

STUDIE OVER DE PERSPECTIEVEN  
VAN ELEKTRICITEITSBEVOORRADING TEGEN  
2030

Januari 2015



De kwantitatieve analyse is in 2012 uitgevoerd op basis van hypothesen die in 2011 zijn uitgewerkt en de energiestatistieken van 2010.

De rest van het document dat als basis diende voor het ontwerp van studie dat voor consultatie was voorgelegd, is voltooid in augustus 2013.

De eindversie van de studie is afgerond eind september 2014. Zonder noemenswaardige wijzigingen in de inhoud van het ontwerp van studie houdt de eindversie rekening met de belangrijkste commentaren /vragen die ontvangen zijn tijdens de consultatieronde (maart 2014 tot einde juni 2014).

Wegens het huidige investeringsklimaat en de moeilijke situatie op het gebied van bevoorradingszekerheid voor de komende winters werd in januari 2015 aan deze studie een addendum toegevoegd ten einde rekening te houden met de regeringsverklaring van 10 oktober 2014.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Dankbetuigingen

De auteurs van deze studie bedanken allen die aan de opstelling ervan hebben deelgenomen en in het bijzonder de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, Elia en de Nationale Bank van België.

Zij houden eraan om de kwaliteit van de werkzaamheden van de National Technical University of Athens te onderstrepen.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Inhoud

<b>DANKBETUIGINGEN</b> .....	<b>3</b>
<b>INHOUD</b> .....	<b>5</b>
<b>LIJST VAN TABELLEN</b> .....	<b>9</b>
<b>LIJST VAN FIGUREN</b> .....	<b>11</b>
<b>INLEIDING</b> .....	<b>13</b>
<b>1. PROSPECTIEVE STUDIE ELEKTRICITEIT 2</b> .....	<b>15</b>
1.1.    BESTAANSREDEN .....	15
1.2.    WERKWIJZE .....	15
1.3.    INHOUD .....	16
1.4.    STRATEGISCHE MILIEUBEOORDELING .....	16
1.5.    CONTEXT .....	17
<b>2. KWANTITATIEVE STUDIE VAN DE ELEKTRICITEITSBEVOORADING VAN BELGIË</b> .....	<b>21</b>
2.1.    METHODOLOGIE .....	21
2.1.1. <i>Het PRIMES-model</i> .....	21
2.1.2. <i>De basisscenario's</i> .....	22
2.1.3. <i>De alternatieve scenario's</i> .....	23
2.1.4. <i>Verskil met de PSE1</i> .....	25
2.2.    HYPOTHESEN EN BELEIDSKADER.....	25
2.2.1. <i>Hypothesen van de basisscenario's</i> .....	26
Macro-economisch en demografisch kader .....	26
Evolutie van de internationale brandstoffenprijzen .....	27
Beleidskader.....	28
Broeikasgasemissies .....	29
Hernieuwbare energiebronnen .....	30
Energie-efficiëntie.....	31
Hypothesen in verband met de elektriciteitsbevoorrading .....	32
Energimix voor de elektriciteitsproductie.....	32
Netto-electriciteitsinvoer .....	33
Betrouwbaarheids criterium voor de elektriciteitsbevoorrading .....	34
Overige hypothesen .....	34
2.2.2. <i>Hypothesen van de alternatieve scenario's</i> .....	35
Scenario <i>Coal</i> .....	35
Scenario <i>No-imp</i> .....	35
Scenario <i>18%EE</i> .....	36
Scenario <i>EE/RES++</i> .....	36
2.2.3. <i>Vergelijking met de hypothesen van de PSE1</i> .....	37
Macro-economisch en demografisch kader .....	37
Evolutie van de internationale brandstoffenprijzen .....	37
Klimaat- en energiebeleid .....	38
Vermindering van de broeikasgasemissies .....	38
Evolutie van hernieuwbare energiebronnen .....	39
Energimix voor de elektriciteitsproductie.....	39
Netto elektriciteitsinvoer .....	40
2.3.    ANALYSE VAN DE SCENARIO'S INZAKE ELEKTRICITEITSBEVOORADING TEGEN 2030.....	40



2.3.1.	<i>De basisscenario's</i> .....	41
	De elektriciteitsvraag .....	41
	Het elektriciteitsaanbod .....	43
	De investeringen in nieuwe productiecapaciteit .....	46
	Geïnstalleerde capaciteit van het Belgisch elektriciteitsproductiepark .....	49
	De aardgasbehoefte voor de elektriciteitsproductie .....	54
	De broeikasgasemissies van de elektriciteitssector .....	56
	De kosten van elektriciteitsproductie .....	58
2.3.2.	<i>De alternatieve scenario's</i> .....	60
	De varianten op het aanbod: scenario's <i>Coal</i> en <i>No-imp</i> .....	60
	Een doorgedreven beheersing van de energievraag: scenario <i>18%EE</i> .....	66
	Energie-efficiëntie en groenere elektriciteitsproductie: scenario <i>EE/RES++</i> .....	74
2.3.3.	<i>Algemeen overzicht van de vooruitzichten</i> .....	82
	De elektriciteitsvraag .....	82
	De elektriciteitsproductie .....	83
	Investeringen in nieuwe productiecapaciteit .....	84
	Geïnstalleerde capaciteit van het Belgisch elektriciteitsproductiepark .....	85
	De aardgasbehoefte voor de elektriciteitsproductie .....	86
	De broeikasgasemissies van de elektriciteitssector .....	87
	De kosten verbonden aan de elektriciteitsproductie .....	88
	Algemene evaluatie van de scenario's .....	89
2.3.4.	<i>Vergelijking met de PSE1</i> .....	92
<b>3.</b>	<b>EVALUATIE VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID VAN ELEKTRICITEIT IN BELGIË EN AANBEVELINGEN</b> .....	<b>99</b>
3.1.	BEVOORRADINGSZEKERHEID VAN ELEKTRICITEIT .....	99
3.2.	RISICO'S, MILDERENDE MAATREGELEN EN EVALUATIECRITERIA .....	100
3.2.1.	<i>Bevoorradingsekerheid en energiekwetsbaarheid</i> .....	100
3.2.2.	<i>Diversiteit</i> .....	101
3.2.3.	<i>Efficiëntie</i> .....	103
3.2.4.	<i>Duurzaamheid</i> .....	104
	Convergentie van vraag en aanbod .....	105
	Evenwicht tussen vraag en aanbod .....	106
	Concurrentie .....	107
	Ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden .....	108
	Stabiliteit van de leverende landen .....	108
	Duurzame ontwikkeling .....	109
	Evolutie van het verbruik .....	110
	Schaarser worden van de hulpbronnen .....	110
	Fossiele en minerale energiebronnen .....	110
	Bewezen reserves .....	111
	Jaarlijkse productie .....	111
	R / P -verhouding .....	112
	Resterende winbare bronnen .....	113
	Biomassa en geothermie .....	113
	Verontreinigende emissies en afvalstoffen .....	114
3.3.	TOEPASSING VAN DE EVALUATIECRITERIA EN AANBEVELINGEN .....	117
3.3.1.	<i>Diversiteit</i> .....	118
	Diversiteit van de primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren .....	118
	Diversiteit van de leverende landen van primaire energiebronnen .....	120
	Aandeel van de productie van primaire energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik van primaire energiebronnen .....	124
	Afhankelijkheid van elektriciteit .....	127
3.3.2.	<i>Efficiëntie</i> .....	129
	Economische activiteitssectoren .....	129

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Residentiële sector.....	132
<b>3.3.3. Duurzaamheid .....</b>	<b>136</b>
Convergentie van vraag en aanbod .....	136
Evenwicht tussen vraag en aanbod .....	136
Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 en Plan Wathélet .....	136
Kwantitatieve analyse van de PSE2 .....	141
Concurrentie .....	142
Ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden .....	145
Stabiliteit van de leverende landen .....	147
Duurzame ontwikkeling .....	151
Evolutie van het verbruik .....	151
Schaarser worden van de hulpbronnen .....	151
Fossiele en minerale energiebronnen .....	151
Aardolie .....	153
Aardgas .....	156
Steenkool .....	158
Uranium .....	161
Biomassa et geothermie .....	163
Verontreinigende emissies en afvalstoffen .....	164
<b>BESLUIT .....</b>	<b>167</b>
KWANTITATIEVE ANALYSE VAN DE ELEKTRICITEITSBEVOORADING VAN BELGIË .....	169
<i>Methodologie</i> .....	169
PRIMES-model .....	169
Scenario's .....	169
Basisscenario's .....	169
Alternatieve scenario's .....	170
<i>Resultaten</i> .....	171
EVALUATIE VAN DE BEVOORADINGSZEKERHEID VAN ELEKTRICITEIT VAN BELGIË EN AANBEVELINGEN .....	175
<b>BIBLIOGRAFIE .....</b>	<b>186</b>
<b>LIJST VAN AFKORTINGEN.....</b>	<b>192</b>
<b>OMZETTINGSTABEL VAN EENHEDEN .....</b>	<b>196</b>
<b>GLOSSARIUM .....</b>	<b>198</b>





“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Lijst van tabellen

TABEL 1. OVERZICHT VAN DE KENMERKEN VAN DE BESTUDEERDE SCENARIO'S.....	25
TABEL 2. MACRO-ECONOMISCHE EN DEMOGRAFISCHE HYPOTHESEN VOOR BELGIË TEGEN 2020 EN 2030 .....	27
TABEL 3. HYPOTHESEN BETREFFENDE DE EVOLUTIE VAN DE FOSSIELE BRANDSTOFFENPRIJZEN .....	28
TABEL 4. KOOLSTOFWAARDEN IN DE BASISSCENARIO'S.....	30
TABEL 5. HERNIEUWBARE WAARDE IN DE BASISSCENARIO'S .....	31
TABEL 6. EVOLUTIE VAN DE NUCLEAIRE CAPACITEIT IN BELGIË VOLGENS HET BASISSCENARIO, 2010-2030 .....	33
TABEL 7. VERGELIJKING VAN DE MACRO-ECONOMISCHE EN DEMOGRAFISCHE HYPOTHESEN VOOR BELGIË: PSE2 VERSUS PSE1, GEMIDDELDE JAARLIJKSE GROEIVOETEN, PERIODE 2005-2020 .....	37
TABEL 8. VERGELIJKING VAN DE INTERNATIONALE PRIJZEN VAN FOSSIELE BRANDSTOFFEN: PSE2 VERSUS PSE1, JAAR 2020.....	38
TABEL 9. VERGELIJKING VAN DE KOOLSTOFPRIJZEN: PSE2 VERSUS PSE1, JAAR 2020 .....	39
TABEL 10. VERGELIJKING VAN DE NETTO ELEKTRICITEITSINVOER: PSE2 VERSUS PSE1, JAAR 2020.....	40
TABEL 11. SECTORALE EVOLUTIE VAN DE EINDVRAAG NAAR ELEKTRICITEIT, BASISSCENARIO'S.....	43
TABEL 12. VERGELIJKING VAN DE EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT, BASISSCENARIO'S .....	53
TABEL 13. SECTORALE EVOLUTIE VAN DE EINDVRAAG NAAR ELEKTRICITEIT, SCENARIO 18%EE .....	68
TABEL 14. OVERZICHT VAN DE POSITIEVE (+) EN NEGATIEVE (-) EFFECTEN VAN DE ONDERZOCHE SCENARIO'S TEN OPZICHTE VAN SCENARIO <i>NUC-1800</i> , JAAR 2020 .....	90
TABEL 15. OVERZICHT VAN DE POSITIEVE (+) EN NEGATIEVE (-) EFFECTEN VAN DE ONDERZOCHE SCENARIO'S TEN OPZICHTE VAN SCENARIO <i>NUC-1800</i> , JAAR 2030 .....	91
TABEL 16. DIVERSITY INDEX SHANNON-WIENER VAN DE PRIMAIRE ENERGIEBRONNEN DIE NODIG ZIJN OM ELEKTRICITEIT TE PRODUCEREN, CWE-LANDEN EN VK, 2005-2011 .....	119
TABEL 17. DIVERSITY INDEX SHANNON-WIENER VAN DE PRIMAIRE ENERGIEBRONNEN DIE NODIG ZIJN OM ELEKTRICITEIT TE PRODUCEREN – VERGELIJKING VAN DE ALTERNATIEVE SCENARIO'S MET HET BASISSCENARIO <i>NUC-1800</i> , BELGIË, 2020-2030 .....	119
TABEL 18. DIVERSITY INDEX SHANNON-WIENER VAN DE LEVERENDE LANDEN PER PRIMAIRE ENERGIEBRON, CWE-LANDEN EN VK, 2009-2011 .....	121
TABEL 19. AANDEEL VAN DE PRODUCTIE VAN PRIMAIRE ENERGIEBRONNEN IN HET BRUTO BINNENLANDS VERBRUIK VAN PRIMAIRE ENERGIEBRONNEN, CWE-LANDEN EN VK, 2008-2011 .....	125
TABEL 20. INDICATOR VOOR DE AFHANKELIJKHEID VAN ELEKTRICITEIT, CWE-LANDEN EN VK, 2009-2010 .....	127
TABEL 21. INDICATOR VOOR DE AFHANKELIJKHEID VAN ELEKTRICITEIT, BELGIË, 2020-2030 .....	128
TABEL 22. ELEKTRISCHE INTENSITEIT (EI) EN FINAAL ELEKTRICITEITSVERBRUIK (FEV) GECORRIGEERD PER ECONOMISCHE ACTIVITEITSECTOR, CWE-LANDEN EN VK, 2005 EN 2010 .....	130
TABEL 23. ELEKTRISCHE INTENSITEIT VAN DE INDUSTRIE EN VAN DE DIENSTENSECTOR, BELGIË, 2020 EN 2030 .....	131
TABEL 24. FINAAL ELEKTRICITEITSVERBRUIK VAN HET TRANSPORT, BELGIË, 2020 EN 2030 .....	131
TABEL 25. HOEVEELHEID VERBRUIKTE ELEKTRICITEIT PER HUISHOUDEN, CWE-LANDEN EN VK, 2005, 2009 ET 2010.....	133
TABEL 26. ELEKTRISCHE HUISHOUDTOESTELLEN VAN EEN BELGISCH GEZIN, 2009 .....	134
TABEL 27. HOEVEELHEID VERBRUIKTE ELEKTRICITEIT PER HUISHOUDEN, BELGIË, 2020 ET 2030.....	134
TABEL 28. HOEVEELHEID VERBRUIKTE ELEKTRICITEIT PER INWONER, CWE-LANDEN EN VK, 2005, 2009 EN 2010 .....	135
TABEL 29. HOEVEELHEID VERBRUIKTE ELEKTRICITEIT PER INWONER, BELGIË, 2020-2030 .....	135
TABEL 30. HERFINDAHL-HIRSCHMANN INDEX VAN DE PRODUCTIEMARKT VAN ELEKTRICITEIT, CWE-LANDEN EN VK, 2010 ...	142
TABEL 31. HERFINDAHL-HIRSCHMANN INDEX VAN DE LEVERINGSMARKT VAN ELEKTRICITEIT, CWE-LANDEN EN VK, 2010 ....	142
TABEL 32. CONCURRENTIE-INDICATOREN VOOR DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE, CWE-LANDEN EN VK, 2005-2011 .....	143
TABEL 33. CONCURRENTIE-INDICATOREN VOOR DE ELEKTRICITEITSLEVERING, CWE-LANDEN EN VK, 2005-2011 .....	144
TABEL 34. COMMERCIEËLE CAPACITEIT OP DE BELGISCH-NEDERLANDSE GRENS, 2007-2013.....	146
TABEL 35. INTERCONNECTIEGRAAD VAN DE LANDEN VAN HET EUROPA VAN DE 15, 2004 .....	146
TABEL 36. POLITIEKE EN COMMERCIEËLE RISICO'S VAN DE LEVERANCIERS VAN FOSSIELE ENERGIEBRONNEN AAN BELGIË IN 2011, APRIL 2013 .....	150
TABEL 37. BEWEZEN RESERVES, JAARLIJKSE PRODUCTIE EN R / P-VERHOUDING VOOR DE WERELD PER FOSSIELE OF MINERALE ENERGIEBRON, 2011.....	152
TABEL 38. EVOLUTIE VAN DE WERELDWIJDE R / P-VERHOUDING PER FOSSIELE ENERGIEBRON, 1980-2010.....	152



TABEL 39. AANDEEL IN DE LEVERING EN R / P-VERHOUDING VAN DE LANDEN DIE AARDOLIE LEVEREN AAN BELGIË IN 2011, 2011 .....	155
TABEL 40. AANDEEL IN DE LEVERING EN R / P-VERHOUDING VAN DE LANDEN DIE AARDGAS LEVEREN AAN BELGIË IN 2011, 2011 .....	158
TABEL 41. AANDEEL IN DE LEVERING EN R / P-VERHOUDING VAN DE LANDEN DIE STEENKOOL LEVEREN AAN BELGIË IN 2011, 2011 .....	161
TABEL 42. VERONTREINIGENDE EMISSIES EN AFVALSTOFFEN (EN DE INVOER VAN ELEKTRICITEIT), 2010-2030 .....	165
TABEL 43. EVOLUTIE VAN RELEVANTE INDICATOREN IN DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S DIE IN DE PSE2 BESTUDEERD WORDEN	172
TABEL 44. OVERZICHT VAN DE POSITIEVE (+) EN NEGATIEVE (-) EFFECTEN VAN DE ONDERZOCHE SCENARIO'S TEN OPZICHT VAN SCENARIO NUC-1800, JAREN 2020 EN 2030.....	175
TABEL 45. SAMENVATTING VAN DE EVALUATIECRITERIA VOOR DE BEVOORRADINGSZEKERHEID VAN ELEKTRICITEIT VAN BELGIË, DE TOEPASSING ERVAN EN DE DAARUIT VOORTVLOEIENDE AANBEVELINGEN .....	177

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Lijst van figuren

FIGUUR 1. EVOLUTIE VAN DE FOSSIELE BRANDSTOFFENPRIJZEN, PERIODE 1980-2030.....	28
FIGUUR 2. HISTORISCHE EVOLUTIE VAN DE NETTO ELEKTRICITEITSINVOER IN BELGIË, 1990-2011.....	33
FIGUUR 3. EVOLUTIE VAN DE OPGEVRAAGDE ELEKTRISCHE ENERGIE OVER DE PERIODE 1990-2030, STATISTIEKEN EN BASISSCENARIO <i>Nuc-1800</i> .....	42
FIGUUR 4. EVOLUTIE VAN DE IN BELGIË OPGEWEKTE EN INGEVOERDE ELEKTRICITEIT (PER ENERGIEVORM), BASISSCENARIO'S ....	44
FIGUUR 5. EVOLUTIE VAN DE OP BASIS VAN HEB GEPRODUCEERDE ELEKTRICITEIT, SCENARIO <i>Nuc-1800</i> .....	46
FIGUUR 6. GECUMULEERDE INVESTERINGEN IN NIEUWE PRODUCTIECAPACITEIT, BASISSCENARIO'S.....	48
FIGUUR 7. EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT PER ENERGIEVORM, BASISSCENARIO'S, 2010-2030 .....	50
FIGUUR 8. VERDELING VAN DE CAPACITEIT VAN HET PRODUCTIEPARK PER ENERGIEVORM (2010 LINKS, 2030 RECHTS), SCENARIO <i>Nuc-1800</i> .....	51
FIGUUR 9. EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT, SCENARIO <i>Nuc-1800</i> .....	52
FIGUUR 10. VERDELING VAN DE BUITENGEbruIKSTELLINGEN PER TYPE VAN PRODUCTIE-EENHEID .....	54
FIGUUR 11. AANDEEL VAN DE ELEKTRICITEITSECTOR IN DE EVOLUTIE VAN DE TOTALE AARDGASBEHOEFTE, BASISSCENARIO'S ...	56
FIGUUR 12. EVOLUTIE VAN DE BROEIKASGASEMISSIES VAN HET BELGISCH ELEKTRICITEITSPRODUCTIEPARK, BASISSCENARIO'S....	57
FIGUUR 13. EVOLUTIE VAN DE GEMIDDELDE PRODUCTIEKOST VAN ELEKTRICITEIT, BASISSCENARIO'S.....	60
FIGUUR 14. EVOLUTIE VAN DE OPGEVRAAGDE ELEKTRISCHE ENERGIE IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> EN <i>NO-IMP</i> .....	61
FIGUUR 15. EVOLUTIE VAN DE SAMENSTELLING VAN HET ELEKTRICITEITSAANBOD IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> EN <i>NO-IMP</i> .....	63
FIGUUR 16. EVOLUTIE VAN DE BROEIKASGASEMISSIES VAN HET BELGISCH ELEKTRICITEITSPRODUCTIEPARK IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> EN <i>NO-IMP</i> .....	64
FIGUUR 17. VERGELIJKING VAN DE GEMIDDELDE PRODUCTIEKOST VAN ELEKTRICITEIT IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> EN <i>NO-IMP</i> IN 2030.....	65
FIGUUR 18. EVOLUTIE VAN HET PRIMAIR ENERGIEVERBRUIK IN DE SCENARIO'S <i>18%EE</i> EN <i>Nuc-1800</i> , 2010-2030 .....	66
FIGUUR 19. EVOLUTIE VAN DE OPGEVRAAGDE ELEKTRISCHE ENERGIE OVER DE PERIODE 1990-2030, SCENARIO <i>18%EE</i> EN SCENARIO <i>Nuc-1800</i> .....	67
FIGUUR 20. EVOLUTIE VAN DE SAMENSTELLING VAN HET TRANSPORT PER WAGEN, SCENARIO <i>18%EE</i> , 2010-2030 .....	69
FIGUUR 21. EVOLUTIE VAN HET ELEKTRICITEITSAANBOD, SCENARIO <i>18%EE</i> VS. SCENARIO <i>Nuc-1800</i> , 2010-2030 .....	70
FIGUUR 22. EVOLUTIE VAN HET GEÏNSTALLEERDE VERMOGEN EN DE INVESTERINGEN, SCENARIO <i>18%EE</i> (RECHTS) VS. SCENARIO <i>Nuc-1800</i> (LINKS), 2010-2030 .....	71
FIGUUR 23. EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT PER ENERGIEVORM (LINKS) EN GECUMULEERDE INVESTERINGEN (RECHTS), SCENARIO <i>18%EE</i> VS. SCENARIO <i>Nuc-1800</i> .....	72
FIGUUR 24. EVOLUTIE VAN DE BROEIKASGASEMISSIES VAN HET BELGISCH ELEKTRICITEITSPRODUCTIEPARK, SCENARIO <i>18%EE</i> VS. SCENARIO <i>Nuc-1800</i> , 2010-2030.....	73
FIGUUR 25. VERGELIJKING VAN DE GEMIDDELDE PRODUCTIEKOST VAN ELEKTRICITEIT, SCENARIO <i>18%EE</i> VS. SCENARIO <i>Nuc-1800</i> .....	74
FIGUUR 26. EVOLUTIE VAN DE OPGEVRAAGDE ELEKTRISCHE ENERGIE IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> EN <i>18%EE</i> ....	76
FIGUUR 27. EVOLUTIE VAN DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> EN <i>18%EE</i> .....	77
FIGUUR 28. EVOLUTIE VAN DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE OP BASIS VAN HEB IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> EN <i>18%EE</i> .....	78
FIGUUR 29. EVOLUTIE VAN DE GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT (LINKS) EN BIJKOMENDE HEB-CAPACITEIT OVER DE PERIODE 2011- 2030 (RECHTS) IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> EN <i>18%EE</i> .....	79
FIGUUR 30. EVOLUTIE VAN DE BROEIKASGASEMISSIES VAN HET BELGISCH ELEKTRICITEITSPRODUCTIEPARK IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> EN <i>18%EE</i> .....	80
FIGUUR 31. VERGELIJKING VAN DE GEMIDDELDE PRODUCTIEKOST VAN ELEKTRICITEIT IN DE SCENARIO'S <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> EN <i>18%EE</i> .....	81
FIGUUR 32. GEMIDDELDE JAARLIJKSE GROEI VAN DE OPGEVRAAGDE ELEKTRISCHE ENERGIE, 2010-2030 .....	82
FIGUUR 33. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE PER ENERGIEVORM, 2020 (LINKS) EN 2030 (RECHTS).....	84
FIGUUR 34. GECUMULEERDE INVESTERINGEN IN NIEUWE PRODUCTIECAPACITEIT, 2011-2030 .....	85
FIGUUR 35. NIEUWE GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT IN 2020 (LINKS) EN IN 2030 (RECHTS) .....	86



FIGUUR 36. VERGELIJKING VAN DE AARDGASBEHOEFTE IN 2030 (LINKS) EN WIJZIGING TEN OPZICHTE VAN 2010 (RECHTS) .....	87
FIGUUR 37. EVOLUTIE VAN DE BROEIKASGASEMISSIES VAN HET BELGISCH ELEKTRICITEITSPRODUCTIEPARK .....	88
FIGUUR 38. GEMIDDELTE PRODUCTIEKOST VAN ELEKTRICITEIT IN 2020 EN 2030 .....	89
FIGUUR 39. VERGELIJKING VAN DE EVOLUTIE VAN DE OPGEVRAAGDE ELEKTRISCHE ENERGIE OVER DE PERIODE 2005-2030: SCENARIO <i>NUC-1800</i> VAN DE PSE2 VS. REFERENTIESCENARIO VAN DE PSE1 .....	93
FIGUUR 40. VERGELIJKING VAN DE EVOLUTIE VAN HET ELEKTRICITEITSAANBOD: SCENARIO <i>NUC-1800</i> VAN DE PSE2 VS. REFERENTIESCENARIO VAN DE PSE1 .....	94
FIGUUR 41. VERGELIJKING VAN DE INVESTERINGEN 2011-2020 (LINKS) EN HET GEÏNSTALLEERD VERMOGEN IN 2020 (RECHTS): SCENARIO <i>NUC-1800</i> VAN DE PSE2 VS. REFERENTIESCENARIO VAN DE PSE1 .....	95
FIGUUR 42. VERGELIJKING VAN DE AARDGASBEHOEFTE VAN DE ELEKTRICITEITSSECTOR IN 2020: SCENARIO <i>NUC-1800</i> VAN DE PSE2 VS. REFERENTIESCENARIO VAN DE PSE1 .....	96
FIGUUR 43. AANDEEL VAN DE LEVERENDE LANDEN VAN BELGIË IN ALLE LEVERENDE LANDEN PER PRIMAIRE ENERGIEBRON, 2009- 2011 .....	122
FIGUUR 44. EVOLUTIE VAN DE HUMAN DEVELOPMENT INDEX VAN DE TIEN BELANGRIJKSTE AARDOLIELEVERENDE LANDEN VAN BELGIË IN 2011 (AANDEEL IN %), 2005-2012 .....	147
FIGUUR 45. EVOLUTIE VAN DE HUMAN DEVELOPMENT INDEX VAN DE AARDGASLEVERENDE LANDEN VAN BELGIË IN 2011 (AANDEEL IN %), 2005-2012 .....	148
FIGUUR 46. EVOLUTIE VAN DE HUMAN DEVELOPMENT INDEX VAN DE STEENKOLLEVERENDE LANDEN VAN BELGIË IN 2011 (AANDEEL IN %), 2005-2012 .....	149
FIGUUR 47. VERDELING VAN DE BEWEZEN RESERVES EN VAN DE JAARLIJKSE PRODUCTIE VAN AARDOLIE OVER DE WERELDDELEN, 2011 .....	154
FIGUUR 48. AANDEEL VAN DE 10 BELANGRIJKSTE LANDEN IN TERMEN VAN BEWEZEN RESERVES (LINKS) EN JAARLIJKSE PRODUCTIE (RECHTS) VAN AARDOLIE, 2011 .....	154
FIGUUR 49. VERDELING VAN DE BEWEZEN RESERVES EN VAN DE JAARLIJKSE PRODUCTIE VAN AARDGAS OVER DE WERELDREGIO'S 2011 .....	156
FIGUUR 50. AANDEEL VAN DE 15 BELANGRIJKSTE LANDEN IN TERMEN VAN BEWEZEN RESERVES (LINKS) EN JAARLIJKSE PRODUCTIE (RECHTS) VAN AARDGAS, 2011 .....	157
FIGUUR 51. VERDELING VAN DE BEWEZEN RESERVES EN VAN DE JAARLIJKSE PRODUCTIE VAN STEENKOL OVER DE WERELDDELEN, 2011 .....	159
FIGUUR 52. AANDEEL VAN DE 10 BELANGRIJKSTE LANDEN IN TERMEN VAN BEWEZEN RESERVES (LINKS) EN JAARLIJKSE PRODUCTIE (RECHTS) VAN STEENKOL, 2011 .....	160
FIGUUR 53. GEOGRAFISCHE VERDELING VAN DE ONTDEKTE VOORRADEN WINBAAR VOOR MINDER 130 USD/KG IN 2009 (LINKS) EN VAN DE GERAAMDE JAARLIJKSE PRODUCTIE IN 2011 (RECHTS) VAN CONVENTIONEEL URANIUM .....	162

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Inleiding

De Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen het jaar 2030 (prospectieve studie elektriciteit 2 of PSE2) volgt op de Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (PSE1), die gepubliceerd is in december 2009<sup>1</sup>.

De studie is opgemaakt door de Algemene Directie Energie van FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (AD Energie) en voor het luik “perspectieven” is samengewerkt met het Federaal Planbureau (FPB). Bij de opmaak van de PSE2 werd in de mate van het mogelijke rekening gehouden met de resultaten van de consultaties met betrekking tot de PSE1 die overeenkomstig de wetgeving hebben plaatsgevonden.

De PSE2 bestaat uit drie delen. Het eerste deel geeft een algemeen overzicht van de PSE2. Het tweede deel geeft een kwantitatieve analyse van de elektriciteitsbevoorrading in België tegen het jaar 2030 waarbij gebruik wordt gemaakt van het energiemodel PRIMES en van het onderzoek van verscheidene scenario's. Het derde deel maakt een evaluatie van de bevoorradingzekerheid van elektriciteit van België op basis van een aantal criteria en gegevens uit diverse bronnen (maar vooral van het tweede deel van de PSE2 voor wat de toekomst betreft) en geeft aanbevelingen.

---

<sup>1</sup> Zie website van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie,  
[http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingzekerheid/Prospectieve\\_studie\\_elektriciteit/](http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingzekerheid/Prospectieve_studie_elektriciteit/)



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## 1. Prospectieve studie elektriciteit 2

In dit deel wordt de PSE 2 vanuit verschillende hoeken belicht: bestaansreden, werkwijze, inhoud, strategische milieubeoordeling en context.

### 1.1. Bestaansreden

De PSE2 ligt in de lijn van de maatregelen om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België te vrijwaren.

Op grond van een definitie van de energiebevoorradingszekerheid die door de Europese Commissie<sup>2</sup> is voorgesteld, kan men ervan uitgaan dat de bevoorradingszekerheid van elektriciteit moet streven naar de fysieke en permanente beschikbaarheid van elektriciteit tegen een haalbare prijs voor alle verbruikers in het licht van duurzame ontwikkeling.

In de vrijgemaakte markt valt de bevoorradingszekerheid van elektriciteit onder de verantwoordelijkheid van de overheid. In België wordt die verantwoordelijkheid gedragen door het federale niveau.

### 1.2. Werkwijze

De manier waarop de PSE's worden uitgevoerd is bepaald in artikel 3 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, zoals gewijzigd door de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen<sup>3</sup>.

Dat artikel bepaalt in § 1 dat “de prospectieve studie wordt opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau en in overleg met de [Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG)]. De netbeheerder [(Elia)] en de Nationale Bank van België [(NBB)] worden geraadpleegd. De Algemene Directie Energie kan de representatieve spelers van de elektriciteitsmarkt raadplegen. Het ontwerp van prospectieve studie wordt voor advies voorgelegd aan de Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling [(ICDO)] en aan de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven [(CRB)]. De adviezen worden bezorgd binnen de zestig dagen na het verzoek om advies. Bij gebrek aan advies wordt de procedure inzake de uitwerking van de prospectieve studie voortgezet. De prospectieve studie strekt zich uit over minstens tien jaar. Ze wordt om de vier jaar na de publicatie van de vorige studie aangepast.”

In § 3 wordt het volgende bepaald: “De minister bezorgt de prospectieve studie aan de federale Wetgevende Kamers en de Gewestregeringen alsook aan de Europese Commissie. Hij ziet erop toe dat de prospectieve studie op passende wijze wordt bekendgemaakt.”

---

<sup>2</sup> Europese Commissie (2000), *Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening*, groenboek, COM(2000) 769 def., 29 november 2000.

<sup>3</sup> BS van 11.1.2012.



Bij de uitwerking van het ontwerp van PSE2 hebben de AD Energie en het FPB hun ideeën gedeeld met:

- de CREG;
- Elia en de NBB;
- de gewesten;
- professoren van Belgische universiteiten.

### 1.3. Inhoud

De inhoud van de PSE's staat beschreven in § 2 van artikel 3 van de wet van 29 april 1999, dat luidt als volgt:

“§ 2. De prospectieve studie bevat de volgende elementen:

1° ze maakt een schatting van de evolutie van de vraag naar en van het aanbod van elektriciteit op middellange en lange termijn en identificeert de behoeften aan nieuwe middelen die daaruit voortvloeien;

2° ze bepaalt 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 door de Gewesten bepaalde randvoorwaarden inzake leefmilieu om rekening te houden met de internationale verbintenissen van België inzake de beperking van emissies en de energiewaardering uit hernieuwbare bronnen;

3° ze bepaalt de aard van de productiekanalen waaraan de voorrang moet worden gegeven met zorg voor de bevordering van productietechnologieën met lage emissie van broeikasgassen;

4° ze evalueert de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit en formuleert, wanneer deze in het gedrang dreigt te komen, aanbevelingen dienaangaande;

5° ze formuleert de aanbevelingen op basis van de vaststellingen die gemaakt zijn bij § 2, 1° tot 4°. De netbeheerder houdt rekening met deze aanbevelingen wanneer hij zijn in artikel 13 bedoelde ontwikkelingsplan opstelt;

6° zij analyseert de opportuniteit om gebruik te maken van de bij artikel 5 voorziene aanbestedingsprocedure.”

De punten 1° tot 3° worden behandeld in het tweede deel van de PSE2, de punten 4° tot 6° in het derde.

### 1.4. Strategische milieubeoordeling

In overeenstemming met de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

in de opstelling van de plannen en de programma's betreffende het milieu<sup>4</sup> moeten de auteurs hun plannen en programma's voorleggen voor een milieubeoordeling.

Hoewel de PSE geen echt plan is<sup>5</sup>, maakt zij deel uit van de plannen en programma's die opgesomd worden in de wet van 13 februari 2006 waarvoor een milieubeoordeling is vereist<sup>6</sup>.

De wet van 13 februari 2006 omvat verschillende verplichtingen:

- de opstelling van een register met de informatie die het rapport over de milieugevolgen moet bevatten;
- de realisatie van de beoordeling van de gevolgen voor het milieu;
- de opstelling van het voornoemde rapport;
- de raadpleging van het publiek;
- de raadpleging van betrokken instanties, waaronder:
  - de federale overheidsdiensten, verenigd in een adviescomité, dat werd opgericht overeenkomstig dezelfde wet gewoonlijk genaamd “Adviescomité SEA<sup>7</sup>”;
  - de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling (FRDO);
  - de regeringen van de gewesten;
- het rekening houden met het rapport en met de resultaten van de inspraak en van de raadplegingen bij de goedkeuring van het plan of het programma;
- de mededeling van informatie over de goedkeuring van het plan of het programma via een verklaring die wordt bekendgemaakt in het Belgisch staatsblad en op de portaalsite van de federale overheid;
- de opvolging van de milieugevolgen bij de toepassing van het plan of het programma.

## 1.5. Context

De institutionele, politieke en wetgevende context is uitvoerig beschreven in de PSE1 en, naar gelang van de behoefte, wordt besproken in de andere delen van de PSE2. Daarom vermeldt de hierna volgende tekst enkel een belangrijke ontwikkeling in die context, namelijk

---

<sup>4</sup> BS van 10.3.2006.

<sup>5</sup> De studie wordt bijvoorbeeld niet ten uitvoer gelegd.

<sup>6</sup> Artikel 6, § 1, 1°.

<sup>7</sup> SEA = Strategic Environmental Assessment (strategische milieubeoordeling).



de integratie in de Belgische wetgeving van het derde Europese energiepakket, en wordt nogmaals verwezen naar de kenmerken ervan.

Met als doel de werking van de markten voor elektriciteit en aardgas nog te verbeteren heeft de Europese Commissie in september 2007 het derde energiepakket aangenomen, dat door het Europees Parlement en de Raad in juli 2009 is ondertekend. Dit pakket bevat verschillende wetteksten: twee richtlijnen<sup>8</sup> en drie verordeningen<sup>9</sup>, waarvan de bepalingen hoofdzakelijk het volgende beogen:

- het scheiden van productie en levering van het netbeheer;
- het versterken van de consumentenrechten;
- het waarborgen van een universele dienstverlening van elektriciteit;
- het beschermen van kwetsbare consumenten;
- het reglementeren van de toegang voor bedrijven van buiten de EU tot de controle van de transmissienetten of hun eigenaren;
- het oprichten van een Europees Agentschap voor de samenwerking van energieregulatoren dat niet-bindende richtsnoeren formuleert;
- het goedkeuren door de Europese Commissie van bindende netcodes die steunen op de richtsnoeren van het Agentschap;
- het oprichten van Europese netwerken van transmissie- en vervoersysteembeheerders, die o.m. de netcodes moeten toepassen;
- het opleggen van een verplichting op de transmissie- en vervoernetbeheerders tweejaarlijks een netontwikkelingsplan voor een periode van 10 jaar aan de nationale autoriteiten voor te leggen;
- het verbeteren van de regionale samenwerking tussen nationale regulerende instanties;
- het versterken van de onafhankelijkheid van de nationale regulerende instanties.

De bepalingen van de richtlijnen zijn in Belgisch recht omgezet door de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektrici-

---

<sup>8</sup> Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 2003/54/EG en richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas en tot intrekking van richtlijn 2003/55/EG (PB L 211 van 14.8.2009).

<sup>9</sup> Verordening (EG) nr. 713/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 tot oprichting van een Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulatoren, verordening (EG) nr.714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van verordening (EG) nr. 1228/2003, en verordening (EG) nr. 715/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor de toegang tot aardgastransmissienetten en tot intrekking van verordening (EG) nr. 1775/2005 (PB L 211 van 14.8.2009).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

teitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> BS van 11.1.2012.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## 2. Kwantitatieve studie van de elektriciteitsbevoorrading van België

De kwantitatieve studie van de elektriciteitsbevoorrading van België tegen 2030 berust op een scenarioanalyse. Ze werd in drie hoofdstukken verdeeld. De eerste (hoofdstuk 2.1) is gewijd aan de methodologie. Het bevat een korte beschrijving van het gehanteerde model en de bestudeerde scenario's en eindigt met een vergelijking met de methodologie van de PSE1. In het tweede hoofdstuk (hoofdstuk 2.2) komen de hypothesen en het beleidskader aan bod die aan de basis liggen van de verschillende scenario's. Het zet eveneens de belangrijkste verschillen met de PSE1 in de verf. Het derde en laatste hoofdstuk (hoofdstuk 2.3) analyseert de evoluties van het aanbod van en de vraag naar elektriciteit in elk scenario, stelt vervolgens een algemeen beeld voor van de voornaamste resultaten en sluit af, zoals ook in de andere hoofdstukken, met een vergelijking met de vooruitzichten van de PSE1.

### 2.1. Methodologie

Het kwantitatieve deel van de PSE2 bestaat uit een algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading van België tegen 2030 binnen de globale energiecontext van het land. De algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading beoogt de vooruitzichten te bepalen van de Belgische energievraag in het algemeen, en van de elektriciteitsvraag in het bijzonder, en de elektrische productiecapaciteit die nodig is om op middellange en lange termijn (2020-2030) het elektriciteitsaanbod en de elektriciteitsvraag op elkaar af te stemmen. Zij houdt rekening met de ontwikkelingen van de Belgische economie en van de internationale energieprijzen, met de mogelijkheid van grensoverschrijdende elektriciteitshandel en met het Europees Klimaat- en Energiepakket. De voorgestelde analyse berust op het energiemodel PRIMES.

#### 2.1.1. Het PRIMES-model

PRIMES is een energetisch model van partiële evenwichten: het bepaalt een marktevenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar energie (“evenwicht”), maar evalueert niet de gevolgen op het macro-economische niveau (“partieel”)<sup>11</sup>. Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen van een bepaalde energievorm zodanig zijn dat het aanbod aangereikt door de producenten gelijk is aan de vraag van de verbruikers. Het evenwicht is dynamisch. Voor de elektriciteitssector wordt het evenwicht simultaan bepaald over de volledige projectieperiode (“perfect foresight”). PRIMES is een technisch-economisch model dat het gedrag simuleert van de verschillende economische agenten (electriciteitsproducenten, industriëlen, huishoudens, enz.). Met andere woorden, het koppelt aan de verschillende profielen van de vraag naar energiediensten energieproductie- en consumptietechnologieën waarmee kosten, omzettingsrendement, enz. samenhangen.

Het economische systeem is exogeen aan het PRIMES-model en berust op vooruitzichten van coherente sectorale evoluties die onder meer gedefinieerd zijn vanuit het algemene evenwichtsmodel GEM-E3. Hetzelfde geldt voor de prijzen van fossiele energie op de inter-

---

<sup>11</sup> Bijgevolg laat deze aanpak niet toe het effect van de evolutie van de elektriciteitsprijs (die een modeloutput is) op de economische activiteit en meer bepaald op de activiteit van de industrie te meten.



ationale markten die bepaald worden op basis van het mondiale energiemodel PROMETHEUS en de evolutie van de transportactiviteit die wordt geëvalueerd met behulp van het Europees transportnetwerkmodel TRANSTOOLS.

PRIMES is bijzonder geschikt voor het opstellen van energievoorzichten op lange termijn<sup>12</sup> (2020-2030) op supranationaal (Europees) en nationaal (bv. Belgisch) niveau. Het kwantitatieve gedeelte van de PSE2 zal bijgevolg gericht zijn op die tijdshorizon. Voor de middellange termijn heeft het Energieobservatorium van de AD Energie midden 2012 een specifieke analyse van de elektriciteitsbevoorrading gemaakt en gepubliceerd in zijn "Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 en aanbevelingen".

Het startjaar (of referentiejaar) van de voorzichten voor de elektriciteitsbevoorrading is 2010, het jaar waarvoor de statistische gegevens over de elektriciteitssector in het PRIMES-model werden opgenomen. Die gegevens hebben zowel betrekking op de beschrijving van het productiepark als op het niveau en de intersectorale verdeling van de elektriciteitsvraag. De informatie over de investeringen en de besliste buitengebruikstellingen (op datum van 31 december 2011) werden eveneens in het model geïntegreerd.

Naast de energievoorzichten levert PRIMES ook evolutievoorzichten voor de uitstoot van pollutanten. Het gaat vooral om emissies die afkomstig zijn van de energieproductie en – consumptie. Voor deze prospectieve studie zullen we ons focussen op de evolutie van de broeikasgasemissies zowel in de elektriciteitssector als voor het gehele Belgische energiesysteem.

### 2.1.2. De basisscenario's

De eerste prospectieve studie elektriciteit (PSE1) was opgebouwd rond een referentiescenario dat de recente trends projecteerde en het effect van het toenmalig beleidskader tot 2020 evalueerde. In dit type van studie is dat een algemeen toegepaste benadering. Het referentiescenario beoogt vooral de impact te simuleren van de gekende trends en beleidsmaatregelen op het Belgisch energiesysteem en op de energetische CO<sub>2</sub>-uitstoot, rekening houdend met de evolutie van de determinanten van het energieaanbod en de energievraag. Het referentiescenario vormt ook een vergelijkingspunt voor de evaluatie van alternatieve scenario's, maar is niet ontwikkeld om het meest realistische of meest waarschijnlijke beeld van het Belgisch energiesysteem te schetsen.

Voor deze tweede prospectieve studie (PSE2) werd een enigszins andere benadering gevolgd. Dat komt door de onzekerheid over de beschikbaarheid van de nucleaire capaciteit tegen 2020 op het ogenblik dat de kwantitatieve analyse werd gemaakt (april tot september 2012). In die context kan men inderdaad moeilijk steunen op een gekende tendens inzake kernenergie. Daarom beschrijft de PSE2 drie basisscenario's, in plaats van één referentiescenario. Die basisscenario's hebben dezelfde kenmerken als een referentiescenario, maar geven andere evoluties van de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie. Meer bepaald:

---

<sup>12</sup> Zelfs op zeer lange termijn (2050), zoals blijkt uit de Routekaart naar een concurrerende koolstofarme Europese economie tegen 2050 (maart 2011) en de routekaart Energie 2050 (december 2011) die werd gerealiseerd door de Europese Commissie.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- basisscenario *Nuc-1800* gaat uit van de geleidelijke ontmanteling van de kerncentrales na 40 jaar werking, overeenkomstig de wet over de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, uitgevaardigd op 31 januari 2003. De naam van het scenario verwijst naar het wegvallen van 1800 MW aan nucleaire capaciteit (Doel 1&2 en Tihange 1) in het elektriciteitspark in 2020.
- basisscenario *Nuc-900* is geënt op de beslissing van de Ministerraad van 4 juli 2012 die voorziet in een verlenging met tien jaar van de operationele werkingsduur van de kerncentrale van Tihange 1. Voor de overige kerncentrales blijft de wet van 2003 van toepassing. De naam van het scenario verwijst naar het wegvallen van ongeveer 900 MW aan nucleaire capaciteit (Doel 1&2) in het elektriciteitspark in 2020.
- basisscenario *Nuc-3000* gaat uit van de hypothese dat 3000 MW aan nucleaire capaciteit niet meer beschikbaar zal zijn in 2020 als gevolg van de vervroegde sluiting van een aantal reactoren en de toepassing van de wet van 2003, behalve voor de centrale van Tihange 1 die, zoals in het scenario *Nuc-900*, haar activiteiten voortzet tot in 2025. Met andere woorden, er verdwijnt 3000 MW uit het elektriciteitspark tegen 2020.

Voor de onderdelen “klimaatbeleid” en “ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen” steunen de basisscenario’s van de PSE2 in ruime mate op de scenario’s Ref\_20/20 van de Working Paper 9-11 (FPB, 2011a) en de Energievooruitzichten voor België tegen 2030 (FPB, 2011b) die de toepassing van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket<sup>13</sup> simuleren. De drie basisscenario’s steunen op dezelfde hypothesen in verband met de demografische en economische context tegen 2030 (sectoractiviteit, internationale brandstofprijzen, enz.) en op dezelfde beleidsmaatregelen die van kracht zijn op het vlak van energie<sup>14</sup> transport en milieu. De belangrijkste hypothesen die werden gebruikt voor de basisscenario’s worden beschreven in deel 2.2.1.

De basisscenario’s van de PSE2 verschillen van voorvermelde scenario’s wat betreft de evolutie van de netto elektriciteitsinvoer en de energiemix voor de elektriciteitsproductie. De nieuwe hypothesen en de verschillen met de scenario’s Ref\_20/20 worden eveneens beschreven in deel 2.2.1.

### 2.1.3. De alternatieve scenario’s

Om rekening te houden met de onzekerheden over sommige oriënteringen van het Belgisch energiebeleid, worden in de PSE2 ook verschillende alternatieve scenario’s bestudeerd. De resultaten daarvan maken het mogelijk de impact van alternatieve of nieuwe beleidsmaatregelen op de Belgische elektriciteitsbevoorrading te evalueren. De alternatieve beleidsmaatregelen hebben betrekking op de energiemix voor de elektriciteitsproductie en meer bepaald de rol van steenkool. Wat kernenergie betreft, veronderstellen de alternatieve scenario’s dezelf-

---

<sup>13</sup> La répartition de l’objectif de 13% entre les trois usages SER (électricité, chaleur et refroidissement et transport) est déterminée par le modèle compte tenu des potentiels de développement et des politiques de soutien mise en œuvre.

<sup>14</sup> Dit punt moet worden genuanceerd voor kernenergie: de voorvermelde studies hielden rekening met de kernuitstap volgens de timing zoals bepaald in de wet van 2003, terwijl de PSE2 daarnaast twee andere evolutieschema’s voor de nucleaire capaciteit beschouwt.



de evolutie als in scenario *Nuc-1800*<sup>15</sup>. Wat de nieuwe beleidsmaatregelen betreft, legt de PSE2 vooral de nadruk op de ontplooiing van hernieuwbare energiebronnen na 2020 en op de beheersing van de energievraag in het algemeen en van de elektriciteitsvraag in het bijzonder in het kader van de Belgische (indicatieve) doelstelling van verbetering van de energie-efficiëntie met 18% in 2020 ten opzichte van de baseline PRIMES 2007. De impact van de afhankelijkheid van de elektriciteitsinvoer op de nood aan productiecapaciteit op Belgisch grondgebied wordt ook geëvalueerd met behulp van een alternatief scenario zonder grensoverschrijdende elektriciteitsstromen.

Met het PRIMES-model werden vier alternatieve scenario's opgesteld en geanalyseerd. Enkel de kenmerken waarin ze verschillen van de basisscenario's worden hieronder beschreven:

- scenario *Coal*: dit scenario schaft de randvoorwaarde af die werd opgelegd in de basisscenario's, namelijk geen investeringen in nieuwe steenkoolcentrales tot 2030. In het *Coal*-scenario zijn investeringen in nieuwe steenkoolcentrales mogelijk, maar enkel na 2020, om rekening te houden met de termijnen voor de vergunning- en bouwprocedures.
- scenario *No-imp*: dit alternatieve scenario veronderstelt een niveau van netto elektriciteitsinvoer dat gelijk is aan nul over de gehele projectieperiode. In de basisscenario's is de gekozen hypothese een constant niveau van netto-invoer dat niet gelijk is aan nul tijdens de periode 2015-2030 (5,8 TWh).
- scenario *18%EE*: dit scenario houdt rekening met de indicatieve doelstelling van België om zijn primaire energieverbruik tegen 2020 met 18% te verminderen ten opzichte van een referentieprojectie. In de basisscenario's worden enkel de bestaande beleidsmaatregelen opgenomen die tot doel hebben het energieverbruik te verminderen en niet het indicatieve streefdoel van 18%.
- scenario *EE/RES++*: dit scenario onderzoekt de impact van een ambitieuze ontplooiing van de hernieuwbare energiebronnen voor elektriciteitsproductie na 2020, in combinatie met een daling van de elektriciteitsvraag die compatibel is met de energie-efficiëntiedoelstelling van 18% tegen 2020.

Deel 2.2.2 biedt een uitvoerige beschrijving van de hypothesen die aan de basis liggen van de vier alternatieve scenario's. De resultaten worden voorgesteld in deel 2.3.2.

Tabel 1 geeft een bondig overzicht van de belangrijkste kenmerken (en verschillen) van de 7 bestudeerde scenario's, namelijk de drie basisscenario's en de vier alternatieve scenario's.

---

<sup>15</sup> Deze keuze is gemotiveerd door het feit dat geen enkele wet de uitstapwet van januari 2003 in vraag stelde op het moment dat de alternatieve scenario's werden uitgetekend. Sindsdien is een nieuwe wet aangenomen (wet van 18 december 2013, gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 24 december 2013) die de verlenging met tien jaar van de operationele werkingduur van de kerncentrale van Tihange 1 bekrachtigt (hypothese gesteld in het basisscenario Nuc-900).



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 1. Overzicht van de kenmerken van de bestudeerde scenario's**

	Kernenergie in 2020 (MW)	Optie steenkool na 2020	Netto- elektriciteitsinvoer periode 2015-2030 (TWh)	Elektriciteitsvraag periode 2015- 2030	HEB-E in 2030
<b>Basisscenario's</b>					
<i>Nuc-900</i>	-867	neen	5,8	endogeen	endogeen
<i>Nuc-1800</i>	-1829	neen	5,8	endogeen	endogeen
<i>Nuc-3000</i>	-2881	neen	5,8	endogeen	endogeen
<b>Alternatieve scenario's</b>					
<i>Coal</i>	-1829	ja	5,8	endogeen	endogeen
<i>No-imp</i>	-1829	neen	0,0	endogeen	endogeen
<i>18%EE</i>	-1829	neen	5,8	doelstelling 18% EE(*)	endogeen
<i>EE/RES++</i>	-1829	neen	5,8	doelstelling 18% EE(*)	50%

Noot: EE = energie-efficiëntie; HEB-E = elektriciteit opgewekt op basis van hernieuwbare energiebronnen (in % van de totale netto elektriciteitsproductie).

(\*): meer bepaald: de elektriciteitsvraag blijft endogeen bepaald, maar de evolutie ervan houdt eveneens rekening met de 18% EE-doelstelling.

Bron: FPB, Energieobservatorium (AD Energie).

#### 2.1.4. Verschil met de PSE1

Het kwantitatieve deel van de PSE1 was gebaseerd op een methodologie in twee fasen: een algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading van België tegen 2020, aangevuld met bijkomende analyses van het beheer van het elektriciteitssysteem. In PSE2 werd enkel de algemene analyse behouden. De aanvullende analyses maken geen deel meer uit van de voorliggende prospectieve studie omwille van twee belangrijke redenen.

Eenzijds werd door het Energieobservatorium van de AD Energie reeds een specifieke studie uitgevoerd over de productiemiddelen van elektriciteit over de periode 2012-2017 (juni 2012). Die studie onderzoekt, jaar per jaar, het verschil tussen de piekvraag naar elektriciteit (uitgedrukt in MW) en de capaciteit van het Belgisch productiepark rekening houdend met de verwachte buitendienststellingen, de goedgekeurde investeringen en de werking van de verschillende productiemiddelen.

Anderzijds is de aanvullende analyse minder relevant voor de validering van de grensoverschrijdende stromen die in de algemene analyse werden berekend, aangezien de door de PSE2 gebruikte benadering erin bestaat op exogene wijze (netto-) niveaus van elektriciteitshandel met de buurlanden te bepalen. Ter herinnering: in de PSE1 werd een bijzondere versie van het PRIMES-model gebruikt, namelijk het geïnterconnecteerd PRIMES-model. In die versie worden de elektriciteitsmodules van de EU27-lidstaten opgenomen, waardoor de invoer- en uitvoerstromen van elektriciteit tussen de Europese landen op endogene wijze bepaald kunnen worden.

## 2.2. Hypothesen en beleidskader

Om de prospectieve studie elektriciteit te realiseren, worden een aantal hypothesen geformuleerd. Op verschillende wijze gecombineerd laten deze hypothesen toe om diverse scenario's op te stellen die vervolgens worden geëvalueerd met het PRIMES-model.



Dit hoofdstuk beschrijft bondig de verschillende hypothesen: de hypothesen van de basis-scenario's (deel 2.2.1) en de veranderingen die kenmerkend zijn voor de alternatieve scenario's (deel 2.2.2). Deel 2.2.1 geeft de belangrijkste determinanten van de langetermijnevolutie van de elektriciteitsvraag, namelijk de economische groei, de demografie en de internationale brandstofprijzen. Er worden eveneens hypothesen geformuleerd voor het klimaatbeleid (via de koolstofprijs) en voor het energiebeleid met de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen en de evolutie van de energiemix in de elektriciteitssector. Een belangrijke factor voor de ontwikkeling van het Belgisch productiepark, namelijk de grensoverschrijdende elektriciteitshandel, wordt ook behandeld. Ten slotte worden enkele algemene hypothesen beschreven die van toepassing zijn op alle bestudeerde scenario's.

Dit hoofdstuk wordt afgesloten met een korte vergelijking van de in deze prospectieve studie elektriciteit (PSE2) onderzochte hypothesen met de hypothesen die aan de basis liggen van de vorige prospectieve studie (PSE1).

### 2.2.1. Hypothesen van de basisscenario's

#### Macro-economisch en demografisch kader

De economische activiteit en de (samenstelling van) bevolking vormen twee belangrijke determinanten van de evolutie van het energieverbruik in het algemeen en van het elektriciteitsverbruik in het bijzonder. Het macro-economische en demografische kader uit de PSE2 berust, wat de lange termijn betreft, op dezelfde grondslagen als die in de Energievooruitzichten voor België tegen 2030, die het FPB in november 2011<sup>16</sup> publiceerde. Toch verschillen de bbp-niveaus en de toegevoegde waarden enigszins van de niveaus die in de bovenvermelde studie werden gepubliceerd, want de evoluties houden rekening met de gepubliceerde statistieken voor het jaar 2010.

Tabel 2 geeft de belangrijkste in de PSE2 gebruikte economische en demografische variabelen. Hij toont zowel de absolute waarden voor de horizon 2020-2030 als de gemiddelde jaarlijkse groei tussen 2010 en 2020 enerzijds en tussen 2020 en 2030 anderzijds.

Tussen 2010 en 2030 stijgt het aantal inwoners in België met iets minder dan een miljoen. In 2030 (2020) bedraagt de totale bevolking 11745000 (11322000) personen. Op jaarbasis groeit de bevolking dus gemiddeld met 0,4% tot 2030. De gemiddelde gezinsgrootte is eveneens bepalend voor het toekomstige energieverbruik. In de komende 20 jaar zou het gemiddeld aantal personen per gezin verder dalen. Gekoppeld aan de demografische groei, vertaalt die trend zich in een toename van het aantal gezinnen.

---

<sup>16</sup> Voor het macro-economische kader werden de middellangetermijngroeivoorzichten voor het bbp en de sectorale toegevoegde waarden gebaseerd op de middellangetermijngroeivoorzichten van het FPB van mei 2009, terwijl de langetermijngroeivoorzichten zich baseren op het referentiescenario opgesteld in het Ageing Report van 2009. Deze vooruitzichten houden rekening met de effecten van de financieel-economische crisis van 2008-2009, maar niet van de sterke vertraging van de economische activiteit in 2012, noch van de minder optimistische (dan in 2009) middellangetermijngroeivoorzichten (2020) die recent werden opgesteld door het FPB en andere instellingen. Over de periode 2020-2030 zijn de vooruitzichten van de macro-economische groei opgesteld in 2009 en in 2012 evenwel gelijklopend. Voor het demografisch kader steunt de studie op de evoluties van de EUROPOP2008-convergentiescenario's van Eurostat die eveneens gediend hebben als basis voor het Ageing Report van 2009. Sinds dan werden evenwel recentere bevolkingsvooruitzichten gepubliceerd die, in tegenstelling tot de macro-economische vooruitzichten, optimistischer zijn dan deze van 2009. Zij stellen een hogere aangroei van de Belgische bevolking voor.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De tabel toont vervolgens het bbp en de toegevoegde waarden per deelsector. Tijdens de periode 2010-2030 bedraagt de groei van de Belgische economie gemiddeld 2,0% per jaar, maar hij vertraagt op het einde van de projectieperiode: van 2,3% tussen 2010 en 2020 tot 1,6% tussen 2020 en 2030. De groei van de toegevoegde waarde van de industrie moet vooral worden toegeschreven aan de sectoren van de chemische en metaalverwerkende nijverheid<sup>17</sup>. Voor de tertiaire sector is de groei vooral het gevolg van de handel en de marktdiensten.

**Tabel 2. Macro-economische en demografische hypothesen voor België tegen 2020 en 2030**

	2010	2020	2030	10/20	20/30
Bevolking (in miljoen)	10,784	11,322	11,745	0,5%	0,4%
Aantal gezinnen (in miljoen)	4,689	5,123	5,514	0,9%	0,7%
Gemiddelde gezinsgrootte (aantal personen per gezin)	2,30	2,21	2,13	-0,4%	-0,4%
Bbp (in miljard euro van 2005)	322	402	474	2,3%	1,6%
Bruto toegevoegde waarde (in miljoen euro van 2005)	286050	362754	427622	2,4%	1,7%
Industrie	43066	57116	65394	2,9%	1,4%
Ijzer- en staalsector	1762	2121	2221	1,9%	0,5%
Non-ferrometalen	1338	1629	1724	2,0%	0,6%
Chemie	9548	12569	14706	2,8%	1,6%
Niet-metaalhoudende mineralen	2089	2799	3126	3,0%	1,1%
Papier	3440	4841	5683	3,5%	1,6%
Voeding, dranken, tabak	6924	9139	10303	2,8%	1,2%
Vervaardiging van metaalproducten	11051	15068	17732	3,1%	1,6%
Textiel	1593	1796	1688	1,2%	-0,6%
Overige	5321	7154	8211	3,0%	1,4%
Bouw	14019	16109	17717	1,4%	1,0%
Tertiaire sector	220200	279632	333775	2,4%	1,8%
Marktdiensten	112825	143924	176775	2,5%	2,1%
Niet-verhandelbare diensten	67648	83183	91231	2,1%	0,9%
Handel	37364	49730	62937	2,9%	2,4%
Landbouw	2362	2796	2833	1,7%	0,1%
Energiesector	8766	9897	10737	1,2%	0,8%

Noot: //: gemiddelde jaarlijkse groeivoet.

Bron: NTUA, Eurostat (voorlopige gegevens voor 2010).

### Evolutie van de internationale brandstoffenprijzen

De prijzen van fossiele brandstoffen op de internationale markten beïnvloeden eveneens het energieverbruik en vormen dus een belangrijk gegeven voor de prospectieve studie elektriciteit. Voor de lange termijn zijn de gekozen hypothesen dezelfde als die in de Energievooruitzichten voor België tegen 2030, die het FPB publiceerde in november 2011. De prijsprojecties werden evenwel voor de korte termijn (2015) aangepast om rekening te houden met de recente ontwikkelingen. De onderstaande tabel 3 toont de hypothesen met betrekking tot de evolutie van de internationale prijzen van ruwe olie, aardgas en steenkool tot 2030, terwijl figuur 1 die binnen een historisch perspectief plaatst. Om het inflatie-effect weg te werken, worden alle prijzen uitgedrukt in USD van 2008.

<sup>17</sup> Deze twee sectoren worden zowel gekenmerkt door een hoge groeivoet van hun toegevoegde waarde als door een aanzienlijk aandeel in de totale toegevoegde waarde van de industrie (elk meer dan 20%).



**Tabel 3. Hypothesen betreffende de evolutie van de fossiele brandstoffenrijzen**

USD 2008/boe

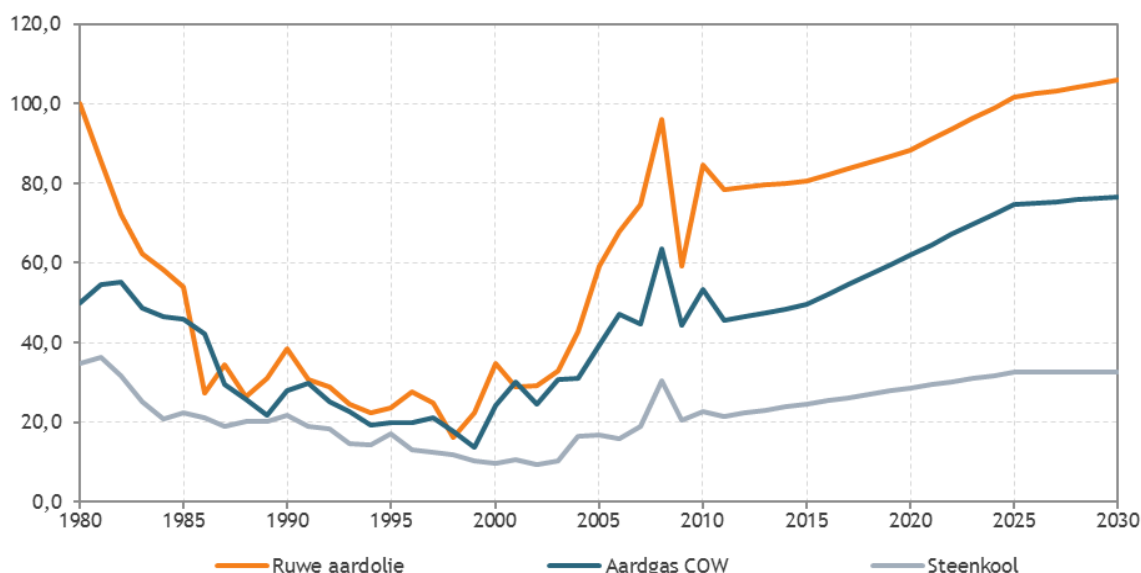
	2015	2020	2025	2030
Ruwe olie	80,5	88,4	101,6	105,9
Aardgas	49,5	62,1	74,6	76,6
Steenkool	24,5	28,7	32,5	32,6

Noot: boe: barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.

Bron: NTUA, FPB (2011b).

**Figuur 1. Evolutie van de fossiele brandstoffenrijzen, periode 1980-2030**

USD 2008/boe



Noot: COW = calorische onderwaarde; boe = barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.

Bron: NTUA, FPB (2011b).

### Beleidskader

De basisscenario's berusten op de tot eind 2009 aangenomen beleidsmaatregelen. Toch wordt ook rekening gehouden met de evoluties van het Belgisch energiesysteem in 2010, het laatste jaar waarvoor volledige energiestatistieken beschikbaar zijn en, wat ongebruikelijker is voor basisscenario's, er wordt verondersteld dat de Belgische doelstellingen uit het wetgevend Klimaat- en Energiepakket zullen worden gerealiseerd.

Het Klimaat- en Energiepakket werd door de Europese Raad goedgekeurd in april 2009 en gepubliceerd in het Publicatieblad van de Europese Unie in juni 2009. Het omvat de volgende acties:

- een richtlijn die een gemeenschappelijk EU-kader vaststelt ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare energiebronnen en tot vaststelling van nationale doelstellingen (richtlijn 2009/28/EG of HEB-richtlijn);

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- de herziening van de richtlijn tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten (richtlijn 2009/29/EG) die zich dus richt tot de ETS-sector;
- een beschikking inzake de verdeling van de inspanningen van de lidstaten om hun broeikasgasemissies te verminderen in de niet-ETS-sectoren (beschikking 406/2009/EG);
- Een verordening tot vaststelling van emissienormen voor nieuwe personenauto's (verordening 443/2009/EG);
- de herziening van een richtlijn om de luchtkwaliteit te verbeteren en de broeikasgasemissies te verminderen dankzij milieunormen voor de brandstoffen (richtlijn 2009/30/EG);
- een richtlijn die een reglementair kader instelt voor de geologische opslag van koolstofdioxide (richtlijn 2009/31/EG).

De volgende drie delen geven meer gedetailleerde informatie over het beleidskader waarin de basisscenario's zich situeren. Zij behandelen respectievelijk de beperking van de broeikasgasemissies, de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen en de verbetering van de energie-efficiëntie.

### Broeikasgasemissies

Wat de beperking van de broeikasgasemissies betreft, leidt de uitvoering van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket tot de volgende verplichtingen voor België:

- een vermindering van de broeikasgasemissies in de niet-ETS-sector met 15% in 2020 ten opzichte van het niveau van 2005;
- een vermindering van de broeikasgasemissies in de ETS-sector in het kader van het Europese emissiehandelssysteem; die vermindering moet dus niet gebeuren via een nationale doelstelling, maar via een eenvormige koolstofprijs op Europees niveau.

In de niet-ETS-sector staat de Europese wetgeving de lidstaten toe gebruik te maken van de flexibiliteitsmechanismen om hun reductiedoelstelling te bereiken. Met andere woorden, de lidstaten die hun broeikasgasemissies verminderen tot onder de nationale doelstellingen, kunnen hun “overtollige” reducties verkopen aan lidstaten die hun emissieplafonds overschrijden. Deze hypothese komt neer op een gelijkschakeling van de marginale reductiekosten in de EU, wat zich, op het vlak van modellering, weerspiegelt in een gelijke koolstofwaarde (KW) in alle lidstaten op het niveau van de niet-ETS-sector.

In de ETS-sector is de koolstofwaarde (KW) eveneens in alle lidstaten dezelfde. Dit keer is het uniforme karakter van de koolstofwaarde echter geen hypothese, maar het gevolg van de toepassing van het Europese emissiehandelssysteem; de KW geeft dan de koolstofprijs op die markt.

Het wetgevend Klimaat- en Energiepakket betreft enkel de periode tot 2020. Na 2020 kan men zich verwachten aan grotere emissiereducties om de opwarming van de planeet te be-



perken tot 2° boven het pre-industrieel niveau. Hoewel de Europese Commissie een routekaart naar een concurrerende koolstofarme economie in 2050 (COM(2011)112 final) heeft voorgesteld, werden voor 2030, de horizon in de PSE2, nog geen streefcijfers inzake emissiereducties vastgelegd. In de basisscenario's wordt er bijgevolg geen enkele reductiedoelstelling voor BKG na 2020 vastgelegd, aangezien het Belgisch energiesysteem evolueert onder impuls van de door het wetgevend Klimaat- en Energiepakket gecreëerde dynamiek.

Het beleidskader en de hierboven beschreven hypothesen zijn coherent met de onderliggende hypothesen van scenario Ref\_20/20 dat wordt beschreven in de Working Paper 9-11 (FPB, 2011a)<sup>18</sup>.

Tabel 4 toont de koolstofwaarden die overeenstemmen met die hypothesen.

**Tabel 4. Koolstofwaarden in de basisscenario's**

	euro 2008/t CO <sub>2</sub>			
	2015	2020	2025	2030
ETS	13,6	16,5	17,6	18,7
Niet-ETS	2,6	5,3	5,3	5,3

Noot: ETS = Emission Trading System.  
Bron: PRIMES, WP 9-11 (FPB, 2011a).

### Hernieuwbare energiebronnen

Wat de hernieuwbare energiebronnen betreft, leidt de uitvoering van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket tot de volgende verplichtingen voor België:

- een HEB-aandeel van 13% in het bruto finaal energieverbruik in 2020;
- een HEB-aandeel van 10% in de transportsector in 2020.

Het gebruik van de flexibiliteitsmechanismen is ook mogelijk voor de HEB. Ze worden dan samenwerkingsmechanismen genoemd (statistische transfers, gezamenlijke projecten, enz.). Eind 2009 hebben de lidstaten een prognosedocument ("Forecast document") naar de Europese Commissie gestuurd waarin zij een raming geven van het vermoedelijk gebruik van de samenwerkingsmechanismen om hun HEB-doelstellingen te realiseren. Voor België bedraagt het mogelijke gebruik 0,5% van het bruto finaal energieverbruik in 2020, of 0,5 procentpunt van de Belgische 13%-doelstelling.

Hoewel die mogelijkheid werd voorgesteld in het Belgisch prognosedocument, werd verondersteld dat de totale doelstelling op Belgisch grondgebied zal worden gerealiseerd. De hernieuwbare waarde (HW) die overeenstemt met die hypothese wordt voorgesteld in de onderstaande tabel 5.

<sup>18</sup> Dat is ook de aanpak van de Europese Commissie om haar referentiescenario te bepalen in de studie "EU energy trends to 2030-update 2009". In de ETS-sector maakt men de hypothese van een regelmatige daling van de BKG-emissiequota wat leidt tot een progressieve daling van de koolstofprijs (of koolstofwaarde) op de EU-ETS-markt, in de niet-ETS-sector wordt verondersteld dat het niveau van de vereiste inspanningen in 2020 behouden blijft over de periode 2020-2030, wat neerkomt op het aanhouden van een constante koolstofwaarde. Er dient gespecificeerd te worden dat deze aanpak verschilt van deze gevolgd om het Ref\_20/20-scenario van de studie "Energievooruitzichten voor België tegen 2030" (FPB, 2011b) te bepalen. Deze laatste voorziet immers een BKG-emissiereductiedoelstelling in 2030 op Europees niveau.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 5. Hernieuwbare waarde in de basisscenario's**

euro 2008/ MWh

	2015	2020	2025	2030
HW	26,4	56,4	23,9	23,9

Noot: HW = hernieuwbare waarde.

Bron: PRIMES.

Er dient te worden vermeld dat de hypothese in de PSE2 verschilt van die in de Working Paper 9-11 (FPB, 2011a) en in de Energievooruitzichten voor België tegen 2030 (FPB, 2011b). Die twee studies gaan er namelijk van uit dat de samenwerkingsmechanismen ten belope van 0,5 procentpunt worden gebruikt en dat de HEB-doelstelling op Belgisch grondgebied 12,5% bedraagt in 2020.

Na 2020 werd geen enkele HEB-doelstelling vastgelegd. Toch werden de basisscenario's zo gedefinieerd dat het energieverbruik op basis van HEB blijft toenemen tijdens de periode 2020-2030, maar trager dan tijdens de periode 2010-2020. De hernieuwbare waarde die overeenstemt met dit evolutieschema is lager dan de waarde die in 2020 nodig zal zijn om de 13%-doelstelling te bereiken.

#### Energie-efficiëntie

Het wetgevend Klimaat- en Energiepakket omvat geen specifieke maatregelen om het energieverbruik te verminderen en de energie-efficiëntie te verhogen. De EU-doelstelling om het primaire energieverbruik met 20% te verminderen tegen 2020 ten opzichte van een referentieprojectie is een niet-bindende doelstelling. In het Nationaal Hervormingsprogramma van België (NHP, 2011), dat op 15 april 2011 aan de Europese Commissie werd bezorgd, heeft België gewag gemaakt van een energie-efficiëntiedoelstelling van 18% tegen 2020<sup>19</sup>. Ook die doelstelling is niet bindend; ze stemt overeen met een maximumniveau voor het primaire energieverbruik in 2020 van 43,6 Mtoe (vergeleken met 53,9 Mtoe in 2010). Het indicatieve karakter van de energie-efficiëntiedoelstelling heeft ertoe geleid dat zij niet werd opgelegd in de basisscenario's.

Dat gezegd zijnde, bevatten de basisscenario's toch beleidsmaatregelen om het energieverbruik in België te verminderen. Zo houden ze rekening met de maatregelen die voortvloeien uit de actieplannen inzake energie-efficiëntie, de reglementeringen die de richtlijn “ecodesign” toepassen en de herziening van de richtlijn over de energieprestatie van gebouwen.

Daarenboven volgt uit de toepassing van de BKG- en HEB-doelstellingen uit het Klimaat- en Energiepakket eveneens een vermindering van het energieverbruik en een verbetering van de energie-efficiëntie.

<sup>19</sup> Die doelstelling kan herzien worden bij de geplande rapportering in het kader van de Richtlijn Energie-efficiëntie die op 4 oktober 2012 werd goedgekeurd (“Member States have to report their national indicative targets by 30 April 2013”).



