde energie in België tegen 2019 ongeveer 8,2 TWh bedraagt voor de decentrale hernieuwbare energiebronnen en ongeveer 17,6 TWh voor fossiele warmtekrachtkoppeling. Deze totale productie wordt in het indicatief programma gebruikt om de hoge varianten voor hernieuwbare energiebronnen en fossiele warmtekrachtkoppeling te bepalen.

Het hoge scenario PROA van de studie [11] bepaalt voor 2025 een productiepotentieel van hernieuwbare elektriciteit van meer dan 20 TWh voor heel België, waarvan ongeveer 8 TWh offshore windenergie, 4 TWh onshore windenergie en 6 TWh biomassa. De cijfers van het “Gewestdoelstellingen”-scenario van de ICEDD-VITO-studie zijn vergelijkbaar met die van dit scenario PROA voor 2010 en 2015.

Een scenario met meer ambitieuze doelstellingen inzake de ontwikkeling van wind- en biomassa-eenheden zou dus overwogen kunnen worden in de toekomst, rekening houdend met de verwachte vooruitgang van deze technologieën.

8.2. “Intermediair” scenario

Het basisidee van dit scenario is dat de naleving van de door de gewesten vastgelegde doelstellingen op de door hen vastgestelde data de implementatie noodzaakt van bijkomende steunmaatregelen. Het “intermediair” scenario biedt een mogelijk evolutieschema in een context waarin de decentrale productie bij gebrek aan bijkomende steunmaatregelen en in functie van de aanpassingen die aangebracht zijn aan de initiële promotiemechanismen van groene elektriciteit, minder snel stijgt dan in het scenario “gewestelijke doelstellingen”. Voor de hernieuwbare energiebronnen beschouwt de studie een evolutie die overeenstemt met de waarde van 6% per jaar die op wereldniveau wordt waargenomen voor de productietechnologieën [42][41][37]. Deze waarde wordt echter niet gebruikt wanneer specifiekere informatie beschikbaar is.

8.2.1 Offshore-windenergie

De offshore-windenergieproductie belooft 710 GWh in 2008, wat overeenstemt met het project dat C-Power van plan is te installeren op de Thorntonbank en waarvoor C-Power de vergunningen heeft gekregen. Deze productie stijgt vervolgens en komt in 2019 tot 1420 GWh, het dubbele van de productie van het project van C-Power in 2008. De verdeelsleutel tussen de gewesten is dezelfde als die in het scenario “Gewestelijke doelstellingen”.

8.2.2 Vlaams Gewest

In het Vlaamse Gewest werden de quota's inzake groenestroomcertificaten in 2002 en 2003 niet gehaald. Er bestaat een risico dat de boete die niet-naleving van de quota's bestraft, te laag is en dat de actoren liever de boete betalen.

Voor waterkrachtenergie houdt de studie rekening met een verhoging met 1 GWh per jaar, zodat de productie in 2019 uitkomt op 19 GWh, ongeveer de helft van het potentieel dat in het AMPERE-rapport wordt gekoppeld aan het Vlaamse Gewest.

Voor onshore-windenergie komt de evolutie overeen met een gemiddelde stijging van 30 GWh per jaar, wat leidt tot een productie van 495 GWh in 2019.

Voor fotovoltaïsche energie leidt een stijging met 6% per jaar tot een productie van ongeveer 2,5 GWh in 2019.

Voor biomassa beschouwt de studie dat het productieniveau van de verbrandingsovens dat in het scenario “gewestelijke doelstellingen” in 2010 wordt bereikt, wordt bereikt in 2019. De andere biomassa-eenheden dan verbrandingsovens produceren jaarlijks op constante basis 100 GWh gedurende de hele studieperiode. Voor warmtekrachtkoppelingen die biomassa verbranden, beschouwt de studie, net als voor verbrandingsovens, dat de productie die zij in het scenario “Gewestelijke doelstellingen” in 2010 halen, pas in 2019 wordt bereikt. Deze ontwikkeling stemt overeen met een gemiddelde stijging met 15 GWh per jaar gedurende de hele studieperiode.

Wat fossiele warmtekrachtkoppeling betreft, wordt de realisatie, in 2012, van de doelstellingen van het Vlaamse Klimaatbeleidsplan uitgesteld tot in 2019.

8.2.3 Waals Gewest

Wat het Waalse Gewest betreft, veronderstelt de studie in dit scenario dat de overheidssteun na 2007 niet wordt versterkt, maar stabiel blijft. Het huidige systeem wordt gehandhaafd in zijn gewijzigde versie⁹⁵. Deze gewijzigde versie voorziet een gedeeltelijke vrijstelling van de quota van groenestroomcertificaten voor bedrijven die meer verbruiken dan 20 GWh per jaar. Deze wijziging van het groenestroomcertificaten-mechanisme heeft als gevolg dat de oorspronkelijk voorziene quota's verlaagd worden. Verder wordt er geen enkele nieuwe impuls gegeven om de doelstellingen van het PMDE te bereiken of zelfs te overschrijden in 2010. De capaciteiten van hernieuwbare energiebronnen stijgen dan in een tempo van 6% per jaar, met uitzondering van warmtekrachtenergie, waarvan het potentieel bijna volledig wordt gebruikt.

De gemiddelde waterkrachtproductie wordt verondersteld zich nog een beetje te ontwikkelen en komt in 2007 uit op 360 GWh. Deze waarde evolueert daarna niet meer.

Voor onshore-windenergie neemt het scenario tegen 2007 de projecten op die op dit ogenblik in werking of in aanbouw zijn of een vergunning hebben gekregen op het ogenblik van het opmaken van de ICEDD-VITO-studie. Na 2007 stijgt de windenergieproductie met 6% per jaar, en bereikt 181 GWh in 2019.

De productie van fotovoltaïsche oorsprong neemt met 6% toe tot in 2019 en bereikt in dat jaar ongeveer 0,03 GWh.

De ontwikkeling van biomassa verloopt zo dat in 2007 de doelstellingen inzake groenestroomcertificaten worden gerealiseerd. Biomassa produceert dan 490 GWh. Na 2007 stijgt de decentrale productie uit biomassa met 6% per jaar en bereikt 986 GWh in 2019.

De elektriciteitsproductie door fossiele warmtekrachtkoppelingseenheden bereikt 1500 GWh in 2007. Indien er geen nieuwe overheidsstimulansen komen, stagneert dit type van productie na 2007, en bereikt in 2019 1.593 GWh. Deze waarden omvatten de productie afkomstig van warmtekrachtkoppelingseenheden die geen kwalitatieve warmtekrachtkoppeling bieden, 657 GWh per jaar, productie die verondersteld wordt constant te zijn over de beschouwde studieperiode.

8.2.4 Brussels Hoofdstedelijk Gewest

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest is het "intermediair" scenario hetzelfde als het scenario "Gewestelijke doelstellingen" voor hernieuwbare energiebronnen, behalve dat de fotovoltaïsche productie zonder bijkomende steunmaatregelen geen opmerkelijke ontwikkeling beleeft gedurende de studieperiode.

Voor fossiele warmtekrachtkoppeling is het "intermediair" scenario tot in 2010 identiek met het scenario "gewestelijke doelstellingen". Bij gebrek aan nieuwe overheidsstimulansen na 2010, stijgt de elektriciteitsproductie door fossiele warmtekrachtkoppeling met 5 GWh en bereikt dan ongeveer 200 GWh in 2019.

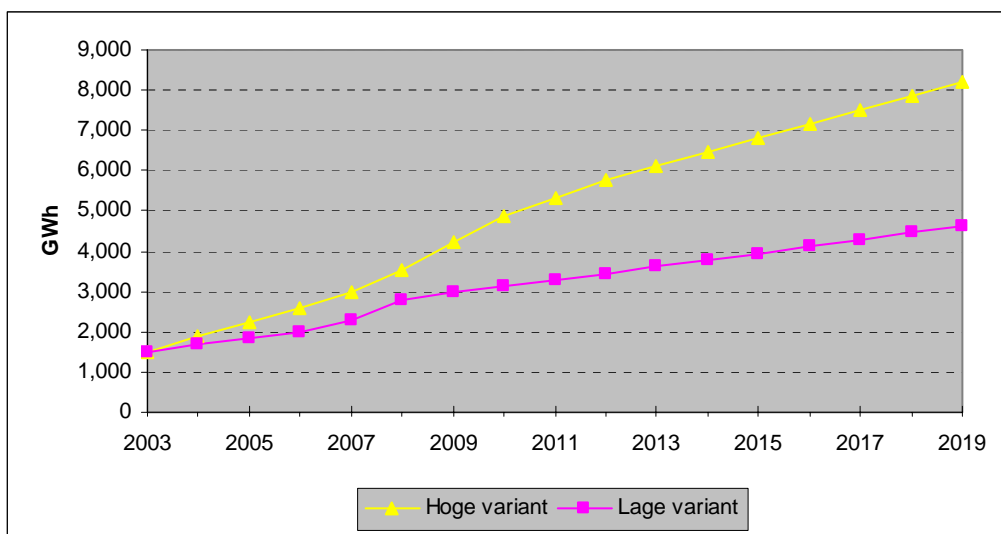
⁹⁵ Besluit van de Waalse Regering van 4 maart 2004 tot wijziging van het besluit van de Waalse Regering van 4 juli 2002.

8.2.5 Samenvatting

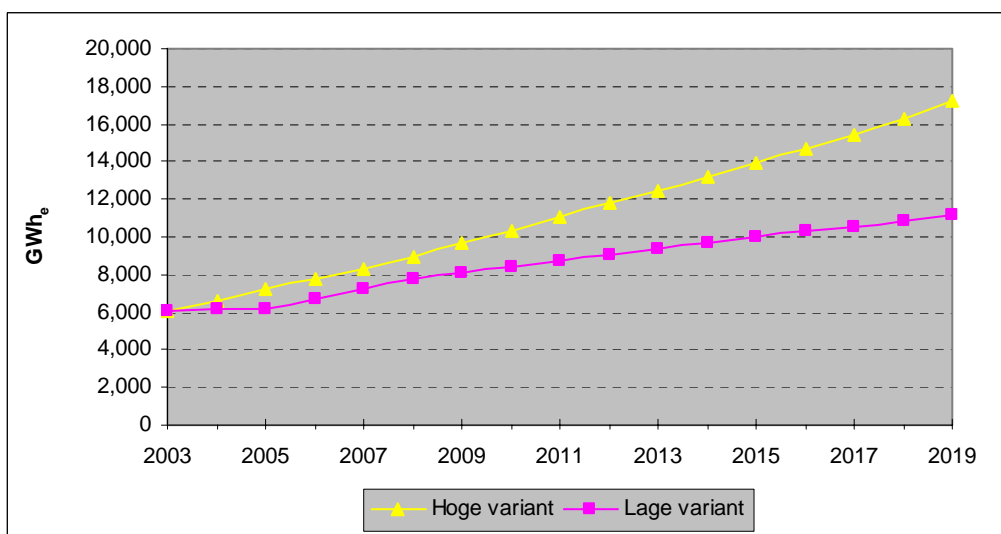
Bij consolidatie van de verschillende bijdragen voorziet het “intermediair” scenario dat tegen 2019 in België ongeveer 4,6 TWh en 11,6 TWh worden geproduceerd door HEB-eenheden respectievelijk fossiele warmtekrachtkoppeling van het decentrale productiepark. Dit scenario wordt in het indicatief programma gebruikt om de lage varianten inzake hernieuwbare energiebronnen en fossiele warmtekrachtkoppeling te bepalen.

8.3. Varianten inzake decentrale productie

De onderstaande afbeeldingen 8 en 9 illustreren de evolutie van de energie geproduceerd door hernieuwbare energiebronnen en fossiele warmtekrachtkoppeling in de twee varianten gedurende de periode 2003-2019.



Afbeelding 8 - Evolutie van de jaarlijks door HEB-eenheden geproduceerde energie in de twee varianten



Afbeelding 9 - Evolutie van de door fossiele WKK-eenheden geproduceerde energie in de twee varianten

In de onderstaande tabel 4 is de gecumuleerde capaciteit te zien die wordt geïnvesteerd in HEB-eenheden in de periode 2005-2019 in de twee varianten, alsook de totale energie die deze nieuwe eenheden produceren in 2019.

	Lage variant	Hoge variant
Geïnstalleerde capaciteit (MW)	968	2.202
Jaarlijkse energie (GWh)	2.943	6.296

Tabel 4 - Karakteristieken van de investeringen in HEB-eenheden in de twee varianten

De tabel 5 geeft dezelfde informatie voor de kwalitatieve WKK-eenheden die met fossiele brandstoffen werken.

	Lage variant	Hoge variant
Geïnstalleerde capaciteit (MW)	1.242	2.628
Jaarlijkse energie (GWh)	5.032	10.545

Tabel 5 - Karakteristieken van de investeringen in fossiele kwalitatieve WKK-eenheden in de twee varianten

9. Centrale productie

9.1. *Steenkooltechnologieën in de tijdshorizon van het programma*

Verschillende technologieën kunnen in aanmerking genomen worden om elektriciteit te produceren met steenkool. Hoewel ze vandaag nog relatief vervuilend zijn, onder andere ten opzichte van de eenheden die aardgas verbranden (steenkool-eenheden stoten meer dan twee keer zoveel CO₂ uit als de STEG-centrales), bezitten deze technologieën een verbeteringspotentieel zowel op het vlak van het rendement als op het vlak van emissies.

9.1.1 Poederkoolcentrales

Naargelang de temperatuur- en drukcondities van de stoom bij de ingang van de turbine worden vier cyclustypes beschouwd: de subkritische, de superkritische, de geavanceerd superkritische en de ultrasuperkritische.

Bij condities met identieke grenswaarden bedraagt het nettorendement dat wordt bereikt, 38% in de subkritische cyclus, 43% in de superkritische cyclus en 45% in de ultrasuperkritische cyclus.

Momenteel zijn de meeste bestaande poederkoolcentrales van het subkritische type. De recentste investeringen maken gebruik van de superkritische technologie.

De uitbating van deze eenheden is vrij soepel. Bovendien gaat het om een beproefde technologie die over een interessant ontwikkelingspotentieel beschikt.

Om de poederkoolcentrales aan de normen op het vlak van de vervuulende emissies te laten voldoen, moeten zij na de stookketel met uitermate dure elementen worden uitgerust. Deze vertegenwoordigen ongeveer 30% van de investering en zij verlagen het rendement met 1 tot 2%.

9.1.2 IGCC-centrales

De centrales met een gecombineerde cyclus met geïntegreerde vergassing (IGCC) worden momenteel volop ontwikkeld en de opgedane ervaringen zullen doorslaggevend zijn voor hun doorbraak. Deze centrales verbranden in plaats van aardgas een gesynthetiseerd gas uit de vergassing van steenkool of van vaste brandstoffen. Deze installaties worden beschouwd als “allesbrandende” centrales en zijn daarom erg flexibel op het vlak van de gebruikte vaste brandstoffen. Vandaag hebben ze een nettorendement van 48% en tegen het jaar 2020 zou dit rendement zelfs tot 50% moeten kunnen stijgen.

Het belangrijkste voordeel van de IGCC-centrales ten opzichte van de andere steenkoolcentrales, is hun minder negatieve impact op het leefmilieu. Bovendien laat deze technologie een gemakkelijke implementatie toe van vervuilingwerende systemen zoals CO₂-sequestratie en ontzwaveling.

Daartegenover staan dan nadelen zoals hun technische complexiteit, hun totnogtoe beperkte beschikbaarheid en betrouwbaarheid en hun tekort aan uitbatingsoepelheid.

De investerings- en onderhoudskosten die ze vergen, blijven hoog maar zouden lager gaan liggen in de toekomst. Hoewel haar ontwikkelingspotentieel hoog is, kan deze technologie nog als weinig matuur beschouwd worden.

9.1.3 CFB-centrales

Deze technologie van de “Circulating Fluidized-bed” verbranding werd ontwikkeld als antwoord op de toenemende milieunormen waaraan de poederkoolcentrales moesten voldoen. Door de brandstof te injecteren in een kalkbed, dat in suspensie wordt gehouden met ventilatoren, wordt de uitgestoten zwaveldioxide onmiddellijk gebonden door de kalk onder de vorm van gips. De werking op lage temperatuur van de stookketel vermindert ook de stikstofoxidenemissies. Zo wordt de uitstoot van atmosferische vervuilers aan de bron beperkt. De stoomkarakteristieken zijn echter dezelfde als die van de bovenvermelde superkritische poederkoolcentrale.

Huidige eenheden gaan met een rendement van ongeveer 42% nog niet boven de 350 MW, maar tegen 2015 is het waarschijnlijk dat grotere 600 MW-eenheden zullen geïnstalleerd worden waar competitieve steenkoolmijnen beschikbaar zijn.

Deze eigenschappen geven de CFB-centrales soms de naam “schone steenkool centrales”.

9.2. Gas- en gas-stoomtechnologieën

Binnen de beschouwde periode van het indicatief programma, zouden de gasturbines en in het bijzonder de turbines met een gecombineerde stoom- en gascyclus, een belangrijke rol moeten gaan spelen bij de massale productie van elektriciteit.

9.2.1 Gasturbines met enkelvoudige cyclus

Het eenheidsvermogen van gasturbines met een enkelvoudige cyclus kan vandaag de dag 270 MW_e bereiken. Het rendement van deze turbines ligt in de buurt van 35 tot 40%.

Dankzij technologische ontwikkelingen zou dit rendement tegen het jaar 2020 43-44% moeten kunnen bereiken.

9.2.2 Aëroderivatieve gasturbines

Momenteel zijn het de geavanceerde aëroderivatieve gasturbines van klein vermogen die de beste rendementen afleveren: rond de 42% voor eenheden tot 40 MW.

Voor de nieuwe investeringen kunnen grotere eenheden met een vermogen van 80 MW en een rendement rond de 44% heden ten dage in overweging genomen worden. Rond 2015 zijn eenheden voorzien van 100 MW met een rendement rond de 45 tot 46%.

9.2.3 Gasturbines met gecombineerde cyclus

De aanwezigheid van een grote hoeveelheid warmte aan hoge temperatuur aan de uitlaat van de gasturbine laat toe achter deze turbine een stoomturbine te installeren. Bestaande gasturbines met gecombineerde cyclus hebben een vermogen van 350 MW en een totaal rendement van ongeveer 54%. Voor de nieuwe eenheden die in de volgende jaren te installeren zijn, kan men een vermogen van 400 MW en een rendement van 57% verwachten.

De technologische ontwikkelingen moeten toelaten om totale rendementscijfers van 59% te bereiken in 2015 voor dit type eenheid en rond de 63% of zelfs 65% tegen het jaar 2020.

Op het vlak van de CO₂-uitstoot tekent men tegenwoordig met deze eenheden waarden op die de helft bedragen van die van een klassieke steenkoolcentrale met een vergelijkbaar vermogen.

Deze eenheden bieden onder meer de volgende belangrijke voordelen: een vrij korte realisatieperiode (24 tot 30 maanden), de mogelijkheid om de installatie modulair op te bouwen en – wat hun exploitatie betreft – een korte opstarttijd. Bovendien kunnen ze uitgebaat worden op gasolie gedurende enkele dagen, in noodgeval of om van opportuniteiten op de aardgasmarkt gebruik te maken.

9.3. *Impact van de centrale productie op het transmissienet*

Een kwantitatieve beschouwing van de impact van de verschillende scenario's voor de centrale productie op het transmissienet valt buiten het kader van een indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit.

Toch lijkt het nuttig om even de aandacht te vestigen op de volgende elementen, waarmee rekening moet worden gehouden bij het nemen van investeringsbeslissingen op het vlak van de productie:

- het spanningsniveau dat vereist is voor de aansluiting van de productie-eenheden;
- het belang van gunstige locaties voor de aansluiting van de productie-eenheden.

In het “Ontwikkelingsplan van het transmissienet 2003-2010” [22], hoofdstuk 9, dat handelt over de “Versterkingen van het transmissienet die niet aan de onderzochte tijdstippen zijn gebonden”, onderzoekt een scenario “gunstige lokalisaties”.

De spanningsniveaus 380 kV en 150 kV worden daar onderzocht.

Dat hoofdstuk duidt aan dat de ongunstige lokalisaties voor de aansluiting van centrale productie-eenheden op het 380 kV-spanningsniveau de onderstations van Gramme, Doel, Mercator en Zandvliet zijn.

De gunstige lokalisaties op het 150 kV-spanningsniveau zijn opgenomen in tabel 6 hieronder.

Provincie	Gunstige lokalisaties
Antwerpen	Merksem, Mol, Schelle
Henegouwen	Monceau, Trivières, Tergnée
Luik	Les Awirs
West-Vlaanderen	Beveren, Izegem
Oost-Vlaanderen	Rodenhuize, Ruien

Bron: ELIA - Ontwikkelingsplan 2003-2010, p. 168

Tabel 6 - Gunstige lokalisaties van de eenheden op 150 kV

In de mate dat de sitekeuze om nieuwe productie-eenheden in te planten toekomt aan de investeerders, is het belangrijk dat de marktspelers die geïnteresseerd zijn om in nieuwe productie-eenheden te investeren, zo veel mogelijk rekening houden met de bestaande netinfrastructuur en de betrokken netbeheerder contacteren reeds vanaf de voorbereidingsfase van een project. Zodoende is een gecoördineerde ontwikkeling mogelijk van de productie en de netten.

9.4. Gegevens van het bestaande park

De techno-economische kenmerken van de bestaande productie-eenheden van het centrale park die gebruikt werden in het indicatief programma 2005-2014 zijn afkomstig van de ondernemingen uit de sector.

De buitengebruikstellingkalender voor de eenheden die ter gelegenheid van het indicatief programma 2002-2011 werd overgemaakt, is niet meer geldig en er werd geen nieuwe kalender overgemaakt voor de periode 2005-2014. Ten opzichte van de vertrektoestand van het indicatief programma 2002-2011, blijkt bovendien dat fossiele eenheden van het centrale park opnieuw in dienst werden genomen voor een totale geïnstalleerde capaciteit van 312 MW en dat slechts één fossiele eenheid van 130 MW uit dienst werd genomen.

Daarnaast werken bepaalde steenkool-eenheden van het centrale park al gedeeltelijk op biomassa. Andere aanpassingen voor biomassa worden op dit ogenblik bestudeerd.

9.5. Centrale productietechnologieën die in aanmerking komen

De technologieën die in het indicatief programma 2005-2014 beschouwd worden voor nieuwe investeringen in centrale productie, zijn hoofdzakelijk gebaseerd op gas: gasturbines met enkelvoudige cyclus (GT's) en gasturbines met gecombineerde cyclus (STEG's).

Voor deze periode lijkt dit, zowel uit technische, economische en milieuoverwegingen, de meest aangepaste keuze in het huidig wettelijk en regelgevend kader.

De GT's bewijzen vooral hun nut tijdens de piekuren door hun snelle opstart en de lage specifieke investeringskosten van deze eenheid.

STEG's zijn vanuit technisch oogpunt vooral interessant als basiseenheden omwille van hun zeer goed rendement en hun goede prestaties op milieuvlak wanneer men ze vergelijkt met andere fossiele eenheden van het zelfde vermogen.

Bovendien kunnen STEG's snel en modulair gebouwd worden en vergen ze, in vergelijking met andere fossiele eenheden, relatief lage specifieke investeringskosten.

Dat het indicatief programma 2005-2014 voor de nieuwe productie-investeringen beroep doet op deze eenheden die aardgas verbruiken, is bovendien conform met de huidige strategie van de elektriciteitsproducenten.

In een vrijgemaakte markt trachten ze immers, enerzijds de financiële risico's van de investeringen die ze moeten realiseren, en anderzijds de risico's van de regelgeving op milieuvlak die voortvloeit uit de verbintenissen die de Europese Unie heeft aangegaan op het vlak van de milieubescherming, te minimaliseren. Onder deze voorwaarden zijn de producenten zo goed als verplicht om te kiezen voor de aanwending van aardgas bij hun nieuwe investeringen. Deze optie, die de afhankelijkheid versterkt van de elektriciteitsproductie ten opzichte van aardgas, is echter niet zonder risico wat de brandstofbevoorrading van de centrales betreft en op het niveau van de productiekost van elektriciteit.

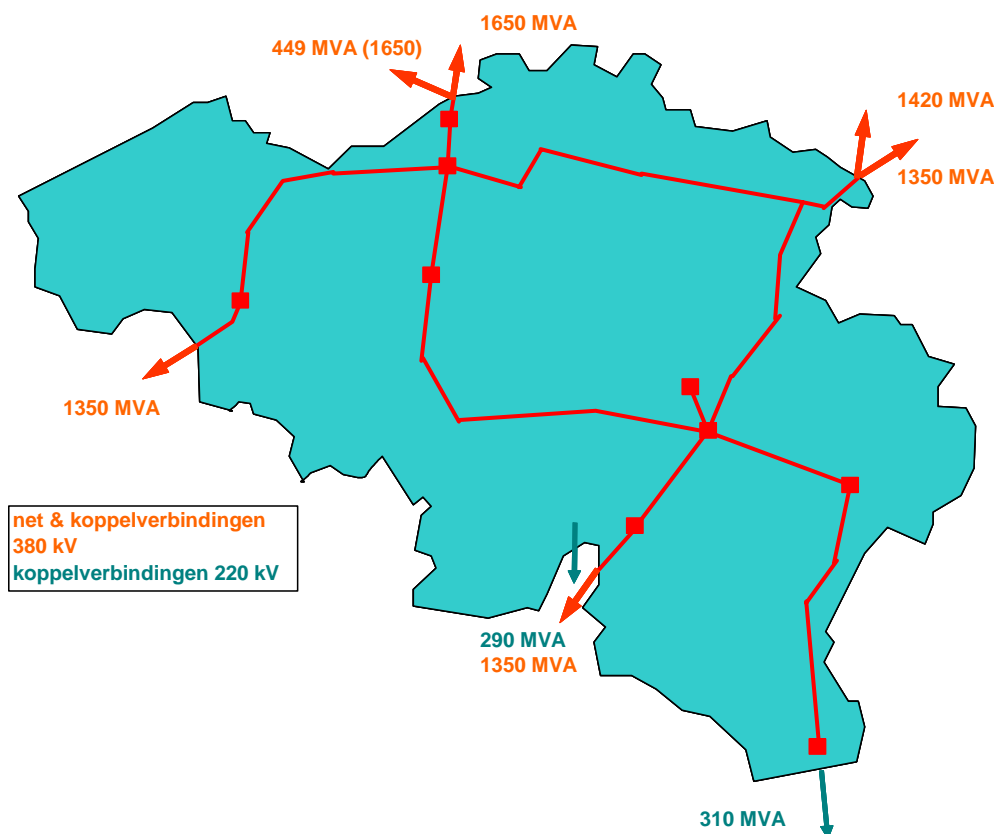
10. Varianten voor uitwisseling met het buitenland

10.1. Inleiding

De uitbouw van een Europese eenheidsmarkt voor elektriciteit heeft onder meer als doelstelling de commerciële uitwisselingen van elektrische energie te bevorderen binnenin en tussen de landen van de Europese Unie.

Echter, de volumes elektrische energie die worden in- of uitgevoerd, hangen hoofdzakelijk af van de verschillen tussen de marktprijzen van de buurlanden, maar ook van de capaciteit die voor uitwisseling beschikbaar is aan hun grenzen. Op dit ogenblik is het een moeilijke opgave coherente gegevens te vergaren op basis waarvan een marktprijs op 10 jaar of meer kan worden geraamd.

In het kader van dit indicatief programma 2005-2014 zoals in het vorige, werd er bijgevolg beslist de hoeveelheid energie die door België uitgewisseld wordt met de aangrenzende netten te beschouwen als een exogene onzekerheidsfactor.



Afbeelding 10 - Koppelingen en Belgisch elektrisch 380 kV-net

Afbeelding 10 geeft een schematische voorstelling van het Belgische 380 kV-net en van de belangrijkste koppelingen met het buitenland. De fysieke capaciteit van de verbindingen wordt gegeven in MVA. De vermelde capaciteit houdt rekening met de eventuele capaciteitsbeperkingen aan de overzijde van de grens. Voor de koppelingen met Nederland, bijvoorbeeld, volgt de waarde van 449 MVA ten noorden van Antwerpen uit een beperking in het onderstation van Borssele dat in Nederland gelegen is. Voor wat de uitwisselingscapaciteit met Frankrijk betreft, is de verbinding Aubange-Moulaine in het zuiden van België momenteel een 220 kV-lijn (capaciteit van 310 MVA). De 380 kV-lijn vanuit Aubange stopt momenteel aan de Franse grens. Daar ontbreken nog enkele kilometer om deze lijn te verbinden met het 380 kV-onderstation van Moulaine.

Hier dient te worden opgemerkt dat België vandaag niet beschikt over een rechtstreekse koppeling met Duitsland. Hoewel een deel van het net in het Groothertogdom Luxemburg via 220 kV-lijnen door het Belgische net wordt gevoed, is dit deel echter niet verbonden met het Duitse net in normale omstandigheden.

Omwille van het vermaasde karakter van het 150 kV-net dat parallel werkt met het 380 kV-net, wordt de import-, export- en doorvoercapaciteit van het Belgische net niet alleen beperkt door de capaciteit van het 380 kV-net, maar ook door bepaalde elementen van het 150 kV-net.

10.2. Export

Een van de allereerste doelstellingen van het indicatief programma is het maken van een raming van de elektriciteitsvraag en het identificeren van de productiemiddelen die aangewend moeten worden om de vraag van het land te dekken. In het Europese systeem van geïnterconnecteerde transmissienetten van elektriciteit, moet ook de import worden beschouwd als een bron die bijdraagt om aan deze vraag te kunnen voldoen.

De opportuniteit om in België te investeren in productiecapaciteit die hoofdzakelijk is bestemd voor de export, valt onder de vrijheid van ondernemen van de elektriciteitsproducenten in een geliberaliseerde markt. In het kader van dit indicatief programma dat zich toespitst op de overeenkomst tussen het aanbod en de vraag van het land, wordt geen rekening gehouden met een type strategie waarin energie-uitwisselingsvarianten worden uitgewerkt waarbij België een netto-exportoverschot zou hebben. Bijgevolg worden enkel netto-importvarianten van elektriciteit in overweging genomen in de rest van dit document.

10.3. Uitwisselingscapaciteit

Tabel 7 geeft de waarden van de netto uitwisselingscapaciteit NTC in MW tussen België en zijn buurlanden, zoals die door ETSO voor de winter 2003-2004 en de zomer van 2004 [12][13] werden gepubliceerd. Deze waarden zijn gebaseerd op gegevens doorgegeven door de desbetreffende netbeheerders.

Oorsprong	Bestemming	Winter 2003-2004	Zomer 2004
B	F	2.750	2.500
B	NL	2.450	2.000
B+D	NL	4.700	4.700
F	B	2.250	1.800
F	D	2.250	2.100
D	NL	3.900	4.000
D	F	4.600	4.000
NL	B	2.350	1.900
NL	B+D	3.500	3.700
NL	D	2.700	2.900

Tabel 7 - Netto transfercapaciteiten (MW)

Het voordeel van deze tabel is dat ze een orde van grootte geeft voor wat de huidige uitwisselingscapaciteit met de buurlanden van België betreft. Het grote nadeel ervan is evenwel dat ze geen informatie geeft over de toekomstige uitwisselingscapaciteit over een periode zoals deze van het indicatief programma.

Het ontwikkelingsplan 2003-2010 van het transmissienet dat door ELIA [22] werd uitgewerkt, omvat een beschrijving van de evolutie van het transmissienet en onder meer een raming van de import die zonder versterking maximaal haalbaar is voor de netten die tegen respectievelijk 2006 en 2009 zijn voorzien.

Zonder versterking wordt de maximaal toelaatbare transactie tussen Frankrijk en België geraamd op 2.200 MW.

De versterking die in het ontwikkelingsplan tegen 2006 is voorzien, omvat in hoofdzaak:

- de installatie van het tweede draadstel op de 380 kV-verbinding Avelin-Avelgem;
- de versterking van de verbinding Jamiolle-Monceau en de installatie van een faseverschuiver in Monceau;
- de installatie van faseverschuivers in Kinrooi en in Zandvliet.

In die omstandigheden loopt de importcapaciteit op tot 3.700 MW.

De versterking tegen 2009 die een verdere stijging van de importcapaciteit mogelijk moet maken, omvat in hoofdzaak:

- de installatie van het tweede draadstel op de verbinding Gramme-Massenhoven;
- de bouw, aan de Franse kant, van de 380 kV-verbinding Aubange-Moulaine.

Wanneer deze versterkingen zijn uitgevoerd, zou het importpotentieel oplopen tot 4.700 MW.

Op dit ogenblik wordt geen bijkomende versterking van de uitwisselingscapaciteit met het buitenland voorzien die het mogelijk zou maken om deze waarde te overstijgen.

Er moet echter duidelijk een onderscheid gemaakt worden tussen de toename van de fysieke capaciteiten van de koppelverbindingen en de evolutie van de commerciële importcapaciteiten in België. Wil men België voordeel laten trekken van de versterking van de koppelverbindingen, zal het nodig zijn de ramingsmethode van de commerciële capaciteiten te herzien, alsook de toewijzingsmethode van de grenscapaciteiten, opdat de werkelijk ter beschikking gestelde commerciële importcapaciteit zou toenemen voor de Belgische markt.

10.4. Import en transits door België

De importcapaciteit van België is afhankelijk van het importpeil van Nederland. De waarden 3.700 MW voor 2006 en 4.700 MW voor 2009 gaan uit van de hypothese dat de totale import van Nederland 2.500 MW bedraagt. Iedere stijging van de Nederlandse import boven deze waarde heeft voor gevolg dat de bovenvermelde importcapaciteit daalt.

In het “Capaciteitsplan 2003-2009” [32] gaat TenneT in zijn referentiescenario uit van een import van 4.700 MW over de periode 2003-2009, terwijl de maximale importcapaciteit die door de TSO-auction⁹⁶ in 2003 werd toegewezen, niet hoger is dan 3.850 MW. Deze belangrijke stijging van de importcapaciteit van Nederland heeft te maken met de verwachte winst van de bijkomende faseverschuivers tussen Duitsland en Nederland. In een persmededeling van 16 oktober 2003 [21], dus na de publicatie van het “Capaciteitsplan”, stelt TenneT dat de maximale waarde van 3.850 MW omwille van een belangrijke wijziging van het Duitse productieplan, met name de installatie van een groot aantal windmolens, niet kan worden verhoogd. TenneT is van oordeel dat deze situatie op korte termijn niet zal veranderen.

De importcapaciteit van België wordt eveneens beïnvloed door de “loop flows” die door het land lopen. De “loop flows” die momenteel door België lopen, worden deels

⁹⁶ Organisme dat instaat voor de veiling van capaciteit aan de Nederlandse grens.

veroorzaakt door de massale import van elektrische energie door Nederland, door de Franse export en de interne onevenwichten in Duitsland en Frankrijk. Het gevolg hiervan is over het algemeen dat de Belgische importcapaciteit daalt.

10.5. Beschrijving van de importvarianten

De bovenstaande overwegingen tonen aan hoe moeilijk het is om varianten enkel op basis van de netto-uitwisselingscapaciteit aan de grens te definiëren. Een meer uitvoerige analyse van de uitwisseling tussen Duitsland, België, Frankrijk en Nederland heeft het mogelijk gemaakt om de onderstaande importvarianten uit te werken.

ELIA heeft een studie gemaakt over de uitwisseling tussen België en zijn buurlanden. Daarin wordt op een vereenvoudigde manier rekening gehouden met de kenmerken van de elektriciteitsvraag en van de productieparks van onze buurlanden. Deze studie gaat uit van drie importscenario's die afhangen van de versterking van de capaciteit van de koppelverbindingen voor de volgende vier termijnen: 2003, 2007, 2010 en 2014.

Het eerste scenario dat in de studie van ELIA naar voor wordt geschoven, gaat uit van de huidige situatie, zonder versterking. Het tweede scenario houdt rekening met het tweede draadstel op de verbinding Avelin-Avelgem en de versterking van de verbinding Jamiolle-Monceau met een faseverschuiver in Monceau. Het derde scenario, ten slotte, voorziet verder nog in de installatie van het tweede draadstel op de verbinding Gramme-Massenhoven en een 380 kV-verbinding tussen Aubange en Moulaine. De resultaten van deze drie scenario's werden gekalibreerd aan de hand van het reële importvolume voor 2003. De desbetreffende netten stemmen perfect⁹⁷ overeen met het referentienet en de netten van 2006 en 2009 zoals die in het ontwikkelingsplan van het transmissienet zijn opgenomen.

De eerste variant die in het indicatief programma is opgenomen, combineert de realisatie in 2007 van versterkingen opgenomen in het tweede scenario van de ELIA-studie⁹⁸, en de realisatie in 2010 van de versterkingen die naar voor worden geschoven in het derde scenario van dezelfde studie⁹⁹. Deze variant wordt verder de "hoge importvariant" genoemd. Echter, het importniveau dat in deze variëte werd gekozen vanaf 2010 zal slechts bereikt kunnen worden indien de nieuwe 380 kV-koppelverbinding Aubange-Moulaine werkelijk verwezenlijkt wordt. De realisatie van het deel van deze verbinding dat in Frankrijk gelegen is, brengt vandaag ernstige moeilijkheden met zich mee en de meest optimistische vooruitzichten geven 2009 aan als jaar van indienname van dit deel.

Voor de periode 2015-2019, die niet in de ELIA-studie wordt bekeken, wordt er vanuit gegaan dat het importvolume voor 2014 behouden blijft tot op het einde van de periode. Een bijkomende stijging van de import gedurende deze periode is immers weinig waarschijnlijk, omdat het Franse productieoverschot zal verdwenen zijn.

Een deel van de productiecapaciteit van Electrabel en SPE zit bovendien in Frankrijk, waar de ondernemingen een aandeel hebben in de productie van de centrales van

⁹⁷ Met uitzondering van de transformatoren-faseverschuivers van Zandvliet en van Kinrooi.

⁹⁸ Of de versterking van de verbindingen Avelin-Avelgem en Chooz-Jamiolle.