## Hypothesen in verband met de elektriciteitsbevoorrading

### Energiemix voor de elektriciteitsproductie

Het energiemodel PRIMES bepaalt op endogene wijze<sup>20</sup> de types van elektriciteitscentrales en de energievormen die worden ingezet in functie van het niveau en het profiel van de elektriciteitsvraag en de technische, economische en operationele kenmerken van de productie-eenheden. Ook wettelijke, politieke of andere randvoorwaarden hebben een invloed op de evolutie van de energiemix in de elektriciteitssector. De basisscenario's zijn gebaseerd op de volgende hypothesen:

- het uitblijven van investeringen in nieuwe steenkoolcentrales tot 2030. Die hypothese steunt op de recente weigering van de milieuvergunning voor een nieuwe steenkoolcentrale in een geografisch gebied dat interessant<sup>21</sup> is voor dit type van investering (de haven van Antwerpen) om redenen die te maken hebben met de luchtkwaliteit.
- aardolieproducten worden enkel gebruikt in productie-eenheden die de piekbelasting verzekeren.
- wat kernenergie betreft, worden drie hypothesen bestudeerd die toelaten om rekening te houden met de onzekerheden over de beschikbaarheid van de kerncentrales tot 2025 die bestonden op het ogenblik dat het kwantitatieve deel van de PSE2 werd gerealiseerd (van april tot september 2012). De eerste hypothese (scenario *Nuc-1800*) komt overeen met de geleidelijke ontmanteling van de kerncentrales na 40 jaar werking, conform de wet over de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, uitgevaardigd op 31 januari 2003<sup>22</sup>. De tweede hypothese (scenario *Nuc-900*) valt samen met de beslissing van de Ministerraad van 4 juli 2012 om de operationele werkingsduur van de kerncentrale van Tihange 1 met tien jaar te verlengen (de wet van 2003 blijft van toepassing voor de overige kerncentrales). De derde hypothese (scenario *Nuc-3000*) vindt haar oorsprong in de onzekerheid omtrent het heropstarten van Doel 3 en Tihange 2 als gevolg van de onregelmatigheden die werden vastgesteld in het reactorvat. Die onzekerheid valt samen met de onbeschikbaarheid van 3000 MW aan nucleaire capaciteit in 2020 (sluiting van Doel 1&2 in 2015, maar verlenging van de werkingsduur van Tihange 1 met 10 jaar). Tabel 6 geeft de evolutie van de nucleaire capaciteit in België tot 2030 volgens de gekozen hypothese.

---

<sup>20</sup> Via een minimalisering van de productiekosten.

<sup>21</sup> Interessant omwille van de balancerings tussen elektriciteitsvraag en -aanbod, voor de gemakkelijke steenkoolbevoorrading, maar ook voor de mogelijkheid van CO<sub>2</sub>-opvang en opslag (CCS). Nederland beschikt over potentieel interessante opslagzones.

<sup>22</sup> Belgisch Staatsblad van 28 februari 2003, pp. 9879-9880.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 6. Evolutie van de nucleaire capaciteit in België volgens het basisscenario, 2010-2030**

	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Nuc-900</i>	5943	5301	5076	973	0
<i>Nuc-1800</i>	5943	4700	4114	613	0
<i>Nuc-3000</i>	5943	3287	3062	973	0

MW

Noot: deze evolutie steunt op twee hypothesen: 1) het jaar voor het jaar waarin een kerncentrale wordt gesloten, werkt deze op de helft van haar capaciteit (zie aanbevelingen van de PSE1); 2) het jaar waarin de kerncentrale effectief wordt gesloten, wordt haar beschikbare capaciteit berekend op basis van het aantal maanden dat ze nog operationeel is.

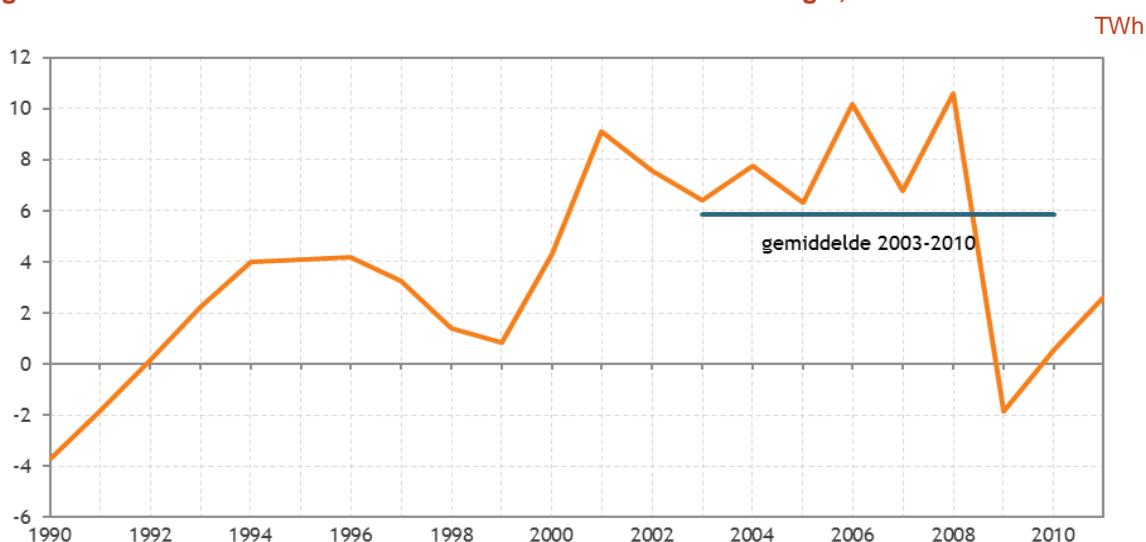
Bron: FPB.

### Netto-elektriciteitsinvoer

De invoer en de uitvoer van elektriciteit zijn belangrijke parameters voor de modellering aangezien zij een invloed hebben op de omvang van het productiepark. Zij zijn nochtans moeilijk te projecteren in de tijd. Dat wordt duidelijk in figuur 2, die de historische evolutie toont van de netto elektriciteitsinvoer (of de invoer minus de uitvoer van België).

Dat zigzagpatroon is toe te schrijven aan het feit dat de invoer en de uitvoer gevoelig zijn voor prijsverschillen op de nationale elektriciteitsmarkten en bijgevolg voor de schommelingen van vraag en aanbod in elk land.

**Figuur 2. Historische evolutie van de netto elektriciteitsinvoer in België, 1990-2011**



Bron: AD Energie & Eurostat (1990-2010), Synergrid (2011).

Tijdens de periode 1990-2011 was België in hoofdzaak netto-invoerder van elektriciteit. Het was enkel netto-uitvoerder in 1990, 1991 en 2009. In 2009 is dat resultaat het gevolg van het gecombineerde effect van de economische en financiële crisis (die de elektriciteitsvraag in



België heeft doen dalen) en de onverwachte sluiting van productie-eenheden in Frankrijk (wat het elektriciteitsaanbod in dat land heeft verminderd).

Bij gebrek aan een betere evaluatie, is de gekozen hypothese een niveau van netto- invoer dat over de gehele projectieperiode constant blijft en gelijk is aan het rekenkundig gemiddelde van de waargenomen niveaus tijdens de periode 2003-2010, namelijk 5,8 TWh<sup>23</sup>. Gezien het voorwaardelijk karakter van deze hypothese werd een alternatief scenario bestudeerd dat een niveau van netto-invoer veronderstelt dat over de gehele projectieperiode gelijk is aan nul (zie deel Scenario *No-imp*).

#### Betrouwbaarheids criterium voor de elektriciteitsbevoorrading

Zoals in de PSE1 wordt het betrouwbaarheids criterium dat wordt gebruikt om de elektrische productiecapaciteit te bepalen die nodig is om aan de vraag te voldoen, bepaald op basis van de “system reserve margin”. Die reservemarge komt overeen met de verhouding tussen een deel van de totale capaciteit<sup>24</sup> (of “gegarandeerd beschikbare” capaciteit) en de piekvraag. Zoals in de PSE1 werd verondersteld dat deze verhouding hoger of gelijk moet zijn aan 1,21. Dit betekent dat om de betrouwbaarheid van het systeem te handhaven, de “gegarandeerd beschikbare” capaciteit de piekvraag met 21% moet overschrijden<sup>25</sup>.

#### Overige hypothesen

Andere hypothesen hebben betrekking op de evolutie van de energietaksen, de graaddagen en het actualiseringspercentage.

- De energietaksen blijven ongewijzigd in reële termen.
- De graaddagen zijn een maatstaf voor het verband tussen de temperatuur en het energieverbruik. Er wordt verondersteld dat zij over de gehele projectieperiode op hun niveau van 2000 blijven. Dat de graaddagen constant worden gehouden, impliceert dat de energievoorzichten geen rekening houden met het effect van een

---

<sup>23</sup> De auteurs erkennen het arbitrair en zelfs onrealistisch karakter van deze hypothese, zoals blijkt uit de in grafiek 2 weergegeven grote wisselvalligheid van de elektriciteitshandel. Bovendien houdt deze op historische gegevens gestoelde hypothese geen rekening met de plannen voor de ontwikkeling van de interconnectiecapaciteiten van België (NEMO-project, enz.) noch van een verdergaande integratie van de Belgische elektriciteitsmarkt binnen de CWE-zone. Dit gezegd zijnde, dient de aandacht te worden gevestigd op twee elementen die de gestelde keuze rechtvaardigen: (1) de in de PSE1 gehanteerde endogene bepaling van de netto-invoer stuit op meerdere kritieken; er is dus beslist om in de PSE2 deze methodologie niet te behouden en (2) met het oog op de evaluatie van de behoefte aan nieuwe productiecapaciteiten om het evenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit te verzekeren, leek het ons relevant om een niet te hoog niveau van netto-invoer te kiezen om deze toekomstige behoefte niet te onderschatten.

<sup>24</sup> De “gegarandeerd beschikbare” capaciteit wordt op endogene wijze berekend door het model (PRIMES). Deze berekening neemt verschillende elementen mee: de beschikbaarheidsgraad van de thermische en nucleaire eenheden (die rekening houdt met de noodzakelijke onderbrekingen voor onderhoud en allerlei interventies), de fractie van intermitterende HEB-capaciteit (wind, PV) die als zeker kan beschouwd worden (deze fractie hangt af van het type HEB en van de ingezette hoeveelheid, ze schommelt tussen 5 en 20%), de capaciteit van pompen-turbijnen, het aandeel van de invoercapaciteit dat gegarandeerd kan worden.

<sup>25</sup> Dit criterium heeft tot doel binnen een deterministisch kader een voldoende capaciteitsmarge te verzekeren om, gegeven de aard (zoals het variabele karakter van bepaalde HEB) en de werking van de productie-eenheden en van het elektriciteitssysteem, aan de piekbelasting te kunnen voldoen. Daarbij waarborgen de PSE-resultaten een evenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit, niet alleen op het gebied van energie, maar ook qua capaciteit. Deze aanpak is in de Working Paper 4-13 van het FPB gevalideerd; ze is in lijn met de resultaten van een analyse van de toereikendheid van de productie volgens de deterministische methodologie van ENTSO-E.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

toekomstige klimaatverandering op de temperaturen. Momenteel is het moeilijk om de snelheid en de geografische spreiding te voorspellen van toekomstige neerslagpatronen en klimaatopwarming (en dus deze te onderzoeken vanuit een energieperspectief).

- Het actualiseringspercentage beïnvloedt onder andere de investeringsbeslissingen van de economische actoren op het vlak van energie-uitrusting. Er wordt algemeen aangenomen dat de tijdshorizon waartegen een economische actor een investeringsbeslissing overweegt, kleiner wordt als hij gevoeliger is voor risico. Technisch gezien zal zich dat uiten in een hoger actualiseringspercentage, zodat de beslissingen op korte termijn belangrijker worden. Het actualiseringspercentage wordt vastgesteld op 8% voor de grote elektriciteitsproducenten en varieert van 10 tot 14% voor de industrie en de tertiaire sector. Een actualiseringspercentage van 17% (resp. 18%) geldt voor de investeringsbeslissingen van de gezinnen inzake huishoudelijke uitrustingen (resp. particulier vervoer).

### 2.2.2. Hypothesen van de alternatieve scenario's

Naast de basisscenario's onderzoekt de PSE2 verschillende alternatieve scenario's. Die laatste brengen de grote onzekerheden omtrent het elektriciteitsaanbod en de -vraag op lange termijn in kaart. Omwille van de leesbaarheid hanteren alle alternatieve scenario's de “nucleaire” hypothese van het scenario *Nuc-1800*. Slechts enkele hypothesen onderscheiden de alternatieve scenario's van het basisscenario *Nuc-1800*. In dit deel worden enkel de verschillen ten opzichte van het scenario *Nuc-1800* toegelicht.

#### Scenario *Coal*

Het alternatieve scenario *Coal* verschilt slechts van het basisscenario *Nuc-1800* wat de investeringsmogelijkheden in nieuwe productiecapaciteiten betreft. Terwijl investeringen in nieuwe steenkoolcentrales worden verboden in de basisscenario's, zijn ze toegelaten in het scenario *Coal*, maar pas na 2020.

De keuze voor het jaar 2020 als scharnierjaar wordt enerzijds verklaard door de huidige politieke terughoudendheid in België ten aanzien van steenkoolcentrales en anderzijds door de noodzaak om massaal te investeren in basiscentrales tussen 2020 en 2025, wanneer de laatste kernreactoren stoppen met produceren. Er wordt rekening gehouden met de bouwtermijnen van zulke centrales indien een dergelijk project de komende jaren concreet gestalte zou krijgen. De nieuwe steenkoolcentrales zijn “CCS ready<sup>26</sup>”. Dit alternatief scenario stelt, op het niveau van de elektriciteitsproductie, een meer evenwichtige energiemix voor die in termen van brandstoftype en technologie meer gebalanceerd is dan het basisscenario *Nuc-1800*. De analyse van een dergelijk scenario maakt het mogelijk de impact te onderzoeken van het verbod op steenkool op de gemiddelde productiekost van elektriciteit en op de afhankelijkheid van de verschillende fossiele brandstoffen.

#### Scenario *No-imp*

Het alternatieve scenario *No-imp* veronderstelt dat de Belgische elektriciteitsvraag volledig wordt gedekt door het productiepark in België. Met andere woorden, er wordt verondersteld

---

<sup>26</sup> CCS = CO<sub>2</sub>-opvang en -opslag.



dat de netto elektriciteitsinvoer over de gehele projectieperiode gelijk is aan nul. Het nut van een dergelijk scenario is dat het de minimum productiecapaciteit evalueert die nodig is om de piekvraag te dekken en een voldoende betrouwbaar systeem te behouden (zie Betrouwbaarheids criterium voor de elektriciteitsbevoorrading) mocht België geen beroep kunnen doen op de in andere Europese landen geproduceerde energie.

### Scenario 18%EE

De Europese Unie heeft zich tot doel gesteld haar primair energieverbruik met 20% te verminderen in 2020 in vergelijking met een referentieprojectie. De (indicatieve) doelstelling voor België bedraagt 18% (NHP, 2011). Concreet betekent dit dat het Belgische primaire energieverbruik in 2020 onder 43,6 Mtoe zou moeten liggen (tegenover 53,9 Mtoe in 2010).

Het alternatieve scenario 18%EE is compatibel met de doelstelling van 18% energie-efficiëntie (EE) in 2020, die van toepassing is op het totale primaire energieverbruik zonder onderscheid naar energievorm<sup>27</sup>. Na 2020 werd er geen enkele doelstelling meer bepaald, maar de wijzigingen van het energiesysteem die nodig zijn om de doelstelling in 2020 te realiseren, worden voortgezet onder impuls van de geïmplementeerde beleidsmaatregelen waardoor het primaire energieverbruik verder blijft dalen. Het nut van het scenario 18%EE in het kader van de PSE2 is dat het de specifieke impact evalueert van een doelstelling voor het totale energieverbruik op de vraag naar en het aanbod van elektriciteit.

Het basisscenario *Nuc-1800*, dat nochtans de BKG- en HEB-doelstellingen omvat, leidt tot een primair energieverbruik in 2020 (50 Mtoe) dat niet compatibel is met de doelstelling van 18% energie-efficiëntie. Vandaar dat bijkomende beleidsmaatregelen en meer uitgesproken veranderingen nodig zijn in het consumptie- en productiegedrag. Scenario 18%EE omvat een meer doorgedreven elektrificatie van het wegvervoer<sup>28</sup>, de ontwikkeling van energiedienstenbedrijven (ESCO's) die de consumenten informeren en helpen om energie te besparen, de toepassing van de Ecodesign-reglementering die werd voorgesteld, maar nog niet werd goedgekeurd.

### Scenario EE/RES++

Het scenario EE/RES++, ten slotte, situeert zich binnen de context van de verschillende routekaarten of (Europese, Belgische of regionale) studies die sinds het begin van 2011 het licht hebben gezien en bestuderen hoe moet worden gestreefd naar een koolstofarm of 100% hernieuwbaar energiesysteem tegen 2050. Onder de mogelijke opties wordt op Belgisch niveau het meest gedacht aan een vermindering van de energievraag en een grootschalige inzet van hernieuwbare energie. Het scenario EE/RES++ is toegespitst op die twee opties en meer specifiek op de combinatie van de 18% EE-doelstelling in 2020 (zie hoger) en een ambitieuze ontwikkeling van hernieuwbare energie voor de elektriciteitsproductie tussen 2020 en

---

<sup>27</sup> Een plafond van 43,6 Mtoe voor het totale primaire energieverbruik in 2020 werd dus op exogene manier opgelegd in het PRIMES-model. De resultaten van het 18%EE-scenario zijn dus, strikt gesproken, niet het resultaat van de implementatie van duidelijk gedefinieerde beleidsmaatregelen.

<sup>28</sup> In termen van primaire energie is het verbruik van 100% elektrische voertuigen tussen 1,2 en 2 keer lager dan het verbruik van een dieselwagen. Het interval houdt rekening met de gebruikte energievorm om elektriciteit te produceren (HEB of aardgas).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2030. Wat de HEB betreft, omvat dit scenario de doelstellingen van de gewesten in 2020<sup>29</sup> voor onshore windenergie (2589 MW) en fotovoltaïsche zonne-energie (4054 MW) en veronderstelt het dat 40% (resp. 50%) van de elektriciteitsproductie afkomstig is van HEB in 2025 (resp. 2030). Hierdoor baseert dit scenario zich op dezelfde HEB-potentieelschattingen dan deze die werden geëvalueerd in de studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050” (FPB, VITO, ICEDD, 2012).

### 2.2.3. Vergelijking met de hypothesen van de PSE1

Dit deel geeft een beknopte vergelijking van de bovenbeschreven hypothesen met de in de PSE1 aangenomen hypothesen. Aangezien de bestudeerde tijdshorizon in de PSE1 2020 is, is de vergelijking toegespitst op dat jaar.

#### Macro-economisch en demografisch kader

De demografische vooruitzichten voor België worden regelmatig geactualiseerd. Sinds de PSE1, die gebaseerd was op de projecties uit het jaarverslag van de Studiecommissie voor de Vergrijzing van 2007, tonen de demografische vooruitzichten een snellere groei van de bevolking. Die trend wordt verklaard door een hoger vruchtbaarheidscijfer en een hoger migratiesaldo dan in de vorige oefeningen. In de PSE2 bedraagt de bevolkingsgroei gemiddeld 0,5% per jaar tussen 2005 en 2020, tegenover 0,2% in de PSE1.

**Tabel 7. Vergelijking van de macro-economische en demografische hypothesen voor België: PSE2 versus PSE1, gemiddelde jaarlijkse groeivoeten, periode 2005-2020**

	PSE2	PSE1
Bevolking	0,5%	0,2%
Bbp	1,9%	2,1%
Toegevoegde waarde van de industrie	1,3%	1,7%
Toegevoegde waarde van de tertiaire sector	2,1%	2,2%

Bron: PSE1, EC (2010).

De macro-economische hypothesen zijn sinds de PSE1 ook geëvolueerd, zoals blijkt uit tabel 7. De verschillen tussen de twee studies zijn vooral toe te schrijven aan de impact van de economische en financiële crisis die geleid heeft tot een groeivertraging van het bruto binnenlands product in 2008 en een duidelijke terugval in 2009. In de PSE1 ging men nog uit van een bbp-groei van gemiddeld 2,1% op jaarbasis voor de periode 2005-2020, terwijl dat nog slechts 1,9% is in de PSE2. De daling van het groeiritme is vooral toe te schrijven aan de industrie en in mindere mate aan de tertiaire sector.

#### Evolutie van de internationale brandstoffenprijzen

De mondiale energiemarkt (olie, aardgas, steenkool) heeft de laatste jaren ook ingrijpende veranderingen gekend. De vooruitzichten van de brandstoffenprijzen zijn momenteel duidelijk

<sup>29</sup> Voor Vlaanderen, zie *Decreet houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 wat betreft de milieuvriendelijke energieproductie 1639 (2011-2012) – Nr. 10*. Voor Wallonië, zie scenario PMDE/CWAPE 2011 – Presentatie “Etudes relatives au développement de réseaux électriques durables” – REDI – 22 februari 2011. Voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, cijfer gebaseerd op de studie van Brugel “Proposition relative aux quotas de certificats verts à exiger des fournisseurs d’électricité à Bruxelles pour les années 2013 à 2020” - 9 november 2011.



hogere dan die waarop de PSE1 gebaseerd was. Tabel 8 toont de verschillen in een gemeenschappelijke eenheid, namelijk in USD van 2008 per vat olie-equivalent. De PSE2 gaat uit van een olievat van 88,4 USD in 2020, in vergelijking met 64,6 USD in de PSE1 (of een verschil van iets minder dan 40% tussen beide studies).

**Tabel 8. Vergelijking van de internationale prijzen van fossiele brandstoffen: PSE2 versus PSE1, jaar 2020**

	USD 2008 per boe	
	PSE2	PSE1
Ruwe olie (Brent)	88,4	64,6
Aardgas	62,1	48,6
Steenkool	28,7	15,5

Noot: boe = barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.  
 Bron: PSE1, EC (2010), NTUA (2012).

### Klimaat- en energiebeleid

#### Vermindering van de broeikasgasemissies

In de PSE1 was de evolutie van de broeikasgasemissies<sup>30</sup> van België en zijn elektriciteitssector in het bijzonder grotendeels<sup>31</sup> het gevolg van de toepassing van het gemeenschappelijk CO<sub>2</sub>-emissiehandelssysteem, dat in januari 2005 in alle lidstaten van de EU27 werd ingevoerd. Dat systeem is enkel van toepassing op de ETS-sector (Emission Trading System) die de elektriciteitssector en het merendeel van de energie-intensieve sectoren omvat. Het betreft een "cap and trade" systeem: de BKG-emissies van de ETS-sector worden geplafonneerd op Europees niveau ("cap") en de vereiste emissiereducties zijn het gevolg van een eenvormige koolstofprijs op Europees niveau ("trade"). Die prijs, die geraamd werd in studies van de Europese Commissie, werd ingevoerd in het *referentiescenario* van de PSE1. Om rekening te houden met de besprekingen over het Europese klimaatbeleid die aan de gang waren op het ogenblik van de PSE1, werden ook alternatieve scenario's bestudeerd (*HiCV*) die niet alleen hogere koolstofprijzen dan in het *referentiescenario* bevatten, maar ook van toepassing zijn op alle sectoren (en niet enkel op de ETS-sector). Tabel 9 toont de koolstofprijzen die gebruikt werden in de PSE1 voor het jaar 2020.

<sup>30</sup> De PSE1 spitst zich enkel toe op CO<sub>2</sub> (van energetische oorsprong), het belangrijkste broeikasgas in België.

<sup>31</sup> De macro-economische en demografische context, de evolutie van de brandstoffenprijzen en het beleid en maatregelen beïnvloeden tevens de evolutie van de BKG-emissies.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 9. Vergelijking van de koolstofprijzen: PSE2 versus PSE1, jaar 2020**

euro 2008/t CO<sub>2</sub>-eq.

		PSE2	PSE1
Referentie-/basisscenario(s)	ETS	16,5	23,5
	Niet-ETS	5,3	0,0
Scenario's van het type <i>HiCV</i>	ETS	-	57,7
	Niet-ETS	-	57,7

Bron: PSE1, WP 9-11 (FPB, 2011a).

De PSE2 steunt op het wetgevend Klimaat- en Energiepakket (zie Broeikasgasemissies) dat het emissiehandelssysteem dat reeds van toepassing is in de ETS-sector herzielt en nationale emissieplafonds in de niet-ETS-sector bepaalt. Tabel 9 toont de koolstofprijzen die compatibel zijn met dat wettelijk kader in 2020.

Voor de niet-ETS is het prijsverschil tussen beide studies vooral toe te schrijven aan de evolutie van het Europese klimaatbeleid in die sector en de hypothese i.v.m. de toepassing ervan. Voor de ETS wordt het verschil vooral verklaard door de impact van de economische en financiële crisis op de koolstofprijs. Die is gedaald naar aanleiding van de terugval van de economische activiteit, wat geleid heeft tot een daling van het energieverbruik en dus van de CO<sub>2</sub>-emissies. De koolstofprijzen, tot slot, worden ook beïnvloed door de prijzen van fossiele energiebronnen (zie tabel 8): voor een gegeven reductiedoelstelling daalt de CO<sub>2</sub>-prijs wanneer de prijzen van de fossiele brandstoffen stijgen.

#### Evolutie van hernieuwbare energiebronnen

Tussen het ogenblik waarop de PSE1 werd opgesteld en nu is de context eveneens danig veranderd inzake het beleid ter bevordering van hernieuwbare energie. De nieuwe maatregelen op regionaal vlak hebben zich de voorbije jaren vertaald in een aanzienlijke HEB-ontplooiing (vooral van fotovoltaïsche zonne-energie<sup>32</sup>) die niet werd meegenomen in de PSE1. De goedkeuring van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket in 2009 en van de doelstelling van 13% hernieuwbare energie in het bruto finaal energieverbruik in 2020 stimuleert de HEB-ontwikkeling nog meer, vooral in de elektriciteitssector.

#### Energiemix voor de elektriciteitsproductie

Naast het verschil inzake de HEB-ontplooiing in de elektriciteitssector (zie supra) wijken beide studies ook af wat betreft de rol van steenkool in de elektriciteitsproductie. Terwijl de optie steenkool opengelaten werd in het *referentiescenario* van de PSE1, werd ze niet in aanmerking genomen in de basisscenario's van de PSE2 (zie Energiemix voor de elektriciteitsproductie). In de PSE2 werd evenwel een alternatief scenario opgesteld dat geen beperkingen oplegt op de investeringen in nieuwe steenkoolcentrales na 2020.

<sup>32</sup> De elektriciteitsproductie door de fotovoltaïsche zonnepanelen is gestegen van 6 GWh in 2007 tot 41 GWh in 2008, 166 GWh in 2009, 560 GWh in 2010 en een 1200 GWh in 2011 (voorlopig cijfer). Er moet evenwel opgemerkt worden dat sinds het begin van 2012 de ondersteuningsmechanismen voor de fotovoltaïsche zonne-energie naar beneden werden herzien.



De hypothese betreffende kernenergie in het *referentiescenario* van de PSE1, namelijk de geleidelijke ontmanteling van de kerncentrales conform de wet van 2003<sup>33</sup>, stemt overeen met die uit één van de drie basisscenario's bestudeerd in de PSE2 (namelijk *Nuc-1800*).

Het gebruik van aardgas en olieproducten<sup>34</sup>, tot slot, wordt in beide studies op dezelfde manier behandeld en bepaald door het model.

#### Netto elektriciteitsinvoer

In de PSE2 wordt de evolutie van de grensoverschrijdende handel exogeen bepaald (zie Netto-elektriciteitsinvoer) en hangt ze af van het scenario, zoals blijkt uit tabel 10.

**Tabel 10. Vergelijking van de netto elektriciteitsinvoer: PSE2 versus PSE1, jaar 2020**

	TWh	
	PSE2	PSE1
Referentie-/basisscenario('s)	5,8	12,7
Scenario zonder uitwisselingen ( <i>No-imp</i> )	0,0	-
Maximumwaarde	-	22,5
Minimumwaarde	-	3,8

Bron: PSE1, Statistieken van het Energieobservatorium (AD Energie).

In de PSE1 werd de elektriciteitsinvoer en -uitvoer berekend door het model. Dat verschil in benadering leidt tot uiteenlopende waarden voor de netto elektriciteitsinvoer.

## 2.3. Analyse van de scenario's inzake elektriciteitsbevoorrading tegen 2030

Dit hoofdstuk is opgedeeld in 4 delen. Het eerste deel (2.3.1) is gewijd aan de vooruitzichten voor elektriciteitsbevoorrading in de basisscenario's. Het tweede deel (2.3.2) bestudeert hoe die vooruitzichten kunnen variëren in functie van enkele sleutelhypotheseën en spitst zich toe op 4 alternatieve scenario's. Het derde deel (2.3.3) werpt een ander licht op de analyse van de scenario's en biedt een algemeen overzicht van de vooruitzichten inzake elektriciteitsbevoorrading in België tegen 2030. Het vierde en laatste deel vergelijkt een aantal resultaten van de PSE2 met die van de PSE1 (2.3.4).

De vooruitzichten inzake elektriciteitsbevoorrading worden bestudeerd aan de hand van de volgende indicatoren: de vraag naar en het aanbod van elektriciteit, de investeringen in nieuwe productiecapaciteit, de geïnstalleerde capaciteit van het Belgische elektriciteitsproductiepark, het aardgasverbruik van de elektriciteitssector, de uitstoot van broeikasgassen en de gemiddelde productiekost van elektriciteit. De waarden van de verschillende indicatoren worden weergegeven voor de jaren 2010 (observatie), 2020 en 2030 (vooruitzichten).

<sup>33</sup> De PSE1 evalueert bovendien de impact van alternatieve scenario's die andere sluitingsdata voorzien voor de kernreactoren.

<sup>34</sup> Het gebruik van olieproducten beperkt zich niettemin tot de piekeenheden.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Hoewel de horizon van de PSE2 2010-2030 is, spitst de analyse van de scenario's zich toe op de jaren 2020, sleuteljaar van het Europese energiebeleid (zie het Klimaat- en Energiepakket), en 2030, hun volgende richtdatum. De PSE2 vult zo de studie over de productiemiddelen voor elektriciteit die de AD Energie in juni 2012 publiceerde en die de periode 2012-2017 beslaat, aan. Tegen die termijn bestaat de belangrijkste uitdaging in het ramen van het risico op onevenwicht tussen het aanbod en de vraag naar elektriciteit, om desgevallend een alarmsignaal te geven, terwijl de verkenning van de horizonten 2020-2030 vooral tot doel heeft de gevolgen op de toekomstige organisatie van het energiesysteem van de keuzes die in de komende jaren gemaakt kunnen worden inzake energiebeleid te analyseren (RTE, 2011).

Er moet ten slotte worden opgemerkt dat de evolutie van de verschillende indicatoren gegeven wordt ten opzichte van 2010, het laatste jaar waarvoor volledige energiestatistieken beschikbaar waren op het ogenblik van de kwantitatieve analyse (van april tot september 2012)<sup>35</sup>.

### 2.3.1. De basisscenario's

#### De elektriciteitsvraag

De evolutie van de vraag naar elektriciteit vloeit voort uit een evenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar alle energievormen en niet alleen voor elektriciteit. Dat evenwicht hangt af van meerdere factoren, zoals de relatieve prijs van de verschillende energievormen, rekening houdend met de koolstofprijs, de evolutie van de economie en de bevolkingsvooruitzichten.

De elektriciteitsvraag die hier wordt gemeten door de opgevraagde elektrische energie<sup>36</sup> stijgt jaarlijks met 0,76% tussen 2010 en 2030, ongeacht het basisscenario (omwille van de leesbaarheid toont figuur 3 enkel de evolutie van scenario *Nuc-1800*). In 2030 zou de opgevraagde energie 105,1 TWh bedragen, tegenover 90,4 TWh in 2010.

Ten opzichte van de periode 1990-2010, toen de elektriciteitsvraag gemiddeld met 1,85% per jaar aangroeide, zou het gemiddelde groeitempo tegen 2030 dus gematigder zijn (meer dan de helft minder). In absolute termen is de toename van de elektriciteitsvraag ook zeer verschillend over die twintig jaar, namelijk 14,7 TWh tussen 2010 en 2030, tegenover 27,7 TWh tussen 1990 en 2010.

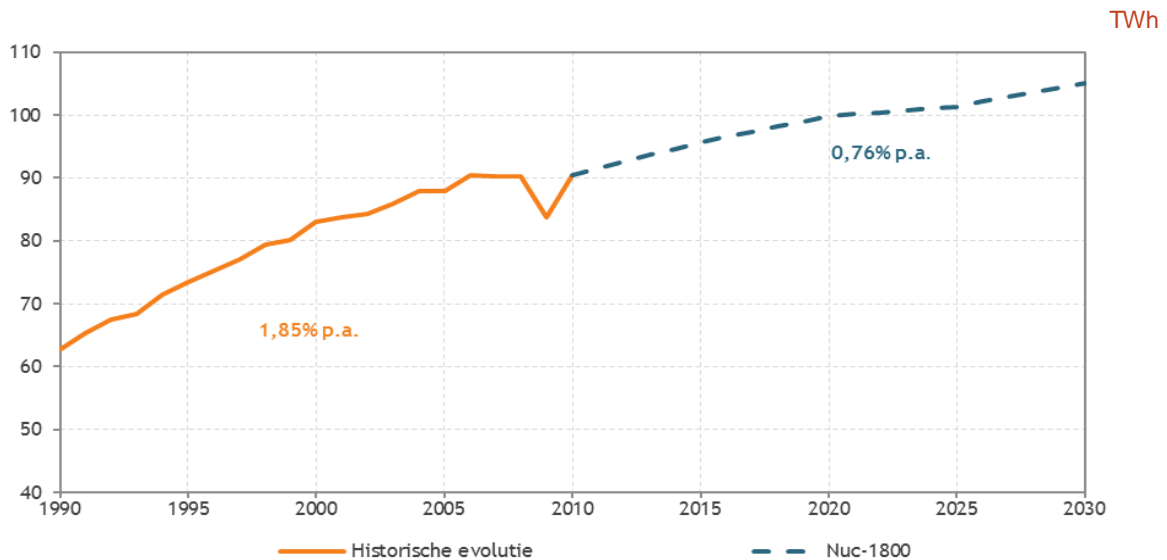
---

<sup>35</sup> Het Energieobservatorium van de AD Energie heeft de Belgische energiestatistieken voor 2010 begin 2012 overgemaakt aan het IEA en Eurostat. De energiebalansen die Eurostat op die basis heeft opgesteld, werden in deze studie gebruikt gezien hun compatibiliteit met de gegevens van het PRIMES-model.

<sup>36</sup> De opgevraagde energie is de som van de eindvraag naar elektriciteit, het elektriciteitsverbruik van de energiesector (zonder de elektriciteitssector) en de verliezen op het transport- en distributienet in België.



**Figuur 3. Evolutie van de opgevraagde elektrische energie over de periode 1990-2030, statistieken en basisscenario Nuc-1800**



Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

De drie basisscenario's verschillen vooral voor de middellange termijn (2020); ze vertalen zich in meer contrasterende evoluties van de opgevraagde elektrische energie tegen 2020. In 2020 situeert die zich tussen 97,3 TWh en 101,4 TWh, waarbij de lagere waarde overeenstemt met scenario *Nuc-3000* en de hogere waarde met scenario *Nuc-900*. Met andere woorden, de opgevraagde elektrische energie neemt toe naarmate de beschikbare nucleaire capaciteit in 2020 groter is.

Tabel 11 splitst de evolutie van het eindverbruik van elektriciteit uit per grote economische sector, namelijk de industrie, de residentiële sector, de tertiaire sector (landbouw inbegrepen) en het transport in de drie basisscenario's. Aangezien de veranderingen tegen 2030 vergelijkbaar zijn in de drie scenario's, heeft de volgende analyse enkel betrekking op scenario *Nuc-1800*.

In de tertiaire sector stijgt het elektriciteitsverbruik het sterkst over de projectieperiode (+37% tussen 2010 en 2030, of 7,6 TWh), gevolgd door de residentiële sector (+12%, of 2,7 TWh) en de industrie (+11%, of 4,0 TWh). Uitgedrukt in gemiddelde jaarlijkse groeivoet ziet die evolutie er als volgt uit: respectievelijk +1,6%, 0,5% en 0,5%. De elektriciteitsvraag in de transportsector<sup>37</sup> blijft nagenoeg gelijk.

<sup>37</sup> In de basisscenario's is een "conservatieve" hypothese over de ontwikkeling van elektrische voertuigen gesteld: dit motortype neemt vooral de vorm van niet-herlaadbare hybridewagens aan en, in mindere mate, van herlaadbare hybridewagens of volledig elektrische voertuigen. Enkel deze laatste twee categorieën hebben een invloed op de elektriciteitsvraag (zie de resultaten van het alternatieve scenario 18%EE)

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 11. Sectorale evolutie van de eindvraag naar elektriciteit, basisscenario's**

	TWh						
	2010	2020			2030		
		<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-1800</i>	<i>Nuc-3000</i>	<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-1800</i>	<i>Nuc-3000</i>
Industrie	38,1	44,9	44,3	42,4	42,0	42,2	42,2
Gezinnen	20,4	22,7	22,4	22,2	28,2	28,1	28,1
Tertiair(*)	23,0	24,7	24,2	23,8	25,8	25,7	25,7
Transport	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
Totaal	83,3	94,0	92,6	90,2	97,7	97,6	97,8

(\*): inclusief landbouw.

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

In de residentiële en tertiaire sector is het toenemende verbruik toe te schrijven aan de aanzienlijke ontwikkeling van de elektrische toestellen, vooral grijsgoed en bruingoed<sup>38</sup>. De verklaring hiervoor ligt niet alleen in de economische activiteit en in het stijgende aantal woningen, maar ook in het feit dat het aantal<sup>39</sup> elektrische toestellen per woning of per eenheid activiteit in de tertiaire sector toeneemt. Die volume-effecten overcompenseren het effect “verbetering van de energie-efficiëntie” in omvang in de loop van de tijd. In de residentiële sector wordt het elektrische verbruik ook omhoog “getrokken” door het toenemende gebruik van warmtepompen voor de verwarming van huizen. De residentiële en tertiaire sector zijn verantwoordelijk voor een derde van de toename van de eindvraag naar elektriciteit tussen 2010 en 2020 en voor ongeveer 70% tussen 2010 en 2030.

In de industrie is het vooral de chemische nijverheid die het elektriciteitsverbruik de hoogte induwt. Twee derde van de toename van het elektriciteitsverbruik van de industrie tussen 2010 en 2030 is afkomstig van de chemische nijverheid. De stijging van het elektriciteitsverbruik concentreert zich in de periode 2010-2020 terwijl ze een beetje afneemt over de periode 2020-2030. Op dat moment neemt het effect “verbetering van de energie-efficiëntie” het over van het effect “economische groei”.

### Het elektriciteitsaanbod

Er zijn twee manieren om aan de elektriciteitsvraag te voldoen: elektriciteit produceren op Belgisch grondgebied of elektriciteit invoeren uit de buurlanden. Figuur 4 toont de evolutie van het aanbod van elektrische energie dat hier uit twee componenten bestaat: nationale productie en netto-invoer<sup>40</sup>. De in België geproduceerde elektriciteit wordt opgedeeld naar energievorm. Het gaat om de nettoproductie, zodat het eigen verbruik van de centrales dus niet wordt meegerekend.

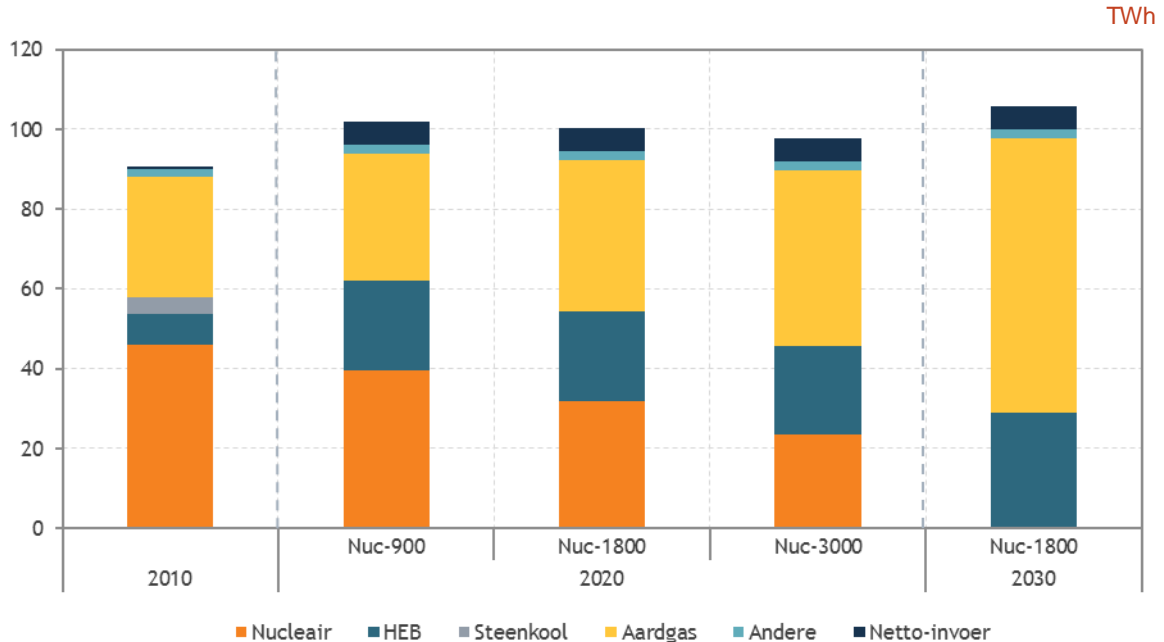
<sup>38</sup> Elektrische huishoudtoestellen worden doorgaans in twee categorieën opgedeeld: witgoed (“white appliances”) en grijs- en bruingoed (“black appliances”). De eerste (als verwijzing naar de witte emailaag die ze kenmerkt) omvat de grote huishoudtoestellen, zoals koelkasten, diepvriezers, wasmachines, droogkasten en vaatwassers. De tweede categorie zijn computers, tv's, hifi en video en kleine huishoudtoestellen (broodrooster, elektrische tandenborstel, enz.).

<sup>39</sup> Verschillende toestellen van hetzelfde type of nieuwe types van toestellen.

<sup>40</sup> Of de invoer minus de uitvoer.



**Figuur 4. Evolutie van de in België opgewekte en ingevoerde elektriciteit (per energievorm), basisscenario's**



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

Er wordt verondersteld dat de netto elektriciteitsinvoer tijdens de projectieperiode constant blijft en gelijk is aan 5,8 TWh. Het gekozen niveau stemt overeen met het gemiddelde tijdens de periode 2003-2010 (zie Netto-elektriciteitsinvoer) en is hoger dan tijdens de laatste twee jaar, namelijk 0,6 TWh in 2010 en 2,5 TWh in 2011. De ingevoerde elektriciteit stemt overeen met 6% van de behoefte aan elektrische energie in 2020 en 5% in 2030.

Aangezien de invoer tijdens de projectieperiode niet verandert, is het de Belgische elektriciteitsproductie die zich aanpast aan de evolutie van de elektriciteitsvraag. De aanpassingen verschillen volgens het basisscenario tegen 2020, terwijl zij (vrijwel) identiek zijn tegen 2030. Figuur 4 geeft daarom slechts de resultaten van één scenario (*Nuc-1800*) in 2030.

Tussen 2010 en 2020 stijgt de Belgische elektriciteitsproductie respectievelijk gemiddeld met 0,6%, 0,5% en 0,2% per jaar in de scenario's *Nuc-900*, *Nuc-1800* en *Nuc-3000*. In 2020 bedraagt de nettoproductie respectievelijk 96,1 TWh, 94,5 TWh en 92,0 TWh, tegenover 90,1 TWh in 2010. Ook de veranderingen in de structuur van de elektriciteitsproductie zijn aanzienlijk.

Allereerst is er de daling van de nucleaire elektriciteitsproductie als gevolg van het wegvallen van nucleaire capaciteit volgens drie verschillende schema's: het aandeel van kernenergie daalt van 51% in 2010 tot 41% in 2020 (39 TWh) in scenario *Nuc-900*, dat de sluiting van Doel 1&2 in 2015 simuleert en de verlenging met 10 jaar van de productie in de centrale van Tihange 1, tot 34% (32 TWh) in scenario *Nuc-1800*, dat de timing van de uitstap uit kernenergie krachtens de wet van 2003 respecteert, en tot 26% (24 TWh) in scenario *Nuc-3000*, dat rekening houdt met de niet-beschikbaarheid van 3000 MW aan nucleaire capaciteit in 2020.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Vervolgens is er de opmars van de hernieuwbare energiebronnen (HEB) aangezien hun aandeel in de totale nettoproductie stijgt van 8% in 2010 (6,3 TWh) tot 24% in 2020, ongeacht het basisscenario (tussen 22 en 23 TWh). Die belangrijke evolutie staat los van de hypothese over kernenergie en wordt vooral verklaard door de verplichting voor België om in 2020 13% van het bruto finale energieverbruik door HEB te dekken, zoals gestipuleerd in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket, maar ook door de stijging van de fossiele brandstofprijzen en van de koolstofprijs die de HEB-ontwikkeling in de hand werkt.

Het aandeel van aardgas, ten slotte, neemt toe in de scenario's *Nuc-1800* en *Nuc-3000*, waar het respectievelijk 40% (38 TWh) en 48% (44 TWh) van de totale nettoproductie in 2020 bedraagt, tegenover 34% in 2010 (30 TWh). Dat aandeel daalt echter enigszins in scenario *Nuc-900* waar het nog slechts 33% (32 TWh) bedraagt. Die resultaten tonen aan dat in tegenstelling tot de HEB, de evolutie van de elektriciteitsproductie op basis van aardgas tegen 2020 sterk gelinkt is met de hoeveelheid nucleair opgewekte elektriciteit.

Steenkool verdwijnt uit de energiemix van de elektriciteitsproductie door de voorziene buitendienststelling van de steenkoolcentrales. De categorie “overige” groepeert de afgeleide gasen en de aardolieproducten waarvan het aandeel tijdens de projectieperiode stabiel blijft (rond 2%)

In 2030 sluiten de projecties van de drie basisscenario's bij elkaar aan en stijgt de nettoproductie tot een 100 TWh. Tegen dan zijn alle kerncentrales gesloten, ongeacht het scenario. Tussen 2010 en 2030 stijgt de Belgische elektriciteitsproductie met gemiddeld 0,5% per jaar, of een toename van de nettoproductie met ongeveer 10 TWh. De structuur van de elektriciteitsproductie is quasi bipolair, aangezien aardgas en HEB samen 98% van de totale nettoproductie verzekeren. Het saldo van 2% stemt overeen met de afgeleide gasen en de olieproducten. Die laatste worden uitsluitend gebruikt om te beantwoorden aan de piekvraag. Steenkool verdwijnt inderdaad uit de energiemix van de elektriciteitsproductie door de veronderstelling dat er tot 2030 geen investeringen zullen gebeuren in nieuwe steenkoolcentrales (zie Energiemix voor de elektriciteitsproductie). Het aandeel van aardgas bedraagt 69% in 2030 (69 TWh) en dat van HEB 29% (29 TWh).

Figuur 5 geeft een meer gedetailleerd beeld van de evolutie van de elektrische energie die op basis van HEB wordt geproduceerd. Zij komt overeen met scenario *Nuc-1800*.

De sprong voorwaarts van de elektriciteitsproductie op basis van HEB komt vooral van windmolens en biomassa die ofwel in elektrische centrales ofwel in WKK-centrales wordt gebruikt. De geproduceerde 22 TWh in 2020 is als volgt opgesplitst: 0,3 TWh waterkracht, 5,1 TWh onshorewindmolens, 7,4 TWh offshorewindmolens, 1,7 TWh fotovoltaïsche zonnepanelen en 7,9 TWh verbranding van biomassa en afval.

In 2030 bedraagt de elektriciteitsproductie op basis van HEB ongeveer 29 TWh waarvan 0,4 TWh waterkracht, 7,3 TWh onshore windmolens, 9,6 TWh offshore windmolens, 1,9 TWh fotovoltaïsche zonne-energie<sup>41</sup> en 9,6 TWh verbranding van biomassa en afval.

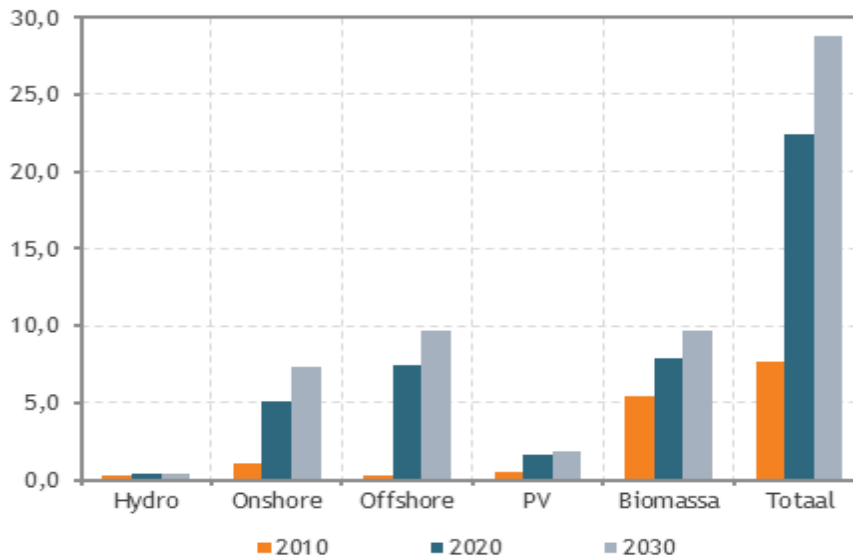
---

<sup>41</sup> Zoals in deel 2.1.1 vermeld, worden de statistische gegevens van 2010 als uitgangspunt genomen voor de evolutie van de productie (en van de geïnstalleerde capaciteit). Sinds 2010 is de fotovoltaïsche zonne-energie echter sterk gegroeid onder impuls van nieuwe (i.e. na 2009) ondersteuningsmaatregelen, met als gevolg dat de huidige productie (2,4 GWh in 2013) al groter is dan de geplande productie in 2020 en 2030.



**Figuur 5. Evolutie van de op basis van HEB geproduceerde elektriciteit, scenario Nuc-1800**

GWh



Noot: PV = fotovoltaïsche zonne-energie; biomassa omvat ook afval.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

De toename van HEB in de 2 andere basisscenario's (*Nuc-900* en *Nuc-3000*) is vergelijkbaar met de hierboven beschreven toename, op twee uitzonderingen na: de onshore windenergie en de biomassa. De door onshore windmolens geproduceerde elektriciteit daalt wanneer de nucleaire capaciteit stijgt (*Nuc-900*), terwijl de elektriciteitsproductie op basis van biomassa toeneemt. De door onshore windmolens geproduceerde elektriciteit bedraagt 4,9 TWh in 2020 en de elektriciteitsproductie op basis van biomassa 8,4 TWh in het scenario *Nuc-900*. Omgekeerd stijgt de door windmolens geproduceerde elektriciteit wanneer de nucleaire capaciteit kleiner is (*Nuc-3000*), terwijl de elektriciteitsproductie op basis van biomassa dan daalt. De door windmolens geproduceerde elektriciteit belooft 5,2 TWh in 2020 en de elektriciteitsproductie op basis van biomassa 7,4 TWh in scenario *Nuc-3000*. Wat het beheer van het elektriciteitssysteem betreft, weerspiegelen die tegengestelde evoluties de moeilijkheid om op sommige momenten van het jaar een grote intermitterende of "must run" productie te combineren met een hoge, maar weinig flexibele productie op basis van kernenergie. In die omstandigheden (*Nuc-900*) gaat de voorkeur naar meer moduleerbare HEB-eenheden zoals centrales die biomassa verbranden.

De gecombineerde productie van elektriciteit en warmte (of warmtekrachtkoppeling) neemt eveneens toe tegen 2030. Het aandeel van de elektriciteit die in WKK-centrales wordt geproduceerd, schommelt tussen 17 en 22% naargelang van de termijn en het scenario. De laagste waarde komt overeen met het jaar 2030 en scenario *Nuc-900*, terwijl de hoogste waarde overeenstemt met het jaar 2020 en scenario *Nuc-3000*. De WKK-centrales verbranden hoofdzakelijk aardgas of biomassa.

### De investeringen in nieuwe productiecapaciteit

Het vereiste investeringsniveau in nieuwe productiecapaciteit hangt af van verschillende factoren. De belangrijkste factoren zijn de elektriciteitsvraag, het niveau van de invoer, de keuze

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

van het betrouwbaarheids criterium van het productiesysteem, de hypothesen m.b.t. de buitendienststelling van de bestaande centrales en het type centrale <sup>42</sup>. Algemeen beschouwd kan men stellen dat hoe hoger de vraag is, hoe strenger het betrouwbaarheids criterium en hoe groter het aantal buitengebruikgestelde centrales, hoe belangrijker de behoefte wordt aan nieuwe productiemiddelen. Daartegenover staat dat de invoer van elektriciteit de productiebehoefte kan doen afnemen in België. Ten slotte, onder overigens gelijke omstandigheden, hoe groter het gebruik van intermitterende energiebronnen, hoe groter het investeringsvolume wordt omdat er bijkomende capaciteit nodig is wanneer die centrales niet werken.

Figuur 6 geeft de evolutie van de gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit per periode van tien jaar (2011-2020 en 2021-2030) en tijdens de gehele projectieperiode (2011-2030). Er is een onderscheid gemaakt naar investeringen die nodig zijn om de toegenomen elektriciteitsbehoeften op te vangen (de elektriciteitsvraag stijgt jaarlijks gemiddeld met 0,76% tussen 2010 en 2030 in de basisscenario's) en investeringen die noodzakelijk zijn om verouderde of buitengebruikgestelde eenheden te vervangen.

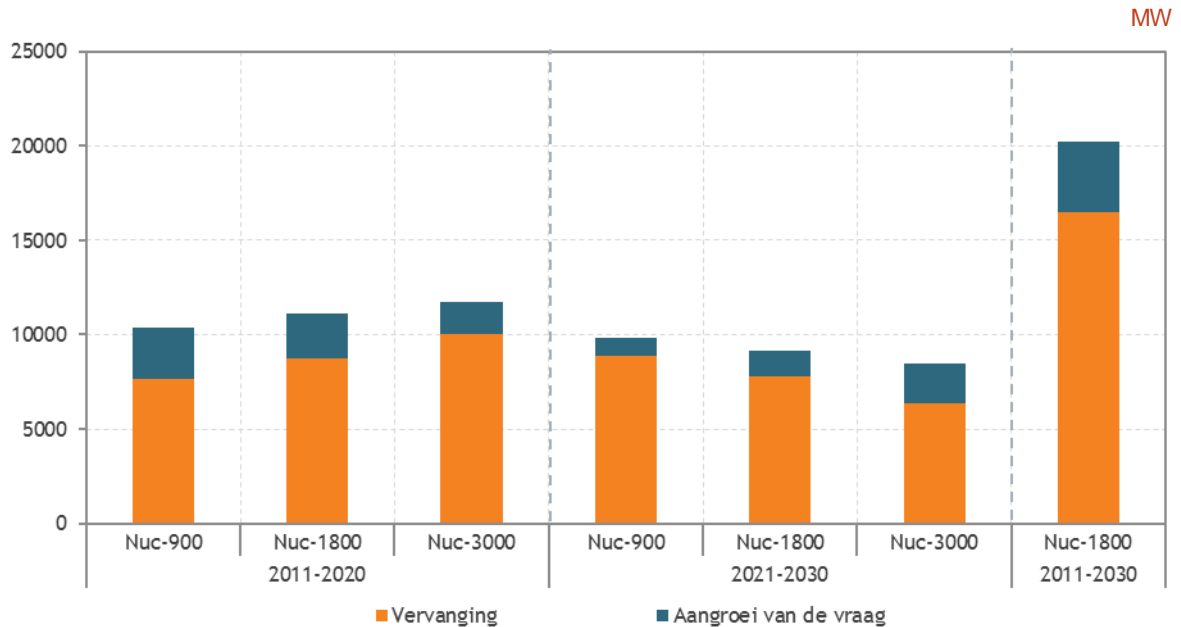
Over de projectieperiode worden de investeringen geraamd op ongeveer 20 GW in de basisscenario's, of 1,2 keer de totale capaciteit van het productiepark in 2010 (17 GW). Tegen 2030 leiden de drie schema's van buitengebruikstelling van kerncentrales dus tot vergelijkbare investeringen (daarom wordt enkel scenario *Nuc-1800* voorgesteld in figuur 6). Wat de drie basisscenario's van elkaar onderscheidt, is het investeringstempo, namelijk de verdeling van de totale gecumuleerde investeringen over de twee decennia.

In scenario *Nuc-900* zijn de 20 GW investeringen vrijwel gelijkmatig verdeeld over de twee decennia: 51% tijdens de periode 2011-2020 en 49% tijdens de periode 2021-2030. In de twee andere basisscenario's, daarentegen, heeft het grootste deel van de investeringen plaats (en dat is geen verrassing) tijdens de periode 2011-2020: 55% voor *Nuc-1800* en 58% voor *Nuc-3000*. Daartegenover zijn de investeringen in beide scenario's minder groot tijdens de periode 2021-2030. De uitdagingen rond de nood aan investeringen in eenheden voor elektriciteitsproductie verschillen dus sterk naargelang van het basisscenario.

---

<sup>42</sup> De meeste van die factoren hangen op hun beurt af van het energiebeleid.

**Figuur 6. Gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit, basisscenario's**



Bron: PRIMES, berekening FPB.

Van de ongeveer 20 GW investeringen in productiemiddelen tegen 2030 is slechts 20% bestemd om te beantwoorden aan de toename van het elektriciteitsverbruik. Het grootste deel van de vervangingsinvesteringen wordt verklaard door drie factoren.

1. De eerste factor is de gemiddelde leeftijd van het huidige productiepark. Meer dan de helft van de thermische productie-eenheden werkt sinds meer dan dertig en zelfs veertig jaar (zie PSE1 (2009) en CREG (2011)). Bovendien beantwoorden de meeste ervan niet aan de (regionale of Europese) emissienormen<sup>43</sup>. In de eerstkomende jaren worden bijgevolg verschillende buitendienststellingen verwacht.
2. De tweede factor heeft te maken met de sluiting van de kerncentrales; dat vertegenwoordigt een krimp van ongeveer 6 000 MW tegen 2025.
3. De derde factor houdt verband met de sterke opmars van de hernieuwbare energiebronnen. Sommige daarvan, zoals wind en zon, zijn intermitterend en vereisen back-upcapaciteit om een equivalente productie te waarborgen wanneer zij stilvallen door gebrek aan wind of zon. Door die aanvullende capaciteit worden de investeringen in nieuwe productiecapaciteit opgedreven.

Het relatieve aandeel van de vervangingsinvesteringen in het totaal van de nieuwe productiecapaciteitsnoden tijdens de periode 2011-2020 hangt uiteraard af van de hypothese inzake de beschikbare nucleaire capaciteit. Dat aandeel daalt naarmate de beschikbare nucleaire capaciteit in 2020 toeneemt: het bedraagt 74% in scenario *Nuc-900*, maar 79% in scenario *Nuc-1800* en 85% in scenario *Nuc-3000*. Tussen 2021 en 2030 krijgt men evenwel een om-

<sup>43</sup> Gestipuleerd in de Europese richtlijn over de grote brandstofinstallaties (LCPD).



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

gekeerd beeld, aangezien de drie basisscenario's uitgaan van de volledige stopzetting van de nucleaire productie in 2025. De investeringen die dankzij de beschikbaarheid van meer nucleaire elektriciteit in 2020 (*Nuc-900*) zouden kunnen worden uitgesteld, zullen “ingeaald” moeten worden tijdens het tweede deel van de projectieperiode. Op dat moment bedraagt het relatief aandeel van de vervangingsinvesteringen respectievelijk 90%, 85% en 76% in de scenario's *Nuc-900*, *Nuc-1800* en *Nuc-3000*.

Ook de rol van het betrouwbaarheids criterium in de evaluatie van de te investeren capaciteit moet worden onderstreept. Volgens het in de studie gehanteerde criterium (zie Betrouwbaarheids criterium voor de elektriciteitsbevoorrading) wordt een veiligheidsmarge van minstens 21% van de piekvraag in acht genomen in de berekening. Die veiligheidsmarge heeft tot doel op elk tijdstip de continuïteit van de elektriciteitsbevoorrading te waarborgen. Een verlaging van de veiligheidsmarge die gerechtvaardigd zou kunnen worden door bijvoorbeeld een betere integratie en beheer van de elektriciteitssystemen in de regio's van Centraal-West-Europa (CWE), zou de nood aan nieuwe productiecapaciteit kunnen verminderen. Tabel 12 in het volgend deel illustreert dat. We merken ook op dat het gebruik van een ander betrouwbaarheids criterium (zoals de Loss Of Load Expectation (LOLE)) een impact zou kunnen hebben op de evaluatie van de vereiste investeringen. Die analyse valt echter buiten het kader van de voor de PSE2 voorgestelde kwantitatieve analyse.

De investeringsuitgaven<sup>44</sup> tegen 2030 ten slotte worden geraamd op een bedrag tussen 22,2 (*Nuc-1800*) en 22,9 (*Nuc-3000*) miljard euro van 2005. Dat cijfer slaat enkel op de productiegebonden uitgaven. Het houdt geen rekening met de uitgaven in verband met de transport- en distributienetwerken van elektriciteit, noch met de uitgaven in verband met de aardgasinfrastructuur om, indien nodig, de nieuwe centrales op aardgas te bevoorraden.

### Geïnstalleerde capaciteit van het Belgisch elektriciteitsproductiepark

Figuur 7 toont de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit<sup>45</sup> in België per energievorm volgens het basisscenario. Om beter de aard van de nieuwe productiecapaciteit te onderstrepen, is dit onderscheid enkel van toepassing op de nieuwe eenheden; de residuele capaciteit van het bestaande park in 2010 is gegroepeerd in één enkele categorie, “bestaande eenheden” genaamd. De residuele capaciteit is het verschil tussen de in 2010 geïnstalleerde capaciteit en de buitengebruikstellingen<sup>46</sup>. Die figuur moet vergeleken worden met figuur 4 die de evolutie van de geproduceerde energie per energievorm weergeeft.

In 2010 bedroeg de geïnstalleerde capaciteit 17 GW. Tien jaar later, in 2020, bedraagt zij tussen 23,2 en 23,8 GW naargelang het basisscenario, of een stijging met 6 tot 7 GW, of van 36 tot 40%. De nieuwe productiecapaciteit is als volgt verdeeld over de energievormen: 6,0 GW HEB-productie-eenheden, tussen 4,0 en 5,3 GW aardgascentrales en tussen 0,4 en 0,5 GW overige centrales. Die resultaten tonen dat de hypothese over de evolutie van de nucleaire productie tegen 2020 vooral een impact heeft op de investeringen in aardgascentrales. De aanvullende HEB-capaciteit en “overige” zijn vergelijkbaar in de drie basisscenario's. De

---

<sup>44</sup> De investeringsuitgaven werden berekend op basis van de investeringskosten per MW en van het aantal geïnstalleerde MW voor elk technologie type van elektriciteitsproductie.

<sup>45</sup> Zonder pomp-turbinecapaciteit (of 1308 MW).

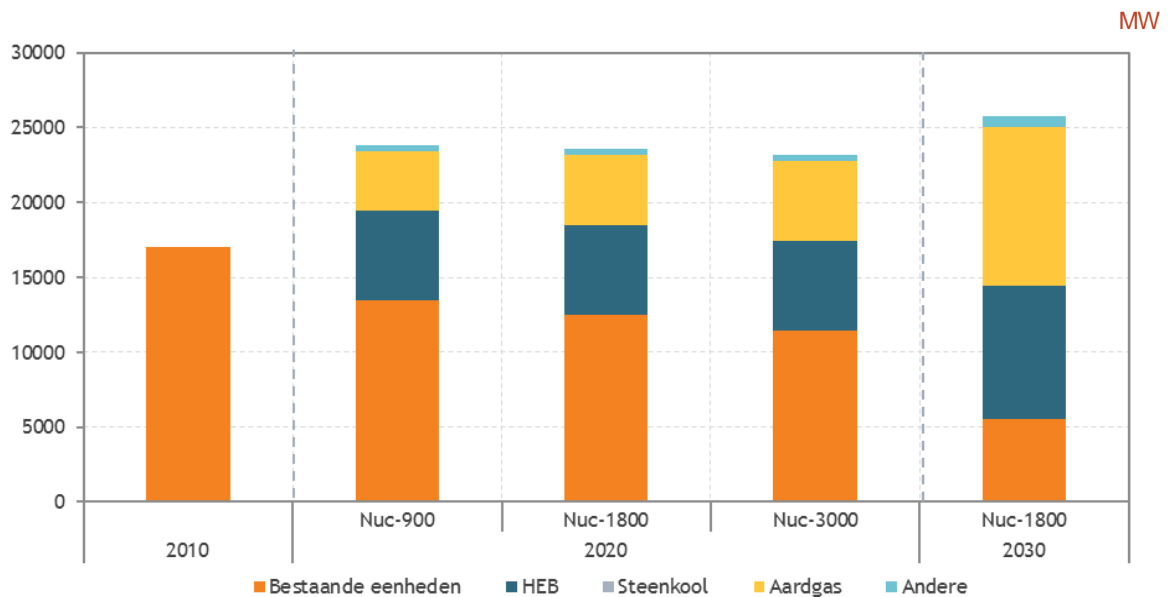
<sup>46</sup> D.w.z. de capaciteit van de buitengebruikgestelde productie-eenheden.



eerste vertegenwoordigt meer dan de helft van de nieuwe capaciteit die nodig is om aan de vraag te beantwoorden.

De aardgascentrales omvatten zowel gascentrales met gecombineerde cyclus (STEG's) als open-cyclusgasturbines (GT's) en WKK-installaties op aardgas. De geïnvesteerde capaciteit in de categorie "overige" heeft voornamelijk betrekking op de piekeenheden die olieproducten verbranden. Geen enkele nieuwe steenkoolcentrale wordt gebouwd per hypothese.

**Figuur 7. Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit per energievorm, basisscenario's, 2010-2030**



Noot:

- HEB = hernieuwbare energiebronnen, Andere = afgeleide gassen en olieproducten;
- de geïnstalleerde capaciteit zonder pomp-turbinecapaciteit.

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

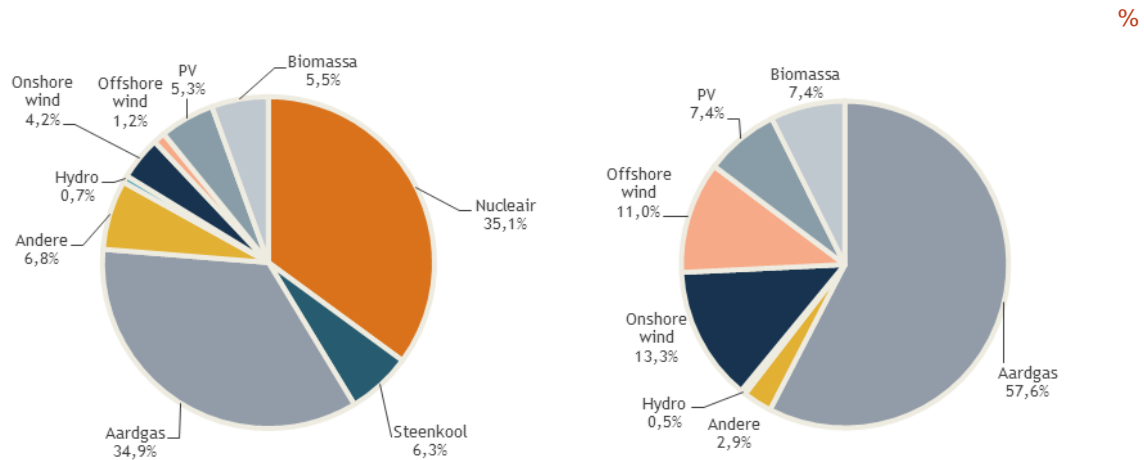
Tegen 2030 bedraagt de capaciteit van het Belgisch productiepark ongeveer 26 GW ongeacht het basisscenario, of een stijging tussen 2,2 en 2,8 GW ten opzichte van 2020 of 9 GW ten opzichte van 2010 (d.w.z. +52%). De periode 2020-2030 wordt gekenmerkt door een grote toename van aardgaseenheden en de verdere opmars van HEB-eenheden, maar in een trager tempo dan tijdens de periode 2010-2020. In 2030 wordt de nieuwe capaciteit als volgt verdeeld: 11 GW aardgascentrales, ongeveer 8,9 GW HEB-eenheden en 0,7 MW overige centrales. Die verdeling is dezelfde in de drie basisscenario's, daarom wordt in de figuur slechts één scenario voorgesteld.

Wat de nieuwe HEB-eenheden betreft, is de stijging vooral toe te schrijven aan windenergie, gevolgd door fotovoltaïsche zonne-energie en centrales die biomassa verbranden.

Figuur 8 geeft een algemeen overzicht van de evolutie van de structuur van het Belgisch productiepark tussen 2010 en 2030 in basisscenario *Nuc-1800*. Ter herinnering: op het einde van de periode is de structuur dezelfde in de twee andere basisscenario's (*Nuc-900* en *Nuc-3000*). In tegenstelling tot de vorige figuur verdeelt figuur 8 de totale geïnstalleerde capaciteit over de energievormen en niet enkel de nieuwe capaciteit die nodig zal zijn na 2010.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 8. Verdeling van de capaciteit van het productiepark per energievorm (2010 links, 2030 rechts), scenario Nuc-1800**



Noot: PV = fotonvoltaïsche zonne-energie; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

De verschillen in de verdeling van de productie (figuur 4) en de verdeling van de geïnstalleerde capaciteit (figuur 8) zijn interessant. Aardgas vertegenwoordigt 58% van de geïnstalleerde capaciteit in 2030 tegenover 69% van de netto elektriciteitsproductie. Omgekeerd dekken de HEB 39% van de geïnstalleerde capaciteit, tegenover 29% van de productie. Die verschillen worden verklaard door de gemiddelde gebruiksratio van de centrales. Voor eenzelfde capaciteit produceren de aardgascentrales in 2030 gemiddeld twee keer meer elektriciteit dan de HEB-centrales (in de verhoudingen aangegeven in de rechtse figuur).

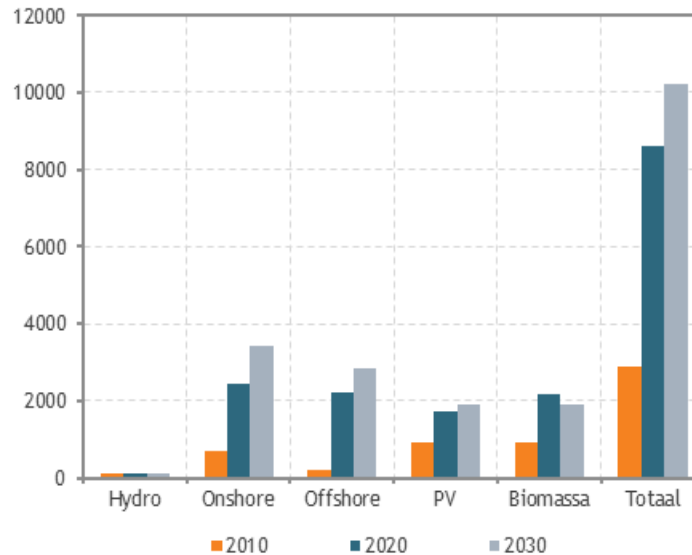
De opmars van de HEB-eenheden in het elektriciteitsproductiepark, en meer bepaald van windmolens en fotonvoltaïsche zonnepanelen, heeft tot gevolg dat de gebruiksratio van het totale geïnstalleerde vermogen daalt van 61,6 in 2010 tot ongeveer 44 in 2030 in de drie basisscenario's.

Figuur 9 geeft toelichting bij de evolutie van de capaciteit van de HEB-eenheden in scenario Nuc-1800. Het gaat hier om de totale geïnstalleerde capaciteit met inbegrip van de geïnvesteerde capaciteit tijdens de periode vóór 2010 (2010 inbegrepen). De evoluties zijn gelijkaardig in de twee andere basisscenario's.



**Figuur 9. Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, scenario Nuc-1800**

MW



Noot: PV = fotovoltaïsche zonnecellen.

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

De geïnstalleerde capaciteit van de HEB-eenheden neemt gestaag toe tussen 2010 en 2030. De eerste tien jaar krijgt het HEB-park ongeveer 5,7 bijkomende GW toebedeeld. In 2020 is de 8,6 GW HEB-capaciteit als volgt verdeeld: 2,4 GW van onshore windenergie, 2,2 GW van offshore windenergie, 2,2 GW van biomassacentrales (inclusief WKK-centrales), 1,7 GW van fotovoltaïsche zonnepanelen en iets meer dan 0,1 GW van waterkrachtcentrales.

In 2030 is de 10,2 GW HEB-capaciteit als volgt verdeeld: 3,4 GW van onshore windenergie, 2,9 GW van offshore windenergie, 1,9 GW van biomassacentrales (inclusief WKK-centrales), 1,9 GW van fotovoltaïsche zonnepanelen en nog altijd ongeveer 0,1 GW van waterkrachtcentrales.

De geïnstalleerde capaciteit van de WKK-centrales bedraagt in 2030 respectievelijk 2600, 2800 en 2900 MW<sub>e</sub> in de scenario's *Nuc-1800*, *Nuc-900* en *Nuc-3000*, of 500 à 800 MW<sub>e</sub> meer ten opzichte van de situatie in 2010. De WKK-eenheden verbruiken hoofdzakelijk aardgas en biomassa.