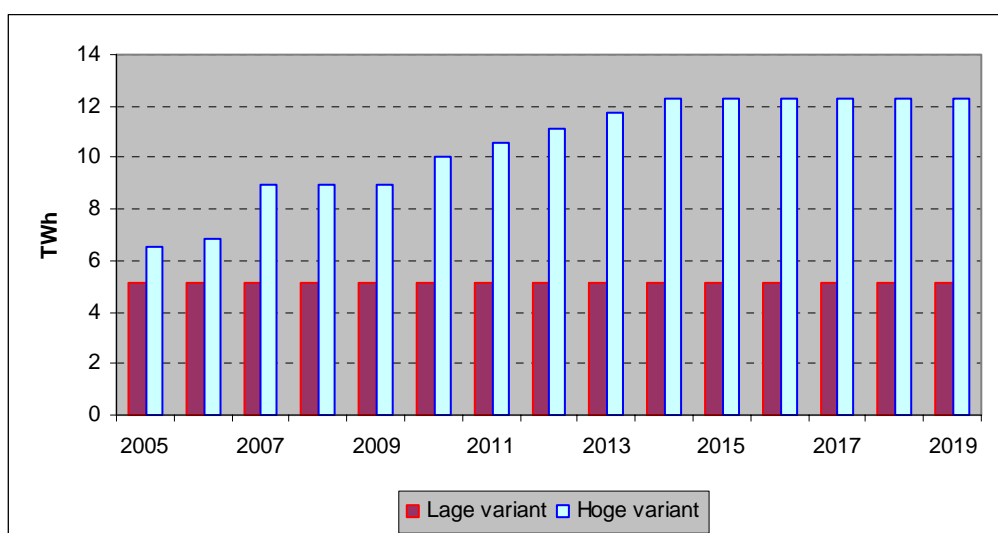
⁹⁹ Of de versterking van Gramme-Massenhoven de 380 kV-verbinding Aubange-Moulaine.

Chooz (vlakbij de Belgische grens). Deze participaties komen overeen met een gemiddelde Belgische import die op 585 MW wordt geraamd.

Bijgevolg is er een alternatieve variant, de “lage variant” gedefinieerd die uitgaat van een import die tot 2019 overeenkomt met deze participaties, wat overeenkomt met een jaarlijkse importbalans van 5,1 TWh. Deze importvariant vereist geen versterking van het bestaande net. Deze variant wordt onder meer gebruikt om na te gaan wat de impact is op de productiecapaciteit van een relatief onafhankelijk België op het vlak van de elektriciteitsimport. Deze variant kan worden beschouwd als een variant die uitgaat van “nationale zelfvoorziening”.

Dat het Belgische aandeel in de centrale van Chooz B in rekening wordt gebracht als een productie horende bij een Belgische centrale, veronderstelt echter het behoud van de aan deze import verleende voorrang bij de toewijzing van de capaciteit aan de Frans-Belgische grens. Mocht het behoud van deze voorrang worden herzien, moeten compenserende maatregelen getroffen worden, opdat de bevoorradingszekerheid van het land in elektriciteit verzekerd zou blijven.

De beide varianten worden afgebeeld in afbeelding 11.



Afbeelding 11 - Importvarianten

Tal van factoren leiden ertoe dat in de hoge variant van het indicatief programma 2005-2014 wordt uitgegaan van een lagere import dan deze van het indicatief programma 2002-2011.

Deze daling is in de eerste plaats te verklaren door een herziening naar beneden toe van het energievolume dat via de Frans-Belgische grens bestemd is voor de Belgische markt. De voorspellingen van het indicatief programma 2002-2011 werden gemaakt tijdens de zomer van 2001, en dit onder meer op basis van erg hoge importcijfers voor de eerste maanden van 2001. Bovendien werd 2001 ook gekenmerkt door een reeks van gebeurtenissen waarvan de gevolgen zich pas tijdens de tweede helft van het jaar hebben laten voelen en die tot gevolg hadden dat de capaciteit die op de Belgisch-Franse koppelverbinding werd geboden, kleiner werd.

De toename in de loop van de voorbije jaren van de uitwisseling tussen de landen van continentaal Europa en de daarmee gepaard gaande “loop flows” maken dat de TSOs de capaciteit voor commerciële uitwisseling via de koppelverbindingen verminderen.

Bovendien is een vrij groot deel van de energie die via de Frans-Belgische grens binnenkomt, bestemd voor doorvoer naar Nederland. Dit op zich zorgt al voor een beperking van de importcapaciteit die beschikbaar is voor de Belgische markt.

Ten slotte, heeft de studie die door ELIA werd uitgevoerd, nog gewezen op een daling van de productieoverschotten in West-Europa.

Al deze elementen samen maken dat een verbetering van de uitwisseling tussen de landen van continentaal Europa op middellange termijn niet moet worden verwacht. De hoge importvariant van het huidige indicatief programma is bijgevolg voor de gehele onderzoeksperiode gebaseerd op het volgen van uitwisselingsvoorwaarden gelijkaardig aan die geobserveerd in 2002 en 2003. Daarbij wordt wel rekening gehouden met de versterking van de koppelverbindingen tussen Frankrijk en België.

11. Situering t.o.v. de scenario's van het IP 2002-2011

In het kader van het indicatief programma 2002-2011 werden er tien scenario's beschouwd. In een dergelijke prospectieve studie vertegenwoordigde een scenario een mogelijke evolutiezienswijze over deze periode van het Belgische systeem voor elektriciteitsproductie. Bijgevolg is het interessant om in het tweede indicatief programma te analyseren welke van deze scenario's het best aansluit bij de evolutie van het productiepark die waargenomen is vanaf 2002 tot eind 2003, het laatste jaar waarvoor waarnemingen beschikbaar zijn.

De hierna volgende analyse werd gemaakt op basis van gegevens die door de producenten en door ELIA verstrekt werden en op basis van de resultaten van de studie over de decentrale productie die door de CREG werd besteld^[10]¹⁰⁰.

Voor 2002 was de vraag die door ELIA werd gemeten, 1.100 GWh lager dan deze van de Kyoto-scenario's en 2.250 GWh lager dan deze van de BAU-scenario's.

De decentrale eenheden hebben in werkelijkheid 750 GWh minder geproduceerd dan in de Kyoto-scenario's en 550 GWh minder dan in de BAU-scenario's.

Anderzijds was de reële netto-import ongeveer 2.200 GWh hoger dan deze van de lage variant van het eerste indicatief programma¹⁰¹. Daartegenover was de reële netto-import ongeveer 1.550 GWh lager dan deze van de gemiddelde varianten 1 en 2, en 8.125 GWh lager dan deze van de hoge variant.

Hieruit blijkt dat het effect van de netto-import doorslaggevend is. De toestand waarmee het centrale park af te rekenen had in 2002, sloot nauw aan bij deze die beschreven is in het scenario B2, met andere woorden het BAU-scenario met de importvariant “gemiddeld 2”.

¹⁰⁰ Zie hoofdstuk 8.

¹⁰¹ De scenario's die aan de hand van deze variant gedefinieerd werden, gaven een toestand weer van zelfvoorziening voor België op het vlak van de elektriciteitsproductie.

De metingen van ELIA tonen dat de elektriciteitsvraag in 2003 ongeveer 1.150 GWh lager was dan deze van de Kyoto-scenario's uit het eerste indicatief programma, en ongeveer 2.850 GWh lager dan deze van de BAU-scenario's.

De reële decentrale productie was 2.100 GWh lager dan deze van de Kyoto-scenario's en 1.500 GWh minder dan deze van de BAU-scenario's.

Het grootste verschil tussen de werkelijkheid en de scenario's doet zich op het importniveau voor. De gemeten netto-import was ongeveer 1.000 GWh hoger dan deze van de lage variant uit het eerste indicatief programma. Daartegenover was de gemeten netto-import 5.000 GWh lager dan deze van de gemiddelde varianten en 9.400 GWh lager dan deze van de hoge variant.

Zoals in 2002 blijft het effect van de netto-import doorslaggevend in 2003. De netto-import is in 2003 sterk afgenomen ten opzichte van 2002. De werkelijke toestand van het centrale park in 2003 wordt beter beschreven door het scenario K1, met andere woorden het Kyoto-scenario met de lage importvariant, dan door het scenario B2, zoals in 2002.

Uit de analyse van deze parameters voor 2002 en 2003 blijkt dat de vraag en de decentrale productie lager zijn dan voorzien. De afname van 17% van de netto-import tussen 2002 en 2003 verklaart waarom de werkelijkheid in 2002 nauwer aansluit bij de gemiddelde importvariant en in 2003 nauwer bij de lage importvariant.

Wat de evolutie van de geïnstalleerde productiecapaciteit betreft is 2002 het eerste jaar waarbij de eenheid 1 van de centrale van Rodenhuize volledig gestopt was en de STEG van Vilvoorde het hele jaar aanwezig was. In 2002 kwam eveneens de verhoging van het vermogen van de eenheid 2 van Tihange in zijn totaliteit beschikbaar.

Simulaties van de werking van het productiepark voor deze twee jaren met behulp van het model dat voorgesteld werd in punt 3.3.3, laten toe om na te zien dat het beschouwde bedrijfszekerheidsniveau steeds gerespecteerd werd tijdens deze periode in de toestand van een "geïnterconnecteerd België", met andere woorden rekening houdend met de werkelijke import. In de toestand van een "autonoom België" werd het criterium niet gerespecteerd, maar de LOLE overschrijdt niet 50 uur per jaar.

Het verschil tussen de netto-import van de toestanden "autonoom België" en "geïnterconnecteerd België" bestaat uit kortetermijncontracten die, vanuit een prospectieve visie op middellange en lange termijn, niet dezelfde zekerheidsgraad hebben dan langetermijncontracten.

Deze elementen tonen aan dat het Belgisch elektrisch systeem in 2002 en 2003 beroep deed op import die niet gegarandeerd was op jaarbasis, om op elk uur de Belgische elektriciteitsvraag te kunnen dekken. Het risiconiveau tijdens deze twee jaren was bijgevolg hoger dan het niveau dat werd aangenomen bij de analyse van de toestand "autonoom België" van het indicatief programma 2002-2011.

12. Definitie van de scenario's

De scenario's worden gedefinieerd op basis van de varianten die worden gekoppeld aan de onzekerheden die aan bod kwamen in punt 3.3.1.

12.1. Onzekerheden

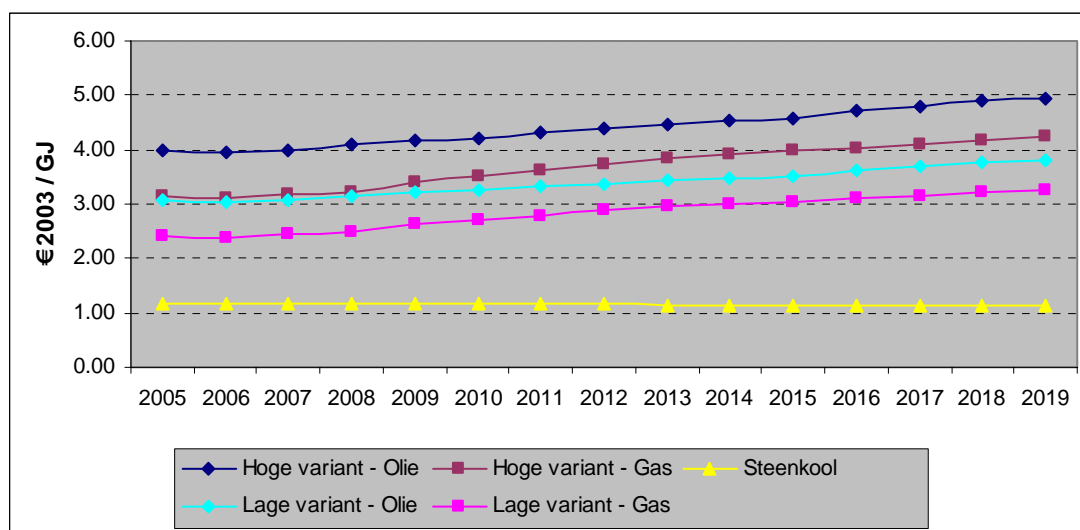
De onzekerheidsfactoren werden in de vorige hoofdstukken in detail beschreven.

Elke onzekerheidsfactor leidt tot meerdere varianten. In de volgende paragrafen wordt alleen maar de definitie opgefrist van de varianten die worden gebruikt bij het bepalen van de scenario's.

De naamgeving van de varianten werd gestandaardiseerd: hoge variante, middenvariante, lage variante. Deze namen zijn niet gekozen als absolute naamgevingen, maar ter onderling onderscheid op basis van hun relatieve ligging. In het bijzonder oordelen de varianten verbonden aan de investeringen in HEB- en WKK-eenheden in het decentrale park op geen enkele manier op voorhand over de mogelijkheid voor de publieke overheden om een beleid te voeren met als doelstelling een belangrijker ontwikkeling van deze technologieën. Op dezelfde manier ontkennen de varianten met betrekking tot de opgevraagde energie noch de mogelijk van een evolutie van de opgevraagde energie naar hogere waarden dan die van de hoge variante, noch de mogelijkheid om een voluntaristisch vraagbeheersingsbeleid te voeren, dat naar lagere waarden leidt dan die van de lage variante.

12.1.1 Brandstofprijzen

De definitie van de twee varianten voor de brandstofprijzen wordt opgefrist in afbeelding 12. De steenkoolprijs, die in de twee varianten op dezelfde manier wordt gedefinieerd, wordt maar één keer vermeld.

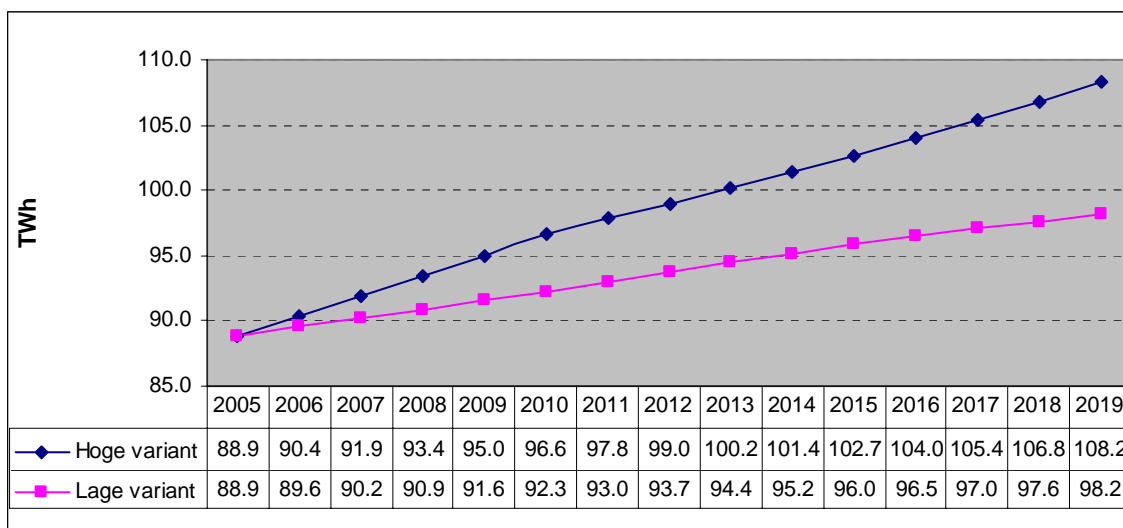


Afbeelding 12 - Brandstofprijsvarianten

12.1.2 Elektriciteitsvraag

Afbeelding 13 vermeldt de definitie van de eerder gedefinieerde twee varianten inzake elektriciteitsvraag¹⁰². De weergegeven waarden zijn de jaarlijks opgevraagde energie.

¹⁰² Zie punt 3.2 en hoofdstuk 5.

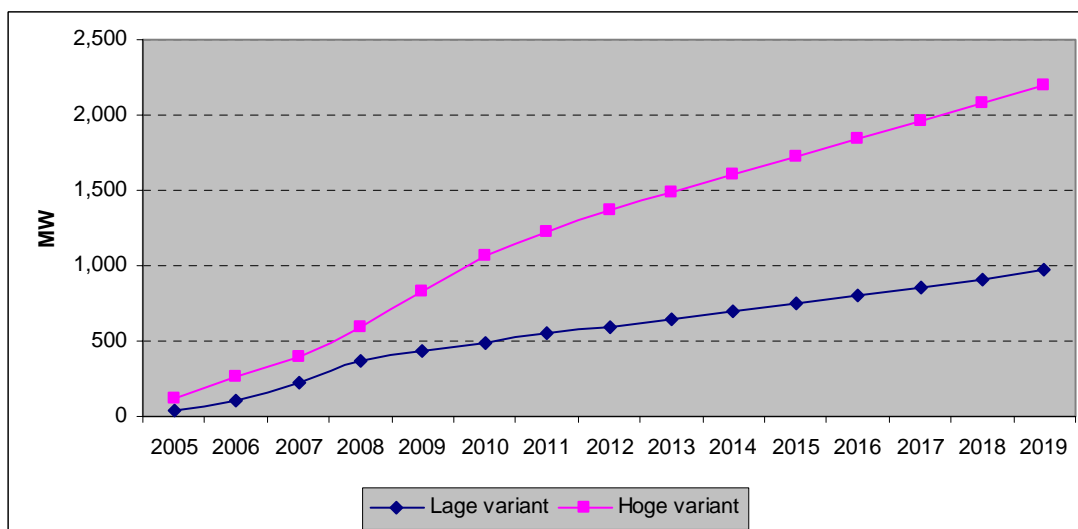


Afbeelding 13 - Varianten van de elektriciteitsvraag

12.1.3 Investeringsen in HEB-eenheden

Tabel 4 vat de twee investeringsvarianten samen waarmee rekening wordt gehouden voor eenheden die gebruikmaken van hernieuwbare energiebronnen (HEB-eenheden).

Afbeelding 14 verduidelijkt de evolutie van de capaciteit van nieuwe HEB-eenheden waarin wordt geïnvesteerd gedurende de periode 2005-2019.

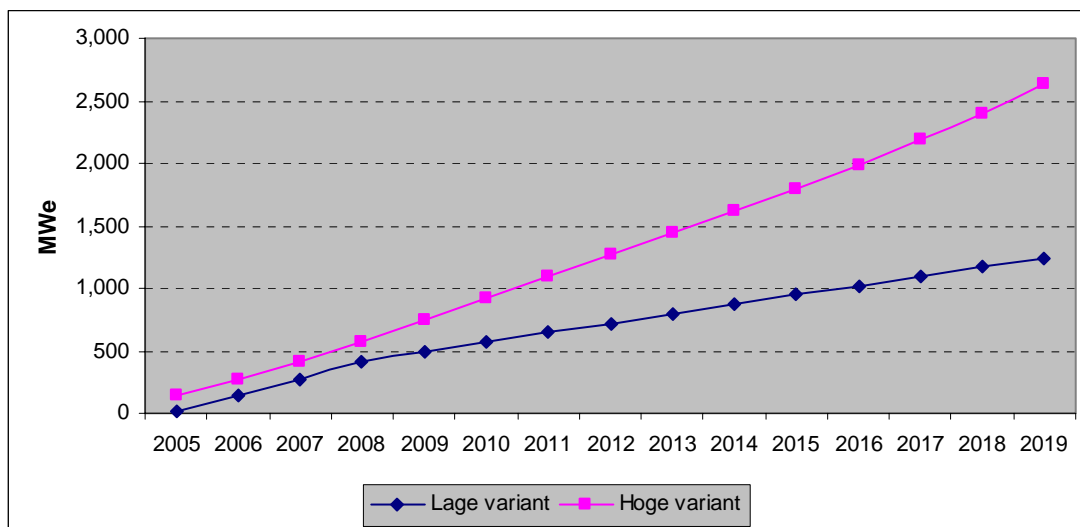


Afbeelding 14 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in HEB-eenheden in de tijdsperiode 2005-2019

12.1.4 Investeringsen in warmtekrachtkoppeling

Tabel 5 geeft de investeringsvarianten betreffende de eenheden voor gecombineerde productie van elektriciteit en warmte.

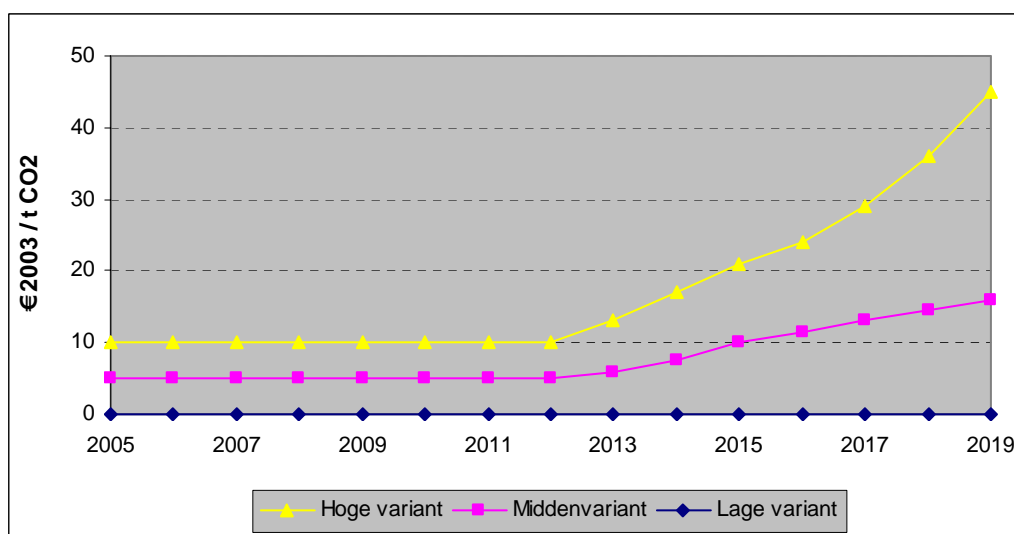
Afbeelding 15 illustreert de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit in nieuwe eenheden voor kwalitatieve fossiele warmtekrachtkoppeling gedurende de periode 2005-2019.



Afbeelding 15 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in fossiele kwalitatieve WKK-eenheden in de tijdperiode 2005-2019

12.1.5 Prijzen van CO₂-emissierechten

Afbeelding 16 geeft de evolutie van de prijzen van CO₂-emissierechten voor de drie varianten inzake de prijzen van CO₂-emissierechten die werden beschreven in punt 6.3.

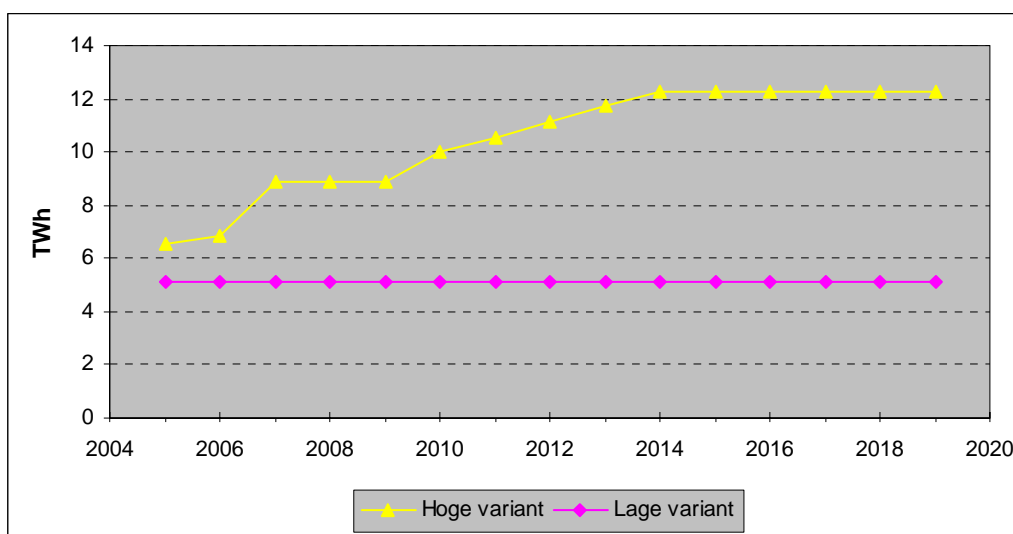


Afbeelding 16 - Prijsvarianten van de CO₂-emissierechten

12.1.6 Netto-import

De twee varianten die in hoofdstuk 10 aan bod kwamen in verband met de import, worden geïllustreerd in afbeelding 17.

Er wordt van uitgegaan dat de netto-import constant gespreid wordt over de 8.760 h van het jaar voor de lage variant. Voor de hoge variant werd in samenwerking met ELIA een uurevolutieprofiel bepaald.



Afbeelding 17 - Netto-importvarianten

12.2. Definitie van de scenario's

De twee in aanmerking genomen scenario's worden voorgesteld in tabel 8.

De varianten die aan de onzekerheden worden gekoppeld, verschillen in elk scenario, behalve de variant voor de brandstofprijzen en de variant voor de netto-import.

De varianten die niet worden gebruikt om de scenario's te bepalen, worden in aanmerking genomen in het kader van de gevoeligheidsanalyses die worden uitgevoerd in hoofdstuk 14.

	Scenario 1	Scenario 2
Opgevraagde energievant	Lage	Hoge
Brandstofprijsvant	Lage	Lage
HEB-investeringsvant	Hoge	Lage
WKK-investeringsvant	Hoge	Lage
Prijsvant van de emissierechten	Hoge	Midden
Netto-importvant	Hoge	Hoge

Tabel 8 - Definitie van de scenario's

12.2.1 Scenario 1

In het kader van het Protocol van Kyoto heeft België zich verbonden tot het verminderen van zijn broeikasgasemissies.

Scenario 1 plaatst het Belgische elektriciteitsproductiesysteem in een context waar de maatregelen die België moeten helpen om haar Kyoto-verbintenissen na te leven, hun volle uitwerking hebben.

Een van de manieren om de Kyoto-doelstellingen te bereiken, is het verminderen van de elektriciteitsvraag. Scenario 1 wordt dus gedefinieerd uitgaande van de lage vraagvariant, wat de implementatie van een aantal voluntaristische vraagbeheersingsmaatregelen¹⁰³ noodzaakt.

Scenario 1 plaatst het Belgische elektriciteitsproductiesysteem bovendien in een internationale post-Kyoto-evolutie die tegen 2100 wereldwijd de minst hoge concentratie van CO₂-emissies wil bereiken¹⁰⁴. Daarom is dit scenario gebouwd rond de hoge variant inzake de prijzen van CO₂-emissierechten.

Ter wille van de samenhang met de aanpak die de Kyoto-doelstellingen wil naleven, is de definitie van scenario 1 evenzo gebaseerd op de hoge varianten inzake investering in HEB-eenheden en eenheden voor fossiele warmtekrachtkoppeling.

12.2.2 Scenario 2

Scenario 2 neemt de hoge vraagvariant als uitgangspunt. Hoewel die een zekere verbetering van de energie-efficiëntie veronderstelt, steunt die niet op de implementatie van voluntaristische beleidsmaatregelen inzake vraagbeheersing.

Dit scenario plaatst het Belgische elektriciteitsproductiesysteem bovendien in een wereldcontext waarin de evolutie van de CO₂-emissies in de post-Kyoto-periode tegen het jaar 2100 leidt tot een hogere concentratie CO₂-emissies dan die van scenario 1. Vandaar dat de middenvariant voor de prijzen van de CO₂-emissierechten in aanmerking wordt genomen.

De definitie van scenario 2 steunt ten slotte op de lage varianten inzake investering in HEB-eenheden en eenheden voor fossiele warmtekrachtkoppeling, in zoverre wordt verondersteld dat het effect van de geïmplementeerde maatregelen terzake uitblijft, hetgeen een vertraging teweegbrengt in de investeringskalender voor deze eenheden in vergelijking met de kalender van de gewestelijke doelstellingen.

12.3. Investerings in het centrale park

Zoals uitgelegd in punt 9.5, wordt voor de investeringen in nieuwe centrale productie-eenheden gekozen voor turbines met een gecombineerde gas- en stoomcyclus (STEG-turbines). Wat de investeringen in piekeenheden betreft, wordt gekozen voor gasturbines (GT).

Om de betrouwbaarheid van het productiepark te berekenen, moet de grootte van elke eenheid worden gespecificeerd. In het kader van het indicatief programma wordt als grootte 400 MW in aanmerking genomen voor nieuwe STEG-turbines en 80 MW voor nieuwe gasturbines.

13. Investeringsbeleid

Dit hoofdstuk geeft commentaar op het investeringsbeleid in nieuwe centrale productie-eenheden dat voortvloeit uit de toepassing op scenario's S1 en S2 van de methodologie voorgesteld in punt 3.3. Vooraleer elk scenario specifiek en in detail wordt geanalyseerd, is het evenwel nuttig om een overzicht te hebben van de evolutie

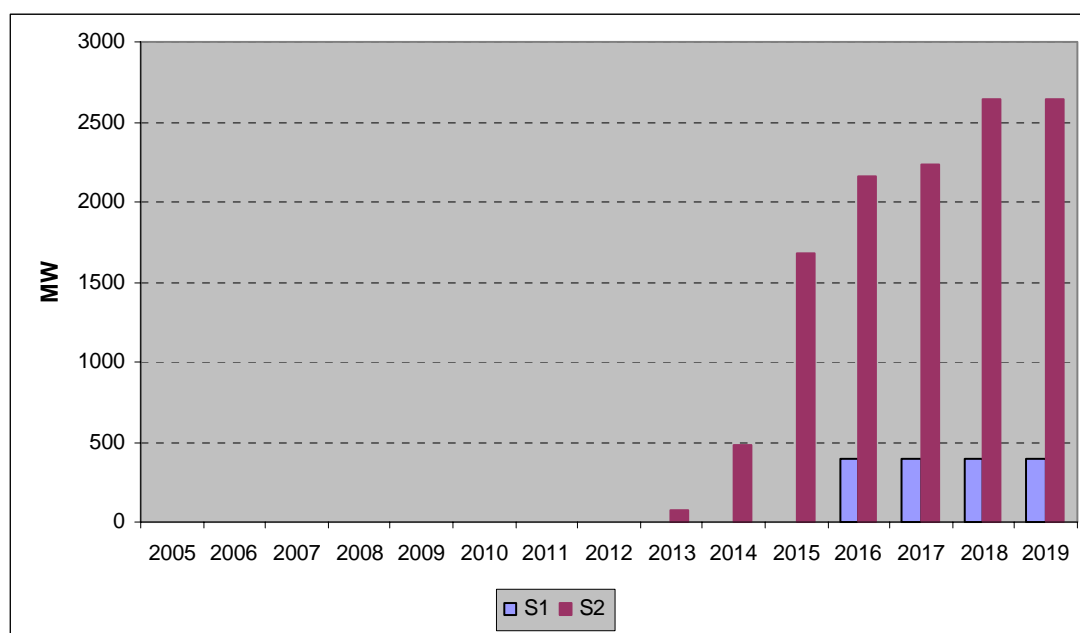
¹⁰³ Zie punt 5.2.

¹⁰⁴ Zie punt 6.3.

van de nieuwe productiecapaciteiten, die in het indicatief programma werd beschouwd, alsook van de evolutie van de CO₂-emissies die overeenkomen met deze twee scenario's.

13.1. Globale analyse van de scenario's

De geïnvesteerde capaciteit in nieuwe eenheden voor het centrale park is zeer gevoelig aan de hypothesen van elk van de scenario's. Inderdaad, deze capaciteit varieert tegen 2019 van 400 MW_e tot 2.640 MW_e voor respectievelijk scenario's S1 en S2, zoals afbeelding 18 het illustreert.



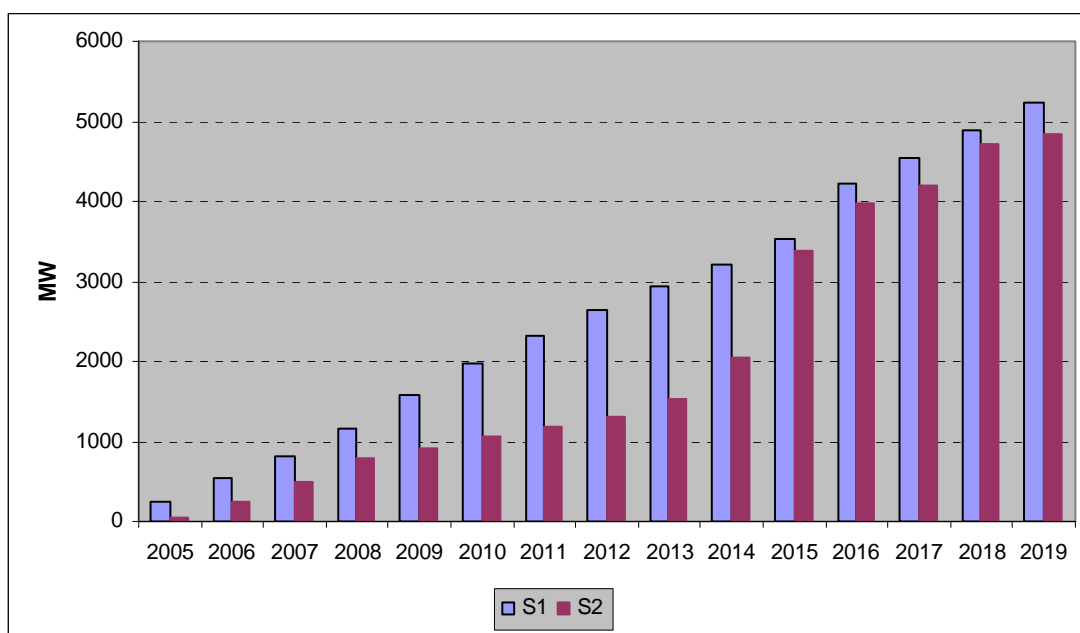
Afbeelding 18 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park

De evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park is afhankelijk van de elektriciteitsvraag die nog gedekt moet worden, nadat beroep gedaan werd op de productie van de WKK-eenheden, van de HEB-eenheden en op de import.

De varianten die gebruikt worden om scenario S2 te bepalen, vertegenwoordigen zowel de hoogste opgevraagde energie als de laagste investeringen in WKK- en HEB-eenheden. Dezelfde importvariant wordt gebruikt in beide scenario's. In dit scenario dient bijgevolg de hoogste vraag door het centrale park gedekt te worden; het brengt hierdoor de grootste nood aan investeringen in eenheden voor het centrale park met zich mee en stelt de bovenste limiet voor van dit type investeringen voor de onderzochte scenario's.

Omgekeerd integreert scenario S1 de laagste vraag en de hoogste investeringen in WKK- en HEB-eenheden. Dit scenario leidt bijgevolg tot de laagste waarde van de vraag die door het centrale park gedekt moet worden; het stelt de onderste limiet voor inzake geïnvesteerde capaciteit in eenheden van het centrale park, voor de onderzochte scenario's.

De geïnvesteerde capaciteit in het totale park die in afbeelding 19 wordt voorgesteld, komt overeen met de som van de capaciteiten geïnvesteerd in eenheden van het centrale park, in HEB- en in WKK-eenheden voor elk van de onderzochte scenario's.



Afbeelding 19 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het totale park

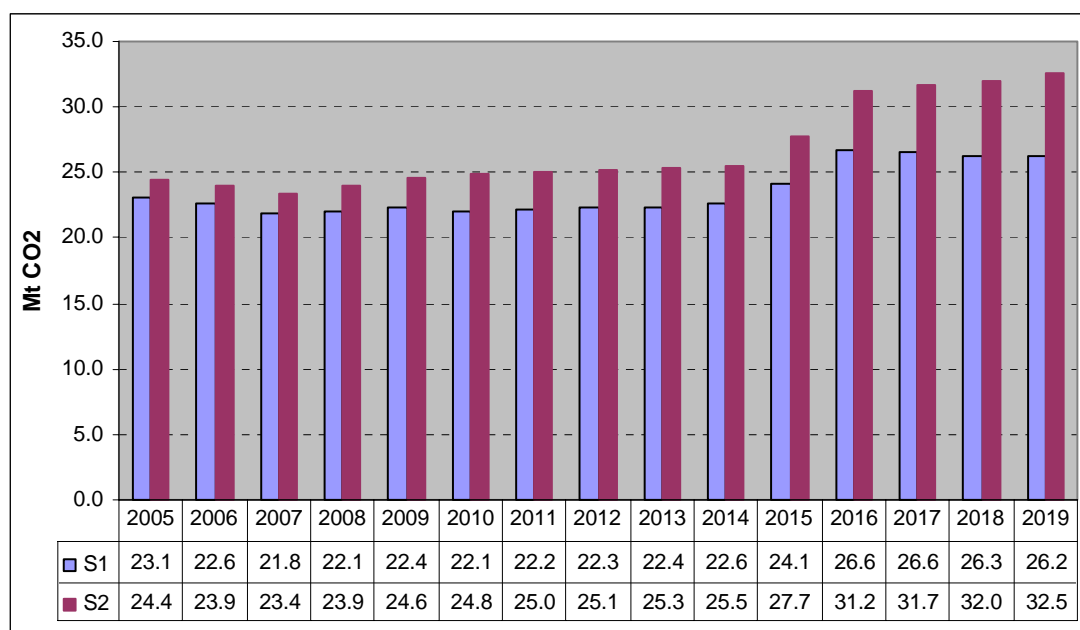
De geïnvesteerde capaciteit over de hele periode 2005-2019 bedraagt 5.230 MW_e in scenario S1 en 4.850 MW_e in scenario S2 in 2019. De uitsplitsing naar elk type eenheid is gegeven in tabel 9.

Scenario	Geïnvesteerde capaciteiten (MW)				
	HEB-eenheden	WKK	STEG	GT	Totaal
S1	2 202	2 628	400	0	5 230
S2	968	1 242	2 400	240	4 850

Tabel 9 - Geïnvesteerde capaciteiten per scenario

Afbeelding 19 geeft aan dat de totaal geïnvesteerde capaciteit in het productiepark tussen 2005 en 2014 belangrijker is in scenario S1 dan in scenario S2, terwijl de vraag er lager is dan in scenario S2. Er moet hierover worden aan herinnerd dat de in scenario S1 geïnvesteerde capaciteit, die groter is dan in scenario S2, hoofdzakelijk voortvloeit uit het voluntaristisch beleid van de gewesten op het vlak van HEB en WKK. Deze capaciteit is dus niet verbonden aan het respecteren van het betrouwbaarheids criterium.

Overigens, zoals getoond in afbeelding 20, varieert de CO₂-uitstoot van het totale park in 2019 tussen 24,7 Mt in het scenario S1 en 31,1 Mt in het scenario S2.



Afbeelding 20 - CO₂-uitstoot van het Belgische park

In beide scenario's neemt de CO₂-uitstoot af tussen 2005 en 2007. Deze afname wordt verklaard door het toenemende belang van het biomassa-aandeel in de productie van de fossiele eenheden van het centrale park, en door de voortschrijdende verhoging van de hernieuwbare energie en de warmtekrachtkoppeling in het decentrale park.