Ten slotte is het interessant om wat dieper in te gaan op de analyse van de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit. Enerzijds wordt de nadruk gelegd op de buitengebruikstellingen van centrales en worden die vergeleken met de noodzakelijke investeringen en anderzijds wordt de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit vergeleken met die van de piekvraag. De elementen van die analyse worden voorgesteld in tabel 12.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 12. Vergelijking van de evolutie van de geïnstalleerde capaciteit, basisscenario's**

	MW			
	2010	2020	2025	2030
<i>Nuc-900</i>				
Buitengebruikstellingen		-3250	-8062	-11130
Residuele capaciteit	17015	13764	8952	5885
Investerings		10044	15381	19891
Geïnstalleerde capaciteit	17015	23808	24333	25776
Piekvraag	13845	15090	15240	15750
Ratio C/P (*)	1,23	1,58	1,60	1,64
<i>Nuc-1800</i>				
Buitengebruikstellingen		-4212	-8383	-11089
Residuele capaciteit	17015	12802	8632	5925
Investerings		10786	15687	19941
Geïnstalleerde capaciteit	17015	23588	24319	25867
Piekvraag	13845	14860	15140	15730
Ratio C/P (*)	1,23	1,59	1,61	1,64
<i>Nuc-3000</i>				
Buitengebruikstellingen		-5264	-7988	-11030
Residuele capaciteit	17015	11750	9026	5985
Investerings		11431	15451	19880
Geïnstalleerde capaciteit	17015	23182	24477	25865
Piekvraag	13845	14520	15260	15760
Ratio C/P (*)	1,23	1,60	1,60	1,64

(\*): verhouding tussen de totale geïnstalleerde capaciteit (C) en de piekvraag (P).

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Elia, PRIMES, berekeningen FPB.

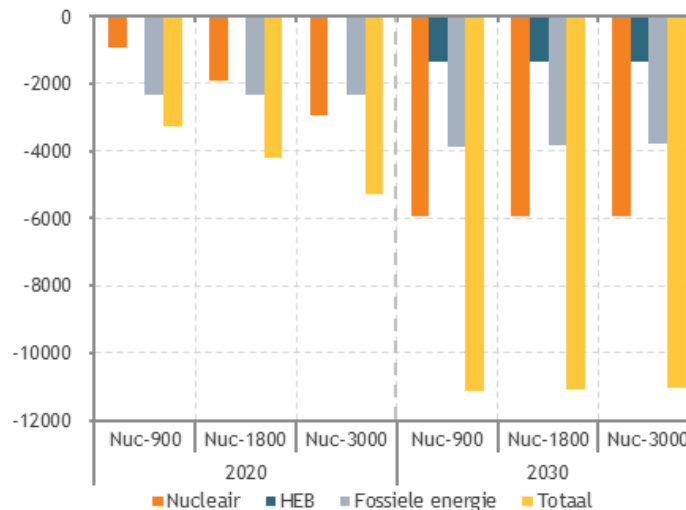
Het gaat om de gecumuleerde buitengebruikstellingen en investeringen vanaf 2011. De residuele capaciteit is het verschil tussen de in 2010 geïnstalleerde capaciteit en de buitengebruikstellingen. De geïnstalleerde capaciteit in een gegeven jaar is de som van de residuele capaciteit en de gedurende dat jaar gecumuleerde investeringen.

Zoals blijkt uit Figuur 10 zijn de verschillen tussen de scenario's wat betreft de buitengebruikstellingen vooral toe te schrijven aan de kerncentrales waarvan het schema van buitengebruikstelling verschilt naargelang het scenario. Die verschillen komen enkel voor tijdens de periode 2011-2020 gezien het volledige nucleaire park immers gesloten is in 2025. Op het einde van de periode zijn de buitengebruikstellingen van eenheden op basis van HEB en fossiele brandstoffen het gevolg van het feit dat rekening wordt gehouden met de technische levensduur van de uitrusting. Die levensduur wordt bijvoorbeeld vastgelegd op 25 jaar voor een gascentrale met gecombineerde cyclus, op 20 jaar voor een windturbine en op 15 jaar voor fotovoltaïsche zonnepanelen.



**Figuur 10. Verdeling van de buitengebruikstellingen per type van productie-eenheid**

MW



Noot:

- het betreft de sinds 2011 gecumuleerde buitengebruikstellingen;
- HEB = hernieuwbare energiebronnen.

Bron: PRIMES.

Meer nog dan de opgevraagde elektrische energie is het de evolutie van de piekvraag die bepalend is voor de behoeften aan productiecapaciteit. Het is interessant te noteren dat de gemiddelde jaarlijkse groeivoet van de piekvraag iets lager is dan de groeivoet van de opgevraagde energie (0,64% tegenover 0,76% tussen 2010 en 2030 in scenario *Nuc-1800*). Dit verschil is toe te schrijven aan de evolutie van de aard en het gebruik van de elektrische uitrustingen.

Zoals reeds hoger werd vermeld, hangt de productiecapaciteit ook af van de keuze van de reservemarge en van het relatieve aandeel van de intermitterende energiebronnen in de elektriciteitsproductie. Rekening houdend met al die elementen, stijgt de verhouding tussen de totale geïnstalleerde capaciteit en de piekvraag (C/P) in de loop van de tijd van 1,23 in 2010 tot 1,64 in 2030.

### De aardgasbehoefte voor de elektriciteitsproductie

De evolutie van het aardgasverbruik voor de elektriciteitsproductie vereist bijzondere aandacht op het vlak van energiebevoorradingszekerheid, of het nu gaat om de beschikbaarheid van aardgas, de kostprijs ervan of de transportinfrastructuur. De elektriciteitssector wordt namelijk sinds een aantal jaren afgeschilderd als de hoofdverantwoordelijke voor de toenemende aardgasbehoefte van België.

Het PRIMES-model evalueert het aardgasverbruik niet alleen in de elektriciteitssector, maar ook in de overige sectoren (industrie, residentiële sector, enz.). Al die informatie samen vormt ook relevante input voor de prospectieve studie gas (PSG)<sup>47</sup>. Er dient evenwel te worden on-

<sup>47</sup> De prospectieve studie inzake de bevoorradingszekerheid van aardgas, of meer algemeen de "prospectieve studie gas", wordt opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau. Ze wordt aansluitend op de pro-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

derstreept dat de resultaten enkel betrekking hebben op de jaarlijkse aardgasvolumes, terwijl voor bepaalde delen van de prospectieve studie gas kennis vereist is over de vraagprofielen per uur en per seizoen.

In de onderstaande figuur 11 wordt de evolutie van het aardgasverbruik van de elektriciteitssector vergeleken met de vraag van de overige sectoren (voor energetische en niet-energetische behoeften). De aardgasvolumes bestemd voor elektriciteitsproductie nemen gevoelig toe, vooral na 2020: tussen 2010 en 2030 kennen ze een meer dan verdubbeling<sup>48</sup>, ongeacht het basisscenario; die evolutie vertaalt zich in een gemiddelde jaarlijkse groei van 3,6%. Niettegenstaande de stijging van de aardgasprijs en de aanzienlijke groei van HEB neemt het aandeel van aardgas toe als gevolg van de sluiting van de kerncentrales, de hypothese inzake het inzetten van steenkool voor elektriciteitsproductie (zie Energiemix voor de elektriciteitsproductie) en het feit dat aardgas gebruikt wordt wanneer de intermitterende HEB geen elektriciteit opwekken. In de overige sectoren is de groei van aardgas minder uitgesproken. Ter informatie, het verbruik stijgt met 9% tussen 2010 en 2030 in scenario *Nuc-1800*, wat overeenstemt met een gemiddelde jaarlijkse groei van 0,43%. In die sectoren kan de matige evolutie van de aardgasbehoefte verklaard worden door de energiebesparingen als gevolg van de prijsstijging van aardgas, de koolstofprijzen en door de ontwikkeling van warmtepompen voor de verwarming van gebouwen.

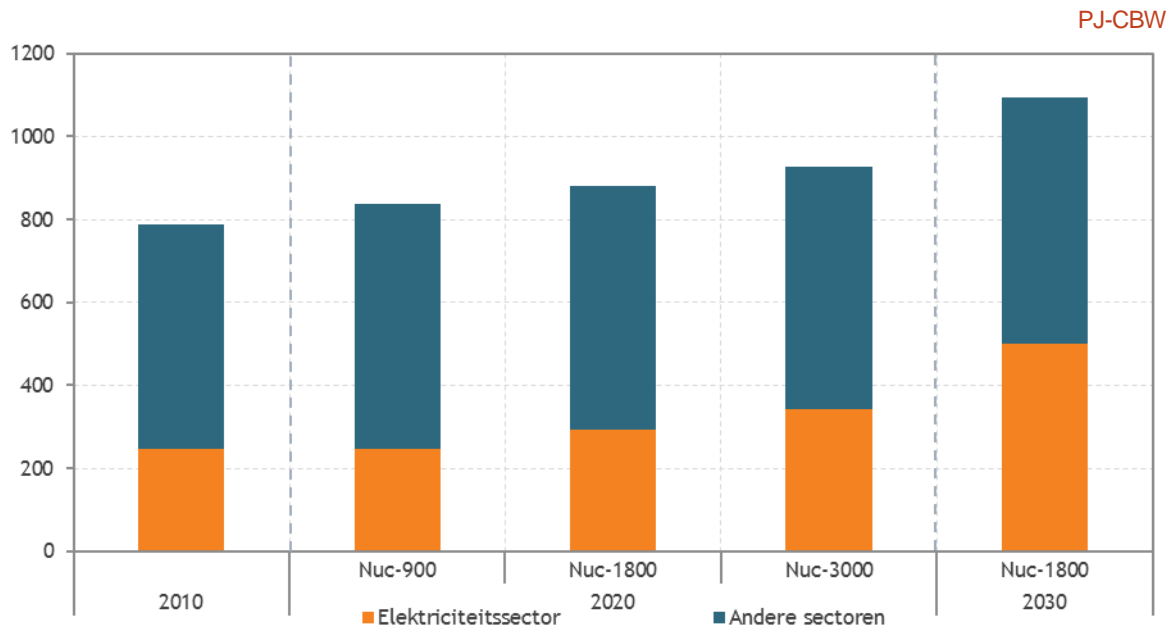
---

pectieve studie elektriciteit gerealiseerd. De eerste prospectieve studie gas (PSG1) kan geraadpleegd worden op: [http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingszekerheid/Prospectieve\\_studie\\_gas/](http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingszekerheid/Prospectieve_studie_gas/)

<sup>48</sup> Het aardgasverbruik in de elektriciteitssector in 2010 bedroeg 246 PJ. In 2030 zou dat, naargelang het basisscenario, tussen 498 en 513 PJ liggen.



**Figuur 11. Aandeel van de elektriciteitssector in de evolutie van de totale aardgasbehoefte, basisscenario's**



Noot: CBW = calorische bovenwaarde.

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

In 2030 zou de elektriciteitssector iets minder dan de helft van de totale aardgasvraag<sup>49</sup> van het land voor zijn rekening nemen (tussen 45% en 47% naargelang het scenario), tegenover 31% in 2010. In 2020 zou het aandeel van de elektriciteitssector in de totale aardgasbehoefte meer afhangen van het scenario: 30% in scenario *Nuc-900*, 33% in *Nuc-1800* en 37% in *Nuc-3000*.

### De broeikasgasemissies van de elektriciteitssector

De evolutie van de broeikasgasemissies van de elektriciteits- en WKK-centrales (voornamelijk koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>)) weerspiegelt de veranderingen in de structuur van de elektriciteitsproductie. Figuur 12 illustreert die evolutie tijdens de periode 2010-2030. Over de periode 2010-2020 dalen de BKG-emissies van de elektriciteitssector in de scenario's *Nuc-900* en *Nuc-1800* (met respectievelijk 22% en 9%<sup>50</sup>) als gevolg van de verhoging van het gemiddelde rendement van het park, de buitengebruikstelling van de oude steenkoolcentrales en de groei van HEB. Het wegvallen van 900 MW (Doel 1&2) of 1800 MW (Doel1&2 en Tihange 1) aan nucleaire capaciteit en de daardoor veroorzaakte stijging van de productie op basis van aardgas die CO<sub>2</sub> uitstoot, worden meer dan gecompenseerd door die laatste drie factoren. In

<sup>49</sup> Gemeten door het bruto binnenlands verbruik dat gelijk is aan de invoer.

<sup>50</sup> De BKG-emissiereductie in de elektriciteitssector zou respectievelijk 31% en 19% bedragen in 2020 ten opzichte van 2005, het referentiejaar in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket.

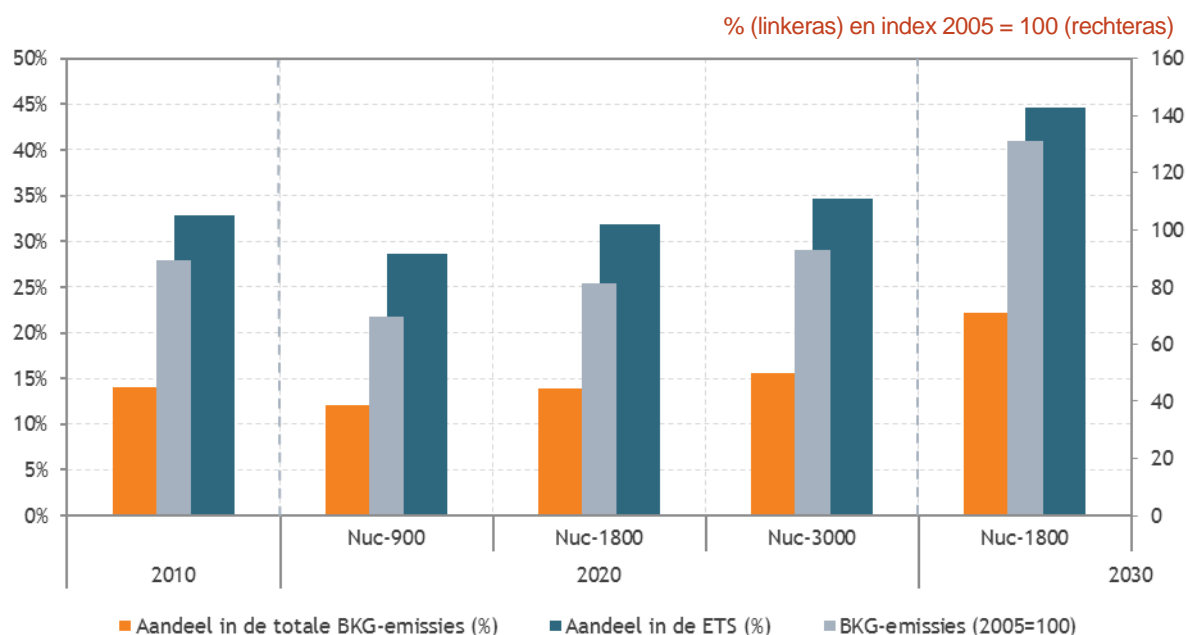


“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”<sup>51</sup>

scenario *Nuc-3000*, daarentegen, stijgen de BKG-emissies van de elektriciteitssector met 4% over dezelfde periode<sup>51</sup>.

Vervolgens beginnen de emissies aan een opwaartse klim tot ze, in 2030, 47% boven het niveau van 2010 uitstijgen in scenario *Nuc-1800*<sup>52</sup>. Die toename is vooral te wijten aan de opmars van de aardgascentrales die de laatste operationele kerncentrales na 2020 vervangen van zodra deze buiten dienst worden gesteld, maar ook ingezet worden om te beantwoorden aan de groei van de vraag naar elektriciteit. Na 2020 blijven de HEB toenemen onder impuls van de HEB-doelstelling in 2020, maar hun groei laat niet toe de ingezette trend veroorzaakt door de toename van aardgascentrales te compenseren.

**Figuur 12. Evolutie van de broeikasgasemissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark, basisscenario's**



Noot: de met het PRIMES-model berekende emissies van 2005 en 2010 verschillen van de emissies die officieel door België werden gerapporteerd. Ze worden niettemin in deze studie gebruikt om de coherentie te verzekeren met de resultaten van het model voor de jaren 2020 en 2030.

Bron: PRIMES.

Met het PRIMES-model, aangevuld met informatie van het GAINS-model (Höglund-Izaksson et al., 2010), kunnen niet enkel de BKG-emissies van het Belgisch park, maar ook de totale BKG-emissies van België berekend worden. Het evolutieprofiel van de totale BKG-emissies verschilt van het profiel dat in figuur 12 enkel voor de elektriciteitssector werd voorgesteld. De totale BKG-emissies dalen nagenoeg regelmatig tussen 2010 en 2030. In 2030 (resp. 2020) zouden ze 7% (resp. tussen 6% en 10% volgens basisscenario) onder het niveau van 2010 liggen. De uitstootgroei van de elektriciteitssector wordt bijgevolg meer dan gecompenseerd door de daling van de emissies in de overige sectoren. De hierboven beschreven evoluties vertalen zich in een gevoelige stijging van het aandeel van de elektriciteitssector in de totale

<sup>51</sup> Maar ze dalen met 7% ten opzichte van 2005, het referentiejaar in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket.

<sup>52</sup> De stijging van de BKG-emissies bedraagt 31% ten opzichte van 2005, het referentiejaar in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. In de scenario's *Nuc-900* en *Nuc-3000* bedraagt de toename respectievelijk 30% en 34%.



BKG-emissies: van 14% in 2010 tot 22% in 2030. Naargelang het basisscenario zou het aandeel van die sector in 2020 tussen 12% en 16% bedragen.

De elektriciteitssector behoort tot de ETS-sector waarvan de emissies geregeld worden door het Europese emissiehandelssysteem. Naast de elektriciteitssector omvat de ETS-sector (vanaf 2013) de luchtvaartsector, de warmteproductie, de ijzer- en staalsector, de chemiesector, de sector van de non-ferrometalen, de vervaardiging van niet-metaalhoudende minerale producten, de papier- en pulpsector en de niet-energetische CO<sub>2</sub>-procesemissies. De emissies van de ETS-sector vertegenwoordigden in 2010 iets meer dan 40% van de totale BKG-emissies en waren voor een derde afkomstig van de elektriciteitssector. In 2030 zouden die aandelen vergroten als gevolg van de aanzienlijke stijging van de emissies in de elektriciteitssector: respectievelijk 51% en 45%.

### De kosten van elektriciteitsproductie

De laatste onderzochte indicator heeft betrekking op de kosten van de elektriciteitsproductie.<sup>53</sup> Het betreft meer bepaald de gemiddelde productiekost, of de totale productiekosten gedeeld door de elektriciteitsproductie. Die gemiddelde productiekost kan opgesplitst worden in drie componenten: vaste kosten, variabele kosten en overige kosten. De vaste kosten omvatten de jaarlijkse kapitaalkosten en de vaste werkings- en onderhoudskosten. De variabele kosten bestaan uit de kosten voor de aankoop van brandstoffen en andere variabele kosten (los van brandstof). De "overige" kosten hebben betrekking op de aankoop van emissierechten tijdens veilingen. Vanaf 2013 zullen de aan de elektriciteitssector toegekende emissierechten namelijk geveild worden.

Figuur 13 toont zowel de evolutie als de samenstelling van de gemiddelde elektriciteitsproductiekost tussen 2010 en 2030.

In 2020 zou de gemiddelde productiekost van elektriciteit, in vergelijking met 2010, stijgen met 14 à 30% (tussen 81 en 92 euro 2005/MWh in 2020, tegenover 71 euro 2005/MWh in 2010). De ondergrens stemt overeen met scenario *Nuc-900* en de bovengrens met scenario *Nuc-3000*. Die variatie wordt verklaard door de hypothese inzake de beschikbaarheid van nucleaire capaciteit in 2020, die een impact heeft op de drie componenten van de gemiddelde kosten. De vaste kosten worden beïnvloed, aangezien de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit verschilt per scenario. De variabele kosten worden ook beïnvloed, aangezien ze afhankelijk zijn van de aardgasbehoefte. De kosten voor de aankoop van emissierechten, ten slotte, hangen af van de BKG-emissies van de elektriciteitssector.

De vaste kosten stijgen met 12 tot 13% in de scenario's *Nuc-900* en *Nuc-1800* en met 16% in scenario *Nuc-3000* tussen 2010 en 2020. De groei van de vaste kosten wordt voornamelijk verklaard door de aanzienlijke toename van de hernieuwbare capaciteit. Die capaciteit wordt gekenmerkt door een gemiddelde gebruiksratio die lager ligt dan voor de andere elektriciteitsproductie-eenheden. Daar de jaarlijkse kapitaalkosten voor HEB-investeringen gedeeld worden door een relatief zwakkere productie, stijgen de vaste kosten per geproduceerde MWh. In 2020 zijn de kerncentrales volledig afgeschreven. Hoe groter dus de buitengebruikgestelde nucleaire capaciteit in 2020 (*Nuc-3000*), hoe groter de vereiste investeringen zijn en

<sup>53</sup> Er dient vermeld te worden dat het hier enkel om de kosten van de elektriciteitsproductie gaat. Deze kosten houden geen rekening met de balancingkosten van het elektriciteitssysteem noch met de kosten verbonden met de transport- en distributienetwerken. Daarentegen worden alle investeringen, ook deze in back-up-eenheden, in rekening genomen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

hoe groter de groei van de vaste kosten. De vaste kosten, daarentegen, zijn vergelijkbaar in de scenario's *Nuc-900* en *Nuc-1800*, gezien de vaste kapitaalkosten als gevolg van de vervanging van Tihange 1 in het tweede scenario vergelijkbaar zijn met de vaste kapitaalkosten<sup>54</sup> die overeenstemmen met de verlenging van de levensduur van diezelfde kernreactor in het eerste scenario.

De variabele kosten, waarvan de kosten voor de aankoop van brandstoffen het voornaamste deel uitmaken, zijn het laagst in scenario *Nuc-900* en het hoogst in scenario *Nuc-3000*. Dat resultaat wordt hoofdzakelijk verklaard door de aankopen van aardgas voor de elektriciteitsproductie die groter zijn naarmate de nucleaire capaciteit vermindert (zie figuur 11). Tussen 2010 en 2020 stijgen de variabele kosten met respectievelijk 9%, 22% en 36% in de scenario's *Nuc-900*, *Nuc-1800* en *Nuc-3000*.

De kosten voor de aankoop van emissierechten, ten slotte, stijgen naarmate de nucleaire productie kleiner is (*Nuc-3000*). Aangezien het emissiequotum van elke ETS-sector voor elk jaar wordt vastgelegd, moet iedere bijkomende emissie in een gegeven jaar (zie figuur 12) gecompenseerd worden door de aankoop van bijkomende emissierechten.

De relatieve aandelen van de vaste en variabele componenten van de gemiddelde productiekost evolueren weinig tot 2020: het eerste bedraagt 47 tot 52% (vergeleken met 52% in 2010) en het tweede 45 tot 50% (tegenover 48% in 2010). De derde component vertegenwoordigt 3 à 4% van de gemiddelde productiekost in 2020.

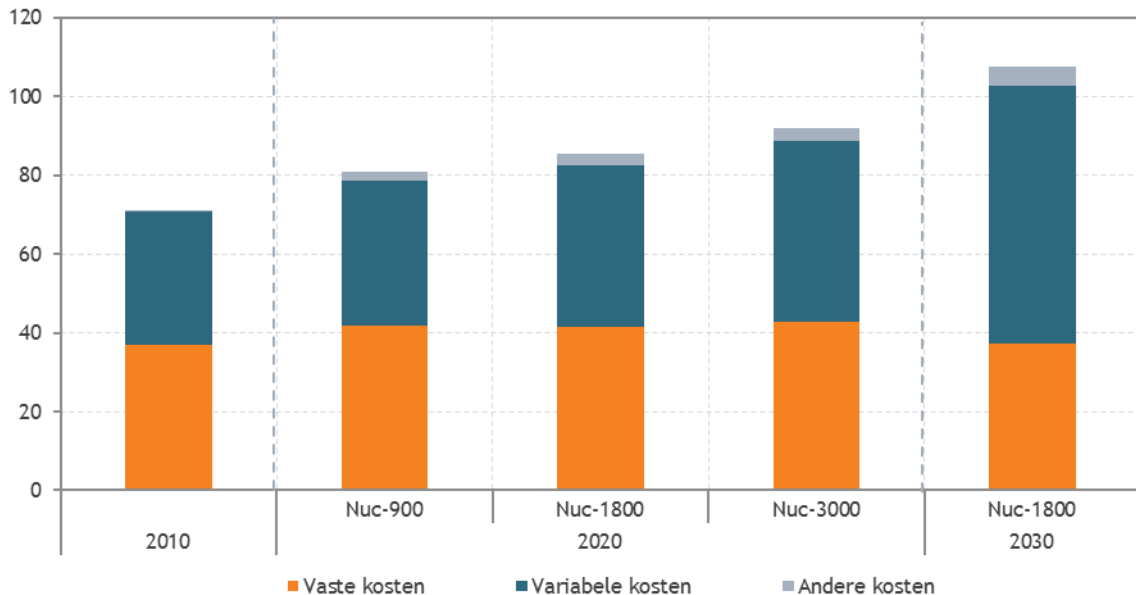
---

<sup>54</sup> De gehanteerde hypothese voor de investeringskosten gelinkt aan de werkingsduurverlenging met tien jaar van Tihange 1 is 800 euro/kW. Deze hypothese gebruikt door de Europese Commissie in haar langetermijnenergievooruitzichten is een beetje hoger dan het cijfer verkregen op basis van informatie uit het rapport Gemix2 (2012), namelijk een bijkomende kost in de orde-grootte van 500 euro/kW.



**Figuur 13. Evolutie van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, basisscenario's**

euro 2005/MWh



Bron: PRIMES.

Tussen 2010 en 2030 stijgt de gemiddelde productiekost met 52% tot 108 euro 2005/MWh in de drie basisscenario's. Dat stemt overeen met een gemiddelde jaarlijkse groei van 2,1%.

In 2030 is de samenstelling van de gemiddelde productiekost radicaal gewijzigd: de variabele kosten overheersen aangezien ze 61% van de gemiddelde kost uitmaken, terwijl het aandeel van de vaste kosten krimpt (35%). Over de periode 2020-2030 worden talrijke aardgascentrales gebouwd (voornamelijk STEG's), wat wel degelijk een invloed heeft op de uitgaven aan brandstoffen, die verondersteld worden gestaag in prijs te stijgen tot 2030, maar ook op de vaste kosten. De investeringskosten (en dus kapitaalkosten) en de vaste werkings- en onderhoudskosten van aardgascentrales behoren tot de laagste. Het aandeel van de "overige" kosten, ten slotte, komt uit op iets minder dan 5% in 2030.

### 2.3.2. De alternatieve scenario's

In de hierna volgende analyse van alternatieve scenario's worden dezelfde indicatoren onderzocht als in het voorgaande deel. Er worden figuren of tabellen gebruikt om de verschillen met de evoluties in het basisscenario *Nuc-1800* duidelijk te maken<sup>55</sup>.

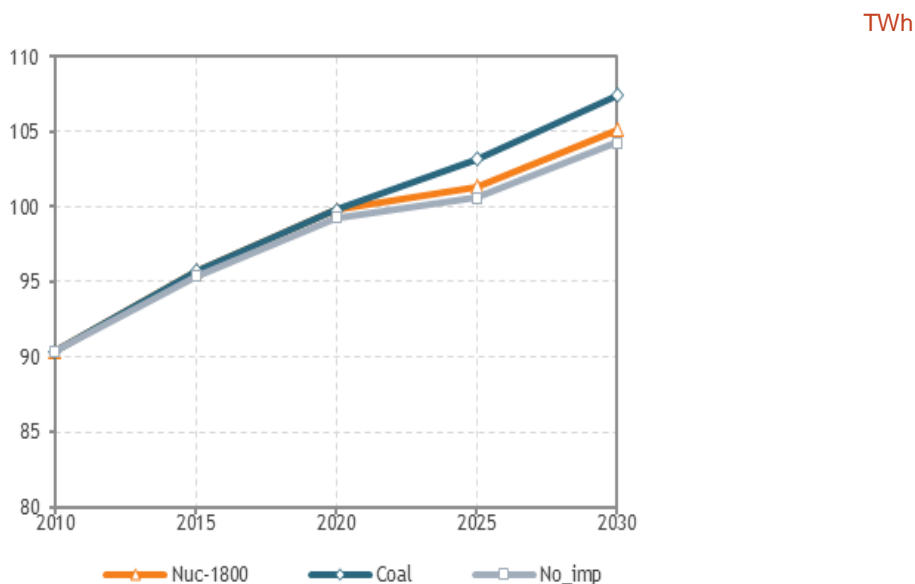
#### De varianten op het aanbod: scenario's *Coal* en *No-imp*

Figuur 14 toont de evolutie van de opgevraagde elektrische energie over de periode 2010-2030 in de scenario's *Nuc-1800*, *Coal* en *No-imp*.

<sup>55</sup> Ter herinnering: de alternatieve scenario's steunen op dezelfde hypothese inzake de geleidelijke afbouw van de nucleaire capaciteit als in scenario *Nuc-1800*.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 14. Evolutie van de opgevraagde elektrische energie in de scenario's Nuc-1800, Coal en No-imp**



Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

Daaruit blijkt dat de evoluties tot 2020 vergelijkbaar zijn, maar daarna meer verschillen. De verschillen in 2030 blijven niettemin bescheiden: in scenario *Coal* bereikt het volume opgevraagde elektrische energie 107,4 TWh, of 2% meer dan in scenario *Nuc-1800*; in scenario *No-imp* wordt het geraamd op 104,3 TWh, of 1% minder dan in scenario *Nuc-1800*.

In termen van gemiddelde jaarlijkse groei bedraagt de toename van de opgevraagde elektrische energie tussen 2010 en 2030 0,87% in scenario *Coal* en 0,72% in scenario *No-imp* (vergeleken met 0,76% in scenario *Nuc-1800*).

De licht sterkere groei in scenario *Coal* vloeit voort uit de daling van de gemiddelde productiekost van elektriciteit ten opzichte van scenario *Nuc-1800*. Die daling heeft een gunstig effect op de prijs van elektriciteit in vergelijking met de andere energievormen, waarvan de concurrentiepositie verbetert, wat leidt tot substituties ten gunste van die energievorm. De vermindering van de gemiddelde productiekost wordt verklaard door een prijsverschil tussen aardgas en steenkool dat in de loop van de tijd toeneemt (zie figuur 1). Hogere kapitaal- en aankoopkosten voor emissierechten en lagere energierendementen slagen er niet in om dit relatief voordeel om te buigen.

Omgekeerd is de vermindering van de opgevraagde elektrische energie met ongeveer 1 TWh in scenario *No-imp* in 2030 ten opzichte van scenario *Nuc-1800* het gevolg van een stijging van de elektriciteitsprijs. De kosten van de bijkomende (binnenlandse) productie blijken hoger dan de prijs van de ingevoerde elektriciteit.

Om aan de vraag tegemoet te komen, is er een aanbod nodig. Figuur 15 toont de uiteenlopende evoluties van de structuur van het elektriciteitsaanbod in de scenario's *Nuc-1800*, *Coal* en *No-imp*.

In scenario *No-imp* wordt het elektriciteitsaanbod uitsluitend ingevuld door binnenlandse productie. Aangezien de vraag naar elektriciteit weinig beïnvloed wordt door de hypothese inzake



elektriciteitshandel, is een bijkomende productie in de orde grootte van 5 TWh over de projectieperiode nodig ten opzichte van scenario *Nuc-1800*. Die aanvullende productie komt nagenoeg volledig van aardgascentrales: het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie bereikt zo 70% in 2030, tegenover 69% in scenario *Nuc-1800*. De impact op de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen is marginaal: ten opzichte van scenario *Nuc-1800* stijgt die productie met slechts 100 GWh in 2020 en 2030.

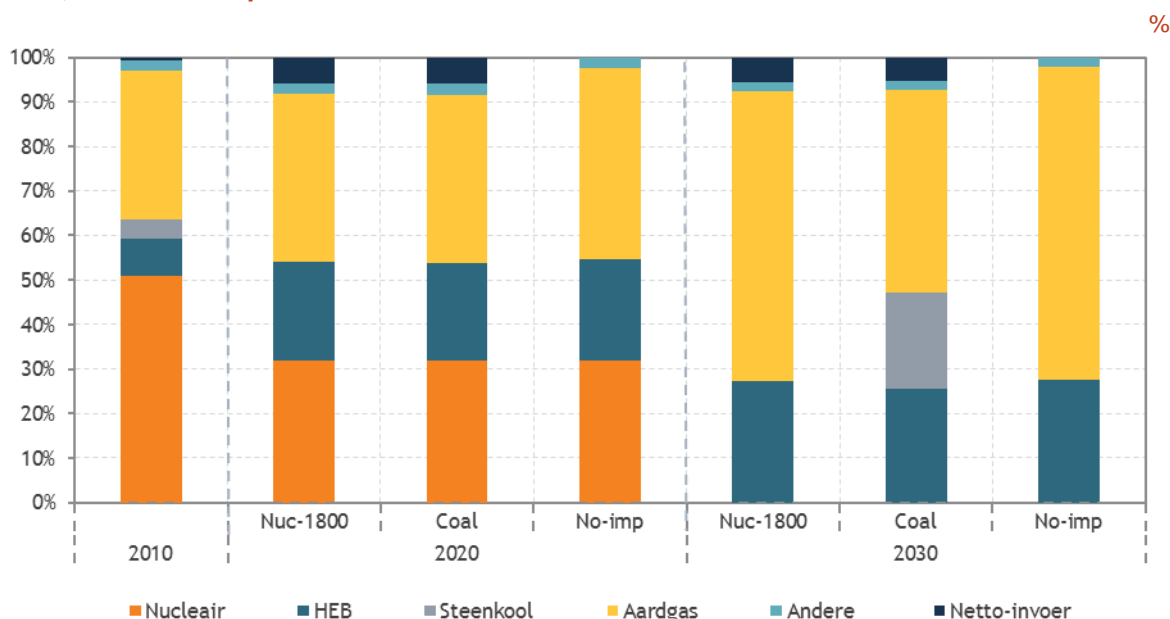
Scenario *Coal* toont meer uitgesproken veranderingen in de structuur van de elektriciteitsproductie, althans in 2030, omdat nieuwe investeringen in steenkoolcentrales bij hypothese slechts "toegestaan" zijn na 2020. Net zoals in scenario *No-imp* hebben de veranderingen in hoofdzaak betrekking op aardgas en in mindere mate op de hernieuwbare energiebronnen of andere brandstoffen. Steenkool neemt 23 TWh voor zijn rekening in 2030, terwijl de productie op basis van aardgas met ongeveer 20 TWh daalt. De productie op basis van hernieuwbare energiebronnen valt met iets meer dan 1 TWh terug<sup>56</sup>. In 2030 verzekert steenkool 23% van de elektriciteitsproductie in België, aardgas 48%, HEB 27% (of 2 procentpunt minder dan in scenario *Nuc-1800*) en de andere brandstoffen 2%.

---

<sup>56</sup> Het verschil van 2 TWh (23-20-1) is afkomstig van de stijging van de elektriciteitsvraag in scenario *Coal*.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 15. Evolutie van de samenstelling van het elektriciteitsaanbod in de scenario's *Nuc-1800*, *Coal* en *No-imp***



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

De in deze studie voorgestelde varianten op het aanbod hebben geen noemenswaardige impact op het niveau en de planning van de investeringen in nieuwe productiecapaciteit, en dus ook niet op het geïnstalleerde vermogen van het elektriciteitsproductiepark. Zoals in scenario *Nuc-1800* worden de investeringen geraamd op 11 GW over de periode 2011-2020 en op 9 GW over de periode 2021-2030. De capaciteit van het Belgisch productiepark bereikt in 2030 25,8 GW in scenario *Coal* en 26,1 GW in scenario *No-imp*, tegenover 25,9 GW in scenario *Nuc-1800*.

Die vergelijkbare evoluties verhullen evenwel enkele tegenstrijdigheden. Zo is de gebruiksratio van het geïnstalleerde vermogen groter in scenario's *Coal* en *No-imp* (respectievelijk 45,5% en 46,1% in 2030) dan in scenario *Nuc-1800* (44,1% in 2030). De reservemarge, zoals bepaald in deel Betrouwbaarheids criterium voor de elektriciteitsbevoorrading, is groter in scenario *No-imp* en overschrijdt de berekende waarde in de scenario's *Nuc-1800* en *Coal* met 1,5 procentpunt in 2020 (27,2% tegenover 25,7%) en met 1,7 procentpunt in 2030 (23,4% tegenover 21,7%). De investeringen in nieuwe aardgascentrales schommelen tussen 7,9 GW en 10,7 GW tegen 2030 volgens scenario. De minimale waarde stemt overeen met scenario *Coal* en de maximale waarde met scenario *No-imp*. In scenario *No-imp* vertegenwoordigt de nieuwe capaciteit op basis van aardgas 11 GW. Scenario *Coal* toont 3,1 GW aan nieuwe productiecapaciteit op basis van steenkool tegen 2030 die, wanneer de beperking op steenkool is opgeheven, de plaats innemen van de aardgascentrales.

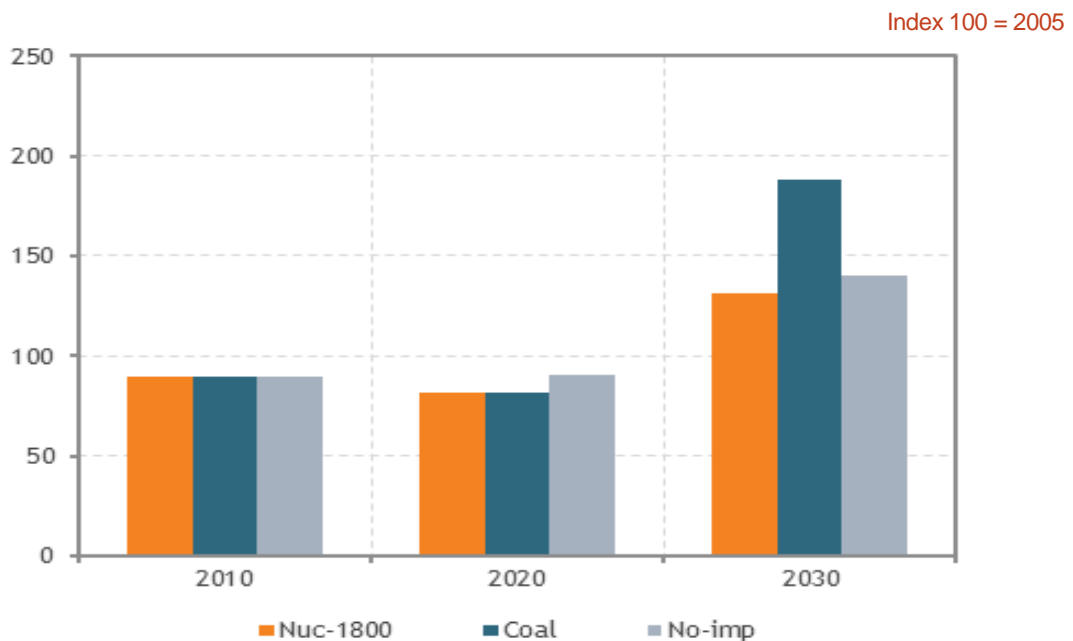
De behoefte aan aardgas voor elektriciteitsproductie vloeit voort uit de evolutie van de productie op basis van aardgas die, zoals hierboven werd vermeld, verschilt van scenario tot scenario. De behoefte is het laagst in scenario *Coal* (357 PJ in 2030 of een stijging van 111 PJ ten opzichte van 2010) en het grootst in scenario *No-imp* (539 PJ in 2030 of 292 PJ meer dan in 2010). Ter vergelijking, het aardgasverbruik van de elektriciteitssector in scenario *Nuc-*



1800 wordt geraamd op 501 PJ in 2030. Rekening houdend met de evolutie van de aardgasvraag van de andere sectoren bedraagt het aandeel van de elektriciteitssector in de totale aardgasinvoer in 2030 in de scenario's *Coal*, *No-imp* en *Nuc-1800* respectievelijk 37%, 48% en 46%, tegenover 31% in 2010.

Figuur 16 toont de evolutie, ten opzichte van 2005, van de broeikasgasemissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark tussen 2010 en 2030 in de scenario's *Nuc-1800*, *Coal* en *No-imp*.

**Figuur 16. Evolutie van de broeikasgasemissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark in de scenario's *Nuc-1800*, *Coal* en *No-imp***



Bron: PRIMES.

In 2020 liggen de BKG-emissies onder het niveau van 2010, ongeacht het scenario. Het lichtjes hogere resultaat in scenario *No-imp* is afkomstig van de bijkomende elektriciteitsproductie (op basis van aardgas) die nodig is om het wegvallen van de ingevoerde elektriciteit te compenseren.

In 2030 nemen de BKG-emissies toe en laat scenario *Coal*, weinig verrassend, het hoogste emissieniveau optekenen: twee keer hoger dan het niveau van 2010 (+111%). Dat wordt verklaard door het feit dat geen gebruik wordt gemaakt van de CO<sub>2</sub>-opvang en -opslag (CCS), aangezien die technologie niet "kostenefficiënt" is met een koolstofprijs die in deze studie in de orde grootte van 20 euro/t CO<sub>2</sub> ligt. Met andere woorden, om het opgelegde emissiequotum te respecteren, is het voor de elektriciteitssector economisch gezien interessanter emissierechten te kopen op de Europese emissiehandelsmarkt dan de BKG-emissies van de eigen centrales te verlagen.

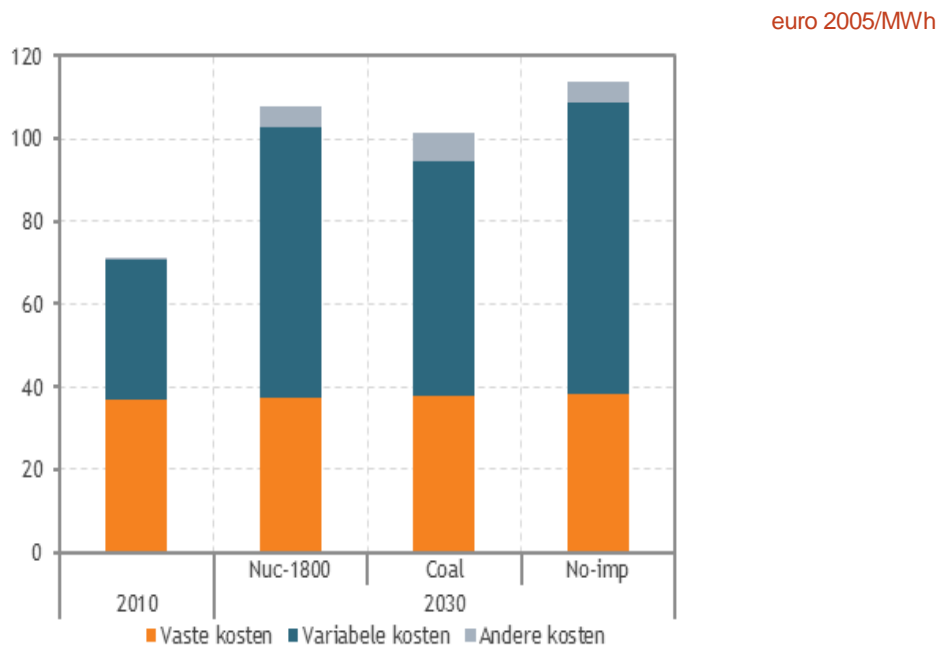
De verschillen die hierboven werden toegelicht, hebben een impact op de gemiddelde productiekost van elektriciteit, vooral aan het einde van de projectieperiode (2030). Figuur 17



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

toont het niveau en de samenstelling van die kost in de scenario's *Nuc-1800*, *Coal* en *No-imp* in 2030 en vergelijkt ze met de situatie in 2010.

**Figuur 17. Vergelijking van de gemiddelde productiekost van elektriciteit in de scenario's *Nuc-1800*, *Coal* en *No-imp* in 2030**



Bron: PRIMES.

In scenario *No-imp* bedraagt de gemiddelde productiekost 114 euro/MWh, of 6% meer dan in scenario *Nuc-1800*. De samenstelling ervan blijft echter dezelfde: de vaste kosten (kapitaal, uitbating en onderhoud) vertegenwoordigen 34% van de gemiddelde kost, de variabele kosten (brandstoffen en andere) 62% en de "overige" kosten (aankoop van emissierechten in de ETS-sector) iets minder dan 5%.

Scenario *Coal* heeft een impact op zowel het niveau als de structuur van de gemiddelde productiekost. Die laatste bevindt zich deze keer onder het niveau uit scenario *Nuc-1800*: 101 euro/MWh in 2030, of een vermindering van 6%. Die afname is toe te schrijven aan de variabele kosten (-13% in 2030 ten opzichte van scenario *Nuc-1800*) die niet meer dan 56% van de gemiddelde kost uitmaken. De aandelen van de twee andere kostencomponenten nemen dus toe: 37% voor de vaste kosten en 7% voor de overige kosten.

De daling van de variabele kosten is afkomstig van de vervanging van een deel van het aardgasverbruik van de elektriciteitssector door steenkool, dat overheen de hele projectieperiode goedkoper is en blijft dan aardgas. De vaste kosten zijn daarentegen iets hoger dan in scenario *Nuc-1800* (+2% in 2030). Dit verschil is te wijten aan het feit dat de investeringskost en de vaste uitbatings- en onderhoudskosten van een steenkoolcentrale hoger zijn dan voor een gascentrale met gecombineerde cyclus. Daar steenkool meer CO<sub>2</sub> uitstoot dan aardgas, moet de elektriciteitssector meer emissierechten aankopen op de Europese emissiehandelsmarkt. Dat verklaart waarom de "overige" kosten met 39% stijgen ten opzichte van de kosten gerapporteerd in het *Nuc-1800*-scenario. Ze bereiken ongeveer 7 euro/MWh in 2030.



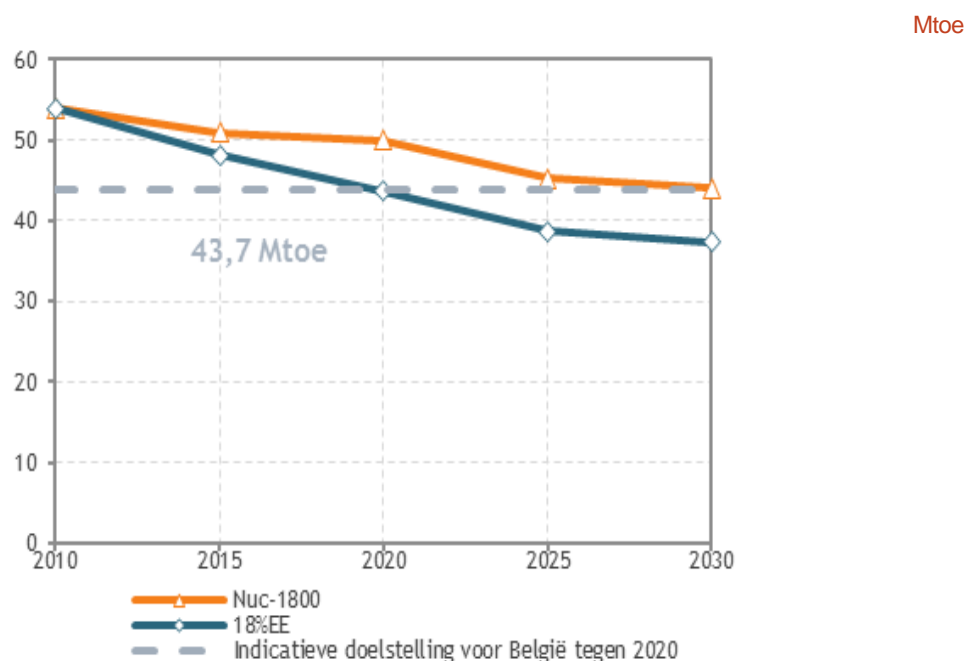
### Een doorgedreven beheersing van de energievraag: scenario 18%EE

Verschillende studies (waaronder EC(2011a), EC(2011b), FPB(2011b)) hebben aangetoond dat de verwezenlijking van de doelstellingen van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket inzake de reductie van broeikasgasemissies en de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen tegen 2020 leidt tot een daling van het primaire energieverbruik. De vermindering als gevolg van die twee doelstellingen volstaat echter niet om de energie-efficiëntiedoelstelling te bereiken in 2020. In tegenstelling tot de BKG- en HEB-doelstellingen is die doelstelling momenteel nog altijd indicatief. De Belgische energie-efficiëntiedoelstelling van 18% impliceert dat het primaire energieverbruik van België in 2020 onder de grenswaarde van 43,7 Mtoe moet liggen. In de basisscenario's (*Nuc-900*, *Nuc-1800* en *Nuc-3000*) bevindt het primair energieverbruik zich in 2020 tussen 48,8 en 50,9 Mtoe.

Hoewel de energie-efficiëntiedoelstelling van toepassing is op het primaire energieverbruik van alle energievormen, is het interessant na te gaan hoe en in welke mate deze een invloed kan uitoefenen op de vraag naar elektriciteit en dus ook op de behoeften aan elektrische productiecapaciteit tegen 2030. Scenario 18%EE heeft tot doel deze effecten te analyseren.

Figuur 18 toont de evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik over de periode 2010-2030 in scenario 18%EE. Ter vergelijking, de figuur toont tevens de evolutie in basisscenario *Nuc-1800* alsook het verbruiksniveau dat overeenstemt met de Belgische energie-efficiëntiedoelstelling van 18% in 2020.

**Figuur 18. Evolutie van het primair energieverbruik in de scenario's 18%EE en Nuc-1800, 2010-2030**



Bron: Eurostat, NHP (2011), PRIMES, berekeningen FPB.

Na 2020 werd geen enkele energie-efficiëntiedoelstelling vastgelegd. De verdere daling van het primair energieverbruik na 2020 vloeit voort uit de algemene hypothesen van de studie

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

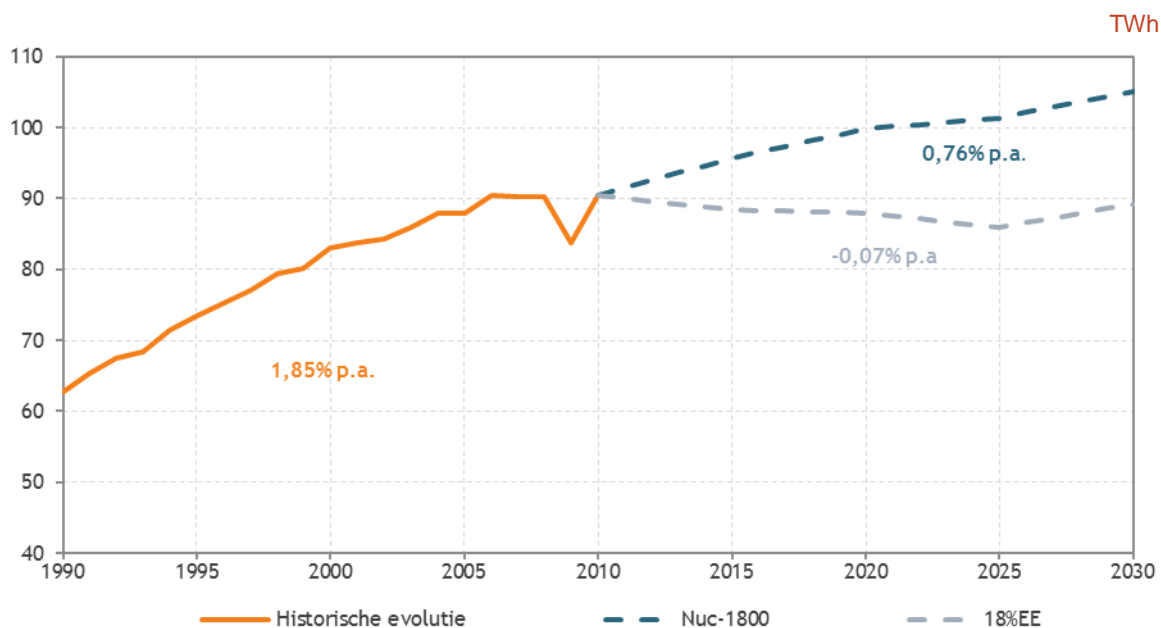
(zie 2.2.1) en het aanhoudend effect van de veranderingen uitgevoerd in 2020. In 2030 bereikt het primair energieverbruik 37,3 Mtoe in scenario *18%EE*, tegenover 44,0 Mtoe in scenario *Nuc-1800*<sup>57</sup>.

De daling van het primair energieverbruik in scenario *18%EE* heeft vooral een impact op de fossiele energiebronnen (-17% in 2020 ten opzichte van scenario *Nuc-1800*) en in mindere mate op de HEB (-5%). Die veranderingen vloeien grotendeels voort uit een vermindering van het verbruik van fossiele energie en elektriciteit in de sectoren van de eindvraag (industrie, residentiële, tertiaire en transportsector) die zich onrechtstreeks laat voelen in de energieverwerkende sectoren, waaronder de elektriciteitssector.

Zo stabiliseert de opgevraagde elektrische energie zich over de periode 2010-2030 (gemiddeld -0,07% per jaar) in scenario *18%EE*, terwijl ze stijgt aan een gemiddeld groeitempo van 0,76% per jaar in scenario *Nuc-1800*, zoals figuur 19 aangeeft.

De opgevraagde elektrische energie daalt eerst gestaag tot 85,9 TWh in 2025 (vergeleken met 90,4 TWh in 2010). Na 2025 stijgt de opgevraagde elektrische energie opnieuw en bereikt ze 89,2 TWh in 2030, of 15 TWh minder dan in scenario *Nuc-1800* en 1 TWh onder het niveau van 2010.

**Figuur 19. Evolutie van de opgevraagde elektrische energie over de periode 1990-2030, scenario *18%EE* en scenario *Nuc-1800***



Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

De vertraging van de opgevraagde elektrische energie in scenario *18%EE* is het resultaat van een betere beheersing van de elektriciteitsvraag in de industrie, de residentiële en de tertiaire sector en van een toename van die energievorm in transport. Tabel 13 toont die uiteenlopende evolutie.

<sup>57</sup> Er moet opgemerkt worden dat het primair energieverbruik in 2030 in scenario *Nuc-1800* dicht bij de indicatieve doelstelling voor 2020 ligt. Anders gezegd: scenario *Nuc-1800* respecteert de doelstelling voor energie-efficiëntie met een vertraging van 10 jaar.


**Tabel 13. Sectorale evolutie van de eindvraag naar elektriciteit, scenario 18%EE**

	2020			2030		
	(TWh)	vs. Nuc-1800 (%)	vs.2010 (%)	(TWh)	vs. Nuc-1800 (%)	vs.2010 (%)
Industrie	43,7	-1%	14%	39,5	-6%	3%
Residentieel	18,0	-20%	-12%	21,7	-23%	6%
Tertiair	17,5	-28%	-24%	17,7	-31%	-23%
Transport	3,1	74%	77%	4,9	181%	180%

Bron: PRIMES.

In het scenario 18%EE stijgt het elektriciteitsverbruik van de industrie nog steeds tussen 2010 en 2020 (zij het gematigder dan in scenario Nuc-1800), maar daalt het over de periode 2020-2030. De industrie is de sector waarin de elektriciteitsvraag het minst beïnvloed wordt door de energie-efficiëntiedoelstelling. De veranderingen zijn veel aanzienlijker in de residentiële en de tertiaire sector, waar het elektriciteitsverbruik fors krimpt ten opzichte van scenario Nuc-1800, en in de transportsector, waar het dan weer groeit.

In de residentiële sector veroorzaakt de toepassing van de energie-efficiëntiedoelstelling van 18% een daling van het elektriciteitsverbruik met 12% in 2020 ten opzichte van 2010. Dat effect is echter van korte duur, want de elektriciteitsvraag neemt nadien opnieuw toe en ligt in 2030 6% boven het niveau van 2010. Vergeleken met scenario Nuc-1800 is de impact significant over de volledige projectieperiode en daalt het elektriciteitsverbruik inderdaad met 20 tot 23%. De oorsprong van die terugval is tweevoudig: (1) een grotere energie-efficiëntie van de elektrische apparaten welke ook de toepassing (warmtepomp, boiler, huishoudapparatuur...), (2) een daling van het aantal, maar vooral een beter gebruik van elektrische apparaten omdat er meer beroep wordt gedaan op energiedienstenbedrijven<sup>58</sup>.

In de tertiaire sector doet er zich tevens een zeer uitgesproken afname van het elektriciteitsverbruik voor in scenario 18%EE ten opzichte van het basisscenario Nuc-1800 (van 28 tot 31% naargelang het jaar), maar ook ten opzichte van 2010 (-24% in 2020 en -23% in 2030). De oorzaken van die evolutie zijn dezelfde als in de residentiële sector.

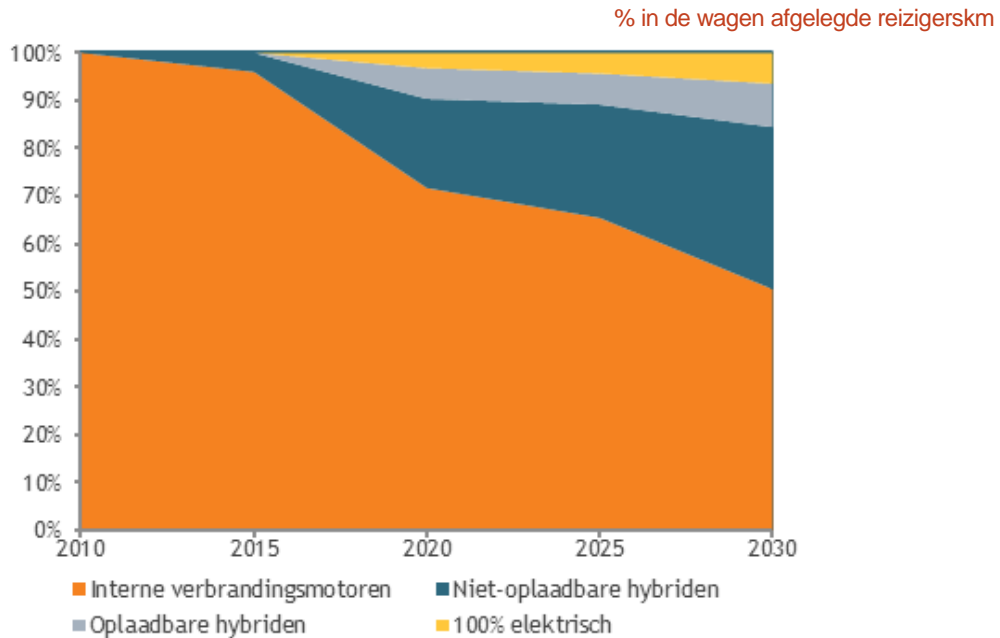
Ten slotte, en in tegenstelling tot de andere sectoren, neemt het elektriciteitsverbruik in de transportsector toe (+77% in 2020 en +180% in 2030 ten opzichte van 2010). Die trend wordt voornamelijk verklaard door de ontwikkeling van oplaadbare hybride wagens en 100% elektrische wagens tegen 2030. Daar het verbruik per kilometer afgelegd met die nieuwe motoraandrijvingen kleiner is dan dat met traditionele wagens met een interne verbrandingsmotor, heeft die evolutie mogelijk een positieve impact (d.w.z. een verlaging) op het primair energieverbruik. Figuur 20 toont in scenario 18%EE de evolutie van het aandeel van de verschillende motoraandrijvingen in het totaal aantal reizigerskm afgelegd per wagen<sup>59</sup>.

<sup>58</sup> Een energiedienstenbedrijf (acroniem ESCO voor Energy services company) is een dienstenonderneming die een uitgebreid aanbod aan energieoplossingen biedt met als voornaamste doel energie besparen. In de residentiële sector kan het bijvoorbeeld gaan over vernieuwende financieringswijzen voor isolatiewerken zoals het systeem van de derde betaler of de bijdrage voor geleverde diensten (Ortega O., 2011).

<sup>59</sup> In scenario Nuc-1800 worden alleen de niet-oplaadbare hybride wagens verondersteld de traditionele wagens (benzine, diesel of LPG) te kunnen vervangen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 20. Evolutie van de samenstelling van het transport per wagen, scenario 18%EE, 2010-2030**



Bron: PRIMES (gebaseerd op exogene hypothesen).

In 2020 vertegenwoordigen de oplaadbare hybrides en 100% elektrische wagens respectievelijk 6% en 3% van het totaal aantal per wagen afgelegde reizigerskm. In 2030 bedragen die aandelen respectievelijk 9% en 6%. In termen van elektriciteitsverbruik vertaalt die evolutie zich in een bijkomende vraag van 1,2 TWh in 2020 en 2,9 TWh in 2030.

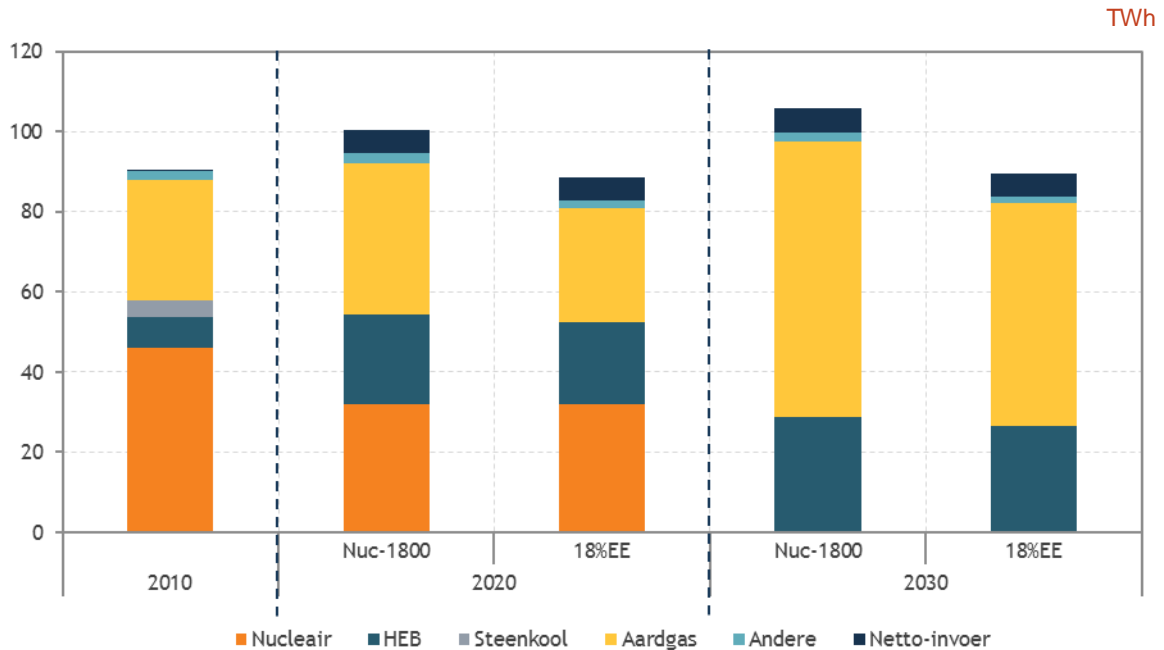
De ontwikkeling van nieuwe motoraandrijvingen wordt nog aangevuld door een ander effect. Zo wordt scenario 18%EE ook gekenmerkt door een lichte modale verschuiving ten gunste van het spoorvervoer, die leidt tot een bijkomend elektriciteitsverbruik van 0,2 TWh in 2030.

Aangezien de netto elektriciteitsinvoer over de volledige projectieperiode verondersteld wordt constant te zijn (5,8 TWh), heeft de impact van de energie-efficiëntiedoelstelling op de opgevraagde elektrische energie een rechtstreeks effect op de elektriciteitsproductie in België. Ter illustratie van dat effect geeft figuur 21 een vergelijking van het niveau en de samenstelling van de elektriciteitsproductie in de scenario's *Nuc-1800* en 18%EE in 2020 en 2030.

Scenario 18%EE voorziet een netto elektriciteitsproductie van 82,7 TWh in 2020 en 83,9 TWh in 2030. Ter vergelijking, in 2010 bedroeg de elektriciteitsproductie 90,1 TWh. Ten opzichte van scenario *Nuc-1800* is de elektriciteitsproductie gedaald met 13% in 2020 en met 16% in 2030.



**Figuur 21. Evolutie van het elektriciteitsaanbod, scenario 18%EE vs. scenario Nuc-1800, 2010-2030**



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

De daling heeft vooral een impact op de elektriciteitsproductie op basis van aardgas: -9,2 TWh in 2020 en -13,0 TWh in 2030. De elektriciteitsproductie op basis van HEB valt ook terug, zij het in mindere mate: -2,0 TWh in 2020 en -2,4 TWh in 2030. Ondanks die daling is het HEB-aandeel in de elektriciteitsproductie groter in scenario 18%EE (31% in 2030) dan in scenario Nuc-1800 (29%).

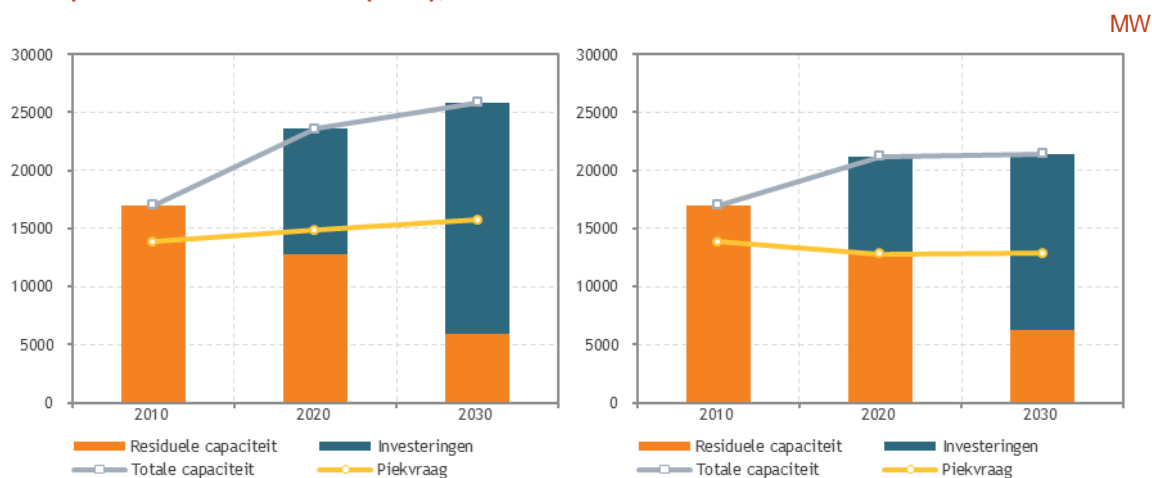
In 2020 beïnvloedt de daling van de "hernieuwbare" elektriciteitsproductie uitsluitend de onshorewindenergie (-0,7 TWh) en de biomassacentrales (-1,3 TWh). In 2030 raakt de terugval alle HEB, maar vooral de onshorewindenergie (-1,1 TWh) en de biomassacentrales (eveneens -1,1 TWh).

Wie daling van de elektriciteitsproductie zegt, zegt daling van het geïnstalleerd vermogen en dus ook van de nodige investeringen om aan de vraag te beantwoorden. De buitengebruikstellingen zijn immers analoog in beide scenario's (Nuc-1800 en 18%EE). Figuur 22 toont dat logisch gevolg van effecten. De voorstelling naast elkaar van de evoluties van de totale capaciteit en de investeringen in de scenario's Nuc-1800 (linkerfiguur) en 18%EE (rechterfiguur) vergemakkelijkt de vergelijking. Figuur 22 toont eveneens hoe de piekvraag in de twee scenario's evolueert, evenals het verschil tussen de piekvraag en de totale geïnstalleerde capaciteit. Het betreft hier piekvraag onder genormaliseerde temperatuur<sup>60</sup>.

<sup>60</sup> Graaddagen die een maat zijn voor de temperatuursomstandigheden en hierdoor een impact hebben op het energieverbruik, zijn verondersteld overheen de projectieperiode constant te blijven en gelijk aan hun niveau van 2000. De vooruitzichten voor het jaarlijks elektriciteitsverbruik en de piekvraag zijn dus projecties onder referentietemperatuur (zonder wisselvallige of onzekere weersomstandigheden).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 22. Evolutie van het geïnstalleerde vermogen en de investeringen, scenario 18%EE (rechts) vs. scenario Nuc-1800 (links), 2010-2030**



Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Elia, PRIMES.

Scenario 18%EE raamt de totale geïnstalleerde capaciteit op 21,2 GW in 2020 en 21,4 GW in 2030. Ter vergelijking, het bedroeg 17 GW in 2010 en klimt tot 23,6 GW in 2020 en 26 GW in 2030 in basisscenario Nuc-1800. De toepassing van de indicatieve energie-efficiëntiedoelstelling in 2020 zoals gesimuleerd in scenario 18%EE heeft dus een grote impact op de evolutie van de productiecapaciteit van het elektriciteitspark. Zo kunnen in 2020 voor 2,4 GW en in 2030 voor 4,7 GW aan investeringen in nieuwe productiecapaciteit vermeden worden. Het gaat voornamelijk om investeringen in gascentrales, aangezien de productie op basis van HEB aangedreven blijft door de doelstelling van 13% HEB in het bruto finale energieverbruik tegen 2020. Aangezien dat verbruik terugvalt onder impuls van de energie-efficiëntiedoelstelling, kan de elektriciteitsproductie op basis van HEB dalen (wat ook het geval is) zonder de hierboven vermelde 13%-doelstelling in diskrediet te brengen.

In het scenario 18%EE situeert de piekvraag zich, zowel in 2020 als in 2030, onder het niveau van 2010 (respectievelijk 12800 MW en 12880 MW vergeleken met 13845 MW in 2010). Ze daalt gemiddeld met 0,36% per jaar tussen 2010 en 2030, wat meer is dan de gemiddelde jaarlijkse groeivoet van de opgevraagde elektrische energie (-0,07% per jaar). Dat resultaat is in lijn met wat er gebeurt in het scenario Nuc-1800 waar de piekvraag eveneens aan een trager ritme toeneemt dan de opgevraagde energie (0,64% vergeleken met 0,76%). In 2030 strandt de piekvraag zo op 15730 MW in het scenario Nuc-1800.

In 2020 wordt de 2,4 GW aan bespaarde capaciteit als volgt verdeeld: 1,5 GW aardgas, 0,6 GW HEB (de helft onshore windenergie, de helft biomassa) en 0,3 GW andere eenheden (verbranding van petroleumproducten en afgeleide gassen). Het is interessant op te merken (zie rechterfiguur) dat het niveau van de tegen 2020 noodzakelijke investeringen gelijk is aan de capaciteit die nodig is om een reservemarge van minstens 21% te verzekeren<sup>61</sup> (zie Betrouwbaarheids criterium voor de elektriciteitsbevoorrading). In 2020 valt de residuele capaciteit samen met de piekvraag.

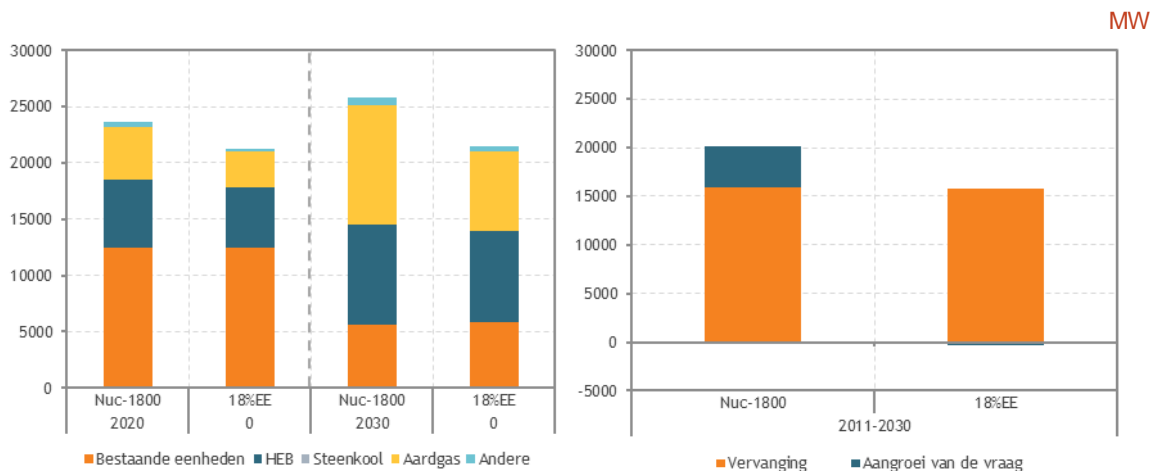
<sup>61</sup> We refereren hier naar het niveau van de investeringen en niet naar hun aard.



Na 2020 ligt de residuele capaciteit onder de piekvraag; tussen 2020 en 2025 stopt het "me-rendeeel" van het nucleaire park namelijk met produceren krachtens de wet van 2003 over de kernuitstap. In 2030 komt het verschil van 4,7 GW met scenario *Nuc-1800* voornamelijk van de gascentrales (-3,6 GW). De HEB-capaciteit daalt met 0,9 GW waarvan de helft onshore windenergie.

De figuur 23 vergelijkt de evolutie van de structuur van het productiepark en de gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit in de scenario's *Nuc-1800* en *18%EE*. De linkerfiguur toont zeer duidelijk de dominante impact van de toepassing van de energie-efficiëntiedoelstelling op de hierboven beschreven productiecapaciteit op basis van aardgas, alsook het, weliswaar kleinere, effect op de andere soorten centrales. De rechterfiguur geeft aan dat het verschil (tussen beide scenario's) wat betreft de over de periode 2011-2030 gecumuleerde investeringen vooral afkomstig is van de evolutie van de elektriciteitsvraag. Een andere interpretatie van de figuur luidt dat, zelfs als de elektriciteitsvraag nagenoeg stabiel blijft tot 2030, investeringen in de orde van grootte van 16 GW nodig zullen zijn om de capaciteit van de buitengebruikgestelde centrales te vervangen. In de rechterfiguur is de bijdrage van de stijging van de vraag tot de nodige investeringen (licht) negatief in scenario *18%EE*, aangezien de opgevraagde elektrische energie in 2030 onder het niveau van 2010 ligt.

**Figuur 23. Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit per energievorm (links) en gecumuleerde investeringen (rechts), scenario *18%EE* vs. scenario *Nuc-1800***



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: PRIMES, berekening FPB.

De evolutie van de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit in het scenario *18%EE*, hierboven beschreven, leidt tot investeringsuitgaven die lager zijn dan in het scenario *Nuc-1800*. Over de periode 2011-2030 belopen ze 19,8 miljard euro (van 2005) vergeleken met 22,2 miljard euro in het scenario *Nuc-1800*, wat een daling vertegenwoordigt van 11%.

Ten slotte wordt het elektriciteitspark in scenario *18%EE* gekenmerkt door een gemiddelde gebruiksratio die kleiner is dan in scenario *Nuc-1800* in 2020 (44,5% vs. 45,8%) maar hoger in 2030 (44,7% vs. 44,1%). Het verschil in 2020 komt van een grotere productie op basis van intermitterende HEB, terwijl het verschil in 2030 verklaard wordt door een hogere gebruiksratio van de centrales die biomassa verbranden.

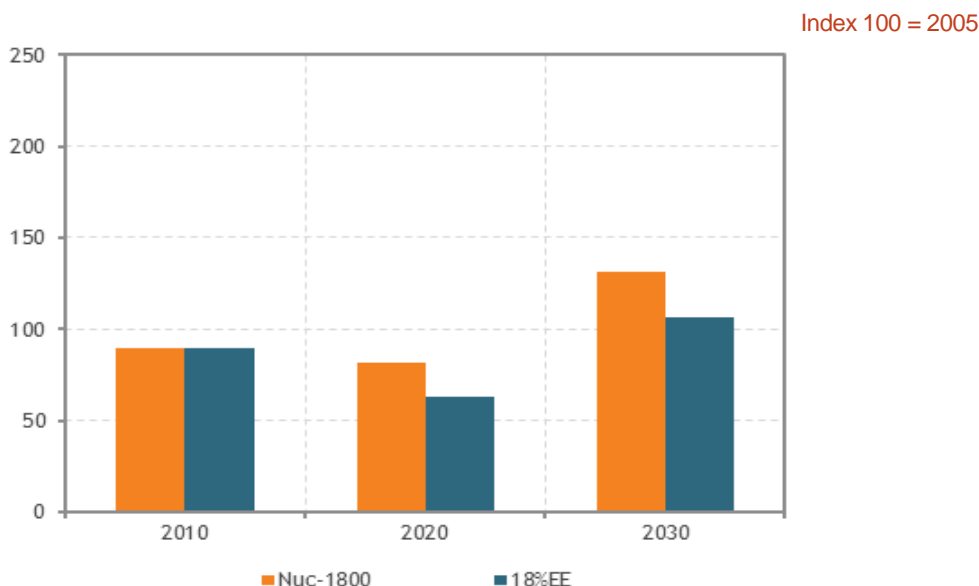


“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Het lager gebruik van aardgascentrales, tekenend voor het scenario *18%EE*, heeft zijn weerslag op de aardgasbehoefte van de elektriciteitssector. Die behoefte wordt geraamd op 410 PJ in 2030, wat 164 PJ meer is dan in 2010 (een stijging van 66%) maar 92 PJ minder dan in scenario *Nuc-1800* in 2030 (een daling van 18%). Daarbij komt de impact van de energie-efficiëntiedoelstelling op het aardgasverbruik van de andere energieverbruikende sectoren. Die impact is significant aangezien dat verbruik niet alleen daalt ten opzichte van het niveau in scenario *Nuc-1800* voor het jaar 2030 (-13%), maar ook ten opzichte van de statistieken van 2010 (-5%). Globaal genomen stijgt de aardgasbehoefte van België over de periode 2010-2030 met 17% in scenario *18%EE* (tegenover 39% in scenario *Nuc-1800*) en groeit het aandeel van de elektriciteitssector van 31% in 2010 tot 44% in 2030, tegenover 46% in scenario *Nuc-1800*.

Figuur 24<sup>62</sup> vergelijkt de evolutie van de BKG-emissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark tussen 2010 en 2030 in de scenario's *Nuc-1800* en *18%EE*.

**Figuur 24. Evolutie van de broeikasgasemissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark, scenario *18%EE* vs. scenario *Nuc-1800*, 2010-2030**



Bron: PRIMES.

In scenario *18%EE* liggen de BKG-emissies in 2020 30% onder het niveau van 2010 (vergeleken met 9% in scenario *Nuc-1800*), maar in 2030 19% boven het 2010-niveau (vergeleken met 47% in scenario *Nuc-1800*).

De emissiedaling ten opzichte van scenario *Nuc-1800* wordt verklaard door de aanzienlijke afname van de elektriciteitsproductie op basis van aardgas.

In 2030 stijgt het aandeel van de elektriciteitssector in de totale BKG-emissies (resp. in de BKG-emissies van de ETS-sector) tot 21% (resp. 42%), of percentages die vrij goed vergelijkbaar zijn met de berekeningen uit scenario *Nuc-1800*. Scenario *18%EE* wordt namelijk niet

<sup>62</sup> Om de vergelijking te vergemakkelijken, werd voor de Y-as dezelfde schaal gebruikt als in Figuur 16.

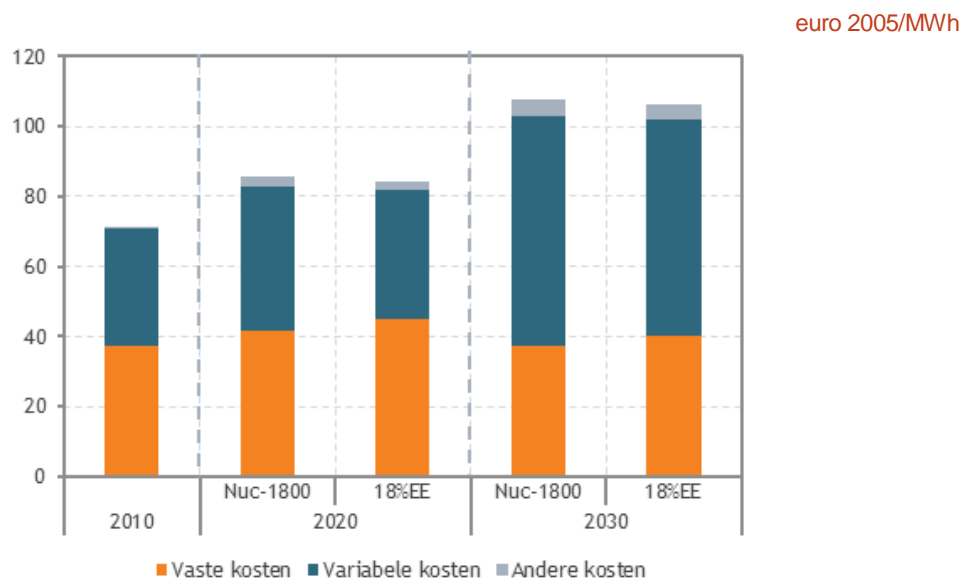


alleen gekenmerkt door een daling van het verbruik/de productie van elektriciteit, maar tevens door een vermindering van het finale verbruik van de fossiele energiebronnen.

Figuur 25, ten slotte, toont de uiteenlopende evoluties van de gemiddelde productiekost van elektriciteit in de scenario's *Nuc-1800* en *18%EE*.

De figuur geeft aan dat de gemiddelde productiekost van elektriciteit in die twee scenario's vergelijkbaar is voor zowel 2020 als 2030. Het verschil van ongeveer een procent is in het voordeel van scenario *18%EE*. Dat resultaat wijst erop dat, ten opzichte van scenario *Nuc-1800*, de totale productiekost van elektriciteit evenredig afneemt met de daling van de elektriciteitsproductie in scenario *18%EE*.

**Figuur 25. Vergelijking van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, scenario *18%EE* vs. scenario *Nuc-1800***



Bron: PRIMES.

Wat de componenten van de gemiddelde kost betreft, kan worden vastgesteld dat de vaste kosten (resp. variabele kosten) hoger (resp. lager) zijn in scenario *18%EE* dan in scenario *Nuc-1800*, als gevolg van de relatieve aandelen van de productie op basis van HEB en aardgas in de totale productie. In de productie op basis van HEB zijn de vaste kosten per opgewekte MWh relatief groter dan in de productie van aardgascentrales. Het omgekeerde geldt voor de variabele kosten. In 2020 (resp. 2030) bedraagt het aandeel van de vaste kosten 53% (resp. 38%) in scenario *18%EE* (tegenover 49% (resp. 35%) in scenario *Nuc-1800*). De "overige" kosten vertegenwoordigen 3% van de gemiddelde kost in 2020 in beide scenario's. In 2030 bereiken ze 4% in scenario *18%EE* en 5% in scenario *Nuc-1800*. Door het beheersen van de elektriciteitsvraag kan de gemiddelde kost voor de aankoop van emissierechten dus verminderd worden.

### Energie-efficiëntie en groenere elektriciteitsproductie: scenario *EE/RES++*

Het vorige scenario toonde hoe een doorgedreven beheersing van de energievraag coherent met de "energie-efficiëntiedoelstelling" van 18% in 2020, de elektriciteitsvraag en het -aanbod

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

kan beïnvloeden. Scenario *EE/RES++* gaat nog een stap verder en combineert de voornoemde doelstelling met een meer ambitieuze HEB-ontwikkeling op het niveau van de elektriciteitsproductie.

Op middellange termijn (2020) gaat scenario *EE/RES++*, naast de doelstelling om 13% van het bruto finale energieverbruik te halen uit HEB, ook uit van de verwezenlijking van de regionale doelstellingen voor onshore windenergie en fotovoltaïsche zonne-energie. Voor de onshore windenergie bestaat het streefdoel in een totaal geïnstalleerd vermogen van 2589 MW in 2020 waarvan 1529 MW in Wallonië<sup>63</sup> en 1060 MW in Vlaanderen<sup>64</sup>. Voor de fotovoltaïsche zonne-energie zou het totale geïnstalleerde vermogen 4054 MW bedragen in 2020, waarvan 2774 MW in Vlaanderen<sup>65</sup>, 1271 MW in Wallonië<sup>66</sup> en 9 MW in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest<sup>67</sup>.

Op lange termijn (2030) wordt het HEB-aandeel in de elektriciteitsproductie vastgesteld op 50% in scenario *EE/RES++* (en 40% in 2025), terwijl het in de andere scenario's in de buurt van 30% ligt in 2030.

Figuur 26 vergelijkt de evolutie van de opgevraagde elektrische energie in de scenario's *Nuc-1800*, *EE/RES++* en *18%EE*.

---

<sup>63</sup> Actualisering van het “Plan de Maîtrise Durable de l’Energie” (PMDE) van 2009 (ICEDD, 2011).

<sup>64</sup> <http://docs.vlaamsparlement.be/docs/stukken/2011-2012/g1639-10.pdf>

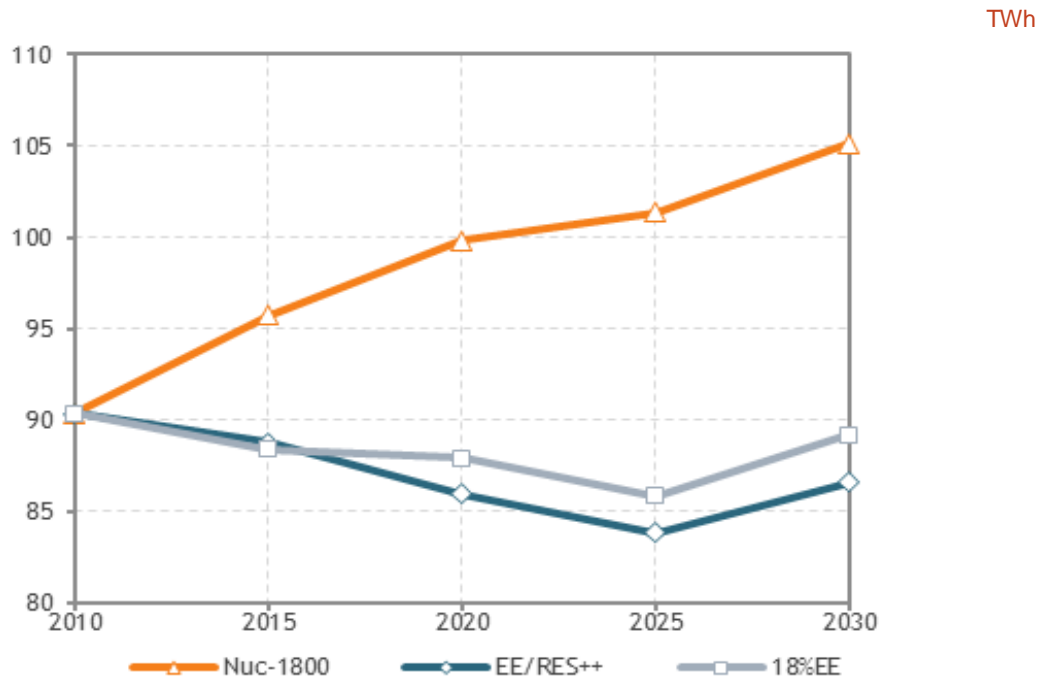
<sup>65</sup> Ibid.

<sup>66</sup> Ibid.

<sup>67</sup> Raming op basis van de studie (Brugel, 2011).



**Figuur 26. Evolutie van de opgevraagde elektrische energie in de scenario's Nuc-1800, EE/RES++ en 18%EE**



Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

In het scenario *EE/RES++* daalt de opgevraagde elektrische energie gemiddeld met 0,21% per jaar over de periode 2010-2030 (vergeleken met een toename van 0,76% per jaar in scenario *Nuc-1800* en een daling van 0,07% per jaar in scenario *18%EE*).

De opgevraagde elektrische energie daalt eerst constant tussen 2010 en 2025 tot 83,9 TWh (vergeleken met 90,4 TWh in 2010). In 2025 bedraagt het verschil met scenario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*) 17,5 TWh (resp. 2 TWh). Vervolgens stijgt de opgevraagde elektrische energie tot 86,6 TWh in 2030. Op het eind van de projectieperiode ligt de opgevraagde elektrische energie 4% onder het niveau van 2010. Ten opzichte van scenario *Nuc-1800* bedraagt het verschil 18,5 TWh in 2030; ten opzichte van scenario *18%EE* bedraagt het 2,6 TWh.

De bijkomende vermindering van de opgevraagde elektrische energie ten opzichte van scenario *18%EE* is het gevolg van extra elektriciteitsbesparingen in de residentiële en tertiaire sector, maar ook van een daling van het elektriciteitsverbruik van de energiesector. Het eindverbruik van elektriciteit door de industrie en het transport<sup>68</sup> is daarentegen vrijwel gelijk in de scenario's *EE/RES++* en *18%EE*.

De evolutie van de elektriciteitsproductie in het scenario *EE/RES++* wordt voorgesteld in figuur 27, naast de evoluties in de scenario's *Nuc-1800* en *18%EE*. De resultaten worden getoond voor de jaren 2020 en 2030 en vergeleken met de situatie in 2010.

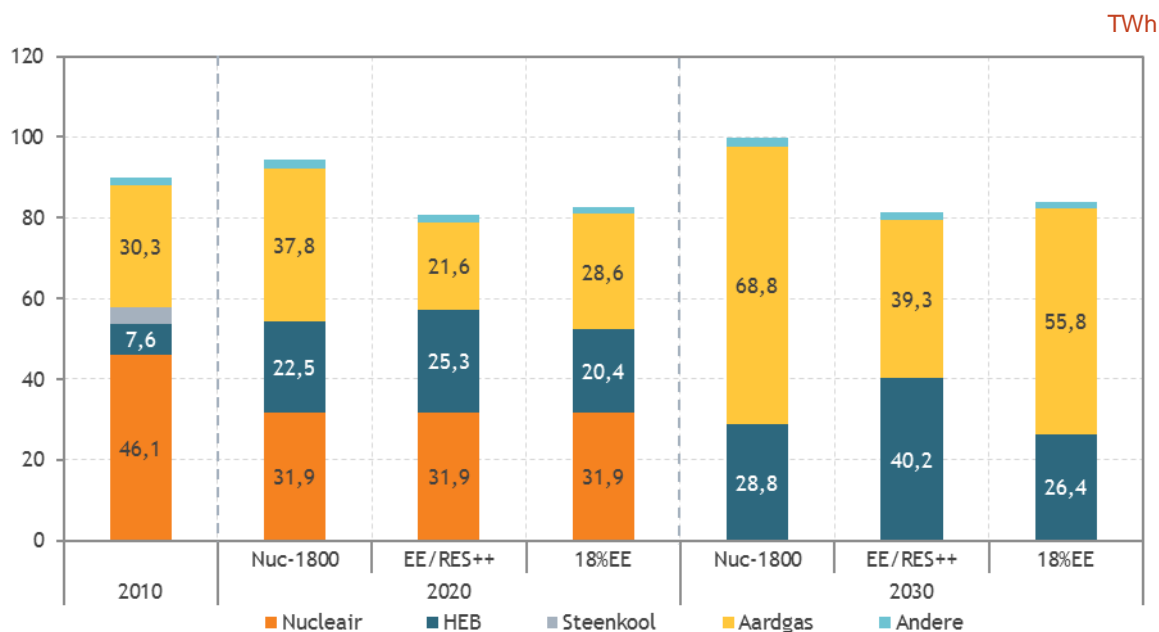
<sup>68</sup> In scenario *EE/RES++* zijn de hypothesen inzake de ontwikkeling van oplaadbare hybrides en 100% elektrische voertuigen dezelfde als in scenario *18%EE*.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

In 2020 toont scenario *EE/RES++* een elektriciteitsproductie van 80,6 TWh, of 15% (resp. 2,5%) onder het niveau in scenario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*). De elektriciteitsproductie van de kerncentrales in de drie scenario's is verondersteld gelijk te zijn (31,9 TWh). De verschillen doen zich dus voor op het niveau van de elektriciteitsproductie op basis van aardgas en HEB. Scenario *EE/RES++* heeft de laagste productie op basis van aardgas: 21,6 TWh vergeleken met 37,8 TWh in scenario *Nuc-1800* en 28,6 TWh in scenario *18%EE*. Maar het heeft wel de grootste productie op basis van HEB: 25,3 TWh vergeleken met 22,5 TWh in scenario *Nuc-1800* en 20,4 TWh in scenario *18%EE*. De elektriciteitsproductie in scenario *EE/RES++* is als volgt verdeeld over de verschillende energievormen: 40% voor kernenergie, 31% voor HEB, 27% voor aardgas en 2% voor olieproducten en afgeleide gassen (categorie “overige”). Het is het enige bestudeerde scenario waar het HEB-aandeel in 2020 hoger is dan het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie.

In 2030 bedraagt de elektriciteitsproductie 81,3 TWh in scenario *EE/RES++*, of 19% (resp. 3%) onder het niveau in scenario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*). In de drie scenario's gebeurt de productie vooral op basis van aardgas en HEB, maar in heel verschillende verhoudingen. Aangenomen werd dat HEB 50% van de elektriciteitsproductie dekken in het scenario *EE/RES++* (iets meer dan 40 TWh). Dat is veel meer dan in de twee andere scenario's waar het HEB-aandeel schommelt rond 30% (29% voor *Nuc-1800* en 31% voor *18%EE*).

**Figuur 27. Evolutie van de elektriciteitsproductie in de scenario's *Nuc-1800*, *EE/RES++* en *18%EE***



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

Figuur 28 geeft een meer gedetailleerde beschrijving van de verschillen op het niveau van de elektriciteitsproductie op basis van HEB. In de volgende paragraaf wordt de nadruk vooral gelegd op de verschillen tussen scenario *EE/RES++* en het basisscenario *Nuc-1800*.

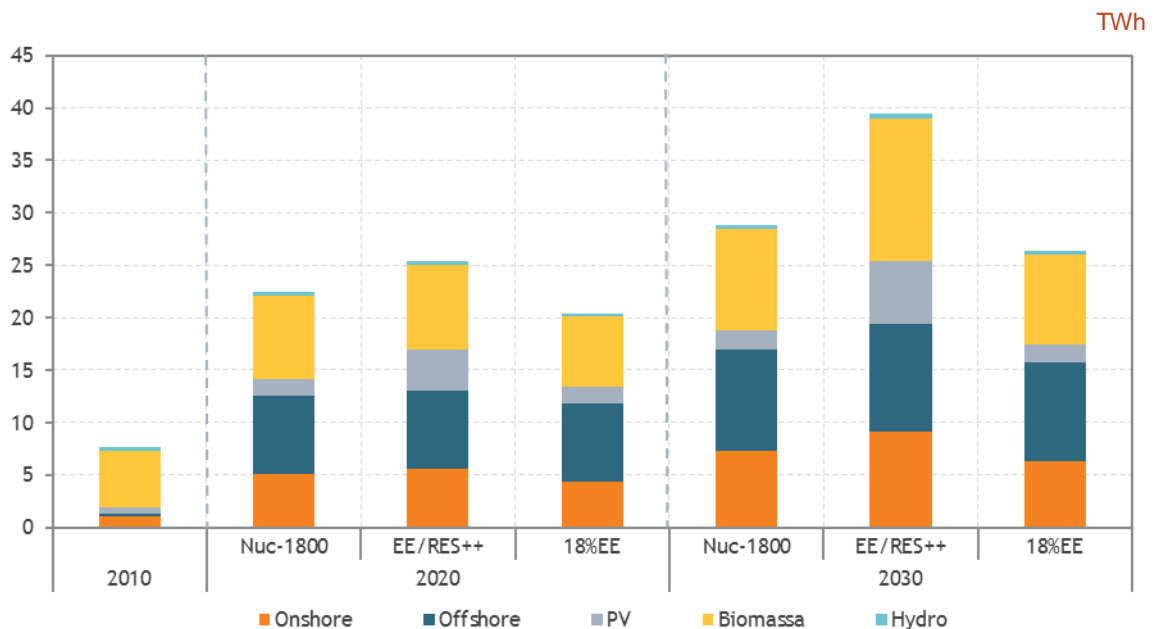
In 2020 bestaan er enkel verschillen voor onshore windenergie en fotovoltaïsche zonnenergie. Die verschillen zijn toe te schrijven aan het feit dat scenario *EE/RES++* rekening



houdt met de regionale doelstellingen voor die twee HEB-types (zie hoger) bovenop de doelstelling van 13% HEB in het bruto finale energieverbruik in 2020 zoals vermeld in het wetgevend Klimaat- en Energiepakket. De onshore windmolenparken produceren zo 5,6 TWh tegenover 5,1 TWh in scenario *Nuc-1800*. De fotovoltaïsche zonnepanelen produceren in dat scenario 3,9 TWh tegenover 1,7 TWh in scenario *Nuc-1800*.

In 2030 dragen alle hernieuwbare energiebronnen bij tot de toename van de elektriciteitsproductie op basis van HEB. Ten opzichte van scenario *Nuc-1800* stijgt de elektriciteitsproductie op basis van biomassa met 42% (13,7 TWh tegenover 9,6 TWh), de productie van de onshore windmolens met 24% (9,1 TWh tegenover 7,3 TWh), die van de offshore windmolens met 6% (10,2 TWh tegenover 9,6 TWh) en de productie op basis van fotovoltaïsche zonnepanelen verdrievoudigt nagenoeg (6 TWh tegenover 1,9 TWh).

**Figuur 28. Evolutie van de elektriciteitsproductie op basis van HEB in de scenario's *Nuc-1800*, *EE/RES++* en *18%EE***

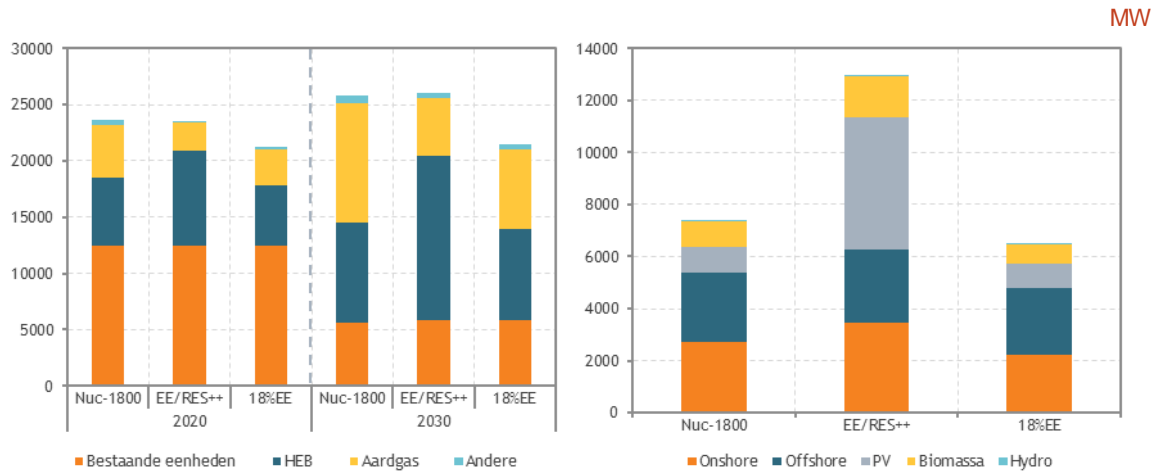


Noot: PV = fotovoltaïsche zonne-energie.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), Eurostat, PRIMES.

Die bijkomende elektriciteitsproductie op basis van HEB heeft uiteraard een impact op de investeringen in nieuwe productiecapaciteit en op de evolutie van het geïnstalleerd vermogen. Die impact wordt geïllustreerd in figuur 29. Het linkerdeel van de figuur vergelijkt de evolutie van het niveau en de samenstelling van de geïnstalleerde capaciteit in 2020 en 2030 in de scenario's *EE/RES++*, *Nuc-1800* en *18%EE*. Aangezien een onderscheid wordt gemaakt tussen de residuele capaciteit ("bestaande eenheden") en de nood aan nieuwe productiecapaciteit, toont ze ook de verschillen op het niveau van de gecumuleerde investeringen over de periode 2011-2030.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 29. Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit (links) en bijkomende HEB-capaciteit over de periode 2011-2030 (rechts) in de scenario's Nuc-1800, EE/RES++ en 18%EE**



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gasen en olieproducten.  
Bron: PRIMES.

Terwijl de geïnstalleerde capaciteit in scenario *18%EE* aanzienlijk afneemt ten opzichte van scenario *Nuc-1800* (zie deel Een doorgedreven beheersing van de energievraag: scenario *18%EE*), geldt dat niet voor scenario *EE/RES++*. De impact van de toepassing van de energie-efficiëntiedoelstelling van 18% in 2020 wordt gecompenseerd door de impact van de grotere HEB-inzet. De verklaring hiervoor is dat aangezien de HEB-capaciteit gekenmerkt wordt door een lagere gemiddelde jaarlijkse gebruiksratio dan die van centrales op aardgas<sup>69</sup>, een groter HEB-aandeel in de totale elektriciteitsproductie zich, bij overigens gelijkblijvende omstandigheden, vertaalt in een groter geïnstalleerd vermogen. Concreet bedraagt het geïnstalleerd vermogen in scenario *EE/RES++* 23,5 GW in 2020 en 26 GW in 2030 zoals in scenario *Nuc-1800*, terwijl de totale elektriciteitsproductie resp. 15% en 19% lager ligt dan in scenario *Nuc-1800*. Of het geïnstalleerd vermogen in scenario *EE/RES++* is 11% hoger in 2020 en 22% hoger in 2030 ten opzichte van scenario *18%EE*, terwijl de totale elektriciteitsproductie er lichtjes lager is (zie figuur 27).

In scenario *EE/RES++* vertegenwoordigt de HEB-capaciteit meer dan de helft van de totale capaciteit in 2030. De investeringen in nieuwe productiecapaciteit tegen 2030 (of gecumuleerde investeringen) bedragen 20 GW in scenario *EE/RES++* net zoals in scenario *Nuc-1800*; in scenario *18%EE* bedragen ze 15,5 GW. De investeringsuitgaven over de periode 2011-2030 zijn echter de hoogste in scenario *EE/RES++* aangezien ze oplopen tot 27 miljard euro (van 2005), tegenover 22,2 miljard euro in scenario *Nuc-1800* en 19,8 miljard euro in scenario *18%EE*.

Het rechterdeel van figuur 29 vergelijkt de bijkomende HEB-capaciteit in 2030 ten opzichte van 2010 in de scenario's *EE/RES++*, *Nuc-1800* en *18%EE*. Ten opzichte van het basisscenario *Nuc-1800* stijgt de HEB-capaciteit met 5,6 GW in scenario *EE/RES++*. Die stijging wordt als volgt verdeeld over de verschillende HEB-types: + 4,1 GW voor fotovoltaïsche zon-

<sup>69</sup> Met als enige uitzondering biomassa, kunnen de HEB niet constant het gehele jaar door elektriciteit opwekken omdat ze afhankelijk zijn van de wind en de zon.

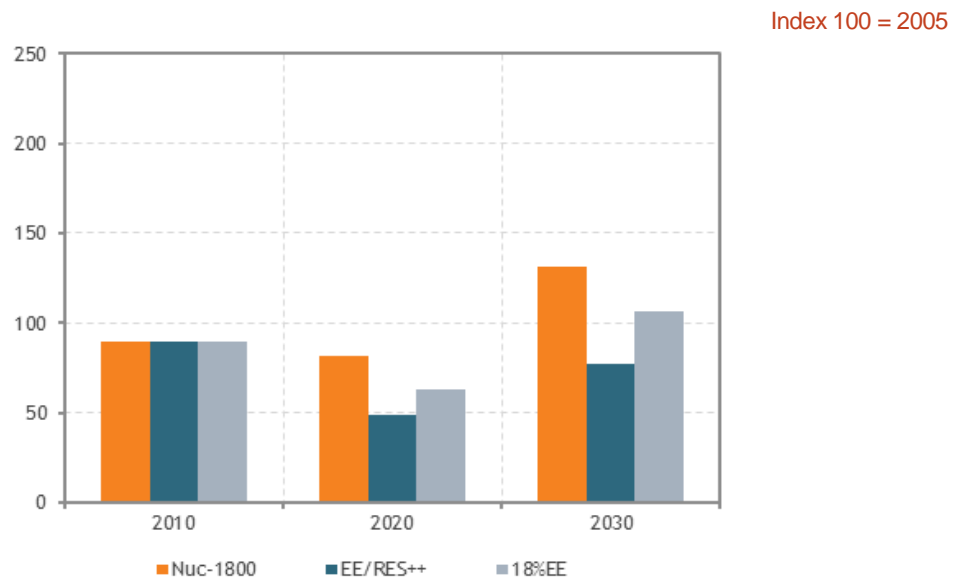


ne-energie, + 0,7 GW voor onshore windenergie, + 0,6 GW voor biomassa en + 0,2 GW voor offshore windenergie.

De aanzienlijke toename van HEB voor de elektriciteitsproductie die kenmerkend is voor scenario *EE/RES++* heeft een significante weerslag op de aardgasbehoefte van de elektriciteitssector. Die behoefte wordt geraamd op 290 PJ in 2030, of een afname met 212 PJ (42%) ten opzichte van scenario *Nuc-1800* en met 120 PJ (29%) ten opzichte van scenario *18%EE*. Tussen 2010 en 2030 stijgt het aardgasverbruik van de elektriciteitssector slechts met 18%, tegenover 104% in scenario *Nuc-1800* en 66% in scenario *18%EE*. Indien daarbij de impact van de energie-efficiëntiedoelstelling van 18% op het aardgasverbruik van de andere sectoren geteld wordt, stijgt de aardgasbehoefte van België met iets minder dan 4% tussen 2010 en 2030 in scenario *EE/RES++*, tegenover 39% in scenario *Nuc-1800* en 17% in scenario *18%EE*. Het aandeel van de elektriciteitssector in de totale aardgasbehoefte bedraagt 35% in 2030 (of een lichte stijging ten opzichte van de 31% in 2010), in vergelijking met 46% in scenario *Nuc-1800* en 44% in scenario *18%EE*.

Figuur 30 vergelijkt de evolutie van de BKG-emissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark tussen 2010 en 2030 in de scenario's *EE/RES++*, *Nuc-1800* en *18%EE*.

**Figuur 30. Evolutie van de broeikasgasemissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark in de scenario's *Nuc-1800*, *EE/RES++* en *18%EE***



Bron: PRIMES.

Scenario *EE/RES++* is het enige bestudeerde scenario waarin de BKG-emissies van de elektriciteitssector zowel in 2020 als in 2030 dalen t.o.v. 2010 (maar ook t.o.v. 2005). In 2020 blijven de BKG-emissies 45% onder het niveau van 2010 (vergeleken met 9% in scenario *Nuc-1800* en met 30% in scenario *18%EE*).

In 2030 blijven de BKG-emissies 13% onder het niveau van 2010 (vergeleken met een toename van 47% in scenario *Nuc-1800* en met 19% in scenario *18%EE*).

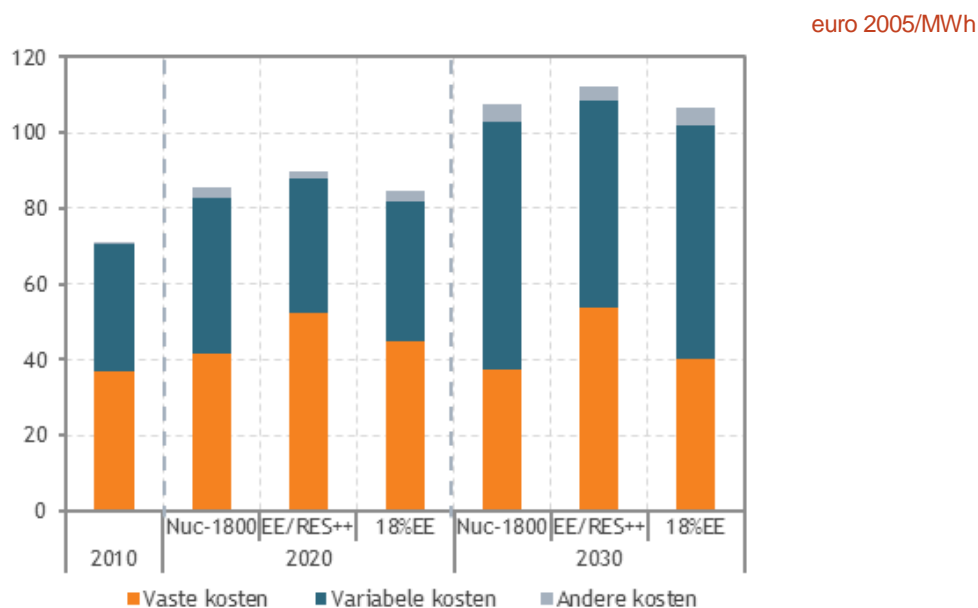


“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Die evolutie wordt uiteraard verklaard door de aanzienlijke toename van de HEB voor de elektriciteitsproductie ter vervanging van aardgas en in mindere mate door de afname van de totale elektriciteitsproductie veroorzaakt door de daling van de opgevraagde elektrische energie.

Figuur 31, ten slotte, toont de uiteenlopende evoluties van de gemiddelde productiekost van elektriciteit in dezelfde drie scenario's *EE/RES++*, *Nuc-1800* en *18%EE*.

**Figuur 31. Vergelijking van de gemiddelde productiekost van elektriciteit in de scenario's *Nuc-1800*, *EE/RES++* en *18%EE***



Bron: PRIMES.

Scenario *EE/RES++* heeft zowel in 2020 als in 2030 de hoogste gemiddelde kost. In 2020 wordt de gemiddelde productiekost van elektriciteit geraamd op 90 euro 2005/MWh, of een stijging van 27% ten opzichte van 2010. Ten opzichte van het scenario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*) bedraagt het verschil 5% (resp. 6%).

In 2030 wordt de gemiddelde productiekost geraamd op 112 euro 2005/MWh, of een stijging van 58% ten opzichte van 2010. Ten opzichte van het scenario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*) bedraagt het verschil 4% (resp. 5%).

Wat scenario *EE/RES++* eveneens onderscheidt van de andere op deze figuur voorgestelde scenario's, is de samenstelling van de gemiddelde productiekost. Het aandeel van de vaste kosten is er veel groter. In 2020 bedraagt het 58%, vergeleken met respectievelijk 49% en 53% in de scenario's *Nuc-1800* en *18%EE*. In 2030 bedraagt het 48%, vergeleken met respectievelijk 35% en 38% in de scenario's *Nuc-1800* en *18%EE*. De verklaring is te vinden in de productie op basis van HEB die relatief belangrijker is in scenario *EE/RES++*. Deze productie wordt gekenmerkt door vaste kosten die hoger zijn dan de variabele kosten (enkel de productie op basis van biomassa leidt tot de aankoop van brandstoffen), terwijl het omgekeerde geldt voor de productie op basis van aardgas.

### 2.3.3. Algemeen overzicht van de vooruitzichten

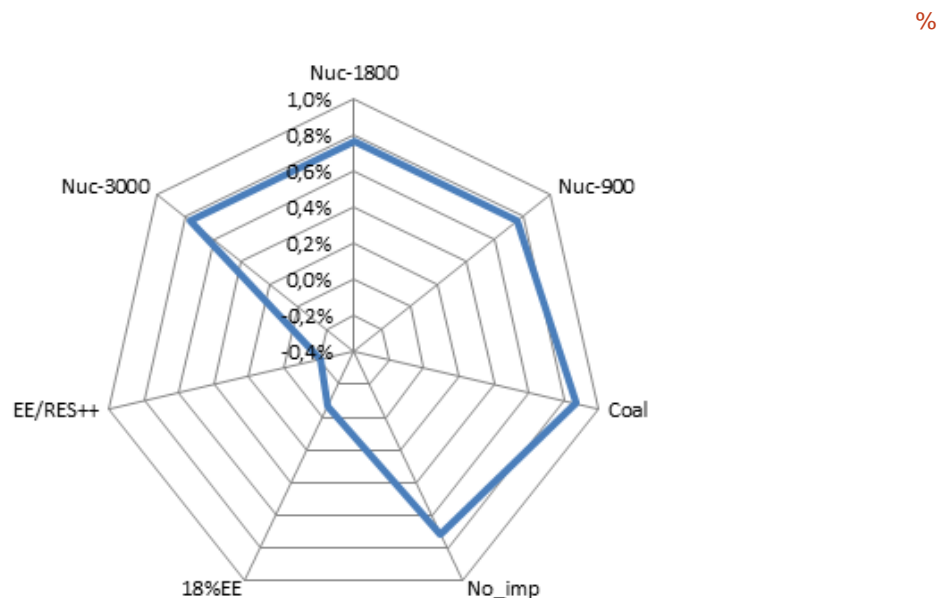
Dit deel werpt een ander licht op de vooruitzichten van de elektriciteitsbevoorrading van België in 2020 en 2030. In plaats van een gedetailleerde analyse voor elk scenario, wordt een overzicht geboden van de evolutie van de relevante indicatoren in de verschillende onderzochte scenario's. De indicatoren zijn dezelfde als die uit deel 2.3.1 en 2.3.2. De nadruk wordt dus vooral gelegd op de verschillen tussen scenario's i.p.v. op de verklaring van de evoluties.

Voor de grafische vergelijking van de relevante indicatoren werd gekozen voor een figuur in spinnenwebvorm met aan de uiteinden de verschillende onderzochte scenario's. De scenario's werden ook gegroepeerd volgens type: de drie basisscenario's (*Nuc-900*, *Nuc-1800* en *Nuc-3000*) worden naast elkaar voorgesteld, bovenaan het spinnenweb. De twee aanbodvarianten (*Coal* en *No\_imp*) staan rechts onderaan van het web en de twee scenario's die de impact van de energie-efficiëntiedoelstelling onderzoeken (*18%EE* en *EE/RES++*) links onderaan.

#### De elektriciteitsvraag

Figuur 32 toont de gemiddelde jaarlijkse groei van de opgevraagde elektrische energie over de periode 2010-2030. De drie basisscenario's vertonen vergelijkbare evoluties (0,76% per jaar), want het element dat hen onderscheidt, namelijk de beschikbare nucleaire capaciteit, heeft betrekking op de periode 2015-2025. Tegen 2030 sluiten de drie scenario's bij elkaar aan wat betreft de structuur van de elektriciteitsproductie en dus van de kosten, en dat leidt tot eenzelfde vraag naar elektriciteit.

**Figuur 32. Gemiddelde jaarlijkse groei van de opgevraagde elektrische energie, 2010-2030**



Bron: PRIMES.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Aangezien de elektriciteitsproductie<sup>70</sup> op basis van steenkool economisch interessanter is dan die op basis van aardgas, gelet op de in deze studie gehanteerde hypothesen inzake kapitaalkosten, brandstofkosten en de koolstofprijs, ligt de gemiddelde elektriciteitskost (en dus ook –prijs) in scenario *Coal* onder het niveau van de basisscenario's. Op die manier wordt elektriciteit voor bepaalde toepassingen concurrentiëler dan andere energievormen en stijgt het verbruik ervan sneller (0,87% per jaar). In het scenario *No-imp* speelt het omgekeerde effect: de gemiddelde productiekost van elektriciteit is ietwat hoger dan in de basisscenario's, wat een negatief effect heeft op de elektriciteitsvraag (0,72% per jaar).

De toepassing van de energie-efficiëntiedoelstelling van 18% in 2020, al dan niet in combinatie met een meer ambitieuze ontwikkeling van HEB, die gesimuleerd wordt in de scenario's *18%EE* en *EE/RES++*, heeft een invloed op het verbruik van alle energievormen<sup>71</sup> waaronder elektriciteit. De opgevraagde elektrische energie daalt met 0,07% per jaar in het eerste scenario en met 0,21% per jaar in het tweede.

### De elektriciteitsproductie

Figuur 33 maakt de vergelijking mogelijk tussen het niveau en de structuur van de elektriciteitsproductie in 2020 (linkerfiguur) en in 2030 (rechterfiguur) in de zeven onderzochte scenario's.

In 2020 tonen de resultaten van de drie basisscenario's zeer duidelijk de “trade off” tussen nucleaire energie en aardgas: de elektriciteitsproductie op basis van aardgas is het hoogst (het laagst) in het scenario waarin de beschikbaarheid van elektriciteit van nucleaire oorsprong het laagst (hoogst) is, namelijk in scenario *Nuc-3000* (*Nuc-900*). Aangezien de alternatieve scenario's uitgaan van dezelfde “nucleaire” hypothese als scenario *Nuc-1800*, is de productie van de kerncentrales er identiek. De elektriciteitsproductie op basis van steenkool is vrijwel onbestaande in alle scenario's, daar de grote meerderheid van de steenkoolcentrales tegen 2020 buiten gebruik wordt gesteld en enkel en alleen in scenario *Coal* wordt voorgesteld te investeren in nieuwe centrales, maar dit pas na 2020. De elektriciteitsproductie op basis van HEB is in de meerderheid van de scenario's vergelijkbaar (ongeveer 22-23 TWh). Zij vloeit vooral voort uit de noodzaak om te komen tot 13% HEB in het bruto finaal energieverbruik in 2020. Twee scenario's wijken hiervan af, het scenario *18%EE* en het scenario *EE/RES++*. In het eerste is de elektriciteitsproductie op basis van HEB lager (20 TWh) gezien de daling van het finale energieverbruik toelaat om de 13%-doelstelling te bereiken met een lagere elektriciteitsproductie op basis van HEB. In het tweede geval is de elektriciteitsproductie op basis van HEB hoger (25 TWh) gezien ze gestoeld is op de regionale doelstellingen die zich in hogere HEB-productieniveaus vertalen dan deze in de basisscenario's.

---

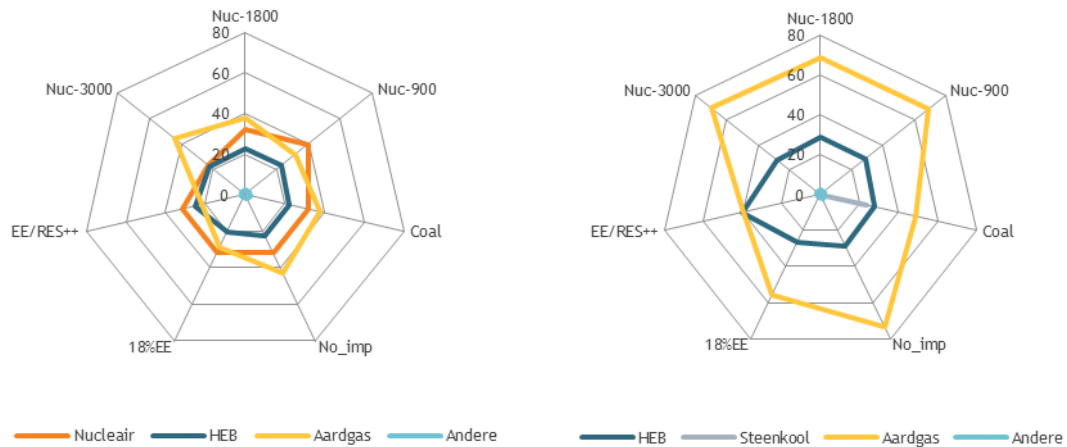
<sup>70</sup> Er wordt hier gesproken van basisproductie (base load).

<sup>71</sup> Het effect is het duidelijkst voor de fossiele energiebronnen en het minst belangrijk voor de HEB. De impact op de elektriciteitsvraag situeert zich tussen beide.



**Figuur 33. Elektriciteitsproductie per energievorm, 2020 (links) en 2030 (rechts)**

TWh



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: PRIMES.

De aardgascentrales, ten slotte, vormen in zekere zin de aanpassingsvariabele om tegemoet te komen aan de elektriciteitsvraag: ze produceren minder bij een lagere vraag (scenario's *18%EE* en *EE/RES++*) en meer wanneer invoer niet mogelijk is (scenario *No\_imp*). De productie op basis van aardgas schommelt tussen 22 en 44 TWh.

In 2030 is er geen elektriciteitsproductie van nucleaire oorsprong meer, aangezien tegen dan het gehele nucleaire park buiten gebruik is gesteld krachtens de wet houdende de uitstap uit kernenergie van 2003. De productie op basis van HEB is vrijwel gelijk in alle scenario's en bevindt zich tussen 26 en 29 TWh behalve in het scenario *EE/RES++* waar ze stijgt tot een 40 TWh en dit omwille van de doelstelling van 50% elektriciteitsproductie op basis van HEB die werd opgelegd. Enkel scenario *Coal* toont een elektriciteitsproductie op basis van steenkool (23,4 TWh). Net zoals in 2020 kan dankzij aardgas de link worden gelegd tussen de productie op basis van andere en buitenlandse energievormen (netto-invoer) en de elektriciteitsvraag. Zo varieert de productie op basis van aardgas tussen 40 en 74 TWh.

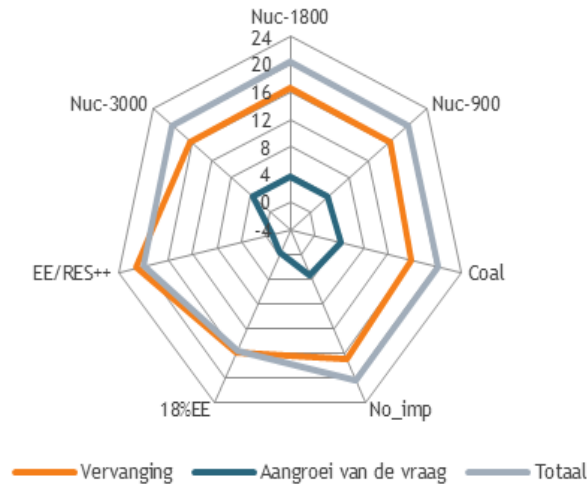
#### Investerings in nieuwe productiecapaciteit

Zoals blijkt uit figuur 34 zijn de gecumuleerde investeringen over de periode 2011-2030 in alle scenario's vergelijkbaar (in de orde grootte van 20 GW), behalve in het scenario *18%EE* waar de elektriciteitsvraag veel minder snel toeneemt, maar waarin geen HEB-doelstelling voor de elektriciteitsproductie werd opgelegd.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 34. Gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit, 2011-2030**

GW



Bron: PRIMES.

In dat geval bedragen de investeringen in nieuwe productiecapaciteit 15,5 GW of 4,7 GW die vermeden wordt.

Het grootste deel van de investeringen zijn vervangingen van verouderde of buitengebruik-gestelde eenheden. Die laatste vertegenwoordigen tussen 79 en 100% van de totale investeringen die nodig zijn om te beantwoorden aan de elektriciteitsvraag tegen 2030.

### Geïnstalleerde capaciteit van het Belgisch elektriciteitsproductiepark

Figuur 35 toont de capaciteit van de nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden in 2020 en 2030 naargelang de gebruikte energievorm: hernieuwbare energiebronnen (HEB), aardgas, steenkool of andere brandstoffen (afgeleide gassen en olieproducten). De geïnstalleerde capaciteit van het Belgisch elektriciteitsproductiepark is gelijk aan de som van de nieuwe<sup>72</sup> en residuele capaciteit. De residuele capaciteit is het verschil tussen de in 2010 geïnstalleerde capaciteit en de buitengebruikstellingen. Zij is vergelijkbaar in het scenario *Nuc-1800* en de alternatieve scenario's; zij is evenwel verschillend (per hypothese) in de drie basisscenario's.

In 2020 is de capaciteit van de nieuwe HEB-eenheden groter dan de capaciteit van de nieuwe aardgascentrales, behalve in scenario *Nuc-3000* waar ze equivalent zijn. De eerste bedraagt tussen 5,3 en 8,5 GW, de tweede tussen 2,5 en 5,3 GW. Het lagere niveau van de bijkomende HEB-capaciteit komt overeen met het *18%EE*-scenario, het hogere met het *EE/RES++*-scenario waar rekening werd gehouden met de regionale doelstellingen voor onshore wind- en PV-capaciteit. Het lagere niveau van bijkomende aardgasgebaseerde capaciteit komt overeen met het scenario *EE/RES++*, het hogere niveau met het scenario *Nuc-3000* waarin 3000 MW nucleaire capaciteit buiten werking wordt gesteld.

<sup>72</sup> D.w.z. in werking na 2010.

**Figuur 35. Nieuwe geïnstalleerde capaciteit in 2020 (links) en in 2030 (rechts)**

GW



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: PRIMES.

In 2030 is de capaciteit van de nieuwe aardgascentrales groter dan de capaciteit van de nieuwe HEB-productie-eenheden, behalve in het scenario *EE/RES++* waar ze lager is en in de scenario's *18%EE* en *Coal* waar zij vergelijkbaar zijn. Dat laatste scenario onderscheidt zich van alle andere door een in steenkoolcentrales geïnstalleerde capaciteit van ongeveer 3 GW. De capaciteit van de nieuwe HEB-productie-eenheden schommelt tussen 8 en 14,5 GW, terwijl de nieuwe aardgascapaciteit varieert tussen 5 en 11 GW.

### De aardgasbehoefte voor de elektriciteitsproductie

De aardgasbehoefte van de elektriciteitssector is nauw verbonden met de productie van de gascentrales die, zoals eerder gezien, gevoelig kan variëren naargelang het scenario. Aangezien België uitsluitend afhankelijk is van invoer, kan deze indicator aangeven in welke mate onze economie kwetsbaar is voor energie-invoer of, anders gezegd, een maatstaf zijn van de energiebevoorradingszekerheid. De elektriciteitssector is niet de enige sector die aardgas verbruikt. Andere energieverwerkende sectoren (raffinaderijen, hoogovens, enz.), de industrie, de residentiële en de tertiaire sector verbruiken eveneens. Het model dat werd ingezet voor de analyse van de scenario's laat ook toe de toekomstige behoefte van die andere sectoren te kwantificeren die eveneens afhankelijk zijn van de in elk scenario gehanteerde hypothesen.

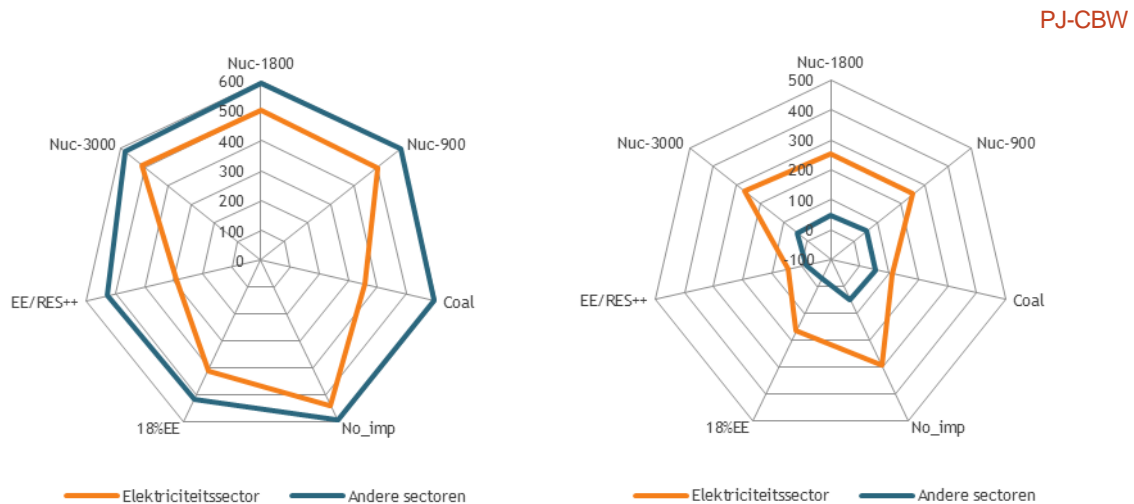
Figuur 36 toont de rol van de elektriciteitssector in de totale aardgasbehoefte in 2030 in de verschillende scenario's. De linkerfiguur toont het aardgasverbruik in 2030, terwijl de rechterfiguur de schommeling van dat verbruik geeft tussen 2010 en 2030.

In 2030 is het jaarlijkse aardgasverbruik voor de elektriciteitsproductie het hoogst in scenario *No-imp* (538 PJ) en het laagst in scenario *EE/RES++* (290 PJ). Het verschil tussen de maximum- en de minimumwaarde bedraagt 249 PJ, wat gelijk is aan 32% van onze aardgasinvoer in 2010. Met uitzondering van scenario *Coal* en *EE/RES++* stijgt het aandeel van de elektriciteitssector in de totale aardgasbehoefte aanzienlijk: het schommelt tussen 44 en 48% in 2030 tegenover 31% in 2010 (en respectievelijk 37% en 35% in 2030 in de scenario's *Coal* en *EE/RES++*). Er moet tevens worden vermeld dat het aardgasverbruik in de overige secto-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

ren ook kan variëren naargelang het scenario. De schommeling is vooral zichtbaar in de energie-efficiëntiescenario's (*18%EE* en *EE/RES++*), want de aardgasbesparingen in de industrie en voor de verwarming van gebouwen zijn eveneens nodig om in 2020 de doelstelling van 18% energie-efficiëntie te bereiken.

**Figuur 36. Vergelijking van de aardgasbehoefte in 2030 (links) en wijziging ten opzichte van 2010 (rechts)**



Noot: CBW = calorische bovenwaarde .  
Bron: PRIMES.

In de elektriciteitssector schommelt het bijkomende aardgasverbruik in 2030 ten opzichte van 2010 tussen 44 (scenario *EE/RES++*) en 292 PJ (scenario *No\_imp*), wat een stijging van respectievelijk 18% en 119% betekent. Voor alle sectoren samen ligt de toename van onze aardgasbehoefte tussen 2010 en 2030 tussen 4% en 43%. De ondergrens stemt overeen met het scenario *EE/RES++*, de bovengrens met scenario *No\_imp*.

### De broeikasgasemissies van de elektriciteitssector

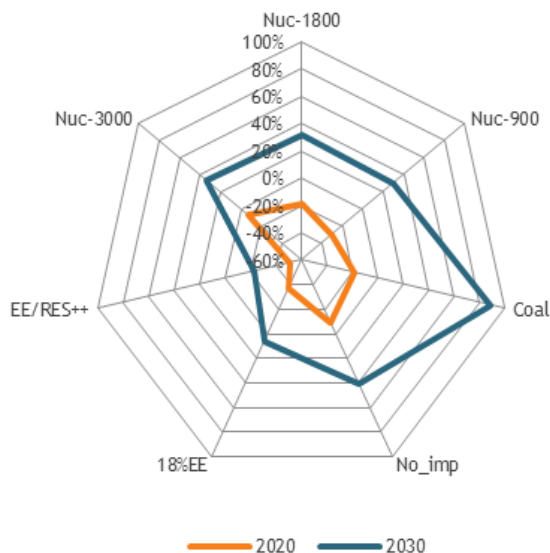
Figuur 37 toont de tegengestelde evoluties van de broeikasgasemissies van de elektriciteitssector. Het gaat om evoluties tussen 2005 en 2020 enerzijds en tussen 2005 en 2030 anderzijds. Het jaar 2005 is namelijk het referentiejaar voor de BKG-doelstellingen (ETS en niet-ETS) van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket.

Het eerste wat deze figuur leert, is dat de BKG-emissies van de elektriciteitssector tussen 2005 en 2020 dalen, ongeacht het scenario. De daling van de emissies gaat van 7% in scenario *Nuc-3000* tot 51% in het scenario *EE/RES++*.



**Figuur 37. Evolutie van de broeikasgasemissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark**

Wijziging in % ten opzichte van 2005



Bron: PRIMES.

Tegen 2030 verandert de tabel diametraal. In alle scenario's stijgen de BKG-emissies -vooral als gevolg van de stopzetting van de elektriciteitsproductie in alle kerncentrales- behalve in het scenario *EE/RES++* waar ze onder het niveau van 2005 blijven (-23%). De toepassing van de energie-efficiëntiedoelstelling maakt het mogelijk de groei van de emissies te beperken: +6% tussen 2005 en 2030 in het scenario *18%EE*. Omgekeerd leidt het gebruik van steenkoolcentrales (scenario *Coal*) tot een sterke toename van de emissies: +88% tussen 2005 en 2030. In de andere scenario's bedraagt de uitstootgroei tussen 30% en 40%.

Er moet worden gepreciseerd dat de evolutie van de BKG-emissies in de Belgische elektriciteitssector niet tegenstrijdig is met de Europese reductiedoelstelling voor BKG-emissies in de ETS-sector en met het instrument om die te bereiken (de ETS-richtlijn en de veronderstelde verlenging ervan tot na 2020). Om de geprojecteerde emissiestijging te compenseren, koopt de elektriciteitssector in meer of minder grote hoeveelheden naargelang het scenario emissierechten op de Europese emissiehandelsmarkt. De kosten van die aankoop worden verrekend in de gemiddelde productiekost van elektriciteit en hebben een weerslag op de prijs van elektriciteit.

#### De kosten verbonden aan de elektriciteitsproductie

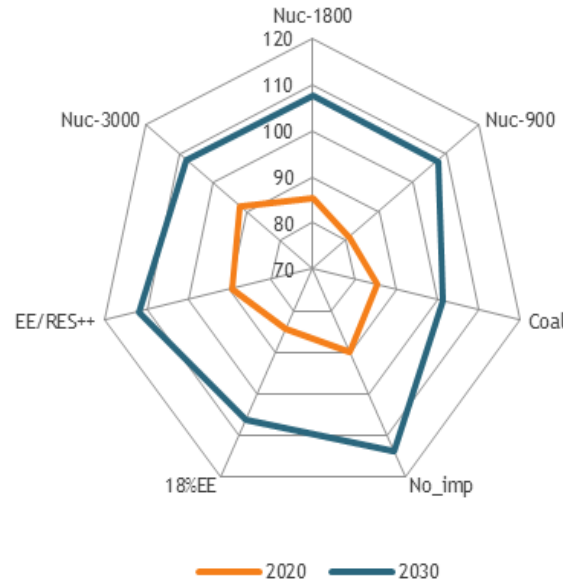
Zoals in de vorige delen al duidelijk werd, stijgt de gemiddelde productiekost van elektriciteit tegen 2030 in alle scenario's. Figuur 38 toont dat die toename niettemin verschilt naargelang het scenario.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 38. Gemiddelde productiekost van elektriciteit in 2020 en 2030**

euro 2005/MWh



Bron: PRIMES.

Om de stijging van de gemiddelde productiekost beter te illustreren, vertrekt de figuur van de waarde van de gemiddelde kost in 2010, die ongeveer 70 euro 2005/MWh bedraagt.

Tussen 2010 en 2020 stijgt de gemiddelde productiekost tussen 14% en 30%. De ondergrens stemt overeen met scenario *Nuc-900* en de bovengrens met scenario *Nuc-3000*.

Tussen 2010 en 2030 neemt de groei toe en schommelt dan tussen 43% en 61%. Deze keer stijgt scenario *Coal* het minst en scenario *No\_imp* het meest.

### Algemene evaluatie van de scenario's

Zoals doorheen dit deel werd aangetoond, hebben de bestudeerde scenario's een verschillende impact op de sleutelindicatoren van het Belgisch energiebeleid. Om zowel over de positieve als de negatieve punten van de scenario's te kunnen oordelen, stellen tabel 14 en tabel 15 een eerder kwalitatieve evaluatie voor van de impact van de verschillende scenario's ten opzichte van het basisscenario *Nuc-1800*. De eerste tabel heeft betrekking op 2020, de tweede op 2030. De voorgestelde indicatoren zijn de BKG-emissies van de elektriciteitssector, de behoeften aan (in MW) en de investeringsuitgaven tot 2030 (in miljard euro) in nieuwe productiecapaciteit, de gemiddelde productiekost van elektriciteit en, ten slotte, de afhankelijkheid van de invoer<sup>73</sup> van aardgas in het bijzonder en van energie in het algemeen (fossiele brandstoffen, biomassa en elektriciteit).

<sup>73</sup> De invoerafhankelijkheid wordt gemeten via de netto energie-invoer.



**Tabel 14. Overzicht van de positieve (+) en negatieve (-) effecten van de onderzochte scenario's ten opzichte van scenario *Nuc-1800*, jaar 2020**

	<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-3000</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
BKG-emissies van de elektriciteitssector	++	--	=	--	++	+++
Investeringsbehoefte (MW)	+	-	=	=	++	=
Gemiddelde productiekost van elektriciteit	+	-	=	-	=	-
Afhankelijkheid van aardgas	+	-	=	-	++	++
Afhankelijkheid van energie-invoer	=	=	=	=	++	++

Noot:

= equivalent met scenario *Nuc-1800*;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario *Nuc-1800* (+ : verbetering < 10% ; ++ : verbetering tussen 10% en 30% ; +++ : verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario *Nuc-1800* (- : verslechtering < 10% ; -- : verslechtering tussen 10% et 30% ; --- : verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FPB.

Tegen 2020 heeft het openhouden van de reactor van Tihange 1 (scenario *Nuc-900*) een positieve impact op de BKG-emissies, de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit, de gemiddelde productiekost van elektriciteit en de afhankelijkheid van aardgas. Het heeft daarentegen geen of weinig invloed op de afhankelijkheid van de totale energie-invoer.

De toepassing van de energie-efficiëntiedoelstelling (scenario *18%EE*) heeft een zeer positieve impact op alle indicatoren, behalve op de gemiddelde productiekost van elektriciteit die niet beïnvloed wordt. Wanneer de energie-efficiëntiedoelstelling gekoppeld wordt aan een ambitieuzere ontwikkeling van HEB (scenario *EE/RES++*) versterkt het positieve effect op de BKG-emissies en de afhankelijkheid van aardgas en energie-invoer; de gemiddelde productiekost van elektriciteit, daarentegen, neemt toe en de investeringsbehoeften kunnen niet ingeperkt worden.

De onbeschikbaarheid van 3000 MW nucleaire capaciteit (scenario *Nuc-3000*) en de afwezigheid van grensoverschrijdende elektriciteitsuitwisselingen (scenario *No-imp*) treffen drie indicatoren: de gemiddelde productiekost, de BKG-emissies van de elektriciteitssector en de afhankelijkheid van aardgasinvoer. Het eerste scenario heeft eveneens een negatieve impact op de investeringsbehoefte.

Ten slotte heeft scenario *Coal*, bij hypothese, in 2020 geen invloed op de voorgestelde indicatoren.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 15. Overzicht van de positieve (+) en negatieve (-) effecten van de onderzochte scenario's ten opzichte van scenario *Nuc-1800*, jaar 2030**

	<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-3000</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
BKG-emissies van de elektriciteitssector	=	=	---	-	++	+++
Investeringsbehoefte (MW)	=	=	=	=	+	=
Investeringsuitgaven 2011-2030	=	=	-	=	++	--
Gemiddelde productiekost van elektriciteit	=	=	+	-	=	-
Afhankelijkheid van aardgas	=	=	++	-	++	++
Afhankelijkheid van energie-invoer	=	=	-	=	++	++

Noot:

= equivalent met scenario *Nuc-1800*;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario *Nuc-1800* (+ : verbetering < 10% ; ++ : verbetering tussen 10% en 30% ; +++ : verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario *Nuc-1800* (- : verslechtering < 10% ; -- : verslechtering tussen 10% et 30% ; --- : verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FPB.

Tegen 2030 hebben de verschillende hypothesen over de beschikbaarheid van de nucleaire capaciteit van de twee andere basisscenario's (*Nuc-900* en *Nuc-3000*) geen impact meer en zijn de resultaten van die twee scenario's dezelfde als voor scenario *Nuc-1800*. Geen beroep doen op de elektriciteitsinvoer uit de buurlanden (scenario *No-imp*) heeft, net zoals in 2020, een negatieve impact op de meeste indicatoren, zonder dat daarbij onze afhankelijkheid van de totale energie-invoer verbetert. De mogelijkheid om te investeren in elektriciteitscentrales op steenkool (scenario *Coal*) heeft een positief effect op de productiekost van elektriciteit, maar vooral op onze afhankelijkheid van aardgasinvoer. Zij heeft daarentegen een zeer negatieve impact op de BKG-emissies en een licht ongunstige impact op onze afhankelijkheid van energie-invoer<sup>74</sup>.

De toepassing van de uitvoering van de energie-efficiëntiedoelstelling van 18% in 2020 in scenario *18%EE* blijft in 2030 zeer positieve gevolgen hebben op de meeste voorgestelde indicatoren. Het enige verschil met 2020 is de impact op de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit, die overgaat van zeer positief tot gewoon positief. De combinatie van de energie-efficiëntiedoelstelling met een belangrijk aandeel van elektriciteit geproduceerd op basis van HEB tegen 2030 (scenario *EE/RES++*) heeft nog steeds een zeer positief effect op de BKG-emissies en op onze afhankelijkheid van energie-invoer, maar heeft een negatief effect op de investeringsuitgaven en op de gemiddelde productiekost van elektriciteit.

De indicator “investeringsuitgaven” belooft de hele projectieperiode (2011-2030). In de scenario's *Nuc-900*, *Nuc-3000* en *No-imp* wordt hij marginaal beïnvloed: de stijging ten opzichte van scenario *Nuc-1800* is minder dan 3%. Hij verslechtert echter in het scenario *Coal* en nog meer in scenario *EE/RES++*. Het scenario *18%EE*, daarentegen, heeft een zeer positieve impact op de investeringsuitgaven.

Een andere interessante indicator die, net zoals de voorgaande indicatoren, moeilijk te kwantificeren is, betreft de diversificatie van de energiemix voor de elektriciteitsproductie. In 2020

<sup>74</sup> Die wordt verklaard door het lager rendement van steenkoolcentrales ten opzichte van gecombineerde aardgascentrales.



zijn de verschillende onderzochte scenario's vrij vergelijkbaar wat de energiemix betreft: de HEB nemen tussen 23% en 31% van de totale elektriciteitsproductie voor hun rekening, aardgas tussen 33% en 40% en kernenergie, ten slotte, tussen 34% en 41%. Dezelfde conclusie geldt voor het jaar 2030, op twee uitzonderingen na, scenario *Coal* en scenario *EE/RES++*. In het eerste scenario draagt de mogelijkheid om te investeren in elektriciteitscentrales op steenkool na 2020 bij tot de diversificatie van de energiemix voor de elektriciteitsproductie: de HEB vertegenwoordigen 27%, steenkool 22% en aardgas 49% van de totale productie. In het tweede scenario is de elektriciteitsproductie voor de helft verzekerd door HEB en voor 48% door aardgas. Deze verdeling staat in contrast met die van de overige scenario's, namelijk 67% tot 70% van de productie verzekerd door aardgas en tussen 27% en 31% door HEB. De afgeleide gassen en de olieproducten staan in voor de rest van de productie.

#### 2.3.4. Vergelijking met de PSE1

Nadat in deel 2.2.3 de verschillen tussen de hypothesen van de PSE2 en de PSE1 werden beschreven, is het interessant de impact van die hypothesen op de verschillende indicatoren na te gaan. De grootste verschillen worden weergegeven en verklaard aan de hand van figuren. De vergelijking heeft betrekking op het jaar 2020, de tijdshorizon die in de PSE1 werd onderzocht. De enige uitzondering betreft de evolutie van de opgevraagde elektrische energie die in de PSE1 werd berekend tot 2030.

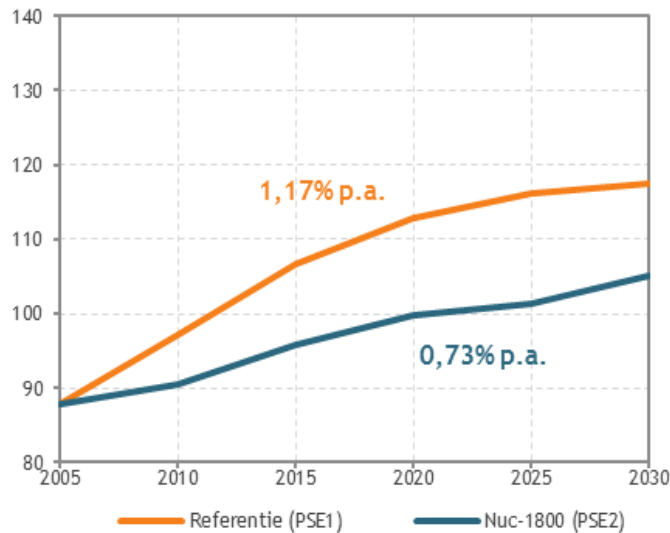
In het kader van deze vergelijkende analyse werd in elke studie één scenario gekozen om de vergelijking te vergemakkelijken en om het overzicht te behouden. De onderzochte scenario's zijn het *referentiescenario* van de PSE1 en het basisscenario *Nuc-1800* van de PSE2.

Figuur 39 toont de evolutie van de opgevraagde elektrische energie in het *referentiescenario* van de PSE1 en in scenario *Nuc-1800* van de PSE2. Die evolutie is sterk verschillend naargelang het scenario: in het eerste scenario bedraagt de groei van de opgevraagde elektrische energie gemiddeld 1,17% per jaar over de periode 2005-2030, tegenover slechts 0,73% in het tweede scenario.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 39. Vergelijking van de evolutie van de opgevraagde elektrische energie over de periode 2005-2030: scenario Nuc-1800 van de PSE2 vs. referentiescenario van de PSE1**

TWh



Noot: lineaire interpolatie tussen de op de grafiek aangeduide jaren.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), PSE1 (2009), PRIMES.

Een deel van het verschil wordt verklaard door de keuze van het basisjaar – 2005 in de PSE1, 2010 in de PSE2 – en door de economische en financiële crisis die zich voordeed tussen die twee jaren. Die laatste heeft een belangrijke impact gehad op de elektriciteitsvraag, zoals de blauwe curve tussen 2005 en 2010 aangeeft<sup>75</sup>. Dat effect is niet opgenomen in het *referentiescenario* van de PSE1, aangezien dat laatste gesimuleerd werd in 2007.

Het verschil tussen de twee projecties wordt ook verklaard (vooral voor de periode na 2010) door de hypothesen inzake economische groei, evolutie van de internationale brandstofprijzen, de in rekening gebrachte beleidsmaatregelen en de demografische evolutie.

In vergelijking met het *referentiescenario* van de PSE1 houdt scenario *Nuc-1800* van de PSE2 rekening met een matigere economische groei, hogere energieprijzen en de doelstellingen van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket die een matigend effect hebben op de elektriciteitsvraag tegen 2020. De bevolkingsvooruitzichten zijn daarentegen gunstiger in de PSE2 (de bevolking groeit sneller dan in de PSE1) wat, ceteris paribus, de elektriciteitsvraag zou doen toenemen. Zoals blijkt uit figuur 39 kan dat laatste effect echter niet alle andere effecten compenseren.

Het verschil tussen de twee projecties bedraagt 13 TWh in 2020 (of 15% van de opgevraagde elektrische energie in 2005) en verkleint daarna ietwat tot 12 TWh in 2030. Alvorens dit deel af te ronden, herinneren we eraan dat in de PSE1 andere scenario's werden beschreven en onderzocht waarvan er één, scenario *LoGro*, gekenmerkt wordt door een toename van de opgevraagde elektrische energie over de periode 2005-2030 met gemiddeld 0,3% per jaar.

<sup>75</sup> Het verschil tussen de projectie van de PSE1 voor het jaar 2010 en het waargenomen cijfer bedraagt 6,8 TWh.

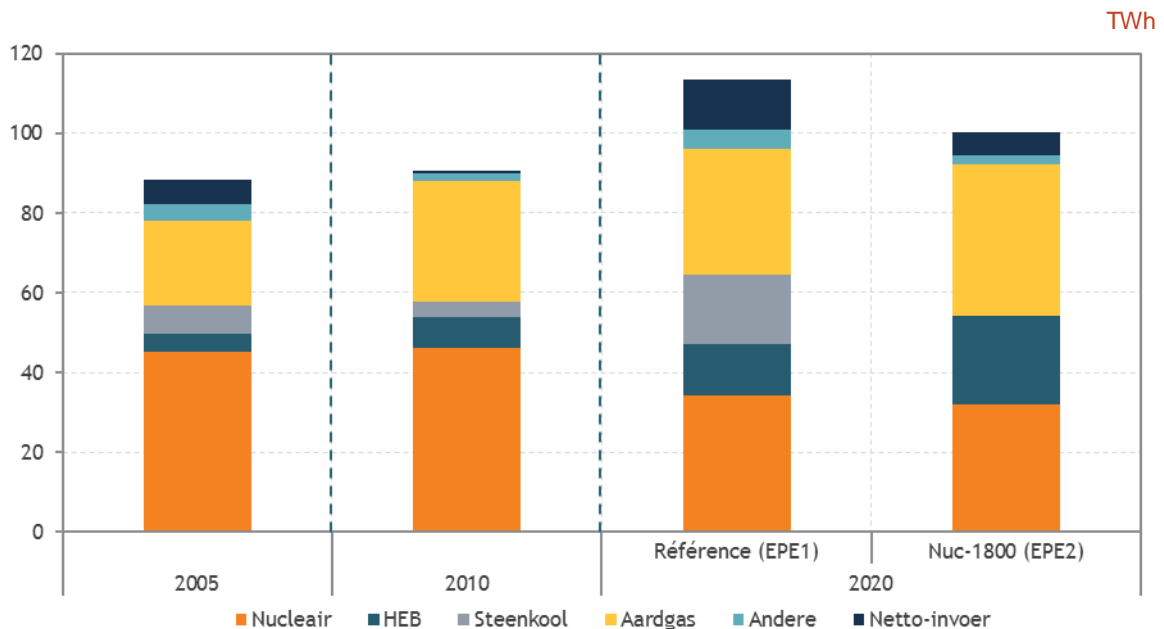


Het elektriciteitsaanbod wordt opgesplitst in twee elementen: de in België geproduceerde elektriciteit en de ingevoerde elektriciteit. Die twee elementen zijn sterk verschillend in 2020 in beide studies, zoals blijkt uit figuur 40 die ook de structuur van het elektriciteitsaanbod in 2005 en 2010 illustreert.