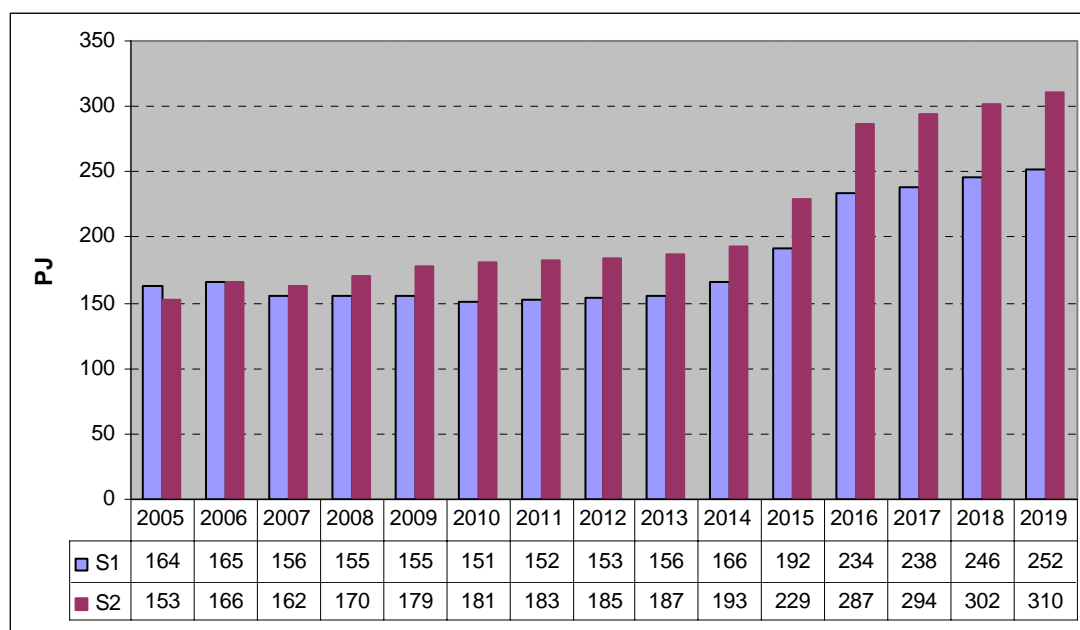
Tussen 2008 en 2014 evolueert de CO₂-uitstoot slechts in geringe mate: hij varieert tussen 22,1 Mt in 2008 en 22,6 Mt in 2014 in scenario S1 en tussen 23,9 Mt in 2008 en 25,5 Mt in 2014 in scenario S2 waarbij de impact van de verhoging van de vraag iets gevoeliger ligt. In 2015 en 2016 is de verhoging van de CO₂-uitstoot verbonden met de beduidende verhoging van het gasaandeel in de elektriciteitsproductie. Na 2016 varieert de CO₂-uitstoot langzamer: ofwel naar beneden toe in scenario S1 waarbij het effect van de verhoging van de decentrale productie doorslaggevend is, ofwel naar boven toe in scenario S2 waarbij het effect van de verhoging van de vraag doorslaggevend is.

Afbeelding 21 illustreert de evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik voor scenario's S1 en S2.

In 2005 is de vraag in beide scenario's gelijk en het overheersend effect op het aardgasverbruik, gaat uit van het prijsniveau van de CO₂-emissierechten. In het scenario S1 benadeelt de hoge waarde van dit prijsniveau de elektriciteitsproductie met steenkool, die gedeeltelijk vervangen wordt door productie met aardgaseenheden. In scenario S2 laat de middenwaarde van de kostprijs van de CO₂-emissierechten toe dat de steenkoolen eenheden langer competitief blijven, wat tot een lager aardgasverbruik leidt dan in scenario S1.

Het aardgasverbruik in 2006 is bijna gelijk in beide scenario's. Niettemin is het aardgasverbruik door WKK-eenheden belangrijker in het scenario S1 (hoge WKK-variant) dan in het scenario S2 (lage WKK-variant). Dit verschil wordt bijna opgeheven door het aardgasverbruik van de eenheden van het centrale park, dat hoger is in scenario S2 dan in scenario S1. Dit is het gevolg van het samenvallen van twee

factoren: het prijsniveau van de CO₂-emissierechten, zoals hiervoor uiteengezet voor 2005, en de toename van de vraag, die hoger is in scenario S2 dan in scenario S1.



Afbeelding 21 - Evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik

De vermindering van het aardgasverbruik tussen 2006 en 2007 in beide scenario's is hoofdzakelijk het gevolg van de verhoging van de jaarlijkse netto-import ten gevolge van de indienstneming van bijkomende koppelcapaciteit op de Belgisch-Franse grens.

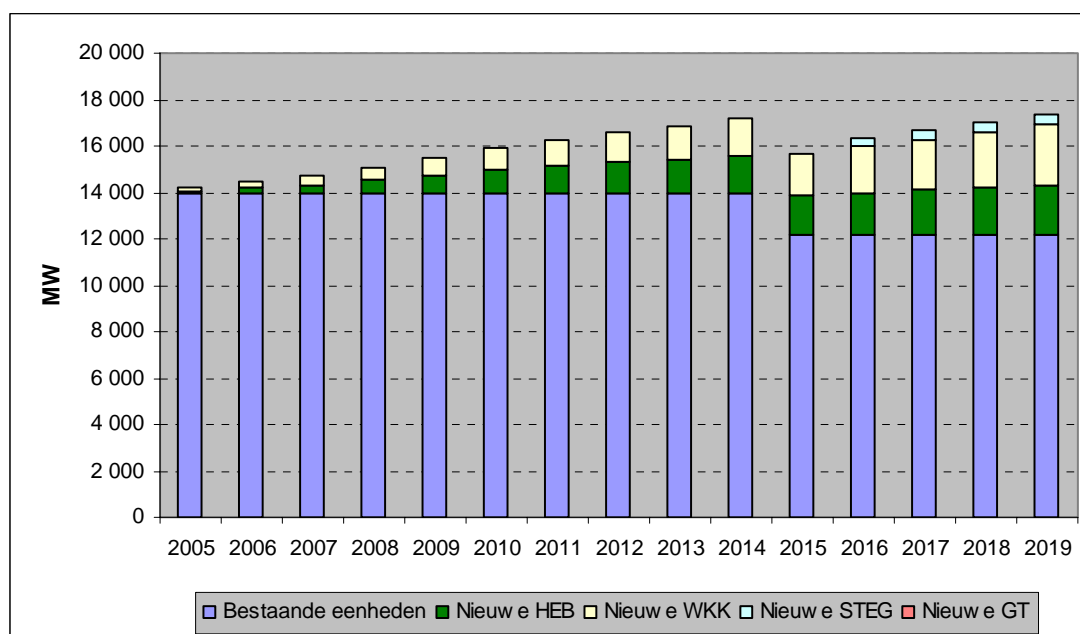
In het scenario S1 hebben de verhoging van de hernieuwbare productie en van de netto-import, een overheersende impact gedurende de eerste jaren. Deze impact overstijgt de impact van de stijging van de vraag, die lager is dan in scenario S2. Bijgevolg vermindert het aardgasverbruik tot 2010. Vanaf 2011 kent de opgang van de hernieuwbare productie een zekere vertraging, terwijl de warmtekrachtkoppeling met een gestaag ritme verder groeit. Dit verklaart de toenemende verhoging van het aardgasverbruik tot 2014. De vermindering van de nucleaire elektriciteitsproductie door het stilleggen van de eerste kerncentrales in 2015, wordt hoofdzakelijk gecompenseerd door een verhoging van de productie afkomstig uit gaseenheden. De verhoging van het aardgasverbruik met 41 % tussen 2014 en 2016 die eruit volgt, houdt verband met het toenemende belang van de plaats die de gaseenheden innemen in de samenstelling van het productiepark. Na 2016 blijft het aardgasverbruik toenemen, doch veel langzamer. Deze toename is het gevolg van de toename van de vraag en van de ontwikkeling van warmtekrachtkoppeling.

In scenario S2 is de impact op het aardgasverbruik van de groei van de vraag een doorslaggevend element voor wat de toename van het aardgasverbruik betreft. Dit effect wordt versterkt door de verhoging van de decentrale warmtekrachtkoppeling, maar afgezwakt door de verhoging van de hernieuwbare productie en door de verhoging van de netto-import. Een gelijkaardige analyse als deze die voor scenario S1 werd gemaakt, laat toe een verklaring te geven voor de verhoging van het aardgasverbruik met 49 % tussen 2014 en 2016.

13.2. Gedetailleerde analyse van de scenario's

13.2.1 Scenario S1

Afbeelding 22 toont de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit van het totale park per type eenheid, met specificatie van de capaciteit van het bestaande park en diegene van de nieuw geïnvesteerde eenheden. De enige STEG verschijnt in 2016. Er wordt in geen enkele GT geïnvesteed in de tijdsperiode 2005-2019.

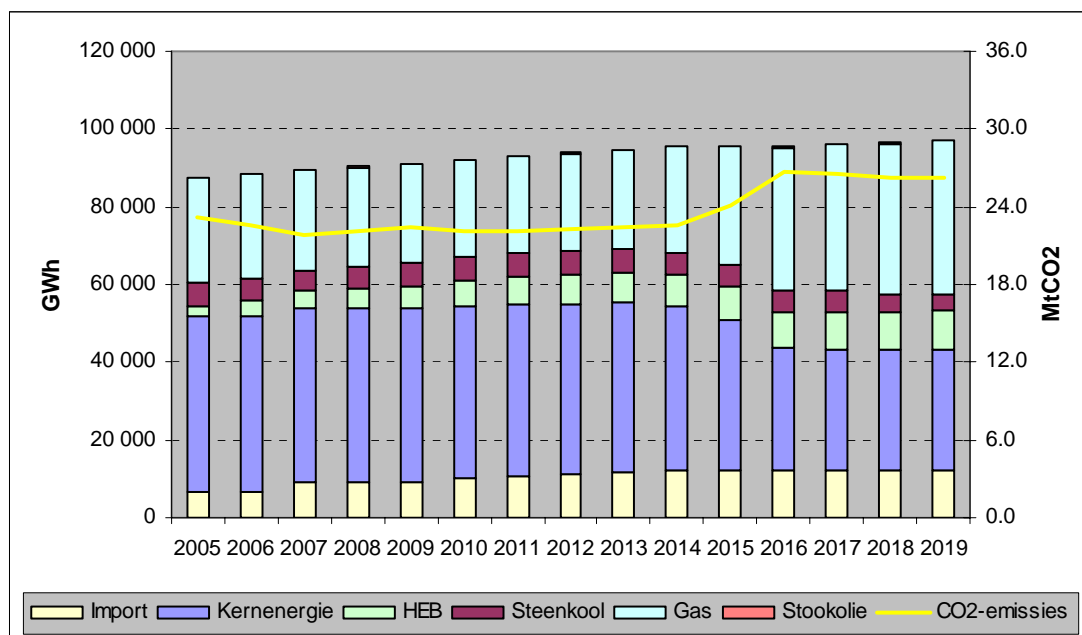


Afbeelding 22 - Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit (scenario S1)

Afbeelding 23 herneemt de jaarlijkse waarden van geproduceerde elektrische energie per type brandstof en de CO₂-emissies van het productiepark. In deze afbeelding stelt de met gas geproduceerde energie de totale energie voor die geproduceerd is met eenheden die aardgas en industriële gassen afkomstig van de hoogovens en de cokesfabrieken verbranden.

Zoals blijkt uit deze afbeelding, is het aandeel van gaseenheden in de elektriciteitsproductie vrij stabiel tussen 2005 en 2014. Vanaf dat jaar stijgt het aandeel van 28% in 2014 naar 38% in 2016. In dezelfde periode daalt het aandeel van de kerneenheden met 11%. Dit aandeel stelt 32% voor van de totaal geproduceerde energie in 2016.

Gedurende de tijdsperiode 2005-2014 evolueert de CO₂-emissie van het productiepark van 23,1 Mt naar 22,6 Mt, om daarna te stijgen vanaf 2015 en 26,6 Mt te bereiken in 2016, hetzij een stijging met 18%, zoals aangegeven op afbeelding 23. De emissies zakken daarop lichtjes tot 26,2 Mt in 2019.

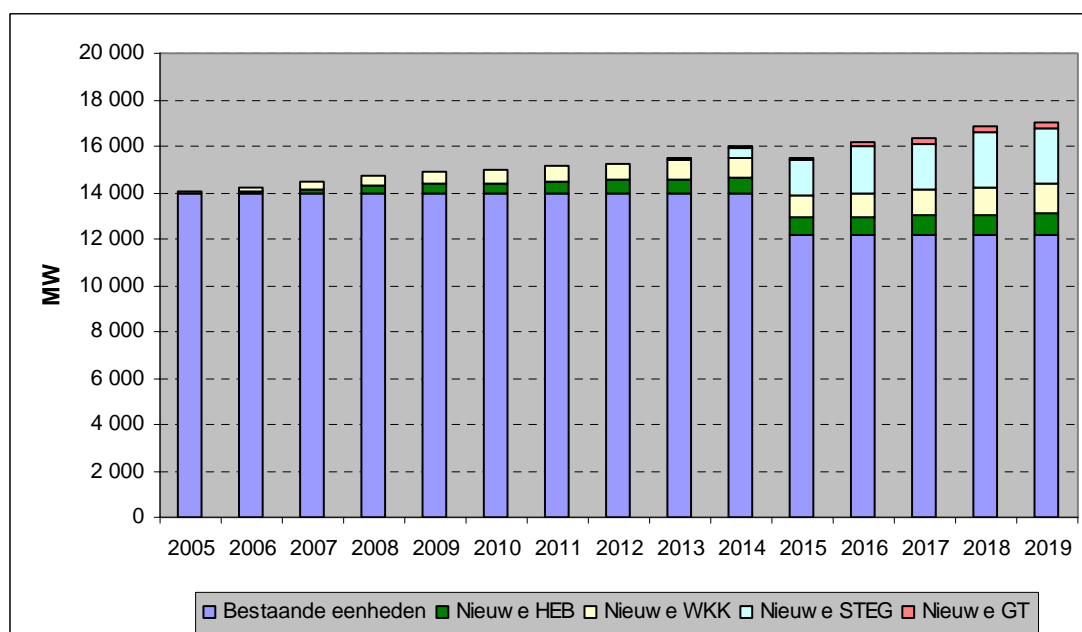


Afbeelding 23 - Evolutie van de geproduceerde energie en van de CO₂-emissies (scenario S1)

13.2.2 Scenario S2

Scenario S2 leidt naar de hoogste waarde voor investeringen in eenheden van het centrale park. Deze investeringen bestaan voor 2400 MW uit STEG's als basisvermogen en voor 240 MW uit GT's als piekvermogen.

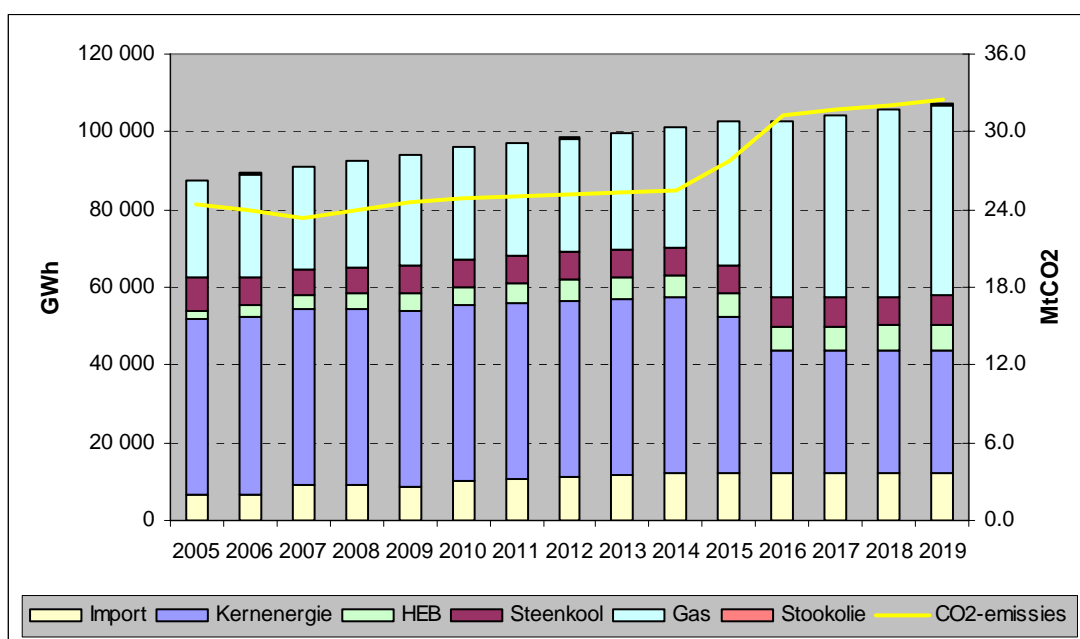
Afbeelding 24 geeft weer dat de indienststelling van de eerste 400 MW die in een STEG geïnvesteerd wordt, plaatsgrijpt in 2014, terwijl 80 MW piekvermogen reeds in 2013 in GT's geïnvesteerd wordt.



Afbeelding 24 - Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit (scenario S2)

Zoals aangegeven op afbeelding 25, is het aandeel van de gaseenheden in de elektriciteitsproductie relatief constant in de tijdsperiode 2005-2014, gedurende dewelke dit aandeel van 28% naar 30% evolueert. Vanaf 2015, stijgt dit percentage tot 44% in 2016. In dezelfde tijdsperiode, daalt het aandeel van de kerneenheden van 44% tot 30%, aandeel dat progressief daalt vanaf 2016 door de stijging van de vraag. Voorbij 2016, stijgt het aandeel van de gaseenheden nog lichtjes om 45% te bereiken in 2019.

De CO₂-emissies van het productiepark variëren van 24,4 Mt in 2005 tot 25,5 Mt in 2014. De uitstap uit de kernenergie vanaf 2015 brengt een stijging van de CO₂-emissies met zich mee, die 32,5 Mt bereiken in 2019, hetzij een groei van 28% ten opzichte van 2014.