Het verschil in netto elektriciteitsinvoer tussen het *referentiescenario* van de PSE1 en scenario *Nuc-1800* van de PSE2 bedraagt 7 TWh in 2020. Dat is vooral het gevolg van de gewijzigde methodologische benadering (zie delen 2.1.4 en Netto-elektriciteitsinvoer).

Het verschil is van dezelfde omvang voor de productie op Belgisch grondgebied in 2020, dus ook 6 TWh. Wat het totale elektriciteitsaanbod betreft, bedraagt het verschil tussen de twee scenario's ongeveer 13 TWh.

**Figuur 40. Vergelijking van de evolutie van het elektriciteitsaanbod: scenario *Nuc-1800* van de PSE2 vs. *referentiescenario* van de PSE1**



Noot:

- HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten;

- de cijfers voor de jaren 2005 en 2010 zijn waarnemingen.

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), PSE1 (2009), PRIMES.

Een ander belangrijk verschil tussen beide scenario's is toe te schrijven aan de structuur van de elektriciteitsproductie. In vergelijking met het *referentiescenario* van de PSE1 wordt scenario *Nuc-1800* gekenmerkt door meer HEB en aardgas in de energiemix van de elektriciteitssector en door de afwezigheid van steenkool. In 2020 is de elektriciteitsproductie op basis van HEB bijna twee keer groter dan in het *referentiescenario* van de PSE1 (23 TWh tegenover 13 TWh). Dit verschil is vooral toe te schrijven aan het feit dat in de PSE2 rekening wordt gehouden met de Belgische doelstelling van 13% HEB in het bruto finale energieverbruik in 2020. De afwezigheid van steenkool in scenario *Nuc-1800* is het logische gevolg van de aangenomen hypothese, terwijl de investeringen in nieuwe steenkoolcentrales niet verboden werden in de PSE1. De elektriciteitsproductie in de aardgascentrales, ten slotte, is ietwat

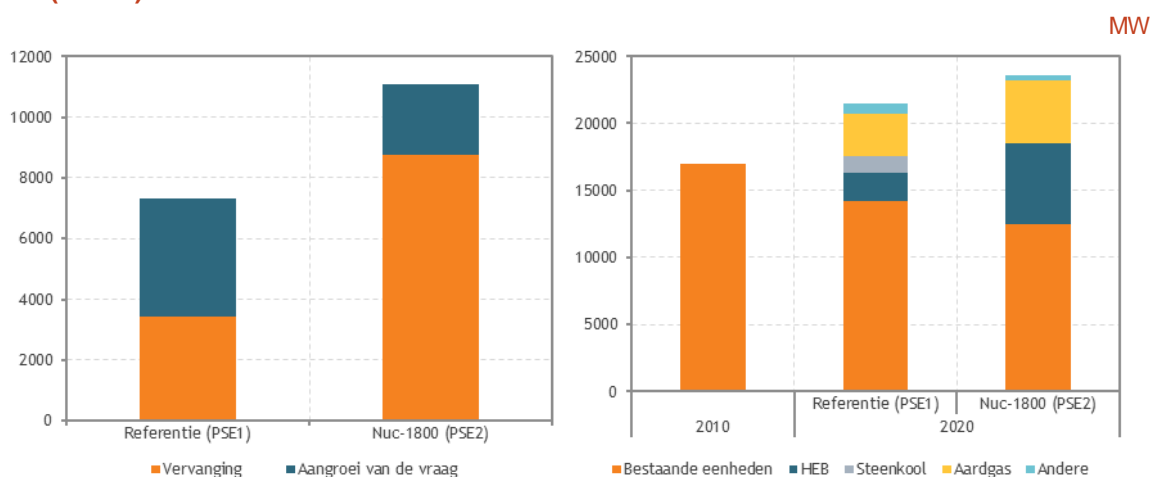
“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

hoger in scenario *Nuc-1800* ten opzichte van het *referentiescenario* van de PSE1: 38 TWh tegenover 32 TWh.

Aangezien het basisjaar in beide studies verschilt, werden voorafgaande berekeningen gemaakt om de investeringen tijdens de periode 2011-2020 te kunnen vergelijken. Die berekeningen laten toe de projecties van het *referentiescenario* van de PSE1 voor de jaren 2010 en 2020 te verzoenen met de bekende en in de PSE2 gebruikte statistieken voor het jaar 2010.

Figuur 41 geeft een vergelijking van de investeringen over de periode 2011-2020 (links) en de in 2020 geïnstalleerde capaciteit (rechts) tussen het *referentiescenario* van de PSE1 en scenario *Nuc-1800* van de PSE2.

**Figuur 41. Vergelijking van de investeringen 2011-2020 (links) en het geïnstalleerd vermogen in 2020 (rechts): scenario *Nuc-1800* van de PSE2 vs. *referentiescenario* van de PSE1**



Noot: HEB = hernieuwbare energiebronnen; Andere = afgeleide gassen en olieproducten.  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), PSE1 (2009), PRIMES, berekeningen FPB.

Ondanks een lagere elektriciteitsproductie in scenario *Nuc-1800* dan in het *referentiescenario* van de PSE1 in 2020, is de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit duidelijk groter in het eerste scenario. Dat wordt verklaard door enerzijds de zeer uitgesproken ontwikkeling van de intermitterende HEB die bij dezelfde productie meer capaciteit vergen en anderzijds de buitengebruikstelling van veel meer centrales. De nieuwe vooruitzichten wijzigen ook de verdeling van de investeringen tussen de twee componenten “vervanging” en “toename van de vraag”. De eerste vertegenwoordigt 79% in scenario *Nuc-1800*, tegenover slechts 47% in het *referentiescenario* van de PSE1.

Dezelfde elementen die in de vorige paragraaf werden geciteerd, verklaren ook sommige verschillen in de geïnstalleerde capaciteit in 2020. De HEB-capaciteit is beduidend groter in scenario *Nuc-1800* (4,6 GW meer), terwijl de residuele capaciteit (“bestaande eenheden”) kleiner is als gevolg van andere hypothesen inzake de buitengebruikstelling van centrales. De capaciteit van de nieuwe aardgascentrales bedraagt 4,7 GW in scenario *Nuc-1800*, tegenover 3,1 GW in het *referentiescenario* van de PSE1. Het verschil tussen de twee resultaten is vergelijkbaar met de capaciteit van de steenkoolcentrales in het tweede scenario (1,2 GW).

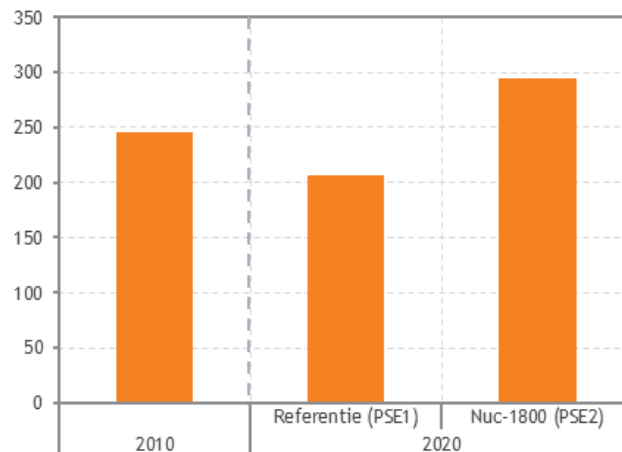


Een meer verfijnde analyse van de HEB toont de volgende verschillen voor de geïnstalleerde capaciteit in 2020<sup>76</sup>: 1700 MW onshore wind, ongeveer 1000 MW offshore wind, 1700 MW fotovoltaïsch en iets meer dan 200 MW biomassa.

Om de aardgasbehoefte van de elektriciteitssector en de overige sectoren tussen beide scenario's te vergelijken, moesten ook hier voorafgaande berekeningen worden gemaakt om de coherentie van de gebruikte indicatoren te waarborgen. De indeling van het aardgasverbruik in de WKK-centrales waar de warmte ter plaatse wordt gevaloriseerd<sup>77</sup> ("on site CHP") is namelijk veranderd tussen de twee oefeningen. In de PSE1 werd dat verbruik toegekend aan de elektriciteitssector, terwijl het in de PSE2 op conto wordt geplaatst van de industrie (coherent met de Eurostat-statistieken).

**Figuur 42. Vergelijking van de aardgasbehoefte van de elektriciteitssector in 2020: scenario Nuc-1800 van de PSE2 vs. referentiescenario van de PSE1**

PJ-CBW



Noot: CBW = calorische bovenwaarde.

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), PSE1 (2009), PRIMES, berekeningen FPB.

Figuur 42 toont hoe het verschil in elektriciteitsproductie op basis van aardgas zich vertaalt in termen van aardgasbehoefte in 2020. Terwijl het aardgasverbruik van de elektriciteitssector uit het *referentiescenario* van de PSE1 16% onder het niveau van 2010 ligt, is het in scenario *Nuc-1800* 20% hoger dan in 2010. Het verschil in verbruik tussen beide scenario's bedraagt ongeveer 87 PJ. Wat betreft de totale aardgasbehoefte (electriciteitssector + overige sectoren) bedraagt het verschil ongeveer 120 PJ.

Een vergelijking van de CO<sub>2</sub>-emissies in 2020 is kwantitatief niet mogelijk omwille van de bovenvermelde rekenkundige verschillen die een weerslag hebben op de toewijzing van emissies tussen sectoren. Toch kan bevestigd worden dat de CO<sub>2</sub>-emissies van het Belgisch productiepark minder hoog zijn in scenario *Nuc-1800* van de PSE2 dan in het *referentiescenario*.

<sup>76</sup> Het gaat hier over de som van de in 2010 bestaande capaciteit en de nieuwe capaciteit die in dienst wordt genomen tussen 2011 en 2020.

<sup>77</sup> In tegenstelling tot de WKK-centrales met distributie van geproduceerde stoom ("distributed CHP").



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

van de PSE1 omdat het bijkomende aardgasverbruik meer dan gecompenseerd wordt door de afwezigheid van steenkool dat ongeveer twee keer meer CO<sub>2</sub> uitstoot dan aardgas.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

### 3. Evaluatie van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België en aanbevelingen

In dit gedeelte dat de voortzetting is van een benaderingswijze waarmee werd aangevangen aan het eind van het vorige gedeelte en dat die benaderingswijze aanvult met een analyse van nog meer mogelijke indicatoren, wordt voorgesteld de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België te evalueren en er aanbevelingen uit te trekken. Hiertoe wordt de bevoorradingszekerheid van elektriciteit eerst gedefinieerd, vervolgens worden de risico's, de milde-rende maatregelen en de evaluatiecriteria die betrokken zijn bij deze problematiek bestudeerd en tenslotte worden de evaluatiecriteria toegepast en aanbevelingen geformuleerd.

#### 3.1. Bevoorradingszekerheid van elektriciteit

Omdat er geen bevredigende definitie van bevoorradingszekerheid van elektriciteit voorhanden is, wordt een definitie van bevoorradingszekerheid van energie aangepast voor elektriciteit. Het gaat over de definitie die door de Europese Commissie<sup>78</sup> is voorgesteld en die luidt:

“Met een continue energievoorziening moet, omwille van de burgers en het goede functioneren van de economie, worden verzekerd dat alle consumenten (particulieren en bedrijven) op de markt tegen betaalbare prijzen aan concreet beschikbare energieproducten kunnen komen, zulks met het oog op een duurzame ontwikkeling in overeenstemming met het in het Verdrag van Amsterdam gestelde doel.”

Met betrekking tot elektriciteit, omvat deze definitie verschillende aspecten. Erkennend dat "het risico van de bevoorrading zowel kan worden veroorzaakt door factoren die gerelateerd zijn aan de elektriciteit als zodanig, dus aan productie ervan, als door externe factoren, die voornamelijk betrekking hebben tot de grondstoffen voor de productie ervan," onderscheidt Stasiakowska<sup>79</sup> er drie:

1. de zekerheid op de korte termijn, gericht op de betrouwbaarheid of de zekerheid van het elektrische systeem, dat wil zeggen dat het systeem in staat is om aan onverwachte schokken (extreme weersomstandigheden, natuurrampen, pannes, ...) te weerstaan. Dit aspect heeft vooral betrekking op de reservecapaciteit en het netwerkbeheer;
2. de zekerheid op de middellange en lange termijn, gebaseerd op de economische zekerheid of de geschiktheid van investeringen in productie- en transmissiecapaciteiten van elektriciteit (aanbod) voor de behoeften van de consument (vraag);
3. de bevoorradingszekerheid inzake primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren.

---

<sup>78</sup> Europese Commissie (2000).

<sup>79</sup> Stasiakowska A. (2008), *Le Marché Intérieur d'Électricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité*, Mémoire présenté pour l'obtention du Diplôme d'études approfondies en études européennes, Institut européen de l'Université de Genève, Collection Euryopa, vol. 63-2009, Genève, september 2008.



Gelet op de termijn van de PSE2 worden slechts het tweede en het derde aspect beschreven in het vervolg van deze tekst. De kwestie van het vervoer wordt slechts aangestipt, aangezien ze grondig zal worden besproken in het kader van het ontwikkelingsplan dat moet worden opgesteld door de netbeheerder op grond van artikel 13 van de wet van 29 april 1999.

## 3.2. Risico's, milderende maatregelen en evaluatiecriteria

Hoewel indicatoren zijn voorgesteld door deskundigen of economen, bestaat er na raadpleging van de literatuur<sup>80</sup>, geen consensus over de passende criteria om de bevoorradingszekerheid van energie te evalueren en, des te meer, van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit. Daarom wordt voorgesteld aan te sluiten op de bredere context van de energiekwetsbaarheid, die het voorwerp was van interessante meetwerkzaamheden.

### 3.2.1. Bevoorradingszekerheid en energiekwetsbaarheid

In het algemeen geeft het concept energiekwetsbaarheid een situatie weer waarin de bevoorradingszekerheid niet gewaarborgd is. Dit concept wordt soms geassocieerd met energieafhankelijkheid. Zoals echter wordt aangegeven door Percebois<sup>81</sup> "kan men afhankelijk zijn zonder kwetsbaar te zijn (indien er een betaalbare prijs is en een gediversifieerd aanbod)" en "men kan kwetsbaar zijn en toch onafhankelijk zijn (indien de nationale kost onbetaalbaar is of de technologieën achterhaald zijn)." Deze energie-expert verwoordt dit als volgt: "een energiekwetsbaar land betekent [...] dat het land niet in staat zal zijn om vrije energiebeleidkeuzes te maken, of ze te moeten maken tegen een economische of politieke prijs die collectief ondraaglijk is" .

d'Artigues<sup>82</sup> voegt eraan toe dat een kwetsbaar land ook niet in staat is om het hoofd te bieden aan een crisis of schok, zowel exogeen (een onverwachte sterke stijging van de richtprijzen, ongecoördineerde verbrekingen van de bevoorradingscontracten, ...) als endogeen (lage investeringen in de diversifiëring van het energieaanbod, ...). d'Artigues definieert de energiekwetsbaarheid vanuit drie onderling samenhangende begrippen: diversiteit, efficiëntie en duurzaamheid (bijvoorbeeld het verbeteren van de energie-efficiëntie leidt tot een vermindering van het verbruik en bijgevolg tot een vermindering van de uitstoot van verontreinigende stoffen, een duurzaamheidsfactor). Met deze drie begrippen, associeert ze indicatoren.

Het is deze definitie die in aanmerking wordt genomen en in de mate van het mogelijke aangepast wordt voor elektriciteit. Wat de indicatoren betreft: enkel deze waarover voldoende informatie beschikbaar is, worden vermeld.

---

<sup>80</sup> Volgend document inbegrepen: European Commission (2013), *Member State's Energy Dependence : An Indicator-Based Assessment*, European economy, Occasional Paper 145, april 2013 ([http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/occasional\\_paper/2013/pdf/ocp145\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2013/pdf/ocp145_en.pdf)).

<sup>81</sup> Percebois J. (2007), *Dépendance et vulnérabilité : deux approches connexes dans le traitement des risques énergétiques*, Séminaire international France-Amérique Latine et Caraïbes - Géopolitique, sécurité et durabilité: transition vers un nouvel ordre énergétique mondial, Santiago du Chili, 28-30 novembre 2007.

<sup>82</sup> d'Artigues A. (2008), *Définition d'indicateurs de vulnérabilité énergétique. Une analyse comparée des pays de l'Europe des 15*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, juli 2008.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Als gevolg van deze opties hebben sommige evaluatiecriteria betrekking op de bevoorradingszekerheid van elektriciteit en andere op de bevoorradingszekerheid van energie. Deze laatste worden gemarkeerd met de afkorting “BZEN” in een voetnoot in de afdeling die handelt over de toepassing van de evaluatiecriteria en de aanbevelingen (zie 3.3.).

### 3.2.2. Diversiteit

De diversiteit betreft het risico van de verstoring van de bevoorrading:

- van de primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren (olie, aardgas, steenkool, uranium, biomassa, wind, zon, water);
- van de elektriciteit zelf.

Om het hoofd te bieden aan dit risico, is de meest gebruikte maatregel de diversificatie:

- van de primaire energiebronnen;
- van de leverende landen van primaire energiebronnen en aansluitend daarbij van de aanvoerroutes van de primaire energiebronnen. Enkel door in zoveel mogelijk landen primaire energiebronnen aan te kopen wordt de bevoorradingszekerheid immers niet gegarandeerd. Die energie moet ook nog tot bij de consumenten worden gebracht. Moeilijkheden van technische (kwaliteitsvermindering van een infrastructuur, ...) of geopolitieke aard (conflicten tussen landen zoals de Russisch-Oekraïense aardgascrisis van januari 2009<sup>83</sup>, ...) kunnen de aanvoer belemmeren vooral wanneer die aanvoer gebeurt via leidingen. Een land moet zijn aanvoerroutes dus zorgvuldig uitkiezen en diversifiëren.
- van de technologieën voor de productie van elektriciteit.

Aan deze maatregel worden de mogelijkheid toegevoegd om elektriciteit in te voeren en het onderzoek naar nieuwe technologieën.

Mits de markt daadwerkelijk concurrerend is, dat wil zeggen transparant, liquide en stabiel, is hij in staat om de continuïteit te verzekeren van de bevoorrading. “Het is de plicht van de regeringen om een regelgevend kader te ontwikkelen dat [...]degenen bestraft die een buitensporig risico genomen hebben waarvan ze de gevolgen niet kunnen garanderen, bijvoorbeeld door zich te beperken tot een enkele technologie of fossiele materie”.<sup>84</sup>

Inzake diversiteit wordt vaak de diversity index (DI) Shannon-Wiener als referentiecriterium genomen, die steunt op het aantal en de relatieve delen van de bestudeerde objecten. Hij kan worden toegepast op de portefeuille van de primaire energiebronnen, portfolio van leverende landen van primaire energiebronnen en op de portfolio van technologieën van elektriciteitsopwekking. Berekend voor de portfolio van primaire energiebronnen, wordt hij door de auteurs beschreven als basisindicator van de energiebevoorrading.

---

<sup>83</sup> Op 1 januari 2009 heeft Rusland de levering van aardgas aan Oekraïne stopgezet. Zo werd ook de levering aan andere landen onderbroken waarvan de bevoorrading traditioneel via dat land verloopt; daarop ontstond een crisis. Die crisis liep ten einde op 19 januari toen er een compromis was gevonden.

<sup>84</sup> Stasiakowska A. (2008).



De DI kan als volgt worden geformuleerd:

$$DI = - \sum_i a_i \ln a_i$$

waar

$i$  = primaire energiebron of leverend land van primaire energiebron of technologie voor elektriciteitsproductie  
= 1... X

$a_i$  = aandeel van de bron/leverend land/van de technologie  $i$  in alle bronnen/leverende landen/technologieën

Als men over 8 gelijk verdeelde artikels beschikt, bedraagt de DI 2,07941. De minimale waarde van de DI is 0. In de energiecontext staat die grens gelijk met het geval waarin de gehele productie van energie of elektriciteit zich richt op een enkele bron, een enkel leverend land of een enkele technologie. Derhalve wijst een lage waarde op een ongunstige situatie en vice versa. Aangezien zijn waarde afhangt van het aantal bestudeerde artikels, heeft de DI in theorie geen bovenste grenswaarde. Hij kan dus slechts op relatieve wijze geïnterpreteerd worden in de tijd of in de ruimte.

Twee andere indicatoren kunnen de eerste nuanceren: het aandeel van de productie van een primaire energiebron in het bruto binnenlands verbruik (APBBV) en de tegenhanger ervan: het aandeel van de netto invoer in het bruto binnenlands verbruik, dat ook wordt gekwalificeerd als een indicator van energieafhankelijkheid (EA). Deze twee indicatoren hebben als formules:

$$APBBV_i = P_i / BBV_i$$

waar

$i$  = primaire energiebron  
= 1... X

$P_i$  = productie van de primaire energiebron  $i$

$BBV_i$  = bruto binnenlands verbruik van de primaire energiebron  $i$

$$EA_i = NI_i / BBV_i$$

waar

$i$  = primaire energiebron of energievector  
= 1... X

$NI_i$  = netto invoer van de primaire energiebron/van de vector  $i$

$BBV_i$  = bruto binnenlands verbruik van de primaire energiebron/van de vector  $i$

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Wegens de symmetrie tussen beide indicatoren wordt de EA enkel berekend voor de elektriciteit, waarop de APBBV niet van toepassing is.

Het in overweging nemen van deze indicatoren kan leiden tot het relativeren van slechte prestaties in termen van DI. Efficiëntie.

### 3.2.3. Efficiëntie

Wie groeiende vraag naar elektriciteit zegt, zegt stijging van het elektriciteitsaanbod, zowel in termen van primaire energiebronnen, als in termen van productie- en transmissiemiddelen, en zegt toename van het risico op verstoring van elektriciteitsbevoorrading. Om dit risico te beperken, kunnen we ook de vraag beïnvloeden en meer in het bijzonder de beheersing ervan.

De vraagbeheersing is gebaseerd op twee pijlers: de soberheid en de efficiëntie. De soberheid verwijst naar de strijd tegen de verspilling (in het individueel gedrag en in de organisatie van de samenleving), terwijl de efficiëntie betrekking heeft op de prestaties van de (economische, industriële, tertiaire, transport- en residentiële) apparatuur of processen. De Europese richtlijn over energie-efficiëntie<sup>85</sup> geeft er de volgende definitie van:

“de verhouding tussen de verkregen prestatie, dienst, goederen of energie, en de hiertoe gebruikte input van energie”.

De grens tussen de twee pijlers “is niet duidelijk aangezien de voortgang van efficiëntie, indien niet vergezeld van een poging tot soberheid, kan resulteren in een “rebound effect”<sup>86</sup>, dat de effecten van deze vooruitgang in vraag kan stellen”<sup>87</sup>.

De elektrische efficiëntie heeft zowel betrekking op de productie als op de consumptie. Aangezien het niet mogelijk is de wijzigingen in elektrische prestatie van uitrustingen en processen individueel te evalueren, wordt er gebruik gemaakt van geaggregeerde elektrische intensiteitsindicatoren zoals “proxy” van de elektrische efficiëntiemeting<sup>88</sup>. Op het vlak van consumptie probeert men om te evalueren of de productie van een bepaalde sector meer of minder elektriciteitsintensief is geworden.

---

<sup>85</sup> Official Journal of the European Union (2012).

<sup>86</sup> “In het algemeen wordt het “rebound effect” gedefinieerd als de toename van verbruik dat gepaard gaat met de vermindering van de grenzen aan het gebruik van een technologie; die grenzen kunnen van financiële, tijdelijke, sociale, fysieke aard zijn of gepaard gaan met de inspanning, met het gevaar, met de organisatie, ... Dit leidt tot een logisch gevolg: de energiebesparing of de bronnen die oorspronkelijk voorzien waren voor het gebruik van een nieuwe technologie worden geheel of gedeeltelijk gecompenseerd door een aanpassing in het gedrag van de maatschappij.” (<http://fr.wikipedia.org>).

<sup>87</sup> Laponche B. (2006), *Sobriété et maîtrise de la demande d'énergie*, Les cahiers de Global Chance, n° 21, mei 2006.

<sup>88</sup> Op die manier wordt ook rekening gehouden met de gevolgen van de structuurveranderingen in de productie en het verbruik die niet te maken hebben met de eigenlijke energie-efficiëntie.



De indicator van elektrische intensiteit (EI) wordt berekend als volgt:

$$EI_i = FEV_i / TW_i$$

waar

i = sector  
= 1... X

FEV<sub>i</sub> = finaal elektriciteitsverbruik van de sector i

TW<sub>i</sub> = toegevoegde waarde van de sector i

Op het vlak van consumptie kan men de hoeveelheid elektriciteit berekenen die wordt verbruikt per huishouden (EVH) of per inwoner (EVI).

$$EVH = FEV_M / H$$

waar

FEV<sub>M</sub> = finaal elektriciteitsverbruik van de huishoudens

H = aantal huishoudens

$$EVI = FEV_M / I$$

waar

FEV<sub>M</sub> = finaal elektriciteitsverbruik van de huishoudens

I = aantal inwoners

### 3.2.4. Duurzaamheid

Duurzaamheid is een complex onderdeel van de kwetsbaarheid die in de lijn ligt van de langere termijn. Zij heeft betrekking op verschillende aspecten, die niet allemaal (gemakkelijk) meetbaar zijn en afhangen van het proces van convergentie van vraag en aanbod, ondersteund door de ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden, van de stabiliteit van de leverende landen op sociaal, economisch en (geo)politiek vlak en van het concept van duurzame ontwikkeling.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

### Convergentie van vraag en aanbod

“[...] de geliberaliseerde markt, waar de concurrentie ongehinderd functioneert, kent geen problemen met het waarborgen van de drie aspecten van bevoorradingszekerheid [bovenge-noemd].”<sup>89</sup>

Opdat een geliberaliseerde markt de convergentie mogelijk maakt van vraag en aanbod, moet zij op zijn minst een kader hebben dat gebaseerd is op:

- de vrije toegang van de marktspelers, die het spel tussen een groot aantal spelers mogelijk maakt;
- de toegang van derden tot het netwerk;
- een efficiënte autoriteit inzake de regulering van het systeem en netwerkbeheer;
- de openstelling van de markt voor in aanmerking komende afnemers.

Deze markt moet ook voldoen aan de volgende voorwaarden, hij moet:

- nauwkeurige prijssignalen uitzenden (niet vervormd door regelgevende maatregelen, zoals maximumprijzen of subsidies);
- beschikken over een adequaat administratief kader (een goedkeuringsproces voor de bouw van nieuwe centrales, aangepast aan de geliberaliseerde markt, dat het mogelijk maakt voor nieuwe investeringen om tijdig te worden uitgevoerd);
- passende mechanismen voor de dekking van de risico's (afhankelijk van de fase van de liberalisering, het naast elkaar bestaan van spot transacties en bilaterale leveringscontracten of verplichte elektriciteitsbeurzen);
- een waakzame controleautoriteit die toezicht uitoefent op de concurrentie (inzonderheid op de markt voor de opwekking van elektriciteit, met het oog op de mogelijkheid om de uitoefening van een marktmacht door de grote spelers of een kartel, te verminderen);

Tot nu toe heeft het liberaliseringproces van de elektriciteitssector de neiging om het risico op verstoring van de bevoorradingsvoorziening te verhogen. Inderdaad, “de zekerheidsmarges werden aanzienlijk verminderd sinds de openstelling voor concurrentie van de elektriciteitsmarkt [...], waardoor een druk wordt gecreëerd op het evenwicht vraag/aanbod van het elektrische systeem en de noodzaak wordt benadrukt inzake investeringen in piekproductiecentrales. [...] Hetzelfde probleem is aanwezig bij het beheer van de “back-up” capaciteiten die nodig zijn om de intermittentie te beheren die geassocieerd is met de hernieuwbare energieën.”<sup>90</sup>

---

<sup>89</sup> Stasiakowska A. (2008).

<sup>90</sup> Clastres C., C. Locatelli (2012), *Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne - Succès et questions*, Economie du développement durable et de l'énergie, Cahier de recherche n° 15/2012, september 2012.



Deze toestand is voornamelijk te wijten aan de onzekerheid inzake de werking van de nieuwe faciliteiten en de verschillende prijsniveaus. Bij wijze van overgangsmaatregel, “om deze onzekerheid te verminderen, moeten de inkomsten uit de verkoop van energie worden gecombineerd met andere inkomsten die voortvloeien uit de markt principes [(capaciteit van de markt)] ofwel uit reglementaire principes [(gegarandeerde inkooptarieven of contracten tussen producenten en netbeheerders)].”<sup>91</sup> De langetermijncontracten tussen producenten en leveranciers kunnen op hun beurt een bepaalde prijsstabiliteit bieden.

Bij deze onzekerheid komen de rechtsonzekerheid (in termen van vergunning of leefmilieu, bijvoorbeeld), die zwaar kan wegen op de investeringsstrategieën, en de onzekerheid in verband met het nimby syndroom, waarvan de verhaalprocedures de investeerders eveneens zwaar kunnen ontmoedigen. Wat te doen om deze situatie te verhelpen? Op het juridische vlak is een gunstig, stabiel en consistent kader essentieel. Op het vlak van nimby “is het niet realistisch om te verwachten dat alle verschijnselen over betwisting worden geëlimineerd. Het is inderdaad een natuurlijke reactie, aangezien de geografische nabijheid de omwonenden spontaan angst inboezemt voor hinder en voor verlies van eigendom. Op verschillende manieren lijkt het echter mogelijk om de aanvaardbaarheid te bevorderen [door de keuze te beïnvloeden van de locatie, van de kwaliteit van de voorzieningen (naleven van de sanitaire normen en beperken van de hinder), het openstellen van de sites voor de buitenwereld (bezoeken), het upgraden van het site-imago, de compensaties (economische, sociale en financiële), het informeren van het publiek en zijn participatie bij de besluitvorming en controle van de uitrustingen.]”<sup>92</sup>

Om de convergentie van vraag en aanbod af te bakenen lijkt het relevant om niet alleen het evenwicht tussen vraag en aanbod te beoordelen maar ook de concurrentie. Deze weerspiegelt immers het liberaliseringsniveau van de markt en dus het niveau van ontwikkeling van de voorwaarden die gunstig zijn voor de convergentie van vraag en aanbod. In België behoort de concurrentie op de elektriciteitsmarkt echter tot de bevoegdheid van de regulatoren<sup>93</sup>. Daarom worden hier enkel een aantal evaluatiecriteria voorgesteld die specifiek zijn om een beeld te schetsen van de concurrentie, terwijl de lezer voor meer informatie verwezen wordt naar het werk van de regulatoren.

#### Evenwicht tussen vraag en aanbod

Het evenwicht tussen vraag naar en aanbod van elektriciteit en desgevallend de afstemming op elkaar worden voor de middellange termijn geëvalueerd in het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017<sup>94</sup>, opgesteld door de Algemene Directie Energie in 2012, en het Plan Wathelet<sup>95</sup> dat eruit voortvloeit, en voor de lange termijn, in de kwantitatieve

---

<sup>91</sup> Clastres C., C. Locatelli (2012).

<sup>92</sup> Dufeigneux J.-L., A. Têtu, R. Risser, M. Renon-Beaufils, Ph. Le Lourd, E. Charbonnier (2003), *Rapport de l'instance d'évaluation de la politique du service public des déchets ménagers et assimilés - Volume II*, Commissariat général du Plan, december 2003.

<sup>93</sup> Brussel Gas Elektriciteit (Brugel), Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG), Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) en Vlaamse Regulator van Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG).

<sup>94</sup> Energieobservatorium (AD Energie) (2012b), *Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017*, juni 2012 ([http://economie.fgov.be/nl/modules/publications/analyses\\_studies/rapport\\_moyens\\_production\\_electricite\\_2012-2017.jsp](http://economie.fgov.be/nl/modules/publications/analyses_studies/rapport_moyens_production_electricite_2012-2017.jsp)).

<sup>95</sup> Wathelet M. (2012), *Het Belgische elektriciteitssysteem op een tweesprong: een nieuwe energiepolitiek om de overgang te doen slagen*, 27 juni 2012 (<http://wathelet.belgium.be/wp-content/uploads/2012/07/Plan-Wathelet-Elektriciteit.pdf>).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

ve analyse voorgesteld in het tweede deel van de PSE2. Bijgevolg word de lezer verwezen naar deze teksten betreffende de toegepaste methodologie.

## Concurrentie

Om de concurrentie op de markt te evalueren wordt de Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) die het mogelijk maakt om de marktconcentratie te meten, vaak gebruikt<sup>96</sup>. Deze index wordt als volgt geformuleerd:

$$HHI = \sum_i s_i^2$$

waar

$i$  = bedrijf  
= 1...  $X$

$s_i$  = marktaandeel van bedrijf  $i$  (vermenigvuldigd met 100)

Hoe hoger de HHI-index, hoe meer de markt geconcentreerd is. Er zijn verschillende bereiken, waarvan het aantal en de limieten kunnen variëren volgens de auteurs. Er wordt voorgesteld de volgende bereiken te weerhouden<sup>97</sup>:

- HHI lager dan 750: zwak geconcentreerde markt;
- HHI tussen 750 en 1800: matig geconcentreerde markt;
- HHI tussen 1800 en 5000: sterk geconcentreerde markt;
- HHI boven 5000: zeer sterk geconcentreerde markt (het maximum bedraagt 10000 en wordt bereikt wanneer de markt slechts één onderneming telt).

Bovendien werden verschillende indicatoren ontwikkeld op Europees niveau om de concurrentie te beoordelen op de elektriciteitsmarkt<sup>98</sup>:

- voor de productie:
  - het aantal bedrijven die samen minstens 95% van de nationale netto-elektriciteitsproductie vertegenwoordigen;
  - het aantal bedrijven die elk minstens 5% van de nationale netto-elektriciteit produceren;
  - het geaggregeerde marktaandeel van alle bedrijven die elk minstens 5% van de nationale elektriciteit produceren;

---

<sup>96</sup> Europese Commissie (2004), *Richtlijn voor de beoordeling van horizontale fusies op grond van de Verordening van de Raad inzake de controle op concentraties van ondernemingen*, Publicatieblad van de Europese Unie C 31, 5 februari 2004.

<sup>97</sup> European Commission (2012), *Energy Markets in the European Union in 2011, 2012*

<sup>98</sup> Publicatieblad van de Europese Unie (2009b), *richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG*, 14 augustus 2009.



- voor de levering:
  - het totaal aantal leveranciers aan eindconsumenten;
  - het aantal leveranciers die elk minstens 5% van de totale elektriciteit leveren;
  - het geaggregeerde marktaandeel van alle bedrijven die elk minstens 5% van de totale elektriciteit leveren.

### Ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden

De mate van interconnectie met de buurlanden is de weerspiegeling van “het vermogen aan hulp dat een land kan verwachten [...] van zijn burenen”<sup>99</sup> en van het potentieel aan ontwikkeling van de concurrentie. Dit criterium is des te belangrijk aangezien het land zwak begiftigd is met energiebronnen.

Om de mate van interconnectie met de buurlanden te meten, kan men de graad van elektrische interconnectie (GEI) hanteren. Die graad vestigt “het verband tussen de totale capaciteit van uitwisselingen van het land met [de buurlanden] en de geïnstalleerde productiecapaciteit in een land. De uitwisselingscapaciteit tussen twee landen is de maximale elektrische capaciteit die ze onderling kunnen uitwisselen zonder dat ze hun lijnen verzadigen of de exploitatieregels van het netwerk niet zouden eerbiedigen. De geïnstalleerde productiecapaciteit is de som van alle maximale elektrische vermogens die kunnen worden geproduceerd door de centrales die geïnstalleerd zijn in een land”.<sup>100</sup>

De GEI heeft de volgende formule:

$$GEI = \sum_i KGtGV_i / GPK$$

waar

i = lijn van grens-tot-grensvervoer  
= 1... X

KGtGV<sub>i</sub> = capaciteit van de lijn van grens-tot-grensvervoer i

GPK = geïnstalleerde productiecapaciteit

### Stabiliteit van de leverende landen

Zoals hierboven aangeduid is de diversifiëring van de leverende landen van primaire energiebronnen een verspreide maatregel betreffende risicovermindering van de verstoring van de levering. Het is echter mogelijk dat die maatregel niet volstaat. Een leverend land kan immers in moeilijkheden raken en kan belet worden om zijn contracten na te leven. Daarom lijkt

---

<sup>99</sup> d'Artigues A. (2008).

<sup>100</sup> d'Artigues A. (2008).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

het nuttig om de mate van stabiliteit van de leverende landen te evalueren op sociaal, economisch en (geo)politiek vlak.

Het niveau van stabiliteit kan geëvalueerd worden aan de hand van geaggregeerde indicatoren: de indexcijfers die proberen om het politieke risico te beoordelen (indexcijfers ontwikkeld door ratingbureaus zoals Moody's, Standard & Poor's, Fitch, ...), de standaard van de mensenrechten (“Human Right Index” of “HRI”), de Human Development Index (HDI), ... Laatstgenoemde, gepubliceerd door de Verenigde Naties, biedt een aantal voordelen in vergelijking met de anderen: het is gezaghebbend, het wordt berekend voor elk land, is regelmatig bijgewerkt en gemakkelijk online toegankelijk<sup>101</sup>. Het is dan ook deze index die wordt gebruikt.

De HRI is een heterogene index die het bereikte niveau meet in drie essentiële dimensies van de menselijke ontwikkeling: gezondheid en levensduur, toegang tot opleiding en een redelijk levensniveau. Hij is gestoeld op vier indicatoren: levensverwachting bij de geboorte, gemiddelde doorlooptijd van onderwijs (volwassenen van 25 jaar oud), de verwachte doorlooptijd van onderwijs (kinderen met leerplichtige leeftijd) en het bruto nationaal inkomen, per inwoner. Op basis van deze index worden de landen individueel en groepsgewijs gerangschikt. In het tweede geval is de rangschikking “gebaseerd op de kwartielen van de HRI: een land behoort tot de groep “zeer hoge HRI” indien zijn HRI zich bevindt in het hoogste kwartiel, tot de groep “hoge HRI” indien zijn HRI voorkomt in de percentielen 51 tot 75, tot de groep “gemiddelde HRI” als de HRI staat in de percentielen 26 tot 50 en tot de groep “lage HRI” indien de HRI voorkomt in het laagste kwartiel.”<sup>102</sup>

De evaluatie van het niveau van stabiliteit kan verfijnd worden aan de hand van informatie vanwege nationale en internationale publieke of privé-organisaties (zoals de UNO<sup>103</sup>, de nationale diplomatieke diensten, niet-gouvernementele organisaties<sup>104</sup> of ondernemingen die gespecialiseerd zijn in kredietverzekering). Wegens haar complementariteit met de HRI en haar synthetische presentatie wordt hier de informatie van (geo)politieke en commerciële aard van de NV Delcredere en van de Nationale Delcredere dienst in aanmerking genomen<sup>105</sup>.

## Duurzame ontwikkeling

Verschillende elementen kunnen een afspiegeling zijn van het duurzame karakter van de energiekeuzes, waaronder de evolutie van het verbruik, het schaarser worden van de hulpbronnen, de verontreinigende emissies en afvalstoffen.

---

<sup>101</sup> <http://hdr.undp.org/fr/statistiques/idh/>

<sup>102</sup> United Nations Development Programme (UNDP, 2013), *2013 Human Development Report – The Rise of the South: Human Progress in a Diverse World*, 2013.

<sup>103</sup> Bijvoorbeeld het Departement politieke aangelegenheden van het Secretariaat van de UNO (<http://www.un.org/wcm/content/site/undpa/main>).

<sup>104</sup> Waaronder “Human Rights Watch”, een van de belangrijkste onafhankelijke organisaties ter wereld die zich inzetten voor de bescherming en beveiliging van de mensenrechten (<http://www.hrw.org/>).

<sup>105</sup> De NV Delcredere (Belgische onderneming voor verzekering en herverzekering van de politieke en commerciële risico's van courante handelstransacties) en de Nationale Delcredere dienst (Belgische openbare kredietverzekeraar, die de politieke en commerciële risico's van internationale handelstransacties verzekert, met betrekking onder andere tot kapitaalgoederen, industriële projecten, aannemingswerken en diensten) publiceren op hun website een samenvatting van hun risicoanalyses per land (<http://www.delcredere.be> en <http://www.ondd.be>).



## Evolutie van het verbruik

De weerhouden evaluatiecriteria voor efficiëntie zijn ook geschikt voor duurzaamheid. Zoals [Bernard en Idoudi (2003)<sup>106</sup>] meedelen, is efficiëntie direct gerelateerd aan duurzaamheid in de berekening van de indicatoren, in de mate dat de inschatting van emissies en uitputting van hulpbronnen<sup>107</sup> gecorreleerd is met het energieverbruik.”<sup>108</sup>

## Schaarser worden van de hulpbronnen

In deze context moet een onderscheid worden gemaakt tussen de fossiele en minerale energiebronnen van de hernieuwbare energiebronnen.

De fossiele en minerale energiebronnen worden gekenmerkt door eindige reserves, maar de schatting ervan vordert gestaag, als gevolg van nieuwe ontdekkingen en verbeterde exploitatietechnieken (en recuperatiegraad). In dit geval manifesteert zich het effect van schaarser worden in het verschil tussen het groeipercentage van de productie, vooral gedreven door de consumptie, en het groeipercentage van zijn reserves.

De hernieuwbare energieën genieten per definitie van onuitputtelijke reserves. Nochtans zijn twee van hen, de biomassa en de geothermie, onderworpen aan beperkingen. De biomassa is immers slechts hernieuwbaar als men haar tijd en ruimte geeft om zich te vernieuwen, maar de vraag zal naar wordt verwacht snel groeien. Daarnaast bevinden energietoepassingen zich in concurrentie met voedseltoepassingen. Geothermie is enkel onuitputtelijk wanneer het pompritme wordt afgestemd op het ritme waaraan de warmte zich vernieuwt.

De relevante beoordelingscriteria, die hieronder zijn weergegeven, kunnen worden gebruikt om zowel de globale situatie als deze van de leverende landen weer te geven.

### *Fossiele en minerale energiebronnen*

De criteria die gewoonlijk worden gekozen om de staat van de reserves te meten zijn:

- de bewezen reserves (R);
- de jaarlijkse productie (P);
- een combinatie van de eerste twee: de R / P -verhouding.

Men kan ook gebruik maken van het begrip van de resterende winbare bronnen (RWB).

Op dit punt, is een verduidelijking nodig met betrekking tot het onderscheid tussen de bronnen en de reserves. “De bronnen zijn de hoeveelheden onder de grond [ al dan niet ontdekt,

---

<sup>106</sup> Bernard J.-Th., N. Idoudi (2003), *Demande d'énergie et changement de l'intensité énergétique du secteur manufacturier québécois de 1990 à 1998*, Revue d'analyse économique, vol. 79, no 4, décembre 2003.

<sup>107</sup> [Niet hernieuwbare.]

<sup>108</sup> d'Artigues A. (2008).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

al dan niet exploiteerbaar], terwijl de reserves de winbare fracties zijn op basis van de actuele economische en technologische omstandigheden”.<sup>109</sup>

### Bewezen reserves

“Men noemt bewezen reserves de hoeveelheden [...] waarvan de kans op winbaarheid [...] ten minste 90% bedraagt. Alle berekeningen op dit gebied bevatten een gedeelte aan benadering. Bij een nieuwe ontdekking proberen de technici de hoeveelheid te berekenen [...] die zal kan kunnen worden teruggewonnen, gebaseerd op een geheel van geologische parameters waarvan elk een bepaalde onzekerheid vertoont. Als men zou pogen om te vereenvoudigen, kan men zeggen dat de moeilijkheid erin bestaat om de hoeveelheid vloeistof te evalueren die geabsorbeerd wordt door een spons zonder de mogelijkheid te hebben om “ze uit te wringen”. Het probleem is des te groter aangezien slechts een gedeelte van de spons nat is en men ze slechts op 2 of 3 plaatsen kan sonderen. Specialisten voeren bijgevolg een notie van waarschijnlijkheid in en ze voeren verscheidene becijferingen uit”<sup>110</sup>. Bij de inherente benadering van de berekening van het potentiële herstel komt de onzekerheid die gepaard gaat met de betrouwbaarheid van gegevens. Inderdaad, “veel landen staan niet toe dat er controles van de grootte van hun velden worden uitgevoerd. Enkel de beursgenoteerde ondernemingen zijn onderworpen aan regelmatige controles, maar zij vertegenwoordigen slechts 20% van de totale productie”<sup>111</sup>.

De reserves omvatten ook de waarschijnlijke- en de mogelijke reserves, waarbij de kansen op winbaarheid, respectievelijk minimum 50% en maximum 10% bedragen.

### Jaarlijkse productie

De jaarlijkse productie zet ons aan om de verhouding R / P omzichtig te onderzoeken. Die opmerking geldt vooral voor aardolie maar ook voor gas, steenkool en uranium.

Over de evolutie van de jaarlijkse aardolieproductie wordt al jarenlang gedebatteerd. Terwijl men uitging van een constant toenemende jaarlijkse productie tot aan de uitputting van de reserves denken steeds meer specialisten geologie en grondstoffen dat dergelijke ontwikkeling onwaarschijnlijk is. De onzekerheden zowel voor de ramingen over de exploitatie van de bronnen en hun verwerking tot reserves als voor de evolutie van de vraag, hebben hen ertoe aangezet verscheidene evolutieschema's op te stellen die in twee types kunnen worden ingedeeld.

Het eerste type van schema draait om het begrip “Hubbert's peak”<sup>112</sup>. “Voor de pessimisten (ASPO), zou de productiepiek zeer nabij zijn en plaatsvinden in 2015. Voor de optimisten, die

---

<sup>109</sup> Viterbo J. (2012), *Les nouvelles frontières de la production de pétrole, Chercheurs d'énergies - 7. La production de pétrole, Cahier spécial La Recherche, La Recherche, n° 464, mei 2012.*

<sup>110</sup> IFP Energies nouvelles, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>

<sup>111</sup> Viterbo J. (2012).

<sup>112</sup> “De “Hubbert's peak” komt voort uit regels die zijn opgesteld door de Amerikaanse geoloog King Hubbert in 1956. Vanuit alle gegevens inzake productie, reserves, historiek van de ontdekkingen van een gegeven grondstof is het mogelijk om de mondiale productiecurve van deze grondstof te voorzien. Zij neemt een vorm aan die aanleunt bij een Gausscurve (normale verdeling), met een groei tot aan een productie piek waarboven zij onvermijdelijk afneemt.” (Lebas C. (researchleiding), B. Annen, M. Badot, N. Livrozet, C. Mounier, E. Mourlon-Druol, H. René, K. Sader, *Géopolitique de l'énergie : risques et enjeux pour la Défense*, Centre d'études et de recherche de l'enseignement militaire supérieur, 1 juli 2006) .



rekenen op de technologische innovatiecapaciteit om toegang te krijgen tot nieuwe oliebronnen tegen aanvaardbare kosten, zou deze piek niet ontstaan vóór 2030 (USGS, IEA).”<sup>113</sup> “[...] een consensus ontstaat [echter] op de zones die hun piekproductie hebben overschreden (Verenigde Staten, sinds de jaren '70, Canada, de Noordzee, enz.).[...]”<sup>114</sup>

Het tweede type van schema [...] “wordt nu door veel deskundigen beschouwd als het meest waarschijnlijke. Zij wedden eerder op de komst van een mondiaal pseudo-productieplateau, ingevolge de beperking van de geproduceerde producten [gekoppeld aan beperking van de vraag en/of aanbod]”<sup>115</sup>”<sup>116</sup>

### R / P -verhouding

De R / P -verhouding drukt het resterend aantal productie jaren uit, tegen een constant blijvende jaarlijkse productie. Zoals hoger aangegeven moet deze verhouding met omzichtigheid worden onderzocht gelet op het debat over de ontwikkeling van de jaarlijkse productie.

Voor elke primaire energiebron, wordt de waarde van R / P -verhouding voor de wereld (JW) en de leverende landen (J) berekend, ofwel:

$$JW_i = RW_i / PW_i$$

waar

i = primaire energiebron  
= 1... X

RW<sub>i</sub> = (bewezen) wereldwijde reserves van de primaire energiebron i

PW<sub>i</sub> = wereldwijde productie van primaire energiebron i

---

<sup>113</sup> IFP Energies nouvelles, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>

<sup>114</sup> Connaissance des énergies, <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/pic-petrolier>

<sup>115</sup> “[Aanbod:] wil van de producerende landen om hun “stocks” van koolwaterstoffen te beheren met het doel hun toekomstige inkomens te vrijwaren, steeds langere productietermijnen (vindplaatsen die steeds meer van de consumptiegebieden of gewoonweg van de reeds uitgeruste zones afgelegen zijn), lokale investeringstekorten [; ... vraag:] prijsstijgingen, proactief beleidsvormen om energie te besparen en alternatieve energiebronnen te ontwikkelen.”

<sup>116</sup> IFP Energies nouvelles, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

$$J_{fi} = R_{fi} / P_{fi}$$

waar

f = leverend land van België  
= 1... W

i = primaire energiebron  
= 1... X

$R_{fi}$  = (bewezen) reserves van het leverend land van België f van de primaire energiebron i

$P_{fi}$  = productie van het leverend land van België f van de primaire energiebron i

### Resterende winbare bronnen

Hoewel het begrip resterende winbare bronnen (RWB) onzekerder is, biedt het een betere indicatie van de potentiële productie op lange termijn dan deze van bewezen reserves. De resterende winbare bronnen worden gedefinieerd als het verschil tussen de uiteindelijke winbare en de gecumuleerde productie.<sup>117</sup> De uiteindelijke winbare bronnen hebben betrekking tot de hoeveelheden die van het begin tot het einde van de productie kunnen worden gewonnen. De gecumuleerde productie stemt overeen met de hoeveelheden die zijn geproduceerd tot het moment van de schatting.

### *Biomassa en geothermie*

Het evalueren van de biomassa voor energiedoelinden is een complexe taak, waarbij technische problemen en ethische problemen worden gemengd. Veel werkzaamheden zijn tot nu toe uitgevoerd, waarvan sommige werden besproken in het kader van de studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050”<sup>118</sup>. Deze studie die in 2012 op verzoek van de vier (federale en gewestelijke) Energieministers van België gerealiseerd werd, werd gebruikt in het raam van de kwantitatieve analyse van de PSE2, onder meer om het potentieel aan hernieuwbare energiebronnen van het scenario *EE/RES++* te bepalen. De lezer wordt dan ook naar deze studie verwezen. In de tekst die hierna volgt, wordt toegelicht wat men bedoelt met “biomassa”.

In de richtlijn over de bevordering van hernieuwbare energiebronnen<sup>119</sup> wordt biomassa gedefinieerd als “de biologisch afbreekbare fractie van producten, afvalstoffen en residuen van biologische oorsprong uit de landbouw (met inbegrip van plantaardige en dierlijke stoffen), de bosbouw en aanverwante bedrijfstakken, met inbegrip van de visserij en de aquacultuur, alsmede de afbreekbare biologisch fractie van industrieel en stedelijk afval.”

---

<sup>117</sup> McGlade Ch. (2010), *Uncertainties in estimating remaining recoverable resources of conventional oil*, University College London, 7 juli 2010.

<sup>118</sup> Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012).

<sup>119</sup> Publicatieblad van de Europese Unie (2009).



“[...] de bronnen van biomassa kunnen op basis van hun oorsprong worden ingedeeld in verschillende categorieën:

- hout, in de vorm van blokken, pellets en houtsnippers in plakjes;
- bijproducten van hout dat alle afval dekt dat ontstaat uit bosuitbating (takken, schorsen, zaagsel, ...), uit de zagerijen (zaagsel, spaanders, ...), de houtverwerkende industrie (schrijnwerkerijen, fabrikanten dekt meubels, vloeren) en de paneelfabrikanten en verpakkingen zoals laadborden;
- bijproducten van de industrie, zoals slib van de pulp (black liquor) en de afvalstoffen van de voedingsindustrie (draf van druiven en koffie, pulp en druivenpitten, enz.);
- producten uit de conventionele landbouw (granen, oliehoudende zaden), [de] residuen zoals stro, bagasse (vezelstofafval van rietsuiker) en de nieuwe plantages voor energiedoeleinden, zoals hakhout met korte omlooptijd (wilg, miscanthus, enz.);
- organische afvalstoffen, zoals huishoudelijke vaste afvalstoffen met inbegrip van zuiveringslib, huishoudelijk afval en afvalwater uit de landbouw.”<sup>120</sup>

Aangezien het potentieel van geothermie eveneens geëvalueerd is in het raam van de studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050”, wordt de lezer verzocht deze studie te raadplegen.

#### Verontreinigende emissies en afvalstoffen

Alle energiebronnen voor de productie van elektriciteit hebben milieueffecten, zelfs als zij bij hernieuwbare energiebronnen beperkt zijn voor sommige verontreinigende stoffen. Hier worden de belangrijkste milieueffecten aangehaald, die het meest relevant zijn in het kader van een PSE.

Voor de bronnen van fossiele brandstoffen, bestaat het belangrijkste nadeel in de productie van kooldioxide (CO<sub>2</sub>). Broeikasgas, CO<sub>2</sub> is ook verantwoordelijk voor de zure vervuiling. Het effect ervan is op de lange termijn, aangezien de levensduur in de atmosfeer enkele eeuwen kan bedragen. De fossiele brandstoffen stoten ook zwaveldioxide (SO<sub>2</sub>) en stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>), uit, die eveneens verantwoordelijk zijn voor de zure verontreinigingen.

---

<sup>120</sup> Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie de la République française, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale.13558.html>

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Voor elke verontreinigende stof, kan men de hoeveelheid aan emissies bepalen die voortkomt uit elektriciteitscentrales per inwoner of per eenheid van het bbp:

- CO<sub>2</sub>-uitstoot per inwoner:

$$\mathbf{CO_2I = CO_2 / I}$$

waar

CO<sub>2</sub> = CO<sub>2</sub>-uitstoot door de elektriciteitscentrales

I = aantal inwoners

- CO<sub>2</sub>-uitstoot per eenheid van het bbp:

$$\mathbf{CO_2bbp = CO_2 / bbp}$$

waar

CO<sub>2</sub> = CO<sub>2</sub>-uitstoot door de elektriciteitscentrales

bbp = bruto binnenlands product

- NO<sub>x</sub>-uitstoot per inwoner:

$$\mathbf{NO_xI = NO_x / I}$$

waar

NO<sub>x</sub> = NO<sub>x</sub>-uitstoot door de elektriciteitscentrales

I = aantal inwoners

- NO<sub>x</sub>-uitstoot per eenheid van het bbp:

$$\mathbf{NO_xbbp = NO_x / bbp}$$

waar

NO<sub>x</sub> = NO<sub>x</sub>-uitstoot door de elektriciteitscentrales

bbp = bruto binnenlands product

- SO<sub>2</sub>-uitstoot per inwoner:

$$\mathbf{SO_2I = SO_2 / I}$$

waar

SO<sub>2</sub> = SO<sub>2</sub>-uitstoot door de elektriciteitscentrales

I = aantal inwoners



- SO<sub>2</sub>-uitstoot per eenheid van het bbp:

$$\text{SO}_2\text{bbp} = \text{SO}_2 / \text{bbp}$$

waar

SO<sub>2</sub> = SO<sub>2</sub>-uitstooten door de elektriciteitscentrales

bbp = bruto binnenlands product

Hierbij moet worden opgemerkt dat een vermindering van de emissies door de sector voor elektriciteitsproductie kan gepaard gaan met een toename van de invoer van elektriciteit. Indien het land waaruit wordt ingevoerd over een verontreinigend productiepark beschikt, wordt de vermindering van emissies in het invoerende land (gedeeltelijk) gecompenseerd door de toename van de emissies in het producerende land. Om met deze mogelijkheid rekening te houden, wordt voorgesteld de waarde van de invoer van elektriciteit aan hoger genoemde criteria toe te voegen.

De minerale energiebronnen die worden gebruikt in de kerncentrales, produceren op hun beurt radioactief afval. De meeste van deze afvalstoffen zijn weinig of matig radioactief en hebben een levensduur van minder dan 300 jaar. Ze worden meestal (ook in België<sup>121</sup>) opgeslagen in bovengrondse opslagfaciliteiten en beheerd door een gespecialiseerd organisme. Voor de overige afvalstoffen, die verantwoordelijk zijn voor het essentiële deel van de totale radiotoxiciteit moet een beheerswijze worden gekozen voor de meeste van de betrokken landen (waaronder België<sup>122</sup>). Ondertussen worden ze ook opgeslagen onder veilige en strenge controlevoorwaarden.

Voor deze energiebronnen lijkt de productie van radioactief afval per eenheid geproduceerde energie (RAE) het meest geschikte beoordelingscriterium te zijn:

$$\text{RAE} = \text{RA} / \text{GE}$$

waar

RA = hoeveelheid radioactieve afvalstoffen geproduceerd door kerncentrales

GE = energie die door elektriciteitscentrales wordt geproduceerd

De gegevens die nodig zijn voor de toepassing van de criteria voor verontreinigende emissies en afvalstoffen kunnen bekomen worden via de strategische milieubeoordeling (SMB).

<sup>121</sup> Nationale instelling voor radioactief afval en verrijkte splijtstoffen (NIRAS), <http://www.niras.be/content/project-voor-de-opervlakteberging-van-het-afval-van-categorie>

<sup>122</sup> Nationale instelling voor radioactief afval en verrijkte splijtstoffen (NIRAS), <http://www.niras.be/content/langetermijnbeheer-van-het-afval-van-de-categorie%C3%ABn-b-en-c>

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

### 3.3. Toepassing van de evaluatiecriteria en aanbevelingen

Alvorens de hierboven uiteengezette evaluatiecriteria toe te passen, moet een fundamentele vaststelling worden onthouden en er de noodzakelijke aanbeveling, die eruit voortvloeit, uit worden afgeleid.

In de eerste regels van punt 3.2 staat: “hoewel indicatoren zijn voorgesteld door deskundigen of economen, bestaat er geen consensus over de passende criteria om de bevoorradingszekerheid van energie te evalueren en, des te meer, van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit”. Dergelijke criteria, aangepast aan de specifieke kenmerken van België, zijn echter essentieel voor een zo nauwkeurig mogelijke evaluatie van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van het land, die op haar beurt noodzakelijk is voor het formuleren van efficiënte aanbevelingen. Daarom wordt er aanbevolen om een reeks criteria te ontwikkelen om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te meten, een reeks criteria die de vorm zou kunnen aannemen van een boordtabel.

**Aanbeveling:** ontwikkelen van een reeks criteria om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te meten, in de vorm van een boordtabel.

Voor het toepassen van de evaluatiecriteria worden diverse gegevensbronnen gebruikt, maar hoofdzakelijk de cijfers van het Energieobservatorium<sup>123</sup> en van het Internationaal Energieagentschap, alsook de resultaten van de kwantitatieve analyse van de PSE2. Van deze resultaten worden in het bijzonder de gegevens gebruikt in de twee tabellen van het punt Algemene evaluatie van de scenario's, die een samenvatting geven van de positieve en negatieve gevolgen van de bestudeerde scenario's ten opzichte van het scenario Nuc-1800 voor respectievelijk 2020 en 2030.

Voor zover mogelijk worden de evaluatiecriteria zodanig toegepast dat er een vergelijking in tijd en ruimte mogelijk is. Wat de tijd betreft, wordt de keuze van de jaren voornamelijk ingegeven door de beschikbaarheid van de gegevens. Wat de ruimte betreft, berust de keuze van de landen op de technische en/of commerciële nabijheid van elektriciteit. De landen, die in aanmerking genomen zijn, zijn enerzijds de landen uit de regio van Centraal- en West-Europa (Central Western Europe of CWE) behalve België, dat wil zeggen Frankrijk, Luxemburg, Duitsland en Nederland, en anderzijds het Verenigd Koninkrijk (VK). De CWE-landen liggen dicht bij elkaar: hun transportnetten zijn met elkaar verbonden<sup>124</sup> en hun markten gekoppeld sinds eind 2010<sup>125</sup>. Het Verenigd Koninkrijk zou aan België gekoppeld worden tegen 2018 (aanvang van de werken begin 2015 en ingebruikname eind 2018), via een onder-

<sup>123</sup> Energieobservatorium (AD Energie) (2013), *De energiemarkt in 2010, 2013*.

<sup>124</sup> Er bestaat nog geen rechtstreekse elektrische verbinding tussen België en Duitsland. Een dergelijke verbinding is echter gepland voor 2016-2018 (aanvang van de werken half 2016 en ingebruikname eind 2018), in het kader van het ALEGRO-project, dat voorziet in de aanleg van een ondergrondse gelijkstroomverbinding tussen Lixhe (Wezet) in België en Oberzier (Aken) in Duitsland, via de grenspost van Eynatten (Raeren).

<sup>125</sup> Op 6 juni 2007 werd er een intentieverklaring ondertekend door de regeringen, regulatoren, transmissienetbeheerders, energiebeurzen en elektriciteitsverenigingen van de landen van deze regio (Pentalateraal Energie Forum). Deze intentieverklaring beoogt de bevoorradingszekerheid te verbeteren en de analyse, ontwikkeling en invoering van de flow-based marktkoppeling tussen de vijf landen van de CWE-regio aan te moedigen. Een marktkoppeling op basis van beschikbare transmissiecapaciteit (Available Transmission Capacity of ATC) werd op 9 november 2010 als tussentijdse oplossing gelanceerd en zorgde voor de koppeling van de regio's CWE en Nordic (Scandinavische landen).



grondse (onder de Noordzee) gelijkstroomverbinding tussen Richborough in het Verenigd Koninkrijk en Zeebrugge in België (NEMO-project).

### 3.3.1. Diversiteit

De beschikbare gegevens laten een evaluatie toe van de diversiteit van de primaire energiebronnen voor de vroegere en toekomstige elektriciteitsproductie en van de landen die primaire energiebronnen leveren voor het Belgische energiesysteem in het algemeen (alleen voor het verleden). De diversiteit van de technologieën voor de elektriciteitsproductie wordt niet geëvalueerd, omdat het gebrek aan detail van bepaalde gegevens tot gevolg heeft dat ze weinig verschilt van de diversiteit van de primaire energiebronnen.

Er wordt dus voorgesteld om het volgende te bestuderen:

- de diversiteit van de primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren;
- de diversiteit van de landen die primaire energiebronnen leveren;
- het aandeel van de productie van primaire energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik van primaire energiebronnen;
- de afhankelijkheid van elektriciteit.

#### Diversiteit van de primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren

In België, net als in de meeste andere CWE-landen (behalve Luxemburg, dat geen kernenergie heeft) en het Verenigd Koninkrijk, worden acht primaire energiebronnen gebruikt om elektriciteit te produceren: aardolie, aardgas, steenkool, nucleaire warmte, biomassa, wind, zon en water.

In tabel 16 en tabel 17 wordt de diversity index Shannon-Wiener (DI) berekend van de primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren. Eerst voor het verleden en daarna voor de toekomst.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 16. Diversity index Shannon-Wiener van de primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren, CWE-landen en VK, 2005-2011**

	2005	2008	2009	2010	2011
België	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
Duitsland	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
Frankrijk	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
Luxemburg	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
Nederland	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2
Verenigd Koninkrijk	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
Gemiddelde van de geobserveerde landen	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2

Noot: de waarden van 2011 zijn gebaseerd op ramingen (op het ogenblik van de berekeningen hadden noch het IEA, noch Eurostat al de definitieve cijfers gepubliceerd).  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), IEA<sup>126</sup>.

Sinds 2005 heeft België ieder jaar een meer gediversifieerde elektriciteitsmix dan het gemiddelde van de andere bestudeerde landen. Met 79% nucleaire productie in 2011 heeft Frankrijk de laagste DI, terwijl Duitsland de hoogste heeft.

Tussen 2005 en 2011 zijn de respectieve aandelen van zonne-energie, aardgas, windenergie en biomassa in België toegenomen met 1,3; 2,0; 2,3 en 3,9 procentpunten, terwijl de respectieve aandelen van steenkool, aardolie en kernenergie zijn afgenomen met 6,1; 1,7 en 1,2 procentpunten. Deze ontwikkeling heeft geleid tot een toename van de DI met 0,1 eenheid, die wijst op een verbetering van de diversiteit van de Belgische elektriciteitsmix in de loop der tijd.

**Tabel 17. Diversity index Shannon-Wiener van de primaire energiebronnen die nodig zijn om elektriciteit te produceren – Vergelijking van de alternatieve scenario's met het basisscenario Nuc-1800, België, 2020-2030**

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
		=	-	=	+
2030	1,0	1,4	0,9	1,0	1,3
		+++	-	+	+++

Noot:

= equivalent met scenario Nuc-1800;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (+: 1% < verbetering < 10%; ++: verbetering tussen 10% en 30%; +++: verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (-: 1% < verslechtering < 10%; ---: verslechtering tussen 10% et 30%; ----: verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FPB, Energieobservatorium (AD Energie).

In 2020 heeft alleen het scenario *EE/RES++* een hogere DI dan die van het scenario *Nuc-1800*. In 2030 hebben de scenario's *Coal* en *EE/RES++* een DI die meer dan 30% hoger ligt dan die van het scenario *Nuc-1800*. Door een binnenlandse productie te bevorderen die meer gebruik maakt van aardgascentrales, is het scenario *No-imp* het enige scenario dat een verslechtering van de DI optekent ten opzichte van het scenario *Nuc-1800*.

<sup>126</sup> International Energy Agency (IEA, 2012b), *IEA statistics - Electricity information*, 2012.



In alle scenario's ligt de waarde van de DI van 2020 hoger dan die van 2011. De situatie verschilt in 2030, met het verlies van nucleaire capaciteit en de toename van het vermogen van aardgas. Tegen dat jaar bereiken alleen de scenario's *Coal* en *EE/RES++* hogere waarden dan die van 2011, omdat aardgas er minder in aanwezig is (respectievelijk 47,9% en 48,8%).

Deze waarnemingen, die zeer coherent zijn met de kwalitatieve beoordeling van de tabellen van punt Algemene evaluatie van de scenario's inzake de afhankelijkheid van aardgas, leiden tot de aanbeveling om toe te zien op de afhankelijkheid van aardgas, met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de elektriciteitsmarkt en om het beleid te versterken in geval van een crisis in de bevoorrading van aardgas, in overeenstemming met de vereisten van het derde Europese energiepakket.

#### **Aanbevelingen:**

- onder meer via de studie over de bevoorradingzekerheid van aardgas, waken over de afhankelijkheid van aardgas, met eerbiediging van de keuzevrijheid van de operatoren op de elektriciteitsmarkt;
- in geval van bevoorradingscrisis voor aardgas, het beleid intensifiëren overeenkomstig de eisen van het derde Europese energiepakket.

#### **Diversiteit van de leverende landen van primaire energiebronnen<sup>127</sup>**

De beschikbare gegevens laten alleen een berekening toe van de diversity index (DI) Shannon-Wiener van de leverende landen per primaire energiebron voor het verleden, voor het energiesysteem in het algemeen en voor de fossiele energiebronnen (zie tabel 18).

Aangezien de invoerende landen niet noodzakelijk overeenstemmen met de uitvoerende landen en het de bevoorrading van België betreft, wordt er in de berekeningen alleen rekening gehouden met de invoer (geen netto-invoer inclusief de uitgevoerde hoeveelheden). Ook uitgesloten zijn de hoeveelheden die opgenomen zijn in de categorieën "andere" en "niet-gespecificeerde landen" van de statistieken van het IEA.

---

<sup>127</sup> BZEN.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 18. Diversity index Shannon-Wiener van de leverende landen per primaire energiebron, CWE-landen en VK, 2009-2011**

	2009	2010	2011
<b>Aardolie<sup>128</sup></b>			
België	2,1	2,0	1,9
Duitsland	2,3	2,3	2,4
Frankrijk	2,7	2,7	2,7
Luxemburg	0,8	0,9	0,8
Nederland	2,8	2,8	2,8
Verenigd Koninkrijk	2,2	2,1	2,1
Gemiddelde van de geobserveerde landen	2,1	2,1	2,1
<b>Aardgas</b>			
België	1,4	1,5	1,5
Duitsland	1,1	1,1	1,1
Frankrijk	1,6	1,7	1,8
Luxemburg	1,0	1,0	1,0
Nederland	1,3	1,2	1,1
Verenigd Koninkrijk	1,4	1,4	1,3
Gemiddelde van de geobserveerde landen	1,3	1,3	1,3
<b>Steenkool<sup>129</sup></b>			
België	1,5	1,4	1,3
Duitsland	1,8	1,8	1,2
Frankrijk	1,8	1,9	1,8
Luxemburg	0,0	0,0	0,1
Nederland	1,5	1,5	1,4
Verenigd Koninkrijk	1,6	1,6	1,5
Gemiddelde van de geobserveerde landen	1,4	1,4	1,3

Noot: de waarden van 2011 zijn gebaseerd op ramingen (op het ogenblik van de berekeningen hadden noch het IEA, noch Eurostat al de definitieve cijfers gepubliceerd).

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), AIE<sup>130</sup>.

Het aandeel van elk leverend land in alle leverende landen is, als spil van de formule van de DI van de leverende landen, de belangrijkste verklarende factor voor de ontwikkeling van de DI. Bovendien is het nuttig voor de evaluatie van andere criteria van de elektriciteitskwetsbaarheid: de stabiliteit van de leverende landen (zie Stabiliteit van de leverende landen in 3.3.3) en het schaarser worden van de hulpbronnen in de leverende landen (zie Schaarser worden van de hulpbronnen in 3.3.3). Daarom wordt dit aandeel voorgesteld in figuur 43, voor elke primaire energiebron. Aardolie wordt geleverd aan België door een twintigtal landen; voor alle duidelijkheid onderscheidt men alleen de tien belangrijkste (waarvan het aandeel groter is dan 1% in 2011; de andere zijn samengevoegd onder “overige”).

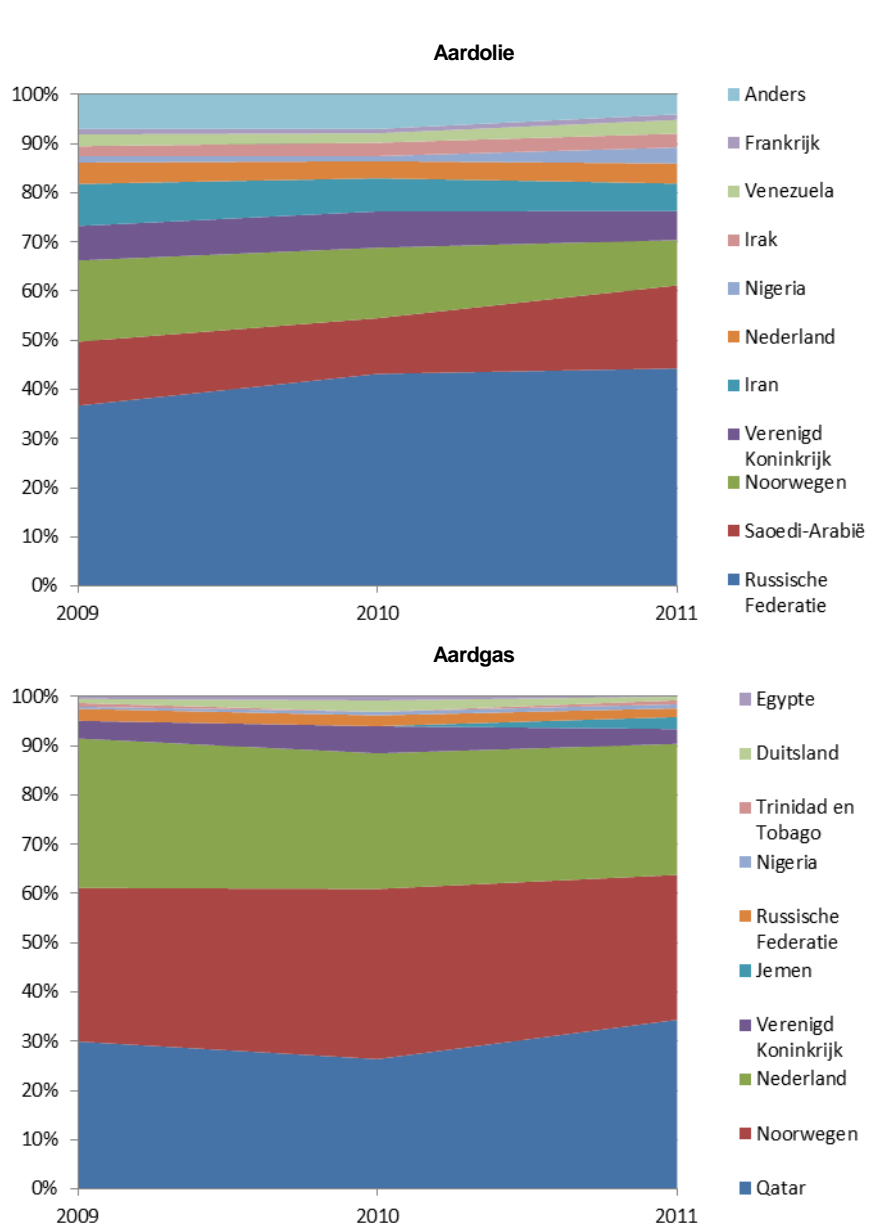
<sup>128</sup> Aardolieproducten.

<sup>129</sup> Vaste brandstoffen.

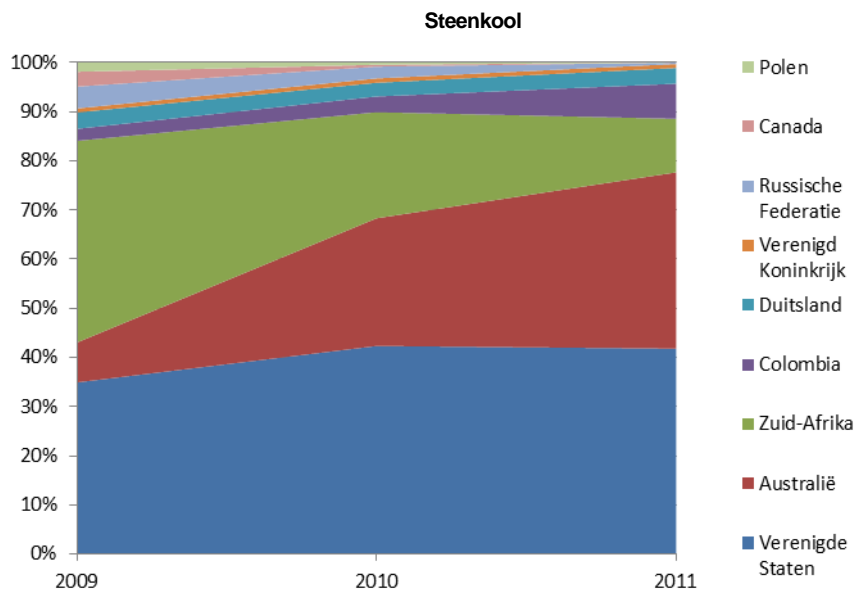
<sup>130</sup> IEA (2012b); International Energy Agency (IEA, 2012a), *IEA statistics - Coal information*, 2012; International Energy Agency (IEA, 2012d), *IEA statistics - Oil information*, 2012; International Energy Agency (IEA, 2012c), *IEA statistics - Natural gas information*, 2012.



**Figuur 43. Aandeel van de leverende landen van België in alle leverende landen per primaire energiebron, 2009-2011**



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”



Noot: de waarden van 2011 zijn gebaseerd op ramingen (op het ogenblik van de berekeningen hadden noch het IEA, noch Eurostat al de definitieve cijfers gepubliceerd).  
Bron: Energieobservatorium (AD Energie), AIE<sup>131</sup>.

Hoewel België, net als Luxemburg, van 2009 tot 2011 een DI van de aardolieleverende landen toont die lager is dan het gemiddelde van de vergeleken landen, tekent het grote absolute waarden op. Alleen de Russische Federatie, Saoedi-Arabië, Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en Iran leveren immers meer dan 5% van de totale ingevoerde hoeveelheid aan België. Ondanks de lichte daling van de DI met 0,2 procentpunten die wordt waargenomen tijdens de periode, wijst deze situatie op een bevredigend diversiteitsniveau. Bovendien kan opgemerkt worden dat aardolie slechts een kleine rol speelt in de elektriciteitsproductie (0,3% in 2011; circa 2,0% in 2020 en in 2030).

De DI van de levering van aardgas heeft echter hogere waarden dan de gemiddelde waarden van de vergeleken landen voor alle bestudeerde jaren. De aanwezigheid van de gasterminal in Zeebrugge en van een zeer uitgebreid netwerk van grensoverschrijdende gaspijpleidingen dragen bij tot dit resultaat, omdat ze de import van aardgas vergemakkelijken, zowel voor de Belgische consumptie als voor het transport van grens tot grens. Aangezien meerdere landen relatief kleine hoeveelheden aardgas leveren aan België (alleen Qatar, Noorwegen, Nederland en het Verenigd Koninkrijk<sup>132</sup> leveren elk meer dan 5% van de totale ingevoerde hoeveelheid), ligt het niveau van de DI hoog en kan het als bevredigend worden beschouwd.

Tussen 2009 en 2011 blijft de Belgische DI van de steenkoolleverende landen boven het gemiddelde van de vergeleken landen, dat sterk wordt beïnvloed door de DI van Luxemburg. De DI daalt met 0,2 procentpunten over de periode, voornamelijk als gevolg van de opmerkelijke toename van het aandeel van Australië in de totale ingevoerde hoeveelheid (van 8 naar

<sup>131</sup> IEA (2012b), IEA (2012a), IEA (2012d), IEA (2012c).

<sup>132</sup> Behalve in 2011.



36%). Hoewel het aandeel van steenkool in de huidige energiemix gering is, wordt er voorgesteld om, met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de steenkoolmarkt, toe te zien op het behoud van de huidige mate van diversiteit, voor het geval dat er, ondanks de milieuzwakke van steenkool, nieuwe investeringen erin<sup>133</sup> zouden worden toegekend na 2020.

**Aanbeveling:** met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de steenkoolmarkt, toezien op het behoud van de huidige mate van diversiteit van de leveranciers van steenkool, voor het geval dat er nieuwe investeringen in steenkool zouden worden toegekend na 2020.

#### Aandeel van de productie van primaire energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik van primaire energiebronnen<sup>134</sup>

De beschikbare gegevens laten alleen een bepaling toe van het aandeel van de productie van primaire energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik van fossiele energiebronnen en van een gedeelte van de biomassa: hout en houtafval<sup>135</sup> (zie tabel 19).

---

<sup>133</sup> Voorzien van een systeem voor de opvang en de opslag van koolstofdioxide (CCS).

<sup>134</sup> BZEN.

<sup>135</sup> Hout en houtafval waren goed voor 66,5% van de Belgische elektriciteitsproductie op basis van biomassa in 2011, dat wil zeggen 2,4 procentpunten meer dan in 2005 (Energieobservatorium - AD Energie).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 19. Aandeel van de productie van primaire energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik van primaire energiebronnen, CWE-landen en VK, 2008-2011**

	2008	2009	2010	2011
%				
<b>Aardgas</b>				
België	0,0	0,0	0,0	0,0
Duitsland	16,4	16,0	14,5	15,3
Frankrijk	2,1	2,0	1,6	1,4
Luxemburg	0,0	0,0	0,0	0,0
Nederland	172,2	160,8	161,4	168,3
Verenigd Koninkrijk	74,2	68,8	60,5	57,6
<b>Vaste brandstoffen</b>				
België	0,0	0,0	0,0	0,0
Duitsland	-	63,8	58,5	61,9
Frankrijk	-	0,6	1,2	0,7
Luxemburg	0,0	0,0	0,0	0,0
Nederland	0,0	0,0	0,0	0,0
Verenigd Koninkrijk	-	35,9	36,0	36,0
<b>Hout en houtafval</b>				
België	59,9	61,2	64,8	64,8
Duitsland	100,0	100,0	100,0	100,0
Frankrijk	100,0	100,0	100,0	100,0
Luxemburg	99,7	99,7	99,8	100,0
Nederland	94,0	81,1	75,0	80,2
Verenigd Koninkrijk	75,7	79,4	70,2	73,7

Noot: de waarden van 2011 zijn gebaseerd op ramingen (op het ogenblik van de berekeningen hadden noch het IEA, noch Eurostat al de definitieve cijfers gepubliceerd).

Bron: Energieobservatorium (AD Energie), AIE<sup>136</sup>.

België is geen olieproducerende regio, in tegenstelling tot de andere geobserveerde landen (met uitzondering van Luxemburg). Twee grote raffinaderijen, gevestigd in de streek van Antwerpen, in het hart van een economisch en petrochemisch centrum dat van fundamenteel belang is voor het land, hebben niettemin 35.476 kt ruwe aardolie en halffabricaten verwerkt in 2010<sup>137</sup>.

Aangezien de Belgische sectoren voor elektriciteit- en warmteproductie in 2010<sup>138</sup> slechts 0,1% van de diesel, 0,8% van de zware stookolie, 2,9% van het raffinaderijgas en 9,1 % van de lampolie hebben verbruikt en het aandeel van die producten in de elektriciteitsmix tot 2030 als een constant gegeven wordt geprojecteerd, kan er worden besloten dat de Belgische elektriciteitssector afhankelijk is van aardolieproducten.

Voor aardgas is België volledig afhankelijk van de import en van zijn voorraden. Deze afhankelijkheid zou verminderd kunnen worden door voor onconventioneel gas te kiezen op ons

<sup>136</sup> IEA (2012b), IEA (2012a), IEA (2012d), IEA (2012c).

<sup>137</sup> Energieobservatorium (AD Energie) (2013), p. 32.

<sup>138</sup> Energieobservatorium Energie en IEA (2012d).



grondgebied. Deze keuze houdt echter grote valkuilen in op milieugebied (zie Schaarser worden van de hulpbronnen in 3.3.3). Vlaanderen is er al mee begonnen door de verlening van een opsporingsvergunning voor koolwaterstoffen op zijn grondgebied.<sup>139</sup> Er wordt dus aanbevolen om aandacht te schenken aan de kwaliteit van de resultaten van deze studies.

Daar de laatste Belgische kolenmijn zijn commerciële en industriële activiteiten heeft stopgezet in 1980, is het aandeel van de productie van steenkool in het bruto binnenlands verbruik ervan nihil en zou dat ook blijven tot 2030. Aangezien het aandeel van de vaste brandstoffen in de elektriciteitsmix slechts 6,0% is in 2011 (wat overeenkomt met 3404 GWh vette steenkool, 56 GWh de cokesgas en 1915 GWh hoogovengas) en wordt verondersteld te dalen tegen 2020, wordt er geen groot risico gezien voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in dit stadium.

Voor hout en houtafval toont tabel 19 dat België meer afhankelijk is van de import dan de andere geobserveerde landen. De Belgische situatie verbetert enigszins na verloop van tijd (met 4,9 procentpunten tussen 2008 en 2010/2011). Meer gedetailleerde statistieken over de herkomst van het hout zouden mogelijk maken te bepalen of de productiegroei gepaard gaat met een toename van de rondhoutproductie<sup>140</sup> of met een stijging van het afval uit economische processen. Dergelijke statistieken zouden verkregen kunnen worden door het volledig invullen van de JWEE (Joint Wood Energy Enquiry)-vragenlijst van de Verenigde Naties (UNECE<sup>141</sup> et FAO<sup>142,143</sup>).

De elektriciteitsproductie uit biomassa en afval neemt toe in alle bestudeerde scenario's in de kwantitatieve analyse van de PSE2 (zie Het elektriciteitsaanbod en in het bijzonder Energie-efficiëntie en groenere elektriciteitsproductie: scenario *EE/RES++*), om een productieaandeel te bereiken tussen 7,8% (scenario *No-imp*) en 10% (scenario *EE/RES++*) in 2020 en tussen 8,9% (scenario *No-imp*) en 17,0% (scenario *EE/RES++*) in 2030. Daarom zou de bevoorrading in hout en in houtafval een versterkte opvolging moeten genieten, die bijzondere aandacht schenkt aan duurzaam bosbeheer<sup>144</sup>, met inachtneming van de keuzevrijheid van de economische actoren. Deze opvolging zou ook geavanceerde statistieken over de herkomst van de houtvoorraad vereisen (JWEE-vragenlijst). Ze zou ook gebaseerd moeten zijn op een kennis van de toe te passen logistieke processen (aanvoer, opslag, enz.).

---

<sup>139</sup> Belgisch Staatsblad (2013), *Besluit van de Vlaamse Regering tot verlening van een opsporingsvergunning voor koolwaterstoffen aan Mijnen nv voor een gebied van 363,09 km<sup>2</sup> op het grondgebied van de gemeenten As, Beringen, Dilsen-Stokkem, Genk, Ham, Hasselt, Heusden-Zolder, Houthalen-Helchteren, Leopoldsborg, Maasmechelen, Meeuwen-Gruitrode, Opglabbeek, Zonhoven en Zutendaal*, 11 juni 2013.

<sup>140</sup> "De rondhoutproductie (synoniem met de verwijderde hoeveelheden in een bosbouwcontext) komt overeen met alle hoeveelheden hout verwijderd uit bossen, andere beboste gebieden en bomen buiten bossen gedurende een bepaalde periode" (Eurostat).

<sup>141</sup> United Nations Economic Commission for Europe (Economische Commissie voor Europa van de Verenigde Naties).

<sup>142</sup> Food and Agriculture Organization of the United Nations (Organisatie van de Verenigde Naties voor voeding en landbouw).

<sup>143</sup> <http://www.unece.org/forests/jwee.html>

<sup>144</sup> Zie de keurmerken FSC (<http://www.fsc.org>) en PEFC (<http://www.pefc.be/>).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

### Aanbevelingen:

- aandacht schenken aan de kwaliteit van de resultaten van de studies met betrekking tot onconventioneel gas en de resultaten op zich;
- versterken van de opvolging van de bevoorrading in hout en houtafval, in het bijzonder in het kader van duurzaam bosbeheer, met inachtneming van de keuzevrijheid van de economische actoren, door de statistieken te verbeteren (invullen van de JWEE-vragenlijst) en door de kennis van de toe te passen logistieke processen (aanvoer, opslag, ...) uit te breiden.

### Afhankelijkheid van elektriciteit

Tabel 20 en tabel 21 geven de afhankelijkheid van elektriciteit<sup>145</sup> weer van 2009 tot 2010, alsook in 2020 en 2030.

**Tabel 20. Indicator voor de afhankelijkheid van elektriciteit, CWE-landen en VK, 2009-2010**

	2009	2010	%
België	-2,3	0,7	
Duitsland	-2,4	-2,7	
Frankrijk	-5,8	-6,5	
Luxemburg	55,7	62,1	
Nederland	4,5	2,5	
Verenigd Koninkrijk	0,9	0,8	

Bron: AIE<sup>146</sup>.

De netto-invoer van elektriciteit in België is altijd positief geweest, behalve in 1990, 1991 en 2009. Om aan de vraag te voldoen, wordt de aankoop van elektriciteit op de markten verkozen boven het gebruik van weinig rendabele flexibele hulpcentrales<sup>147</sup> (de onderhoudskosten van deze centrales kunnen hoog zijn). De negatieve netto-invoer van 2009 wordt verklaard door de economische crisis, door de erop volgende daling van de vraag naar elektriciteit en door de stijging van de uitvoer naar Frankrijk aangezien de daling van haar kernenergie productie.

De drie landen waarmee België momenteel elektriciteit uitwisselt zijn Frankrijk, Nederland en Luxemburg. Interconnecties met Duitsland en het Verenigd Koninkrijk zijn gepland op middellange termijn (zie 3.3.).

<sup>145</sup> Berekend op basis van de netto-invoer (invoer – uitvoer).

<sup>146</sup> IEA (2012b).

<sup>147</sup> Thermische centrales die een grote flexibiliteit vertonen (opstart in minder dan 1 uur); het gaat om centrales met stoom- en gasturbines – STEG.

**Tabel 21. Indicator voor de afhankelijkheid van elektriciteit, België, 2020-2030**

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>	%
2020	5,8	5,8	0,0	6,6	6,8	
	=		+++	--	--	
2030	5,5	5,4	0,0	6,5	6,7	
		+	+++	--	--	

Noot:

- in de kwantitatieve analyse van de PSE2 wordt het binnenlands elektriciteitsverbruik benaderd met een proxy variabele: de aangesproken energie, dat wil zeggen het verbruik vermeerderd met de productie verliezen;

-

= equivalent met scenario Nuc-1800;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (+: 1% < verbetering < 10%; ++: verbetering tussen 10% en 30%; +++: verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (-: 1% < verslechtering < 10%; ---: verslechtering tussen 10% en 30%; ---: verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FPB, Energieobservatorium (AD Energie).

Alle scenario's tonen zonder uitzondering, zowel tegen 2020 als tegen 2030, een Belgische afhankelijkheid van elektriciteit die groter is dan die op basis van de statistieken van 2009 en 2010. Er is reden om te veronderstellen dat de uitgangshypothese (5,8 TWh netto-invoer in alle scenario's, behalve het scenario *No-imp*) een grote invloed heeft op de resultaten van tabel 21. Alleen de waarde van de aangesproken energie onderscheidt de scenario's.

In 2020 toont alleen het scenario *No-imp*, per definitie, een afname van de afhankelijkheid van elektriciteit ten opzichte van het scenario *Nuc-1800*. Tegen 2030 toont ook het scenario *Coal* een lichte verbetering van de indicator (verbetering van 0,1 procentpunt), die kan worden verklaard door lagere gemiddelde productiekosten (euro 101/MWh)<sup>148</sup>. De slechte milieuprestaties van steenkool (zie Verontreinigende emissies en afvalstoffen in 3.3.3) moedigen echter de promotie ervan niet bepaald aan.

Het lijkt noodzakelijk de interconnecties met de buurlanden verder te ontwikkelen wegens de toename van het aandeel van de hernieuwbare bronnen maar ook wegens de economische aspecten van de geïntegreerde markt.. In dit opzicht zou België de werkzaamheden van de "Electricity Coordination Group"<sup>149</sup> over het gebruik van grensoverschrijdende stromen en de evaluatie van het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit van nabij moeten opvolgen.

<sup>148</sup> Zie De varianten op het aanbod: scenario's *Coal* en *No-imp*.

<sup>149</sup> Platform voor strategische uitwisselingen tussen de lidstaten, de nationale regulatoren, ACER, ENTSOE en de Europese Commissie over het beleid inzake elektriciteit.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

#### Aanbevelingen:

- de ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden bevorderen;
- het verdere opvolgen van de werkzaamheden van de “Electricity Coordination Group” over het gebruik van grensoverschrijdende stromen en de evaluatie van het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit.

### 3.3.2. Efficiëntie

In de volgende regels worden elektrische-intensiteitsindicatoren voorgesteld als “proxy” van de elektrische efficiëntiemeting in de sectoren van de eindvraag (de economische activiteitssectoren - industrie, diensten, transport – en de residentiële sector).

Er moet op gewezen worden dat in dit stadium “energie-efficiëntie een gewestelijke aangelegenheid is in België. [...] Op federaal niveau bestaan de maatregelen voornamelijk uit het bepalen van de energieprestatienormen voor uitrusting, het verstrekken van fiscale stimulan- sen (zoals belastingvermindering voor energiebesparende investeringen in privéwoningen<sup>150</sup> en [in bedrijven]) en het organiseren van informatiecampagnes (die met name bedoeld zijn om het publiek te sensibiliseren voor energiebesparende investeringen).”<sup>151</sup>

#### Economische activiteitssectoren

Tabel 22, tabel 23 en tabel 24 geven de elektrische intensiteit weer inzake tertiaire sector en transportsector voor de afgelopen jaren en voor het begin van de komende twee decennia. Ter aanvulling, om een nauwkeuriger beeld te geven van de verschillen in energie-efficiëntie tussen België en de andere geobserveerde landen, biedt tabel 22 een gecorrigeerde versie van het finale elektriciteitsverbruik, waarbij getracht wordt om de invloed van de economische structuur van de andere landen te verminderen. Deze gecorrigeerde versie werd verkregen door op het finale elektriciteitsverbruik van de anderen landen een corrigerende factor toe te passen die overeenkomt met de verhouding tussen de bruto toegevoegde waarde van elk van de andere landen en die van België.

<sup>150</sup> “Vanaf aanslagjaar 2013 (d.w.z. voor uitgaven betaald in het jaar 2012) wordt de belastingvermindering voor alle energiebesparende uitgaven afgeschaft behalve die voor dakisolatie.”

([http://financien.belgium.be/nl/particulieren/belastingvoordelen/groene\\_fiscaliteit/energiebesparing/](http://financien.belgium.be/nl/particulieren/belastingvoordelen/groene_fiscaliteit/energiebesparing/)).

<sup>151</sup> PSE1.



**Tabel 22. Elektrische intensiteit (EI) en finaal elektriciteitsverbruik (FEV) gecorrigeerd per economische activiteitssector, CWE-landen en VK, 2005 en 2010**

	EI (TWh/miljard euro van 2005)		Gecorrigeerde FEV (TWh)	
	2005	2010	2005	2010
<b>Diensten<sup>152</sup></b>				
België	0,07	0,11	13,1	23,2
Duitsland	0,10	0,10	18,63	20,31
Frankrijk	0,11	0,12	20,39	24,96
Luxemburg	0,10	0,08	18,02	16,62
Nederland	0,11	0,12	21,56	23,75
Verenigd Koninkrijk	0,09	0,08	16,18	16,28
Gemiddelde van de geobserveerde landen	0,10	0,10	17,98	20,85
<b>Transport<sup>153</sup></b>				
België	0,10	0,10	1,7	1,7
Duitsland	0,19	0,18	3,16	3,08
Frankrijk	0,16	0,16	2,77	2,81
Luxemburg	0,07	0,07	1,10	1,23
Nederland	0,07	0,07	1,17	1,22
Verenigd Koninkrijk	0,05	0,06	0,88	1,00
Gemiddelde van de geobserveerde landen	0,11	0,11	1,80	1,84

Bron: IEA<sup>154</sup>, Eurostat, Energieobservatorium (AD Energie).

De elektrische intensiteit van de Belgische dienstensector (met inbegrip van de landbouw) is ook hoger dan het gemiddelde van 2010 voor de zes geobserveerde landen. De richting van de ontwikkeling tussen 2005 en 2010 verschilt naargelang het land, maar België onderscheidt zich door een relatief sterkere toename, die verbonden is met de ontwikkeling van het verbruik<sup>155</sup>.

De elektrische intensiteit van de Belgische transportsector is iets lager dan het gemiddelde van 2005 en 2010 voor de zes geobserveerde landen.

De elektrische intensiteit van de Belgische industrie<sup>156</sup>, ten slotte, is zowel in 2005 als in 2010 hoger dan die van de industrie van de andere bestudeerde landen, met uitzondering van Luxemburg. Terwijl de algemene trend dalend is, tekent België een stijging op tussen 2005 en 2010, die voornamelijk toe te schrijven is aan de vertraging van de activiteit. Met betrekking tot het finale elektriciteitsverbruik van de Belgische industrie, dat hoofdzakelijk afkomstig is van de chemische en petrochemische industrie (35% van het finale elektriciteitsverbruik

<sup>152</sup> Om de cijfers van de andere landen te harmoniseren met die van België (afkomstig van de kwantitatieve analyse van de PSE2) is de landbouw opgenomen in de dienstensector.

<sup>153</sup> Inclusief opslag.

<sup>154</sup> IEA (2012b).

<sup>155</sup> Maar ook verklaarbaar door methodologische wijzigingen in het opstellen van de statistieken.

<sup>156</sup> Bron Eurostat (voorlopige gegevens voor 2010)

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

van de Belgische industrie in 2010) en van de staalindustrie (15%) kan men de gewestelijke acties ondersteunen en aanmoedigen.

Naast het verder aanmoedigen van energiebesparende investeringen zou de federale overheid de maatregelen die bijdragen tot een geringere groei van het finale elektriciteitsverbruik in de buurlanden grondiger kunnen bestuderen, met name op basis van de gegevens die verzameld zijn in het kader van het project Odyssee-Mure<sup>157</sup>.

**Tabel 23. Elektrische intensiteit van de industrie en van de dienstensector, België, 2020 en 2030**  
TWh/miljard euro van 2005

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
<b>2020</b>					
Industrie	0,78	0,77	0,77	0,76	0,76
		=	+	+	+
Diensten	0,09	0,09	0,09	0,06	0,06
		=	+	++	++
<b>2030</b>					
Industrie	0,65	0,66	0,64	0,60	0,60
		-	+	+	+
Diensten	0,08	0,08	0,08	0,05	0,05
		-	+	+++	+++

Noot:

= equivalent met scenario Nuc-1800;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (+: 1% < verbetering < 10%; ++: verbetering tussen 10% en 30%; +++: verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (-: 1% < verslechtering < 10%; ---: verslechtering tussen 10% et 30%; ----: verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FBP, Energieobservatorium (AD Energie).

**Tabel 24. Finaal elektriciteitsverbruik van het transport, België, 2020 en 2030**

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	1,8	1,8	1,8	3,1	3,0
		=	=	+++	+++
2030	1,7	1,7	1,7	4,9	4,8
		=	=	+++	+++

Noot:

= equivalent met scenario Nuc-1800;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (+: 1% < verbetering < 10%; ++: verbetering tussen 10% en 30%; +++: verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (-: 1% < verslechtering < 10%; ---: verslechtering tussen 10% et 30%; ----: verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FBP, Energieobservatorium (AD Energie).

De macro-economische en demografische hypothesen voor België tegen 2020 en 2013 werden gedefinieerd in tabel 2. De bruto toegevoegde waarde is bijgevolg dezelfde voor alle

<sup>157</sup> Europees project gewijd aan de ontwikkeling en verspreiding van energie-indicatoren. Dit project wordt gedeeltelijk gefinancierd door de Europese Commissie in het kader van het programma “Monitoring of energy efficiency in EU”, alsook door de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie, via een subsidie aan Econotec (adviseur die aan het project deelneemt voor België).



scenario's in 2020 en in 2030. De enige analysevariabele is dus het finale elektriciteitsverbruik van de bestudeerde sector.

In 2020 en in 2030 laat alleen het scenario *Coal* geen verbetering toe van de elektrische intensiteit van de industrie (maar wel de energie-intensiteit) en van de dienstensector ten opzichte van het scenario *Nuc-1800*. De scenario's *18%EE* en *EE/RES++* maken een daling mogelijk van de elektrische intensiteit met meer dan 27% in 2020 en met meer dan 31% in 2030.

In 2020 en in 2030 tonen de scenario's *18%EE* en *EE/RES++* respectievelijk een toename met meer dan 69% en 182% ten opzichte van het scenario *Nuc-1800*. Deze trend is te verklaren door de ontwikkeling van de oplaadbare hybride en 100% elektrische auto's, maar ook door een lichte modale verschuiving<sup>158</sup> naar het spoorvervoer (zie figuur 20). De toename van het finale elektriciteitsverbruik in de transportsector zou echter een positieve impact hebben op het verbruik van primaire energie; het verbruik per afgelegde kilometer van hybride en 100% elektrische auto's is immers lager dan dat van de conventionele auto's.

Hieruit kan worden besloten dat de noodzakelijke maatregelen zouden moeten worden vastgelegd voor een snelle concretisering van de scenario's *18%EE* en *EE/RES++*, waarbij ervoor gezorgd moet worden dat de economische levensvatbaarheid van de industrie- en dienstensector behouden blijft.

#### **Aanbevelingen:**

- aanmoedigen van gewestelijke acties zoals de sectorakkoorden Energie ;
- naast het verder aanmoedigen van energiebesparende investeringen, het grondiger bestuderen van de maatregelen die bijdragen tot een geringere groei van het finale elektriciteitsverbruik in de buurlanden, met name op basis van de gegevens die verzameld zijn in het kader van het project *Odyssee-Mure*.

#### **Residentiële sector**

In tabel 25, tabel 27, tabel 28 en tabel 29 worden twee vroegere en toekomstige elektrische-intensiteitsindicatoren berekend voor de residentiële sector: de hoeveelheid verbruikte elektriciteit per huishouden en de hoeveelheid verbruikte elektriciteit per inwoner.

<sup>158</sup> Deze modale verschuiving zal mogelijk zijn op voorwaarde dat de invoering van nieuwe infrastructuren toelaat om een aantrekkelijke prijs te behouden.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 25. Hoeveelheid verbruikte elektriciteit per huishouden, CWE-landen en VK, 2005, 2009 et 2010**

	kWh/huishouden		
	2005	2009	2010
België	5930	4422	4392
Duitsland	3669	3541	4392
Frankrijk	5586	5616	5961
Luxemburg	4427	4455	4392
Nederland	3453	3329	3367
Verenigd Koninkrijk	4810	4429	4394
Gemiddelde van de geobserveerde landen	4646	4299	4347

Bron: IEA<sup>159</sup>, Eurostat, Energieobservatorium (AD Energie).

In 2005 en in 2010 is de hoeveelheid verbruikte elektriciteit per huishouden in België hoger dan het gemiddelde voor de geobserveerde landen. Dit verschil lijkt echter af te nemen in de loop van de tijd. De energie-efficiëntiemaatregelen, de hoge prijzen en de campagnes ter bevordering van rationeel energiegebruik zijn factoren die de daling van het verbruik kunnen verklaren.

De technologische prestaties van de elektrische toestellen en de energie-efficiëntie zijn sterk verbeterd in de afgelopen 20 jaar. De stijging van het aantal huishoudens (in België van 2005 tot 2010: 5,43%), de stijging van de uitrusting per huishouden (gemiddeld 9 elektrische toestellen per huishouden in 2009<sup>160</sup>) en van de gebruiksfrequentie compenseren echter de vooruitgang (reboundeffect<sup>161</sup>).

Tabel 26 geeft een overzicht van de elektrische huishoudtoestellen van een Belgisch gezin in 2009.

<sup>159</sup> IEA (2012b).

<sup>160</sup> Onderzoeks- en Informatiecentrum van de Verbruikersorganisaties (OIVO, 2009), *Elektrische huishoudtoestellen*, Studie uitgevoerd met de steun van de POD Wetenschapsbeleid in het kader van PODI II, februari 2009 (<http://www.crioc.be/files/nl/4138nl.pdf>).

<sup>161</sup> Zie 3.2.3

**Tabel 26. Elektrische huishoudtoestellen van een Belgisch gezin, 2009**

Type toestel	Bezitsgraad (% van de huishoudens)	Gebruiksgraad/jaar (aantal keer dat het toestel per jaar gebruikt wordt)
Koelkast	99	357
TV	97 (1,3 per huishouden)	347
Wasmachine	90	145
Microgolfoven	81	275
Diepvriezer	73	344
Computer	66 (1,3 per huishouden)	300
Elektrisch fornuis	64	350
Droogmachine	55	111
Vaatwasmachine	42	254
Bakoven	21	96
Hogedrukreiniger	12	-

Bron: OIVO<sup>162</sup>.

België wordt door de Europese Unie aangemoedigd om de betrouwbaarheid van de gegevens over het verbruik van de huishoudens te verbeteren om zo op termijn gemakkelijker te kunnen bepalen welke specifieke acties gevoerd moeten worden om het verbruik van de huishoudens te verminderen.<sup>163</sup> Deze acties zullen uiteraard onder de bevoegdheid van de gewesten vallen.

**Tabel 27. Hoeveelheid verbruikte elektriciteit per huishouden, België, 2020 et 2030**

	kWh/gezin				
	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	4372	4382	4368	3514	3532
		=	=	++	++
2030	5096	5182	5076	3935	3889
		-	=	++	++

Noot:

= equivalent met scenario Nuc-1800;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (+: 1% < verbetering < 10%; ++: verbetering tussen 10% en 30%; +++: verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (-: 1% < verslechtering < 10%; -: verslechtering tussen 10% et 30%; ---: verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FPB, Energieobservatorium (AD Energie).

Daar de demografische gegevens voor alle scenario's dezelfde zijn (zie tabel 2), is de enige variabele parameter van de indicator in deze tabel de teller, namelijk het residentiële verbruik. De scenario's *18%EE* en *EE/RES++* tonen, zonder verrassing, een teruggang in het residentiële verbruik, van 20 tot 23%, ten opzichte van het scenario *Nuc-1800* tussen 2020 en 2030

<sup>162</sup> OIVO (2009).

<sup>163</sup> Ingevolge de vergadering van de "Energy statistics working group" van juni 2013 zullen de statistieken over het verbruik van de huishoudens worden opgenomen in verordening (EG) nr. 1099/2008 van het Europees Parlement en de Raad van 22 oktober 2008 betreffende energiestatistieken.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

(zie tabel 13). Deze scenario's moeten dus bevoorrecht worden, waarbij ervoor gezorgd moet worden dat iedereen toegang heeft tot elektriciteit tegen een betaalbare prijs.

**Tabel 28. Hoeveelheid verbruikte elektriciteit per inwoner, CWE-landen en VK, 2005, 2009 en 2010**

	kWh/inwoner		
	2005	2009	2010
België	2489	1879	1873
Duitsland	1713	1698	1732
Frankrijk	2302	2357	2513
Luxemburg	1734	1824	1793
Nederland	1484	1468	1490
Verenigd Koninkrijk	2094	1924	1914
Gemiddelde van de geobserveerde landen	1969	1858	1885

Bron: IEA<sup>164</sup>, Eurostat, Energieobservatorium (AD Energie).

Er is logischerwijs een sterke lineaire correlatie tussen de gegevens van het verbruik per inwoner en de gegevens van het verbruik per huishouden. De opmerkingen betreffende de eerstgenoemde kunnen dus worden toegepast op de laatstgenoemde. In dit geval neemt het verschil van België ten opzichte van het gemiddelde voor de geobserveerde landen echter meer af, en in 2010 ligt het verbruik van een inwoner van België iets onder het gemiddelde.

**Tabel 29. Hoeveelheid verbruikte elektriciteit per inwoner, België, 2020-2030**

	kWh per inwoner				
	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	1978	1983	1976	1590	1598
		=	=	++	++
2030	2393	2433	2383	1848	1826
		-	=	++	++

Noot:

= equivalent met scenario Nuc-1800;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (+: 1% < verbetering < 10%; ++: verbetering tussen 10% en 30%; +++: verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (-: 1% < verslechtering < 10%; --: verslechtering tussen 10% et 30%; ---: verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FPB, Energieobservatorium (AD Energie).

De hierboven voorgestelde elektrische intensiteitsindicatoren laten niet toe om de rol van energie-efficiëntie in de evolutie van het elektriciteitsverbruik van de residentiële sector nauwkeurig af te bakenen, omdat ze structurele effecten omvatten, zoals de impact van de levenswijze. Om deze situatie te verhelpen, zou er een gedetailleerde studie uitgevoerd moeten worden naar de evolutie van het verbruik van elk type elektrisch toestel in de residentiële sector.<sup>165</sup>

<sup>164</sup> IEA (2012b).

<sup>165</sup> In het voorjaar van 2013, in het kader van het crisisbeleid, gaf de AD Energie de firma Deloitte de opdracht tot een studie over het potentieel, de eventuele beperkingen, de sociaaleconomische impact en de mogelijke interacties van maatregelen om de vraag te verminderen bij een tekort aan aardolieproducten, aardgas- of elektriciteitsproducten. Deze studie zou toelaten om de invloed van de huishoudtoestellen op de belasting van het elektriciteitsnet te schatten.



#### Aanbevelingen:

- verbeteren van de betrouwbaarheid van de gegevens over het verbruik van de huishoudens (in overeenstemming met de nieuwe bepalingen van de Europese verordening betreffende energiestatistiek);
- laten uitvoeren van een gedetailleerde studie naar de evolutie van elk type elektrisch toestel in de residentiële sector.

### 3.3.3. Duurzaamheid

De tekst die volgt bestudeert verschillende aspecten van de duurzaamheid van elektriciteit:

- de convergentie van vraag en aanbod;
- de ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden;
- de stabiliteit van de leverende landen;
- de duurzame ontwikkeling.

#### Convergentie van vraag en aanbod

Deze rubriek is onderverdeeld in twee delen: enerzijds het evenwicht tussen vraag en aanbod en anderzijds de concurrentie.

Evenwicht tussen vraag en aanbod

Het evenwicht en desgevallend de afstemming tussen vraag en aanbod van elektriciteit worden geëvalueerd in de kwantitatieve analyse van de PSE2, maar ook in het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017<sup>166</sup> en het “Plan Wathelet”<sup>167</sup>, dat eruit voortvloeit.

*Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 en Plan Wathelet*

Het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017, dat werd uitgewerkt door het Energieobservatorium in het kader van het federaal regeringsakkoord van 1 december 2011, voorziet met name in een verduidelijking van de definitieve sluitingsdata van de kerncentrales. Het geeft een antwoord op de volgende vragen:

- is, gezien de ramingen inzake de evoluties van zowel de vraag als de capaciteit van het productiepark, de bevoorradingszekerheid gewaarborgd tijdens de komende 5 jaar, met inachtneming van de sluiting van Doel 1&2 en/of van Tihange 1 en al dan niet rekening houdend met beschikbare invoer?

<sup>166</sup> Energieobservatorium (AD Energie) (2012b).

<sup>167</sup> Wathelet M. (2012).



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- hoe reageert het productiepark gedurende de eerstkomende 5 jaar als de vraag naar elektriciteit laag is?<sup>168</sup>

Het heeft de staatssecretaris voor Energie in staat gesteld een nota op te stellen met als titel “Het Belgische elektriciteitssysteem op een tweesprong: een nieuwe energiepolicies om de overgang te doen slagen”, ook wel het “Plan Wathélet (Elektriciteit)” genoemd. Het Plan Wathélet bevat een kortetermijnplan, dat gericht is op vier maatregelen:

- de verlenging met tien jaar van een nucleaire eenheid (Doel 1 & 2 of Tihange 1), die ter beschikking van de markt zal worden gesteld;
- een wettelijke vastlegging van de definitieve kalender van de kernuitstap, rekening houdend met de beperkingen van de winter (sluiting van de centrales in april/eind van de winter) en het elimineren van de mogelijkheid tot afwijking bij koninklijk besluit (artikel 9 van wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie<sup>169</sup>);
- een betere begeleiding van de permanente sluitingen (terbeschikkingstelling van de markt en de strategische reserve indien nodig) en tijdelijke sluitingen (mogelijkheid tot activering in geval van nood);
- een offerteaanvraag voor nieuwe gasgestookte productiecapaciteit, die noodzakelijk zijn vanwege de ontwikkeling van de productie uit hernieuwbare energiebronnen (flexibele capaciteit<sup>170</sup> en back-upcapaciteit<sup>171</sup>). “De ontwikkeling van hernieuwbare energie is [immers] een onontkoombare ontwikkeling die moet worden aangemoedigd. Het gebruik van duurzame energie vermindert de ecologische voetafdruk en de koolstofuitstoot van onze elektriciteitsproductie, vermindert bovendien onze energieafhankelijkheid en bevordert de creatie van nieuwe banen, nieuwe knowhow en sociaaleconomische activiteiten. Deze veelbelovende ontwikkeling gaat echter gepaard met uitdagingen inherent aan de overgang van een elektriciteitssysteem dat van oudsher gebaseerd is op een centrale en controleerbare productie naar een decentraal systeem met intermitterende productie-eenheden. De eerste essentiële aanvulling op de ontwikkeling van hernieuwbare energie is de ontwikkeling van flexibele productiecapaciteit om de productieschommelingen van hernieuwbare bronnen op te vangen. Gascentrales blijken, vooral in de laatste jaren, de beste aanvulling voor hernieuwbare energiebronnen te zijn, omdat zij naast deze flexibiliteit ook hoge vermogens bieden. Gas is ook de schoonste fossiele brandstof, een niet te verwaarlozen feit”<sup>172</sup>.

---

<sup>168</sup> Energieobservatorium (AD Energie) (2012b).

<sup>169</sup> BS van 28.2.2003.

<sup>170</sup> Thermische centrales die als continue capaciteit kunnen worden gebruikt en die voldoende flexibiliteit vertonen (opstart in minder dan 1 uur) om te kunnen dienen als “back-up”-capaciteit voor de variabele productie-eenheden (het gaat om centrales met stoom- en gasturbines – STEG – die niet vallen onder de “must run”-centrales).

<sup>171</sup> Die het overnemen van de eenheden die op intermitterende (“variabele”) hernieuwbare energiebronnen werken wanneer de energiebronnen van deze eenheden niet beschikbaar zijn.

<sup>172</sup> Wathélet M. (2012).



Naast het korte-termijnplan schetst het Plan Wathélet ook een visie op lange termijn, die acties overweegt met betrekking tot:

- de ontwikkeling van de interconnecties (ter versterking van de mogelijkheden om het net in evenwicht te brengen en de prijzen te koppelen, en tegelijkertijd de afhankelijkheid van België van de invoer te verminderen omwille van de risico's die verbonden zijn aan het gebrek aan controle over de productiecapaciteit buiten de grenzen, zowel in termen van beschikbaarheid als van bestaan of van prijzen);
- het beheer van de vraag (afvlakken van verbruikspieken met behulp van hulpmiddelen zoals onderbreekbare contracten, prijzen afhankelijk van het niveau van de vraag, slimme netwerken en slimme meters; verbetering van de energie-efficiëntie);
- de opslag (zie hieronder);
- het opnemen in het productienetwerk van eenheden die werken op hernieuwbare energiebronnen<sup>173</sup> en van "onreducerbare" ("must run")<sup>174</sup> of weinig flexibele ("baseload") eenheden<sup>175</sup> (deze eenheden, die momenteel hoge netbalancingskosten veroorzaken, zouden het voorwerp moeten zijn van responsabiliserings- en/of steunmaatregelen om hun productie af te stemmen op de vraag);
- het beheer van ondersteunende diensten<sup>176</sup> (het belang van ondersteunende diensten, nog versterkt door de toename van het intermitterend karakter, vraagt om een structurele oplossing die een zekere stabiliteit geeft aan de operatoren en de deelneming van zo veel mogelijk eenheden aan deze diensten bevordert; in dit verband moet er een analyse van de bestaande mechanismen in de buurlanden worden uitgevoerd);
- het toezicht op de bevoorradingszekerheid op basis van passende criteria (zie hieronder);

---

<sup>173</sup> Door grotendeels de productie te vergoeden, zetten subsidiemechanismen aan om te leveren aan het netwerk ongeacht de vraag; en dit dus ook wanneer het netwerk mogelijk met overspanning te kampen heeft en de stroom naar het buitenland moet afvoeren (voor zover mogelijk).

<sup>174</sup> Eenheden die zelfs zonder vraag naar elektriciteit functioneren, om industriële redenen of wegens het bestaan van steunmechanismen zoals de WKK-certificaten (de must run-centrales omvatten WKK-eenheden en de centrales op afgeleide gassen of biomassa).

<sup>175</sup> Weinig flexibel eenheden met een trage opstart (meerdere uren) die niet kunnen dienen als alternatief ("back-up") voor de variabele productiecapaciteiten; het gaat om kern- en kolencentrales.

<sup>176</sup> Diensten om de frequentie en de spanning te regelen (om ze binnen aanvaardbare grenzen te houden) en het evenwicht en de congesties te beheren van een elektriciteitsnet en die geleverd worden door de netbeheerder; om deze diensten te verzekeren sluit Elia, dat niet over eigen productiemiddelen voor elektriciteit beschikt, reservecontracten met de naburige transmissienetbeheerders en koopt reserves aan in België gevestigde producenten. Deze reserves zijn onderverdeeld in verschillende categorieën: de primaire reserve, de secundaire reserve, de tertiaire reserve via de productie-eenheden, de tertiaire reserve via de afschakelbare klanten, de niet-gecontracteerde reserves ("vrije biedingen"); bovendien koopt Elia elektriciteit aan bij Belgische en buitenlandse leveranciers om een deel van de verliezen op zijn netwerk te compenseren en betaalt het een "black start"-dienst (herstart zonder dat het netwerk de noodzakelijke energie levert na een totale black-out van het Belgische netwerk waarbij de naburige netwerken ook niet beschikbaar zijn). (<http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten>)

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- de vereenvoudiging van administratieve procedures (voor de bouw van productie-eenheden en transportinfrastructuur en de distributie van elektriciteit en gas; op korte termijn, op federaal niveau, en op langere termijn, op nationaal niveau, door een gemeenschappelijk initiatief te nemen met de gewestelijke overheden).

Het korte-termijnplan, en meer bepaald de vierde maatregel, beantwoordt aan een van de eisen van artikel 3 van de wet van 29 april 1999, houdende het opstellen van een PSE, namelijk het analyseren van de opportuniteit om gebruik te maken van de bij artikel 5 van dezelfde wet voorziene aanbestedingsprocedure (artikel 3, § 2, 6°). De lezer die kennis wenst te nemen van de analyse aan de oorsprong van deze maatregel kan het Plan Wathelet en het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 raadplegen. Bij het schrijven van deze regels<sup>177</sup> kan er gemeld worden dat er een aanbesteding wordt voorbereid voor de bouw van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie op basis van gas (met open cyclus en/of met gesloten cyclus) met een capaciteit van 800 MW.

De visie op lange termijn wordt ze nu gerealiseerd. Bijvoorbeeld, wat het beheer van de vraag betreft, wordt voorzien om de beschikbare capaciteit via onderbreekbare contracten. Deze doelstelling zou bereikt moeten worden door de verbetering van het reglementair kader en door het opnemen van de onderbreekbare contracten in een strategische reserve die overigens bestaat uit centrales die in de mottenballen geplaatst worden<sup>178</sup> en geïnstalleerd worden via een aanbesteding.

Enkele van de actiegebieden van de visie op lange termijn kunnen echter aangevuld worden: de opslag van elektriciteit en het toezicht op de bevoorradingszekerheid door middel van passende evaluatiecriteria.

Wat de opslag van elektriciteit betreft, wijst het Plan Wathelet erop dat “het verhogen van de opslagcapaciteit beantwoordt aan de vraag van zowel de overcapaciteit als ondercapaciteit” (opslag van overtollige productie en levering van capaciteit op aanvraag). Maar het herinnert eraan dat de huidige mogelijkheden “beperkt zijn tot de pompaccumulatiestations in Coe en Plate-Taille”, die respectievelijk 1164 MW (Coe 1: 474 MW gedurende 5 uur en Coe2: 690 MW gedurende 6 uur) en 143 MW leveren en “slechts hybride oplossingen zijn omdat ze geen complete flexibiliteit bieden (er is tijd nodig voor het pompen)”. Daarom beveelt het aan om de initiatieven op dit gebied te steunen, “of het nu over fundamenteel onderzoek of concrete projecten gaat, bijvoorbeeld:

- mogelijkheden om de bestaande pompaccumulatiestations fysiek uit te breiden of om nieuwe capaciteit te maken;
- onderzoek naar andere opslagmethoden voor elektriciteit, voornamelijk wat betreft batterijen voor elektrische wagens of nieuwe technologieën (dijken in zee, perslucht, waterstof, ...)”<sup>179</sup>.

---

<sup>177</sup> Juli 2013.

<sup>178</sup> In de mottenballen plaatsen: alle beschermingsoperaties die worden uitgevoerd op uitrustingen en installaties tijdens een periode van stilstand met het oog op een latere wederindienststelling (<http://www.apfa.asso.fr/>).

<sup>179</sup> In dit verband moet worden opgemerkt dat de mogelijkheid onderzocht wordt van de bouw van een atol voor energieopslag in het Belgische gedeelte van de Noordzee.



Het lijkt ook van belang om de kennis van de opslag van elektriciteit te verdiepen. Het gebrek aan beschikbare informatie heeft immers het in overweging nemen van een evolutie van de technologieën in de PSE2 beperkt. Verder onderstreept de conclusie van de reeds aangehaalde studie "Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050"<sup>180</sup> de behoefte aan verder onderzoek op dit gebied.<sup>181</sup> Daartoe zou een studie gestart kunnen worden over de technische kenmerken en het evolutiepotentieel van de opslagtechnologieën in België tegen 2030 en 2050.<sup>182</sup> Idealiter zouden de resultaten van deze studie beschikbaar moeten zijn bij het opstellen van de PSE3.

Met betrekking tot het toezicht op de bevoorradingszekerheid beveelt het Plan Wathélet de oprichting aan van een "permanent toezicht". Een dergelijk systeem "betekent met name het afwerken van het centrale repertorium van centrales (platform voor informatie-uitwisseling over productie-eenheden en lopende projecten) in overleg met de gewestelijke autoriteiten, [de gewestelijke regulatoren], de beheerders van de transport- en distributienetwerken en het systematiseren van de informatie-uitwisseling over de ontwikkeling van capaciteiten met producenten en investeerders, in het kader van het verzamelen van statistische gegevens".

Een dergelijk systeem impliceert ook de bestendinging van het gebruik van het IT-werkinstrument ter vergelijking van vraag en aanbod dat gemaakt werd voor het Energieobservatorium ter gelegenheid van de uitwerking van het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 (deterministisch model). Dit in een zeer korte tijd en voor een zeer specifiek doel ontwikkeld IT-werkinstrument moet echter verbeterd worden, niet alleen qua gebruiksvriendelijkheid, maar ook qua functionaliteiten. Eén van de voor verbetering vatbare functionaliteiten is het bijdrageniveau van de verschillende soorten productie-eenheden. Momenteel zijn er slechts twee waarden beschikbaar: 0% en 100%. Deze waarden worden gebruikt om twee extreme situaties te bestuderen:

- ondercapaciteit: bij piekbelasting (rond 18 u, in de winter), als alle eenheden functioneren op volle beschikbare capaciteit, maar onder de hypothese dat er geen variabele productie is (geen wind-, zonne- of pure waterkrachtenergie);

---

<sup>180</sup> Federaal Planbureau, ICEDD en VITO (2012).

<sup>181</sup> "Het onderzoek in deze studie was opgebouwd rond één hoofdvraag: "Hoe kan het streefdoel van 100% hernieuwbare energie in België in 2050 bereikt worden?" en drie deelvragen "Welke technologieën zijn nodig?", "Wat zijn de kosten om dat doel te bereiken?" en "Welke beleidsmaatregelen zijn nodig?". Hoewel dit rapport verschillende trajecten beschrijft en analyseert, is het niet het einde van het verhaal. Er zijn een aantal antwoorden gegeven, maar er blijven ook veel nieuwe, open vragen die niet binnen de draagwijdte van de oorspronkelijke opdracht vallen (bijv. opslagcapaciteit, duurzame beschikbaarheid van biomassa, waterstof-technologie en sociale implicaties). Deze onderwerpen moeten verder uitgespit worden, omdat ze cruciaal zijn voor een beter begrip van hoe een 100% hernieuwbare toekomst er zou kunnen uitzien." (Federaal Planbureau, ICEDD en VITO (2012)).

<sup>182</sup> Deze studie zou rekening moeten houden met de werkzaamheden die door het consortium eStorage worden verwezenlijkt. Het doel van dit consortium "bestaat erin te onderzoeken in welke mate de upgrade van pomp/turbineinstallaties met de zogenaamde variabele snelheidstechnologie (wat betekent dat het vermogen kan variëren in pompmodus, in plaats van "in vaste stappen" te verlopen) kan bijdragen tot een betere integratie van hernieuwbare energie. [...] Het consortium [...] wordt ondersteund door de Europese Commissie. De 6 leden zijn [...] bedrijven die actief zijn in de energiesector (Alstom, EDF en Elia), [...] consultancybedrijven (Algoé en DNV KEMA), en een universitair onderzoekscentrum (Imperial College London)." (Elia News - Juli 2013, <http://www.elia.be/nl/over-elia/newsroom/newsletter>).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- overcapaciteit: bij basisbelasting (een zondag in de zomer, aan het eind van de nacht – in de vroege ochtend), als enkel de "must run"- en "baseload"-eenheden functioneren.”<sup>183</sup>

Meer waarden zouden het mogelijk maken tussenliggende situaties te beschouwen en meer verfijnde analyses uit te voeren.

#### **Aanbevelingen:**

- opslag van elektriciteit: lanceren van een studie over de technische kenmerken en het Belgische ontwikkelingspotentieel van de technologieën ter zake tegen 2030 en 2050;
- permanent toezichtstelsel: verbeteren van de informaticatool voor het vergelijken van de vraag en het aanbod van elektriciteit gemaakt voor het Energieobservatorium naar aanleiding van de uitwerking van het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 (deterministisch model).

#### *Kwantitatieve analyse van de PSE2*

De evaluatie van het evenwicht tussen vraag en aanbod concentreert zich op drie indicatoren die bestudeerd worden in de kwantitatieve analyse van de PSE2:

- de investeringsbehoeften voor nieuwe productiecapaciteit;
- de investeringsuitgaven 2011-2030 voor nieuwe productiecapaciteit;
- de gemiddelde kosten van de elektriciteitsproductie<sup>184</sup>.

De twee tabellen in punt Algemene evaluatie van de scenario's tonen dat, in termen van investeringsbehoeften, de beste resultaten worden verkregen door de scenario's *Nuc-900* (2020) en *18%EE* (2020 en 2030) en de slechtste resultaten worden opgetekend door het scenario *Nuc-3000* (2020). In termen van investeringsuitgaven is het scenario *18%EE* (2030) de eerste van de klas, terwijl de scenario's *Coal* (2030) en *EE/RES++* (2030) tot de slechte leerlingen behoren. In termen van de gemiddelde productiekosten onderscheiden de scenario's *Nuc-900* (2020) en *Coal* (2030) zich positief en de scenario's *Nuc-3000* (2020), *No-imp* (2020 en 2030) en *EE/RES++* (2020 en 2030) negatief.

Kortom, als men streeft naar een beperking van de investeringen in productiecapaciteit tegen 2030, lijkt energie-efficiëntie het actiegebied bij uitstek. Als men daarentegen de gemiddelde productiekosten wil beheersen, is steenkool de oplossing.

**Aanbeveling:** toespitsen van de inspanningen op energie-efficiëntie en vooral het behalen van de indicatieve doelstelling van 18% die België zich heeft gesteld.

<sup>183</sup> Energieobservatorium (AD Energie) (2012b).

<sup>184</sup> Deze indicator is vooral van belang vanuit de zorg van de staatssecretaris voor Energie om een evenwicht te handhaven tussen het milieu, de bevoorradingszekerheid en de prijs.



## Concurrentie

Eerst wordt de Herfindahl-Hirschmann Index toegepast op de elektriciteitsproductiemarkt en op de elektriciteitsleveringsmarkt (zie tabel 30 en tabel 31). Daarna volgen de Europese concurrentie-indicatoren (zie tabel 32 en tabel 33).

**Tabel 30. Herfindahl-Hirschmann Index van de productiemarkt van elektriciteit, CWE-landen en VK, 2010**

	HHI Elektriciteitsproductiemarkt
België	5380
Duitsland	2021
Frankrijk	8880
Luxemburg	7362
Nederland	1811
Verenigd Koninkrijk	947

Bron: Europese Commissie<sup>185</sup>.

Met een HHI groter dan 5000 is zowel de Franse, de Luxemburgse als de Belgische elektriciteitsproductiemarkt heel sterk geconcentreerd. De Britse, Nederlandse en Duitse markten zijn daarentegen matig tot sterk geconcentreerd.

**Tabel 31. Herfindahl-Hirschmann Index van de leveringsmarkt van elektriciteit, CWE-landen en VK, 2010**

	HHI Elektriciteitsleveringsmarkt
België	3000
Duitsland	-
Frankrijk	4000
Luxemburg	3136
Nederland	2264
Verenigd Koninkrijk	1768

Bron: Europese Commissie<sup>186</sup>.

Vier van de vijf elektriciteitsleveringsmarkten waarvoor gegevens beschikbaar zijn, waaronder België, situeren zich binnen het bereik van een sterke concentratie. Alleen de markt in het Verenigd Koninkrijk vertoont een matige concentratie.

<sup>185</sup> European Commission (2012).

<sup>186</sup> European Commission (2012).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 32. Concurrentie-indicatoren voor de elektriciteitsproductie, CWE-landen en VK, 2005-2011**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Aantal bedrijven die samen minstens 95% van de nationale netto-elektriciteitsproductie vertegenwoordigen							
België	3	4	4	7	11	4	41
Duitsland	> 450	> 450	> 450	> 450	> 450	> 450	> 450
Frankrijk	4	5	> 5	> 5	> 5	> 5	3
Luxemburg	> 12	> 12	> 12	> 12	> 12	3	4
Nederland	100	200	1000	1000	900	700	700
Verenigd Koninkrijk	17	18	18	17	17	19	19
Aantal bedrijven die elk minstens 5% van de nationale netto-elektriciteit produceren							
België	2	2	2	2	2	3	3
Duitsland	4	4	4	4	4	4	4
Frankrijk	1	1	1	1	1	1	1
Luxemburg	2	2	2	2	2	2	2
Nederland	5	5	4	4	4	5	5
Verenigd Koninkrijk	7	6	7	9	8	8	7
Geaggregeerd marktaandeel van alle bedrijven die elk minstens 5 % van de nationale elektriciteit produceren (%)							
België	-	-	-	-	-	91,0	84,5
Duitsland	-	-	-	-	-	70,4	Tussen 55,0 en 60,0
Frankrijk	-	-	-	-	-	86,5	Tussen 85,0 en 90,0
Luxemburg	-	-	-	-	-	92,6	Tussen 90,0 en 95,0
Nederland	-	-	-	-	-	60,0	Tussen 55,0 en 60,0
Verenigd Koninkrijk	-	-	-	-	-	-	Tussen 70,0 en 75,0

Bron: Eurostat et Energieobservatorium (AD Energie).

De Belgische elektriciteitsproductiemarkt wordt gekenmerkt door een beperkt aantal bedrijven dat elk meer dan 5% van de netto geproduceerde elektriciteit in het land produceert. De markt is vergelijkbaar met de Franse en Luxemburgse, maar zeer verschillend van de Duitse en Nederlandse. De Duitse en Nederlandse markten zijn echter uitzonderingen in de Europese Unie.

Tussen 2005 en 2010 kent de Belgische markt een relatief stabiele evolutie. In 2011 doet er zich een breuk voor: men stelt een daling vast van de invloed van de belangrijkste producenten (toename van het aantal bedrijven dat samen instaat voor ten minste 95% van de productie en afname van het gecombineerde marktaandeel van de bedrijven die elk instaan voor ten minste 5% van de productie).


**Tabel 33. Concurrentie-indicatoren voor de elektriciteitslevering, CWE-landen en VK, 2005-2011**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Totaal aantal leveranciers aan eindconsumenten							
België	54	23	28	31	34	37	31
Duitsland	940	1042	1020	940	> 1000	> 1000	> 1000
Frankrijk	166	160	> 177	177	177	177	183
Luxemburg	11	12	13	14	11	11	11
Nederland	32	38	39	38	32	36	35
Verenigd Koninkrijk	33	26	23	23	21	22	29
Aantal leveranciers die elk minstens 5% van de totale elektriciteit leveren							
België	3	3	3	3	3	3	4
Duitsland	3	3	3	3	3	3	4
Frankrijk	1	1	1	1	1	1	1
Luxemburg	3	4	4	4	4	4	4
Nederland	5	5	4	4	4	3	3
Verenigd Koninkrijk	7	7	7	7	6	6	6
Geaggregeerd marktaandeel van alle bedrijven die elk minstens 5 % van de totale elektriciteit leveren (%)							
België	-	-	-	-	-	84,5	89,0
Duitsland	-	-	-	-	-	37,3	Tussen 40,0 en 45,0
Frankrijk	-	-	-	-	-	85,0	Tussen 75,0 en 80,0
Luxemburg	-	-	-	-	-	91,4	Tussen 90,0 en 95,0
Nederland	-	-	-	-	-	75,0	Tussen 70,0 en 75,0
Verenigd Koninkrijk	-	-	-	-	-	99,0	Tussen 85,0 en 90,0

Bron: Eurostat et Energieobservatorium (AD Energie).

Op het vlak van de levering van elektriciteit heeft België een vergelijkbaar profiel met dat van Luxemburg, Nederland en het Verenigd Koninkrijk.

Na een periode van verzwakking versterken de belangrijkste bedrijven van de Belgische markt opnieuw in 2011.

Kortom, hoewel er zich een verbetering aftekent, zowel op het vlak van de productie als op dat van de levering, blijven extra inspanningen noodzakelijk. Zoals hierboven vermeld, valt de concurrentie op de elektriciteitsmarkt echter onder de bevoegdheid van de regulatoren, wier onafhankelijkheid werd versterkt in het kader van het derde energiepakket van de Europese Unie. Ook al kunnen we de noodzaak vaststellen om de concurrentie verder te ontwikkelen, is het hier niet relevant om specifieke aanbevelingen te formuleren op dit gebied.

Het is wel zinvol om maatregelen, die in een andere context zijn genomen en een positief effect hebben op de concurrentie, te bespreken en aan te moedigen. De campagne "Gas-Electriciteit: durf vergelijken!"<sup>187</sup>, die in september 2012 op initiatief van de minister van Economie en Consumenten en de staatssecretaris voor Energie werd gevoerd door de FOD Economie in samenwerking met meer dan 500 Belgische gemeenten en met steun van de regulatoren, is een van deze maatregelen. Deze campagne beoogde de burgers te helpen

<sup>187</sup> [http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Facture\\_energie/durf\\_vergelijken/](http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Facture_energie/durf_vergelijken/)



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

het aanbod van de leveranciers van gas en elektriciteit te vergelijken<sup>188</sup>, zodat ze het aanbod kunnen kiezen dat het beste past bij hun verbruik en geld kunnen besparen. Ongeveer 72000 mensen gingen naar een van de 1000 georganiseerde permanentiementen. In hun verslag over de ontwikkeling van Belgische elektriciteits- en aardgasmarkt in 2012<sup>189</sup> stellen de regulatoren vast: “2012 gaat de geschiedenis in als het jaar met een nooit eerder gezien hoog niveau van veranderingen van leveranciers”.

**Aanbeveling:** aanmoedigen van in een andere context genomen maatregelen die een positief effect hebben op de concurrentie (bijvoorbeeld de campagne “Gas - Elektriciteit: durf vergelijken!”).

### Ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden

De capaciteit van de lijnen voor grens-tot-grensvervoer, de maatstaf voor de graad van elektrische interconnectie, is een vrij vaag begrip<sup>190</sup>. Het kan op verschillende manieren worden benaderd, met name via:

- de theoretische thermische capaciteit van de lijnen (voorbeeld: 4150 MW voor de Belgisch-Nederlandse grens);
- de thermische capaciteit van de lijnen rekening houdend met het zogenaamde “N-1”-criterium, principe volgens welk het net nog uitgbaat moet kunnen worden zelfs na een onvoorziene uitschakeling van een belangrijk element, een productie-eenheid of een verbinding<sup>191</sup> (voorbeeld: maximaal 2750 MW voor de Belgisch-Nederlandse grens);
- de totale transmissiecapaciteit van de lijnen (voorbeeld: 3500 MW in de winter en 3000 MW in de zomer voor België; de verdeling van deze capaciteit tussen de twee grenzen is ongeveer 2100 MW aan de zuidelijke grens en 1400 MW aan de noordelijke grens in normale exploitatieomstandigheden)<sup>192</sup>;
- de transmissiecapaciteit op de grenzen (voorbeelden: zie tabel 34 voor de Belgisch-Nederlandse grens).

<sup>188</sup> Onder meer met behulp van vergelijkings-/simulatiertools die gemaakt zijn door de regulatoren en beschikbaar zijn op hun websites ([www.creg.be](http://www.creg.be), [www.cwape.be](http://www.cwape.be), [www.brugel.be](http://www.brugel.be), [www.vreg.be](http://www.vreg.be)).

<sup>189</sup> CREG, CWaPE, Brugel, VREG, *De ontwikkeling van de elektriciteits- en aardgasmarkten in België - Jaar 2012*, Persbericht, 2013 (<http://www.creg.info/pdf/Presse/2013/compress20130610nl.pdf>).

<sup>190</sup> d'Artigues (2008).

<sup>191</sup> <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/cross-border-mechanismen/transmissiecapaciteit-op-de-grenzen/berekeningsmethode>

<sup>192</sup> Energieobservatorium (AD Energie) (2012b). De capaciteit aan de noordelijke grens werd op 1700 MW gebracht in 2012.

**Tabel 34. Commerciële capaciteit op de Belgisch-Nederlandse grens, 2007-2013**

	Nettotransmissiecapaciteit (NTC)	Te veilen capaciteit	MW
2007	0		468
2008	0		468
2009	1219		468
2010	830		468
2011	946		468
2012	946		468
2013	1128		468

Bron: Elia<sup>193</sup>.

Gezien de sterke vermazing van het elektriciteitsnet in de CWE-zone, en vooral in het “North Sea”-gebied, gaat elke transactie tussen twee landen overigens gedeeltelijk via de netten van de omliggende landen en genereert daarin niet-genomineerde stromen<sup>194</sup>. Deze stromen vormen factoren van onzekerheid<sup>195</sup> in de berekening van de uitwisselingscapaciteit.

Voor België en de winter van 2010 verkrijgen we een interconnectiegraad van 21%, als we de totale transmissiecapaciteit van de lijnen als maatstaf kiezen (dat wil zeggen 3500 MW, wetende dat de geïnstalleerde productiecapaciteit 17000 MW bedroeg).

Voor de 15 landen van de Europese Unie en 2004 geeft d’Artigues (2008) de interconnectiegraad<sup>196</sup> vermeld in tabel 35.

**Tabel 35. Interconnectiegraad van de landen van het Europa van de 15, 2004**

Verenigd Koninkrijk	2%	Griekenland	12%	Oostenrijk	24%
Italië	6%	Finland	14%	België	25%
Spanje	6%	Frankrijk	14%	Zweden	29%
Ierland	6%	Duitsland	16%	Denemarken	50%
Portugal	9%	Nederland	17%	Luxemburg	90%

Bron: d’Artigues (2008).

Uit tabel 35 kan worden afgeleid dat België een van de best bedeelde landen van het Europa van de 15 is, maar dat het zijn situatie nog kan verbeteren.

Precieze aanbevelingen inzake de ontwikkeling van de interconnecties behoren tot de bevoegdheid van de transmissienetbeheerder (met name via het ontwikkelingsplan voor het elektriciteitstransmissienet) en worden hier daarom niet geformuleerd.

<sup>193</sup> <http://www.elia.be/nl/grid-data/interconnecties/jaarcapaciteit-bel-ned>

<sup>194</sup> Die niet vallen onder het handelsverkeer maar onder het vrije verkeer (dit is voornamelijk het geval voor hernieuwbare energiebronnen).

<sup>195</sup> <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/cross-border-mechanismen/transmissiecapaciteit-op-de-grenzen>

<sup>196</sup> Berekend op basis van de nettotransmissiecapaciteit (NTC).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

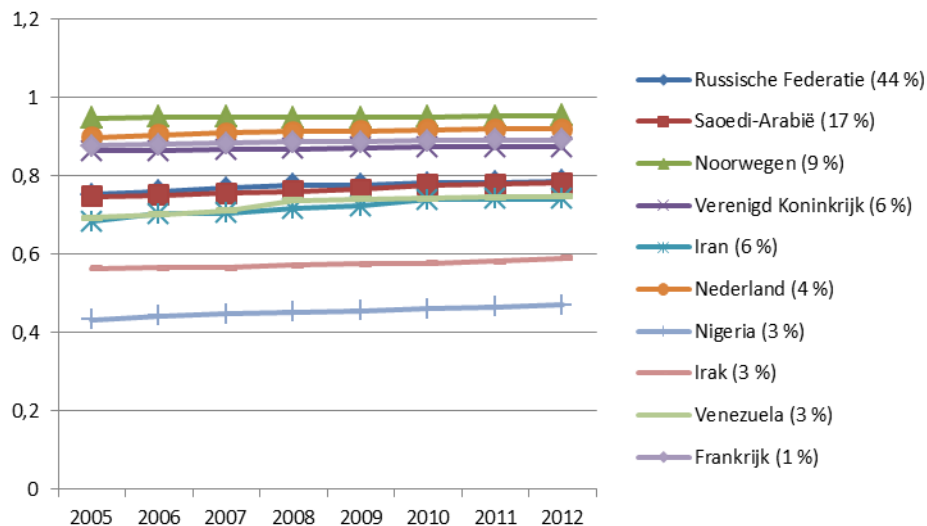
### Stabiliteit van de leverende landen<sup>197</sup>

Figuur 44, figuur 45 en figuur 46 tonen de Human Development Index (HDI) van de landen die in 2011 fossiele energiebronnen hebben geleverd aan België. Voor de andere primaire energiebronnen zijn er geen gegevens beschikbaar.

De volgorde van de landen in de legende van de grafieken weerspiegelt hun belang in de levering van de primaire energiebron (het aandeel van elk land wordt tussen haakjes vermeld).

Voor aardolie, dat wordt gekenmerkt door een twintigtal leverende landen (in 2011), worden alleen de tien belangrijkste landen vermeld (met een aandeel van meer dan 1%; zie Diversiteit van de leverende landen van primaire energiebronnen).

**Figuur 44. Evolutie van de Human Development Index van de tien belangrijkste aardolieleverende landen van België in 2011 (aandeel in %), 2005-2012**



Bron: VN-Ontwikkelingsprogramma<sup>198</sup>.

Van de tien belangrijkste aardolieleverende landen van België behoren er vier tot de groep met een “zeer hoge HDI” volgens de classificatie van de Verenigde Naties<sup>199</sup> (Noorwegen, Nederland, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, dat wil zeggen 20% van de leveringen van 2011). Vier andere landen behoren tot de groep met een “hoge HDI” (Saoedi-Arabië, de Russische Federatie, Venezuela en Iran, samen goed voor 70% van de leveringen). De laatste twee zijn ingedeeld bij de groep met een “matige HDI” (Irak, 3%) en de groep met een

<sup>197</sup> BZEN.

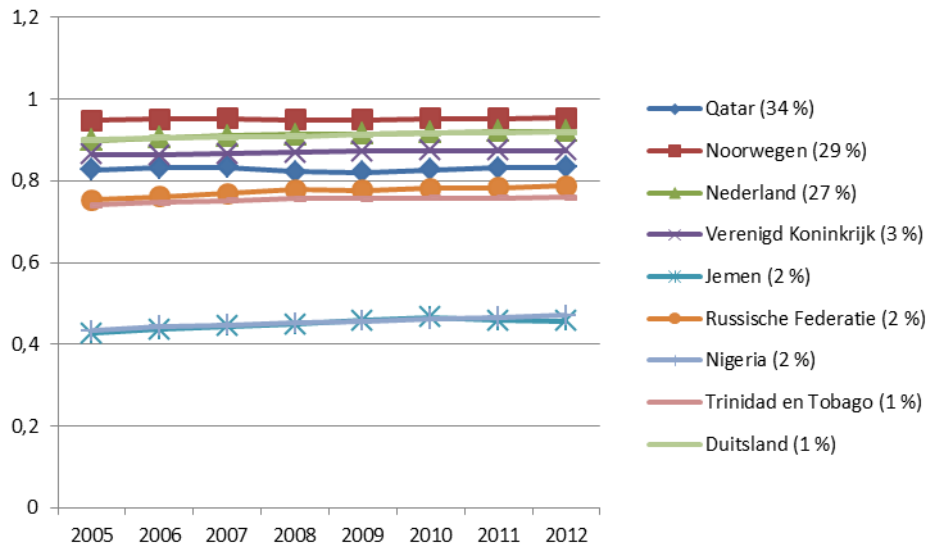
<sup>198</sup> United Nations Development Programme, Human Development Reports, Human Development Index (HDI), <http://hdr.undp.org/en/statistics/hdi/>

<sup>199</sup> United Nations Development Programme (UNDP, 2013), *2013 Human Development Report – The Rise of the South: Human Progress in a Diverse World*, 2013. Hoewel de gegevens van 2012 beschikbaar zijn en leiden tot een gelijkaardige classificatie aan die van 2011, maken we omwille van de consistentie gebruik van de gegevens van 2011.



“lage HDI” (Nigeria, 3%). Bijgevolg is 90% van de aardolieleveringen afkomstig van landen met een hoge tot zeer hoge HDI. Zoals blijkt uit de bovenstaande grafiek, hebben de tien landen een positieve of stabiele evolutie gekend sinds 2005.

**Figuur 45. Evolutie van de Human Development Index van de aardgasleverende landen van België in 2011 (aandeel in %), 2005-2012**



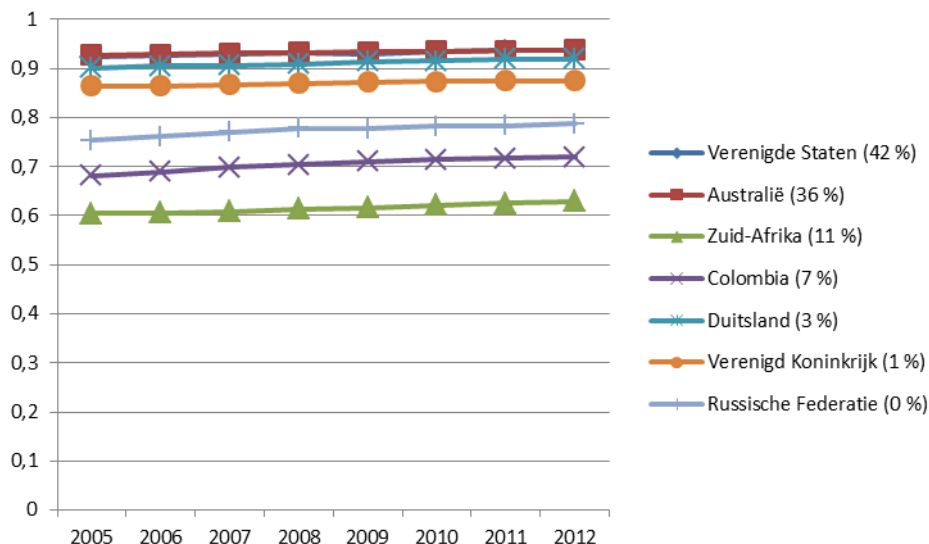
Bron: VN-Ontwikkelingsprogramma<sup>200</sup>.

Vijf van de negen aardgasleverende landen van België vertonen een “zeer hoge HDI” in 2012 (Noorwegen, Nederland, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk, Qatar, samen goed voor 94% van de leveringen van 2011). Twee landen hebben een “hoge HDI” (Trinidad-en-Tobago, de Russische Federatie, verantwoordelijk voor 3% van de leveringen) en twee een “lage HDI” (Jemen, Nigeria, die instaan voor 4% van de leveringen). Het overgrote merendeel van de leveringen is dus in handen van landen met een “zeer hoge HDI”. Afgezien van Jemen, waar de HDI een lichte daling toont tussen 2010 en 2012, tekenen alle landen een groei of een stabiele situatie op tussen 2005 en 2012.

<sup>200</sup> United Nations Development Programme, Human Development Reports, Human Development Index (HDI), <http://hdr.undp.org/en/statistics/hdi/>

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Figuur 46. Evolutie van de Human Development Index van de steenkoolleverende landen van België in 2011 (aandeel in %), 2005-2012**



Noot: het aandeel van de Russische Federatie bedraagt meer bepaald 0,3%.  
Bron: VN-Ontwikkelingsprogramma<sup>201</sup>.

De steenkoolleverende landen van België in 2011 zijn verdeeld tussen de groep met een “zeer hoge HDI” (Australië, de Verenigde Staten, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk; samen goed voor 82% van de leveringen), de groep met een “hoge HDI” (de Russische Federatie, Colombia; 7%) en de groep met een “matige HDI” (Zuid-Afrika; 11%). Het geheel van de in België geleverde steenkool is afkomstig van landen met een matig tot zeer hoog ontwikkelingspeil. In de periode van 2005 tot 2012 is de HDI van alle landen gestegen of stabiel gebleven.