Afbeelding 25 - Evolutie van de geproduceerde energie en van de CO₂-emissies (scenario S2)

14. Gevoeligheidsanalyses en bespreking

14.1. Autonoom België

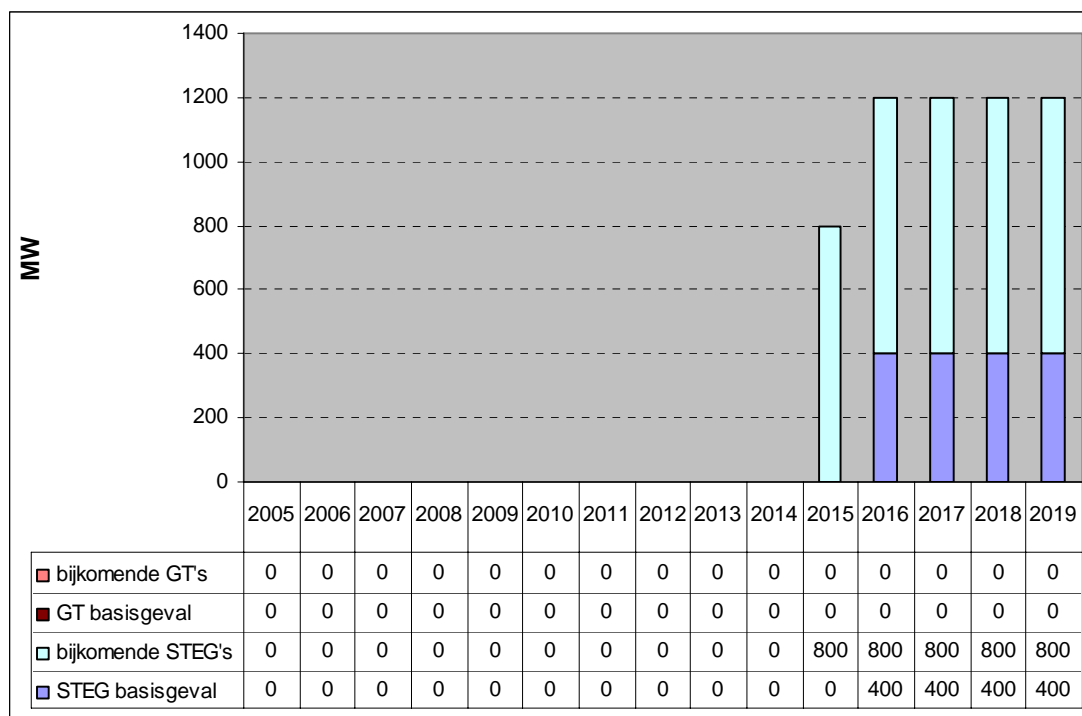
Een gevoeligheidsanalyse werd uitgevoerd in de veronderstelling dat de netto-import overeenkomt met enkel de productie van het Belgische aandeel in de Franse centrale van Chooz B.

Onderstaande paragrafen beschrijven hoe in dit geval het investeringsbeleid is aangepast om het betrouwbaarheids criterium gekozen voor het systeem te blijven respecteren, met name een maximale periode van tekort van 16 uur per jaar.

14.1.1 Scenario S1

Afbeelding 26 geeft de evolutie weer van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park. De afbeelding maakt het onderscheid tussen de eenheden die reeds geïnvesteerd worden in het kader van het basisinvesteringsbeleid van het scenario zoals beschreven in punt 13.2.1 (met de legende “basisgeval”) en de bijkomende eenheden die enkel in

het kader van de gevoeligheidsanalyse geïnvesteerd worden (met de legende “bijkomende”). Bij de geïnvesteerde STEG in 2016 in het basisgeval, worden twee STEG’s toegevoegd vanaf 2015 wanneer men als netto-import enkel het Belgische aandeel in de centrale van Chooz B beschouwt.

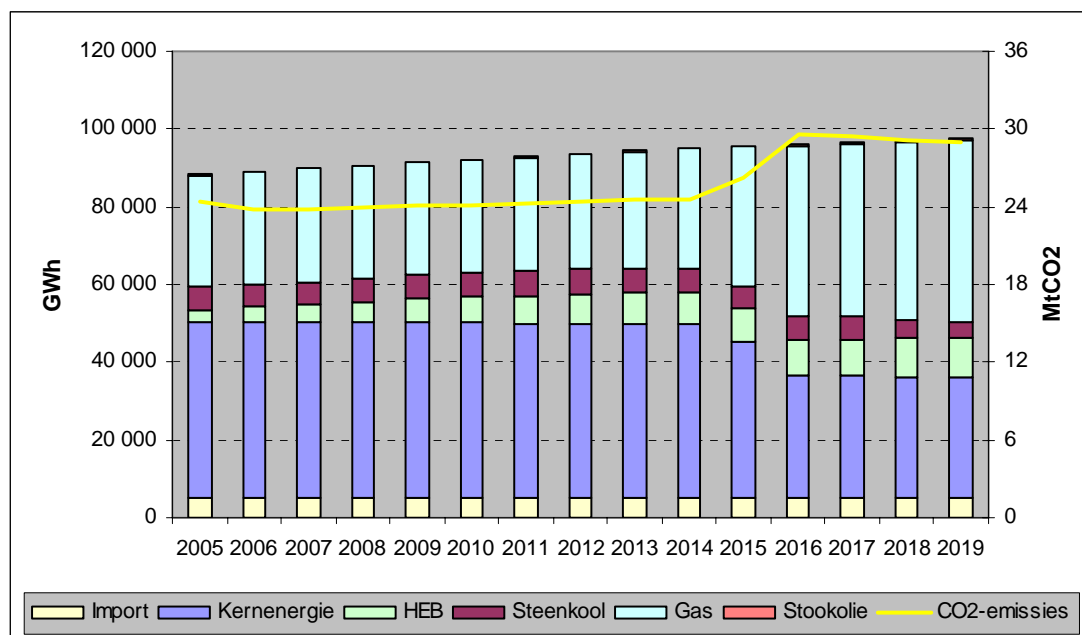


Afbeelding 26 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park (scenario S1, autonoom België)

Afbeelding 27 herneemt de jaarlijkse waarden van geproduceerde elektrische energie per type brandstof en de CO₂-emissies van het productiepark. In deze afbeelding stelt de met gas geproduceerde energie de totale energie voor die geproduceerd is door de eenheden die aardgas en industriële gassen afkomstig van de hoogovens en de cokesfabrieken verbranden.

Het aandeel van de gaseenheden in de elektriciteitsproductie in 2019 gaat van 40% in het basisgeval over naar 47% in dit geval.

De CO₂-emissies van het productiepark bereiken 29,0 Mt in 2019 terwijl ze 26,2 Mt bedroegen voor ditzelfde jaar in het basisgeval.



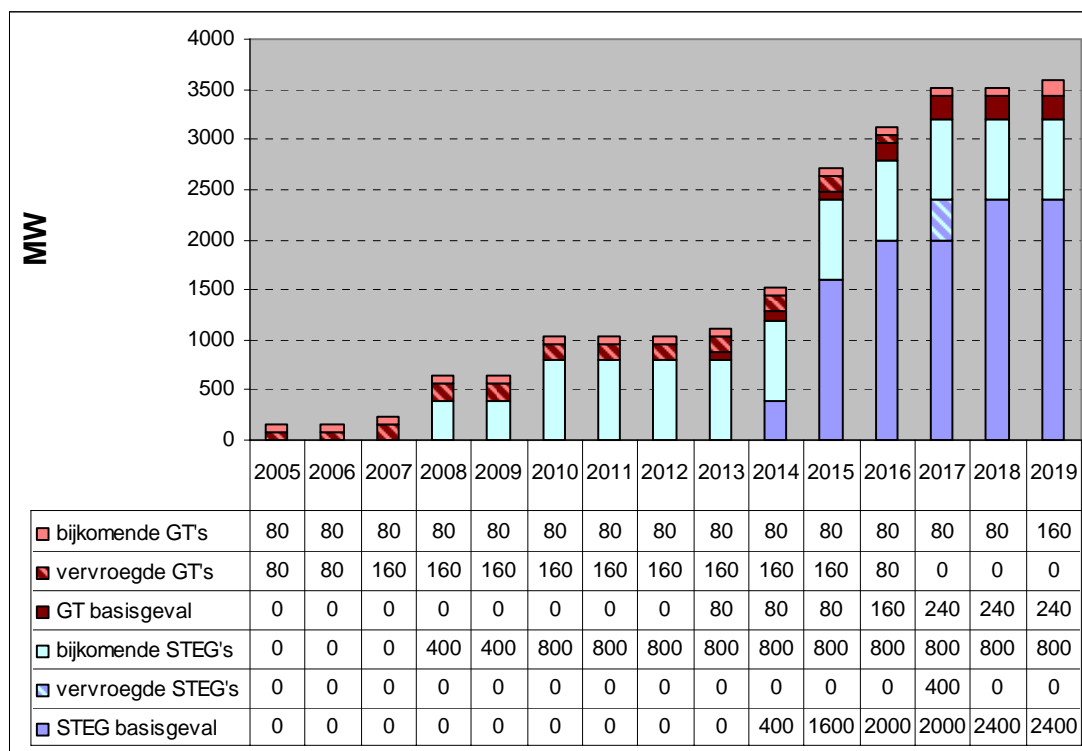
Afbeelding 27 - Evolutie van de geproduceerde elektrische energie en de CO₂-emissies (scenario S1, autonoom België)

14.1.2 Scenario S2

Zoals in het basisgeval leidt scenario S2 in het geval van een autonoom België tot de grootste investeringen in eenheden van het centrale park. Deze investeringen bestaan voor 3.200 MW uit STEG's als basisvermogen en voor 400 MW uit GT's als piekvermogen.

Afbeelding 28 illustreert de evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park. Bij de STEG's van het basisgeval worden een eerste STEG reeds in 2008, een tweede reeds in 2010 en een derde in 2017 toegevoegd, als men slechts het Belgische aandeel in de centrale van Chooz B als netto-import beschouwt. Deze derde STEG waarin in 2017 geïnvesteerd wordt, vervroegt de investering in de STEG van 2018 in het basisgeval.

De afbeelding geeft eveneens de vervroeging weer van de GT's die geïnvesteerd worden in het basisgeval, alsook de investering van een bijkomende GT reeds in 2005 en van een tweede in 2019.

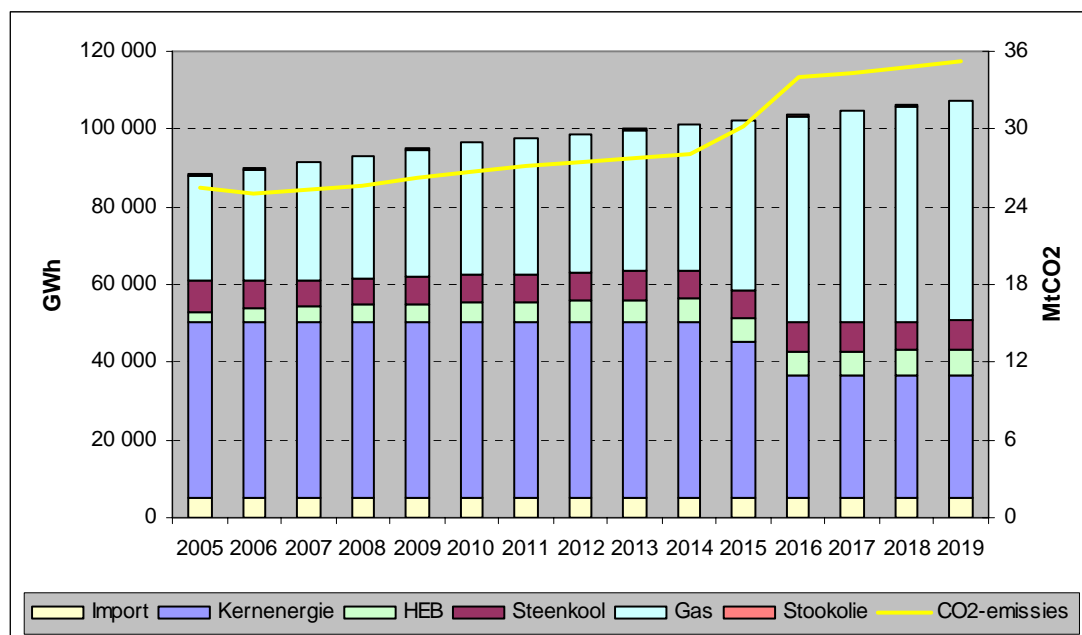


Afbeelding 28 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit in het centrale park (scenario S2, autonoom België)

Afbeelding 29 herneemt de jaarlijkse waarden van geproduceerde elektrische energie per type brandstof en de CO₂-emissies van het productiepark. In deze afbeelding stelt de met gas geproduceerde energie de totale energie voor die geproduceerd is door de eenheden die aardgas en industriële gassen afkomstig van de hoogovens en de cokesfabrieken verbranden.

Het aandeel van elektriciteit geproduceerd met gas, dat in 2005 30% bedroeg, gaat over naar 36% in 2014 en naar 52% in 2019. Ter herinnering is dit aandeel in 2019 45% in het basisgeval.

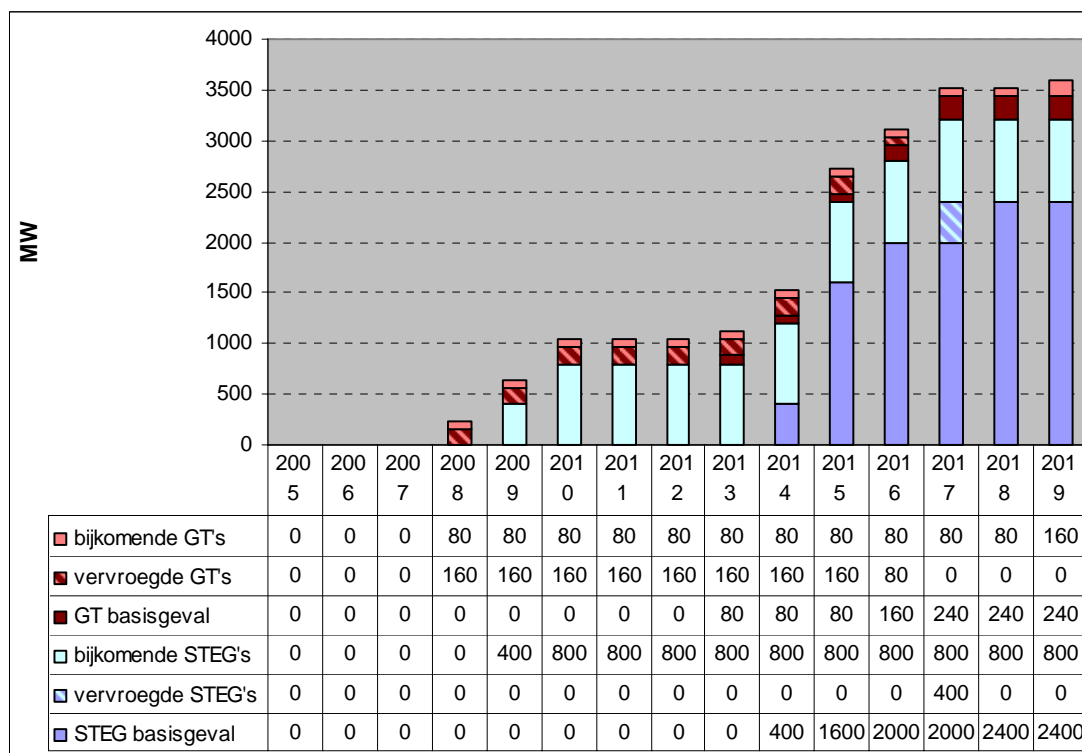
De CO₂-emissies van het productiepark bereiken 35,2 Mt in 2019 terwijl ze 32,5 Mt bedroegen voor hetzelfde jaar in het basisgeval.



Afbeelding 29 - Evolutie van de geproduceerde elektrische energie en van de CO₂-emissies (scenario S2, autonoom België)

Het investeringsbeleid voor centrale productie-eenheden van dit scenario voorziet de indienstneming van GT's vanaf 2005 en van een STEG in 2008. Als men beschouwt dat de indienstneming van een GT drie jaar vergt en deze van een STEG vier jaar, dan stelt men vast dat het ontwikkelingsschema van scenario S2 in het geval van een autonoom België, niet uitvoerbaar is. Om het uitvoerbaar te maken op het vlak van planning, moet de indienstneming van de drie GT's tot 2008 uitgesteld worden en moet de indienstneming van de STEG die oorspronkelijk in 2008 geprogrammeerd werd, naar 2009 verschoven worden. Dit uitstel van de investeringen in centrale productie, heeft voor de jaren 2005-2008 een toename van de LOLE als gevolg, die zich boven de 16 uur bevindt. Tijdens deze vier jaren stijgt de LOLE echter niet boven 25 uur.

Afbeelding 30 toont hieronder hoe de capaciteit die in het centrale park geïnvesteerd wordt, evolueert als men rekening houdt met het noodzakelijke uitstel voor de indienstneming van de GT- en STEG-eenheden.



Afbeelding 30 - Evolutie van de geïnvesteerde capaciteit (scenario S2, autonoom België, haalbaar investeringsbeleid)

14.2. Gevoeligheid aan de kostprijs van de koolwaterstoffen

Er werd een gevoeligheidsanalyse gemaakt waarbij in de definitie van de scenario's S1 en S2 de variant lage kostprijs van de koolwaterstoffen vervangen werd door de hoge variant. Beide varianten worden beschreven in punt 12.1.1.

Het aardgasverbruik hangt zowel af van het aandeel dat het aardgas in de elektriciteitsproductie inneemt, als van de complexe interacties tussen de kostprijs van de koolwaterstoffen en de kostprijs van de CO₂-emissierechten. Deze twee parameters werken in tegengestelde zin voor wat de concurrentie tussen steenkool en aardgas betreft voor het dekken van de vraag.

In 2005, het jaar waarvoor het aandeel dat steenkool in de elektriciteitsproductie inneemt het grootst is, bedraagt de vermindering van het aardgasverbruik tussen het basisgeval en het geval met hoge kostprijs van koolwaterstoffen, 12 % in scenario S1 en 7 % in scenario S2.

Na het jaar 2005 vindt de maximale vermindering van het aardgasverbruik plaats in 2007 in scenario S1; ze bedraagt dan 7 %. Tussen 2008 en 2019 varieert ze tussen 2 en 5 %.

In het scenario S2 doet de belangrijkste vermindering van het aardgasverbruik zich voor tussen 2006 en 2010. Ze bedraagt dan ongeveer 4 %. Vanaf 2011 neemt ze geleidelijk af om 1 % te bereiken in 2019.

14.3. Gevoeligheid aan de kostprijs van de CO₂-emissierechten

Er werd een gevoeligheidsanalyse gemaakt waarbij in de definitie van de scenario's S1 en S2 respectievelijk de hoge variant (in scenario S1) of de middenvariant (in scenario S2) van de kostprijs van de CO₂-emissierechten werd vervangen door de lage variant waarbij de kostprijs van de CO₂-emissierechten nul is. Deze varianten worden beschreven in punt 12.1.5.

Het annuleren van de kostprijs van de CO₂-emissierechten heeft een verhoging van het emissievolume tot gevolg. In beide scenario's doet zich het grootste verschil in CO₂-uitstoot voor in 2005. In dit jaar bevat het park het grootste aantal centrale eenheden op steenkool. Het verschil bedraagt 8,0 % in scenario S1 en 3,1 % in scenario S2.