Kortom, op basis van de HDI kan worden gesteld dat de meeste landen die fossiele energiebronnen leveren aan België en verantwoordelijk zijn voor het merendeel van de leveringen, geen of weinig risico’s vertonen. Alleen Jemen (HDI van 0,459 in 2011 en 0,458 in 2012), Nigeria (0,467 en 0,471) en Irak (0,583 en 0,590) lijken bijzondere aandacht te vereisen.

Door deze analyse, die gericht is op de sociale situatie van de leverende landen, aan te vullen met de informatie van (geo)politieke en commerciële aard die gepubliceerd wordt door de NV Delcredere<sup>202</sup> en de Nationale Delcredere dienst<sup>203</sup>, is het mogelijk deze conclusie enigszins te nuanceren. Aan de drie landen die bijzondere aandacht vereisen op basis van hun HDI kunnen ook Iran, Venezuela en de Russische Federatie worden toegevoegd. Tabel 36 geeft een samenvatting van de relevante aanvullingen.

<sup>201</sup> United Nations Development Programme, Human Development Reports, Human Development Index (HDI), <http://hdr.undp.org/en/statistics/hdi/>.

<sup>202</sup> <http://www.delcredere.be>

<sup>203</sup> <http://www.ondd.be>



**Tabel 36. Politieke en commerciële risico's van de leveranciers van fossiele energiebronnen aan België in 2011, april 2013**

Land	Politieke risico's	Commerciële risico's	Voorgestelde dekking
Jemen	Hoog (7)	Hoog (C)	Opgeschort
Nigeria	Matig (4 op korte termijn, 5 op middellange/ lange termijn)	Hoog (C)	Geen bankgarantie noch verdere bijzondere voorwaarden
Irak	Hoog (6 op korte termijn, 7 op middellange/ lange termijn)	Hoog (C)	Bijzondere voorwaarden
Iran	Hoog (7)	Hoog (C)	Geen
Venezuela	Matig (5 op korte termijn, 7 op middellange/ lange termijn)	Hoog (C)	Bijzondere voorwaarden
Russische Federatie	Licht (1 op korte termijn, 3 op middellange/ lange termijn)	Hoog (C)	Geen bankgarantie noch verdere bijzondere voorwaarden voor transacties op korte termijn, maar garantie van de Russische Staat of bankgarantie voor transacties op middellange/ lange termijn met overheidsdebiteuren

Noot:

- politiek risico: elke gebeurtenis die zich in het buitenland voordoet en die voor de verzekerde of de debiteur overmacht vormt, zoals oorlogen, revoluties, natuurrampen, deviezenschaarste, willekeurige overheidsmaatregelen; schaal van 1 (licht) tot 7 (hoog);

- commercieel risico: risico dat voortvloeit uit de verslechtering van de financiële situatie van de debiteur die leidt tot zijn onvermogen om te betalen; schaal van A (licht) tot C (hoog).

Bron: Nationale Delcredere dienst<sup>204</sup> en NV Delcredere<sup>205</sup>.

Met inachtneming van hun keuzevrijheid zouden de operatoren van de energiemarkten in kwestie dus aangemoedigd moeten worden om de nodige voorzichtigheid aan de dag te leggen bij de aankoop van fossiele energiebronnen uit Jemen, Iran, Irak, Venezuela, Nigeria en de Russische Federatie.

De hoge commerciële risico's van de Russische Federatie vormen echter geen ernstige dreiging voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België, want deze partner levert voornamelijk aardolie aan België (44% van de leveringen in 2011) en aardolie speelt slechts een marginale rol in de elektriciteitsproductie in België (0,3% in 2011; circa 2,0% in 2020 en in 2030).

**Aanbeveling:** aanmoedigen van de operatoren van de energiemarkten, met inachtneming van hun keuzevrijheid, om de nodige voorzichtigheid aan de dag te leggen bij de aankoop van fossiele energiebronnen uit Jemen, Iran, Irak, Venezuela, Nigeria en de Russische Federatie.

<sup>204</sup> <http://www.ondd.be>

<sup>205</sup> <http://www.delcredere.be>

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Duurzame ontwikkeling

Er zijn drie elementen die het duurzame karakter van de elektriciteitsbevoorrading van België bepalen: de evolutie van het verbruik, het schaarser worden van de hulpbronnen en de verontreinigende emissies en afvalstoffen.

### Evolutie van het verbruik

De evolutie van het verbruik wordt hierboven besproken, in de rubriek over efficiëntie. De lezer wordt hiernaar verwezen.

### Schaarser worden van de hulpbronnen<sup>206</sup>

Het schaarser worden van de hulpbronnen, zowel wereldwijd als in de leverende landen van België, komt aan bod in de volgende twee rubrieken. De eerste rubriek gaat over fossiele en minerale energiebronnen, de tweede over biomassa en geothermie.

#### *Fossiele en minerale energiebronnen*

Tabel 37 en tabel 38 tonen beknopt de vroegere evolutie van de reserves en van de productie van de verschillende fossiele en minerale energiebronnen<sup>207</sup>, op basis van cijfers verzameld door BP<sup>208</sup> en het Internationaal Atoomenergieagentschap<sup>209</sup>. Ze worden toegelicht en aangevuld door figuur 48 tot figuur 53 en tabel 39 tot tabel 41, in de onderverdelingen van dit punt die gewijd zijn aan elke energiebron. Die tabellen tonen de R / P-verhouding van de leverende landen van België in 2011 met vermelding van hun aandeel in de levering. In de onderverdelingen per energiebron worden ook de vooruitzichten geschetst, op basis van de werken van het International Energieagentschap<sup>210</sup>, van het Internationaal Atoomenergieagentschap<sup>211</sup> en van het Agentschap voor Kernenergie<sup>212</sup>.

Bij gebrek aan gegevens kan de evolutie van de mondiale R / P-verhouding en de R / P-verhouding van de leverende landen van België in 2011 voor uranium niet worden gerapporteerd.

Ter herinnering, de R / P-verhouding moet met de nodige voorzichtigheid worden behandeld vanwege het debat over de evolutie van de jaarlijkse productie, die wel eens niet zou kunnen groeien tot uitputting van de reserves en veeleer een piek kennen (in een min of meer nabije

---

<sup>206</sup> BZEN.

<sup>207</sup> Conventionele en onconventionele.

<sup>208</sup> BP (2012), *Statistical Review of World Energy 2012*, 2012.

<sup>209</sup> International Atomic Energy Agency (IAEA, 2012), *Nuclear Technology Review 2012*, 2012.

<sup>210</sup> International Energy Agency (IEA, 2012e), *World Energy Outlook 2012*, 2012; Agence internationale de l'Énergie (AIE, 2012), *World Energy Outlook 2012 – Résumé*, 2012. De vermelde waarden verwijzen naar het scenario “nieuwe beleidsmaatregelen”. Dit is het centrale scenario van de publicatie dat niet alleen gericht is op de bestaande beleidsmaatregelen maar ook op de verbintenissen en plannen, die al dan niet formeel aangenomen zijn.

<sup>211</sup> IAEA (2012).

<sup>212</sup> Nuclear Energy Agency (NEA, 2011), *2011 Annual Report*, 2011.

toekomst) of een pseudoplatform bereiken (zie Schaarser worden van de hulpbronnen in 3.2.4).

**Tabel 37. Bewezen reserves, jaarlijkse productie en R / P-verhouding voor de wereld per fossiele of minerale energiebron, 2011**

	Bewezen reserves ®	Jaarlijkse productie (P)	R / P (jaren)
Aardolie (miljoen vaten)	1652600	30505,2	54,2
Aardgas (miljard m <sup>3</sup> )	208400	3276,2	63,6
Steenkool (miljoen ton)	860938	7695,4	111,9
Uranium <sup>213</sup> (ton)			
Winbaar tegen een kostprijs van minder dan:			
• 130 USD/kg	5300000	57230,0 <sup>214</sup>	92,6
• 260 USD/kg	7100000		124,1

Noot: in 2011 schommelde de "spot"-prijs van uranium tussen 132 en 169 USD/kg.  
 Bron: BP<sup>215</sup> en International Atomic Energy Agency<sup>216</sup>.

Bij een constante jaarlijkse productie bieden steenkool en uranium de beste ontginningsvooruitzichten in 2011, gevolgd door aardgas en aardolie.

**Tabel 38. Evolutie van de wereldwijde R / P-verhouding per fossiele energiebron, 1980-2010**

	jaren			
	1980	1990	2000	2010
Aardolie	29,8	43,1	46,1	53,9
Aardgas	56,5	63,5	64,0	61,7
Steenkool	-	-	209,3	118,7

Bron: BP<sup>217</sup>.

De evolutie van de R / P-verhouding van de fossiele energiebronnen tussen 1980 et 2010 weerspiegelt de parallele toename van de bewezen reserves en van de jaarlijkse productie van aardgas, alsook de significant hogere groei van de jaarlijkse productie van steenkool ten opzichte van die van de bewezen reserves.

Naast het probleem van de milieuschade die de fossiele en minerale energiebronnen veroorzaken (zie Verontreinigende emissies en afvalstoffen in 3.3.3), zet het probleem van de eindigheid van de voorraden, versterkt door het debat over de evolutie van hun jaarlijkse pro-

<sup>213</sup> Conventioneel uranium, ontdekte bronnen.

<sup>214</sup> Schatting.

<sup>215</sup> BP (2012).

<sup>216</sup> IAEA (2012).

<sup>217</sup> BP (2012).



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

ductie, ertoe aan om voorzichtigheid aan te bevelen ten aanzien van deze energiebronnen. Het zou verstandig zijn om hun aandeel in de energiemix voor elektriciteitsproductie verder te verminderen of te voorkomen dat dit toeneemt. De nieuwe technologieën zouden kunnen helpen om daarin te slagen, bijvoorbeeld door een koppeling van hernieuwbare energiebronnen aan opslag en/of het beheer van de vraag.

**Aanbeveling:** het aandeel van fossiele en minerale energiebronnen in de energiemix voor de productie van elektriciteit verder verlagen of vermijden te verhogen, meer bepaald met behulp van nieuwe technologieën (koppeling van HE aan opslag en/of het beheer van de vraag bijvoorbeeld).

### Aardolie

Eind 2011 bedroegen de wereldwijde bewezen aardoliereserves 1653 miljard vaten (Gb), wat overeenkomt met ongeveer 50 jaar bij een constante productie. De evolutie van de R / P-verhouding sinds 1980 getuigt van een significante toename van deze reserves (141,8%), terwijl ook de jaarlijkse productie is blijven groeien tijdens deze periode (32,8%).

De resterende winbare reserves (RWR) werden geraamd op 5900 Gb, 9% meer dan in 2010. Deze RWR bestonden voor meer dan de helft (3200 Gb) uit onconventionele aardolie (lichte aardolie in ondoorlatende lagen<sup>218</sup>, extra zware aardolie<sup>219</sup>, teerzanden<sup>220</sup> en olie uit bitumineuze schisten<sup>221</sup>, aardgasvloeistoffen<sup>222</sup>...).

---

<sup>218</sup> “light tight oil”.

<sup>219</sup> “extra-heavy oil”.

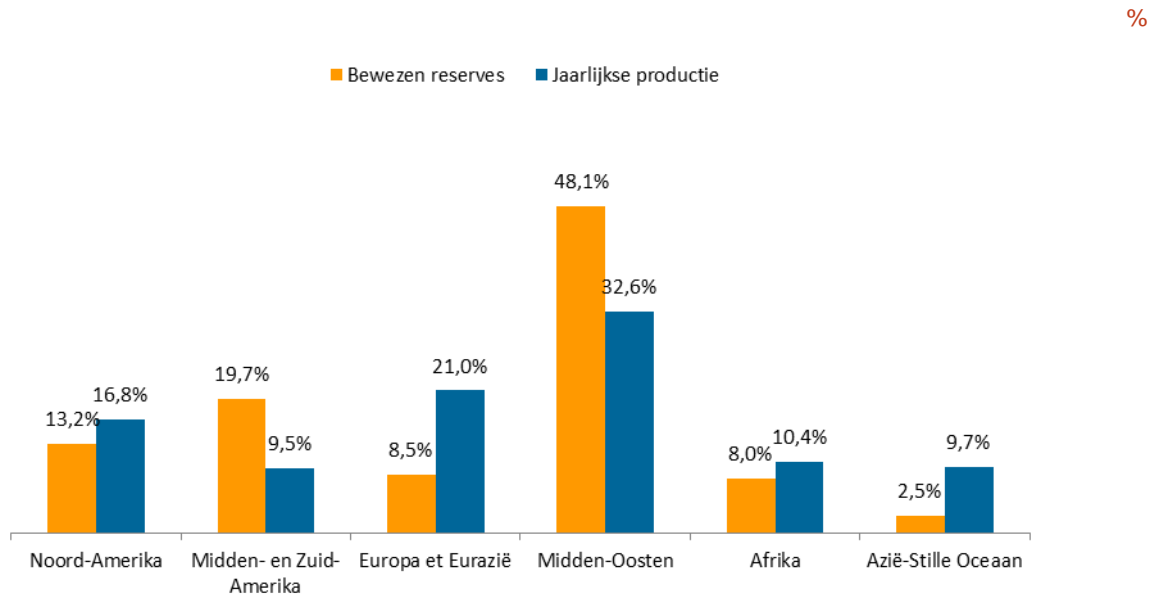
<sup>220</sup> “natural bitumen” of “oil sands”.

<sup>221</sup> “kerogen oil”.

<sup>222</sup> “natural gas liquids”.



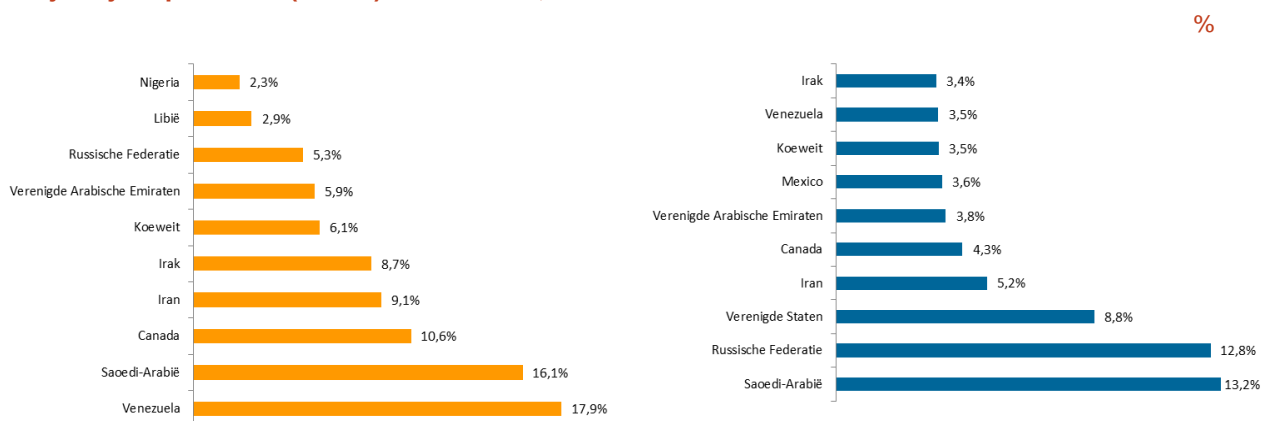
**Figuur 47. Verdeling van de bewezen reserves en van de jaarlijkse productie van aardolie over de werelddelen, 2011**



Bron: BP<sup>223</sup>.

De bewezen reserves en de jaarlijkse productie zijn in 2011 geconcentreerd in het Midden-Oosten. Ook Midden- en Zuid-Amerika en Noord-Amerika hebben echter grote bewezen reserves en Noord-Amerika evenals Europa en Eurazië halen indrukwekkende productieniveaus (vooral in termen van hun reserves).

**Figuur 48. Aandeel van de 10 belangrijkste landen in termen van bewezen reserves (links) en jaarlijkse productie (rechts) van aardolie, 2011**



Bron: BP<sup>224</sup>.

<sup>223</sup> BP (2012).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

In 2011 zijn de 10 belangrijkste landen in termen van bewezen reserves goed voor 84,9% van de wereldwijde reserves, terwijl de 10 belangrijkste landen in termen van jaarlijkse productie instaan voor 62,1% van de wereldproductie. Voor de bewezen reserves en voor de jaarlijkse productie zijn er telkens twee landen die zich onderscheiden van de rest: respectievelijk Venezuela en Saoedi-Arabië en Saoedi-Arabië en de Russische Federatie.

Onconventionele olie zou in de toekomst een prominente plaats innemen in de wereldproductie. Het zou alleen instaan voor de nettotoename van deze laatste, met name dankzij schalieolie (geproduceerd aan een tempo van meer dan 4 Mb/d gedurende het grootste deel van de jaren 2020) en aardgasvloeistoffen. De winning van deze aardolie, die complex en hachelijk is op milieugebied (CO<sub>2</sub>-uitstoot, waterverbruik...), wekt echter kritiek.

Rond 2020 zou de Verenigde Staten de grootste producent van aardolie zijn en Saoedi-Arabië voorbijsteken tot het midden van de jaren 2020. Het zou in netto termen bijna zelfvoorzienend worden, terwijl het nu ongeveer 20% van zijn totale energiebehoeften invoert.

De aardolieproductie buiten de OPEC-landen zou toenemen tot 2020, mede dankzij de onconventionele aardolie: voornamelijk schalieolie in de Verenigde Staten, teerzanden in Canada, aardgasvloeistoffen en diepzeeboringen in Brazilië. Ze zou na 2015 een niveau bereiken van meer dan 53 miljoen vaten (barrels) per dag (Mb/d) (tegenover minder dan 49 Mb/d in 2011), om weer te zakken naar 50 Mb/d in 2035. De levering na 2020 zou echter steeds meer afhangen van de lidstaten van de OPEC. Hun aandeel in de wereldproductie zou bijna 50% bereiken in 2035 (tegenover 42% vandaag).

**Tabel 39. Aandeel in de levering en R / P-verhouding van de landen die aardolie leveren aan België in 2011, 2011**

	Aandeel in de levering (%)	R / P (jaren)
Russische Federatie	44	23,5
Saoedi-Arabië	17	65,2
Noorwegen	9	9,2
Verenigd Koninkrijk	6	7,0
Iran	6	95,8
Nigeria	3	41,5
Irak	3	140,1
Venezuela	3	298,7

Noot:

- alleen de producerende landen zijn opgenomen in deze tabel;
- alleen de belangrijkste leverende-producerende landen (waarvan het aandeel in de levering groter is dan 1%) zijn opgenomen in deze tabel.

Bron: BP<sup>225</sup>.

Wanneer men zich richt op de omvang van de R / P-verhouding (om het debat over de jaarlijkse productie enigszins te vermijden), ziet men dat België zich vooral bevoorraadt bij landen met een gemiddelde of lage verhouding. Zoals hierboven kan worden nagegaan (zie Stabili-

<sup>224</sup> BP (2012).

<sup>225</sup> BP (2012).



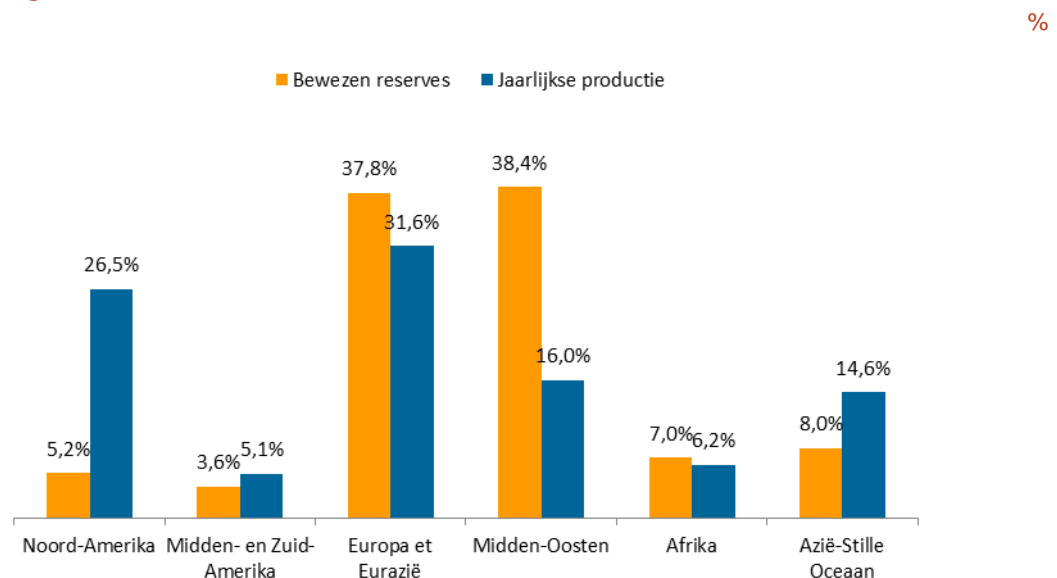
teit van de leverende landen in 3.3.3), vertoont het belangrijkste leverende land (de Russische Federatie, 44%) bovendien niet te verwaarlozen risico's. De leverende landen met een hoge verhouding zijn overigens ook hoog-risicolanden.

Kortom, het zou nuttig zijn de mogelijkheden te onderzoeken om de soliditeit van de portefeuille van de aardolieleveranciers van België te versterken vanuit het oogpunt van de voorradingszekerheid van energie. Vanuit het oogpunt van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit heeft dit echter weinig nut. De bijdrage van aardolie aan de elektriciteitsproductie in België is immers marginaal (0,3% in 2011; circa 2,0% in 2020 en in 2030). Daarom dient er geen aanbeveling geformuleerd te worden op dat gebied.

### Aardgas

Eind 2011 bereikten de mondiale bewezen reserves van aardgas 208400 miljard m<sup>3</sup> (Gm<sup>3</sup>), een toename van 6,3% ten opzichte van 2010. Dit komt overeen met ongeveer 60 jaar, bij een constante productie. De evolutie van de R / P-verhouding, die minder uitgesproken is dan die voor aardolie, weerspiegelt een spectaculaire groei van zowel de bewezen reserves (157,3%) als van de jaarlijkse productie (128,4%) sinds 1980. De resterende bewezen reserves bedroegen 790000 Gm<sup>3</sup>.

**Figuur 49. Verdeling van de bewezen reserves en van de jaarlijkse productie van aardgas over de wereldregio's 2011**



Bron: BP<sup>226</sup>.

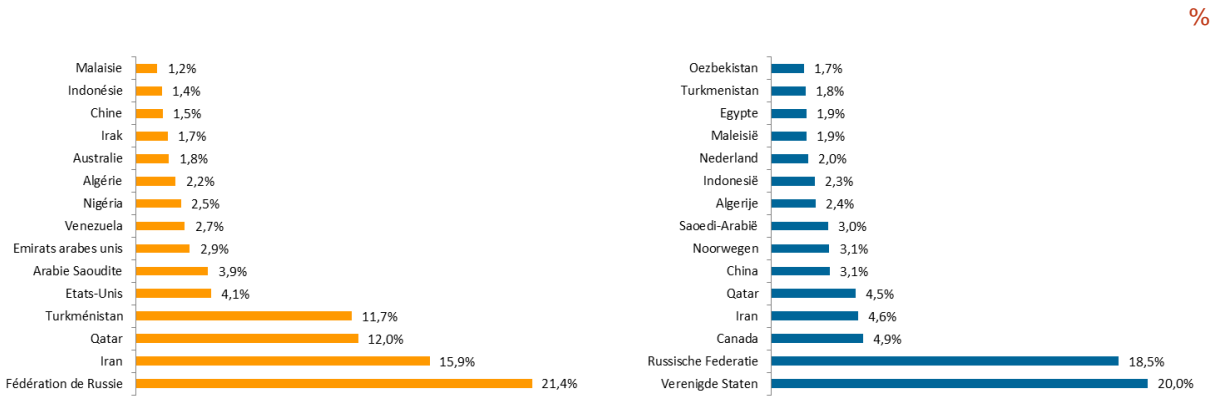
In 2011 zijn twee wereldregio's goed voor meer dan drie vierde van de bewezen reserves: Europa en Eurazië enerzijds en het Midden-Oosten anderzijds. Twee regio's produceerden

<sup>226</sup> BP (2012).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

meer dan de helft van het mondiale aardgas: Europa en Eurazië aan de ene kant en Noord-Amerika aan de andere kant.

**Figuur 50. Aandeel van de 15 belangrijkste landen in termen van bewezen reserves (links) en jaarlijkse productie (rechts) van aardgas, 2011**



Bron: BP<sup>227</sup>.

De 15 belangrijkste landen in termen van bewezen reserves herbergen meer dan 86% van de mondiale reserves. De koplopers zijn de Russische Federatie, Iran, Qatar en Turkmenistan. De 15 belangrijkste landen in termen van jaarlijkse productie staan in voor meer dan drie vierde van de mondiale productie. Ze worden geleid door twee landen: de Verenigde Staten en de Russische Federatie.

In de meeste aardgasproducerende landen zijn de reserves volledig conventioneel, met de opmerkelijke uitzondering van de Verenigde Staten en Canada. In deze landen worden de onconventionele reserve (schaliegas<sup>228</sup>, uit laagpermeabel gesteente gewonnen gas<sup>229</sup> en steenkoolgas<sup>230</sup>) immers steeds belangrijker.

Net als de onconventionele aardolie zou het onconventioneel gas een steeds grotere plaats innemen in de reserves en in de productie. Tegen 2035 zou het goed zijn voor bijna de helft van de stijging van de mondiale gasproductie, waarbij deze stijging voornamelijk afkomstig moet komen van China, de Verenigde Staten en Australië. Zoals reeds gemeld (zie Aandeel van de productie van primaire energiebronnen in het bruto binnenlands verbruik van primaire energiebronnen), “baart de milieu-impact van onconventioneel gas zorgen die, als ze er niet voldoende rekening mee wordt gehouden, de revolutie van onconventioneel gas in de kiem zouden kunnen smoren.”<sup>231</sup>

<sup>227</sup> BP (2012).

<sup>228</sup> “shale gas”.

<sup>229</sup> “tight gas”.

<sup>230</sup> “coal bed methane”.

<sup>231</sup> AIE (2012).



**Tabel 40. Aandeel in de levering en R / P-verhouding van de landen die aardgas leveren aan België in 2011, 2011**

	Aandeel in de levering (%)	R / P (jaren)
Qatar	34	170,3
Noorwegen	29	20,4
Nederland	27	17,2
Verenigd Koninkrijk	3	4,5
Jemen	2	50,7
Russische Federatie	2	73,5
Nigeria	2	127,8
Trinidad en Tobago	1	9,9
Duitsland	1	6,2

Noot: alleen de producerende landen zijn opgenomen in deze tabel.  
Bron: BP<sup>232</sup>.

Als we ons, zoals voor aardolie, op de omvang van de R / P-verhouding richten, stellen we vast dat de verhouding voor de belangrijkste leverancier van aardgas aan België (Qatar, 34%) hoog is, terwijl die voor de volgende twee leveranciers (Noorwegen, 29% en Nederland, 27%) als gemiddeld kan worden beschouwd. Aangezien deze drie landen een zeer hoge HDI vertonen (zie Stabiliteit van de leverende landen in 3.3.3), lijkt de situatie geruststellend.

Aardgas zal naar verwachting echter een steeds belangrijkere rol spelen in de elektriciteitsproductie in de komende decennia (zie Evenwicht tussen vraag en aanbod in 3.3.3). We zouden, met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de aardgasmarkt en de betrouwbaarheid van de benodigde gegevens, een uitvoerigere diagnose moeten maken van de portefeuille van de leverende landen. Deze diagnose zou zich eveneens moeten buigen over de verwante problematiek van de aanvoerroutes. Zoals hierboven vermeld (zie 3.2.2) zijn een verstandige keuze en een diversificatie van de aanvoerroutes noodzakelijk om eventuele technische en/of geopolitieke belemmeringen te overwinnen.

**Aanbeveling:** maken van een uitvoerige diagnose, met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de aardgasmarkt en de betrouwbaarheid van de benodigde gegevens, van de portefeuille van de landen die aardgas leveren aan België, rekening houdend met de aanvoerroutes.

### Steenkool

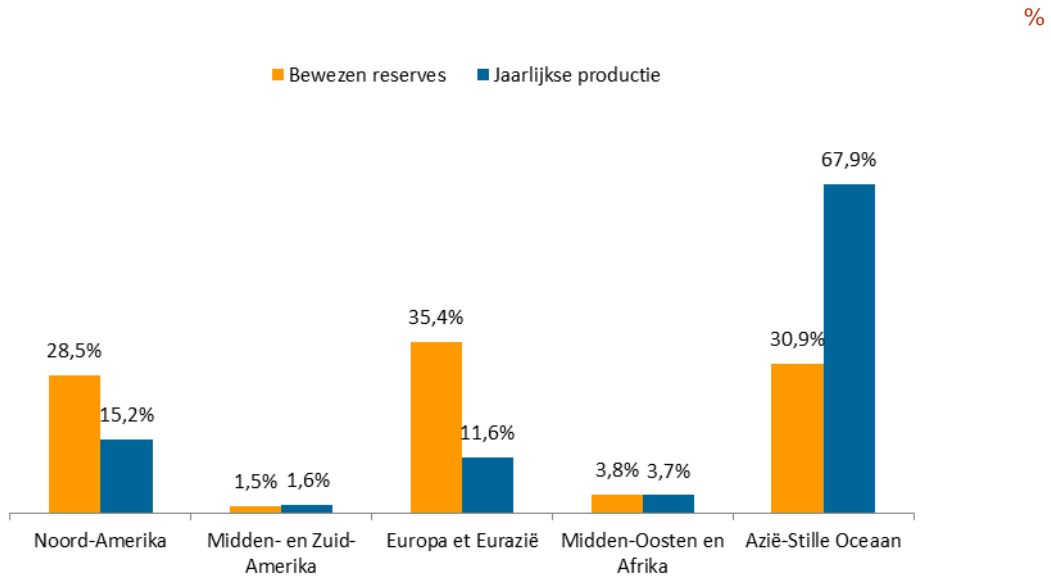
De mondiale bewezen steenkoolreserves naderen, in 2011, 861 miljard ton (Mt), of 112 jaar bij een constante productie. De resterende winbare reserves zouden 20 keer groter zijn. De

<sup>232</sup> BP (2012).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

bewezen reserves zijn bijna gelijk verdeeld tussen enerzijds antraciet<sup>233</sup> en bitumineuze steenkool<sup>234</sup> en anderzijds sub-bitumineuze steenkool<sup>235</sup> en bruinkool<sup>236</sup>.

**Figuur 51. Verdeling van de bewezen reserves en van de jaarlijkse productie van steenkool over de werelddelen, 2011**



Noot: voor de jaarlijkse productie wordt het Midden-Oosten bij gebrek aan gegevens niet meegerekend in het aandeel.

Bron: BP<sup>237</sup>.

In 2011 worden de bewezen reserves voornamelijk en min of meer gelijk verdeeld tussen Europa en Eurazië, Azië en het Stille Oceaangebied en Noord-Amerika. De jaarlijkse productie wordt daarentegen gedomineerd door Azië en het Stille Oceaangebied.

<sup>233</sup> Meer dan 90% koolstof.

<sup>234</sup> Van 70 tot 90% koolstof.

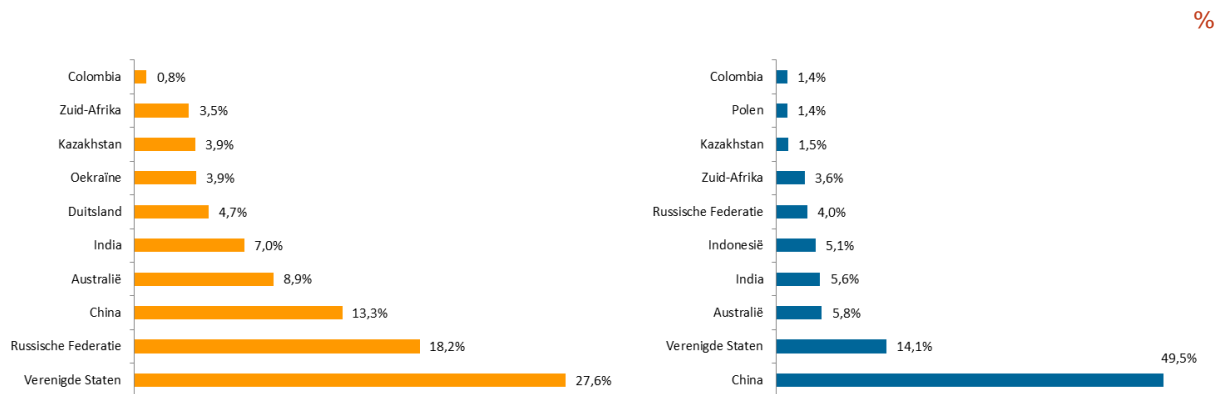
<sup>235</sup> Tussen 60 en 70% koolstof.

<sup>236</sup> Van 50 tot 60% koolstof.

<sup>237</sup> BP (2012).



**Figuur 52. Aandeel van de 10 belangrijkste landen in termen van bewezen reserves (links) en jaarlijkse productie (rechts) van steenkool, 2011**



Bron: BP<sup>238</sup>.

De 10 belangrijkste landen, zowel in termen van bewezen reserves als in termen van jaarlijkse productie, vertegenwoordigen ongeveer 92% van het totaal. Voor de bewezen reserves staan de Verenigde Staten, de Russische Federatie en China bovenaan op de ranglijst. Voor de jaarlijkse productie heerst China vrijwel onverdeeld.

Tegen 2035 zou de productie verder stijgen buiten de OESO, vooral in China en in India, en dalen binnen de OESO, behalve in Australië. De daling in de Europese Unie tussen 2010 en 2035 zou iets meer dan 4% bereiken.

De vooruitzichten voor steenkool zullen afhangen “van de draagwijdte van de maatregelen ten gunste van lage-emissie-energiebronnen, van het gebruik van efficiëntere steenkoolverbrandingstechnologieën en, iets dat vooral van belang is op lange termijn, van de afvang en opslag van kooldioxide.”<sup>239</sup>

<sup>238</sup> BP (2012).

<sup>239</sup> AIE (2012).



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 41. Aandeel in de levering en R / P-verhouding van de landen die steenkool leveren aan België in 2011, 2011**

	Aandeel in de levering (%)	R / P (jaren)
Verenigde Staten	42	239,0
Australië	36	183,9
Zuid-Afrika	11	118,2
Colombia	7	78,6
Duitsland	3	215,8
Verenigd Koninkrijk	1	12,4
Russische Federatie	0	470,8

Noot: alleen de producerende landen zijn opgenomen in deze tabel.

Bron: BP<sup>240</sup>.

Behalve voor het Verenigd Koninkrijk (1%) is de omvang van de R / P-verhouding van alle landen die steenkool leveren aan België hoog en de HDI van de belangrijkste daarvan (de Verenigde Staten, 42% en Australië, 36%) zeer hoog (zie Stabiliteit van de leverende landen in 3.3.3).

Deze vaststelling, versterkt door de verkoeling tegenover steenkool vanwege zijn huidige zwakke milieuprestaties (zie Verontreinigende emissies en afvalstoffen in 3.3.3), leidt ertoe dat de situatie en de vooruitzichten als bevredigend kunnen worden beschouwd. Er wordt dus geen aanbeveling geformuleerd.

### Uranium

Wereldwijd werden de ontdekte voorraden uranium in 2011 geschat op 5,3 miljoen ton (Mt) voor een winningskostprijs van minder dan 130 USD/kg en op 1,8 Mt voor een winningskostprijs tussen 130 en 260 USD/kg, dus in totaal 7,1 Mt. Bij een constante productie komen deze voorraden overeen met 92,6 jaar voor een winningskostprijs van minder dan 130 USD/kg en 124,1 jaar voor een winningskostprijs van minder dan 260 USD/kg. Ze waren toegenomen met 12,5% sinds 2008. Daar de winningskosten eveneens gestegen waren, was het voor minder dan 130 USD/kg winbare gedeelte van deze reserves lichtjes afgenomen (met 1,4% ten opzichte van 2009).

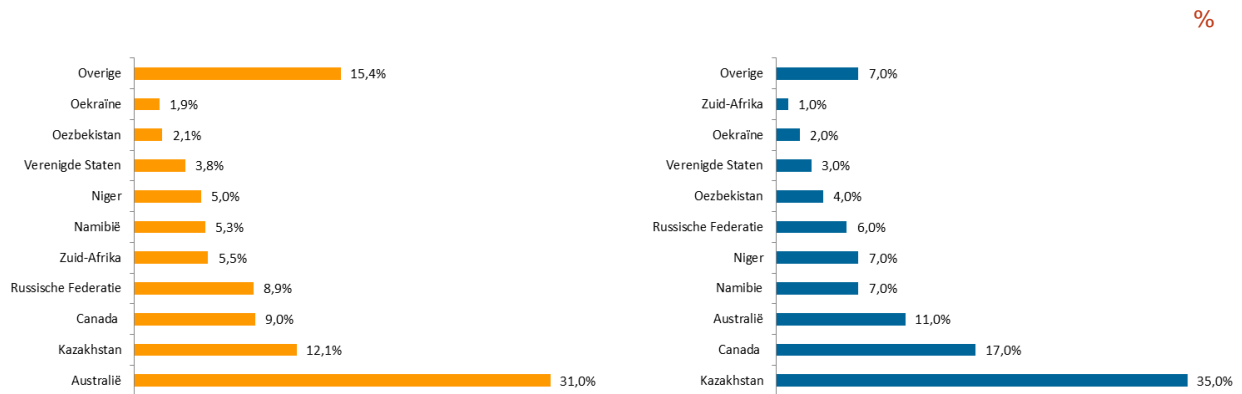
De niet-ontdekte voorraden<sup>241</sup> conventioneel uranium werden dan weer geschat op meer dan 10,4 Mt (tegenover 10,4 Mt in 2009), onderverdeeld in 6,2 Mt voorraden winbaar voor een kostprijs van minder dan 130 USD/kg, 0,5 Mt voorraden winbaar voor een kostprijs tussen 130 en 260 USD/kg en 3,7 Mt speculatieve voorraden, waarvoor de winningskosten niet vermeld werden.

<sup>240</sup> BP (2012).

<sup>241</sup> De niet-ontdekte voorraden omvatten de voorraden die naar verwachting zullen worden ontdekt in of in de buurt van bekende afzettingen evenals de meer speculatieve voorraden waarvan het bestaan op geologische gunstige maar nog niet verkende plaatsen wordt verondersteld.



**Figuur 53. Geografische verdeling van de ontdekte voorraden winbaar voor minder 130 USD/kg in 2009 (links) en van de geraamde jaarlijkse productie in 2011 (rechts) van conventioneel uranium**



Bron: Agentschap voor Kernenergie<sup>242</sup>.

In 2009 deelden Australië (veruit op kop), Kazakhstan, Canada en de Russische Federatie meer dan 60,0% van de ontdekte voorraden conventioneel uranium winbaar voor minder dan 130 USD/kg. Ze werden gevolgd door drie Afrikaanse landen met equivalente voorraden: Zuid-Afrika, Namibië en Niger. In 2011 stonden drie van de vier houders van de meerderheid van de ontdekte voorraden, namelijk Kazakhstan (de onbetwiste leider)<sup>243</sup>, Canada en Australië ook bovenaan op de ranglijst van de jaarlijkse productie, voor een totaal van 63,0%. De Russische Federatie werd ingehaald door Namibië en Niger, Zuid-Afrika weg zakt in de ranglijst.

Bij de voorraden conventioneel uranium komen nog de voorraden onconventioneel uranium<sup>244</sup> en de voorraden thorium. Zeer weinig landen maken gewag van voorraden onconventioneel uranium. De voorraden van uranium gecombineerd met fosfaten, non-ferro ertsen, carbonaatgesteenten, zwarte schist en bruinkool worden geraamd op 8 Mt. De voorraden thorium worden geraamd op 6 à 7 Mt. Er is echter nog heel wat werk voor de boeg om thorium op dezelfde manier als uranium te kunnen gebruiken.<sup>245</sup>

Er zijn geen gegevens beschikbaar over de landen die uranium leveren aan België. Het is bijgevolg niet mogelijk om aanbevelingen te formuleren. Deze lacune lijkt echter minder ver-

<sup>242</sup> NEA (2011).

<sup>243</sup> Kazakhstan heeft vijf plaatsen gewonnen sinds 2003. Het tekende een opmerkelijke stijging met 27% op tussen 2009 en 2010.

<sup>244</sup> De voorraden onconventioneel uranium omvatten de voorraden van uranium gecombineerd met fosfaten, non-ferro ertsen, carbonaatgesteenten, zwarte schist en bruinkool, winbaar als secundair product, en de voorraden uranium uit zeewater.

<sup>245</sup> In centrales met een geavanceerde zwaarwaterreactor op basis van thorium/uranium, waarvan een demonstratie-exemplaar wordt ontwikkeld in India, of met een gesmolten-zoutreactor (mengsel van lithium-, thorium- en uraniumfluoride), waarvan de haalbaarheid nog aangetoond moet worden.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

ontrustend dan voor de andere energiebronnen, aangezien België besloten heeft om tegen 2025 af te stappen van kernenergie<sup>246</sup>.

### *Biomassa et geothermie*

Zoals eerder vermeld, werden het potentieel van biomassa en van geothermie geëvalueerd in het kader van de studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050”<sup>247</sup>, waarvan de resultaten werden gebruikt in de kwantitatieve analyse van de PSE2. De lezer wordt dus naar deze studie verwezen. Hierna worden de belangrijkste cijfers herhaald.

De studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050” toonde dat de evaluatie van het potentieel van biomassa voor energiedoelinden<sup>248</sup> op veel onzekerheden stuit. Daarom hebben de auteurs van deze studie een voorzichtige aanpak gehanteerd en de werken van Haberl et al.<sup>249</sup> in 2010 geselecteerd, die als conservatief worden beschouwd. Volgens deze werken zou het primaire wereldpotentieel van biomassa voor energiedoelinden zich situeren tussen 160 en 270 EJ<sup>250</sup> per jaar in 2050.

De auteurs van de studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050” hebben vervolgens het aandeel van dit potentieel geschat dat kan worden toegeschreven aan België. Hiervoor hebben ze zich enerzijds gebaseerd op de demografische vooruitzichten van het land in 2050 en anderzijds op de groeivooruitzichten van het BBP. Ze verkregen respectievelijk 300 en 1097 PJ<sup>251</sup>, dat wil zeggen 83,3 en 304,7 TWh per jaar. Deze waarden omvatten zowel de productie in België als de invoer.

Het potentieel van geothermie, en meer bepaald van diepe geothermie<sup>252</sup>, werd door de auteurs van de studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050” geraamd op 4000 MW voor België als geheel. Deze raming berust echter voornamelijk op informatie betreffende Vlaanderen, want er zijn geen gedetailleerde gegevens beschikbaar voor Wallonië.

Kortom, gezien zijn voortdurende beschikbaarheid<sup>253</sup> (complementair aan de variabele beschikbaarheid van andere hernieuwbare energiebronnen) en zijn hoge potentieel a priori, lijkt biomassa een te bevoorrecht energiebron. De onzekerheden die in het licht werden gesteld door de auteurs van de studie “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050”, en opnieuw ter sprake kwamen in de conclusie van de studie<sup>254</sup>, leiden tot de aanbeveling

---

<sup>246</sup> Belgisch Staatsblad (2003).

<sup>247</sup> Federal Planbureau, ICEDD en VITO (2012).

<sup>248</sup> Dus rekening houdend met andere doeleinden van biomassa (menselijke en dierlijke voeding, natuurbehoud...).

<sup>249</sup> Haberl H., T. Beringer, S.C. Bhattacharya, K.-H. Erb, M. Hoogwijk (2010), *The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints*, Current Opinion in Environmental Sustainability, 2010.

<sup>250</sup> EJ = exajoule =  $10^{18}$  joule.

<sup>251</sup> PJ = petajoule =  $10^{15}$  joule.

<sup>252</sup> Waarvan de hoge temperaturen aangepast zijn voor de productie van elektriciteit.

<sup>253</sup> Onder voorbehoud van inachtneming van het hernieuwingstempo.

<sup>254</sup> “Het onderzoek in deze studie was opgebouwd rond één hoofdvraag: “Hoe kan het streefdoel van 100% hernieuwbare energie in België in 2050 bereikt worden?” en drie deelvragen “Welke technologieën zijn nodig?”, “Wat zijn de kosten om dat doel te bereiken?” en “Welke beleidsmaatregelen zijn nodig?”. Hoewel dit rapport verschillende trajecten beschrijft en analyseert, is het niet het



om de evaluatie van zijn potentieel van productie in België en van invoer te verbeteren en de gevolgen van de ontwikkeling ervan op logistiek (opslag, aanvoer...) en milieuvlak te schatten. (Diepe) geothermie heeft een potentieel dat a priori ook interessant is. Ook dit potentieel zou het waard zijn om grondiger bestudeerd te worden.

#### **Aanbevelingen:**

- verbeteren van de beoordeling van het potentieel van biomassa voor energiedoeleinden bestemd voor België (productie in België en invoer) en schatten van de gevolgen van de ontwikkeling ervan op logistiek (opslag, aanvoer...) en milieuvlak;
- grondiger bestuderen van het potentieel van (diepe) geothermie.

#### Verontreinigende emissies en afvalstoffen

De toepassing van de weerhouden evaluatiecriteria voor verontreinigende emissies en afvalstoffen, namelijk enerzijds de CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- en SO<sub>2</sub>- uitstoot per inwoner of per eenheid van het bbp en anderzijds de productie van radioactief afval per eenheid geproduceerde energie, vergt gegevens die verkregen kunnen worden door middel van de strategische milieubeoordeling (SEA). Deze gegevens zullen echter pas beschikbaar zijn wanneer het rapport over de milieu-impact klaar is. Tabel 42 zal dus worden ingevuld op het einde van de SEA.

---

einde van het verhaal. Er zijn een aantal antwoorden gegeven, maar er blijven ook veel nieuwe, open vragen die niet binnen de draagwijdte van de oorspronkelijke opdracht vallen (bijv. opslagcapaciteit, duurzame beschikbaarheid van biomassa, waterstof-technologie en sociale implicaties). Deze onderwerpen moeten verder uitgespit worden, omdat ze cruciaal zijn voor een beter begrip van hoe een 100% hernieuwbare toekomst er zou kunnen uitzien." (Federaal Planbureau, ICEDD en VITO (2012), p. ix).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 42. Verontreinigende emissies en afvalstoffen (en de invoer van elektriciteit), 2010-2030**

	2010		2020			2030					
	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>	
CO <sub>2</sub> -uitstoot per inwoner (?)											Deze tabel
CO <sub>2</sub> -uitstoot per eenheid van het bbp (?)											zal worden
NO <sub>x</sub> -uitstoot per inwoner (?)											ingevuld
NO <sub>x</sub> -uitstoot per eenheid van het bbp (?)											op
SO <sub>2</sub> -uitstoot per inwoner (?)											het einde
SO <sub>2</sub> -uitstoot per eenheid van het bbp (?)											van
Productie van radioactief afval per eenheid geproduceerde energie (?)											de SEA.

Bron: in te vullen.

Bij gebrek aan de noodzakelijke gegevens voor de toepassing van de bovenstaande evaluatiecriteria kunnen we gebruik maken van de gegevens betreffende de uitstoot van broeikasgassen van de elektriciteitssector die worden voorgesteld in de kwantitatieve analyse van de PSE2. Zoals blijkt uit de tabellen van punt Algemene evaluatie van de scenario's laten de scenario's *Nuc-900* (2020), *18%EE* (2020 en 2030) en *EE/RES++* (2020 en 2030) de beste prestaties zien, terwijl de scenario's *Nuc-3000* (2020), *No-imp* (2020 en 2030) en *Coal* (2030) de slechtste resultaten tonen (het scenario *Coal* leidt tot een achteruitgang met meer dan 30% ten opzichte van het scenario *Nuc-1800*).

Kortom, als we de verontreinigende emissies en afvalstoffen tot een minimum willen beperken, zouden de maatregelen inzake de energie-efficiëntie en de HEB's versterkt moeten worden.

**Aanbeveling:** versterken van de maatregelen inzake de energie-efficiëntie en de HEB's.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Besluit

De Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen het jaar 2030 (prospectieve studie elektriciteit 2 of PSE2) die voorzien is door de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (artikel 3)<sup>255</sup>, ligt in de lijn van de maatregelen om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit<sup>256</sup> in België te vrijwaren.

Aangezien de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België behoort tot de verantwoordelijkheid van de overheid, werd de PSE2 opgesteld door de Algemene Directie Energie, die voor het luik “perspectieven” een beroep heeft gedaan op het Federaal Planbureau (FPB). Bij de opmaak van de PSE2 werd in de mate van het mogelijke rekening gehouden met de resultaten van de consultaties die overeenkomstig de wetgeving hebben plaatsgevonden met betrekking tot de Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (PSE1), die gepubliceerd is in december 2009<sup>257</sup>.

Overeenkomstig de wet van 29 april 1999 bevat de PSE2 de zes volgende elementen:

- een schatting van de evolutie van de vraag naar en van het aanbod van elektriciteit op middellange en lange termijn en van de behoeften aan nieuwe middelen 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 door de Gewesten bepaalde randvoorwaarden inzake leefmilieu om rekening te houden met de internationale verbintenissen van België inzake de beperking van emissies en de energieproductie uit hernieuwbare bronnen;
- het bepalen van de aard van de productiekkanalen waaraan de voorrang moet worden gegeven met zorg voor de bevordering van productietechnologieën met lage emissie van broeikasgassen;
- een evaluatie van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit;
- aanbevelingen op basis van de vaststellingen die gemaakt zijn in de voorgaande punten;
- een analyse van de opportuniteit om gebruik te maken van de bij artikel 5 van de wet van 29 april 1999 voorziene aanbestedingsprocedure.

---

<sup>255</sup> Zoals gewijzigd door de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen (BS van 11.1.2012).

<sup>256</sup> Op grond van een definitie van de energiebevoorradingszekerheid die door de Europese Commissie is voorgesteld (Europese Commissie, *Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening*, groenboek, COM(2000) 769 def., 29 november 2000), kan men ervan uitgaan dat de bevoorradingszekerheid van elektriciteit moet streven naar de fysieke en permanente beschikbaarheid van elektriciteit tegen een haalbare prijs voor alle verbruikers in het licht van duurzame ontwikkeling.

<sup>257</sup> Zie website van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, [http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingszekerheid/Prospectieve\\_studie\\_elektriciteit/](http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingszekerheid/Prospectieve_studie_elektriciteit/)



Die zes elementen komen aan bod in het tweede en het derde deel van de PSE2. Het eerste deel bevat een algemene presentatie van de PSE2. Het tweede deel geeft een kwantitatieve analyse van de elektriciteitsbevoorrading in België. In het derde deel wordt een evaluatie van de elektriciteitsbevoorrading in België gemaakt op basis van een aantal criteria en gegevens afkomstig van diverse bronnen (maar hoofdzakelijk op basis van het tweede deel van de PSE2 voor wat de toekomst betreft) en worden ter zake aanbevelingen geformuleerd.

Opnieuw overeenkomstig de wet van 29 april 1999 worden tal van organisaties betrokken bij de opmaak van de PSE2. Zo hebben de CREG, de transmissienetbeheerder (Elia), de Nationale Bank van België en de gewesten deelgenomen aan de besprekingen die zijn voorafgegaan aan de bepaling van de bestudeerde scenario's. Tevens werd een beroep gedaan op professoren van Belgische universiteiten.

De wet van 29 april 1999 bepaalt bovendien dat het ontwerp van PSE2 voor advies moet worden voorgelegd aan de Interdepartementale Commissie Duurzame Ontwikkeling (ICDO) en aan de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven (CRB).

Wanneer de PSE2 is opgemaakt bepaalt de wet van 29 april 1999 dat zij moet gepubliceerd worden en moet meegedeeld worden aan de federale wetgevende kamers, aan de gewestregeringen en aan de Europese Commissie.

Overeenkomstig de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek in de opstelling van de plannen en de programma's betreffende het milieu<sup>258</sup>, moet de PSE2 overigens - hoewel ze geen echt plan is<sup>259</sup> - onderworpen worden aan een milieubeoordeling (strategische milieubeoordeling of SEA<sup>260</sup>). De SEA omvat verschillende fasen:

- de opstelling van een register met de informatie die het rapport over de milieugevolgen moet bevatten;
- de realisatie van de beoordeling van de gevolgen voor het milieu;
- de opstelling van het voornoemde rapport;
- de raadpleging van het publiek;
- de raadpleging van betrokken instanties (Adviescomité SEA, Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling, regeringen van de gewesten, ...);
- het rekening houden met het rapport en met de resultaten van de inspraak en van de raadplegingen bij de goedkeuring van het plan of het programma;

---

<sup>258</sup> BS van 10.3.2006.

<sup>259</sup> De studie wordt bij voorbeeld niet ten uitvoer gelegd.

<sup>260</sup> Strategic Environmental Assessment.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- de mededeling van informatie over de goedkeuring van het plan of het programma via een verklaring die wordt bekendgemaakt in het Belgisch staatsblad en op de portaal-site van de federale overheid;
- de opvolging van de milieugevolgen bij de toepassing van het plan of het programma.

## Kwantitatieve analyse van de elektriciteitsbevoorrading van België

Het tweede deel van de PSE2 bestaat uit een algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading van België tegen 2030 binnen de globale energiecontext van het land. De algemene analyse van de elektriciteitsbevoorrading beoogt de vooruitzichten te bepalen van de Belgische elektriciteitsvraag en de elektrische productiecapaciteit die nodig is om op middellange en lange termijn (2020-2030) het evenwicht tussen de vraag naar en het aanbod van elektriciteit te garanderen. Zij houdt rekening met de ontwikkelingen van de Belgische economie en van de internationale energieprijzen, met de mogelijkheid van grensoverschrijdende elektriciteitshandel en met het Europees Klimaat- en Energiepakket.

### Methodologie

De voorgestelde analyse berust op het energiemodel PRIMES en een reeks van scenario's.

### PRIMES-model

PRIMES is een energetisch model van partiële evenwichten: het bepaalt een marktevenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar energie (“evenwicht”), maar evalueert niet de gevolgen op het macro-economisch niveau (“partieel”). PRIMES is een technisch-economisch model dat het gedrag simuleert van de verschillende economische agenten (electriciteitsproducenten, industriëlen, huishoudens, enz.). Met andere woorden, het koppelt aan de verschillende profielen van de vraag naar energiediensten energieproductie- en consumptietechnologieën waarmee kosten, omzettingsrendement, enz. samenhangen.

Het startjaar (of referentiejaar) van de vooruitzichten voor de elektriciteitsbevoorrading is 2010, het jaar waarvoor de statistische gegevens over de elektriciteitssector in het PRIMES-model werden opgenomen. Die gegevens hebben zowel betrekking op de beschrijving van het productiepark als op het niveau en de intersectorale verdeling van de elektriciteitsvraag. De informatie over de gekende investeringen en de besliste buitengebruikstellingen (op datum van 31 december 2011) werden eveneens in het model geïntegreerd.

### Scenario's

Er zijn drie basisscenario's en vier alternatieve scenario's gedefinieerd.

#### Basisscenario's

Wegens de onzekerheid over de beschikbaarheid van de nucleaire capaciteit tegen 2020 op het ogenblik dat de kwantitatieve analyse werd gemaakt (april tot september 2012) werd in



de PSE2 niet één enkel referentiescenario<sup>261</sup> gedefinieerd zoals in de PSE1 maar worden er drie basisscenario's voorgesteld. De basisscenario's hebben dezelfde kenmerken als een referentiescenario, maar geven andere evoluties van de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie<sup>262</sup>. Meer bepaald,

- basisscenario *Nuc-1800* gaat uit van de geleidelijke ontmanteling van de kerncentrales na 40 jaar werking, overeenkomstig de wet van 31 januari 2003 over de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie (Doel 1&2 en Tihange 1 werden uit het elektrische park in 2020 geschrapt);
- basisscenario *Nuc-900* is geënt op de beslissing van de Ministerraad van 4 juli 2012 die voorziet in een verlenging met tien jaar van de operationele werkingsduur van de kerncentrale van Tihange 1. (enkel Doel 1&2 werden uit het elektrische park in 2020 geschrapt);
- basisscenario *Nuc-3000* gaat uit van de hypothese van de vervroegde sluiting van een aantal reactoren en de toepassing van de wet van 2003, behalve voor de centrale van Tihange 1 die haar activiteiten voortzet tot in 2025 (vanaf nu tot 2020 werd 3000 MW uit het elektrisch park geschrapt).

Voor het overige berusten de basisscenario's op de tot eind 2009 aangenomen beleidsmaatregelen.

#### Alternatieve scenario's

Om rekening te houden met de onzekerheden over sommige oriënteringen van het Belgisch energiebeleid, worden in de PSE2 ook vier alternatieve scenario's<sup>263</sup> bestudeerd.

De kenmerken waarin ze verschillen van de basisscenario's zijn de volgende:

- scenario *Coal* schaft de randvoorwaarde af die werd opgelegd in de basisscenario's, namelijk geen investeringen in nieuwe steenkoolcentrales tot 2030. In het Coal-scenario zijn investeringen in nieuwe steenkoolcentrales mogelijk, maar enkel na 2020, om rekening te houden met de termijnen voor de vergunning- en bouwprocedures;
- scenario *No-imp* veronderstelt een niveau van netto elektriciteitsinvoer dat gelijk is aan nul over de gehele projectieperiode. In de basisscenario's is de gekozen hypothese een constant niveau van netto-invoer dat niet gelijk is aan nul tijdens de periode 2015-2030 (5,8 TWh);

---

<sup>261</sup> Het referentiescenario beoogt vooral de impact te simuleren van de gekende trends en beleidsmaatregelen op het Belgisch energiesysteem en op de energetische CO<sub>2</sub>-uitstoot, rekening houdend met de evolutie van de determinanten van het energieaanbod en de energievraag. Het referentiescenario vormt ook een vergelijkingspunt voor de evaluatie van alternatieve scenario's, maar is niet ontwikkeld om het meest realistische of meest waarschijnlijke beeld van het Belgisch energiesysteem te schetsen.

<sup>262</sup> Het achtervoegsel in de naam van de basisscenario's verwijst naar de nucleaire capaciteit die in 2020 van de totale capaciteit wordt afgetrokken.

<sup>263</sup> De resultaten daarvan maken het mogelijk de impact van alternatieve of nieuwe beleidsmaatregelen op de Belgische elektriciteitsbevoorrading te evalueren.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- scenario *18%EE* houdt rekening met de indicatieve doelstelling van België om zijn primair energieverbruik tegen 2020 met 18% te verminderen ten opzichte van een referentieprojectie. In de basisscenario's worden enkel de bestaande beleidsmaatregelen opgenomen die tot doel hebben het energieverbruik te verminderen en niet het indicatieve streefdoel van 18%;
- scenario *EE/RES++* onderzoekt de impact van een ambitieuze ontplooiing van de hernieuwbare energiebronnen voor elektriciteitsproductie na 2020, in combinatie met een daling van de elektriciteitsvraag die compatibel is met de energie-efficiëntiedoelstelling van 18% tegen 2020.

## Resultaten

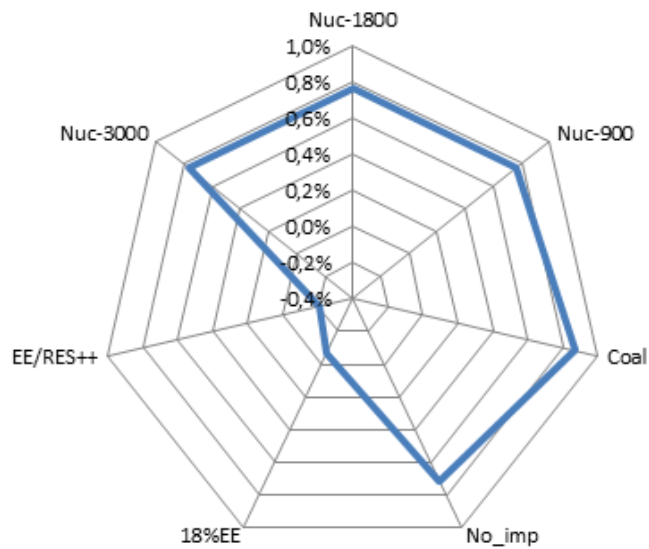
Wegens zijn synthetische aard baseert dit punt zich op afdeling 2.3.3 die een overzicht geeft van de evolutie van de relevante indicatoren in de verschillende onderzochte scenario's. Deze indicatoren zijn: de vraag (opgevraagde elektrische energie) en het aanbod van elektrische energie, de investeringen in nieuwe productiecapaciteit, de geïnstalleerde capaciteit van het Belgisch elektriciteitsproductiepark, de aardgasbehoefte van de elektriciteitssector, de broeikasgasemissies en de gemiddelde productiekost van elektriciteit.

Tabel 43 bevat figuur 32 tot figuur 38 om een kwantitatief beeld te geven van de resultaten.

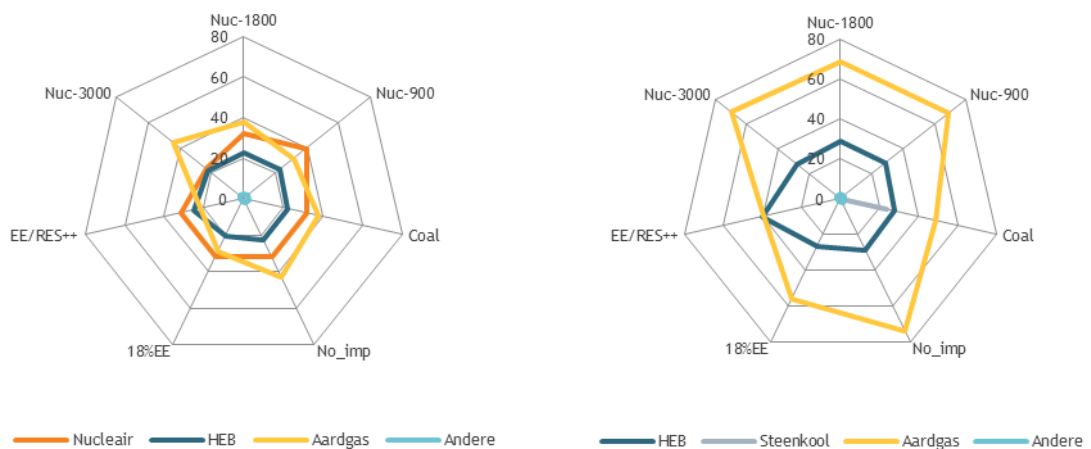


**Tabel 43. Evolutie van relevante indicatoren in de verschillende scenario's die in de PSE2 bestudeerd worden**

**Gemiddelde jaarlijkse groei van de opgevraagde elektrische energie, 2010-2030 (%)**

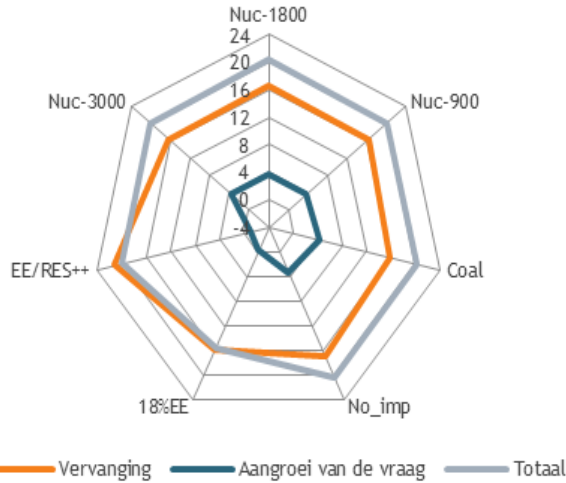


**Elektriciteitsproductie per energievorm, 2020 (links) en 2030 (rechts) (TWh)**

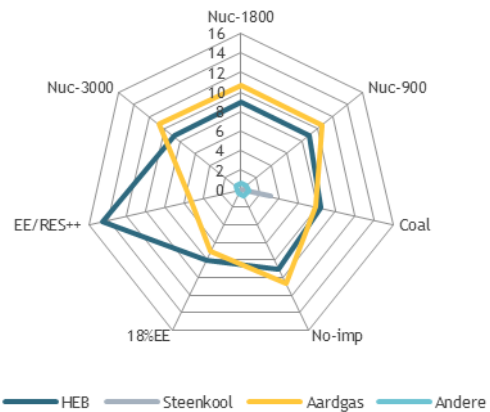
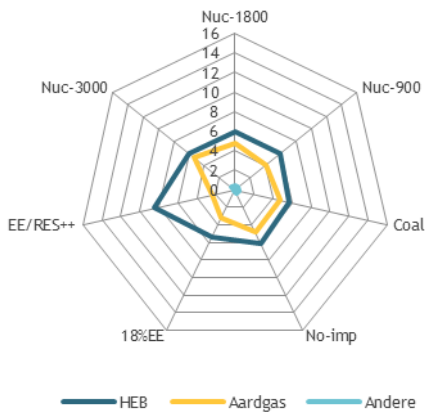


“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

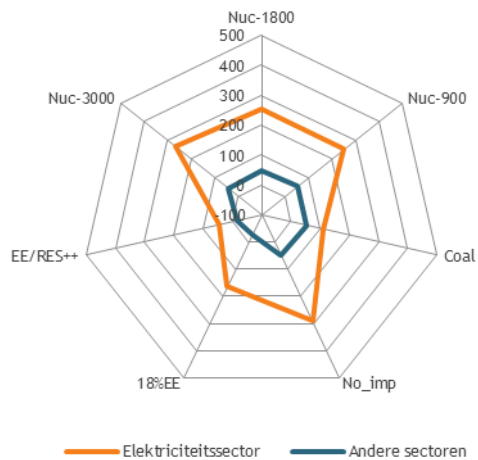
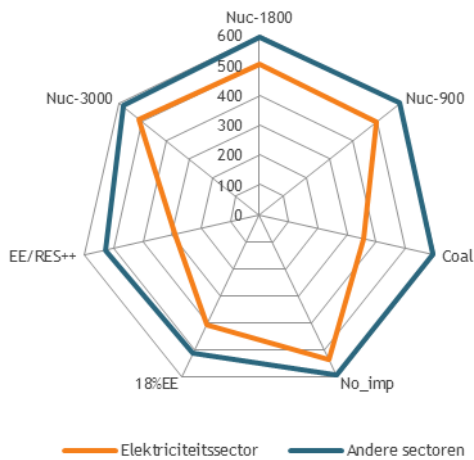
**Gecumuleerde investeringen in nieuwe productiecapaciteit, 2011-2030 (GW)**



**Nieuwe geïnstalleerde capaciteit in 2020 (links) en in 2030 (rechts) (GW)**

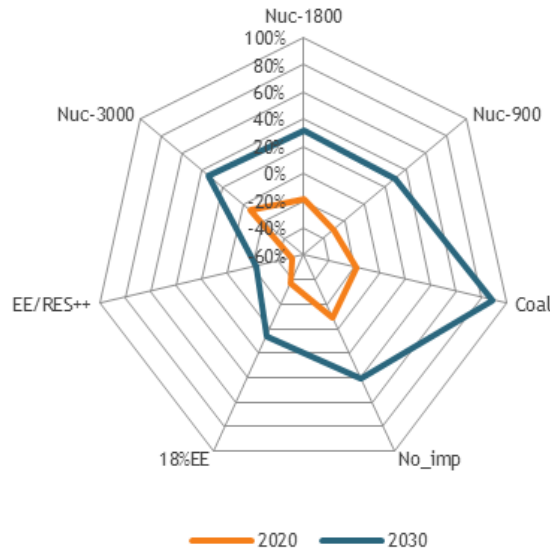


**Vergelijking van de aardgasbehoefte in 2030 (links) en wijziging ten opzichte van 2010 (rechts) (PJ-CBW)**

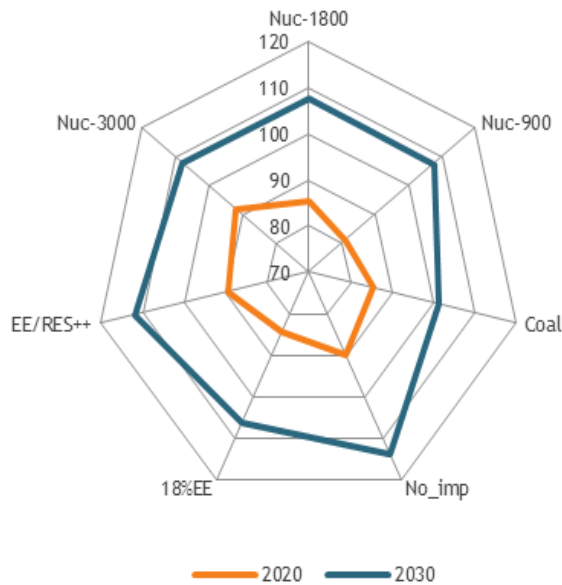




**Evolutie van de broeikasgasemissies van het Belgisch elektriciteitsproductiepark (wijziging in % ten opzichte van 2005)**



**Gemiddelde productiekost van elektriciteit in 2020 en 2030 (euro2005/MWh)**



Noot:

- HEB= hernieuwbare energiebronnen, Andere= afgeleide gassen en olieproducten;
- CBW= calorische bovenwaarde.

Bron: PRIMES.

Tabel 44 bevat tabel 14 en tabel 15 ter illustratie van de kwalitatieve beoordeling van de resultaten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 44. Overzicht van de positieve (+) en negatieve (-) effecten van de onderzochte scenario's ten opzichte van scenario Nuc-1800, jaren 2020 en 2030**

	<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-3000</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
<b>2020</b>						
BKG-emissies van de elektriciteitssector	++	--	=	--	++	+++
Investeringsbehoefte (MW)	+	-	=	=	++	=
Gemiddelde productiekost van elektriciteit	+	-	=	-	=	-
Afhankelijkheid van aardgas	+	-	=	-	++	++
Afhankelijkheid van energie-invoer	=	=	=	=	++	++
<b>2030</b>						
BKG-emissies van de elektriciteitssector	=	=	---	-	++	+++
Investeringsbehoefte (MW)	=	=	=	=	+	=
Investeringsuitgaven 2011-2030	=	=	-	=	++	--
Gemiddelde productiekost van elektriciteit	=	=	+	-	=	-
Afhankelijkheid van aardgas	=	=	++	-	++	++
Afhankelijkheid van energie-invoer	=	=	-	=	++	++

Noot:

= equivalent met scenario Nuc-1800 ;

+ tot +++ verbetering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (+ : verbetering < 10% ; ++ : verbetering tussen 10% en 30% ; +++ : verbetering met meer dan 30%);

- tot --- verslechtering ten opzichte van scenario Nuc-1800 (- : verslechtering < 10% ; -- : verslechtering tussen 10% et 30% ; --- : verslechtering met meer dan 30%).

Bron: FPB.

## Evaluatie van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België en aanbevelingen

Het derde deel van de PSE2 geeft een evaluatie van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit.

Bij gebrek aan een consensus over specifieke criteria voor de bevoorradingszekerheid van energie en, a fortiori, van elektriciteit is deze evaluatie uitgevoerd aan de hand van criteria die betrekking hebben op een verwant concept: de energiekwetsbaarheid. Deze criteria worden voorgesteld door d'Artigues (2008)<sup>264</sup>. Zij definieert de energiekwetsbaarheid vanuit drie onderling samenhangende begrippen: diversiteit, energie-efficiëntie en duurzaamheid. Met deze drie begrippen associeert ze indicatoren.

De evaluatiecriteria werden, indien mogelijk, eerst aangepast voor elektriciteit en werden geselecteerd op basis van de beschikbaarheid van de noodzakelijke informatie. Daarna werden de evaluatiecriteria toegepast zowel op de recente ontwikkelingen als op de toekomstige

<sup>264</sup> d'Artigues A. (2008), *Définition d'indicateurs de vulnérabilité énergétique. Une analyse comparée des pays de l'Europe des 15*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, juli 2008.



ontwikkelingen, indien beschikbaar (zie deel 2) en niet alleen in België maar ook in de andere landen van de regio van Centraal-West-Europa en in het Verenigd Koninkrijk, m.b.t. de recente ontwikkelingen.

Als gevolg van de opties die werden genomen hebben sommige evaluatiecriteria betrekking op de bevoorradingszekerheid van elektriciteit en andere op de bevoorradingszekerheid van energie. Deze laatste worden gemarkeerd met de afkorting “BZEN” in een voetnoot.

De resultaten van de toepassing van de evaluatiecriteria hebben geleid tot aanbevelingen.

De evaluatiecriteria, de resultaten van de toepassing ervan en de aanbevelingen worden samengevat in tabel 45.



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Tabel 45. Samenvatting van de evaluatiecriteria voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België, de toepassing ervan en de daaruit voortvloeiende aanbevelingen**

Evaluatiecriteria	Resultaten van de toepassing van de criteria	Aanbevelingen
Literatuuronderzoek over de bevoorradingszekerheid van energie en elektriciteit	Hoewel er heel wat criteria voorgesteld zijn om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit te beoordelen, is er geen consensus over de geschikte criteria. Dergelijke criteria, aangepast aan de specifieke kenmerken van België, zijn echter essentieel voor een evaluatie van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van het land. Die evaluatie is op haar beurt noodzakelijk voor het formuleren van efficiënte aanbevelingen.	Ontwikkelen van een reeks criteria om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te meten, in de vorm van een boardtabel
<b>1. Diversiteit</b>		
<p>1.1. Diversiteit van de primaire energiebronnen die gebruikt worden om elektriciteit te produceren</p> <p>Diversity index (DI) Shannon-Wiener</p> $DI = - \sum_i a_i \ln a_i$ <p>waar i = primaire energiebron = 1... X a<sub>i</sub> = aandeel van de bron i in alle bronnen</p>	<p>Sinds 2005 beschikt België ieder jaar weer over een meer gediversifieerde elektriciteitsmix dan het gemiddelde van de andere landen in Centraal-West-Europa (CWE) en het Verenigd Koninkrijk. Bovendien is deze diversiteit in de loop der jaren verbeterd. Ze zou blijven verbeteren tot in 2020, maar contrasterende trends kennen in 2030, afhankelijk van de keuzes die gemaakt worden op het terrein van het energiebeleid. Tegen die tijd bereiken alleen de DI's van de scenario's <i>Coal</i> en <i>EE/RES++</i> een hogere waarde dan die van de DI van 2011, omdat aardgas daarin een minder grote rol zal spelen.</p>	<p>Toezien op de afhankelijkheid van aardgas onder meer via de studie over de perspectieven van gasbevoorrading en met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de elektriciteitsmarkt</p> <p>Versterken van het beleid in geval van een crisis in de bevoorrading van aardgas, in overeenstemming met de vereisten van het derde Europese energiepakket</p>
<p>1.2. Diversiteit van de leverende landen van primaire energiebronnen<sup>1</sup></p> <p>Diversity index (DI) Shannon-Wiener</p> $DI = - \sum_i a_i \ln a_i$ <p>waar i = leverend land van primaire energiebron = 1... X a<sub>i</sub> = aandeel van het leverend land i in alle leverende landen</p>	<p>Hoewel de DI van de leveranciers van aardolieproducten lager is dan het gemiddelde voor de CWE-landen en het Verenigd Koninkrijk en lichtjes is gedaald tussen 2009 en 2011, zijn de bijbehorende absolute waarden hoog. Daarom wordt hij als bevredigend beschouwd, temeer daar aardolieproducten weinig gebruikt worden voor de productie van elektriciteit (0,3% in 2011; circa 2,0% in 2020 en 2030).</p> <p>De DI van de levering van aardgas heeft hogere waarden dan de gemiddelde waarden van de vergeleken landen voor alle bestudeerde jaren en ligt hoog. Hij wordt dus eveneens als bevredigend beschouwd.</p> <p>De DI van de leveranciers van steenkool blijft boven het gemiddelde van de vergeleken landen voor de hele periode, maar ligt vrij laag. Bovendien neemt hij gestaag af. Hoewel er geen reden tot ongerustheid is, maant de eventualiteit van nieuwe investeringen in steenkool<sup>2</sup> na 2020 tot waakzaamheid.</p>	<p>Met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren van de steenkoolmarkt, toezien op het behoud van de huidige mate van diversiteit m.b.t. de leveranciers van steenkool, voor het geval dat er nieuwe investeringen in steenkool zouden worden toegekend na 2020</p>

<sup>1</sup> BZEN.

<sup>2</sup> Voorzien van een systeem voor de opvang en opslag van koolstofdioxide (CSS).



<p>1.3. Aandeel van de productie van een primaire energiebron in het bruto binnenlands verbruik (APBBV)<sup>3</sup></p>	<p>België is volledig afhankelijk van de invoer voor aardgas. Een nieuwe mogelijkheid is ontstaan door het onconventioneel gas. Deze mogelijkheid bevat echter belangrijke valkuilen op milieugebied. Het federaal niveau wacht de resultaten af van de lopende studies over dit onderwerp alvorens zich uit te spreken.</p>	<p>Aandacht schenken aan de kwaliteit van de resultaten van de studies met betrekking tot onconventioneel gas en van de resultaten zelf</p>
<p><b>APBBV<sub>i</sub> = P<sub>i</sub> / BBV<sub>i</sub></b></p> <p>waar i = primaire energiebron = 1... X P<sub>i</sub> = productie van de primaire energiebron i BBV<sub>i</sub> = bruto binnenlands verbruik van de primaire energiebron i</p>	<p>België produceert geen steenkool meer en zou er ook geen meer produceren, althans in het licht van de PSE2. Aangezien het aandeel van steenkool in de elektriciteitsmix laag is en naar verwachting zal afnemen tegen 2030, lijkt de bevoorradingszekerheid van elektriciteit niet in gevaar te komen.</p> <p>Voor hout en houtafval (de enige biomassa-elementen waarvoor er gegevens beschikbaar zijn) is België meer afhankelijk van de invoer dan de andere onderzochte landen. De statistieken over het onderwerp zijn echter nog maar weinig uitgebreid. Aangezien biomassa naar verwachting een toenemende rol zal spelen in de energiemix, moet de bevoorrading van hout en houtafval beter opgevolgd worden.</p>	<p>Versterken van de opvolging van de bevoorrading in hout en houtafval, in het bijzonder in het kader van duurzaam bosbeheer, met inachtneming van de keuzevrijheid van de economische actoren, door de statistieken te verbeteren (invullen van de JWEE-vragenlijst) en door de kennis van de toe te passen logistieke processen (aanvoer, opslag, ...) uit te breiden</p>
<p>1.4. Afhankelijkheid van elektriciteit (EA<sub>e</sub>)<sup>4</sup></p>	<p>Op enkele uitzonderingen na is de netto-invoer van elektriciteit in België altijd positief geweest. Zowel tegen 2020 als tegen 2030 tonen de meeste scenario's een hogere afhankelijkheid van elektriciteit dan in 2010.</p>	<p>Interconnecties met buurlanden bevorderen;</p> <p>Het verdere opvolgen van de werkzaamheden van de "Electricity Coordination Group" betreffende het gebruik van grensoverschrijdende stromen en de evaluatie van het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit.</p>
<p><b>2. Efficiëntie</b></p>		
<p>2.1. Economische activiteitssectoren</p> <p>Elektrische intensiteit (EI)</p>	<p>In België is de energie-efficiëntie een gewestelijke aangelegenheid. Op federaal niveau bestaan de maatregelen voornamelijk uit het bepalen van de energieprestatienormen voor uitrusting, het verstrekken van fiscale stimulansen en het organiseren van informatiecampaagnes.</p>	<p>Aanmoedigen van gewestelijke acties zoals de sectorakkoorden Energie</p> <p>Naast het verder aanmoedigen van energiebesparende investeringen, het grondiger bestuderen van de maatregelen</p>

<sup>3</sup> BZEN.

<sup>4</sup> EA = energie-afhankelijkheid.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

<p><b><math>E_i = FEV_i / TW_i</math></b></p> <p>waar i = sector = 1... X</p> <p><math>FEV_i</math> = finaal elektriciteitsverbruik van de sector i</p> <p><math>TW_i</math> = toegevoegde waarde van de sector i</p>	<p>De elektrische intensiteit van de Belgische industrie is zowel in 2005 als in 2010 hoger dan die van de industrie van de andere bestudeerde landen, met uitzondering van Luxemburg. De elektrische intensiteit van de Belgische dienstensector (met inbegrip van de landbouw) is ook hoger dan het gemiddelde van 2010 voor de zes geobserveerde landen. De elektrische intensiteit van de Belgische transportsector, ten slotte, is iets lager dan het gemiddelde van 2005 en 2010 voor de zes geobserveerde landen.</p>	<p>die bijdragen tot een geringere groei van het finale elektriciteitsverbruik in de buurlanden, met name op basis van de gegevens die verzameld zijn in het kader van het project Odyssee-Mure</p>
<p><b>2.2. Residentiële sector</b></p> <p>Hoeveelheid elektriciteit die wordt verbruikt per huishouden (EVH) of per inwoner (EVI)</p> <p><b><math>EVH = FEV_M / H</math></b></p> <p>waar <math>FEV_M</math> = finaal elektriciteitsverbruik van de huishoudens H = aantal huishoudens</p> <p><b><math>EVI = FEV_M / I</math></b></p> <p>waar <math>FEV_M</math> = finaal elektriciteitsverbruik van de huishoudens I = aantal inwoners</p>	<p>In 2005 en in 2010 is de hoeveelheid verbruikte elektriciteit per huishouden in België hoger dan het gemiddelde voor de geobserveerde landen. Dit verschil lijkt echter af te nemen in de loop van de tijd.</p> <p>De scenario's <i>18%EE</i> en <i>EE/RES++</i> tonen, zonder verrassing, een teruggang in het residentiële verbruik, van 20 tot 23%, ten opzichte van het scenario <i>Nuc-1800</i> tussen 2020 en 2030.</p> <p>Er is logischerwijs een sterke lineaire correlatie (1) tussen de gegevens van het verbruik per inwoner en de gegevens van het verbruik per huishouden.</p> <p>De hiernaast voorgestelde elektrische intensiteitsindicatoren laten niet toe om de rol van energie-efficiëntie in de evolutie van het elektriciteitsverbruik van de residentiële sector nauwkeurig af te bakenen, omdat ze structurele effecten omvatten, zoals de impact van de levenswijze.</p>	<p>Verbeteren van de betrouwbaarheid van de gegevens over het verbruik van de huishoudens (in overeenstemming met de nieuwe bepalingen van de Europese verordening betreffende energiestatistiek)</p> <p>Laten uitvoeren van een gedetailleerde studie naar de evolutie van elk type elektrisch toestel in de residentiële sector</p>
<p><b>3. Duurzaamheid</b></p>		
<p><b>3.1. Convergentie van vraag en aanbod</b></p>		
<p><b>3.1.1. Evenwicht tussen vraag en aanbod</b></p>		
<p>3.1.1.1. Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 en Plan Wathelet</p>	<p>Enkele van de actiegebieden van de langetermijnvisie kunnen worden aangevuld: de opslag van elektriciteit en het toezicht op de bevoorradingszekerheid via passende criteria.</p>	<p>Opslag van elektriciteit: lanceren van een studie over de technische kenmerken en het Belgische ontwikkelingspotentieel van de technologieën ter zake tegen 2030 en 2050</p> <p>Permanent toezichtstelsel: verbeteren van de informatica-tool voor het vergelijken van de vraag en het aanbod van elektriciteit die gemaakt werd voor het Energieobservatorium naar aanleiding van de uitwerking van het Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017 (deterministisch model)</p>
<p>3.1.1.2. Kwantitatieve analyse van de PSE2</p>	<p>Diverse mogelijkheden komen naar voor naargelang het beoogde doel:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>als men streeft naar een beperking van de investeringen, lijkt elektrische-efficiëntie het actiegebied bij uitstek, vooral omdat de gemid-</li> </ul>	<p>Toespitsen van de inspanningen op energie-efficiëntie en vooral het behalen van de indicatieve doelstelling van 18% die België zich heeft gesteld</p>




---

delde productiekosten van het scenario 18% EE gelijk zijn aan die van het scenario Nuc-1800;

- als men de gemiddelde productiekosten wil beheersen, is steenkool de oplossing, maar deze piste scoort slecht op het vlak van verontreinigende uitstoot.
- 

### 3.1.2. Concurrentie

- Herfindahl-Hirschmann Index (HHI)

$$HHI = \sum_i s_i^2$$

waar

$i$  = bedrijf  
= 1... X

$s_i$  = marktaandeel van bedrijf  $i$  (algemeen vermenigvuldigd met 100)

- Europese concurrentie-indicatoren

- voor de productie:
  - aantal bedrijven die samen minstens 95 % van de nationale netto-elektriciteitsproductie vertegenwoordigen
  - aantal bedrijven die elk minstens 5 % van de nationale netto-elektriciteit produceren
  - geaggregeerd marktaandeel van alle bedrijven die elk minstens 5 % van de nationale elektriciteit produceren
- voor de levering
  - totaal aantal leveranciers aan eindcon-

Er tekent zich een verbetering af, maar er moeten nog inspanningen worden geleverd.

Aangezien de concurrentie onder de bevoegdheid van de regulatoren valt, worden er geen specifieke aanbevelingen geformuleerd. Men kan wel maatregelen aanmoedigen die in een andere context genomen zijn en een positief effect hebben op de concurrentie (bijvoorbeeld de campagne "Gas - Elektriciteit: durf vergelijken!").

---

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ sumenten</li> <li>▪ aantal leveranciers die elk minstens 5 % van de totale elektriciteit leveren</li> <li>▪ geaggregeerd marktaandeel van alle bedrijven die elk minstens 5 % van de totale elektriciteit leveren</li> </ul>	
3.2. Ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden	De capaciteit van de lijnen van grens-tot-grensvervoer, de teller van de graad van elektrische interconnectie, is een vrij vaag begrip, dat op verschillende manieren kan worden benaderd.	
<p>Graad van elektrische interconnectie (GEI)</p> $GEI = \sum_i KGtGV_i / GPK$ <p>waar</p> <p>i = lijn van grens-tot-grensvervoer = 1... X</p> <p>KGtGV<sub>i</sub> = capaciteit van de lijn van grens-tot-grensvervoer i</p> <p>GPK = geïnstalleerde productiecapaciteit</p>	<p>Voor België en de winter van 2010 verkrijgen we een interconnectiegraad van 21%, als we de totale transmissiecapaciteit van de lijnen als teller kiezen, dat wil zeggen 3500 MW, wetende dat de geïnstalleerde productiecapaciteit 17000 MW bedroeg.</p> <p>Een vergelijking van de interconnectiegraad van België met die van de 15 landen van de Europese Unie in 2004 leidt tot de vaststelling dat België een van de best bedeelde landen is, maar dat het zijn situatie nog kan verbeteren.</p>	Precieze aanbevelingen inzake de ontwikkeling van de interconnecties behoren tot de bevoegdheid van de transmissienetbeheerder (met name via het ontwikkelingsplan voor het elektriciteitstransmissienet). Daarom worden er hier geen geformuleerd.
3.3. Stabiliteit van de leverende landen <sup>5</sup>		
<p>Stabiliteit op sociaal, economisch en (geo)politiek vlak</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Human Development Index (HDI)</li> <li>• Informatie gepubliceerd door de Nationale Delcrederedienst en de NV Delcredere</li> </ul>	De meeste landen die fossiele energiebronnen leveren aan België en verantwoordelijk zijn voor het merendeel van de leveringen vertonen geen of weinig risico's, behalve Jemen, Nigeria, Irak, Iran, Venezuela en de Russische Federatie.	Aanmoedigen van de operatoren van de energiemarkten, met inachtneming van hun keuzevrijheid, om de nodige voorzichtigheid aan de dag te leggen bij de aankoop van fossiele energiebronnen uit Jemen, Iran, Irak, Venezuela, Nigeria en de Russische Federatie
3.4. Duurzame ontwikkeling		
3.4.1. Evolutie van het verbruik	Zie 2. Efficiëntie	Zie 2. Efficiëntie
3.4.2. Schaarser worden van de hulpbronnen <sup>6</sup>		

<sup>5</sup> BZEN.

<sup>6</sup> BZEN.



### 3.4.2.1. Fossiele en minerale energiebronnen

- Bewezen reserves (R)
- Jaarlijkse productie (P)
- R / P -verhouding

- voor de wereld (JW)

$$JW_i = RW_i / PW_i$$

waar

i primaire energiebron  
= 1... X

RW<sub>i</sub> = (bewezen) wereldwijde reserves van de primaire energiebron i

PW<sub>i</sub> = wereldwijde productie van primaire energiebron i

- voor de leverende landen (J)

$$J_{fi} = R_{fi} / P_{fi}$$

waar

f = leverend land van België  
= 1... W

i = primaire energiebron  
= 1... X

R<sub>fi</sub> = (bewezen) reserves van het leverend land van België f van de primaire energiebron i

P<sub>fi</sub> = productie van het leverend land van België f van de primaire energiebron i

- Resterende winbare bronnen (RWB)

Voor de wereld, bij een constant blijvende jaarlijkse productie zijn de vooruitzichten voor de ontginning van minerale en fossiele energiebronnen in 2011 gelegen tussen +/- 50 en +/- 110 jaar met, in dalende volgorde van vooruitzichten, steenkool, uranium, aardgas en olie. Maar de eindigheid van de hulpbronnen, versterkt door het debat over de evolutie van de jaarlijkse productie, en de milieuschade manen aan tot voorzichtigheid.

Voor de landen die fossiele energiebronnen leveren aan België:

- aardolie: België bevoorraadt zich voornamelijk bij landen met een gemiddelde of lage R / P-ratio en de belangrijkste leverancier (de Russische Federatie, 44 %) vertoont niet te verwaarlozen risico's. Aardolie draagt echter slechts voor 0,3% in 2011 en voor ongeveer 2,0% in 2020 en in 2030 bij aan de elektriciteitsproductie in België;
- aardgas: de R / P-ratio van de belangrijkste leverancier van aardgas aan België (Qatar, 34%) is hoog, terwijl die van de volgende twee (Noorwegen, 29% en Nederland, 27 %) als gemiddeld beschouwd kunnen worden. Deze drie landen vertonen een zeer hoge HDI; de situatie lijkt geruststellend. Aardgas zal naar verwachting echter een steeds belangrijkere rol spelen in de elektriciteitsproductie in de komende decennia;
- steenkool: behalve voor het Verenigd Koninkrijk (1%) is de orde van grootte van de R / P-ratio van alle landen die steenkool leveren aan België hoog en de HDI van de belangrijkste daarvan (de Verenigde Staten, 42% en Australië, 36%) is zeer hoog. Aangezien steenkool momenteel moeilijkheden ondervindt wegens zijn slechte milieuprestaties kunnen de situatie en de vooruitzichten als bevredigend beschouwd worden;
- uranium: bij gebrek aan gegevens kunnen de risico's niet beoordeeld worden. België heeft echter besloten om de nucleaire technologie voor elektriciteitsproductie op te geven tegen 2025.

Het aandeel van fossiele en minerale energiebronnen in de energiemix voor de productie van elektriciteit verder verlagen of vermijden te verhogen, meer bepaald met behulp van nieuwe technologieën (koppeling van HE aan opslag en/of het beheer van de vraag bijvoorbeeld)

Maken van een uitvoerige diagnose, met inachtneming van de keuzevrijheid van de operatoren op de aardgasmarkt en de betrouwbaarheid van de benodigde gegevens, van de portefeuille van de landen die aardgas leveren aan België, rekening houdend met de aanvoerroutes

### 3.4.2.2. Biomassa en geothermie

Studie "Towards 100% renewable energy in

Voor de biomassa, het aandeel van het duurzame mondiale potentieel dat kan worden toegeschreven aan België in 2050 bereikt 300 PJ per jaar (op basis van demografische vooruitzichten) of 1097 PJ per jaar (op basis van de groeivoorzichten voor het BBP), dus 83,3 of 304,7 TWh per jaar.

Verbeteren van de beoordeling van het potentieel van biomassa voor energiedoeleinden bestemd voor België (productie in België en invoer) en schatten van de gevolgen van de ontwikkeling ervan op logistiek (opslag, aanvoer...) en

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Belgium by 2050”	Voor de (diepe) geothermie <sup>7</sup> , het potentieel wordt geraamd op 4000 MW voor België als geheel, maar er zijn geen gedetailleerde gegevens beschikbaar voor Wallonië.	milieuvlak Grondiger bestuderen van het potentieel van (diepe) geothermie
3.4.3. Verontreinigende emissies en afvalstoffen		
<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-uitstoten per inwoner</li> </ul>	<b>CO<sub>2</sub>I = CO<sub>2</sub> / I</b>	
<p>waar</p> <p>CO<sub>2</sub> = CO<sub>2</sub>-uitstoten door de elektriciteitscentrales</p> <p>I = aantal inwoners</p>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-uitstoten per eenheid van het bbp</li> </ul>	<b>CO<sub>2</sub>bbp = CO<sub>2</sub> / bbp</b>	
<p>waar</p> <p>CO<sub>2</sub> = CO<sub>2</sub>-uitstoten door de elektriciteitscentrales</p> <p>bbp = bruto binnenlands product</p>	De criteria zullen worden toegepast op het einde van de SEA. Op basis van de informatie over de uitstoot van broeikasgassen van de elektriciteitssector die beschikbaar is in de kwantitatieve analyse van de PSE2 kunnen we echter een eerste evaluatie uitvoeren en het volgende naar voren halen:	Versterken van de maatregelen inzake de energie-efficiëntie en de HEB's
<ul style="list-style-type: none"> <li>NO<sub>x</sub>-uitstoten per inwoner</li> </ul>	<b>NO<sub>x</sub>I = NO<sub>x</sub> / I</b>	
<p>waar</p> <p>NO<sub>x</sub> = NO<sub>x</sub>-uitstoten door de elektriciteitscentrales</p> <p>I = aantal inwoners</p>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>NO<sub>x</sub>-uitstoten per eenheid van het bbp</li> </ul>	<b>NO<sub>x</sub>bbp = NO<sub>x</sub> / bbp</b>	
<p>waar</p> <p>NO<sub>x</sub> = NO<sub>x</sub>-uitstoten door de elektriciteitscentrales</p> <p>bbp = bruto binnenlands product</p>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>SO<sub>2</sub>-uitstoten per inwoner</li> </ul>	<b>SO<sub>2</sub>I = SO<sub>2</sub> / I</b>	

<sup>7</sup> Waarvan de hoge temperaturen aangepast zijn voor de productie van elektriciteit.



---

waar  
 $SO_2$  =  $SO_2$ -uitstoten door de elektriciteitscentrales  
I = aantal inwoners

- $SO_2$ -uitstoten per eenheid van het bbp

$$SO_2\text{bbp} = SO_2 / \text{bbp}$$

waar  
 $SO_2$  =  $SO_2$ -uitstoten door de elektriciteitscentrales  
bbp = bruto binnenlands product

- Productie van radioactief afval per eenheid geproduceerde energie (RAE)

$$RAE = RA / GE$$

waar  
RA = hoeveelheid radioactieve afvalstoffen geproduceerd door kerncentrales  
GE = energie die door elektriciteitscentrales wordt geproduceerd

---



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

## Bibliografie

Agence internationale de l'Énergie (AIE, 2012), *World Energy Outlook 2012 – Résumé*, 2012.

Actions pour promouvoir le français des affaires, <http://www.apfa.asso.fr/>

Belgisch Staatsblad (2003), *Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie*, pp. 9879-9880, 28 februari 2003.

Belgisch Staatsblad (2013), *Besluit van de Vlaamse Regering tot verlening van een opsporingsvergunning voor koolwaterstoffen aan Mijnen nv voor een gebied van 363,09 km<sup>2</sup> op het grondgebied van de gemeenten As, Beringen, Dilsen-Stokkem, Genk, Ham, Hasselt, Heusden-Zolder, Houthalen-Helchteren, Leopoldsburg, Maasmechelen, Meeuwen-Gruitrode, Opglabbeek, Zonhoven en Zutendaa*, 11 juni 2013.

Belgisch Staatsblad (2012), *Wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen*, pp. 909-990, 11 januari 2012.

Bernard J.-Th., N. Idoudi (2003), *Demande d'énergie et changement de l'intensité énergétique du secteur manufacturier québécois de 1990 à 1998*, Revue d'analyse économique, vol. 79, no 4, december 2003.

Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin and F. Thiéry (BFP, 2011a), *Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy – Update 2010, Working Paper 9-11*, Federal Planning Bureau, juli 2011.

BP (2012), *Statistical Review of World Energy 2012*, 2012.

Clastres C., C. Locatelli (2012), *Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne - Succès et questions*, Economie du développement durable et de l'énergie, Cahier de recherche n° 15/2012, september 2012.

Club de la presse Strasbourg - Europe (19 juin 2013), *L'Europe de l'énergie: c'est maintenant? Itw avec Catherine Trautmann, députée européenne et Bruno Alaves, directeur général adjoint réseau GDS*, tiré de [http://www.club-presse-strasbourg.com/?option=com\\_actualites&view=actualite&id=734](http://www.club-presse-strasbourg.com/?option=com_actualites&view=actualite&id=734)

Connaissance des énergies, <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/pic-petrolier>

CREG (2011), *Etude relative à la capacité de production d'électricité installée en Belgique en 2010 et son évolution*, oktober 2011.

CREG, CWaPE, Brugel, VREG, *De ontwikkeling van de elektriciteits- en aardgasmarkten in België - Jaar 2012*, Persbericht, 2013 (<http://www.creg.info/pdf/Presse/2013/compress20130610nl.pdf>).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

d'Artigues A. (2008), *Définition d'indicateurs de vulnérabilité énergétique. Une analyse comparée des pays de l'Europe des 15*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie, juillet 2008.

Dufeigneux J.-L., A. Têtu, R. Risser, M. Renon-Beaufils, Ph. Le Lourd, E. Charbonnier (2003), *Rapport de l'instance d'évaluation de la politique du service public des déchets ménagers et assimilés - Volume II*, Commissariat général du Plan, december 2003.

Elia, <http://www.elia.be/fr/grid-data/consommation-previsions-de-charge>,  
<http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten>,  
<http://www.elia.be/nl/over-elia/newsroom/newsletter>

Energieobservatorium (AD Energie) (2012a),  
[http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/general/observatoire\\_de\\_l\\_energie\\_-\\_chiffres\\_cle\\_2010.jsp](http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/general/observatoire_de_l_energie_-_chiffres_cle_2010.jsp)

Energieobservatorium (AD Energie) (2012b), *Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017*, juni 2012,  
[http://economie.fgov.be/nl/modules/publications/analyses\\_studies/rapport\\_moyens\\_productio\\_n\\_electricite\\_2012-2017.jsp](http://economie.fgov.be/nl/modules/publications/analyses_studies/rapport_moyens_productio_n_electricite_2012-2017.jsp)

Energieobservatorium (AD Energie) (2013), *De energiemarkt in 2010*, 2013.

European Commission, Directorate General for Energy (2010a), *EU energy trends to 2030 – update 2009*.

European Commission (2011a), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, COM(2011) 111 final, maart 2011.

European Commission (2011b), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Energy Roadmap 2050*, COM(2011) 885 final, december 2011.

European Commission (2012), *Energy Markets in the European Union in 2011*, 2012.

European Commission (2013), *Member State's Energy Dependence : An Indicator-Based Assessment*, European economy, Occasional Paper 145, april 2013 ([http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/occasional\\_paper/2013/pdf/ocp145\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2013/pdf/ocp145_en.pdf)).

Europese Commissie (2000), *Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening*, groenboek, COM(2000)769 final, 29 november 2000.

Europese Commissie (2004), *Richtsnoeren voor de beoordeling van horizontale fusies op grond van de Verordening van de Raad inzake de controle op concentraties van ondernemingen*, Publicatieblad van de Europese Unie C 31, 5 februari 2004.

Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>.



Federaal Planbureau (FPB, 2011b), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030, reeks Vooruitzichten*, november 2011.

Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012), *Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050*, december 2012.

FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, campagne "Gas-Elektriciteit: durf vergelijken!", [http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Facture\\_energie/durf\\_vergelijken/](http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Facture_energie/durf_vergelijken/)

FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (AD Energie) en Federaal Planbureau (2009), *Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 (PSE1)*, december 2009  
([http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorrading/zekerheid/Prospectieve\\_studie\\_elektriciteit/](http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorrading/zekerheid/Prospectieve_studie_elektriciteit/)).

FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie (AD Energie) en Federaal Planbureau (2011), *Prospectieve studie betreffende de zekerheid van de aardgasbevoorrading tot 2020 (PSG1)*, juli 2011  
([http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorrading/zekerheid/Prospectieve\\_studie\\_gas/](http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorrading/zekerheid/Prospectieve_studie_gas/)).

Forest Stewardship Council, <http://www.fsc.org>

Gemix2 (2012), *Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030?*, Geactualiseerd verslag, juli 2012.

Haberl H., T. Beringer, SC. Bhattacharya, K.-H. Erb, M. Hoogwijk (2010), *The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints*, Current Opinion in Environmental Sustainability, 2010.

Höglund-Isaksson L., W. Winiwarter, F. Wagner, Z. Klimont and M. Amann (2010), *Potentials and costs for mitigation of non-CO<sub>2</sub> greenhouse gas emissions in the European Union until 2030*, IIASA, report to DG Climate Action, mei 2010.

International Atomic Energy Agency (IAEA, 2012), *Nuclear Technology Review 2012*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012a), *IEA statistics - Coal information*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012b), *IEA statistics - Electricity information*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012c), *IEA statistics - Natural gas information*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012d), *IEA statistics - Oil information*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012e), *World Energy Outlook 2012*.

IFP Energies nouvelles,  
<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Laponche B. (2006), *Sobriété et maîtrise de la demande d'énergie*, Les cahiers de Global Chance, n° 21, mei 2006.

Lebas C. (direction de recherche), B. Annen, M. Badot, N. Livrozet, C. Mounier, E. Murlon-Druol, H. René, K. Sader (2006), *Géopolitique de l'énergie : risques et enjeux pour la Défense*, Centre d'études et de recherche de l'enseignement militaire supérieur, 1 juli 2006.

McGlade Ch. (2010), *Uncertainties in estimating remaining recoverable resources of conventional oil*, University College London, 7 juli 2010.

Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie de la République française, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale.13558.html>

Nationale Delcrederedienst, <http://www.ondd.be>

Nationaal Hervormingsprogramma België 2011 (2011), 15 april 2011, [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp\\_belgium\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp_belgium_fr.pdf)

Nationale instelling voor radioactief afval en verrijkte splijtstoffen (NIRAS), <http://www.niras.be/content/project-voor-de-oppervlakteberging-van-het-afval-van-categorie>, <http://www.niras.be/content/langetermijnbeheer-van-het-afval-van-de-categorie%C3%ABn-b-en-c>

Nuclear Energy Agency (NEA, 2011), *2011 Annual Report*, 2011.

NTUA (E3M-Lab), the PRIMES model, [http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com\\_content&view=category&id=35%3Aprimes&Itemid=80&layout=default&lang=en](http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=35%3Aprimes&Itemid=80&layout=default&lang=en)

NV Delcredere, <http://www.delcredere.be/>

Official Journal of the European Union (2012), *Directive 2012/27/EU of the European parliament and the Council on Energy efficiency, amending Directives 2009/128/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC*, 14 november 2012.

Percebois J. (2007), *Dépendance et vulnérabilité : deux approches connexes dans le traitement des risques énergétiques*, Séminaire international France-Amérique Latine et Caraïbes - Géopolitique, sécurité et durabilité : transition vers un nouvel ordre énergétique mondial, Santiago du Chili, 28-30 november 2007.

Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes, <http://www.pefc.be/>

Publicatieblad van de Europese Unie (2009a), *Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG*, 23 april 2009.

Publicatieblad van de Europese Unie (2009b), *Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG*, 14 augustus 2009.



RES Forecast document of Belgium (2009),  
[http://ec.europa.eu/energy/renewables/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm)

Silvestre S. (25 janvier 2013), *Comment la France a-t-elle pu devenir importateur net d'électricité ?*, tiré de <http://www.atlantico.fr/decryptage/comment-france-t-elle-pu-devenir-importateur-net-electricite-stephan-silvestre-616154.html>

Stasiakowska A. (2008), *Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité*, Mémoire présenté pour l'obtention du Diplôme d'études approfondies en études européennes, Institut européen de l'Université de Genève, Collection Euryopa, vol. 63-2009, Genève, september 2008.

Synergrid, <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>.

United Nations Economic Commission for Europe, Joint Wood Energy Enquiry,  
<http://www.unece.org/forests/jwee.html>

United Nations Development Programme (UNDP, 2013), *2013 Human Development Report – The Rise of the South: Human Progress in a Diverse World*, 2013.

United Nations Development Programme, Human Development Reports, Human Development Index (HDI), <http://hdr.undp.org/en/statistics/hdi/>

Viterbo J. (2012), *Les nouvelles frontières de la production de pétrole, Chercheurs d'énergies - 7. La production de pétrole*, Cahier spécial La Recherche, La Recherche, n° 464, mei 2012.

Wathelet M. (2012), *Het Belgische elektriciteitssysteem op een tweesprong: een nieuwe energiepolitiek om de overgang te doen slagen*, 27 juni 2012 (<http://wathelet.belgium.be/wp-content/uploads/2012/07/Plan-Wathelet-Elektriciteit.pdf>).

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”



## Lijst van afkortingen

<b>Kilo (k)</b>	10 <sup>3</sup>
<b>Mega (M)</b>	10 <sup>6</sup>
<b>Giga (G)</b>	10 <sup>9</sup>
<b>Tera (T)</b>	10 <sup>12</sup>
<b>Peta (P)</b>	10 <sup>15</sup>
<b>AOK</b>	Afvang en opslag van koolstof
<b>bbp</b>	bruto binnenlands product
<b>BG</b>	Broeikasgas
<b>Brugel</b>	Brussel Gas Elektriciteit (Reguleringscommissie voor gas en elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest)
<b>BS</b>	Belgisch Staatsblad
<b>BZEN</b>	Bevoorradingzekerheid van energie
<b>Cal</b>	Calorie
<b>CDM</b>	Mechanisme voor schone ontwikkeling
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methaan
<b>CO<sub>2</sub></b>	Koolstofdioxide
<b>CREG</b>	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
<b>CWaPE</b>	Waalse Commissie voor Energie
<b>DNB</b>	Distributienetbeheerder
<b>EC2030</b>	Energiecommissie 2030
<b>EG</b>	Europese Gemeenschap
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>ETS</b>	Emission Trading System



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

<b>FOD</b>	Federale Overheidsdienst
<b>FPB</b>	Federaal Planbureau
<b>FRDO</b>	Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling
<b>GC</b>	Groen certificaat
<b>GT</b>	Gasturbine (met open cyclus)
<b>HEB</b>	Hernieuwbare energiebron
<b>ICDO</b>	Interdepartementale Commissie voor Duurzame Ontwikkeling
<b>J</b>	Joule
<b>kmo</b>	Kleine en middelgrote onderneming
<b>Ing</b>	Vloeibaar aardgas
<b>LOLE</b>	Loss Of Load Expectation
<b>LRTAP</b>	Long-Range Transboundary Air Pollution
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Distikstofoxide
<b>NBB</b>	Nationale Bank van België
<b>NEC</b>	National Emission Ceilings
<b>NH<sub>3</sub></b>	Ammoniak
<b>NIS</b>	Nationaal Instituut voor de Statistiek (= ADEIS: Algemene Directie Economische Informatie en Statistiek)
<b>NO<sub>2</sub></b>	Stikstofdioxide
<b>Nordel</b>	Nordic Transmission System Operators
<b>NO<sub>x</sub></b>	Stikstofoxiden
<b>NTC</b>	Net Transfer Capacity
<b>NTUA</b>	National Technical University of Athens
<b>O<sub>3</sub></b>	Ozon
<b>ODV</b>	Openbare dienstverplichting
<b>PB</b>	Publicatieblad van de Europese Gemeenschappen/ Europese Unie
<b>PSE1</b>	Prospectieve studie elektriciteit 2008-2017



<b>PV</b>	Fotovoltaïsch zonnepaneel
<b>REG</b>	Rationeel Energiegebruik
<b>RER</b>	Regionaal expresnet
<b>SAF</b>	System adequacy forecast
<b>SO<sub>2</sub></b>	Zwavel dioxide
<b>STEG</b>	Gas-stoomturbine
<b>t</b>	Ton
<b>TNB</b>	Transportnetbeheerder
<b>toe</b>	Ton olie-equivalent
<b>tske</b>	Ton steenkoolequivalent
<b>V</b>	Volt
<b>VOS</b>	Vluchtige organische stof
<b>VREG</b>	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en de Gasmarkt
<b>W</b>	Watt
<b>We</b>	Watt (elektrische)
<b>Wh</b>	Wattuur

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”



## Omzettingstabel van eenheden

Van	Naar	Gcal	GJ	MWh	toe	tstke
<b>Gcal</b>		1	4,1868	$\frac{4,1868}{3,6}$	$\frac{1}{10}$	$\frac{1}{7}$
<b>GJ</b>		$\frac{1}{4,1868}$	1	$\frac{1}{3,6}$	$10 \times \frac{1}{4,1868}$	$7 \times \frac{1}{4,1868}$
<b>MWh</b>		$\frac{3,6}{4,1868}$	3,6	1	$\frac{3,6}{10 \times 4,1868}$	$\frac{3,6}{7 \times 4,1868}$
<b>toe</b>		10	$10 \times 4,1868$	$\frac{10 \times 4,1868}{3,6}$	1	$\frac{10}{7}$
<b>tstke</b>		7	$7 \times 4,1868$	$\frac{7 \times 4,1868}{3,6}$	$\frac{7}{10}$	1

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”



## Glossarium

<b>Aansluiting</b>	Actie die toelaat een gebruiker fysiek aan te sluiten op het net.
<b>Aardopwarmingspotentieel (GWP)</b>	Verhouding van de opwarming die veroorzaakt wordt door een stof tot de opwarming veroorzaakt door een vergelijkbare massa koolstofdioxide (CO <sub>2</sub> ). Methaan (CH <sub>4</sub> ) heeft een GWP van 23 en distikstofoxide heeft een GWP van 296.
<b>Afname(punt)</b>	Fysiek afnamepunt op het transportnet van de elektriciteit die verbruikt wordt door een installatie. Ook "aftappunt" genoemd.
<b>Basiscentrale</b>	Centrale die normaal gezien continu functioneert bij een constant vermogen, om te beantwoorden aan alle of een deel van de belasting van een netwerk die het hele jaar door aanwezig is.
<b>Belasting</b>	Totale hoeveelheid elektriciteit die op een bepaald ogenblik wordt verbruikt.
<b>Belastingafschakeling</b>	Tijdelijke stroomonderbreking, van bepaalde klanten, in bepaalde sectoren van een elektriciteitsnet, doorgevoerd om snel het evenwicht te herstellen tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit en om de zekerheid van de werking van het elektriciteitssysteem te vrijwaren.
<b>Belastingscurve</b>	Grafische voorstelling van het elektriciteitsverbruik naar gelang van de tijd.
<b>Beleid van het beheer van de vraag</b>	Algemene of geïntegreerde benadering die erop gericht is de omvang en het ogenblik van het elektriciteitsverbruik te beïnvloeden om het primaire energieverbruik en de piekbelasting te verlagen. Dit wordt gedaan door voorrang te verlenen aan investeringen op het gebied van energie-efficiëntie of andere maatregelen in plaats van aan investeringen die bestemd zijn om de productiecapaciteit te vergroten, in het geval de eerste de meest doeltreffende en economische oplossing bieden.
<b>Bewezen reserves</b>	Hoeveelheden fossiele of nucleaire brandstof die, volgens de beschikbare geologische en technische informatie, een grote probabiliteit hebben (>90%) om in de toekomst ontgonnen te worden, op basis van de gekende afzettingen en in de bestaande technisch-economische omstandigheden.  Deze raming wordt dus permanent opnieuw geëvalueerd aan de hand van de nieuwe ontdekkingen en van de verbetering van de ontginning op de

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

bestaande velden.

<b>Biogas</b>	Gas verkregen door vergisting van de biomassa.
<b>Biomassa</b>	Geheel van niet-fossiel organisch materiaal van biologische oorsprong. Het omvat planten die rechtstreeks bruikbaar zijn en de resten van een eerste exploitatie van de biomassa (landbouwafval, huishoudafval, dierlijke uitwerpselen, houtafval).
<b>Brandstof</b>	Elke materiële stof die kan worden verbrand om warmte of energie te leveren, met name steenkool, stookolie, aardgas (fossiele brandstoffen), uranium, biomassa, synthetisch aardgas of waterstof.
<b>Broeikaseffect</b>	<p>Natuurlijk fenomeen waarbij een groot gedeelte van de zonnestraling die wordt geabsorbeerd door het aardoppervlak en hierdoor opnieuw wordt uitgestraald, in de vorm van infraroodstraling, wordt tegengehouden door de wolken en bepaalde atmosferische gassen, die de naam "broeikasgassen" kregen.</p> <p>Dit fenomeen is onmisbaar voor het leven op aarde. Het laat toe de gemiddelde temperatuur van de planeet rond 15 °C te houden, een niveau dat toereikend is om de groei van de planten en de dieren te waarborgen. Daarzonder zou deze temperatuur -18 °C bedragen.</p>
<b>Broeikasgas</b>	<p>Gas dat in de atmosfeer de zonnestraling absorbeert en opnieuw uitstraalt.</p> <p>De broeikasgassen bevatten met name koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>), methaan (CH<sub>4</sub>), stikstofoxide (N<sub>2</sub>O), fluorkoolwaterstoffen (HFK), perfluorkoolwaterstoffen (PFK) en zwavelhexafluoride (SF<sub>6</sub>).</p> <p>De broeikasgassen verschillen, zowel wat hun verblijfsduur in de atmosfeer betreft (sommige, die chemisch zeer stabiel zijn, kunnen er enkele tienduizenden jaren in blijven) als wat hun vermogen tot opwarming van de atmosfeer betreft.</p> <p>Zo heeft methaan bijvoorbeeld een "aardopwarmingspotentieel" dat 21 keer hoger ligt dan koolstofdioxide. Dit betekent dat de uitstoot van één kg methaan dezelfde hoeveelheid energie zal terugsturen naar de bodem als 21 kg CO<sub>2</sub>. Het aardopwarmingspotentieel dat op dit ogenblik wordt beschouwd als het hoogste is dat van SF<sub>6</sub>, dat 23900 bedraagt. Indien men wereldwijd het broeikaseffect wil evalueren dat veroorzaakt wordt door emissies, rekent men de hoeveelheden broeikasgassen om in equivalent CO<sub>2</sub> of Eq CO<sub>2</sub>, waarbij wordt overeengekomen dat CO<sub>2</sub> een aardopwarmingspotentieel heeft gelijk aan 1.</p>
<b>Bruto productie</b>	Elektriciteitsproductie van een centrale, met inbegrip van het gedeelte dat haar eigen behoeften dekt.
<b>Capaciteit</b>	Vermogen waarmee een generator, een centrale of een toestel die elektriciteit produceren, kunnen functioneren. De courante eenheden van vermogen zijn kilowatt (kW), megawatt



(MW) of gigawatt (GW).

**Centrale met gecombineerde cyclus**

Thermische centrale die over het algemeen functioneert met turbogenerators op gas, waarin de elektriciteit geproduceerd wordt op twee opeenvolgende niveaus: in eerste instantie door de recuperatie van de verbrandingswarmte van het gas in de gasturbines, en, in tweede instantie, door het gebruik van de energie die nog beschikbaar is in de verbrandingsgassen in de ketels die stoomturbogenerators bevoorraden. Dit procedé laat toe hoge thermische rendementen te bereiken (55 tot 60%, tegenover slechts 33 tot 35% voor de klassieke thermische centrales).

**CO<sub>2</sub>-equivalent**

Metrieke maat die dient om de emissies van de diverse broeikasgassen te vergelijken op basis van hun algemeen aardopwarmingspotentieel (GWP). De CO<sub>2</sub>-equivalenten worden uitgedrukt in ton CO<sub>2</sub>-equivalent en kunnen worden uitgedrukt in verhouding tot andere maateenheden, met name megawatt uur elektriciteit. Men vindt de CO<sub>2</sub>-equivalenten van de andere gassen door de tonnen van het gas in kwestie te vermenigvuldigen met zijn bijbehorende GWP-potentieel.

**Congestie**

Verzadiging van het elektriciteitsnet doordat de capaciteit kleiner is dan de vraag naar transportcapaciteit.

**Coverbranding**

Terugwinningstechniek van de biomassa in een klassieke thermische centrale, waar een deel van de traditionele brandstof (meestal steenkool) wordt vervangen door biomassa.

**Distributie**

Transport van elektriciteit op distributienetten, met het oog op de levering ervan aan de klanten, op een spanning die lager is dan of gelijk aan 70 kV in het Vlaams Gewest, op een spanning lager dan 36 kV in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en op een spanning lager dan 30 kV in het Waals Gewest, met uitzondering van de levering zelf aan de klanten.

**Distributienetbeheerder (DNB)**

Natuurlijk of rechtspersoon verantwoordelijk voor het beheer, de exploitatie en de ontwikkeling van een distributienet in een bepaalde zone en, in voorkomend geval, de interconnecties met andere systemen om te trachten de capaciteit van het systeem te waarborgen op lange termijn en tegemoet te komen aan de redelijke vragen van elektriciteitsdistributie.

**Draaistroomkabel**

Geheel van de drie geleiders die overeenstemmen met de drie fasen van de driefasige elektrische stroom, waaraan eventueel een nulleider wordt toegevoegd. Een elektrische verbinding wordt "met één draaistroomkabel" genoemd als ze ten minste één van deze combinaties bevat. Ze kan bestaan uit meerdere draaistroomkabels als de masten hier-



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

voor gebouwd en uitgerust zijn.

<b>Ecosysteem</b>	Biologische basiseenheid gevormd door het milieu en de organismen die erin leven (dieren en planten).
<b>Eindenergieverbruik</b>	Hoeveelheid energie die voor de eindverbruiker beschikbaar is, met uitsluiting van de distributieverliezen en de energiebronnen die als grondstoffen worden gebruikt (bijvoorbeeld aardolie in de chemische industrie) en/of het zelfverbruik van de energieproducerende industrieën.
<b>Eindklant</b>	Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit koopt voor eigen gebruik.
<b>Elektriciteitsbeurs</b>	Ontmoetingsplaats van het aanbod van en de vraag naar elektriciteit en van anonieme commerciële transacties tussen partijen, tegen een "clearingprijs" die wordt vastgelegd door het mechanisme van vraag en aanbod.
<b>Elektriciteitsproductie</b>	Proces waardoor elektrische energie wordt geproduceerd door andere energievormen te transformeren.
<b>Emissies</b>	Stoffen die uitgestoten worden in de atmosfeer door om het even welke bron: vaste bron (elektriciteitscentrale, industrie), verspreide bron (huishoudelijke verwarming, veeteelt) of mobiele bron (wegvervoer).
<b>Energetisch rendement</b>	Verhouding tussen de nuttige energie die geleverd wordt door een toestel en de uiteindelijk geleverde energie. Meting van de energetische performantie van de uitrustingen.
<b>Energie opgeroepen op het net</b>	Hoeveelheid elektrische energie geproduceerd door de centrales, verminderd met het zelfverbruik van de centrales en met de hoeveelheden elektrische energie die worden geabsorbeerd voor het pompen (Coo, Plate-Taille) en vermeerderd (of verminderd) met de hoeveelheden uit het buitenland ingevoerde elektrische energie (of naar het buitenland uitgevoerde elektrische energie). De op het net opgeroepen energie staat gelijk met het totaal vastgestelde verbruik van elektriciteit, vermeerderd met de verliezen op de lijn (bij transmissie en distributie).
<b>Energiebalans</b>	Formele balans van alle geproduceerde, verwerkte en verbruikte hoeveelheden energie in een geografische zone en in een bepaalde periode.
<b>Energie-efficiëntie</b>	Parameter die de verhouding uitdrukt tussen het nuttige effect en de verbruikte energie.
<b>Energie-intensiteit</b>	Energieverbruik per monetaire of fysieke eenheid, die de hoeveelheden energie meet die nodig zijn voor de productie



van een eenheid toegevoegde waarde of een fysieke productie-eenheid.

<b>Energiemix</b>	Combinatie van verschillende types productiebronnen (bijvoorbeeld verschillende types brandstoffen) die dienen om elektriciteit te produceren in een bepaald elektriciteitsnet.
<b>Flexibele mechanismen</b>	<p>Mechanismen bedoeld in het Protocol van Kyoto om, ter aanvulling van de nationale maatregelen, op vrij soepele wijze de objectieven voor de verlaging van de CO<sub>2</sub>-emissies te bereiken.</p> <p>Deze mechanismen zijn drieledig: de handel in emissierechten, de gezamenlijke inspanning (investering in een verlagingsproject in een ander industrieland) en het mechanisme van de eigen ontwikkeling (financiering van projecten die CO<sub>2</sub> besparen in de landen van het Zuiden).</p>
<b>Fossiele brandstof</b>	Elke organische brandstof van natuurlijke oorsprong, zoals stookolie, steenkool en aardgas.
<b>Fotochemische verontreiniging</b>	Verontreiniging die het gevolg is van een reactie tussen meerdere chemische substanties door de katalyserende werking van de zonnestralen.
<b>Fotovoltaïsch zonnepaneel</b>	Inrichting bestemd om zonne-energie om te zetten in gelijkstroom.
<b>Fotovoltaïsche cel</b>	Toestel dat toelaat de straling van de zon rechtstreeks om te zetten in elektrische energie. De cellen zijn geordend in modules die de zonnepanelen vormen.
<b>Gebruiker van het net</b>	Natuurlijk of rechtspersoon die fysiek verbonden is met het net om elektriciteit in te brengen of af te nemen.
<b>Geothermische energie</b>	Warmte die in de aardkorst en in de oppervlaktelagen van de aarde zit.
<b>Groene elektriciteit</b>	Elektriciteit die geproduceerd wordt op basis van hernieuwbare energiebronnen (zonne-energie, waterkracht, windenergie, geothermische energie of biomassa) en van de kwaliteitsvolle warmtekrachtkoppeling.
<b>Groenstroomcertificaat</b>	Onlichamelijke zaak waaruit blijkt dat een producent een bepaalde hoeveelheid elektriciteit heeft geproduceerd op basis van hernieuwbare energiebronnen, binnen een bepaald tijdsinterval.
<b>Hernieuwbare energie</b>	Energie gehaald uit een permanent hernieuwbare bron: biomassa, waterkrachtelektriciteit, windenergie, zonne-energie, geothermische energie, enz.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

**Hernieuwbare energiebronnen (HEB)**

Andere energiebronnen dan fossiele brandstoffen en kernsplijting, die niet op geraken door hun gebruik: met name waterkrachtenergie, windenergie, zonne-energie, biogas, de organische producten en afval van de landbouw en van de bosbouw en huishoudelijk afval.

**Hernieuwbare waarde (HW)**

Waarde die de virtuele stimulans vertegenwoordigt die nodig is om te investeren in HEB tot een niveau wordt bereikt dat verenigbaar is met de HEB-doelstelling (duale variabele van de beperking op HEB).

**Hoogrenderende warmtekrachtkoppeling**

Warmtekrachtkoppeling die voldoet aan de criteria van bijlage III van richtlijn 2004/8/EG van het Europees Parlement en de Raad van 11 februari 2004 inzake de bevordering van warmtekrachtkoppeling op basis van de vraag naar nuttige warmte binnen de interne energiemarkt en tot wijziging van richtlijn 92/42/EEG:

- de warmtekrachtkoppelingproductie afkomstig van warmtekrachtkoppelingseenheden levert een besparing op primaire energie op van ten minste 10% ten opzichte van de referenties voor de gescheiden productie van warmte en elektriciteit;
- de productie afkomstig van kleinschalige en micro-warmtekrachtkoppelingseenheden die een besparing op primaire energie opleveren, kan mogelijk worden aangemerkt als hoogrenderende warmtekrachtkoppeling”.

**Hoogspanningsnet (HS)**

Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels, transformatieposten en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op spanningen van 30 kV tot 70 kV.

**Hydraulische energie**

Potentiële energie in het water. De hydro-elektrische centrale transformeert de energie van de graviteit van het water in elektrische energie.

**Hydro-elektrische productie**

De hydro-elektrische productie, ook waterkrachtenergie genoemd, verwijst naar de elektriciteit die wordt geproduceerd door de verplaatsing van water. De hydro-elektrische energie wordt geproduceerd in drie hoofdvormen: door stuwmeercentrales, door riviercentrales en door accumulatie door op-pompen.

Stuwmeercentrale: productie waarvoor de bouw van een stuwdam vereist is en een reservoir moet worden aangelegd wat een bepaald overstromingsniveau veroorzaakt. Het vrijgeven van het water voor de productie kan gebeuren op verzoek of voor het behoud van het waterpeil stroomafwaarts.



Riviercentrale: centrale waar het water niet in een reservoir wordt gehouden, maar eerder van zijn natuurlijke loop wordt afgebracht door een bepaalde vorm van kanaal tot aan een turbine.

Accumulatiecentrale door pompen (of centrale voor pompen-turbines): het water wordt van een intern reservoir naar een hoger reservoir gepompt naar gelang van de energievraag. Het water wordt over het algemeen stroomopwaarts gepompt tijdens de periodes dat de vraag laag ligt en vrijgegeven tijdens periodes van grote vraag en hoge elektriciteitsprijzen. Dit type centrale houdt niet altijd de bouw van een stuwmeer in.

**In de mottenballen plaatsen**

Alle beschermingsoperaties die worden uitgevoerd op uitrustingen en installaties tijdens een periode van stilstand met het oog op een latere wederindienststelling

**Injectie(plaats)**

Fysieke injectieplaats op het transportnet van de elektriciteit die geproduceerd wordt door een installatie of van ingevoerde elektriciteit van op een buitenlands net.

**Installatie voor verschillende brandstoffen**

Generator die elektriciteit kan produceren door gebruik te maken van meerdere brandstoffen.

**Interconnecties**

Uitrustingen (hoofdzakelijk luchtleidingen) die dienen om de transport- en distributienetten van elektriciteit, alsook de elektriciteitsnetten van de buurlanden, onderling te verbinden.

**Kernbrandstof**

Splijtstof die wordt gebruikt in een reactor om er een nucleaire kettingreactie te ontwikkelen. De nieuwe brandstof van een reactor met water onder druk bestaat uit met uranium 235 (tussen 3 en 4%) verrijkt uraniumoxide.

**Kernbrandstofcyclus**

Alle stappen die de nucleaire splijtstof aflegt: ontginnen van het erts, samenstellen en conditioneren van de brandstof, gebruik in een reactor, opwerking en latere recyclage.

**Kernenergie**

Energie geproduceerd in een centrale waar de stoom die de turbines doet draaien, geproduceerd wordt door middel van kernreactie (splijting), in de plaats van door verbranding van een brandstof zoals steenkool, stookolie of aardgas.

**Klassieke thermische centrale**

Geheel van elektrische productie-eenheden die de warmte gebruiken die vrijkomt bij de verbranding van steenkool, gas of stookolie, in tegenstelling tot de thermische kerncentrales die de warmte gebruiken die vrijkomt door de splijting van atomen. Deze warmte dient om water om te zetten in stoom, waarvan de ontspanning een turbine doet draaien die een wisselstroomgenerator aandrijft die elektriciteit produceert.

**Klimaatveranderingen**

Duidt op elke vorm van klimaatincoherentie.

In de loop der tijden is het klimaat van onze planeet constant geëvolueerd

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

van warm naar koud en omgekeerd. Vandaag tonen de waarnemingen over heel de planeet aan dat het klimaat van de aarde opwarmt. In de loop van de twintigste eeuw is de gemiddelde temperatuur van het aardoppervlak immers met ongeveer 0,6 C tot 0,7 C gestegen. In Europa is de gemiddelde temperatuur in de loop van de twintigste eeuw gestegen met 0,95 C, dat is een stijging die 35% hoger ligt dan deze van de gemiddelde temperatuur van de planeet. Hoewel deze klimaatschommelingen normaal zijn in het licht van de geschiedenis, zijn het de snelheid en zelfs het op hol slaan van de algemene gemiddelde temperatuurstijging die verontrustend zijn.

Volgens wetenschappelijke studies zijn de menselijke activiteiten verantwoordelijk voor het grootste gedeelte van de opwarming die de afgelopen vijftig jaar werd waargenomen. De zogenaamde "broeikasgassen" die door de mens worden uitgestoten in de atmosfeer, versterken het natuurlijke broeikas effect.

Vandaag reeds hebben de klimaatveranderingen, met name de temperatuurstijgingen, gevolgen op bepaalde fysische en biologische systemen in vele streken van de aardbol. Het 3de rapport van het IPCC bevestigt dan ook dat:

de klimaatveranderingen op significante wijze hebben bijgedragen tot de stijging van het zeepeil (20 cm) die in de 20ste eeuw werd waargenomen;

de omvang van het sneeuwdek is sinds het einde van de jaren zestig met gemiddeld 10% afgenomen;

de neerslag met 5 tot 10% gestegen is op de meeste van de hoge en middelhoge breedtegraden van het noordelijke halfrond.

Op lange termijn kunnen de snelheid en de omvang van de klimaatveranderingen talloze gevolgen hebben op onze maatschappij:

een geografische uitbreiding van bepaalde tropische ziektes en een toename van de cardiovasculaire ziektes, gekoppeld aan een toenemende frequentie van de hittegolven;

een herverdeling van de regionale beschikbaarheid van voedsel, met risico's op hongersnood;

een verandering van de intensiteit en/of van de frequentie van bepaalde extreme meteorologische fenomenen (zoals orkanen), met ernstige socio-economische gevolgen.

## **Koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>)**

Kleurloos, geurloos en niet-giftig gas, bestaande uit koolstof en zuurstof, dat op natuurlijke wijze ontstaat in de atmosfeer van de aarde en als nevenproduct van de verbranding van fossiele brandstoffen. CO<sub>2</sub> is een broeikasgas.

## **Kwaliteitsvolle warmtekrachtkoppeling**

Gecombineerde productie van warmte en elektriciteit, ontworpen in functie van de warmtebehoefte van de afnemer, die energie bespaart ten opzichte van de afzonderlijke productie van dezelfde hoeveelheden warmte en elektriciteit in moderne referentie-installaties, bepaald op basis van de criteria van elk gewest.



<b>Laagspanningsnet (LS)</b>	Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op een spanning van 400 V.
<b>Leverancier</b>	Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit verkoopt aan (een) eindklant(en). De leverancier produceert zelf of koopt elektriciteit bij producenten die hij verkoopt aan de eindklanten.
<b>Methaan (CH<sub>4</sub>)</b>	Kleurloze, ontvlambare en geurloze koolwaterstof die het hoofdbestanddeel is van aardgas. Het is ook een belangrijke bron van waterstof in diverse industriële procedés. Methaan is een broeikasgas dat 23 keer het aardopwarmingspotentieel heeft van koolstofdioxide.
<b>Middenspanningsnet (MS)</b>	Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels, transformatieposten en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op spanningen van 1 kV tot 26 kV.
<b>Milieuvergunning</b>	Vergunning die nodig is voor de activiteiten die dreigen een gevolg te hebben op het leefmilieu.
<b>Net voor de hoogste spanning (HS)</b>	Elektriciteitsnet bestaande uit luchtleidingen, ondergrondse kabels, transformatieposten en andere uitrustingen die nodig zijn voor het transport van elektriciteit op spanningen van 150 kV tot 380 kV.
<b>Netto geïnstalleerd vermogen</b>	Som van de productievermogens van de geïnstalleerde centrales die aangesloten zijn op het net, die in het net gebracht kan worden als reactie op de vraag.
<b>Netto productie</b>	Elektriciteitsproductie van een centrale, na aftrek van het gedeelte dat haar eigen behoeften dekt. Het is de productie die daadwerkelijk in het net wordt gebracht.
<b>Nevendiensten</b>	Functies die nodig zijn voor de betrouwbaarheid van de werking en van de veiligheid van de transportnetten en de productie-uitrusting.
<b>Nominaal vermogen</b>	Maximaal continu vermogen dat een productie-eenheid kan ontwikkelen in contractuele gebruiksvoorwaarden of volgens de normen (omgevingstemperatuur, temperatuur van het koelmedium, samenstelling van de brandstof,...).
<b>Nominale (productie)capaciteit</b>	Maximaal vermogen van een generator, gewoonlijk uitgedrukt in megawatt (MW) of in kilowatt (kW).
<b>Nordpool</b>	Elektriciteitsbeurs van de Noordse landen, opgericht in 1993, en behorend tot de twee nationale transportnetbeheerders van elektriciteit Statnett SF (Noorwegen) en Affärsverket

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

	Svenska Kraftnät (Zweden).
<b>NTC-waarde (Net Transfer Capacity)</b>	Capaciteit van een interconnectie die ter beschikking kan worden gesteld van de gebruikers voor hun uitwisselingen, na aftrek van de veiligheidsmarges en reserves.
<b>Nucleaire thermische centrale</b>	Geheel van productie-eenheden van elektrische energie die de warmte gebruiken die vrijkomt door de splijting van atomen in een reactor. Het werkingsprincipe ervan is hetzelfde als dat van de "klassieke" thermische centrales. Enkel de gebruikte brandstof en de toegepaste technologie zijn specifiek.
<b>Nimby (not in my backyard)</b>	Syndroom van verwerping door de buurtbewoners van geplande installaties in de buurt van hun woningen (letterlijk, "niet in mijn achtertuin").
<b>Offshore</b>	Op zee, langs de kusten (gebruikt voor de ligging van de windmolenparken).
<b>Onderbreekbare belasting</b>	Beschikbare energie krachtens een overeenkomst die toelaat de levering naar keuze van een leverancier of van een netwerkexploitant stop te zetten of te onderbreken, volgens de onderling gedefinieerde modaliteiten.
<b>Onshore</b>	Op het vasteland, in tegenstelling tot off-shore (gebruikt voor de ligging van de windmolenparken).
<b>Ontbundeling</b>	Operationele en/of wettelijke scheiding tussen entiteiten of activiteiten van verschillende aard (hoofdzakelijk gereguleerd versus niet-gereguleerd). Vertaling van de Engelse term "unbundling".
<b>Ozon (O<sub>3</sub>)</b>	<p>Gas dat bestaat uit drie zuurstofatomen. Men treft het aan in de stratosfeer, waar het de aarde beschermt tegen de ultraviolet stralen van de zon, die zeer gevaarlijk zijn, maar ook in de troposfeer, waar het een belangrijke fotochemische verontreiniging genereert, als de concentratie te hoog is.</p> <p>De ozon in de troposfeer wordt gevormd door de inwerking van de zonnestraling op de primaire verontreinigers, die ook "ozonprecursors" worden genoemd, zoals de stikstofoxiden (NO en NO<sub>2</sub>, gegroepeerd onder de noemer "NO<sub>x</sub>") en de vluchtige organische stoffen (VOS).</p> <p>De fotochemische pollutie is een typisch fenomeen voor de zomer, want de stabiliteit van de luchtmassa belet dan elke dispersie van de verontreinigende stoffen. Dit fenomeen is het best gekend als de zomerse "ozonpiek".</p> <p>Ozon kan een negatieve impact hebben op:</p> <p>de gezondheid van de mens: naar gelang van de concentratie ervan in de lucht, irriteert het de luchtwegen en de ogen, kan het tijdelijke aantastingen veroorzaken van de longfunctie, ontstekingen veroorzaken van de luchtwegen en de symptomen verergeren van de personen met long- en hartpro-</p>



blenen;

de planten, waarvan het de fotosyntheseactiviteit vermindert, waardoor de groei vertraagt en dat dus leidt tot rendementsverliezen van de land- en bosbouwgewassen;

de materialen: het draagt bij tot de beschadiging van talloze materialen, waaronder verf, kunststof, rubber en nylon.

Bovendien kan ozon de gevoeligheid van de ecosystemen accentueren voor het effect van de zure verontreinigers en speelt het een rol in de versterking van het broeikas effect.

<b>Piekproductiecapaciteit</b>	Capaciteit van een productiepark die normaal voorbehouden is voor de exploitatie tijdens de uren waarop de dagelijkse, wekelijkse of seizoensbelasting het hoogst is of om te beantwoorden aan snelle productiebehoeften.
<b>Precursor</b>	Chemische molecule waarvan de transformatie leidt tot een actief product. Stikstofoxiden ( $\text{NO}_x$ ) en de vluchtige organische stoffen (VOS) zijn precursors van troposferisch ozon.
<b>Primair energieverbruik</b>	Bevrediging van de algemene energiebehoeften, met inbegrip van de energie die gebruikt wordt door de eindverbruiker, het niet-energetische verbruik, het intermediaire gebruik van energie om één energievorm te transformeren in een andere (bijvoorbeeld steenkool in elektriciteit) en de energie die verbruikt wordt door de leveranciers om de markt te voorzien met energie (bijvoorbeeld de pijplijnbrandstof).
<b>Primaire energie</b>	Geheel van energieproducten die niet getransformeerd, rechtstreeks geëxploiteerd of ingevoerd worden. Het zijn hoofdzakelijk ruwe stookolie, bitumineuze gesteenten, aardgas, vaste minerale brandstoffen, biomassa, zonnestraling, hydraulische energie, windenergie, geothermie en energie uit de splijting van uranium.
<b>Primaire reserve</b>	Vermogensreserve die onmisbaar is om de frequentie van het onderling verbonden Europese netwerk te stabiliseren en black out-situaties te voorkomen.  Ze wordt automatisch geactiveerd op installaties die een schommeling van de frequentie kunnen detecteren en er snel op kunnen reageren (binnen de 0 tot 30 seconden). Deze reserve zal pas worden gebruikt na 15 minuten. Ze wordt geleverd door bepaalde productie-eenheden, die beantwoorden aan de technische vereisten.
<b>Producent</b>	Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit produceert, met inbegrip van de zelfopwekker.
<b>Productie met enkelvoudige cyclus</b>	Manier om elektriciteit te produceren die aardgas impliceert waarvan de verbranding gebeurt in een gasturbine met enkelvoudige cyclussen waarin de verloren warmte die gepro-



“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

	duceerd wordt door dit proces niet gerecupereerd of gebruikt wordt.
<b>Proportionele productiekosten</b>	Productiekosten die afhangen van de gerealiseerde productie, zoals het verbruik van brandstoffen en bepaalde maintenance- en onderhoudskosten, die in verhouding staan tot de werkingsuren, in tegenstelling tot de vaste productiekosten, die onafhankelijk zijn van de gerealiseerde productie (bijvoorbeeld de financiële en afschrijvingskosten).
<b>Rationeel energiegebruik (REG)</b>	Alle acties gericht op het optimaal gebruiken van de energie-hulpbronnen in de verschillende activiteitssectoren van de maatschappij: verbetering van de energieprestaties van de bestaande uitrustingen (machines, gebouwen, enz.) door een doeltreffend beheer, beheersing, zelfs verlaging van het energieverbruik door gedragsmaatregelen, toepassing van de meest energie-efficiënte technologieën en technieken in de verschillende functies van een gebouw, van een bedrijf, ...
<b>Rechtstreekse elektriciteitsleiding</b>	Transport- of distributieleiding van elektriciteit die een productie-installatie van elektriciteit verbindt met een gebruiker van elektrische energie ter aanvulling van het transport- of distributienet van de elektriciteit.
<b>Regelzone</b>	Geografische zone waarin het transportnet van elektriciteit beheerd wordt door één enkele beheerder. Er bestaat één enkel regelzone in België, maar bepaalde landen kunnen er meerdere tellen.
<b>Repowering</b>	Belangrijke wijziging die wordt aangebracht aan een bestaande productie-eenheid die het nominale vermogen van deze eenheid verhoogt.
<b>Reserve(productie) capaciteit</b>	Productiecapaciteit beschikbaar om te beantwoorden aan de onzekerheden van het evenwicht tussen productie-vraag (bijvoorbeeld de piekvraag of de abnormaal hoge vraag naar energie, de voorziene of onvoorziene onderbrekingen in de productie,...).
<b>Secundaire reserve</b>	Vermogenreserve die wordt gebruikt door de netbeheerder om zijn regelzone in evenwicht te brengen.  Ze dient eveneens om de frequentie van het net opnieuw op 50 Hz te brengen. Ze wordt continu, automatisch geactiveerd, zowel naar boven als naar beneden toe. Ze reageert snel (tussen 30 seconden en 15 minuten) en blijft actief zolang nodig is. De gebruiker van het net die deze reserve ter beschikking stelt, moet uitgerust zijn met installaties die hem toelaten te communiceren met de nationale dispatching van de netbeheerder. Zijn eenheden moeten beantwoorden aan bepaalde technische eisen.
<b>Steenkool</b>	Gemakkelijk brandbaar zwart (steenkool) of bruinzwart (bruinkool) gesteente waarvan de samenstelling, met inbe-



grip van zijn inherente vochtigheid, meer dan 50% per gewicht en meer dan 70% per volume koolstofmaterie bevat. Het wordt gevormd door plantenresten die werden samengedrukt, die verhard zijn en die door de warmte en de druk in de loop van de opeenvolgende geologische tijdperken een metamorfose hebben ondergaan.

**Steenkoolcentrale met wervelbed**

Centrale waarin de steenkool wordt verbrand op een bed van vaste deeltjes die in suspensie worden gehouden in een opwaartse luchtstroom.

Het bed bestaat hoofdzakelijk uit inerte materialen. Het betreft zand bij de eerste opstart en as bij normale werking. De totale fractie steenkool in het bed is relatief gering (enkele %). Er wordt kalk of dolomiet geïnjecteerd in het bed om de SO<sub>2</sub>-emissies te verlagen.

**Stratosfeer**

Zone van de atmosfeer van de aarde gelegen op een hoogte die van 15 tot 50 km gaat.

**Systeem (elektrisch -)**

Georganiseerde combinatie van elementen die de productie, het transport, de distributie en het verbruik van elektriciteit toelaten.

**System reserve margin**

Verhouding tussen de gegarandeerd beschikbare capaciteit en de piekvraag.

**Tertiaire reserve**

Vermogenreserve die toelaat het hoofd te bieden aan een belangrijk of systematisch onevenwicht van de regelzone en om belangrijke congestieproblemen op te lossen.

Ze wordt minder snel geactiveerd als de eerste twee reserves, maar zal in het algemeen worden gebruikt tot het probleem is opgelost. Deze vermogenreserve wordt ter beschikking gesteld van de netbeheerder door bepaalde gebruikers. Ze bestaat uit twee luiken: de tertiaire productiereserve, d.w.z. de injectie van extra vermogen door producenten, en de tertiaire afnamereserve, d.w.z. een verlaging van de afnamen doorgevoerd door gebruikers die een contract voor onderbreekbaarheid hebben afgesloten.

**Thermisch zonnepaneel**

Inrichting bestemd om de zonnestraling op te vangen om ze om te zetten in thermische energie en ze over te dragen op een warmte-overdrachtmedium (lucht, water).

**Toegang van derden tot het net (TDN)**

Recht dat elke gebruiker (klant, distributeur, producent) wordt verleend om toegang te krijgen tot de transport- en distributienetten met de ondertekening van een toegangscontract en de betaling van een toegangsrecht.

**Totaal vastgesteld verbruik van elektriciteit**

Hoeveelheid elektrische energie die werkelijk geregistreerd is in het onderzoek bij de verschillende afnemers. Het totaal vastgestelde verbruik van elektriciteit stemt overeen met de op het net opgeroepen energie verminderd met de verliezen

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

op de lijn (bij de transmissie en de distributie).

<b>Trader</b>	Persoon, buiten een producent of een distributeur, die elektriciteit koopt met het oog ze door te verkopen.
<b>Transport</b>	Transport van elektriciteit op de onderling verbonden netten voor de hoogste en de hoogspanning, voor de levering aan eindklanten die grootverbruikers zijn van elektriciteit of aan distributeurs, maar zonder deze levering zelf.
<b>Transportnetbeheerder (TNB)</b>	Natuurlijk of rechtspersoon verantwoordelijk voor het beheer, de exploitatie en, indien nodig, de ontwikkeling van het transportnet in een bepaalde zone en, in voorkomend geval, de interconnecties ervan met andere netten, om te trachten de capaciteit van het net te waarborgen op lange termijn en tegemoet te komen aan de redelijke vragen van elektriciteitstransport.
<b>Troposfeer</b>	Zone van de atmosfeer van de aarde die van de grond tot op een hoogte van 15 km reikt.
<b>Uitschakelen</b>	Equivalent van "afschakelen", d.w.z. een onderbreekschakelaar openen.
<b>Upgrade</b>	Verbetering, versterking.
<b>Verliezen</b>	Fysiek verlies van elektriciteit, hoofdzakelijk in de elektriciteitsnetten, door het Joule-effect.
<b>Vermogen</b>	Productie-, transfer- of gebruikscapaciteit van de energie, het vaakst in verband met elektriciteit. Men meet het vermogen in watt en men drukt het vaak uit in kilowatt (kW) of in megawatt (MW).
<b>Verontreinigende stof</b>	Stof die schadelijke gevolgen kan hebben op de menselijke gezondheid en/of het leefmilieu in zijn geheel.
<b>Verzuring</b>	Verandering van het natuurlijk chemisch evenwicht van een milieu, veroorzaakt door een toename van de concentratie aan zure elementen.

Verzuring, die oorspronkelijk een natuurlijk fenomeen is, werd in grote mate versterkt en versneld sinds het begin van het industriële tijdperk op het einde van de 18de eeuw. Het heeft hoofdzakelijk te maken met de uitstoot van drie verontreinigende stoffen: zwaveldioxide (SO<sub>2</sub>), stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>) en ammoniak (NH<sub>3</sub>). Ze slaan gedeeltelijk neer in de buurt van de uitstotende bronnen, maar ze kunnen ook door de atmosfeer over langere afstanden meegevoerd worden en hebben dan gevolgen zowel op lokale schaal als op het niveau van een heel continent. Tijdens het transport ervan in de atmosfeer ondergaan deze verontreinigende stoffen fysische, chemische en fotochemische veranderingen. SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> bijvoorbeeld, oxideren en veranderen respectievelijk in zwavelzuur (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) en in salpeterzuur (HNO<sub>3</sub>).



De verzuring berokkent ernstige schade aan planten, maar tast ook de bodem aan, wijzigt het evenwicht van de oppervlaktewateren, corrodeert gebouwen en is ook schadelijk voor de gezondheid van de mens op het vlak van ogen, slijmvliezen en ademhalingswegen.

<b>Volt (V)</b>	Volt is de meeteenheid van elektrisch potentiaal of de elektromotorische kracht van het internationale eenhedenstelsel (SI). Een potentiaal van één volt verschijnt aan de klemmen van een weerstand van één ohm als een stroom van één ampère door deze weerstand gaat.
<b>Warmtekrachtkoppeling</b>	Gecombineerde productie van elektriciteit en van nuttige warmte op basis van één enkele brandstofbron. De warmte die wordt verkregen om elektriciteit te produceren, kan in fabrieken worden gebruikt voor fabricageprocedures en voor de verwarming van lokalen alsook voor de klimaatregeling in stedelijke residentiële ontwikkelingen. De warmtekrachtkoppelinginstallaties gebruiken veel minder brandstof om elektriciteit en thermische energie te produceren dan nodig zou zijn om deze energie afzonderlijk te produceren.
<b>Watt (W)</b>	Eenheid van elektrisch vermogen gelijk aan één ampère onder een kracht van één volt.
<b>Wattuur (Wh)</b>	Eenheid van elektrische energie gelijk aan één watt vermogen die ononderbroken geleverd wordt aan een elektrische kring of afgenomen wordt van zo'n kring, gedurende één uur. Een toestel dat één watt vermogen trekt in één uur, verbruikt één wattuur energie, zoals een lamp van 60 watt die gedurende één minuut brandt.
<b>Windenergie</b>	Energie geproduceerd op basis van een toestel dat voorzien is van vleugels of schoepen die een as doen draaien om de kinetische energie van de wind op te vangen. De hoeveelheid energie in de wind is evenredig met de derde macht van de snelheid van de wind.
<b>Zelfopwekker</b>	Natuurlijk of rechtspersoon die elektriciteit produceert, hoofdzakelijk voor zijn eigen gebruik.
<b>Zonne-energie</b>	Stralingsenergie van de zon die omgezet kan worden in andere energievormen, zoals warmte (voor warm water, bijvoorbeeld) of elektriciteit.
<b>Zure regen</b>	Neerslag die salpeterzuur ( $\text{HNO}_3$ ) en zwavelzuur ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) bevat, hoofdzakelijk gevormd uit zwaveldioxide ( $\text{SO}_2$ ) en stikstofoxiden ( $\text{NO}_x$ ) die vrijkomen in de atmosfeer door de verbranding van fossiele brandstoffen.