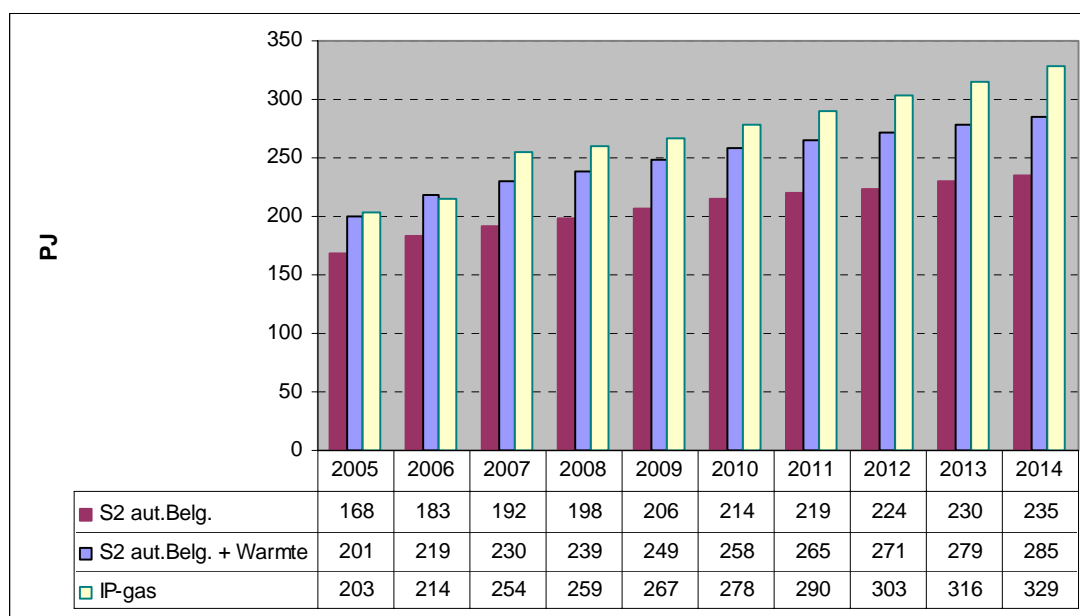
In scenario S1 vermindert na 2005 het verschil in CO₂-uitstoot tussen het basisgeval en het geval waarbij de CO₂-emissierechten niets kosten, om 1,2 % te bereiken in 2013. Na 2013 neemt de kostprijs van de CO₂-emissierechten van het basisgeval geleidelijk toe. Bijgevolg neemt ook het verschil in CO₂-uitstoot tussen beide gevallen toe om 6,4 % te bereiken in 2019.

In scenario S2 is het verschil tussen de kostprijzen van de emissierechten geringer dan in scenario S1 en het verschil in CO₂-uitstoot tussen het basisgeval en het geval waarbij de CO₂-emissierechten niets kosten, is nooit groter dan 1,3 % over de periode 2006-2019.

14.4. Bespreking

Het indicatief plan van bevoorrading in aardgas 2004 2014 (hierna: "indicatief aardgasplan") [7] bepaalt de evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik dat voor elektriciteitsproductie wordt ingezet. Deze evaluatie is gebaseerd op het in rekening brengen van de nieuwe productie-eenheden voorzien in scenario B1 van het indicatief programma 2002-2011.

Afbeelding 31 toont de evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik in het scenario S2 in het geval van een autonoom België. De reeks "S2+Warmte" geeft de evolutie van het aardgasverbruik weer in het scenario "S2-Autonoom België" als men het gasverbruik van de WKK-eenheden dat wordt toegeschreven aan de warmteproductie toevoegt aan het gasverbruik toegeschreven aan de elektriciteitsproductie, zoals in het indicatief aardgasplan.



Afbeelding 31 - Evolutie van het jaarlijks aardgasverbruik – Vergelijking met het indicatief plan van bevoorrading in aardgas 2004-2014

Verder wordt de opstellingsopvolging van het indicatief programma van productiemiddelen voor elektriciteit en van het indicatief plan voor bevoorrading in aardgas geregeld door de wet. Aangezien enkel het indicatief programma 2002-2011 beschikbaar was op het moment van de opstelling van het indicatief aardgasplan, is de evaluatie van het aardgasverbruik van de elektriciteitsproductie-eenheden gebaseerd op het inrekenen van de productie-eenheden voorzien in het scenario B1 van het indicatief programma 2002-2011.

De marktdynamiek heeft de CREG er echter toe gebracht om bepaalde hypothesen te herzien die aan de basis lagen van het onderhavig indicatief programma op het ogenblik van zijn uitwerking, terwijl deze nog niet beschikbaar waren op het ogenblik van het uitwerken van het indicatief aardgasplan. Zodoende, zelfs al sluit het scenario “S2-Autonom België” het nauwst aan bij scenario B1 van het indicatief programma 2002-2011, verschillen een bepaald aantal hypothesen echter voor deze twee scenario’s, waaronder het opheffen van het declasseringsprogramma van de thermische eenheden, dat gebruikt werd in het eerste indicatief programma¹⁰⁵.

Dus stelt het indicatief aardgasplan een ontwikkeling voor van de gasinfrastructuur die een flexibiliteit toelaat voor de voeding van nieuwe gaseenheden die ofwel ter vervanging zouden komen van bepaalde oude steenkooleenheden, ofwel zouden worden toegevoegd in het kader van een belangrijkere ontwikkeling van het productiepark.

Om de ontwikkelingslijnen te bepalen van de centrale productie, werden twee scenario’s bestudeerd en verschillende gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Deze berekeningen laten toe verschillende situaties te analyseren waarmee het Belgisch elektrisch systeem zou kunnen geconfronteerd worden in de tijdsperiode 2005-2019,

¹⁰⁵ Zie punt 9.4.

gezien de onzekerheden die gepaard gaan met meerdere belangrijke factoren zoals de evoluties van de opgevraagde elektrische energie, de brandstofprijzen, de investeringen in HEB en warmtekrachtkoppeling, de kostprijs van emissierechten en het importvolume van elektriciteit.

Voor elk van deze situaties¹⁰⁶ die beschouwd worden in het indicatief programma, wordt een investeringsbeleid voor STEG's en GT's uitgewerkt voor de tijdsperiode 2005-2019. Dit beleid wordt bepaald zodat een ontwikkelingsplan van de centrale en decentrale productie bekomen wordt dat leidt naar een minimalisering van de som van de volgende kosten: de jaarlijkse investeringslasten, de jaarlijkse vaste uitbatingskosten van de nieuwe STEG's en GT's en de jaarlijkse variabele uitbatingskosten van het geheel van de decentrale en centrale eenheden, waarbij rekening gehouden wordt met de kosten van de CO₂-emissies en de inkomsten uit groenestroom- en warmtekrachtcertificaten.¹⁰⁷

Elk beleid werd opgesteld zodat het gekozen betrouwbaarheids criterium wordt gerespecteerd, namelijk een productietekort voor maximum 16 uren per jaar. Niettegenstaande werd, om een haalbaar investeringsbeleid voor wat betreft de constructieduur van nieuwe centrales mogelijk te maken, voor het scenario S2 in het geval van een autonoom België een overschrijding van deze waarde toegelaten voor het begin van periode.

De keuze tussen investeringen in STEG's of GT's voor de laatste jaren van de periode 2005-2014 werd gemaakt door zich onder meer te baseren op de nood aan productiecapaciteit die zich vanaf 2015 zal voordoen ten gevolge van de uitstap uit de kernenergie.

Om een ontwikkelingsbeleid voor het productiepark vorm te kunnen geven, zodat hij zowel voor de overheid als voor de investeerders als referentie zou kunnen dienen, blijkt het interessant om elk beleid dat geleid heeft tot de investeringen in het basisgeval en in het geval van een autonoom België in de bestudeerde scenario's S1 en S2 te vergelijken.

Om zijn performantie te evalueren werd elk bekomen investeringsbeleid in centrale productie ook geëvalueerd in situaties die geleid hebben tot het bepalen van een ander investeringsbeleid. Verschillende elementen worden geanalyseerd in de beleidsvergelijking.

Tabel 10 geeft, voor elk beleid, de totale hoeveelheid CO₂ weer uitgestoten door de centrale en decentrale productie-eenheden van het Belgische park gedurende de periode 2005-2019 in elk van de overwogen situaties.

¹⁰⁶ Een "situatie" kan zowel verwijzen naar een basisscenario of een scenario waarvan men de importvariante heeft gewijzigd om zich in het geval van een "autonoom België" te plaatsen.

¹⁰⁷ "Coûts de référence de la production électrique", december 2003, République Française, DGEMP-DIDEME.

Beleid	Situaties			
	S1 - Basisgeval	S1 - Autonoom België	S2 - Basisgeval	S2 - Autonoom België
S1 - Basisgeval	353	407	389	444
S1 - Autonoom België	349	401	382	440
S2 - Basisgeval	351	405	385	443
S2 - Autonoom België	348	398	379	433

Tabel 10 - Totale CO₂-emissies over de studieperiode voor elk beleid toegepast op elke situatie (Mt CO₂)

Elk investeringsbeleid in centrale productie leidt echter tot productietekorten die verschillen voor elk jaar van de periode 2005-2019 afhankelijk van de beschouwde situatie. De vergelijking tussen elk investeringsbeleid in centrale productie op basis van de kosten brengt een economische valorisatie van het energietekort met zich mee.

Tabel 11 geeft een overzicht van de geactualiseerde som ("Totaal" lijnen) van de investeringskosten voor nieuwe centrale productie-eenheden, exploitatiekosten van het park en de kosten van het energietekort die 3 €/kWh¹⁰⁸ bedragen. Er werd gerekend met een actualisatievoet van 8% per jaar. De totale geactualiseerde kosten zijn opgesplitst in investeringskosten van de nieuwe STEG- en GT-eenheden, vaste uitbatingskosten, variabele uitbatingskosten en kosten van het energietekort, zoals gedefinieerd in voorgaande pagina.

¹⁰⁸ Deze waarde wordt bekomen door toepassing van een wijdverspreide methode. Ze bestaat erin de jaarlijkse vaste investerings- en uitbatingskosten van een gasturbine te delen door het aantal uren dat deze eenheid moet draaien om de LOLE terug te brengen naar 16 uur. Het gaat om een kost vanuit het oogpunt van de producent. De kosten gezien vanuit het oogpunt van de consumenten zijn over het algemeen hoger [9].

Beleid	Kosttype	Situaties			
		S1 - Basisgeval	S1 - Autonoom België	S2 - Basisgeval	S2 - Autonoom België
S1 - Basisgeval	Investeringskost	30	30	30	30
	Vaste uitbatingskost	6	6	6	6
	Variabele uitbatingskost	7 676	8 459	9 720	10 909
	Kost van het energietekort	41	224	2 087	9 055
	Totaal	7 752	8 718	11 842	19 999
S1 - Autonoom België	Investeringskost	107	107	107	107
	Vaste uitbatingskost	20	20	20	20
	Variabele uitbatingskost	7 634	8 345	9 412	10 546
	Kost van het energietekort	26	111	444	3 149
	Totaal	7 788	8 584	9 984	13 822
S2 - Basisgeval	Investeringskost	224	224	224	224
	Vaste uitbatingskost	47	47	47	47
	Variabele uitbatingskost	7 621	8 281	9 202	10 119
	Kost van het energietekort	23	81	127	697
	Totaal	7 915	8 633	9 600	11 087
S2 - Autonoom België	Investeringskost	486	486	486	486
	Vaste uitbatingskost	109	109	109	109
	Variabele uitbatingskost	7 618	8 214	9 089	9 780
	Kost van het energietekort	18	42	47	176
	Totaal	8 232	8 852	9 731	10 551

Tabel 11 - "Totale" geactualiseerde kost van elk investeringsbeleid in elke situatie (M€)

De "Minmax-regret"-methode [38] is een kwantitatieve aanpak die vaak gebruikt wordt om te kiezen in een geheel van beslissingen, welke de meest aangepaste is wanneer verschillende situaties zich kunnen voordoen.¹⁰⁹

Deze methode berust op het volgende principe. In een eerste stap wordt de "spijt" dat de uitvoering van elk beleid met zich meebrengt, voor elke situatie berekend. Deze spijt is gelijk aan het verschil tussen de kost van dit beleid en deze van het beleid met de laagste kost voor deze politiek. In een tweede stap wordt de maximumspijt voor elk beleid bepaald als het maximum van de "spijten" van dit beleid in de verschillende situaties. Het aanbevolen investeringsbeleid is het beleid waarvoor de maximumspijt het laagst is.

Het toepassen van deze methode op de vorige tabel leidt naar de selectie van het beleid "S2-Autonoom België" als het investeringsbeleid in centrale productie dat toelaat een redelijke kost te behouden in elk van de 4 overwogen situaties.

Een kost van het energietekort van 2 €/kWh leidt echter naar de selectie van het beleid "S2-Basis".

Voor beide kosten van het energietekort liggen de waarden van de maximumspijt voor het beleid "S2-Autonoom België" en het beleid "S2-basis" dicht bij elkaar en ver van de waarden van de maximumspijt voor elk ander beleid dat beschouwd werd.

De keuze tussen de twee beleidsopties die zich baseren op duidelijk verschillende importniveaus, noodzaakt een analyse die gebaseerd is op een bijkomend criterium.

¹⁰⁹ Andere kwantitatieve methoden kunnen overwogen worden zoals bijvoorbeeld sequentiële stochastische optimalisatie. Deze impliceert echter dat voor elk van de overwogen situaties een waarschijnlijkheid moet gekozen worden, die in het algemeen moeilijk te bepalen is op een objectieve wijze. De toepassing ervan op het indicatief programma zou met zich meebrengen dat een belangrijke vereenvoudiging van de voorstellingswijze van het productiepark zou aangenomen worden, onder andere van de aspecten die verbonden zijn met de bevoorradingszekerheid van elektriciteit.

Vanuit het oogpunt van de bevoorradingszekerheid volgt de afweging tussen deze twee beleidsopties uit de inschatting van de opportuniteit om competitieve importcontracten over voldoende lange termijn te kunnen afsluiten. Een prospectieve studie van de Europese markt of minstens van de regionale markt die België, Nederland, Duitsland en Frankrijk omvat, kan een antwoord geven op deze vraag. Deze studie moet gebaseerd worden op een gedetailleerde modellering van de evolutie van de vraag en het aanbod van elektriciteit voor elk land, en op een voorstelling van de grensoverschrijdende energie-uitwisselingen die rekening houdt met de beperkingen van het transmissienet en de koppelverbindingen.

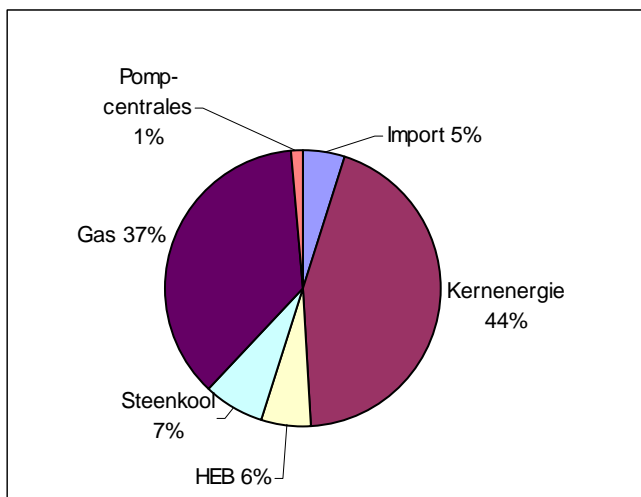
In afwachting van een dergelijke studie noopt een voorzichtige aanpak op het vlak van de bevoorradingszekerheid, het investeringsbeleid voor het centrale productiepark verder te baseren op een autonome situatie van het land [19].

Het geheel van de voorgaande overwegingen leidt tot het aanbevelen van het beleid “S2-Autonom België” als het referentiebeleid van het indicatief programma 2005-2014 voor het centrale park, zodat een redelijke kost behouden blijft in alle overwogen situaties.

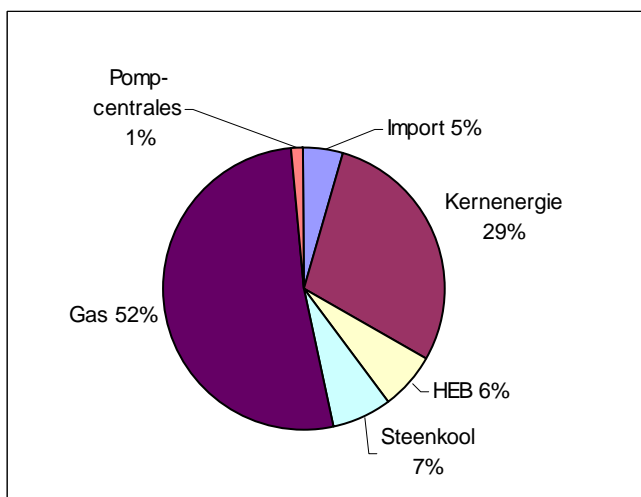
In dit beleid, doen alle nieuwe investeringen in centrale productie een beroep op aardgas voor de redenen die in punt 9.5 werden uitgelegd. Deze keuze brengt een grote afhankelijkheid van de elektriciteitsproductie t.o.v. deze brandstof met zich mee, wat gevaarlijk zou kunnen blijken in de toekomst op het vlak van de volatiliteit van de elektriciteitsprijs en van de bevoorradingszekerheid van de elektrische centrales. Een diversificatie op het vlak van brandstoffen is bijgevolg overwogen. Zo leek het interessant te onderzoeken in welke mate het beroep doen op “circulating fluidized-bed”-steenkoolcentrales (CFB), die worden beschouwd als “propere” steenkoolcentrales, een interessant substituuat zou kunnen zijn voor de investeringen in STEG-eenheden voorzien vanaf 2015 in het beleid “S2-Autonom België”. Ten opzichte van een STEG-eenheid, heeft een CFB-eenheid hogere jaarlijkse investerings- en vaste uitbatingskosten maar lagere variabele uitbatingskosten (brandstof).¹¹⁰ Wanneer men de werking van het productiepark simuleert met de vervanging van de nieuwe STEG-eenheden door CFB-eenheden voor de periode 2015-2019, gaat de totale geactualiseerde kost van het beleid “S2-Autonom België” over van 10.551 M€ naar 10.600 M€. De gasoptie blijft bijgevolg de meest goedkope. Men kan echter vaststellen dat het verschil tussen deze twee kosten klein is.

De afbeeldingen 32, 33 en 34 geven de verdeling van de elektriciteitsproductie per energiebron voor het jaar 2014, alsook in de gas- en steenkooloptie in 2019. Men stelt in dit laatste geval een betere diversificatie vast op het niveau van de gebruikte energiebronnen.

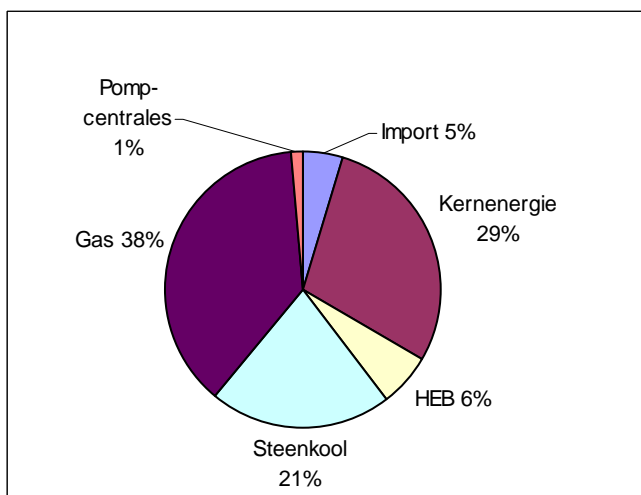
¹¹⁰ Voor de nieuwe CFB-eenheden van 400 MW, werd rekening gehouden met een economische levensduur van 35 jaar, een totale investeringskost van 510,40 M€ een jaarlijkse vaste uitbatings- en onderhoudskost van 10,40 M€ en een variabele uitbatings- en onderhoudskost van 1,60 €/MWh.



Afbeelding 32 - Uitsplitsing naar energiebron van de geproduceerde energie in 2014

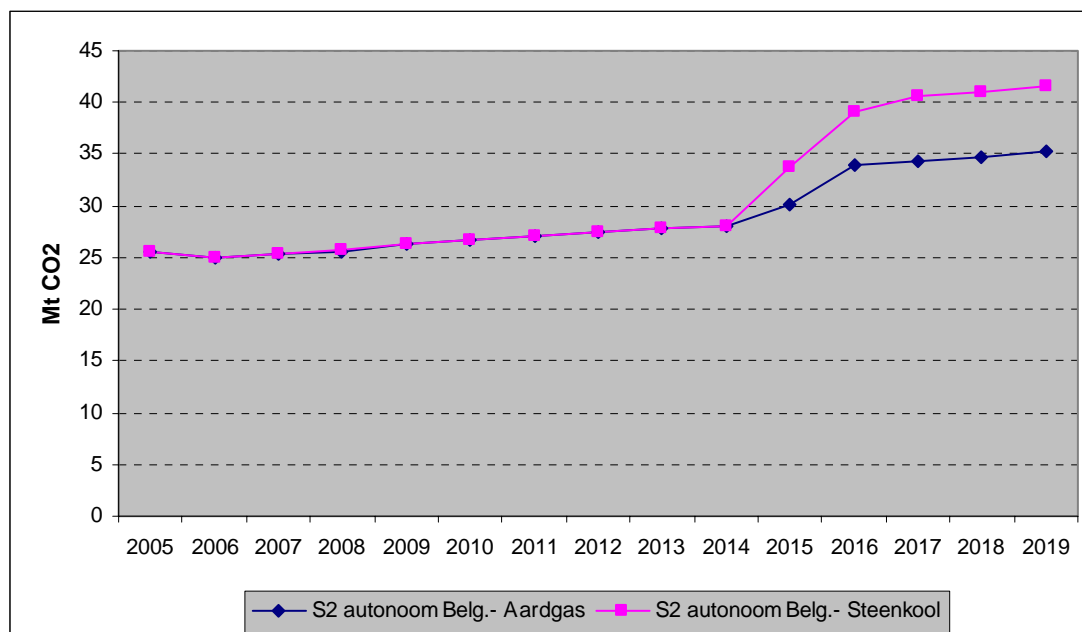


Afbeelding 33 - Uitsplitsing naar energiebron van de geproduceerde energie in 2019 in de STEG-optie



Afbeelding 34 - Uitsplitsing naar energiebron van de geproduceerde energie in 2019 in de steenkooloptie

Afbeelding 35 geeft de hoeveelheid CO₂ weer die uitgestoten wordt door het totale park gedurende de studieperiode wanneer de gas- of steenkooloptie worden gekozen.



Afbeelding 35 - Evolutie van de CO₂-emissies in de situatie autonoom België voor de gas- en steenkoolopties

Uit de voorgaande analyse blijkt dat de STEG-optie de beste is zowel vanuit ecologisch als vanuit economisch oogpunt, terwijl de steenkooloptie beter is op het vlak van diversificatie van de primaire energiebronnen. Men zal echter opmerken dat de analyseperiode van de twee opties beperkt is tot de jaren 2015 tot 2019, wat onvoldoende is om een aanbeveling te doen inzake de keuze van de optie waaraan voorrang moet gegeven worden.

Tabel 12 hieronder geeft voor elke investeringsoptie de jaren weer waarin de investeringsbeslissingen in STEG-, CFB- en GT-eenheden moeten genomen worden opdat deze eenheden operationeel zouden zijn zoals voorzien in de vorige paragrafen, als men ervan uit gaat dat de indienststelling van een STEG vier jaren vraagt, die van een CFB vijf jaren en die van een GT drie.

	STEGoptie		Steenkooloptie		
	Aantal STEG's	Aantal GT's	Aantal STEG's	Aantal CFB's	Aantal GT's
2005	1	3	1		3
2006	1		1		
2007					
2008					
2009					
2010	1	1	1	3	1
2011	3			1	
2012	1			1	
2013	1				1
2014					
2015					
2016		1			
2017					
2018					
2019					
Total	8	5	3	5	5

Tabel 12 - Kalender van de investeringsbeslissingen voor de twee investeringsopties van het beleid "S2-Autonom België" in het scenario "S2-Autonom België"

Aangezien het indicatief programma om de drie jaren wordt herzien, hebben de beslissingen die genomen moeten worden in het kader van het programma 2005-2014 enkel betrekking op de jaren 2005, 2006 en 2007. Bijgevolg, behalve de aanbeveling om de beslissing te nemen te investeren in een STEG en drie GT's in 2005 en in een GT in 2006, zullen alle andere beslissingen van het beleid "S2-Autonom België" die later komen dan 2007 aangepast kunnen worden in functie van de informatie die beschikbaar zal zijn op het ogenblik van de opstelling van het volgende indicatief programma. Deze vaststelling geldt ook voor de arbitrage tussen de gas- en steenkoolopties die hierboven geanalyseerd zijn.

Ten slotte, laat de keuze van het beleid "S2-Autonom België" als referentie voor de ontwikkeling van de centrale productie toe de onontbeerlijke flexibiliteit te behouden om het hoofd te bieden aan een sterkere groei van de vraag dan voorzien en om een onverwacht langdurig productietekort goed te maken of om het hoofd te bieden aan een vertraging in de investeringen in centrale en decentrale productie.

15. Besluit

Het doel van het indicatief programma 2005-2014 is aanbevelingen te formuleren op het niveau van de ontwikkeling van de productiemiddelen die moeten worden voorzien om de elektriciteitsvraag van het land te dekken, rekening houdend met de

economische en milieuvooruitzichten en de politieke koers voor 2019. Inderdaad, in de onderhavige versie, is een studieperiode aangenomen die zich uitstrekt tot het jaar 2019, zodat de impact van de progressieve uitstap uit de kernenergie zou geïntegreerd worden in de aanbevelingen.

De gewesten hebben doelstellingen bepaald voor de ontwikkeling van productie op basis van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling zodat België zijn verbintenissen op Europees vlak in verband met de milieubescherming zou kunnen nakomen.

De aanbeveling van het indicatief programma 2005-2014 volgt deze voorzichten voor wat betreft de decentrale productie, wat leidt tot het opnemen van investeringen van 1.729 MW in HEB-eenheden en 1.749 MW in kwalitatieve WKK-eenheden tegen 2014. Deze investeringen bereiken 2.206 MW HEB-eenheden en 2.535 MW kwalitatieve WKK-eenheden over de hele studieperiode.

Een voluntaristisch beleid op het niveau van rationeel energiegebruik en van vraagbeheersing zou het mogelijk maken de tendensen te versterken van dit beleid dat als doel heeft de uitstoot van broeikasgassen te verminderen, het verbruik van primaire energie te beperken en de afhankelijkheid t.o.v. de ingevoerde energie te verminderen.

Bovendien stimuleert de ontwikkeling van de Europese eenheidmarkt de grensoverschrijdende uitwisselingen. Gezien echter het risico op een progressieve afname van de overschotten in de productiecapaciteit in de nabije landen, mag men de structurele importmogelijkheden van competitieve elektriciteit niet overschatten, die moeilijk te evalueren zijn zolang er geen ontwikkelingsplan van de productiemiddelen gerealiseerd wordt op Europees niveau.

Uit voorzorg aangaande de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van het land, beveelt het indicatief programma een investeringsbeleid aan dat gebaseerd is op een voorzichtig scenario voor wat de beschikbaarheid van andere bronnen betreft om de vraag te dekken.

Dit beleid leidt tot het investeren in drie STEG-eenheden van 400 MW en in vier gasturbines van 80 MW tegen 2014, en vervolgens in vijf bijkomende STEG-eenheden en in één bijkomende gasturbine gedurende de periode 2015-2019.

De gemaakte analyses hebben aangetoond dat het aanbevolen beleid voor het centrale park een goed prestatievermogen behoudt op het vlak van de CO₂-emissies en de kosten in de andere beschouwde situaties. Bovendien is het een flexibel beleid dat toelaat om, indien nodig, de voorziene investeringen uit te stellen in functie van de marktevolutie.

De vertragingen die gepaard gaan met de indienstneming van centrale STEG-eenheden en GT's, laten niet toe om in alle omstandigheden een beleid te voeren dat het betrouwbaarheidscriterium respecteert voor de periode 2005-2008. Opdat deze periode niet zou uitdeinen, is het belangrijk dat de beslissingen betreffende de eerste aanbevolen investeringen zo snel mogelijk worden genomen.

In het huidig wettelijk en regelgevend kader, versterkt het terugvallen op gasttechnologieën, dat zowel door technische, economische als milieu-overwegingen wordt ingegeven, het belang van gas in de elektriciteitsproductie. De groeiende afhankelijkheid van Europa ten opzichte van geïmporteerde energie verhoogt het risico op een breuk in de brandstofbevoorrading van de centrales en verhoogt de

gevoeligheid van de elektriciteitsprijs aan de prijsschommelingen op de aardgasmarkt. Vanuit dit oogpunt, is het fundamenteel vanaf vandaag een gemengde ontwikkeling te bestuderen gebaseerd op de gasoptie en op de centrales werkend op “propre” steenkool, om zodoende het milieu te respecteren maar tegelijkertijd een voldoende diversificatie te voorzien van de energiebronnen die worden gebruikt voor de elektriciteitsproductie.

In de mate dat het programma om de drie jaren ter herziening wordt voorgelegd, zijn enkel de beslissingen met betrekking tot de investeringen die te nemen zijn in de volgende drie jaren belangrijk. De analyse van de daaropvolgende jaren dient echter om een kader te bepalen dat toelaat om de gevolgen te evalueren van de beslissingen betreffende installaties die een economische levensduur hebben van verschillende decennia.

Het indicatief programma 2002-2011 benadrukt het belang van het investeren in piekeenheden. De informatie die voor het indicatief programma 2005-2014 door producenten geleverd werd, wijst een trend aan waarbij investeringen in piekeenheden worden vervangen door de herindienstneming van oude “mothballed” thermische eenheden voor piekgebruik.

Gelet op de duur van indienstnemingperiodes kunnen de investeringen in STEG’s en de GT’s die na 2011 voorzien worden in het indicatief programma 2005-2014, eventueel herzien worden bij de volgende actualisering van het indicatief programma.

De aanbevelingen van het indicatief programma 2002-2011 werden slechts gedeeltelijk gevolgd. Hieruit volgt een overschrijding van betrouwbaarheids criterium die slechts eventueel vanaf 2009 kan weggewerkt worden aan de hand van nieuwe investeringen in het centrale park. Indien de markt niet zou beslissen om over te gaan tot de noodzakelijke nieuwe investeringen, zou het aangewezen zijn om de transparante en niet-discriminerende aanbestedingsprocedure die door richtlijn 2003/54/EG voorzien wordt, in te leiden van zodra ze omgezet is naar Belgisch recht.

16. Referenties

- [1] IEA, “World Energy Outlook 2004”.
- [2] British Petroleum, “Statistical Review of World Energy 2004”.
- [3] Briffaers K., Devriendt N., Lemmens B., Theunis J., “Hernieuwbare Warmte in Vlaanderen”, in opdracht van ANRE, VITO, 2004.
- [4] Springer, U. and Varilek, M., “Estimating the price of tradable permits for greenhouse gas emissions in 2008-12”, Energy Policy 32, 2004, p. 611-621.
- [5] “Federaal plan inzake duurzame ontwikkeling 2004-2008”, <http://www.plan2004.be>.
- [6] Federaal Planbureau, “Demande maîtrisée d’électricité : élaboration d’une projection à l’horizon 2020”, Working Paper 19-04, oktober 2004.
- [7] CREG, “Voorstel van indicatief plan voor bevoorrading in aardgas”, (F)040923-CREG-360, september 2004.
- [8] Federaal Planbureau, “Impact sur la demande d’électricité d’hypothèses alternatives concernant l’évolution des prix du pétrole et du gaz naturel”, september 2004.

- [9] Federaal Planbureau, “Een klink in de kabel: de kosten van een storing in de stroomvoorziening”, Working Paper 18-04, september 2004.
- [10] CREG, “Dataverwerking van decentrale energieopwekking voor de gewesten in België”, juli 2004.
- [11] Belgisch Federaal Wetenschapsbeleid, “Renewable energy evolution in Belgium 1974-2025”, SPSD II, juni 2004.
- [12] ETSO, “Indicative values for NET Transfer Capacities (NTC) in Europe Winter 2003-2004, working day, peak hours (Preliminary and non binding values)”, mei 2004.
- [13] ETSO, “Indicative values for NET Transfer Capacities (NTC) in Europe Summer 2004, working day, peak hours (Preliminary and non binding values)”, mei 2004.
- [14] “Memorandum pour les énergies renouvelables 2004-2009”, april 2004, www.apere.org.
- [15] Europese Commissie, “Study on Energy Supply Security and Geopolitics”, Final Report, januari 2004.
- [16] Federaal Planbureau, “Energievooruitzichten voor België tegen 2030”, Planning Paper 95, januari 2004.
- [17] Criqui, P. et al., “Greenhouse Gas Reduction Pathways in the UNFCCC Process up to 2025”, Technical Report for Directorate General Environment of the EU Commission, 2003.
- [18] “L’uranium naturel : des ressources abondantes, mais à quel prix ?”, Revue des Ingénieurs, 2003.
- [19] The Boston Consulting Group, “Keeping the Lights On – Navigating choices in European Power Generation”, 2003.
- [20] “Plan wallon de l’air”, december 2003, <http://air.wallonie.be>.
- [21] TenneT, “Capaciteitsverhoging nog niet realiseerbaar”, Persbericht, 16 oktober 2003.
- [22] ELIA, “Federaal ontwikkelingsplan 2003-2010”, september 2003.
- [23] Staatssecretaris voor Energie en Duurzame Ontwikkeling, “Beheer van de energievraag in het raam van de door België te leveren inspanningen om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen”, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research FhG-ISI, mei 2003.
- [24] Europese Commissie, “European Energy and Transport – Trends to 2030”, januari 2003.
- [25] Europese Commissie, “Eindverslag over het Groenboek – Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening”, COM (2002)321, 2002.
- [26] NEA en IAEA, “Uranium 2001 : Ressources, production et demande”, 2002.
- [27] IEA, “World Energy Outlook 2002”.
- [28] “Nationaal Klimaatplan 2002-2012”, http://www.mineco.fgov.be/homepull_nl.htm.

- [29] “Vlaams Klimaatbeleidsplan 2002-2005”,
http://mineco.fgov.be/energy/climate_change/vlaams_klimaatbeleidsplan_02.pdf.
- [30] “Plan voor structurele verbetering van de luchtkwaliteit en de strijd tegen de opwarming van het klimaat”, (Het lucht- en klimaatplan), goedgekeurd door de Brusselse Regering.
- [31] CREG, “Voorstel van indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2002-2011”, (C)021219-CREG-96, december 2002.
- [32] TenneT, “Capaciteitsplan 2003-2009”, november 2002.
- [33] IAEA, “Analysis of Uranium Supply to 2050”, 2001.
- [34] Block, G. en Haverbeke, D., “Droits d’émission et certificats verts : le nouvel encadrement légal en matière d’électricité”, *Revue Aménagement Environnement*, Brussel, september 2001, p. 109-121.
- [35] International Peer Review Group, “Assessment of the AMPERE commission report”, april 2001.
- [36] “Rapport van de Commissie voor de Analyse van de Middelen voor de Productie van Elektriciteit en de Reëvaluatie van de Energievectoren (AMPERE) aan de Staatssecretaris voor Energie en Duurzame Ontwikkeling”, Commissie AMPERE, oktober 2000.
- [37] Marchetti, C., “Energy islands in the final configuration of the H2 economy”, 1998.
- [38] Kouvelis, P., and Yu, G., “Robust Discrete Optimization and Its Application”, 1997, Kluwer Academic Publishers.
- [39] Maertens, A., en Dufait, N., “Energetisch potentieel warmtekrachtkoppeling in België”, VITO, in samenwerking met het Instituut wallon, maart 1997.
- [40] Andersen, R., en Nihoul, P., “Le Conseil d’Etat, chronique de jurisprudence”, 1995, *Revue belge de droit constitutionnel*, 1996/2, p.238.
- [41] Marchetti, C., “The long-term Dynamics of Energy Systems and the Roles of Innovations, Appendix 1”, 1994.
- [42] Marchetti, C., “Swings, cycles and the global economy”, 1985.
- [43] “Le charbon dans le monde”, <http://www.snet-electricite.fr>.

17. Lijst van afkortingen

kilo	10^3
mega	10^6
giga	10^9
tera	10^{12}
peta	10^{15}

AMPERE	Analyse van de Middelen voor Productie van Elektriciteit en de Reëvaluatie van de Energievectoren
ANRE	Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie
BAU	Business As Usual
BBP	Bruto Binnenlands Product
BFE	Beroepsfederatie van de Elektriciteitssector in België
BKG	Broeikasgassen
B.S.	Belgisch Staatsblad
CFB	Circulating Fluidized Bed
CO ₂	Koolstofdioxide
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
CWaPE	Commission wallonne pour l'Énergie
DSM	Demand Side Management
EC	Europese Commissie
ECI	Environmental Change Institute
EG	Europese Gemeenschap
ETSO	European Transmission System Operators
EU	European Union
FPB	Federaal Planbureau
FOD	Federale Overheidsdienst
GJ	Gigajoule
GT	Gasturbine (met enkelvoudige cyclus)
GWh	Gigawattuur
GWh _e	Gigawattuur elektrisch
HEB	Hernieuwbare energiebronnen
HEB-eenheid	Productie-eenheid gebruikmakend van hernieuwbare energiebronnen
IAEA	International Atomic Energy Agency
ICEDD	Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable
ICL	Interministeriële Conferentie voor het Leefmilieu
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IP	Indicatief Programma

kg	Kilogram
KMO	Kleine en middelgrote ondernemingen
KULeuven	Katholieke Universiteit Leuven
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattuur
LCP	Large Combustion Plant
LNG	Liquefied Natural Gas
LOLE	Loss Of Load Expectation
LRTAP	Long-Range Transboundary Air Pollution
Mt	Megaton
MVA	Megavoltampère
MW	Megawatt
MW _e	Megawatt elektrisch
MW _{th}	Megawatt thermisch
NEA	Nuclear Energy Agency
NEC	National Emission Ceilings
NIS	Nationaal Instituut voor de Statistiek
NO _x	Stikstofoxiden
NTC	Net Transfer Capacity
NTUA	National Technical University of Athens
ODV	Openbare dienstverplichting
OESO	Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
P.B.E.G.	Publicatieblad van de Europese Gemeenschappen
PJ	Petajoule
PMDE	Plan pour la Maîtrise Durable de l'Énergie
ppmv	parts per million, per volume
REG	Rationeel energiegebruik
SO ₂	Zwaveldioxide
SO _x	Zwaveloxiden
STEG	Stoom- en gasturbine (met gecombineerde cyclus)
STEM	Studiecentrum Technologie, Energie en Milieu

t	Ton
toe	Ton of oil equivalent
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattuur
UFSIA	Universitaire Faculteiten Sint-Ignatius te Antwerpen
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VITO	Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek
VLAREM	Vlaamse Reglement betreffende de Milieuvergunning
VOC	Vluchtige organische componenten
VREG	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en de Gasmarkt
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKK-eenheid	Eenheid met gecombineerde productie van elektriciteit en warmte
ZEW	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung