

VOORUITZICHTEN

Het Belgische energiesysteem in 2050: Waar naartoe?

Beschrijving van een Referentiescenario
voor België

Oktober 2014

Vooruitzichten

Een van de belangrijkste opdrachten van het Federaal Planbureau (FPB) bestaat erin de beleidsmakers te helpen anticiperen op de toekomstige evolutie van de Belgische economie.

Onder de verantwoordelijkheid van het INR maakt het FPB aldus twee keer per jaar, in februari en september, kortetermijnvoorzichten voor de Belgische economie - de *Economische begroting* - met het oog op, zoals de naam aangeeft, de opmaak van de Rijksbegroting en de controle ervan. Op verzoek van de sociale partners, publiceert het FPB in mei de *Economische middellangetermijnvoorzichten* in een internationale context. In het verlengde daarvan worden, in samenwerking met regionale instellingen, de *Regionale economische voorzichten* opgesteld. De *Nime Outlook* beschrijft één keer per jaar middellangetermijnvoorzichten voor de wereldeconomie. Het FPB publiceert om de drie jaar *Langetermijnenergievoorzichten voor België*. Ook om de drie jaar maakt het, in samenwerking met de FOD Mobiliteit en Vervoer, *Langetermijnvoorzichten voor transport in België*. Tot slot maakt het FPB jaarlijks in samenwerking met de ADSEI *Bevolkingsvoorzichten* op lange termijn.

Overname is toegestaan, behalve voor commerciële doeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Philippe Donnay - Wettelijk depot: D/2014/7433/21

VOORUITZICHTEN

Het Belgische energiesysteem in 2050: Waar naartoe?

Beschrijving van een Referentiescenario
voor België

Oktober 2014



**Federaal
Planbureau**

Economische analyses en vooruitzichten

Bijdragen

Deze publicatie werd verwezenlijkt door Danielle Devogelaer (dd@plan.be) en Dominique Gusbin (dg@plan.be).

Federaal Planbureau

Kunstlaan 47-49, 1000 Brussel

tel.: +32-2-5077311

fax: +32-2-5077373

e-mail: contact@plan.be

<http://www.plan.be>

Inhoudstafel

Synthese.....	1
1. Inleiding	10
2. Methodologie	12
2.1. Beschrijving van het Referentiescenario	12
2.2. Gebruikt model	13
3. Hypothesen en beleidskader	15
3.1. Macro-economische en demografische hypothesen	16
3.2. Internationale energieprijzen	18
3.3. Beleid & maatregelen	20
3.4. Andere veronderstellingen	22
4. Resultaten.....	25
4.1. Finale energievraag	25
4.1.1. Industrie	28
4.1.2. Residentiële sector	33
4.1.3. Tertiaire sector	36
4.1.4. Transport	37
4.2. Elektriciteitsproductie	43
4.2.1. Opgevraagde energie	43
4.2.2. Netto-invoer	44
4.2.3. Elektriciteitsproductie	45
4.2.4. HEB-E	47
4.2.5. Productiecapaciteit	48
4.2.6. Investerings	49
4.2.7. Enkele indicatoren	50
4.2.8. Elektriciteitsproductiekost	53
4.3. Hernieuwbare energiebronnen	54
4.4. Bruto binnenlands energieverbruik	56
4.5. Broeikasgasemissies	60
4.5.1. CO ₂ -emissies	60
4.5.2. Andere dan CO ₂ BKG-emissies	63
4.5.3. Totale BKG-emissies	63
4.6. Kost van het energiesysteem	65

5. Bijkomende analyses.....	67
5.1. Toereikendheidsanalyse	67
5.1.1. Methodologie	67
5.1.2. Evolutie van de vraag	68
5.1.3. Evolutie van de productiecapaciteit	69
5.1.4. Analyse van de toereikendheid van de productie	71
5.1.5. Conclusie	73
5.2. Energie en concurrentievermogen	74
5.2.1. Analyse kader	75
5.2.2. Kost van het intermediair energieverbruik	77
5.2.3. Eenheidskost voor energie	81
5.2.4. Conclusie	84
6. Gevoeligheidsanalyses.....	85
6.1. Inleiding	85
6.2. Bbp-analyse	85
6.2.1. Alternatieve hypothese	85
6.2.2. Resultaten	87
6.2.3. Conclusie	97
6.3. Energieprijsanalyse	97
6.3.1. Alternatieve hypothese	97
6.3.2. Resultaten	99
6.3.3. Conclusie	109
7. Referenties.....	110

Lijst van tabellen

Tabel 1	Macro-economische en demografische assumpties voor België, 2010-2050	17
Tabel 2	Evolutie van de koolstofprijzen in de ETS-sector, 2010-2050.....	20
Tabel 3	Discontovoeten (in reële termen) gebruikt in PRIMES	23
Tabel 4	Bijdrage van de verschillende sectoren tot het finaal energieverbruik, 2010-2050.....	28
Tabel 5	Indicatoren voor de productie van elektriciteit, 2010-2050	50
Tabel 6	Evolutie van de gebruiksratio van verschillende types centrales, 2010-2050	51
Tabel 7	Primair energieverbruik en gerelateerde indicatoren, 2010-2050	58
Tabel 8	Evolutie van broeikasgasemissies, 2010-2050	63
Tabel 9	Evolutie van de (structuur van de) nettoproductiecapaciteit, 2010-2050	69

Tabel 10	Vergelijking van macro-economische assumpties in het Referentiescenario en de bbp-varianten.....	87
Tabel 11	Veilingkosten in de ETS-sector: Referentiescenario vs. bbp-varianten, 2020-2050.....	96
Tabel 12	Impact van de prijsvarianten op de eenheidskosten voor energie, 2020-2050.....	103
Tabel 13	Veilingkosten in de ETS-sector: Referentiescenario vs. prijsvarianten, 2020-2050.....	108

Lijst van grafieken

Grafiek 1	Evolutie van de fossiele brandstofprijzen, 1990-2050.....	20
Grafiek 2	Evolutie van de eindvraag naar energie per energievorm, 2010-2050.....	26
Grafiek 3	Sectorale evolutie van de eindvraag naar energie, 2010-2050.....	27
Grafiek 4	Eindvraag naar energie van de industrie per bedrijfstak, 2010-2050.....	29
Grafiek 5	Gemiddelde jaarlijkse groei van het energieverbruik van de industrietakken: uitsplitsing tussen het effect activiteit en het effect energie-intensiteit, 2010-2030 (links) en 2030-2050 (rechts).....	29
Grafiek 6	Eindvraag naar energie van de industrie per energievorm, 2010-2050.....	31
Grafiek 7	Evolutie van de energiekost in de industrie, 2010-2050.....	32
Grafiek 8	Evolutie en samenstelling van de eenheidskost voor energie in de industrie, 2010-2050.....	33
Grafiek 9	Eindvraag naar energie van de residentiële sector per energievorm, 2010-2050.....	33
Grafiek 10	Structuur van de energiekosten van de residentiële sector, 2010-2050.....	35
Grafiek 11	Evolutie en samenstelling van de eenheidskost voor energie in de residentiële sector, 2010-2050.....	35
Grafiek 12	Eindvraag naar energie van de tertiaire sector per energievorm, 2010-2050.....	36
Grafiek 13	Structuur van de energiekosten van de tertiaire sector, 2010-2050.....	37
Grafiek 14	Evolutie en samenstelling van de eenheidskost voor energie in de tertiaire sector, 2010-2050.....	37
Grafiek 15	Eindvraag naar energie van de transportsector per transporttype, 2010-2050.....	38
Grafiek 16	Vergelijkende evolutie van de vervoersactiviteit en van haar eindenergieverbruik, 2010-2050.....	38
Grafiek 17	Eindvraag naar energie van de transportsector per energievorm, 2010-2050.....	39
Grafiek 18	Structuur van het wagenpark volgens type aandrijving (links) en energievorm (rechts), 2010-2050.....	41
Grafiek 19	Evolutie van het wagenpark volgens type motorisatie, 2010-2050.....	42
Grafiek 20	Indicatoren van vervoer per wagen, 2010-2050.....	42
Grafiek 21	Opgevraagde energie in België, 1990-2050.....	43
Grafiek 22	Netto-elektriciteitsinvoer in België, 1990-2050.....	44
Grafiek 23	Netto-elektriciteitsinvoer vanuit de buurlanden, 2010-2050.....	45
Grafiek 24	Evolutie van de (mix van de) netto-elektriciteitsproductie, 2010-2050.....	46

Grafiek 25	Netto-elektriciteitsproductie op basis van HEB, 2010-2050.....	47
Grafiek 26	Geïnstalleerde productiecapaciteit, 2010-2050.....	48
Grafiek 27	Geïnstalleerde productiecapaciteit opgedeeld naar bestaande eenheden en investeringen (links) en classificatie van investeringen (rechts), 2010-2050.....	49
Grafiek 28	Evolutie van de gebruiksratio van aardgasgestookte centrales, 2010-2050	51
Grafiek 29	Evolutie van de gemiddelde productiekost van elektriciteit, 2010-2050	53
Grafiek 30	HEB-indicatoren, 2000-2050.....	55
Grafiek 31	Evolutie van bbp, bbv en energie-intensiteit, 2010-2050	56
Grafiek 32	Samenstelling van het bruto binnenlands energieverbruik, 2010-2050	57
Grafiek 33	Invoerafhankelijkheid, 2010-2050.....	57
Grafiek 34	Netto-invoer per energiebron, 2010-2050	58
Grafiek 35	Primair energieverbruik in België, 2010-2050	59
Grafiek 36	Evolutie van de energetische CO ₂ -emissies: totaal en sectoraal, 2010-2050.....	61
Grafiek 37	Evolutie van de broeikasgassen in functie van de pollutant, 2010-2050	64
Grafiek 38	Evolutie van de broeikasgasemissies: ETS vs. niet-ETS, 1990-2050.....	65
Grafiek 39	Evolutie van de kost van het energiesysteem, 2010-2050.....	66
Grafiek 40	Evolutie van de piekvraag en de opgevraagde energie, 2010-2050.....	68
Grafiek 41	Evolutie van de nettoproductiecapaciteit, 2010-2050	69
Grafiek 42	Evolutie van de betrouwbaar beschikbare capaciteit en van de onbeschikbare capaciteit, 2010-2030 (links) en 2010-2050 (rechts)	70
Grafiek 43	Evolutie van de residuele capaciteit, 2020-2050	71
Grafiek 44	Vergelijking van de residuele capaciteit met de reservecapaciteit (links) en van vraag met aanbod (rechts), 2020-2050	72
Grafiek 45	Evolutie van het relatieve belang van de bedrijfstakken in termen van toegevoegde waarde, 2010-2050	76
Grafiek 46	Kost van het intermediair energieverbruik van de bedrijfstak chemie, 2010-2050	77
Grafiek 47	Kost van het intermediair energieverbruik van de bedrijfstak basismetaalnijverheid, 2010-2050	79
Grafiek 48	Kost van het intermediair energieverbruik van de bedrijfstak voeding, drank, tabak, 2010-2050	80
Grafiek 49	Kost van het intermediair energieverbruik van de bedrijfstak metaalverwerking, 2010-2050 ..	80
Grafiek 50	Eenhedskost voor energie en verklarende factoren voor de bedrijfstak chemie, 2010-2050 ..	81
Grafiek 51	Eenhedskost voor energie en verklarende factoren voor de bedrijfstak basismetaalnijverheid, 2010-2050	82
Grafiek 52	Eenhedskost voor energie en verklarende factoren voor de voedingsindustrie (links) en de metaalverwerking (rechts), 2010-2050	83
Grafiek 53	Alternatieve evolutie van bbp in de gevoeligheidsanalyses, 2010-2050.....	86
Grafiek 54	Evolutie van de eindvraag naar energie in de bbp-varianten vs. het Referentiescenario, 2010-2050	87

Grafiek 55	Eindvraag naar energie van de industrie in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	88
Grafiek 56	Eindvraag naar energie van de residentiële sector in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	89
Grafiek 57	Eindvraag naar energie van de tertiaire sector in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	89
Grafiek 58	Eindvraag naar energie van de transportsector in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	90
Grafiek 59	Opgevraagde energie in de bbp-varianten, 2010-2050.....	91
Grafiek 60	Netto-elektriciteitsproductie in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	91
Grafiek 61	Productiemix in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	92
Grafiek 62	Classificatie van benodigde investeringen in de bbp-varianten, 2010-2050	92
Grafiek 63	Elektriciteitsproductiekost in de bbp-varianten in 2030 (links) en 2050 (rechts)	93
Grafiek 64	Bruto binnenlands energieverbruik in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050 ..	94
Grafiek 65	Evolutie van de prijs van CO ₂ in de ETS-sector (links) en van de totale BKG-emissies in de bbp-varianten, verschil met REF (rechts), 2010-2050.....	95
Grafiek 66	Evolutie van de BKG-emissies in de bbp-varianten: ETS vs. niet-ETS, 2005-2050	96
Grafiek 67	Alternatieve evolutie van de energieprijzen in de gevoeligheidsanalyses, 2010-2050	98
Grafiek 68	Evolutie van de eindvraag naar energie in de prijsvarianten vs. het Referentiescenario, 2010-2050	99
Grafiek 69	Eindvraag naar energie van de industrie in de prijsvarianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	100
Grafiek 70	Eindvraag naar energie van de residentiële sector in de prijsvarianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	101
Grafiek 71	Eindvraag naar energie van de tertiaire sector in de prijsvarianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	101
Grafiek 72	Eindvraag naar energie van de transportsector in de prijsvarianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	102
Grafiek 73	Opgevraagde energie in de prijsvarianten, 2010-2050.....	103
Grafiek 74	Productiemix in de prijsvarianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	104
Grafiek 75	Productiemix in het Referentiescenario en de prijsvarianten, 2030 (links) en 2050 (rechts)	104
Grafiek 76	Elektriciteitsproductiekost in de prijsvarianten in 2030 (links) en 2050 (rechts).....	105
Grafiek 77	Bruto binnenlands energieverbruik in de prijsvarianten, verschil met REF, 2020-2030-2050 ·	105
Grafiek 78	Evolutie van de prijs van CO ₂ in de ETS-sector (links) en van de totale BKG-emissies in de prijsvarianten, verschil met REF (rechts), 2010-2050.....	107
Grafiek 79	Evolutie van de BKG-emissies in de prijsvarianten: ETS vs. niet-ETS, 2005-2050	108
Grafiek 80	Kost van het energiesysteem in % van bbp in de prijsvarianten, verschil met REF, 2020-2030-2050	108

Synthese

De context

Het Federaal Planbureau (FPB) publiceert om de drie jaar een omvangrijk rapport waarin de langetermijnenergievooruitzichten voor België worden beschreven. Dit rapport is ondertussen al het vijfde in de reeks. De voorgestelde energievooruitzichten simuleren het Europees wetgevend Klimaat/Energiepakket voor België tegen 2020. De publicatie beperkt zich echter niet tot de horizon 2020, maar schetst de evolutie van het Belgisch energiesysteem tot 2050, dit naar analogie met de routekaarten 2050 van de Europese Commissie. Ook worden in dit rapport de cijfers voor het jaar 2030 meegegeven. De analyse van deze toekomstcijfers laat toe om, op Belgisch niveau, lessen te trekken over de eventuele nood aan bijkomend beleid en maatregelen in het licht van het Europese kader 2030 rond Klimaat en Energie enerzijds en de lagekoolstofeconomie tegen 2050 anderzijds.

Dit rapport is geïnspireerd op het Referentiescenario voor België zoals weergegeven in de publicatie *EU Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050* van de Europese Commissie (EC, 2013). Verschil met de Commissiepublicatie is dat enkele meer recente cijfers en Belgische specificiteiten werden opgenomen en dat, naast de hoofdanalyse, ook vier varianten werden gedraaid die opgebouwd zijn rond het Referentiescenario. Deze varianten illustreren de gevoeligheid van het Referentiescenario voor assumpties omtrent het bruto binnenlands product en fossiele brandstofprijzen. Tenslotte schijnt dit rapport ook licht op twee actuele thema's die het Belgisch energiedebat beheersen: het eerste betreft de toereikendheid van het toekomstig Belgisch elektriciteitsproductiepark, het tweede documenteert de evolutie van de energiekosten van enkele Belgische industrietakken.

De gehanteerde aanpak

Deze editie van de energievooruitzichten voor België is verschillend van de vorige in horizon en in focus. De tijdslijn die deze studie aanhoudt, is 2050 (in tegenstelling tot 2020 en 2030 in de vorige publicaties); de focus ligt op de analyse van één enkel scenario, het Referentiescenario (in tegenstelling tot de combinatie Referentiescenario en alternatieve scenario's in de vorige publicaties).

Het Referentiescenario maakt een stand op van het Belgische energiesysteem bij ongewijzigd beleid. Beleid en goedgekeurde maatregelen alsook de huidige trends worden geprojecteerd over een horizon van quasi 40 jaar. 40 jaar is lang, en vooruitzichten opstellen voor een dergelijke projectiehorizon lijkt dan ook erg ambitieus. De keuze voor dit lang tijdsperspectief wordt ingegeven door het feit dat de energiesector, maar ook de industrie en de gebouwen, erg lange investeringscycli hebben waardoor de meeste infrastructuur- en andere capaciteitsinvesteringen die op korte termijn worden ondernomen nog steeds aanwezig zullen zijn in 2030 (en daarna). Een inzicht hebben in hoe het energetisch landschap er op dat moment zal uitzien (rekening houdend met een aantal onzekerheden), is dan ook instructief voor investeerders en stakeholders in het algemeen.

Wat het opzet betreft, wordt de evolutie van de broeikasgasemissies en van hernieuwbare energiebronnen (HEB) beïnvloed door de implementatie van het Europese Klimaat/Energiepakket voor 2020. Het Referentiescenario veronderstelt met andere woorden de realisatie van de specifieke

doelstellingen zoals vastgelegd in het wetgevend Klimaat/Energiepakket. Voor de toepassing van het traject tot 2050 worden evenwel verschillende modaliteiten gebruikt naargelang de tijdshorizon. In 2020 betreft het de modaliteiten uit het wetgevend Klimaat/Energiepakket, namelijk een Europese doelstelling in de ETS-sector en 27 nationale doelstellingen in de niet-ETS-sector. Na 2020 wordt verondersteld dat de ETS gehandhaafd blijft en dat de jaarlijkse lineaire reductiefactor van -1,74% verder wordt toegepast; voor de niet-ETS wordt geen (nationale) doelstelling meer vooropgesteld. Voor het luik HEB van het Klimaat/Energiepakket bepaalt de nationale doelstelling de omvang van de inzet ervan. Na 2020 wordt geen verlenging of verstrenging van de doelstelling verondersteld.

De kernboodschappen

Zes kernboodschappen komen bovendrijven in deze analyse. Ze worden hieronder per thema samengevat. Deze boodschappen worden eveneens gestructureerd weergegeven in een tabel die achteraan de synthese werd gevoegd.

Energie-efficiëntie maatregelen missen hun doel niet en slagen erin de groei van het energieverbruik binnen de perken te houden. De indicatieve (primaire) energie-efficiëntiedoelstelling geformuleerd door België wordt evenwel niet gehaald in 2020, wel in 2025.

Een eerste indicator van belang bij de bespreking van de nationale energievoorzichten is het *bruto binnenlands energieverbruik* of de totale consumptie van energie (zowel voor energetische als niet-energetische (lees: grondstof) doeleinden) door het land. We zien dat het Belgische bruto binnenlands energieverbruik tussen 2010 en 2050 daalt met maar liefst 12%. Twee factoren zijn met de vinger te wijzen: energie-efficiëntie en fuel switch.

Energie-efficiëntiewinsten zowel in de sectoren van de eindvraag (industrie, diensten, transport en gezinnen) als in de transformatiesector creëren een neerwaartse druk op het binnenlands energieverbruik. *Fuel switch* betekent dat er, overheen de projectieperiode, minder olie en steenkool wordt geconsumeerd ten voordele van (efficiënter) aardgas, hernieuwbare energiebronnen en elektriciteit.

Het *primair energieverbruik* wordt berekend door van het bruto binnenlands verbruik het niet-energetisch eindverbruik af te trekken. Dit primair energieverbruik daalt met 15% tussen 2010 en 2050. Het primair energieverbruik is een indicator die gebruikt wordt in het kader van de Europese doelstelling van 20% verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020. Deze doelstelling is indicatief en wordt als dusdanig niet opgenomen in het wettelijk Klimaat/Energiepakket. Volgens Artikel 3 van de Europese Richtlijn 2012/27/EU aangaande energie-efficiëntie dient evenwel een nationale indicatieve doelstelling te worden gestipuleerd: België heeft in dit kader een doelstelling in termen van primair energieverbruik van 18% (in vergelijking met het geschatte primair energieverbruik in 2020 in de baseline PRIMES 2007 (53,3 Mtoe)) vooropgesteld tegen 2020. Dit objectief stemt overeen met een absoluut primair energieverbruik van maximaal 43,7 Mtoe. De resultaten van het Referentiescenario geven aan dat de Belgische doelstelling niet in 2020 wordt gerealiseerd, maar wel in 2025. In 2020 bedraagt het primair energieverbruik 49,3 Mtoe, nog steeds 5,6 Mtoe hoger dan de absolute doelstelling. Het primair energieverbruik daalt evenwel verder na 2020 tot in 2030, waarna het,

volledig in lijn met het bruto binnenlands verbruik, herneemt om in 2050 uit te komen op een waarde van 45,6 Mtoe.

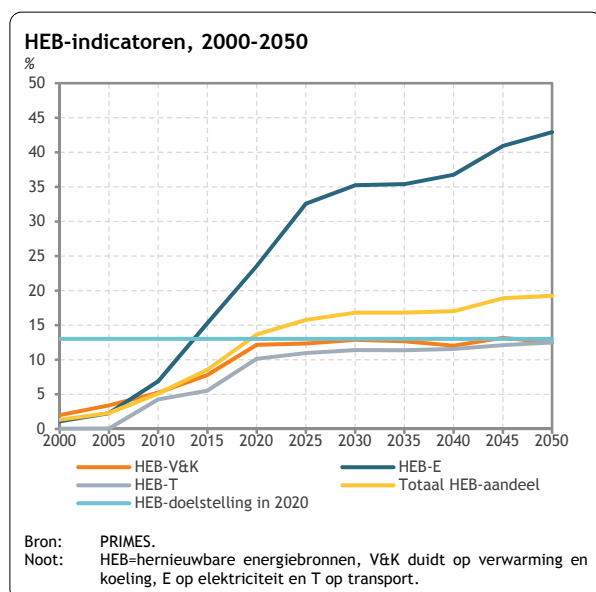
Er is nog een tweede luik aan de energie-efficiëntiedoelstelling: ook voor het finaal energieverbruik (het verbruik door de sectoren van de eindvraag) werd een nationale doelstelling geformuleerd. Krachtens datzelfde Artikel 3 van de Europese Richtlijn 2012/27/EU heeft België een indicatieve doelstelling in termen van finaal energieverbruik van 32,5 Mtoe tegen 2020 overgemaakt aan de Europese Commissie. Wanneer we het niveau geschat in 2020 (35 Mtoe) vergelijken met dit plafond, merken we een kloof van finale energiebesparingen op ter waarde van 2,5 Mtoe. Dit resultaat toont aan dat het huidige beleid en maatregelen niet volstaan om deze doelstelling te behalen.

Hernieuwbare energiebronnen hebben de wind in de zeilen dankzij de implementatie van Richtlijn 2009/28/EG. Na 2020 wordt hun groei vooral getrokken door hernieuwbare elektriciteit waarvan het aandeel 43% bedraagt in de bruto finale elektriciteitsvraag in 2050.

Het belang van hernieuwbare energiebronnen (HEB) in de toekomstige energiemix valt moeilijk te overschatten. Zelfs in een Referentiescenario waar er na het jaar 2020 geen bindende doelstellingen meer worden verondersteld, klimt het HEB-aandeel in 2050 naar een vijfde van het bruto finaal energieverbruik. Voor elektriciteit is het aandeel nog spectaculairder: in 2050 wordt maar liefst 43% van de totale finale elektriciteitsvraag ingevuld door HEB.

De positieve evolutie van HEB is vooral impressionant gedurende de twee eerste decennia van deze eeuw en wordt in hoofdzaak getrokken door de installatie van de HEB-doelstelling in 2020. In 2020 bedraagt het HEB-aandeel in de bruto finale energievraag dan ook 13,6% (startend van een poevere 1% in 2000 en 5% in 2010), in 2050 komt het uit op 19,2%.

Het totale gebruik van HEB kan onderverdeeld worden in 3 toepassingen: verwarming en koeling (HEB-V&K), elektriciteit (HEB-E) en transport (HEB-T). Het aandeel van HEB in verwarming en koeling is eerder bescheiden: het gaat van 5,2% in 2010 naar 12,1% in 2020 en 12,9% in 2030 om in 2050 af te kloppen op 12,5%.



Het aandeel van HEB in de bruto finale elektriciteitsvraag start in 2010 op 6,9%, schiet naar 23,6% in 2020 en groeit daarna nog verder naar 35,2% in 2030 en 42,9% in 2050. In termen van netto-elektriciteitsproductie bedraagt het aandeel HEB 54% in 2050: deze wordt door wind (34%), zon (11%), biomassa en afval (9%), geothermie (1%) en waterkracht (exclusief pompen) (0,4%) uitgemaakt.

Het HEB-T-aandeel, nog 4,2% in 2010, belooft 10,1% in 2020 en 11,4% in 2030 om 12,5% te bereiken in 2050. Dit stijgend aandeel is op conto

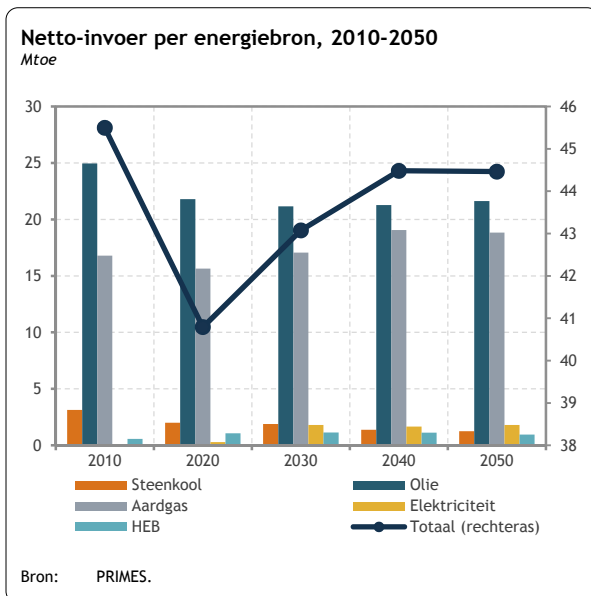
te schrijven van de verdere penetratie van biobrandstoffen en van een bescheiden doorbraak, vooral na

2030, van het elektrisch personenwegvervoer.

Het algemene percentage van 13,6% in 2020 (net zoals het HEB-T-aandeel van 10,1%) bevindt zich op (of zelfs ietsje boven) de nationale hernieuwbare-energie-doelstelling van 13% (resp. de nationale hernieuwbare-energie-in-transportdoelstelling van 10%) zoals bepaald in Richtlijn 2009/28/EG.

Energiebevoorradingszekerheid is een vlag die vele ladingen dekt. Eén ervan is de invoerafhankelijkheid van België die tussen 2010 en 2050 met negen procentpunten stijgt. Een tweede is de toereikendheid van de elektriciteitsproductiecapaciteit: om op elk ogenblik vraag naar en aanbod van elektriciteit in evenwicht te houden, zijn aanzienlijke investeringen in het park van de toekomst onafwendbaar.

Het bruto binnenlands verbruik omvat alle verbruik van energie, zowel deze die in België wordt geproduceerd (zoals zonne-energie) als deze die ingevoerd wordt uit het buitenland (zoals aardgas). Naar het jaar 2020 toe, de opleveringsdatum van het Klimaat/Energiepakket, zien we dat de netto-invoer van energie daalt, maar nadien herneemt om in 2050 af te kloppen op 44,5 Mtoe. Wanneer we de netto-invoer verhalen op het bruto binnenlands verbruik, een ratio die *invoerafhankelijkheid* genoemd wordt, zien we dat deze contracteert in 2020 (van 76,8% in 2010 naar 75,1% in 2020), nadien herneemt om haar hoogtepunt (88,2%) te bereiken in 2030. Vervolgens daalt deze lichtjes om uiteindelijk op een percentage van 85,7% te stranden in 2050.



De samenstelling van de netto-invoer toont duidelijk het overwicht van olie(producten), gevolgd door het stijgende belang van aardgas. De netto-invoer van olie daalt met 13% overheen de projectieperiode, terwijl de invoer van aardgas met 12% stijgt. Steenkool verliest verder terrein: de invoer daalt met 60%, waardoor het aandeel van steenkool in de netto-invoer terugloopt van 6% in 2010 naar een schamele 2% in 2050.

De invoerevoluties van de fossiele brandstoffen (olie, aardgas en steenkool) hebben een onmiskenbaar effect op de nationale handelsbalans. De monetaire impact wordt in

2050 geraamd op een extra 10 miljard euro (in reële termen) te spenderen aan invoer van fossiele brandstoffen vergeleken met de factuur in 2010. Opgedeeld per brandstof wordt dat 0,1 miljard euro minder voor steenkool, 6 miljard euro meer voor olie en 4 miljard euro meer voor aardgas.

Daarnaast wordt ook nog een relatief kleine¹ hoeveelheid HEB ingevoerd: dit betreft biomassa, voor het overgrote deel afkomstig uit de EU. De invoer stijgt vooral tussen 2010 en 2020 (quasi verdubbeling) onder invloed van de HEB-doelstelling in 2020, en stabiliseert zich daarna tussen 2020 en 2050.

¹ 2% van de totale netto-invoer in 2050.

Ook elektriciteit wordt voor een deel ingevoerd: vertrekend van een relatief lage absolute hoeveelheid elektriciteitsinvoer in 2010 wordt dit na 2020 belangrijker omwille van de combinatie geplande nucleaire phase-out en integratie van heel wat variabele (zoals wind en zon) hernieuwbare energiebronnen in het elektriciteitssysteem van de toekomst.

Naast invoer van elektriciteit wordt uiteraard ook elektriciteit binnen de landsgrenzen geproduceerd. Dat brengt ons tot een tweede 'lading' van energiebevoorradingszekerheid: de toereikendheid van de elektriciteitsproductie (*generation adequacy*). Om deze ten allen tijde te garanderen, dienen de volgende decennia heel wat investeringen te gebeuren. Deze investeringen zijn niet alleen nodig om de stijgende vraag (voornamelijk na 2030) op te vangen, maar ook om verouderde en uitgefaseerde eenheden te vervangen evenals om gradueel over te schakelen van een systeem waarbij ongeveer drie kwart van de capaciteit 'betrouwbaar beschikbaar' (*Reliable Available*) is naar een systeem waarbij de helft van de capaciteit 'onbeschikbaar' (*Unavailable*) is.

Naar schatting moet vanaf nu tot 2050 elk jaar om en bij de 1 250 MW aan nieuwe centrales bijgebouwd worden. Dat cijfer is evenwel een gemiddelde: een fijnere analyse leert dat vooral de periode 2020-2025 kritiek is wanneer het gros van de nucleaire centrales offline wordt gehaald en maar liefst 5 000 MW uit rolatie wordt genomen. Bij deze timing wordt geen rekening gehouden met de looptijd tussen het moment waarop de investeringsbeslissing wordt genomen en het moment waarop de investering echt operationeel kan zijn: eigenlijk moet de beslissing tot investering dus ongeveer 4 jaar (voor STEG-centrales) vroeger genomen worden. In monetaire termen uitgedrukt, komen deze investeringen van nu tot 2050 neer op een totaal bedrag van 62 miljard euro, waarvan 31 miljard van nu tot 2030 en 31 miljard voor de periode 2030-2050.

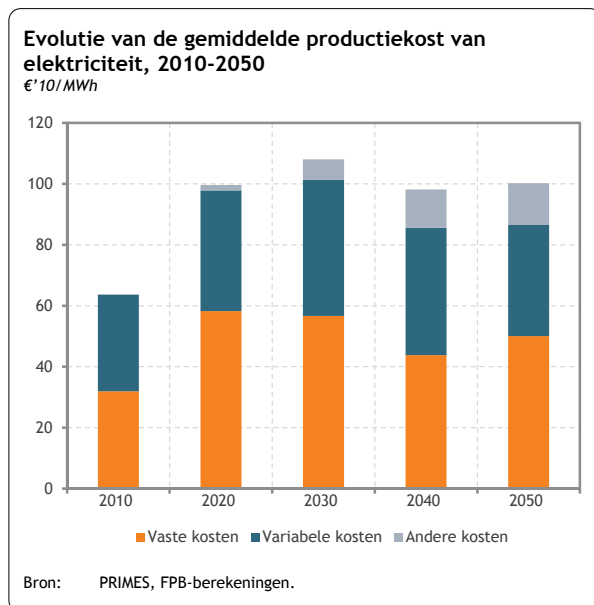
De productie van elektriciteit evolueert naar een bipolair, kapitaalintensief systeem. In 2050 staan variabele hernieuwbare energiebronnen in voor 44% van de elektriciteitsproductie, wat niet zonder gevolgen blijft voor de werking van het systeem, voor de gemiddelde productiekost om elektriciteit op te wekken evenals voor de benodigde investeringen om de productietoereikendheid te kunnen blijven garanderen.

Overheen de projectieperiode zien we het elektrisch systeem evolueren van een mix die hoofdzakelijk op nucleaire en fossiele elektriciteit is gebaseerd naar een staat waarin nucleair verdwenen is, steenkool geweerd wordt, aardgas daalt en dan spectaculair stijgt en hernieuwbare energiebronnen aan een opmars begonnen zijn. In 2050 maken uiteindelijk twee energiebronnen de dienst uit: hernieuwbare eenheden die 54% (waarvan ongeveer vier vijfde variabel) van de nettoproductie voor hun rekening nemen en aardgasgestookte centrales die instaan voor 45%. Ter herinnering: deze evolutie wordt 'onder referentiesettings' gesimuleerd, dus zonder bijkomend beleid of bindende HEB-doelstellingen na 2020. De grootste drijfveren van de hernieuwbare-energiegroei liggen in de relatief hoge brandstofprijzen, de stijgende koolstofprijzen, de daling van de hernieuwbare investeringskosten en de veronderstelling dat faciliterend beleid geïmplementeerd wordt (en blijft). Dergelijke mix leidt tot een krimp met één derde van de koolstofintensiteit van de elektriciteitssector: van 197 tCO₂/GWh in 2010 naar 131 tCO₂/GWh in 2050.

Qua werking van het systeem zijn twee fenomenen onafwendbaar: een verdere daling van de *gebruiksratio* van het productiepark, in het bijzonder van de aardgasgestookte centrales, en *curtailment*

op momenten dat het saldo van de som van onsamendrukbare eenheden en variabele HEB en de basisbelasting niet (volledig) geëxporteerd kan worden.

Deze ontwikkelingen hebben een significante impact op het kostenplaatje, zeker op korte en middellange termijn. Tussen 2010 en 2030 stijgen de elektriciteitsproductiekosten aanzienlijk (van 64 €/MWh naar 108 €/MWh of +69%) als gevolg van twee verschijnselen: de grote nood aan investeringen om heel wat oud en/of uitgedoofd kapitaal te vervangen en om de toereikendheid van productie (*generation adequacy*) ten allen tijde te kunnen garanderen en hogere brandstofkosten door de sterke stijging van de prijs van aardgas. Kleiner onderdeel van de kostenstijging is de uitgave voor de aankoop van ETS-emissiequota. Na 2030 wijzigt de situatie door technologische vooruitgang en leereffecten die helpen om de kapitaalkosten binnen de perken te houden. Wat de brandstofkosten betreft, speelt een dubbel effect: enerzijds zijn er de voordelen in termen van brandstofkostenbesparingen die het resultaat zijn van de enorme herstructureringsinvesteringen in het aanbod, anderzijds is er de vertraging (zelfs quasi stabilisatie) van de gasprijs(stijgingen). Deze periode wordt eveneens gekenmerkt door een stijging van het aandeel van de kostencategorie die de aankoop van ETS-emissiequota vertegenwoordigt: van 6% in 2030 naar 14% in 2050. De gemiddelde



productiekost van elektriciteit bedraagt 100 €/MWh in 2050. De evolutie van de productiekost blijft uiteraard niet zonder gevolgen voor de prijs van elektriciteit.

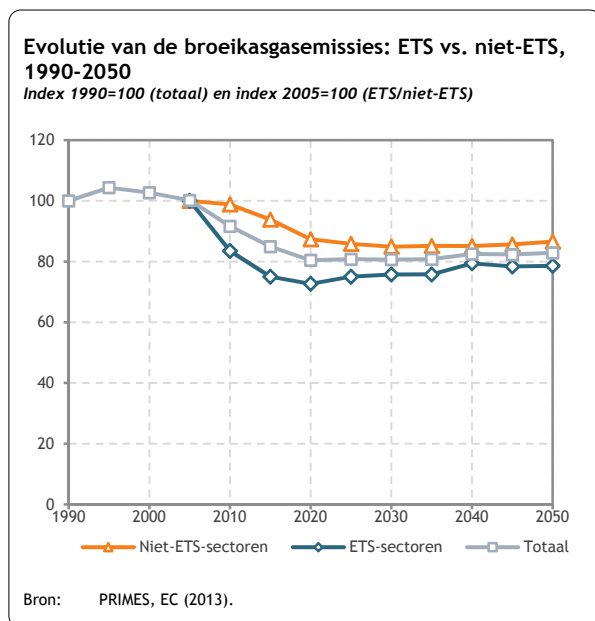
Naast de kost van de productie is het eveneens belangrijk om er zich van te vergewissen dat dit elektriciteitssysteem in staat is om ten allen tijde de vraag te dekken. De evolutie van het elektriciteitsproductiepark die resulteert uit het Referentiescenario garandeert (gebruik makend van de deterministische aanpak van ENTSO-E) op elk moment een evenwicht tussen vraag en aanbod, zowel in productie als in capaciteit. Onder normale omstandigheden is dat evenwicht

gewaarborgd, zelfs zonder rekening te houden met de optie van invoer. In uitzonderlijke omstandigheden kan er evenwel een tekort aan capaciteit ontstaan. Aan dat tekort kan een mouw gepast worden indien beroep kan gedaan worden op invoer uit het buitenland gezien het berekende deficit (veel) kleiner is dan de huidige (en toekomstige) invoercapaciteit van België. Opslagmodaliteiten (in welke vorm ook) kunnen in de toekomst de pil verder verzachten.

Door de uitvoering van het wetgevende Klimaat/Energiepakket dalen de broeikasgasemissies aanzienlijk tot in 2020. Nadien kennen ze een quasi stabilisatie over de periode 2020-2050. Deze evolutie toont de noodzaak om beleid en emissiereductie-inspanningen op nationaal/regionaal niveau verder te zetten indien België de transitie naar een lagekoolstofmaatschappij wil doen slagen.

In 2020, opleveringsdatum van het wetgevende Klimaat/Energiepakket, belopen de totale broeikasgasemissies 117,7 Mt CO₂-equivalent, hetzij 12% (20%) onder het niveau van 2010 (1990).

Hierna zetten de totale broeikasgasemissies een pas op de plaats tot in 2030 om daarna terug lichtjes te stijgen en een niveau te bereiken van 121,3 Mt in 2050. Daarbij blijven ze nochtans een heel stuk onder het niveau van 2010 (-10%) en van 1990 (-17%).



De daling van de emissies is opmerkelijker in de ETS-sectoren dan in de niet-ETS-sectoren in de periode 2005-2020 (2005 is het referentiejaar voor de niet-ETS-doelstelling). Dat resultaat wordt verklaard door de spectaculaire daling van de emissies in de elektriciteitssector (die deel uitmaakt van de ETS) voor het overgrote deel te wijten aan de expansie van de hernieuwbare energiebronnen, naast de sterke toename van warmtekrachtkoppeling. Hierdoor krimpt het aandeel van de ETS-sectoren in de totale broeikasgasemissies: van 48% in 2005 naar 44% in 2020. In de niet-ETS-sectoren is het emissieniveau bereikt in 2020 verzoenbaar met de aan België toegekende quota (66,7 Mt).

Na 2020 klimmen de emissies van de ETS-sector terug omhoog terwijl deze van de niet-ETS-sector stabiliseren. In 2050 bevinden ze zich respectievelijk 21% en 13% onder het niveau van 2005. De tendens in de ETS-sector heeft als oorsprong de sluiting van alle nucleaire centrales en het toegenomen niveau van elektriciteitsproductie op basis van aardgas.

De ontwikkeling van de emissies in de ETS-sector heeft uiteraard gevolgen voor de kosten voor de ondernemingen die er deel van uitmaken. De uitgaven voor de aankoop van emissierechten (of de kost van de veilingen) springen van 158 miljoen euro in 2020 naar 3,8 miljard euro in 2050.

De evolutie van het Belgisch energetisch systeem en van de fossiele energieprijzen tot 2050 heeft een impact op de energiekosten. De kost van het energetisch systeem gerelateerd tot het bbp en de eenheidskost voor energie van de industrie, de residentiële en de tertiaire sector vertonen eenzelfde evolutiepatroon: een sterke stijging tot in 2020 gevolgd door een daling naar niveaus in 2050 die vergelijkbaar of lager zijn (in reële termen) dan deze van 2010.

Twee indicatoren van de energiekost zijn het onderwerp van een bijzondere analyse: de kost van het energiesysteem gerelateerd tot het bbp en de eenheidskost voor energie.

De kost van het energiesysteem omvat de investeringskost (productie, transport, distributie en energieverbruik) en de uitgaven voor de aankoop van energie (brandstof, elektriciteit en warmte). In 2010 belooft de kost van het Belgisch energiesysteem 13,5% van het bbp. Deze groeit evenwel sterk en bereikt 16,4% in 2020. De stijging wordt vooral getrokken door kapitaaluitgaven waarvan het aandeel in de totale kost stijgt van 22% in 2010 naar 27% in 2020. Na 2020 zet de kost van het energiesysteem gerelateerd tot het bbp een dalende lijn in om in 2050 dezelfde waarde te bereiken als in 2010 (13% van

het bbp). Het aandeel van de investeringsuitgaven klimt evenwel verder naar 38% van de totale kost in 2050.

De eenheidskost voor energie meet de kost van de energetische inputs voor een eenheid toegevoegde waarde in een bedrijfstak (of een verzameling van takken) van de industriële nijverheid of van de diensten, of in de consumptieve bestedingen van de huishoudens. In de drie sectoren zijnde de industrie, de residentiële en tertiaire sector, doorloopt de eenheidskost voor energie eenzelfde evolutie in de vorm van een omgekeerde U. Eerst groeit het tot in 2020: de regelmatige daling van de energie-intensiteit slaagt er niet in om de stijging van de energieprijzen te beteugelen gedurende die periode. Nadien daalt het tussen 2020 en 2050: de constante daling van de energie-intensiteit domineert dan het energieprijseffect.

Berekend op niveau van de bedrijfstakken eerder dan op niveau van het geheel van de verwerkende industrie laat de eenheidskost voor energie toe om het relatieve belang van de energetische inputs in de verschillende takken te vergelijken en hierdoor hun meer of minder grote gevoeligheid voor variaties in de energieprijzen. Een dergelijke berekening werd uitgevoerd voor vier takken in het bijzonder: basismetalen, chemie, voedingsnijverheid en metaalverwerking. De twee eerste zijn energie-intensief: de kost van hun intermediaire energieverbruik vertegenwoordigt vandaag meer dan een kwart van hun toegevoegde waarde. Het profiel van de evolutie van de eenheidskost voor energie in de drie laatste takken van de lijst is vergelijkbaar met deze hierboven beschreven voor de verwerkende industrie. Voor de basismetalen is het daarentegen heel verschillend: de eenheidskost voor energie groeit tot in 2030 om daarna een dalende curve in te zetten zonder evenwel ooit terug te vallen op het niveau van 2010.

Varianten

Gezien het feit dat de economische activiteit in belangrijke mate het verbruik van energie bepaalt, maar dat het correct inschatten van de toekomstige economische groei een oefening op zich vergt, werd een gevoeligheidsanalyse ondernomen om de resultaten van het Referentiescenario af te toetsen aan gewijzigde hypothesen over het Belgische bbp. Er werden twee analyses uitgevoerd: eentje waarbij het bbp sneller groeit dan verondersteld in het Referentiescenario (*High GDP*), een tweede waarbij de economische groei trager verloopt (*Low GDP*). In jaarlijkse groeivoeten uitgedrukt komt de snellere bbp-groei overeen met gemiddeld 1,8% overheen de periode 2010-2050, de tragere bbp-groei met gemiddeld 1,0%. In het Referentiescenario bedraagt deze gemiddeld 1,6% per jaar.

Een aantal indicatoren werden onder de loep genomen. De High GDP-variant noteert daarbij steeds hogere cijfers dan het Referentiescenario, de Low-GDP-variant bevindt er zich steeds een stukje onder. In termen van bruto binnenlands energieverbruik zien we dat dit in 2020, 2030 en 2050 in de High (Low) GDP-case 2% (2%), 3% (8%) en 10% (20%) boven (onder) het Referentiescenario uittorent (duikt). De broeikasgasemissies bevinden zich 1% (2%), 1% (6%) en 6% (19%) boven (onder) het Referentiescenario.

Besluitend kan gesteld worden dat alternatieve hypothesen aangaande het bbp voornamelijk inspelen op de hoogte van de verschillende indicatoren (finaal energieverbruik, productie van elektriciteit, broeikasgasemissies, ...), minder op de samenstelling. De mix van de verschillende energiebronnen

wordt met andere woorden slechts in beperkte mate beïnvloed (enkel in de elektriciteitsproductie is het effect iets meer aanwezig), het is vooral de absolute waarde van de indicator die wijzigt: naar boven in de High GDP-case, naar beneden in de Low GDP-variant.

Ook de internationale energieprijzen hebben een belangrijke vinger in de energieverbruikspap. Het is echter geen makkelijke klus om te bepalen hoe de toekomstige energieprijzen zullen evolueren gezien heel wat factoren de prijsvorming beïnvloeden. Daarenboven dragen een aantal recente fenomenen (waaronder de vondst van schaliegas, de opkomst van hernieuwbare energiebronnen, ...) bij tot een verdere complicatie van de prijsbepaling. Om met deze onzekerheid rekening te houden, werden twee varianten gesimuleerd waarbij afwijkende prijsevoluties werden aangenomen. De *High (Low) Price*-variant veronderstelt prijsevoluties van aardgas, olie en steenkool die in 2050 40% (32%), 22% (20%) en 27% (28%) hoger (lager) liggen dan in het Referentiescenario.

In het algemeen is het zo dat als de energieprijzen hoger zijn, het finaal energieverbruik lager is, maar dat geldt niet voor de vraag naar elektriciteit. Deze ligt ietsje hoger (lager) in de High (Low) Price-variant gezien fossiele brandstoffen (deels) gesubstitueerd worden door elektriciteit. Wanneer we naar het bruto binnenlands energieverbruik kijken, zien we dat dat in 2020, 2030 en 2050 in de High (Low) Price-case 1%, 2% en 3% onder (boven) het Referentiescenario ligt. De broeikasgasemissies bevinden zich dan 1% (0%), 4% (3%) en 6% (3%) onder (boven) het Referentiescenario.

Rode draad doorheen deze analyse is dat, bij verschillende prijsveronderstellingen, niet enkel de hoogte van de indicator wijzigt, maar ook (en vooral) de samenstelling. De mix van de verschillende energiebronnen ondervindt een significante invloed van een verhoging (verlaging) van de brandstofprijs gezien er mogelijkheden zijn tot substitutie. Typisch is het zo dat bij lagere (hogere) prijzen meer (minder) aardgas wordt verbruikt en minder (meer) hernieuwbare energiebronnen.

Samenvatting van de belangrijkste resultaten

	2010	2020	2030	2050	Doelstelling K/E-pakket in 2020
Primaire energie (Mtoe)	53,9	49,3	42,2	45,6	43,7 (indicatief)
Finaal energieverbruik (Mtoe)	36,4	35,0	34,7	37,9	32,5 (indicatief)
BKG-emissies niet-ETS (Mt)	75,2	66,5	64,6	65,9	66,7 (bindend)
HEB-aandeel in BFEV (%)	5,0	13,6	16,8	19,2	13,0 (bindend)
Invoerafhankelijkheid (%)	76,8	75,1	88,2	85,7	-
Kost van het energiesysteem (% van bbp)	13,5	16,4	15,9	13,4	-
Eenheidskost voor energie in de industrie (% van TW)	15,7	17,4	16,7	13,5	-
Koolstofintensiteit elektriciteitssector (tCO ₂ /GWh)	197	129	176	131	-
BKG-emissies ETS (Mt)	58,9	51,3	53,4	55,4	-
Gemiddelde productiekost van elektriciteit (€'10/MWh)	63,8	99,6	108,0	100,2	-
HEB-aandeel in netto-electriciteitsproductie (%)	8,6	25,9	46,3	54,0	-
Investeringskosten in elektriciteitsproductiecapaciteit ^(*) (miljard €'10)	-	18,9	12,3	31,0	-

Noot: K/E-pakket=Klimaat/Energiepakket; BKG=broeikasgas; HEB=hernieuwbare energiebronnen; BFEV=Bruto Finaal Energieverbruik; ETS=emissiehandelssysteem.

(*) duidt op het feit dat de voorgestelde waarden geen jaarcijfers weergeven, maar gecumuleerde waarden voor de periodes 2010-2020, 2020-2030 en 2030-2050.

1. Inleiding

Met de voorstelling op 22 januari van het Europese kader 2030 rond Klimaat en Energie door de Europese Commissie vormt het jaar 2014 ontegensprekelijk een nieuw sleutelmoment in het energie- en milieubeleid van de Europese Unie en haar lidstaten. Het Europese kader 2030 bevat een reeks teksten rond energie- en klimaatthema's² waarvan het voorstel om de interne broeikasgasemissies van de Europese Unie tegen 2030 met 40% terug te dringen en het aandeel hernieuwbare energiebronnen in de bruto finale energievraag van de Europese Unie op minstens 27% te brengen er één van is. Dit kader zal, mits aanvaarding door de Europese Raad in oktober, onmiskenbaar een impact hebben op de evolutie van het Europees energiesysteem in het algemeen en van België in het bijzonder.

De 2030 strategie vormt echter maar een schakel in een proces dat gericht is op de hermodellering van het Europees energiesysteem op lange termijn (2050). Sinds 2009, het jaar van de adoptie van het 2020 Klimaat/Energiepakket, heeft de Europese Commissie verschillende initiatieven in die zin voorgesteld. Twee in het bijzonder trekken hierbij de aandacht: de Routekaart naar een concurrerende koolstofarme Europese economie in maart 2011 en het Stappenplan Energie 2050 in december 2011.

De broeikasgasemissiereductietrajecten van de Europese Unie tegen 2050 die door de Europese Commissie werden geanalyseerd, vertalen zich in drastische wijzigingen op het vlak van de energiesystemen van de lidstaten. Naast het Europees niveau hangen deze veranderingen ook af van de keuzes op energiegebied die genomen worden op nationaal en regionaal niveau. In België bepaalt de bekrachtiging (en herziening) van de sluitingsagenda van de kerncentrales door het Parlement eind 2013 een groot deel van het toekomstige energielandschap, maar ook het Nationaal Actieplan voor Hernieuwbare Energiebronnen en dat voor Energie-efficiëntie, het mechanisme rond de ondersteuning van (nieuwe) aardgascentrales en de weigering van vergunning voor nieuwe steenkoolcentrales hebben een onmiskenbare invloed. Terzelfdertijd grijpt een hele evolutie plaats aan de vraagzijde met frisse initiatieven rond Demand Side Management en een aantal 'nieuwe' elektrische toepassingen waaronder elektromobiliteit en warmtepompen.

Gegeven dit kader wil het Federaal Planbureau (FPB) klaarheid scheppen in een veelheid van factoren en een duidelijke trend uittekenen door de evolutie van ons nationaal energiesysteem te kwantificeren wanneer rekening wordt gehouden met de toepassing van het wetgevend Klimaat/Energiepakket in 2020. Na 2020 wordt evenwel verondersteld dat het beleid ongewijzigd blijft. In dat opzicht kan deze publicatie een nuttige insteek vormen voor het debat op Belgisch niveau, meer bepaald aangaande toekomstige demarches rond de Energie-efficiëntierichtlijn, maar ook ter voorbereiding van internationale dossiers zoals de bepaling van het Belgisch standpunt in de context van het Europese kader 2030 en aansluitend de klimaatop in Parijs eind 2015.

Traditioneel brengt het FPB elke drie jaar een publicatie uit waarin de langetermijnenergievooruitzichten voor België worden voorgesteld. Deze publicatie, de vijfde in de reeks (Courcelle en Gusbin, 2001, Gusbin en Hoornaert, 2004, Devogelaer en Gusbin, 2007, Devogelaer

² Waaronder de Mededeling van de Commissie over *Energy prices and costs in Europe* en het rapport *Energy Economic Developments in Europe*.

en Gusbin, 2011), legt het accent op de beschrijving van een Referentiescenario (en enkel dat scenario). Deze vooruitzichten zijn grotendeels gebaseerd op de publicatie *EU Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050* van de Europese Commissie (EC, 2013), aangevuld met specifieke nationale gegevens en analyses.

Deze publicatie van het FPB is opgesplitst in 5 delen: het eerste deel is gewijd aan de methodologie, het tweede deel beschrijft de voornaamste hypothesen of assumpties die aangenomen werden in het kader van de modellering, het derde, vierde en vijfde deel richten zich op de resultaten. Het derde deel (hoofdstuk 4) behandelt daarbij de uitkomst van de simulatie van het Referentiescenario aan de hand van een aantal typische indicatoren die het nationaal energie- en emissiesysteem beschrijven, het vierde deel (hoofdstuk 5) is eveneens resultaatgericht, maar zoomt in op enkele zeer specifieke thema's. Twee complementaire analyses worden in dat hoofdstuk beschreven waarbij de eerste focust op de productietoereikendheid van het toekomstig elektriciteitssysteem en de tweede op de evolutie van de energiekosten in bepaalde sectoren van de Belgische industrie. Het laatste deel is volledig gewijd aan de analyse van vier varianten die opgebouwd zijn rond het Referentiescenario en die de gevoeligheid van het Referentiescenario voor assumpties omtrent het bruto binnenlands product enerzijds, fossiele brandstofprijzen anderzijds illustreren.

2. Methodologie

Het Referentiescenario voor België tegen 2050 is sterk geïnspireerd op het studiewerk van de Europese Commissie (EC). In haar publicatie *EU Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050* (EC, 2013) besteedt de Commissie ruimschoots aandacht aan de uittekening van dit Referentiescenario voor de EU28 met afzonderlijke en gedetailleerde resultaten voor de lidstaten. Het voordeel om een scenario te bespreken dat uitgetekend werd in de context van de Trends to 2050-oefening is dat de integratie van de Europese context die essentieel is voor het opstellen van energievoorzichten voor België verzekerd is. Een mogelijk nadeel kan zijn dat meer recente en/of specifieke landengegevens verloren gaan wegens conformiteitseisen³. Om dat nadeel (partieel) te remediëren, stellen we in deze publicatie een aangepast Referentiescenario voor, intrinsiek gebaseerd op het Belgisch scenario uit (EC, 2013), maar met toevoeging van enkele belgobelge cijfers en recente statistieken. Vergeleken met de Trends to 2050-publicatie van de Commissie zijn dus o.a. verschillen te noteren op het vlak van de evolutie van de productie van het Belgisch nucleair park, statistieken van de capaciteit en productie van de zonnepanelen en een herziening van het potentieel van (binnenlandse en geïmporteerde) biomassa.

2.1. Beschrijving van het Referentiescenario

Het Referentiescenario maakt de staat op van het Belgisch energiesysteem waarin beleid en goedgekeurde maatregelen alsook de huidige trends geprojecteerd worden over een horizon van quasi 40 jaar. De keuze voor dergelijk lange tijdshorizon is niet origineel: de laatste maanden en jaren zien we meer en meer (inter)nationale studies verschijnen die 2050 als tijdshorizon adopteren (FPB, ICEDD, VITO, 2012; EC, 2013; Climact, VITO, 2013). Dat heeft hoofdzakelijk te maken met het feit dat de energiesector, maar ook de industrie en de gebouwen erg lange investeringscycli vertonen waardoor de meeste infrastructuur- en andere capaciteitsinvesteringen die op korte termijn worden ondernomen nog steeds aanwezig zullen zijn in 2030 (en daarna). Daarom is het belangrijk voor de stakeholders om een inzicht te hebben in hoe het energetisch landschap er op dat moment zal uitzien, rekening houdend met een aantal onzekerheden.

Op korte tot middellange termijn heeft het Belgisch en bij uitbreiding het Europees energiesysteem nood aan significante investeringen (zie infra). Deze investeringen zijn noodzakelijk, met of zonder energietransitie⁴, en weten in welk speelveld deze investeringen dienen te worden ondernomen (hoe het systeem met andere woorden zal evolueren) is cruciaal om onrendabele en zelfs gestrande investeringen zoveel als mogelijk te vermijden.

De evolutie van de broeikasgasemissies en van hernieuwbare energiebronnen (HEB) wordt beïnvloed door de implementatie van het Europees 2020 Klimaat/Energiepakket. Met andere woorden, het Referentiescenario gaat uit van de realisatie van de specifieke doelstellingen zoals vastgelegd in het

³ Dit duidt op het feit dat als bron van een aantal statistieken Eurostat genomen wordt en niet bvb. de energiebalansen zoals opgesteld door de 3 Gewesten.

⁴ Met dien verstande dat indien een energietransitie wordt ingezet de benodigde investeringen zo mogelijk nog omvangrijker zijn.

wetgevend Klimaat/Energiepakket. Voor de toepassing van dat traject worden verschillende modaliteiten gebruikt naargelang de tijdshorizon. In 2020 betreft het de modaliteiten uit het wetgevend Klimaat/Energiepakket, namelijk een Europese doelstelling in de ETS-sector en 27 nationale doelstellingen in de niet-ETS-sector. In die laatste sector kunnen de lidstaten echter gebruik maken van flexibiliteitsmechanismen om hun doelstelling te bereiken. Na 2020 wordt verondersteld dat de ETS verder gehandhaafd blijft en dat de jaarlijkse lineaire reductiefactor ter waarde van $-1,74\%$ ⁵ verder wordt toegepast; voor de niet-ETS wordt geen doelstelling meer vooropgesteld.

Voor het luik HEB van het Klimaat/Energiepakket bepalen de nationale doelstellingen de omvang van de inzet ervan, rekening houdend met een mogelijk doch beperkt gebruik van flexibiliteitsmechanismen binnen de EU.

2.2. Gebruikt model

Om nationale energie- en emissievooruitzichten tegen 2050 op te stellen voor België, wordt binnen deze studie het model PRIMES gebruikt. Het PRIMES-model is een model dat ontwikkeld werd in het kader van een onderzoeksproject gefinancierd door het Joule-programma van de Europese Commissie. PRIMES is een energetisch model van partiële evenwichten: het bepaalt een marktevenwicht tussen aanbod van en vraag naar energie (*evenwicht*), maar de gevolgen op het economisch systeem worden daarbij niet geëvalueerd⁶ (*partieel*). Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen van elke energievorm zodanig zijn dat het aanbod aangereikt door de producenten gelijk is aan de vraag gewenst door de verbruikers.

Het model PRIMES geeft niet enkel het gedrag van verschillende agenten (elektriciteitsproducenten, huishoudens, ...) weer, maar ook de energieproductie- en verbruikstechnologieën evenals de technologieën die bepaalde vervuilende stoffen kunnen reduceren. Het evenwicht wordt berekend voor elke periode waarbij rekening wordt gehouden met de voorgaande periode evenals met de dynamische relaties die de evenwichten tussen de verschillende periodes verbinden. Het economisch systeem is exogeen aan het model en is gebaseerd op de toekomstperspectieven van coherente sectorale evoluties die gedefinieerd zijn vanuit algemene evenwichts- of econometrische modellen.

PRIMES genereert aldus energie- en emissievooruitzichten op lange termijn (perspectief van 40 jaar) op supranationaal (Europees) en nationaal (Belgisch) niveau per stap van 5 jaar. De Europese Commissie beroept zich al verschillende jaren op het PRIMES-model voor het opstellen van energievooruitzichten waarbij zowel voor de EU (15 en 28) als per lidstaat vooruitzichten worden opgesteld, evenals voor het doorrekenen van beleidsscenario's en -pakketten op (meer)landenniveau zoals de impactstudie van de Communicatie rond het Europese Kader 2030, van het Klimaat/Energiepakket, ... Het PRIMES-model wordt ontwikkeld en beheerd door het E3M-laboratorium van de NTUA (National Technical University of Athens). Voor enkele hypothesen maakt E3M gebruik van output van andere modellen,

⁵ *The application of the linear reduction factor (LRF) under the European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) consists in the rule that in 2014 and in each subsequent year the total quantity of allowances determined for 2013 on the basis of Article 9 and 9a of Directive 2003/87/EC decreases linearly by 1,74 % from 2010.*

⁶ Dat kan enkel gedaan worden met behulp van een *algemeen evenwichtsmodel*. In tegenstelling tot een partieel evenwichtsmodel bekijkt een algemeen evenwichtsmodel niet alleen de gevolgen op de markt waar de beleidsmaatregel wordt toegepast, maar ook de effecten op alle andere markten (o.a. de arbeidsmarkt).

VOORUITZICHTEN

universiteiten of wetenschappelijke instellingen, zoals de internationale energieprijzen (op basis van PROMETHEUS).

De emissies die het PRIMES-model genereert, zijn energiegebonden CO₂-emissies en CO₂-emissies afkomstig uit industriële processen. De reductiemogelijkheden voor andere BKG-emissies dan CO₂ in functie van de koolstofwaarde worden berekend via de marginale reductiekostencurves uit het GAINS-model (Höglund-Isaksson et al., 2013). De kostencurves worden bepaald per type BKG (CH₄, N₂O en F-gassen) en per land.

3. Hypothesen en beleidskader

Het Referentiescenario beschrijft een toekomstbeeld van het Belgisch energiesysteem waarin bestaand en goedgekeurd beleid en huidige trends doorgetrokken worden over een horizon van 40 jaar. Het geeft dus een samenhangend beeld van de langetermijnevolutie van ons nationaal energiesysteem onder ongewijzigd beleid (na 2020). Voor het jaar 2020 wordt de hypothese gemaakt dat de bindende doelstellingen (BKG en HEB) van het Klimaat/Energiepakket gerealiseerd worden⁷. Het Referentiescenario simuleert dus de impact van huidige trends en beleid zoals geïmplementeerd in België tot april 2012 op het energetisch systeem en de gerelateerde broeikasgasemissies rekening houdend met de evolutie van de determinanten van het aanbod van en de vraag naar energie.

Naast haar rol als referentieprojectie dient dit scenario ook als benchmark om alternatieve beleidsscenario's aan te toetsen, gezien het toelaat de impact van alternatieve beleidsmaatregelen kwantitatief te bepalen. In deze publicatie komt echter, in navolging van (EC, 2013), enkel het Referentiescenario aan bod; voor de analyse van de alternatieve scenario's verwijzen we de geïnteresseerde lezer door naar een volgende publicatie.

Voor het Referentiescenario werd beroep gedaan op de vooruitzichten die voor het directoraat-generaal Energie (DG ENER), het directoraat-generaal voor Klimaatactie (DG CLIMA) en het directoraat-generaal voor Mobiliteit en Transport (DG MOVE) van de Europese Commissie (EC, 2013) werden opgesteld. Het Referentiescenario dat in deze publicatie wordt besproken, verschilt echter in een paar aspecten van het Referentiescenario beschreven in (EC, 2013). De verschillen hebben betrekking op een update van de statistieken en de recente evolutie van PV-productie en -capaciteit⁸, een iets beperkter potentieel aan waterkracht, het maximum potentieel aan binnenlandse en ingevoerde biomassa en afwijkende aannames aangaande de evolutie van het aantal Belgische huishoudens en de sluiting van het kernarsenaal in België (in lijn met de wet van 18 december 2013⁹).

Het Referentiescenario steunt op een reeks gestaafde hypothesen over de demografische en economische context (bevolkingsgroei, activiteit van de sectoren, etc.) en op bestaande en aangenomen beleidsmaatregelen op het vlak van energie, vervoer en milieu. De belangrijkste hypothesen die gebruikt werden om het Referentiescenario op te stellen, worden hieronder beschreven.

⁷ Wat eigenlijk inhoudt dat tot 2020 bijkomend beleid gesimuleerd wordt.

⁸ Hier wordt de situatie beschreven zoals gekend midden 2013, de periode waarin de hypothesen voor het Referentiescenario werden geformuleerd.

⁹ Belgisch Staatsblad (2013), *Wet houdende wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie en houdende wijziging van de wet van 11 april 2003 betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales*, 24 december.

3.1. Macro-economische en demografische hypothesen

Energie is een levensader van de Belgische economie, en dit niet alleen voor de werking van het bedrijfsleven, maar ook in ons dagdagelijks leven als consument en verbruiker van elektriciteit, benzine en aardgas. Om de toekomstige vraag naar energie in te schatten, dient er dan ook rekening gehouden te worden met een amalgaam aan factoren. De economische activiteit en de bevolking(ssamenstelling) zijn er daar enkele van. Tabel 1 vat een aantal indicatoren samen die als basis dienen voor de energieprojecties.

De vooruitzichten van bbp en bevolking zijn exogeen aan het model. De historische tijdreeksen (van 1995 tot 2010) werden geüpdatet op basis van de Eurostattijdreeksen. De economische indicatoren weerspiegelen dan ook de recessie (gegeven dat het uitbreken van de financieel-economische crisis in 2008 plaatsvond).

Wat de bbp-vooruitzichten voor België betreft, deze berusten op 2 bronnen. Enerzijds werden de bbp-vooruitzichten van DG ECFIN gebruikt, anderzijds werden deze, waar nodig, aangevuld en gecorrigeerd met de middellangetermijngroeivooruitzichten voor bbp en sectorale toegevoegde waarden van het Federaal Planbureau (FPB, 2012). De langetermijngroeivooruitzichten volgen het baselinescenario van het Ageing Report 2012 (EPC/DG ECFIN, 2012). Dit Ageing Report 2012 werd gerealiseerd door DG ECFIN en het Economic Policy Committee (EPC) met de steun van de experts van de verschillende lidstaten en werd vervolgens door de ECOFIN-Raad goedgekeurd. Het GEM-E3 model werd gebruikt om de structuur van de economie en de bruto toegevoegde waarde van de verschillende sectoren te ramen, en dit op een consistente manier met het gegeven bbp-vooruitzicht.

Demografie is een belangrijke factor aangezien het de evolutie van de economie op lange termijn beïnvloedt en bijgevolg een essentiële determinant is voor de evolutie van de vraag naar energie. Zo hebben de bevolking en het aantal gezinnen een rechtstreekse impact op het energieverbruik van de residentiële sector omdat ze het aantal huishoudtoestellen en de totale woonoppervlakte die verwarmd en verlicht moet worden, bepalen. Eveneens hebben ze een invloed op het gebruik van transportdiensten en op de omvang van het wagenpark. De bevolking en het aantal gezinnen zijn daarnaast factoren die bepalen hoeveel gebouwoppervlakte er nodig is voor de activiteit van de tertiaire sector.

Omwille van de coherentie met de evolutievooruitzichten van het bbp gaan de bevolkings-vooruitzichten waarop het Referentiescenario steunt uit van de EUROPOP2012-convergentiescenario's die als basis hebben gediend voor het Ageing Report 2012. Ze worden eveneens in tabel 1 weergegeven. Sindsdien werden er evenwel recentere projecties opgemaakt. De jongste projecties zijn de demografische vooruitzichten 2013-2060 gepubliceerd door het FPB en de FOD Economie (Algemene Directie Statistiek) in april 2014 (FPB en Algemene Directie Statistiek, 2014). Men kan alleen maar vaststellen dat er verschillen bestaan tussen de twee projectie-oefeningen. De belangrijkste reden voor deze verschillen ligt in het hanteren van afwijkende hypothesen over internationale migratie. In de demografische vooruitzichten voor 2014 werd de immigratie naar beneden herzien als gevolg van de wijziging van de wetgeving in 2011 met betrekking tot de familiehereniging waaruit een minder snelle

stijging van de bevolking resulteerde. In 2030 (2050) bedraagt het verschil tussen beide projecties om en bij de 300 000 (770 000) inwoners.

De demografische vooruitzichten (FPB en Algemene Directie Statistiek, 2014) bevatten niet enkel bevolkingsvooruitzichten, maar ook vooruitzichten voor huishoudens. Door de bevolkingsvooruitzichten te relateren tot de vooruitzichten voor huishoudens kan de evolutie van de gemiddelde grootte van een gezin in België worden afgeleid.

Ook al werden de EUROPOP2012-bevolkingsvooruitzichten gebruikt voor deze oefening, voor de vooruitzichten van de huishoudens werd niet met deze uit (EC, 2013) gewerkt. Deze laatste werden herberekend om rekening te houden met de meer recente projecties van (FPB en Algemene Directie Statistiek, 2014). De evolutie van het aantal huishoudens aangenomen in het Referentiescenario wordt dan bekomen door de EUROPOP2012-bevolkingsvooruitzichten te delen door de gemiddelde grootte van de huishoudens zoals berekend in (FPB en Algemene Directie Statistiek, 2014).

Tabel 1 Macro-economische en demografische assumpties voor België, 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050	10//30	30//50
Bevolking (in miljoen)	10,840	11,593	12,204	12,718	13,126	0,6%	0,4%
Aantal gezinnen (in miljoen)	4,7	5,1	5,4	5,8	6,0	0,7%	0,5%
Gezinsgrootte (inwoners per gezin)	2,30	2,28	2,24	2,20	2,18	-0,1%	-0,1%
bbp (in miljard euro van 2010)	355	409	475	563	669	1,5%	1,7%
Bruto toegevoegde waarde (in miljard euro van 2010)							
Industrie	40,8	47,6	54,4	63,7	74,1	1,4%	1,6%
IJzer en staal	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	0,2%	0,1%
Non-ferrometalen	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,8%	0,2%
Chemie	10,0	12,0	13,3	14,8	16,4	1,4%	1,1%
Niet-metaalhoudende minerale producten	2,6	3,0	3,5	3,9	4,2	1,6%	1,0%
Papier	3,3	3,9	4,9	5,7	6,4	2,0%	1,3%
Voeding, drank en tabak	6,4	7,1	8,0	9,5	11,3	1,2%	1,7%
Metaalverwerking	9,4	12,0	14,7	19,0	24,1	2,3%	2,5%
Textiel	1,9	1,7	1,4	1,2	1,2	-1,6%	-0,8%
Overige	4,1	4,6	5,1	6,0	6,9	1,1%	1,6%
Bouw	18,0	20,8	23,1	26,2	30,0	1,3%	1,3%
Tertiair	245,3	283,3	331,1	395,7	472,6	1,5%	1,8%
Marktdiensten	133,1	159,9	192,2	234,6	286,9	1,9%	2,0%
Niet-marktdiensten	69,8	76,3	84,9	97,6	111,4	1,0%	1,4%
Handel	40,2	44,7	51,6	61,1	71,8	1,3%	1,7%
Landbouw	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	0,3%	0,0%
Energiesector	11,7	12,7	13,8	15,4	17,1	0,8%	1,1%

Bron: EC (2013), FPB en FOD Economie (ADSEI) (2014), FPB-berekeningen.

Noot: //: gemiddelde jaarlijkse groeivoet.

In tabel 1 worden zowel absolute waarden als jaarlijkse groeivoeten van enkele sleutelvariabelen van de Belgische economie weergegeven. De tabel start met de vooruitzichten voor het totale Belgische bevolkingsaantal en de evolutie van de gemiddelde gezinsgrootte voor de periode 2010-2050.

Het aantal inwoners in België zou tussen 2010 en 2050 toenemen met ongeveer 2 287 000 personen. In 2050 zou dit leiden tot een totaal bevolkingsaantal van 13 126 000 mensen woonachtig in België.

Vertaald naar jaarlijkse aangroei betekent dit een toename van de bevolking met gemiddeld 0,5% per jaar. De gemiddelde gezinsgrootte heeft eveneens een vinger in de pap in het bepalen van het toekomstig energieverbruik. Het aantal personen per gezin zou verder afnemen in de volgende decennia. Gecombineerd met een toenemend aantal personen leidt de kleinere gezinsomvang tot een doorgedreven groei van het aantal huishoudens.

In de tabel volgen daarna het bbp en de toegevoegde waarden, voorgesteld per (sub)sector. De groei van de Belgische economie zou gemiddeld 1,6% per jaar bedragen over de periode 2010-2050. We zien dat de periode 2010-2020 nog gekenmerkt is door een ietwat lagere groeivoet (1,4%) omwille van de crisis, maar in de daarop volgende decennia zien we dat de groei herneemt met een gemiddelde jaarlijkse groeivoet van 1,5% tussen 2020 en 2030 en 1,7% tussen 2030 en 2050.

3.2. Internationale energieprijzen

Ook de internationale energieprijzen hebben een significante invloed op het energieverbruik en zijn desgevallend een belangrijke input. De prijzen die in deze publicatie worden gebruikt, zijn gebaseerd op het stochastische wereldenergiemarktmodel PROMETHEUS: ze houden rekening met de reserves aan schaliegas (zie box 1) en andere onconventionele koolwaterstoffen, met de globale economische ontwikkelingen en met de toezeggingen van de klimaatop in Kopenhagen en in Cancun. Deze laatste worden in het model opgenomen via koolstofprijzen en specifieke beleidsmaatregelen en beïnvloeden op die manier de globale energievraag, wat op haar beurt een impact heeft op de prijzen.

De raming voor de brandstofprijzen werd gefinaliseerd in januari 2012. Grote opwaartse herzieningen voor de beschikbaarheid van conventionele gas- en oliereserves (volgens USGS, BGR, IEA) en de opname van wereldwijde ramingen voor onconventionele gasbronnen (schaliegas, koolbedmethaan en uit laagpermeabel gesteente gewonnen gas) gebaseerd op IEA-schattingen werden geïmplementeerd. De verandering bestaat erin dat de basis voor aardgasbronnen met meer dan 2,5 keer verhoogt wat belangrijke implicaties heeft op de prijzen.

Tot in 2035 zijn de olieprijsen grotendeels in overeenstemming met de World Energy Outlook (WEO) van 2012 (IEA, 2012). Op korte termijn staan de hogere prijzen voor het falen van de productiecapaciteit om in lijn te groeien met de vraag (die wordt aangetrokken door het economisch herstel in de EU en de VS en de verdere groei in de opkomende regio's). De situatie verbetert een beetje rond 2020 vooraleer dalende bron-productieratio's (RP voor *resource-production*) resulteren in de hervatting van de opwaartse trend van de prijzen.

Op langere termijn volgen de gasprijzen de opwaartse trend van de olieprijs niet. Dat is voor het overgrote deel te wijten aan de grote bijkomende hoeveelheid onontdekte bronnen die meegenomen werden in de schatting, waaronder het onconventioneel gas. Belangrijker nog, aardgasprijzen stabiliseren op een niveau dat nog steeds hoog genoeg is om de economische leefbaarheid van de onconventionele gasprojecten te verzekeren.

Box 1 Schaliegas

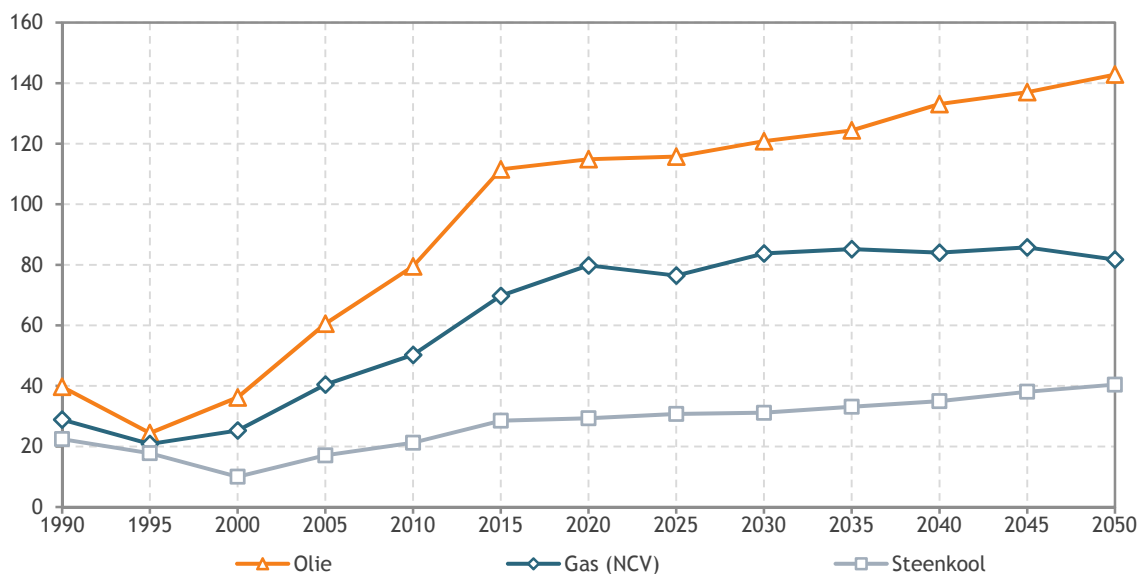
Hoewel de term *schaliegas* een exotisch type gas lijkt te betekenen, is het eigenlijk niets anders dan aardgas dat gevangen zit in een schalie of een natuursteenlaag van opeengedrukte klei. Om dit aardgas te verkrijgen, gebruiken producenten een techniek die aangeduid wordt als 'hydraulische fracturing'. Bij hydraulische fracturatie of kraken wordt onder hoge druk water, zand en chemicaliën in de rotsen gepompt tot deze breken. De toevoeging van zand of kleine keramische deeltjes en een bepaalde hoeveelheid chemische producten dient om een beter stroomkanaal te creëren waarlangs het gas (of de olie, in dat geval spreekt men over *schalieolie*) kan ontsnappen. Eens de breuken zijn gecreëerd, wordt de injectie stopgezet en sijn pelen vloeistoffen samen met het gas en de olie naar de oppervlakte.

Via horizontale boringen kan naar gas- en oliebronnen gezocht worden honderden meters zijwaarts van de initiële boorput. Horizontale fracturatie gebeurt in verschillende stadia, soms om de 100 meter, en elk stadium impliceert het herhalen van het pompen van zand, water en chemicaliën in een specifiek stuk van de (horizontale) boorarm. Het werken in verschillende stadia leidt tot een sterke toename van de recuperatiegraad (percentage dat uit de afzetting gewonnen kan worden in verhouding tot de totale aanwezige hoeveelheid koolwaterstof). Horizontale boringen zijn niet nieuw, met een eerste boring in 1929 in Texon (Texas). Het is de integratie van het hydraulische fracturatieproces met horizontale boringen die geleid heeft tot een revolutionaire techniek voor het ontginnen van schaliegas. De techniek wordt eveneens toegepast voor schalieolie. Als gevolg van de hogere viscositeit van olie -gas ontsnapt gemakkelijker via de breuken in de rotsformaties- ligt de recuperatiegraad met 3 à 7% vrij laag. Technologische verbeteringen kunnen die recuperatiegraad in de toekomst verhogen. De recuperatiegraad bij de ontginning van een conventionele oliebron schommelt tussen de 10 en 50% (maar het inzetten van hydraulische horizontale fracturatie kan die recuperatiegraad ook hier mogelijk nog naar boven halen). Voor schaliegas schommelt het percentage tussen 25 en 30%.

De mature olie-industrie in de VS beleeft een tweede jeugd als gevolg van de schalieolie- en gasrevolutie. Door dalende opbrengsten uit conventionele gas- en oliebronnen kromp de Amerikaanse olie- en gasproductie in de periode 1980-2005 van net geen 20 miljoen vaten olie-equivalent per dag naar een dieptepunt van 15 miljoen vaten. Die trend zette zich ook de voorbije jaren nog door. De daling wordt sinds 2005 evenwel meer dan gecompenseerd door de stijgende productie van niet-conventionele gas- en oliebronnen, in het bijzonder schaliegas en -olie. Schaliegas heeft de VS omgetoverd in een 'gaseiland' waar gas overvloedig aanwezig is en de prijzen laag zijn. Het land is de grootste aardgasproducent ter wereld geworden, voor Rusland.

Naar KBC, *Amerikaanse schalierevolutie met wereldwijde gevolgen*, Economische Berichten, nr. 10, 24 september 2013.

Grafiek 1 Evolutie van de fossiele brandstofprijzen, 1990-2050
 \$'10/boe



Bron: EC (2013).
 Noot: NCV=Net Calorific Value, (netto) stookwaarde.
 Boe=barrel of oil equivalent, of vat olie-equivalent.
 Eén boe drukt bij benadering de hoeveelheid energie uit die vrijkomt bij het verbranden van één vat ruwe aardolie.

3.3. Beleid & maatregelen

Verder veronderstelt het Referentiescenario beleid en maatregelen die geïmplementeerd zijn tot de lente van 2012. Alle beleid, maatregelen en wettelijke voorzieningen (inclusief over bindende doelstellingen) die op Europees niveau aangenomen of overeengekomen werden in de eerste helft van 2012 op een manier dat er quasi geen onzekerheid bestaat over hun werkelijke aanname worden eveneens opgenomen in het Referentiescenario. Dit betreft met name de Energie-efficiëntierichtlijn (Eng.: *Energy Efficiency Directive* of EED) waarover politieke overeenstemming was op dat moment.

Wat de ETS-prijzen betreft, dat zijn geen arbitraire waarden of veronderstellingen. Ze zijn het resultaat van berekeningen en werden dus endogeen bepaald op zo'n manier dat de cumulatieve ETS-cap wordt gehaald. Het continu dalend aantal beschikbare vergunningen¹⁰ gecombineerd met het significant overschot aan vergunningen dat slechts na 2020 voorzien wordt te krimpen, doet vermoeden dat de ETS-prijs slechts een langzaam stijgende trend zal inzetten tot 2025, nadien gevolgd door sterkere stijgingen. De hieruit resulterende koolstofprijzen worden in tabel 2 weergegeven.

Tabel 2 Evolutie van de koolstofprijzen in de ETS-sector, 2010-2050
 €'10/tCO₂

	2010	2020	2030	2040	2050
Koolstofprijs ETS-sector	11,2	10,0	35,0	78,0	100,0

Bron: EC (2013).

¹⁰ Zie voetnoot 5.

Wat de niet-ETS-sectoren betreft, merken we dat de nationale broeikasgasemissie-reductiedoelstellingen in 2020 (waaronder de doelstelling van 15% voor België ten opzichte van het niveau behaald in 2005) bereikt worden in het Referentiescenario en dat zonder nood aan een koolstofprijs¹¹.

Wat hernieuwbare energiebronnen (HEB) betreft, gaat het Referentiescenario, naast de steunmaatregelen die zowel in de regio's als op federaal niveau worden toegepast, uit van de realisatie van de Belgische doelstelling om in 2020 tot een aandeel hernieuwbare energiebronnen in het bruto finaal energieverbruik te komen van 13%. Bovendien houdt het Referentiescenario, om deze doelstelling te spreiden over de verschillende toepassingen¹² die werden gespecificeerd in de Richtlijn 2009/28/EG, rekening met de evolutie van HEB per toepassing zoals in het Belgisch Nationaal Actieplan voor Hernieuwbare Energie (2010) werd voorgesteld.

Het federale en gewestelijke beleid ter bevordering van HEB is de jongste jaren sterk geëvolueerd. Van deze veranderingen valt vooral de gevoelige daling van de overheidssteun aan de fotovoltaïsche zonne-energie op, en dit zowel in Vlaanderen als in Wallonië. Omdat het Referentiescenario van de studie (EC, 2013) berust op de beleidslijnen en maatregelen die gekend waren in de lente van 2012 en omdat dit beleid en de maatregelen met betrekking tot fotovoltaïsche zonne-energie nadien aanzienlijk zijn bijgesteld (in 2013 en 2014), was het nodig om ze aan te passen.

Een dergelijke aanpassing vereist dat veronderstellingen worden gemaakt om de gewestelijke steunmaatregelen te vertalen naar het nationaal niveau (het PRIMES-model is een nationaal, geen gewestelijk model) en om het bedrag te bepalen van de steunmaatregelen in een bepaald jaar terwijl het niveau van de steun aan HEB soms verschillende keren in de loop van eenzelfde jaar gewijzigd werd. Deze berekeningen hebben geleid tot het volgende resultaat: het gemiddelde niveau van de ondersteuning van fotovoltaïsche zonne-energie in België gaat van 390 €/MWh in 2010 naar 40 €/MWh in 2013 en de daarop volgende jaren. Omdat PRIMES de rechtstreekse steun aan HEB modelleert via een terugkooptarief (Eng.: *feed-in tariff*), werden de berekende steunniveaus omgezet opdat ze zouden overeenstemmen met een equivalent terugkooptariefsysteem.

Voor een volledig overzicht van de wettelijke beleidsmaatregelen op Europees niveau die opgenomen werden in het Referentiescenario, wordt de lezer doorverwezen naar de publicatie EC (2013), p. 20-23.

Wat kernenergie betreft, werd gekozen te werken binnen het kader van de nieuwe wet aangaande kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie die op 18 december 2013 werd aangenomen¹³. Deze behelst o.a. de bekrachtiging van de sluitingsdatum van de kerncentrales Doel 1 en 2 in 2015 evenals de verlenging van de operationele levensduur van Tihange 1 met 10 jaar.

Bovendien werd in de elektriciteitssector een beperking opgelegd op de mogelijkheid om te investeren in nieuwe steenkoolcentrales. Deze hypothese strookt met actuele keuzes ten nadele van investeringen

¹¹ Het Referentiescenario houdt evenwel rekening met een zekere flexibiliteit tussen de lidstaten om de toepassing van economisch efficiënte opties om de gestelde doelstellingen te behalen, weer te geven.

¹² Verwarming en koeling, elektriciteit en transport.

¹³ Belgisch Staatsblad (2013), *Wet houdende wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie en houdende wijziging van de wet van 11 april 2003 betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales*, 24 december.

in steenkoolcentrales wegens conflicterend met beleid op lokaal niveau. Deze keuze was geïnspireerd op de recente weigering van een milieuvergunning voor een nieuwe steenkoolcentrale in een gebied dat interessant is voor dit type van investering (de haven van Antwerpen). Onderliggende redenen hadden te maken met de luchtkwaliteit.

Koolstofopvang- en opslag (Eng.: *carbon capture and storage* of CCS) werd niet in het Belgische Referentiescenario opgenomen. De ontwikkeling van deze technologie (en de bijhorende kostencurve) verloopt aan een veel langzamer tempo dan oorspronkelijk gedacht. De opslagcapaciteit is bovendien beperkt en wordt geïmagineerd voor een aantal alternatieve toepassingen (zoals opslag van aardgas). Tenslotte wordt de ontwikkeling van CCS eveneens gehinderd en vertraagd door problemen met publieke aanvaarding¹⁴ over de bouw en de opslag van de afgevangen CO₂.

3.4. Andere veronderstellingen

- De energievoorzichten zijn gestoeld op het laatst beschikbare door Eurostat gepubliceerde statistische jaar (jaar 2010) op het moment van modelleren. Uitzondering wordt gemaakt door zon PV waar de meest recente evolutie (2011 en 2012) wordt meegenomen.
- Dit geldt eveneens voor het elektriciteitsproductiepark: de beginsituatie van het Belgische park is deze zoals gerapporteerd in 2010, wat inhoudt dat recente (aangekondigde) sluitingen (omwille van economische motieven) niet meegenomen zijn in de vooruitzichten.
- Energietaksen blijven onveranderd in reële termen.
- Het PRIMES-model is gebaseerd op het maken van individuele beslissingen door economische agenten die energie gebruiken of aanbieden en op prijsgedreven interacties in de markten. De modelaanpak imiteert dus niet de visie van een sociale planner en ook niet die van een algemene laagstekostenoptimalisatie van het gehele energiesysteem op lange termijn. Sociale discontovoeten spelen geen rol in het bepalen van de modeloplossingen. Discontovoeten voor de individuele agenten zijn dan weer wel belangrijk in het nemen van beslissingen. De economische beslissingen van de agenten zijn normaliter gebaseerd op het concept van de kapitaalkost dat, afhankelijk van de sector, ofwel de gewogen gemiddelde kapitaalkost¹⁵ (voor grotere ondernemingen) of de subjectieve discontovoet (voor individuen of kleinere bedrijven) is. In beide gevallen impliceert de voet die gebruikt wordt om toekomstige kosten en opbrengsten te verdisconteren een risicopremie die ondernemingsgewoontes, verschillende risicofactoren of zelfs de waargenomen kost van lenen weergeeft. De discontovoet voor individuen integreert ook een element van risico-aversie.

De actualiseringspercentages variëren naargelang de sector en kunnen sterk afwijken van een sociale discontovoet (typisch 4 tot 5%) die in sociale langetermijnplanning wordt gebruikt. In de PRIMES-modellering bevinden ze zich tussen 8% (in reële termen) voor publieke transportbedrijven en gereguleerde investeringen zoals investeringen in netontwikkeling en 17,5% voor individuen (gezinnen en privaat reizigersvervoer). Voor sommige nieuwe technologieën worden in de beginfasen van de ontwikkeling bijkomende risicopremievoeten toegepast die de gepercipieerde technologiekosten kunnen beïnvloeden.

¹⁴ De Tijd, 4 februari 2014, *Rotterdamse CO₂-installatie op de helling*.

¹⁵ Eng.: *Weighted Average Cost of Capital* of WACC.

Door de implementatie van de Energie-efficiëntierichtlijn (Eng.: *Energy Efficiency Directive* of EED) wordt verwacht dat het nemen van beslissingen over energieverbruik door ondernemingen en gezinnen zal wijzigen. Deze EED zal een hogere marktpenetratie van energiedienstenbedrijven (Eng.: *Energy Service Companies* of ESCO's) of gelijkaardige instellingen initiëren naast een daling van de risico's zoals waargenomen door potentiële klanten. Dat op zijn beurt kan leiden tot lagere waargenomen discontovoeten. In het Referentiescenario wordt hiermee rekening gehouden. De implementatie van de EED en de doorbraak van de ESCO's wordt weergegeven door de daling van de discontovoet met 2 procentpunten in de diensten en tot 5,5 procentpunten bij de gezinnen. Discontovoeten worden verondersteld lineair te dalen van hun standaardniveau in 2010 om de beleidsgedreven niveaus tegen 2020 te bereiken, daarna blijven ze op dit niveau tijdens de rest van de projectieperiode. De discontovoeten voor de gezinnen krimpen dus in het Referentiescenario tot 14,7% in 2015 en 12% vanaf 2020 tot het einde van de projectieperiode. Voor de diensten wordt de discontovoet geleidelijk verminderd tot 11% in 2015 en 10% vanaf 2020.

Tabel 3 Discontovoeten (in reële termen) gebruikt in PRIMES

	Standaard discontovoet	Aangepaste discontovoet door EED	
	2010	2015	2020-2050
Elektriciteitsproductie	9%	9%	9%
Industrie	12%	12%	12%
Tertiair	12%	11%	10%
Openbaar transport	8%	8%	8%
Vrachtwagens en binnenlandse waterwegen	12%	12%	12%
Privéwagens	17,5%	17,5%	17,5%
Gezinnen	17,5%	14,7%	12%

Bron: EC (2013).

- Graaddagen die het klimaat weerspiegelen dat op haar beurt een aanzienlijke invloed kan hebben op het energieverbruik, werden verondersteld constant te blijven en gelijk te zijn aan het niveau opgetekend in het jaar 2005. Dat niveau is lager dan het langetermijngemiddelde (1980-2004) zonder daarbij evenwel te veronderstellen dat er een trend is naar verdere opwarming. De graaddagen in 2000 waren vergelijkbaar met deze genoteerd in 2005, het jaar 2010 werd dan weer niet geacht representatief te zijn in termen van graaddagen. Een dergelijke aanpak vergemakkelijkt de vergelijking van de statistieken met de projectiecijfers die gebaseerd zijn op het klimaat in het begin van deze eeuw. Deze vereenvoudiging kan ook gezien worden als consistent gegeven de ontwikkeling van het model. Een selectieve opname van klimaatopwarming in sommige delen van het model (graaddagen), maar niet in andere (impact op landbouw, op watervoorraad, ...) zou tot vertekende conclusies kunnen leiden.
- Alle monetaire waarden in deze publicatie zijn uitgedrukt in constante prijzen van 2010 (zonder inflatie). De wisselkoers met de dollar wijzigt doorheen de tijd: het start aan de waarde 1,39 \$/€ in 2009 en wordt verondersteld te dalen tot 1,30 \$/€ in 2012, nadien wordt er uitgegaan van een constante wisselkoers gelijk aan het niveau van 2012.
- Wat de inzet van biomassa in het Referentiescenario betreft, werd een plafond opgelegd gebaseerd op het geschat wereldbioenergiepotentieel volgens Haberl et al. (2010). Deze publicatie citeert een

VOORUITZICHTEN

vork tussen 160 à 270 EJ¹⁶ berekend op basis van duurzaamheidscriteria. Deze vork werd vervolgens op een per capita basis verdeeld over de toekomstige wereldbevolking (bron: United Nations, Department of Economic and Social Affairs projections). Voor België komt dat neer op een duurzaam biomassapotentieel van om en bij de 300 PJ in 2050. Een verdere opdeling werd gemaakt naar binnenlandse productie (zonder afval) en invoer met respectievelijk plafonds van 2,4 Mtoe¹⁷ en 4,8 Mtoe.

¹⁶ EJ staat voor exajoule of 10^{18} joule, PJ staat voor petajoule of 10^{15} joule.

¹⁷ Mtoe staat voor miljoen toe of 10^6 ton olie-equivalent.

4. Resultaten

Het Referentiescenario (in wat volgt ook REF genoemd) weerspiegelt zowel de huidige trends in de ontwikkelingen van het Europees energiesysteem en in de wereldwijde vraag naar en aanbod van energie als de gevolgen van (inter)nationaal beleid dat aangenomen werd. In de volgende paragrafen worden de resultaten besproken die bekomen werden door de implementatie van dit scenario in het partiel evenwichtsmodel PRIMES. Deze resultaten worden opgedeeld in 6 verschillende onderdelen: een eerste deel beschrijft de finale energievraag of de vraag naar energie door de eindconsumenten, het tweede deel zoomt in op de productie van elektriciteit in al haar facetten, nadien wordt de focus gelegd op hernieuwbare energie waarbij zowel het behalen van de doelstelling in het jaar 2020 als de evolutie na dit sleuteljaar bestudeerd worden. Daarna komt het bruto binnenlands (en primair) energieverbruik aan bod, gevolgd door de broeikasgasemissies die dit energiesysteem (en andere activiteiten) veroorzaakt om af te ronden met de energiesysteemkost.

4.1. Finale energievraag

De finale energievraag (of eindverbruik van energie) is de energie die wordt afgeleverd aan de deur van de eindconsumenten voor alle energietoepassingen. De eindconsumenten zijn onderverdeeld in vier groepen: de industrie, de residentiële, de tertiaire en de transportsector. De industrie omvat alle industriële sectoren met uitzondering van de energie-industrie (productie van elektriciteit, raffinage, etc.). De residentiële sector omvat het energieverbruik¹⁸ van de gezinnen met uitzondering van het energieverbruik voor het reizigersvervoer¹⁹. De tertiaire sector omvat alle andere energieverbruik, met name dat van de kleine industrie, de ambachten, de handel, de overheidsadministraties, de diensten (met uitzondering van transport), de landbouw en de visserij. De transportsector omvat dan alle types transport uitgezonderd de zeescheepvaart²⁰.

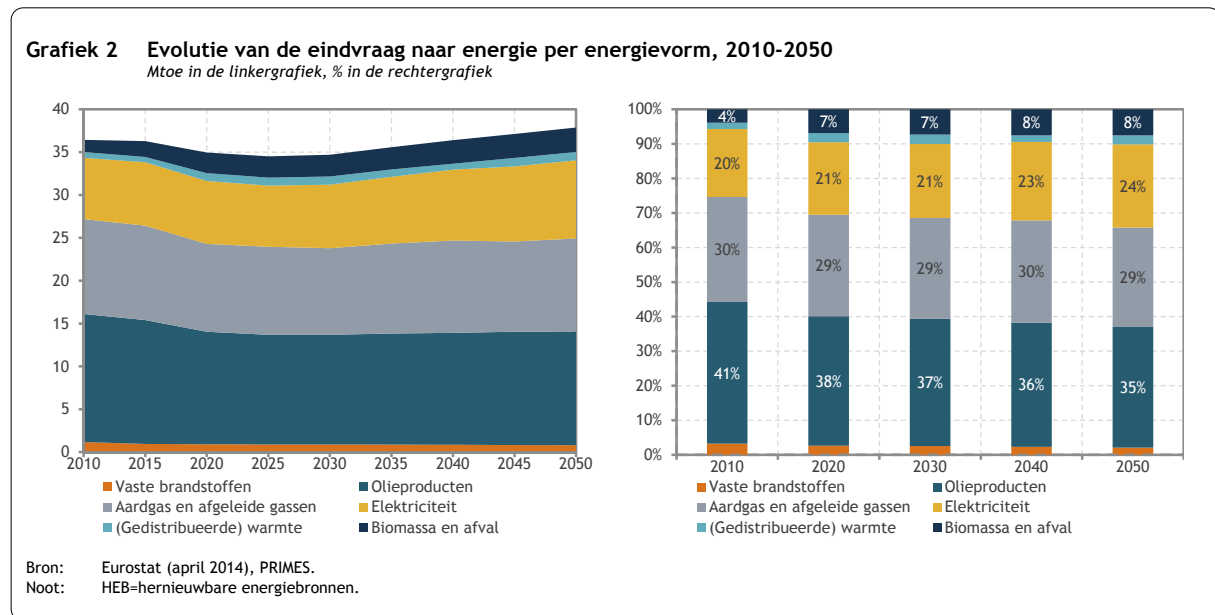
Zoals blijkt uit grafiek 2 doorloopt het eindenergieverbruik een U-vormige evolutie waarbij de bodem van de U bereikt wordt tussen 2020 en 2030. Het verbruik daalt van 36,4 Mtoe in 2010 naar 35,0 Mtoe in 2020 en 34,7 Mtoe in 2030 (wat neerkomt op een daling met respectievelijk 4 en 5% in vergelijking met 2010) om daarna weer regelmatig toe te nemen en te komen tot 37,9 Mtoe (wat 4% meer is dan het niveau van 2010).

De energiebesparing die wordt gerealiseerd tegen 2030 is het gevolg van het gevoerde beleid met betrekking tot energie-efficiëntie en van het ETS-systeem, maar ook van de stijging van de prijzen van de fossiele brandstoffen (zie grafiek 1) en elektriciteit (zie grafiek 29) in deze periode. Na 2030 volstaan het beleid en de maatregelen niet meer om het volume-effect te compenseren (toename van de industriële productie, van de bevolking, etc.). Bovendien stabiliseert de prijs voor aardgas wat het prijseffect tempert.

¹⁸ Het gaat hier wel degelijk om energieverbruik. De productie van elektriciteit via fotovoltaïsche zonnepanelen die op woningen zijn geïnstalleerd, is opgenomen in de elektriciteitssector (deel 4.2).

¹⁹ Dat wordt opgenomen in de transportsector.

²⁰ Bij conventie (Eurostat en IEA) worden de scheepvaartbunkers die worden ingezet door zeeschepen niet meegerekend in het eindenergieverbruik, dit in tegenstelling tot de luchtvaartbunkers en de brandstoffen voor de binnenscheepvaart die wel worden meegerekend.



Het Referentiescenario gaat niet uit van de realisatie van de Belgische doelstelling in 2020 inzake energie-efficiëntie, dit in tegenstelling tot de bindende doelstellingen inzake BKG en HEB waarvan wordt verondersteld dat deze wel gehaald zullen worden. De eerste doelstelling is immers een indicatieve doelstelling terwijl de twee andere bindende doelstellingen zijn. De Belgische doelstelling inzake energie-efficiëntie is dubbel: enerzijds primair energieverbruik (zie deel 4.4), anderzijds eindenergieverbruik.

Krachtens Artikel 3 van de Europese Richtlijn met betrekking tot energie-efficiëntie²¹ maakte België aan de Europese Commissie op 17 juni 2013 haar nationale indicatieve doelstellingen kenbaar inzake energie-efficiëntie²². Wat het eindenergieverbruik betreft, heeft België een plafond bepaald voor 2020 gelijk aan 32,5 Mtoe. Wanneer we het geprojecteerde niveau voor 2020 (35 Mtoe) vergelijken met het plafond, stellen we een tekort vast inzake energiebesparing van 2,5 Mtoe. Dit resultaat toont aan dat het huidige beleid en de huidige maatregelen niet volstaan om de doelstelling te bereiken die België zichzelf heeft opgelegd.

Grafiek 2 toont eveneens veranderingen in de tijd aan in de energiemix, ten voordele van elektriciteit en hernieuwbare energiebronnen en ten nadele van de vaste brandstoffen en olieproducten. Het aandeel van aardgas en afgeleide gassen²³ blijft relatief stabiel.

Ondanks de daling in het verbruik en in het aandeel van de olieproducten blijft aardolie de meest verbruikte brandstof op het niveau van de eindvraag. Aardolie is goed voor meer dan één derde van het eindenergieverbruik in 2050. Het verbruik van olieproducten vermindert met 11% overheen de projectieperiode: van 14,9 Mtoe in 2010 naar 13,3 Mtoe in 2050. Daaruit volgt een afname van het relatieve aandeel in het eindenergieverbruik: van 41% in 2010 naar 35% in 2050.

²¹ Richtlijn 2012/27/EU in voege getreden op 4 december 2012.

²² Zie http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/reporting/2013/be_2013report_en.pdf.

²³ Aardgas domineert deze categorie: 97% van het eindverbruik van aardgas en afgeleide gassen heeft betrekking op aardgas (dit percentage is stabiel over de hele projectieperiode).

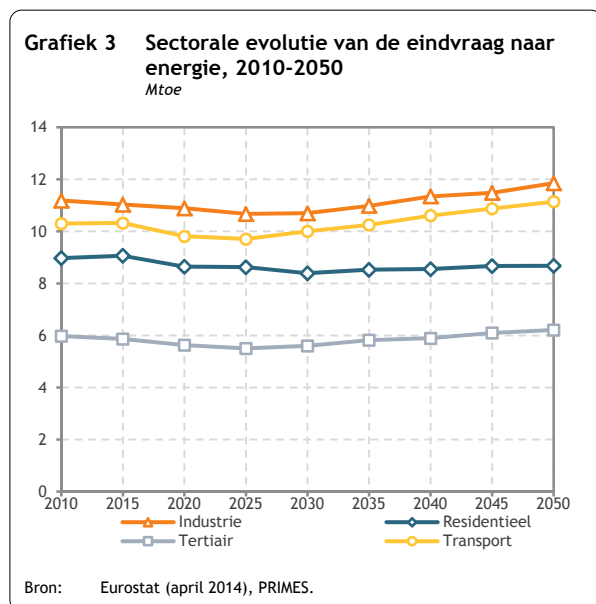
Het eindverbruik (aandeel) van de vaste brandstoffen, in hoofdzaak steenkool, dat reeds weinig voorstelde in 2010 blijft verder afnemen: van 1,2 Mtoe (3%) in 2010 naar 0,8 Mtoe (2%) in 2050. Deze daling kan in hoofdzaak worden toegeschreven aan de ijzer- en staalnijverheid.

Het verbruik van aardgas en afgeleide gassen neemt aanzienlijk af tegen 2030 (-9%) en neemt vervolgens weer toe op het einde van deze periode zonder evenwel terug het verbruiksniveau te halen dat werd genoteerd in 2010: van 11,1 Mtoe in 2010 evolueert het verbruik naar 10,8 Mtoe in 2050. Dit maakt dat het relatieve aandeel van gas quasi stabiel blijft (rond de 30%) gedurende de hele projectieperiode.

Het verbruik van gedistribueerde warmte²⁴ neemt op significante wijze toe (+48% tussen 2010 en 2050), maar blijft marginaal in het totale eindverbruik: het blijft onder de lat van 1 Mtoe en 2 à 3%.

Enkel het eindverbruik (en het aandeel) van elektriciteit en van hernieuwbare energiebronnen neemt tegen 2050 toe: ze bereiken respectievelijk 9,1 Mtoe en 2,9 Mtoe in 2050, tegenover 7,2 Mtoe en 1,4 Mtoe in 2010. Deze beide energievormen doen hun relatieve aandeel toenemen in de projectieperiode: van 20 naar 24% voor elektriciteit en van 4 naar 8% voor de HEB. Wat de HEB betreft, is de vooruitgang vooral opmerkelijk tussen 2010 en 2020; deze wordt immers getrokken door de bindende doelstelling van 13% HEB in het bruto finaal energieverbruik in 2020.

De sectorale evolutie van het eindenergieverbruik werpt een bijkomend licht op de analyse. Ze wordt samengevat in grafiek 3 en tabel 4.



Een eerste vaststelling is dat de gevoerde of goedgekeurde beleidsmaatregelen, de uitvoering van het wetgevende Klimaat/Energiepakket in 2020, de macro-economische en demografische evolutie en de ontwikkeling van de fossiele energieprijzen geen fundamentele invloed hebben op de relatieve bijdrage van de verschillende sectoren tot het eindenergieverbruik: de industrie verbruikt net geen derde van het finaal energieverbruik (31%), de transportsector is goed voor bijna 30%, de residentiële sector voor ongeveer een vierde en de tertiaire sector neemt de rest voor zijn rekening.

Tussen 2010 en 2020 gaat het eindenergieverbruik er in alle sectoren op achteruit: -3% in de industrie, -4% in de residentiële sector, -6% in de tertiaire sector en -5% in de transportsector. De verbetering van de energie-efficiëntie die in de hand wordt gewerkt door een hele reeks beleidsmaatregelen en de aanzienlijke stijging van de energieprijzen, maar

²⁴ Gedistribueerde warmte is warmte die wordt geproduceerd in centrales voor warmtekrachtkoppeling die eigendom zijn van de elektriciteitsproducenten en door hen dus wordt verkocht aan de industrie. Volgens de Eurostat-methodologie wordt dit verbruik verrekend in de eindvraag, in tegenstelling tot de warmte die zelf wordt geproduceerd op de industriële sites en die niet wordt verrekend in de eindvraag. Het zijn de brandstoffen die worden gebruikt om die warmte op te wekken, die in de eindenergiebalans worden opgenomen.

ook de daling van de activiteit in de ijzer- en staalnijverheid die bijzonder energie-intensief is, zijn daar de belangrijkste oorzaken van.

Tussen 2020 en 2030 zet de daling zich verder in de industrie en in de residentiële sector. Het verbruik stabiliseert zich evenwel in de tertiaire sector en neemt weer toe in de transportsector.

In het tweede gedeelte van de projectieperiode (2030-2050) merken we een stijgende trend in alle sectoren, maar tegen een verschillend tempo.

Tabel 4 Bijdrage van de verschillende sectoren tot het finaal energieverbruik, 2010-2050

	Mtoe				%			
	2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050
Industrie	11,2	10,9	10,7	11,9	31%	31%	31%	31%
Residentiële	9,0	8,6	8,4	8,7	25%	25%	24%	23%
Tertiair	6,0	5,6	5,6	6,2	16%	16%	16%	16%
Transport	10,3	9,8	10,0	11,1	28%	28%	29%	30%
Totaal	36,4	35,0	34,7	37,9				

Bron: Eurostat (april 2014), PRIMES.

De volgende paragrafen gaan dieper in op de sectorale analyse van het eindenergieverbruik. Ze bestuderen met name de evoluties op het niveau van de industrietakken, het energieverbruik in de residentiële en tertiaire sector en de transporttypes en -modi. Ze onderzoeken eveneens de ontwikkeling van de energie-intensiteit en -kosten.

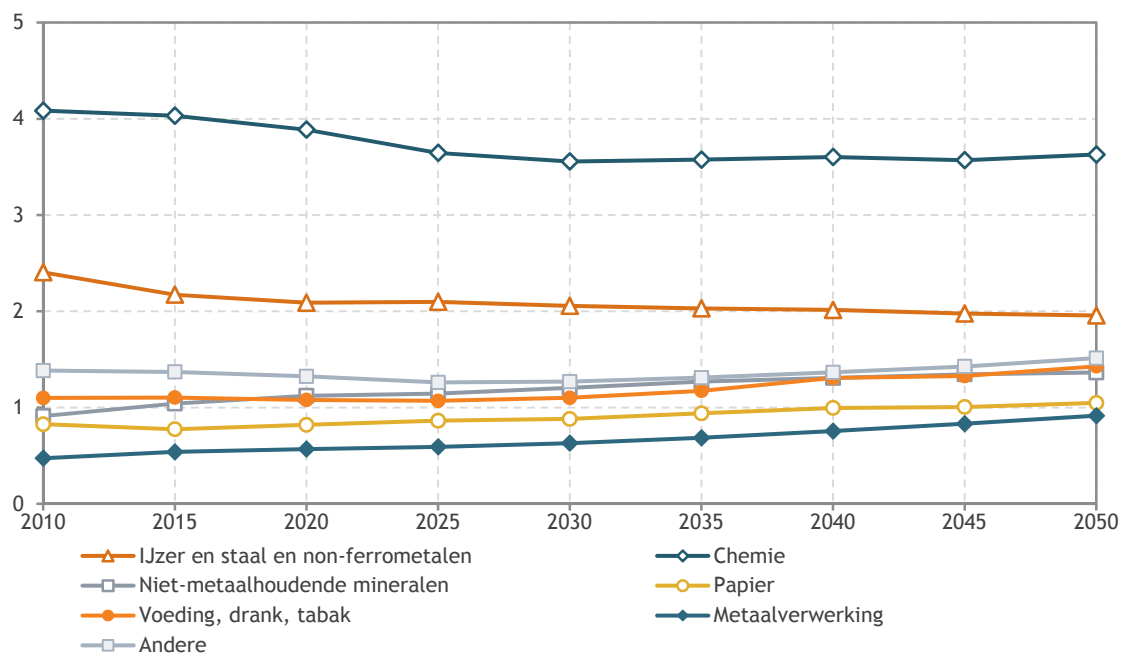
4.1.1. Industrie

Uitgaande van de macro-economische vooruitzichten beschreven in hoofdstuk 3.1 herneemt de industriële activiteit opnieuw na de economische crisis van de afgelopen jaren en blijft ze groeien tot 2050. In de periode 2010-2050 neemt de toegevoegde waarde van de industrie elk jaar gemiddeld met 1,5% toe. Deze ontwikkeling heeft zowel betrekking op de energie-intensieve industrietakken als op de andere, ook al zetten de energie-intensieve takken een iets minder uitgesproken groeicijfer (1,2%) neer dan de andere (1,7%). Volgens de nomenclatuur van Eurostat voor de energiestatistieken²⁵ omvatten de energie-intensieve takken de ijzer- en staalnijverheid, de productie van non-ferrometalen, de chemische industrie, de fabricage van niet-metaalhoudende minerale producten en de papierindustrie. Samen zijn deze goed voor bijna de helft van de toegevoegde waarde van de industrie (47% in 2010, 41% in 2050).

Grafiek 4 toont de evolutie van het finaal energieverbruik van de industrie per bedrijfstak.

²⁵ De indeling van de industrietakken in de energiebalansen van Eurostat maakt het niet mogelijk om een precies onderscheid te maken tussen energie-intensieve en niet-energie-intensieve activiteiten. Zo omvat de chemische industrie zowel de basischemie die energie-intensief is als de fabricage van farmaceutische producten die niet energie-intensief is.

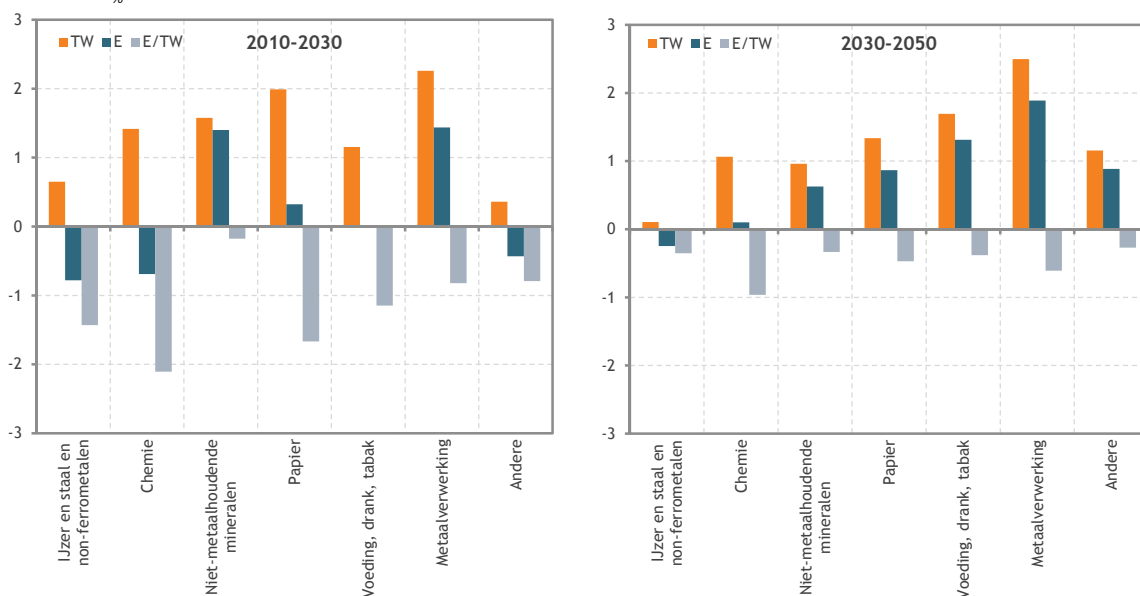
Grafiek 4 Eindvraag naar energie van de industrie per bedrijfstak, 2010-2050
Mtoe



Bron: Eurostat (april 2014), PRIMES.

De evolutie van de eindvraag naar energie van de industrie wordt beïnvloed door de projecties van de activiteit van de industrietakken, hier gemeten via de toegevoegde waarde, maar ook door de evolutie van hun energie-intensiteit. Grafiek 5 verduidelijkt.

Grafiek 5 Gemiddelde jaarlijkse groei van het energieverbruik van de industrietakken: uitsplitsing tussen het effect activiteit en het effect energie-intensiteit, 2010-2030 (links) en 2030-2050 (rechts)
%



Bron: Eurostat (april 2014), PRIMES.

Noot: De activiteit van een tak wordt hier gemeten via de toegevoegde waarde (TW); E=energieverbruik; E/TW=energie-intensiteit.

In de periode 2010-2030 maakt de verbetering van de energie-efficiëntie (of de daling van de energie-intensiteit) het mogelijk om de effecten van de groei van de activiteit in de meeste bedrijfstakken te compenseren. In de ijzer- en staalnijverheid en de non-ferrometalen is de daling van de energie-intensiteit in hoofdzaak het gevolg van veranderingen in de structuur van de tak, en meer in het bijzonder van de achteruitgang van de geïntegreerde filière voor de productie van staal. In de andere takken, meer specifiek in de takken die deel uitmaken van de ETS-sector en waar aardgas en elektriciteit een belangrijke rol spelen (chemie, voeding), is de toename van de energie-efficiëntie aanzienlijk en kan die worden verklaard door de gevoelige stijging van de prijzen van deze twee vormen van energie²⁶ en door de aankoop van emissierechten op de daartoe voorziene veilingen.

De tak van de niet-metaalhoudende minerale producten is de uitzondering op de regel omdat deze tak minder de impact ondervindt van de gestegen energieprijzen: meer dan de helft van het energieverbruik berust op minder dure brandstoffen (steenkool, afval). Dat is eveneens het geval met de tak van de metaalverwerking, maar deze keer omdat de winsten in energie-efficiëntie de sterke toename van de activiteit niet kunnen compenseren.

Wanneer we alle takken samennemen, zien we dat het eindenergieverbruik van de industrie tussen 2010 en 2030 met 4% daalt. Voor de energie-intensieve takken bedraagt de daling 6%. Voor de andere bedrijfstakken noteren we een stijging van 1%. Dit heeft tot gevolg dat het aandeel van de energie-intensieve bedrijfstakken in het finaal verbruik van de industrie kleiner wordt: van 74% in 2010 evolueert dit naar 72% in 2030.

In de periode 2030-2050 blijft de energie-intensiteit dalen, maar niet genoeg om de effecten van de groei van de activiteit te neutraliseren. De stabilisering van de prijzen van aardgas, de daling van de prijzen van elektriciteit en de veronderstelde status quo van de beleidsmaatregelen inzake energie-efficiëntie leiden tot een geringere toename van de energie-efficiëntie ondanks de gevoelige verhoging van de koolstofprijzen. Het eindenergieverbruik van de industrie neemt dus weer toe en situeert zich in 2050 6% boven het niveau van 2010. Dat eindenergieverbruik wordt vooral opgedreven door de niet-energie-intensieve bedrijfstakken (+30%) terwijl de energie-intensieve bedrijfstakken erin slagen hun energieverbruik onder het niveau van 2010 te houden (-3%). De bijdrage van deze laatste tot het finaal energieverbruik van de industrie krimpt dus verder en bedraagt in 2050 nog 67%.

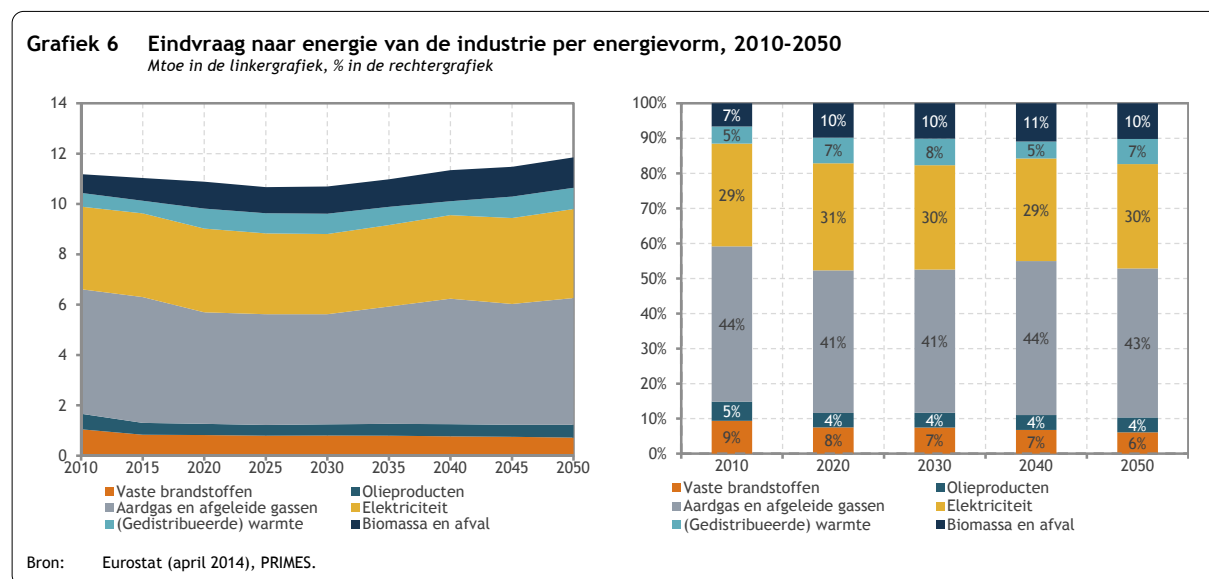
De evoluties die hierboven worden beschreven, gaan gepaard met een geleidelijke vermindering van het gebruik van vaste brandstoffen en van aardolieproducten en van hun bijdrage tot het totale energieverbruik van de industrie. Van 15% in 2010 evolueert hun aandeel naar 12% in 2020 en 2030 en vervolgens naar 10% in 2050. Het verbruik van vaste brandstoffen (aardolieproducten) daalt met 31% (18%) tussen 2010 en 2050.

Omgekeerd neemt het verbruik van biomassa en afval en van gedistribueerde warmte²⁷ geleidelijk aan toe net als hun bijdrage tot het totale energieverbruik van de industrie. Biomassa en afval (gedistribueerde warmte) dekken 10% (7%) van de energiebehoeften in 2050 tegenover 7% (5%) in 2010.

²⁶ Zie delen 3.2 en 4.2.

²⁷ Zie voetnoot 24.

Het gebruik van biomassa en afval (gedistribueerde warmte) stijgt met 63% (55%) gedurende de projectieperiode.



Het gasverbruik²⁸ neemt in 2020 en 2030 af (respectievelijk met 10% en 12% in vergelijking met 2010) als gevolg van de aanzienlijke stijging van de prijs van aardgas en het beleid dat wordt gevoerd met betrekking tot energie-efficiëntie: het verliest 3 procentpunten. Dat verbruik neemt vervolgens weer toe en haalt in 2050 hetzelfde niveau als in 2010 (ongeveer 5 Mtoe).

Het elektriciteitsverbruik kent een gelijkaardige, maar weliswaar minder uitgesproken evolutie: het zakt met 3% in 2030 in vergelijking met 2010, maar neemt opnieuw toe in de periode 2030-2050. In 2050 is het elektriciteitsverbruik van de industrie toegenomen met 8% in vergelijking met 2010 (41 TWh vs. 38 TWh) en boekt een procentpunt winst.

De analyse van de energiekosten levert eveneens interessante informatie op omdat deze kosten één van de verklarende factoren zijn van het concurrentievermogen van de industrie²⁹. De energiekosten die worden opgelopen in de industrie omvatten de investeringskosten³⁰ voor de energie-uitrustingen (ovens, boilers, etc.), de kosten voor de aankoop van brandstoffen³¹, elektriciteit en, desgevallend, stoom, en de kosten verbonden aan de veiling van emissierechten voor de ondernemingen uit de ETS-sector. Grafiek 7 en grafiek 8 laten de evolutie zien van twee kostprijnsindicatoren: enerzijds het bedrag van de energiekosten en de verdeling over de verschillende componenten, anderzijds de eenheidskost voor energie (Eng.: *unit energy cost*). Naar analogie met de eenheidskost voor arbeid meet de eenheidskost voor energie de kostprijs van de energie-inputs³² voor een eenheid toegevoegde waarde in een bedrijfstak of in een geheel van bedrijfstakken³³. Deze indicator maakt het mogelijk om het relatieve belang te vergelijken van de energie-inputs - en dus de gevoeligheid voor schommelingen in de energieprijzen - van de bedrijfstakken in de loop van de tijd.

²⁸ D.i. aardgas (tussen 92 en 94%) en afgeleide gassen (tussen 6 en 8%).

²⁹ Vergeleken met de toestand in de andere landen.

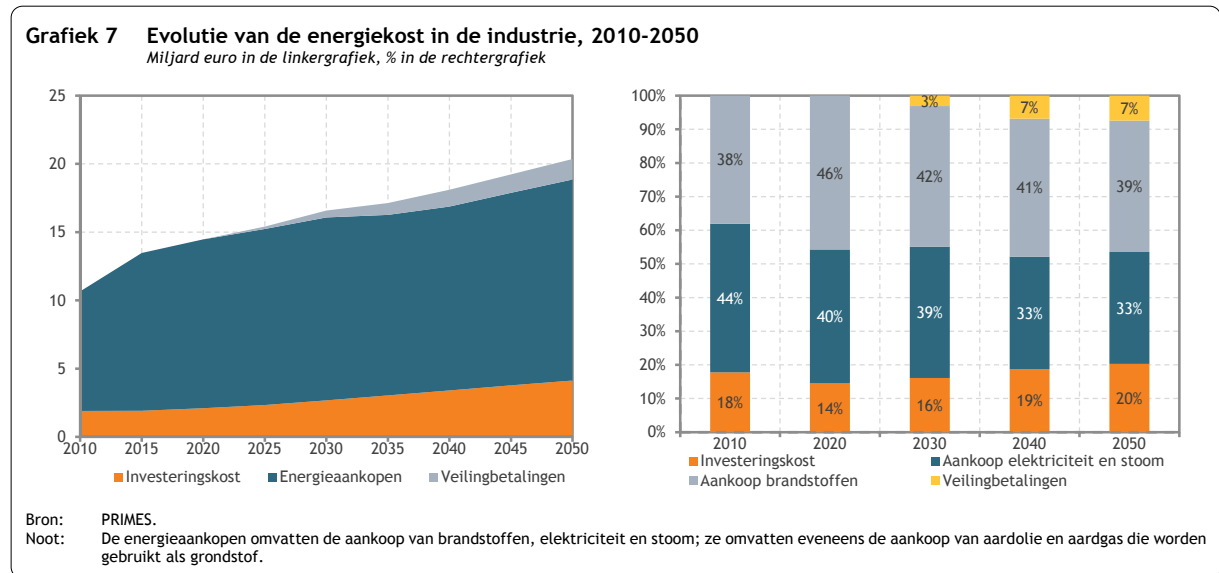
³⁰ Verrekend in de vorm van annuïteiten.

³¹ Met inbegrip van de aankoop van energie gebruikt als grondstof, in hoofdzaak in de petrochemie.

³² Uitgezonderd niet-energetisch gebruik (grondstof) en aankoop van emissierechten.

³³ Zie http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf.

De energiekosten van de industrie verdubbelen bijna tussen 2010 en 2050: 20 miljard euro in 2050 ten opzichte van 11 miljard in 2010 (wat neerkomt op een gemiddelde jaarlijkse groei van 1,6%). Alle componenten van de kost dragen bij tot deze toename: de investeringsuitgaven liggen 2,2 keer hoger, de uitgaven voor de aankoop van energie nemen toe met 68% en de uitgaven voor de aankoop van emissierechten in het kader van het ETS-systeem stijgen, vooral na 2025, door de evolutie van de prijs van deze rechten.

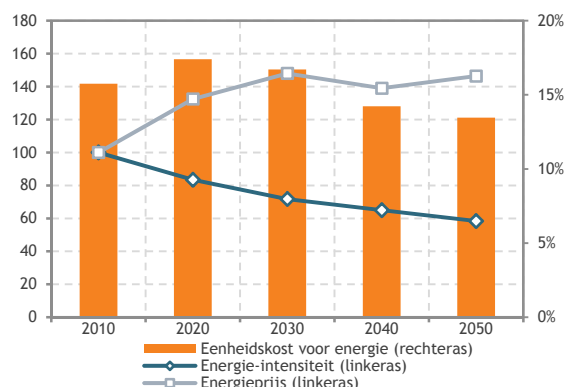


De structuur van de energiekosten evolueert in de loop der tijd. De energieaankopen (brandstoffen, elektriciteit en stoom) blijven domineren, maar hun aandeel neemt in zekere mate af: van 82% in 2010 zakt hun aandeel naar 72% in 2050. De investeringskost, daarentegen, gaat er twee procentpunten op vooruit: van 18% in 2010 naar 20% in 2050. De bedragen met betrekking tot de emissiebetalingen die worden betaald door de industrietakken die deel uitmaken van de ETS, vertegenwoordigen 7% van de energiekosten van de industrie op het einde van de projectieperiode.

Wat betreft de kostprijs van de energieaankopen, deze neemt toe en dit zowel voor elektriciteit en stoom als voor fossiele en andere (biomassa en afval) brandstoffen. De stijging is evenwel belangrijker voor fossiele en andere brandstoffen dan voor elektriciteit en stoom. Dit verklaart waarom het aandeel van de aankoop van elektriciteit en stoom in de energiekosten gestaag afneemt: van 44% in 2010 evolueert dat naar 33% in 2050. De aanzienlijke toename van het aandeel van de kostprijs van de aanschaf van brandstoffen tussen 2010 en 2020 kan worden verklaard door de evolutie op korte termijn van de prijs van aardgas (zie grafiek 1), een energievorm die overvloedig gebruikt wordt in de Belgische industrie, niet alleen als brandstof maar ook als grondstof. Na 2020 stijgt de prijs voor aardgas minder sterk met als gevolg een constante afname van het aandeel van de aankoop van brandstoffen in de energiekosten.

De evolutie van de eenheidskost voor energie (grafiek 8) kan worden verklaard door twee effecten: een effect *energie-intensiteit* en een effect *energieprijs*. Het effect *energie-intensiteit* geeft aan hoe de hoeveelheid energie evolueert die nodig is om een eenheid toegevoegde waarde te produceren. Onder *prijs van energie* dient men de verhouding te verstaan tussen de kost van de aankoop van energie en de hoeveelheid verbruikte energie.

Grafiek 8 Evolutie en samenstelling van de eenheidskost voor energie in de industrie, 2010-2050
 Index 2010=100 (linkeras), % van TW (rechteras)



Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.
 Noot: De indicatoren die worden beschreven in deze figuur houden geen rekening met de energie die wordt gebruikt als grondstof noch met de aankoop van emissierechten.

De eenheidskost voor energie kent een evolutie in de vorm van een omgekeerde U: het evolueert van 15,7% in 2010 naar 17,4% in 2020 waarna een daling wordt ingezet naar 16,7% in 2030 en 13,5% in 2050, of twee procentpunten onder het cijfer van 2010. Terwijl de energie-intensiteit van de industrie regelmatig daalt naar 2050 toe, volstaat deze dalende trend niet om de toename van de eenheidskost voor energie tegen 2030 te beteugelen, periode waarin de energieprijzen in het bijzonder toeneemt. Na 2030 domineert de daling van de energie-intensiteit het prijseffect en begint de eenheidskost voor energie terug te krimpen.

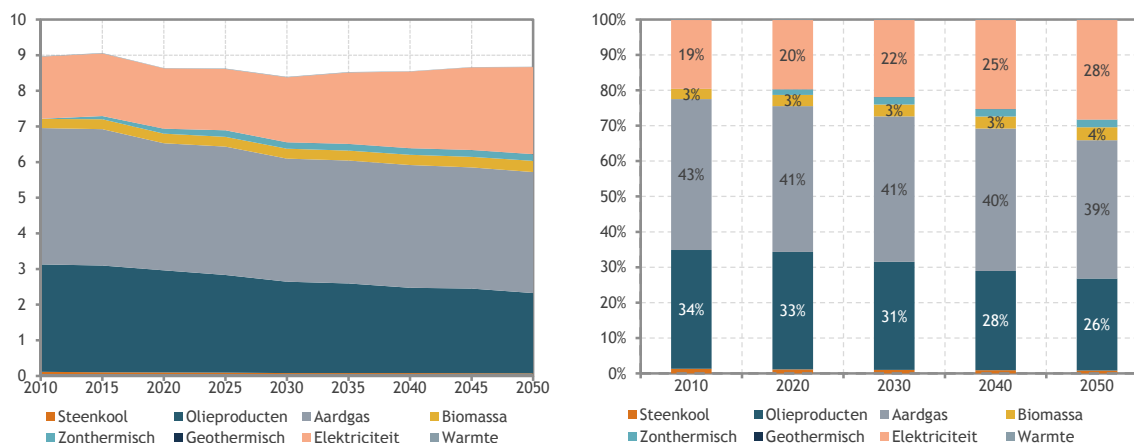
De analyse van de evolutie van de energiekosten die hierboven wordt weergegeven, heeft betrekking op

de industrie in haar totaliteit. De Belgische industrie wordt evenwel gekenmerkt door een sterk aandeel van energie-intensieve bedrijfstakken waarvoor de energiekosten een belangrijke zorg zijn in termen van hun impact op het concurrentievermogen. Daarom wordt een meer gedetailleerde analyse van de evolutie van de energiekosten voor enkele selecte bedrijfstakken voorgesteld in één van de bijkomende analyses (zie deel 5.2).

4.1.2. Residentiële sector

Het energieverbruik in de residentiële sector volgt een bescheiden U-vormige curve overheen de projectieperiode. Tijdens de eerste periode (2010-2030) daalt het residentieel energieverbruik met maar liefst 6% (van 9,0 Mtoe in 2010 naar 8,4 Mtoe in 2030), nadien keert de trend en tussen 2030 en 2050 groeit het energiegebruik van de residentiële sector weer aan met 3% (tot 8,7 Mtoe in 2050). Het niveau bereikt in 2050 ligt evenwel 3% lager dan dat van 2010. Op jaarbasis berekend, krimpt het finaal energieverbruik van de residentiële sector tussen 2010 en 2030 met gemiddeld 0,3%, tussen 2030 en 2050 tikt het weer aan met gemiddeld 0,2% per jaar.

Grafiek 9 Eindvraag naar energie van de residentiële sector per energievorm, 2010-2050
 Mtoe in de linkergrafiek, % in de rechtergrafiek



Bron: Eurostat (april 2014), PRIMES.

Deze evolutie wordt veroorzaakt door twee onderliggende fenomenen: één met een negatieve en één met een positieve gemiddelde jaarlijkse groeivoet. In de eerste categorie bevindt zich de volledige verzameling aan fossiele brandstoffen, in de tweede categorie huizen de hernieuwbare energiebronnen (biomassa, zon- en geothermie) en elektriciteit.

Wat de fossiele brandstoffen betreft, gaat het verbruik van steenkool verder achteruit (met 39% over de periode 2010-2050). In 2050 maken de gezinnen er nog weinig gebruik van en het aandeel in de residentiële eindvraag bedraagt dan ook minder dan 1%. Het verbruik van olieproducten neemt eveneens af (met 25% tussen 2010 en 2050), met name door de omschakeling naar hernieuwbare energiebronnen en elektrische toepassingen (zoals warmtepompen voor verwarmingsbehoeften). Zelfs aardgas verliest terrein en ziet haar verbruik met 11% teruglopen over de projectieperiode.

De vraag naar elektriciteit daarentegen groeit aan met 40% over de periode 2010-2050. De voornaamste oorzaken van de groeiende vraag naar elektriciteit in de residentiële sector zijn de expansie in residentieel-elektrische toepassingen, het steeds groter aantal elektrische toestellen per gezin en de toename van het aantal gezinnen. Door een opmerkelijke verbetering van het energierendement van die toestellen en van de verlichting (een stijging van 50% van de efficiëntie is voorzien over de periode 2010-2030, oplopend tot 54% tegen 2050) blijft de groei van de elektriciteitsvraag evenwel gematigd.

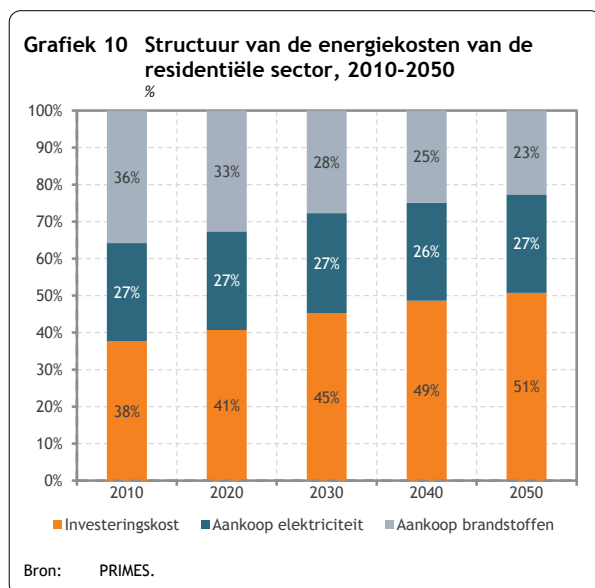
Biomassa profileert een gelijkaardig patroon en ziet haar residentieel verbruik toenemen met 24%, voorbijgestoken in groeicijfers door zonnewarmte (factor 30) en geothermische warmte (van 0 naar 3 Mtoe in 2050), dit laatste zonder evenwel 1% van de residentiële eindvraag naar energie in 2050 te bereiken.

Op het einde van de projectieperiode blijft aardgas de meest gebruikte energievorm in de residentiële sector (39% van de eindvraag naar energie), gevolgd door elektriciteit (28%) en olieproducten (26%). Biomassa bereikt een aandeel van 4% in 2050. In 2010 waren deze aandelen nog 43% voor aardgas, 19% voor elektriciteit, 34% voor olieproducten en 3% voor biomassa.

De verbetering van de energie-intensiteit van de residentiële sector (gemeten als de verhouding van de eindvraag naar energie tot de consumptieve bestedingen van de huishoudens) bedraagt gemiddeld 1,7% per jaar tussen 2010 en 2050. Deze continue verbetering is toe te schrijven aan twee effecten: het amalgaam van energie-efficiëntiemaatregelen die in het Referentiescenario vervat zitten (zie deel 3.3 en 3.4) en de stijgende energieprijzen.

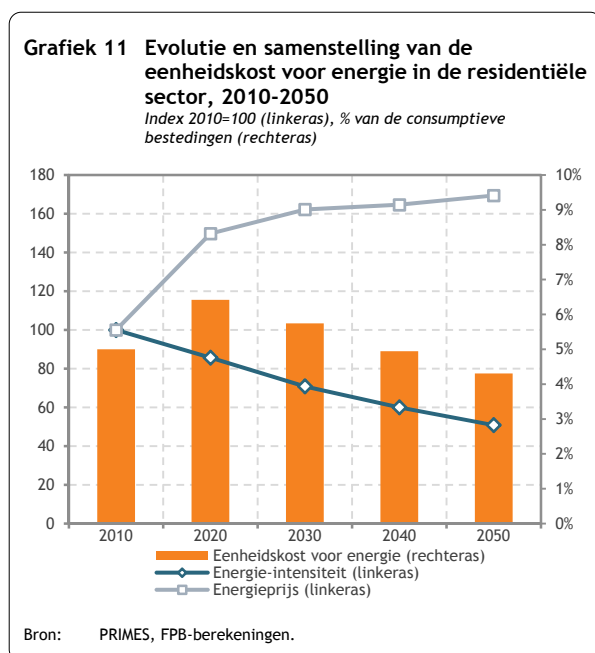
De vraag naar energie per inwoner daalt en bedraagt in 2050 0,66 toe per inwoner³⁴, wat een afname van 20% vertegenwoordigt ten opzichte van 2010 wanneer nog 0,83 toe per inwoner werd geconsumeerd. Twee in teken en grootte verschillende fenomenen liggen aan de basis: primo, een vraag naar elektriciteit per inwoner die blijft stijgen (+0,4% per jaar in de periode 2010-2050), secundo, een vraag naar fossiele brandstoffen per inwoner die sterk daalt (-1,0% per jaar in de periode 2010-2050).

³⁴ 1 toe=11 630 kWh.



De energiekosten die worden gedragen door de huishoudens omvatten investeringen voor energieconsumerende uitrustingen, naast investeringen voor gebouwisolatie en kosten voor de aankoop van elektriciteit en brandstoffen. Tussen 2010 en 2050 gaan die meer dan verdubbelen: ze nemen per jaar gemiddeld toe met 1,8%. De toename van de energiekosten is te wijten aan stijgingen in alle onderdelen, in de eerste plaats in de investeringskosten (+2,8% gemiddeld per jaar), gevolgd door uitgaven voor de aankoop van elektriciteit (+1,8% gemiddeld per jaar) en brandstoffen zoals aardgas en huisbrandolie (+0,7% gemiddeld per jaar).

Deze evoluties hebben tot gevolg dat het aandeel van de investeringskosten in de energiekosten van de residentiële sector gevoelig stijgt (zie grafiek 10): dit aandeel overschrijdt de 50% in 2050 terwijl dat in 2010 nog maar 38% vertegenwoordigde. Het aandeel van de uitgaven voor de aankoop van brandstoffen krimpt daarentegen: van 36% in 2010 naar 23% in 2050. Het aandeel van de elektriciteitsaankopen blijft steken op 27% gedurende de ganse projectieperiode.



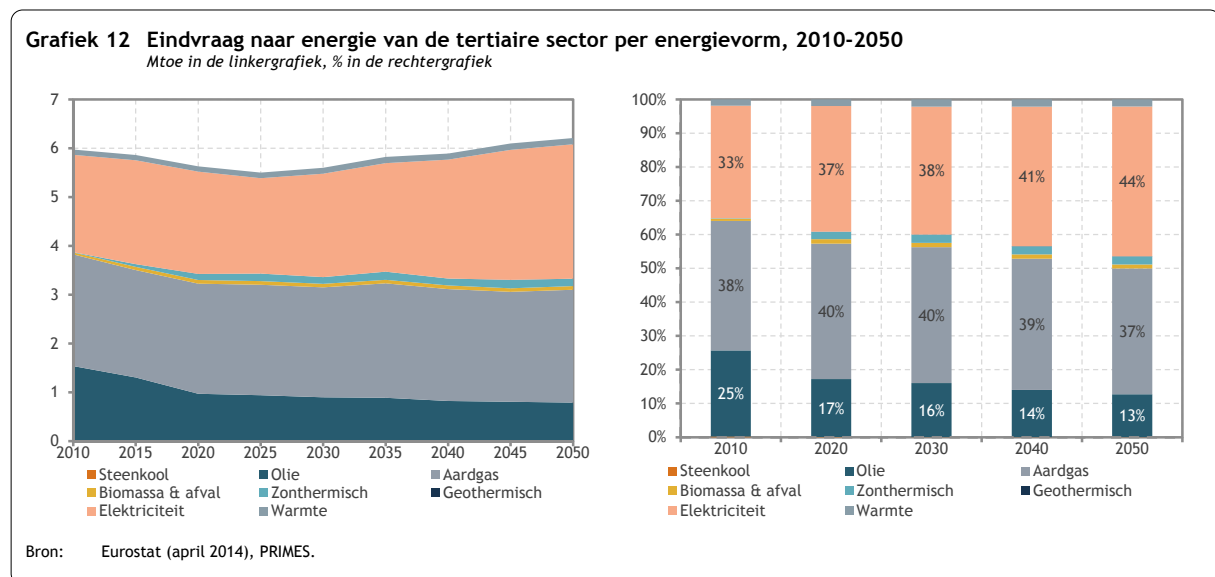
De eenheidskost voor energie in de residentiële sector wordt gedefinieerd als het aandeel dat de energieaankopen vertegenwoordigen (transport niet meegerekend) in de consumptieve bestedingen van de huishoudens. Naar analogie met de analyse die werd gemaakt voor de industrie kan de eenheidskost voor energie worden opgesplitst in een effect *energie-intensiteit* (dit is het energieverbruik gedeeld door de consumptieve bestedingen) en een effect *energieprijs* (dit zijn de energieaankopen gedeeld door het energieverbruik).

Zoals blijkt uit grafiek 11 neemt de eenheidskost voor energie in een eerste fase toe en evolueert van 5% in 2010 naar 6,4% in 2020. De vermindering van de energie-intensiteit volstaat dan niet om de abrupte toename van de energieprijzen (brandstoffen en elektriciteit) te compenseren. Na 2020 begeeft de eenheidskost voor energie zich op een dalend pad en bedraagt nog 5,7% in 2030 en 4,3% in 2050, wat onder het percentage van 2010 duikt.

4.1.3. Tertiaire sector

De finale energievraag van de tertiaire sector klimt met 4% tussen 2010 en 2050, wat neerkomt op een gemiddelde jaarlijkse toename van het energieverbruik van de diensten en landbouw ten belope van 0,1%. Wanneer we grafiek 12 bekijken, merken we evenwel dat het energieverbruik in de tertiaire sector eerst daalt (tot 2025), nadien klimt, plafonneert tussen 2035 en 2040 om daarna weer aan te groeien.

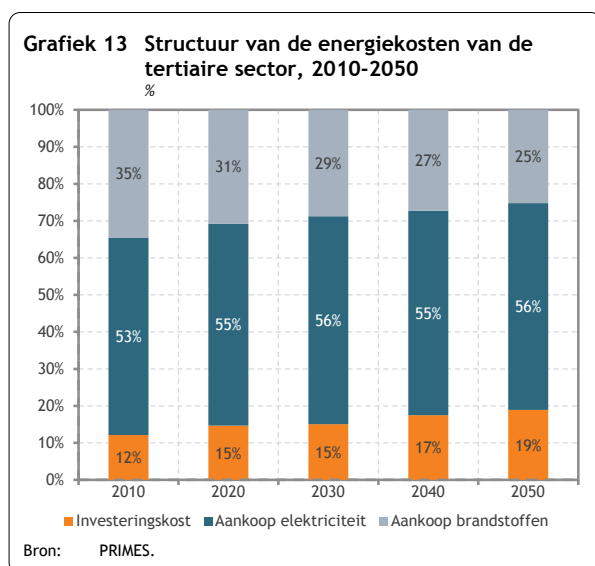
Daarbij vindt een herverdeling tussen de verschillende energievormen plaats: het aandeel van olieproducten boet sterk aan terrein in (van 25% in 2010 naar 13% in 2050) en dit ten voordele van elektriciteit (een sprong van 33% in 2010 naar 44% in 2050), het aandeel van aardgas blijft relatief stabiel op 37%. Het elektriciteitsverbruik in de tertiaire sector stijgt met 38% tussen 2010 en 2050, het aardgasverbruik met 1%, olieconsumptie slinkt met 48%, terwijl warmte 17% aangroeit en de inzet van hernieuwbare energie meer dan vervijfvoudigt over de looptijd van de projectie.



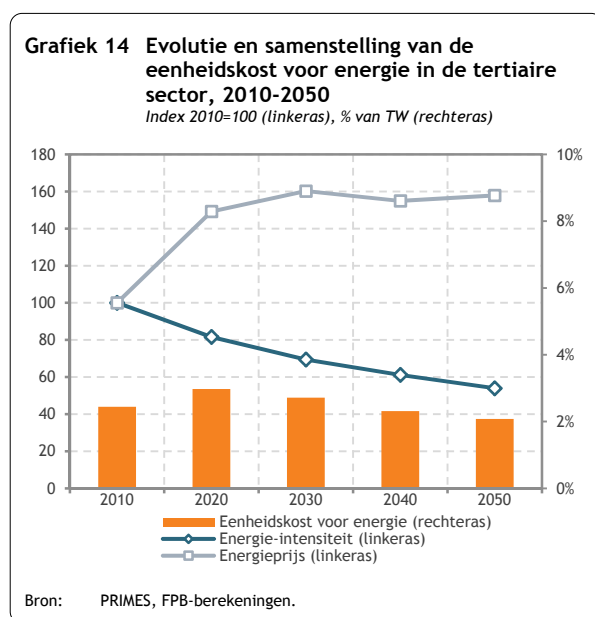
De energie-intensiteit van de tertiaire sector (gemeten als de verhouding van de eindvraag naar energie tot de toegevoegde waarde van de tertiaire sector) daalt met 46% in de periode 2010-2050. Dergelijke evolutie wijst erop dat, hoewel de toegevoegde waarde van deze sector snel de hoogte inschiet (gemiddeld +1,7% jaarlijks over de periode 2010-2050), het energieverbruik niet evenredig meestijgt, een gevolg van zowel technologische vooruitgang, brandstofswitch als geïmplementeerde efficiëntiemaatregelen.

De energiekosten die de tertiaire sector dient op te hoesten, groeien tussen 2010 en 2050 aan met maar liefst 78%, wat neerkomt op een groeivoet van gemiddeld 1,4% per jaar overheen de hele projectieperiode. Net zoals in de industrie en de residentiële sector nemen de investeringsuitgaven sneller toe dan de uitgaven voor de aankoop van energie. Deze evolutie vertaalt zich in wijzigingen in de samenstelling van de energiekosten (zie grafiek 13). Zo evolueert het aandeel van de investeringskosten van 12% in 2010 naar 15% in 2020 en 2030 en naar 19% in 2050. Daartegenover staat dat het aandeel van de aankoopkost van energie afneemt in de tijd. Deze daling geldt echter enkel voor de uitgaven voor de aanschaf van brandstoffen (in hoofdzaak aardgas en huisbrandolie) waarvan het

aandeel krimpt van 35% in 2010 naar 25% in 2050: dit is te wijten aan betere isolatie van de gebouwen



en verbetering van de energie-efficiëntie van verwarmingssystemen. Het aandeel van de uitgaven voor de aanschaf van elektriciteit in de energiekosten van de tertiaire sector stijgt daarentegen: het neemt toe met 3 procentpunten (van 53% in 2010 naar 56% in 2050). De vermenigvuldiging van elektrische toepassingen in combinatie met het duurder worden van de elektriciteit in de periode 2010-2030 liggen aan de basis, en dit ondanks het steeds efficiënter worden van de elektrische apparaten. Deze kost is en blijft de grootste uitgavenpost voor de tertiaire sector.



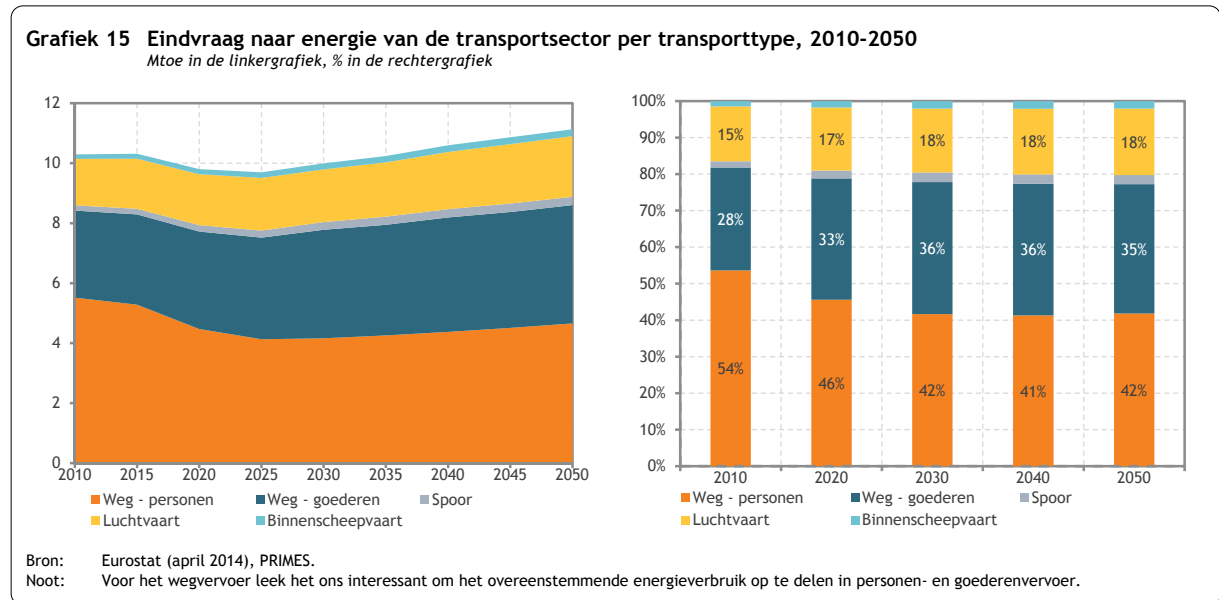
De eenheidskost voor energie ligt gevoelig lager in de tertiaire sector dan in de industrie en bevindt zich onder de lat van 3% (zie grafiek 14). De evolutie ervan is evenwel vergelijkbaar: een stijging tot 2020 gevolgd door een regelmatige daling tussen 2020 en 2050. In 2050 ligt de eenheidskost voor energie onder het niveau van 2010: 2,1% vs. 2,4%. Het effect *energieprijs* domineert het effect *energie-intensiteit* tot 2030, maar daarna krijgen we het omgekeerde beeld. Tussen 2010 en 2050 vermindert de energie-intensiteit van de tertiaire sector met 46% of met 1,5% gemiddeld per jaar.

4.1.4. Transport

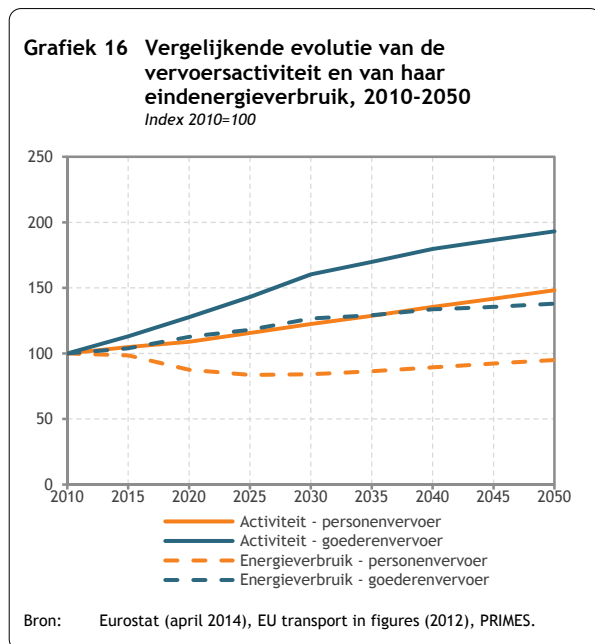
Volgens de Eurostat-conventie omvat het finaal energieverbruik van de transportsector alle energievormen met uitzondering van de bunkerbrandstoffen voor het maritiem transport. Voor het personenvervoer³⁵ wordt het finaal energieverbruik onderverdeeld in transportmodi over de weg (privévoertuigen, moto's, bussen en autocars), over het spoor (trein, tram en metro) en door de lucht (binnen- en buitenlandse vluchten). Voor het goederenvervoer wordt het onderverdeeld in transportmodi over de weg (vracht- en bestelwagens), over het spoor en de binnenscheepvaart.

³⁵ Eveneens bij conventie wordt het energieverbruik van de huishoudens met betrekking tot vervoer (brandstof voor privévoertuigen of motorfietsen) verrekend in de transportsector en niet in de residentiële sector.

Zoals blijkt uit grafiek 15 evolueert het eindenergieverbruik van de transportsector in twee fasen: eerst kent het een zo goed als gestage daling tussen 2010 en 2025 (-0,4% gemiddeld per jaar) om daarna weer toe te nemen tussen 2025 en 2050 (+0,6% gemiddeld per jaar). In 2050 ligt het eindenergieverbruik van de transportsector (11,1 Mtoe) 8% boven het niveau van 2010 (10,3 Mtoe).



De evolutie van het finaal energieverbruik van de transportsector is het resultaat van verschillende elementen waarvan de belangrijkste zijn: de ontwikkeling van de vervoersactiviteit op het Belgische grondgebied (gemeten in reizigerskilometers voor het personenvervoer en in tonkilometers voor het goederenvervoer) en de verbetering van de energie-efficiëntie van het vervoerssysteem.



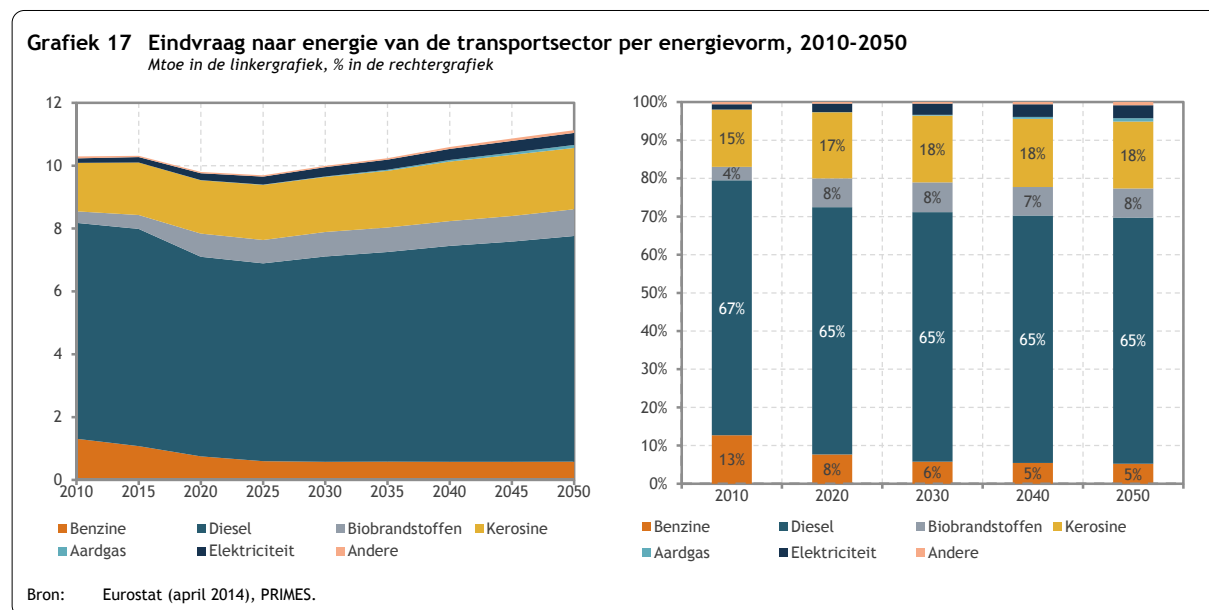
De vervoersactiviteit neemt, ten opzichte van 2010, toe met 93% voor het goederenvervoer en met 48% voor het personenvervoer tegen 2050. Ondanks dergelijke groeicijfers stijgt het eindenergieverbruik met maar 38% voor het eerste vervoerstype en neemt het zelfs met 5% af voor het tweede. Deze verschillende evoluties zijn de afspiegeling van een verbeterde energie-efficiëntie van het vervoer³⁶.

Voor het personenvervoer is deze verbetering hoofdzakelijk het resultaat van de toepassing van de normen omtrent de CO₂-uitstoot voor nieuwe wagens (verordening 443/2009/EC van het Europees Parlement en van de Raad) waarvan het effect zich in het bijzonder laat voelen tussen 2015

en 2025. Na 2025 volstaan deze normen, gecombineerd met de ontwikkeling van alternatieve

³⁶ Met andere woorden: de energie-intensiteit zowel van het personen- als van het goederenvervoer, uitgedrukt als verhouding tussen het energieverbruik en het aantal reizigerskilometers of tonkilometers, daalt doorheen de tijd.

aandrijfsystemen (zie infra) en de verbetering van de energie-efficiëntie van andere transportmodi, niet meer om de toename van de vervoersactiviteit te compenseren, waardoor het eindenergieverbruik opnieuw stijgt. Voor het goederenvervoer is de verbetering van de energie-efficiëntie toe te schrijven aan de toepassing van de CO₂-emissienormen voor nieuwe bestelwagens (verordening 510/2011/EC van het Europees Parlement en van de Raad), de toepassing van de Eurovignetrichtlijn en de verbetering van de energie-efficiëntie van de verschillende transportmodi. Dit laatste effect, dat gemeenschappelijk is voor het personen- en goederenvervoer, wordt in de hand gewerkt door technologische vooruitgang en de voortdurende stijging van de prijs van olieproducten.



Het Referentiescenario wordt gekenmerkt door een veeleer conservatieve evolutie van de transportenergiemix: de samenstelling van het finaal energieverbruik evolueert lichtjes tegen 2050, maar kent geen grootse omschakelingen (zie grafiek 17).

De verplichting om tegen 2020 10% hernieuwbare energiebronnen te behalen in de transportsector (HEB-T-doelstelling) werkt de ontwikkeling van biobrandstoffen in de hand en de toepassing van CO₂-emissienormen voor personenwagens bevoordeelt diesel ten nadele van benzine. De combinatie van deze factoren verklaart de afname van het benzineverbruik tegen 2025. Indien er nadien geen HEB-T-doelstelling en geen strengere emissienormen meer volgen, zal het verbruik van benzine zich tussen 2025 en 2050 stabiliseren. Het aandeel van benzine, dat 13% bedraagt in 2010, zal in 2020 terugzakken naar 8%, in 2025 en 2030 naar 6% en in 2050 naar 5%.

Het verbruik van diesel daalt eveneens tegen 2025, in hoofdzaak wegens de integratie van biobrandstof in diesel (HEB-T-doelstelling in 2020), de doorbraak van niet-herlaadbare hybride voertuigen en CO₂-emissienormen voor bestelwagens, maar neemt daarna weer toe. Diesel wordt gebruikt in verschillende transportmodi (auto's, vrachtwagens, bestelwagens, schepen, etc.) en blijft de dominante brandstof voor de transportsector: zijn aandeel daalt niet onder de 65% gedurende de hele projectieperiode.

Onder impuls van de HEB-T-doelstelling zien de biobrandstoffen hun verbruik zo goed als verdubbelen tussen 2010 en 2020. Het gaat hier in hoofdzaak om bio-ethanol en biodiesel. Bij gebrek aan ambitieuzere HEB-T-doelstelling zal het verbruik van biobrandstoffen na 2020 zo goed als stabiliseren: het aandeel van de biobrandstoffen in het verbruik van benzine en diesel draait rond de 10%. In verhouding tot het totale eindenergieverbruik van de transportsector evolueert het verbruik van biobrandstoffen van 4% in 2010 naar 8% in 2020 en 2050.

Het verbruik van kerosine neemt geleidelijk aan toe tegen 2050 als gevolg van de significante toename van het luchtvervoer die niet wordt gecompenseerd door een verbetering in energie-efficiëntie van de vliegtuigen of door het, weliswaar beperkte, gebruik van biokerosine na 2030. Deze laatste ontwikkelingen worden in de hand gewerkt door de hoge CO₂-prijzen in de ETS-sector waartoe het luchtvervoer behoort. In 2010 was kerosine goed voor 15% van het totale eindenergieverbruik van de transportsector, in 2020 (2050) stijgt het aandeel naar 17% (18%).

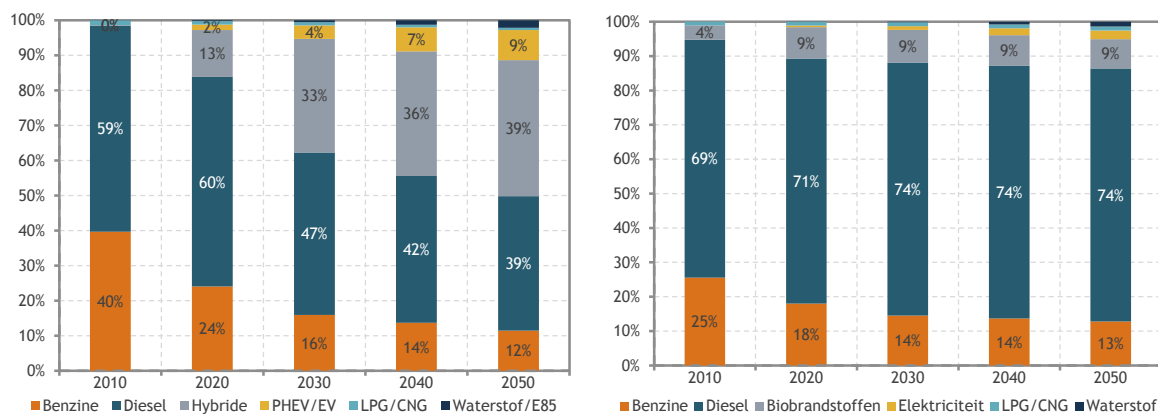
Het elektriciteitsverbruik van de transportsector neemt tegen 2050 eveneens toe, enerzijds als gevolg van de stijging van het spoorwegvervoer, anderzijds door de geleidelijke elektrificatie van het wegvervoer. Dit verdubbelt tussen 2010 en 2030 en verdrievoudigt bijna tussen 2010 en 2050. In vergelijking met de andere energievormen blijft elektriciteit evenwel zeer beperkt in gebruik door de transportsector (1% in 2010, 2% in 2020 en 3% in 2050). Het zijn vooral de niet-herlaadbare hybride voertuigen die een doorbraak kennen, eerder dan de plug-in hybride elektrische voertuigen of de volledig elektrische voertuigen. Het zijn nu net deze twee laatste types motoraandrijving die zorgen voor een grotere elektriciteitsafname van het distributienetwerk en dus voor een verbruik dat wordt opgenomen in de energiebalans.

Tot slot vertegenwoordigen de andere energievormen zoals Liquefied Petroleum Gas (LPG), gecomprimeerd aardgas (CNG) of waterstof (H₂) een gezamenlijk marktaandeel van 1% van het eindenergieverbruik van de transportsector tegen 2050. Het gebruik van LPG daalt op regelmatige basis terwijl dat van CNG en waterstof haar opwachting maakt en vooruitgang boekt op de markt van de voertuigbrandstoffen. Deze vooruitgang blijft evenwel beperkt gezien hiervoor gepaste bevoorradingsinfrastructuur ontwikkeld dient te worden wat in het Referentiescenario verondersteld wordt eerder traag te verlopen.

Omdat de waaier van energievormen en alternatieve aandrijfsystemen het grootst is in de sector van het privéwegvervoer voor personen, pakken de volgende paragrafen en figuren uit met een meer diepgaande analyse van de evolutie van dit type transport.

Zo toont grafiek 18 hoe de structuur van het wagenpark evolueert naargelang het type aandrijving (linkerdeel van de grafiek) en de energievorm (rechterdeel van de grafiek) tegen 2050.

Grafiek 18 Structuur van het wagenpark volgens type aandrijving (links) en energievorm (rechts), 2010-2050
 % van het park in de linkergrafiek, % van energieverbruik van wagens in rechtergrafiek



Bron: PRIMES.

Noot: PHEV=oplaadbare hybride voertuigen; EV=100% elektrische voertuigen; LPG=liquefied petroleum gas; CNG=gecomprimeerd aardgas; E85=ethanol. In de rechtergrafiek wordt het energieverbruik van wagens die rijden op ethanol (E85) ondergebracht in de categorie 'biobrandstoffen'.

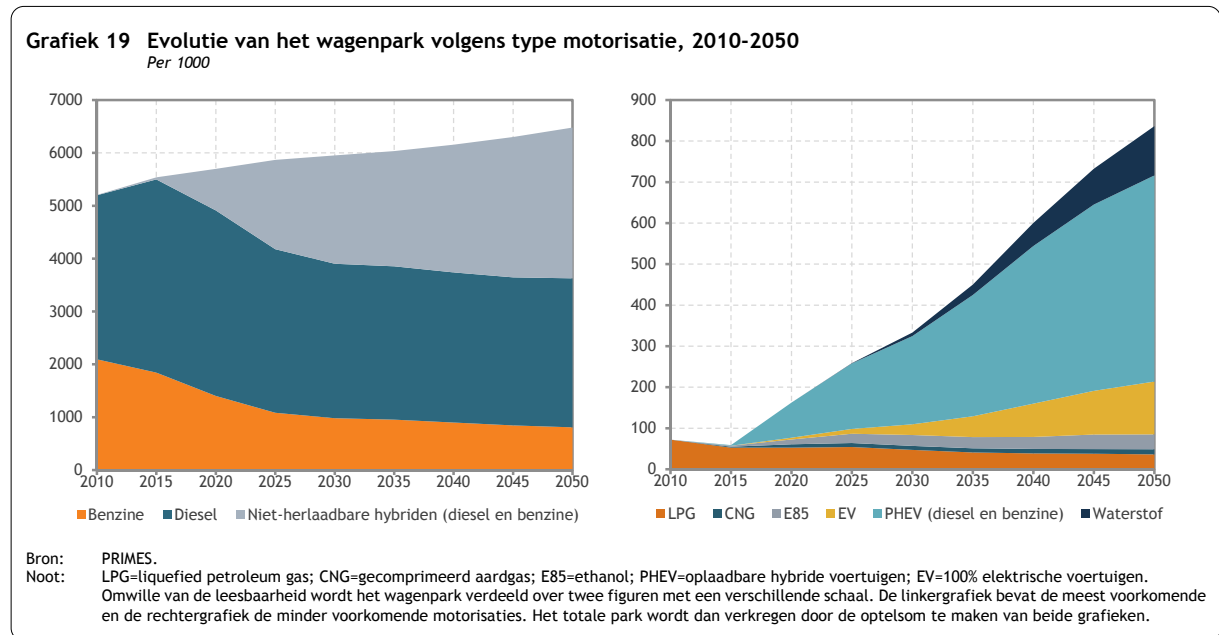
Interne verbrandingsmotoren (benzine en diesel) die in 2010 quasi 100% vertegenwoordigden van het wagenpark, zien hun aandeel aanzienlijk teruglopen (naar 84% in 2020, 63% in 2030 en 51% in 2050) in hoofdzaak ten voordele van de niet-herlaadbare hybride motoren (13% in 2020, 33% in 2030 en 39% in 2050), maar ook, in mindere mate weliswaar, van elektrische voertuigen, oplaadbare hybride voertuigen inbegrepen (2% in 2020, 4% in 2030 en 9% in 2050).

De veranderingen zijn minder spectaculair wat de verdeling over de energievormen betreft. In de eerste plaats verbruiken hybride, al dan niet oplaadbare, voertuigen nog steeds benzine en diesel op een gedeelte van hun trajecten; daarnaast hebben elektrische motoren een grotere energie-efficiëntie dan interne verbrandingsmotoren (ze verbruiken minder energie per afgelegde kilometer) waardoor het aandeel van het elektriciteitsverbruik op een zeer laag niveau blijft. In 2010 dekten benzine en diesel 95% van het energieverbruik van de personenwagens; in 2050 blijft dit percentage hoog: meer dan 85%. Het aandeel van de biobrandstoffen neemt vooral toe tussen 2010 en 2020 onder impuls van de HEB- en HEB-T-doelstellingen, en stabiliseert zich nadien op 9% in de periode 2020-2050. De elektriciteit die door personenwagens wordt verbruikt, blijft onder de 2% van het totale energieverbruik van personenwagens gedurende de projectieperiode, terwijl het aandeel van elektrische wagens in het wagenpark in 2050 de 10% benadert. Het elektriciteitsverbruik van de privépersonenwagens bedraagt 0,2 TWh in 2020, 0,5 TWh in 2030 en 1,2 TWh in 2050. Het cijfer voor het jaar 2050 stemt overeen met 11% van het totale elektriciteitsverbruik van de transportsector (de rest gaat in hoofdzaak naar het spoorwegvervoer) en met 1% van het totale eindverbruik van elektriciteit voor hetzelfde jaar.

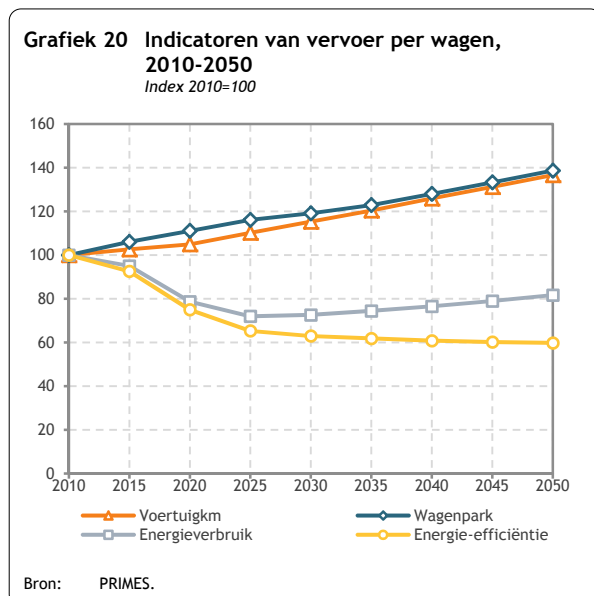
Om de analyse van het privépersonenwegvervoer te vervolledigen, geeft grafiek 19 de evolutie van het wagenpark volgens type aandrijving in absolute eerder dan in relatieve termen; grafiek 20 toont dan de factoren die een invloed hebben op het energieverbruik van het vervoer met de wagen.

Van zowat 5,3 miljoen eenheden in 2010 evolueert het wagenpark naar 7,3 miljoen stuks in 2050, wat neerkomt op een toename van net geen 40% over 40 jaar. De aangroei van de bevolking kan deze

toename voor een stuk verklaren, daarnaast stijgt het gemiddeld aantal wagens per inwoner³⁷ van 0,49 stuks in 2010 naar 0,56 in 2050 (wat neerkomt op +15%).



In 2050 telt het wagenpark nog steeds 3,6 miljoen "traditionele" voertuigen (ongeveer een vierde benzine, drie vierde diesel), maar het aantal niet-herlaadbare hybride voertuigen neemt toe en bereikt een totaal van 2,9 miljoen. Wat de andere aandrijfsystemen betreft, zijn het vooral elektrische wagens die aan een sterke ontwikkeling bezig zijn: om en bij de 500 000 oplaadbare hybride voertuigen en 130 000 volledig elektrische voertuigen vullen het park aan in 2050.



Het energieverbruik van het personenvervoer per wagen hangt af van het aantal voertuigkilometers dat wordt afgelegd en de energie-efficiëntie van het wagenpark. In de grafiek geeft de energie-efficiëntie-indicator het energieverbruik per voertuigkilometer weer. Wanneer die afneemt, spreekt men van een verbetering van de energie-efficiëntie. In de periode 2010-2030 wordt de toename van het aantal voertuigkilometers meer dan gecompenseerd door de gevoelige verbetering van de energie-efficiëntie van het park die in hoofdzaak in de hand wordt gewerkt door de toepassing van de CO₂-normen (zie supra). Na 2025 is geen enkele verstrenging van deze normen voorzien, maar de energie-efficiëntie

van het park blijft evenwel verbeteren dankzij de ontwikkeling van de elektrische voertuigen (alle types) die minder energieverbruikend zijn. Deze verbetering is evenwel minder significant dan in de

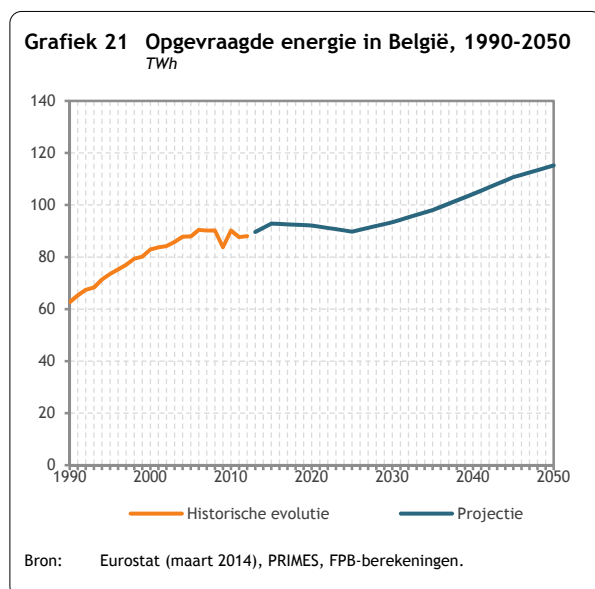
³⁷ Per gezin betekent dit een toename van het gemiddeld aantal wagens van 1,13 in 2010 naar 1,22 in 2050, of een stijging van 8%.

vorige periode en slaagt er niet meer in om de gestage toename van het aantal afgelegde voertuigkilometers te compenseren. De figuur toont eveneens de evolutie van het voertuigenpark, dat de evolutie van de afgelegde voertuigkilometers op de voet volgt. Hieruit blijkt een stabilisering van het aantal afgelegde kilometers per wagen in de projectieperiode.

4.2. Elektriciteitsproductie

Na het deel dat (de sectoren van) de eindvraag analyseert, is het de beurt aan één specifieke energievorm: elektriciteit. Er bestaan twee manieren om aan de *vraag* naar elektriciteit te voldoen: elektriciteit produceren op Belgisch grondgebied of elektriciteit invoeren uit de buurlanden. Samen vertegenwoordigen deze twee manieren het *aanbod* van elektrische energie. Het evenwicht tussen (de twee manieren van) aanbod en vraag hangt af van meerdere factoren zoals de relatieve prijs van de verschillende energievormen (rekening houdend met de koolstofprijs), de kosten van de verschillende productietechnologieën, de elektriciteitsproductiekosten in de buurlanden en de interconnectiecapaciteit. In wat volgt, worden de drie concepten (vraag, invoer en productie) één voor één behandeld.

4.2.1. Opgevraagde energie



Uit deel 4.1 leerden we dat de verschillende sectoren van de eindvraag hun elektriciteitsverbruik zien toenemen, zeker naar het einde van de periode toe. Geaggregeerd levert dat grafiek 21 op. De opgevraagde energie staat in feite voor de som van het finale elektriciteitsverbruik, het elektriciteitsverbruik van de energietak en de verliezen op het transport- en distributienet. Tussen 1990 en 2010³⁸ tikte deze opgevraagde energie behoorlijk aan aan een gemiddeld ritme van 1,8% per jaar. Tussen 2010 en 2030 vermindert dit tempo vaart (een jaarlijks gemiddelde groei van 0,2%), maar trekt nadien weer sterk aan om tussen 2030 en 2050 1,1% gemiddeld per jaar te noteren.

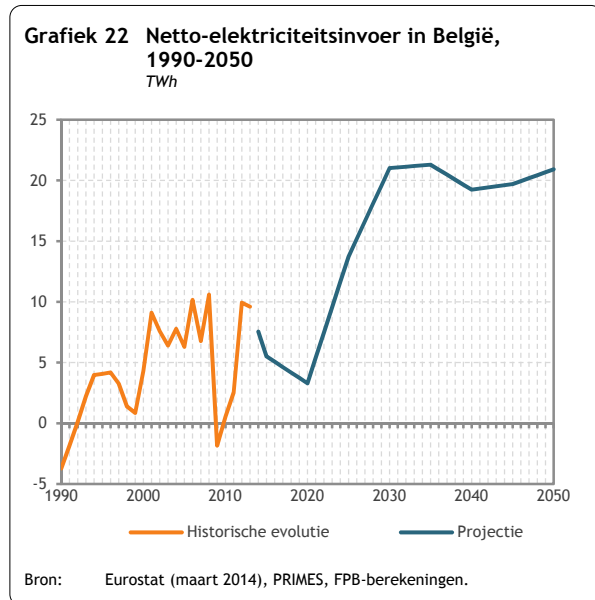
De reden van de slabakkende groei tussen 2010 en 2030 is vooral te zoeken in energie-efficiëntie maatregelen. Door de succesvolle implementatie van energie-efficiëntie maatregelen voor elektrische apparaten krimpt de vraag naar elektriciteit. Bovendien stijgt de prijs van elektriciteit sterk gedurende deze periode (zie infra) waardoor een verdere druk op de consumptie ontstaat. Na 2030 herneemt de vraag, hoofdzakelijk omwille van het feit dat er geen bijkomend beleid rond energie-efficiëntie wordt verondersteld en de prijs van elektriciteit weer een dalende beweging heeft ingezet. Bovendien speelt er een volume-effect via het stijgend aantal gezinnen en de hernomen

³⁸ Uitzondering gevormd door de dip in 2009 te wijten aan de economische crisis.

industriële activiteit (zie supra) en ontpoppen nieuwe elektrische toepassingen waardoor de elektrificatie van de maatschappij zich verderzet.

4.2.2. Netto-invoer

Om het niveau van netto-elektriciteitsinvoer te bepalen, baseert het PRIMES-model zich op twee



verschillende methoden naargelang de beschouwde periode. Voor 2020 hangen de grensoverschrijdende *flows* of stromen af van de nettotransfercapaciteit (Eng.: *Net Transfer Capacity* of NTC) waarvan de toekomstige waarden geprojecteerd worden op basis van de databank van ENTSO-E, de organisatie die de elektriciteitstransmissienetbeheerders op Europees niveau verenigt.

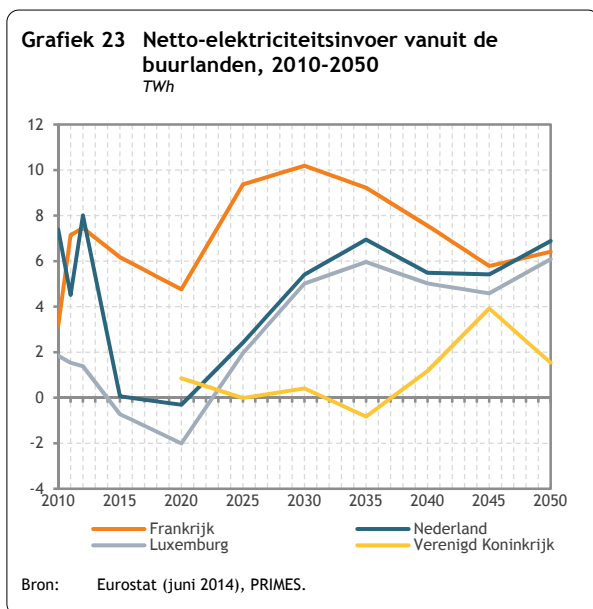
Na 2020 wordt ervan uitgegaan dat de transmissie van elektriciteit binnen Europa zal evolueren alsof er slechts één centrale transmissienetbeheerder (TNB) voor alle lidstaten is, of nog: alsof er een sterk kader is van goed gecoördineerde TNB's die

het betrouwbaarheids criterium niet vanuit een nationaal, maar vanuit één Europees perspectief toepassen (wat een strategische doelstelling voor de toekomstige ontwikkeling van energie binnen Europa is). De grensoverschrijdende *flows* resulteren dus uit een *flow based* toewijzing van de interconnectiecapaciteiten tussen de lidstaten (zie CREG, 2014). De toepassing van een dergelijke methode kan evenwel uitmonden in een niveau van elektriciteitsuitwisseling dat hoger is dan de geprojecteerde NTC en enkel nog begrensd wordt door de geïnstalleerde capaciteit van de interconnectoren tussen de lidstaten³⁹.

Toegepast op het Referentiescenario voor België levert dat volgende evolutie op: de netto-invoer stijgt significant tussen 2020 en 2030 na een lichte terugval tussen 2012 en 2020. Tijdens het eerste decennium van deze eeuw (2000-2010) oscilleerde de netto-invoer van elektriciteit tussen 6 en 10 TWh, met een sterke dip in 2009 wanneer België tijdelijk netto-uitvoerder werd van elektriciteit. De netto-invoer herneemt echter de jongste jaren om in 2012, het jaar waarin 2 kerncentrales (Doel 3 en Tihange 2) tijdelijk stilgelegd werden wegens het ontdekken van anomalieën in het reactorvat, terug het niveau van voor de crisis te bereiken. Verwacht wordt dat het niveau van netto-invoer de volgende jaren eerst terugvalt en in 2020 uitkomt op 3,3 TWh, om nadien een sterke klim te noteren die zich na 2030 stabiliseert in de buurt van 20 TWh, wat ongeveer 20% van de opgevraagde energie vertegenwoordigt. Deze stijging heeft voornamelijk te maken met het feit dat het nucleaire park vanaf 2015 progressief wordt afgebouwd om in 2025 helemaal offline gehaald te worden. Bovendien is het zo dat in een context van sterke penetratie van variabele hernieuwbare energiebronnen meer grensoverschrijdende handel optimaal is om aan de balancingsvereisten het hoofd te bieden.

³⁹ Om de grensoverschrijdende *flows* of stromen te bepalen, lost PRIMES een *DC linear flow optimisatiemodel* op waarbij het model de eerste en tweede wet van Kirchhoff respecteert.

Het is eveneens mogelijk de oorsprong van de netto-invoer te onderscheiden. Grafiek 23 toont de netto-invoerstromen vanuit onze buurlanden. Om de figuur evenwel juist te interpreteren, dient voor ogen gehouden te worden dat enkel het buurland van waaruit netto ingevoerd wordt, wordt vermeld. Dat is evenwel niet noodzakelijk het land waar de productie ook daadwerkelijk plaatsvindt. Het geciteerde land kan immers optreden als transitland. Te denken valt bvb. aan Luxemburg dat Zwitserse hydro-elektriciteit of Duitse windenergie kan doorsluizen naar België⁴⁰.



In de figuur trekt vooral het verschijnen van het Verenigd Koninkrijk (via de NEMO-kabel) vanaf 2020 de aandacht. De eerste tienjarige periode (2020-2030) lijkt de netto-invoer uit het VK eerder bescheiden, in 2035 wordt er zelfs (netto) uitgevoerd naar het VK, maar vanaf 2040 wint het VK aan belang. In 2045 wordt er een netto-invoer uit het VK van 3,9 TWh genoteerd om in 2050 terug te vallen op 1,5 TWh.

De belangrijkste netto-invoer overheen de hele periode komt uit Frankrijk, hoewel onze zuiderburen in het laatste decennium (2040-2050) worden bijgebeend (en voorbijgestoken) door Nederland. Ook de evolutie van de netto-invoer

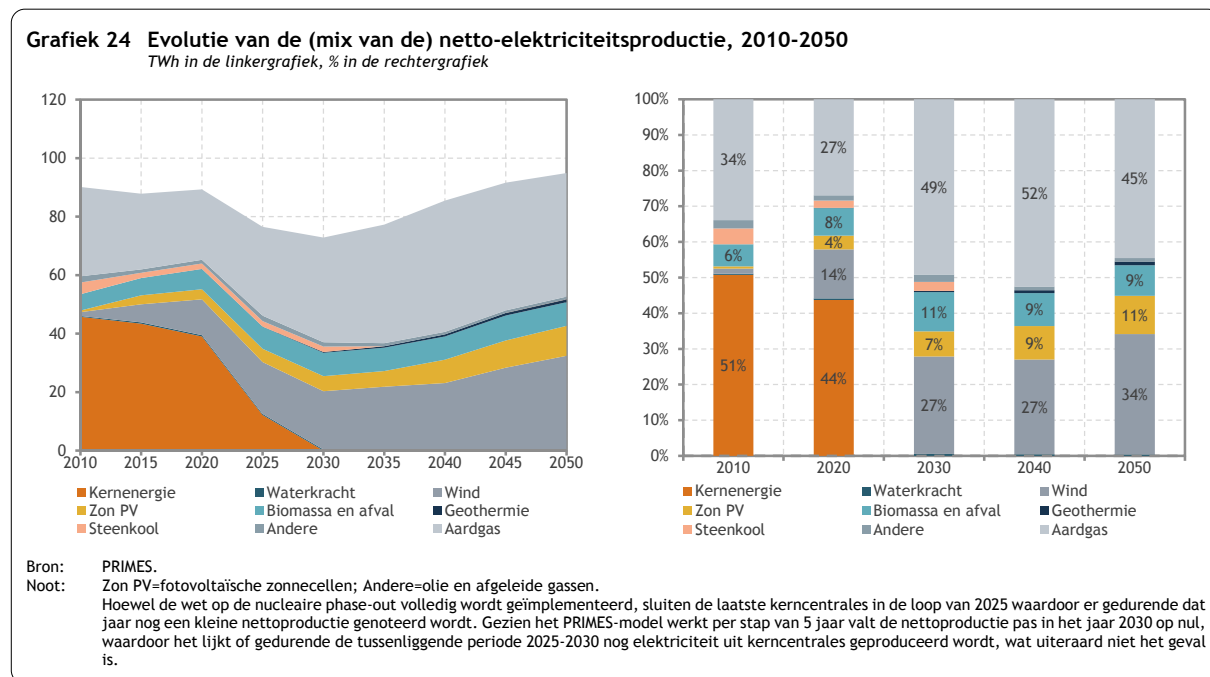
vanuit Luxemburg is opmerkelijk. Tot midden de jaren 2020 voert België nog netto uit naar Luxemburg, nadien keert de situatie en wint de invoer vanuit het oosten aan belang. In absolute waarden wordt er naar het einde van de projectieperiode toe ongeveer evenveel netto ingevoerd vanuit onze drie directe buurlanden (Frankrijk, Nederland en Luxemburg).

4.2.3. Elektriciteitsproductie

De nettoproductie van elektriciteit stijgt lichtjes overheen de projectieperiode aan een ritme van gemiddeld 0,1% per jaar. Deze quasi stabilisatie kan echter opgedeeld worden in twee contrasterende periodes: de eerste periode belooft de termijn 2010 tot 2030 waar de productie elk jaar afneemt met gemiddeld 1,1%, om tussen 2030 en 2050 weer aan te trekken aan een jaarlijks ritme van gemiddeld 1,3%.

De periode tot 2020 wordt gekenmerkt door een relatief stabiele productie, nadien volgt een sprong in het diepe: de productie in 2030 is maar liefst 18% lager dan deze in 2020. De laatste periode (2030-2050) wordt gekenmerkt door een sterk stijgende productie die zelfs het ritme van de vraagtoename overtreft (1,3% versus 1,1%). In 2050 wordt een nettoproductie van 95 TWh opgetekend.

⁴⁰ In het Referentiescenario wordt verondersteld dat het NEMO-project (VK-België) wordt gerealiseerd, maar dat het ALEGRO-project (Duitsland-België) niet operationeel is tijdens de duurtijd van de projectie.



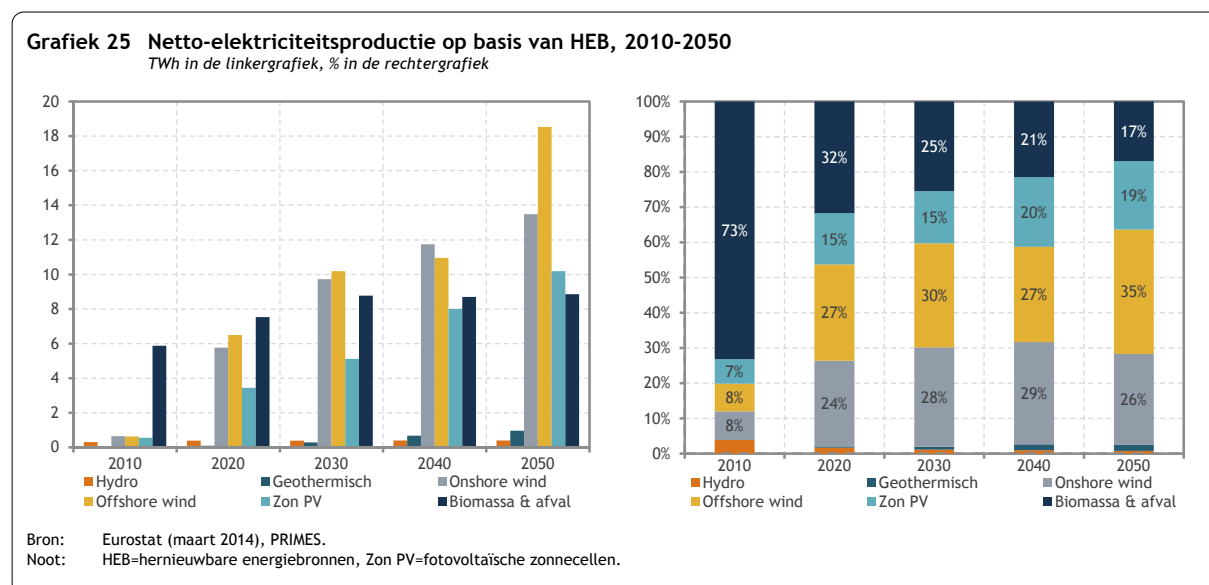
Wat de mix betreft, zien we grote wijzigingen overheen de projectieperiode. In het algemeen kan de mix bestaan uit kernenergie, hernieuwbare energie (waterkracht, wind, biomassa en afval, zon en geothermie) en fossiele brandstoffen. In 2010 is het overwicht van nucleaire elektriciteit zonneklaar: maar liefst 45,7 TWh wordt opgewekt met behulp van nucleaire technologie. Het saldo wordt verdeeld tussen de fossiele brandstoffen (ten belope van 36,6 TWh) en de hernieuwbare eenheden (7,7 TWh). In 2020 zien we al een ander plaatje. De invloed van het Klimaat/Energiepakket laat zich duidelijk voelen in de binnenlandse elektriciteitsproductie: de hernieuwbare energiebronnen slagen erin productie af te snoepen van zowel de kerncentrales als van de aardgasgestookte eenheden. In 2020 vertegenwoordigen ze respectievelijk 23,1 TWh, 39,0 TWh en 24,1 TWh. Deze situatie wijzigt aanzienlijk in het midden van de projectieperiode omwille van drie fenomenen: de nucleaire phase-out bepaald volgens de wet van 2013, de aanwezigheid van een koolstofprijs in de ETS-sector en het impliciet verbod op nieuwe steenkoolcentrales. Zo zorgt de nucleaire uitdoving voor de complete verdwijning van de kerncentrales van het elektriciteitstoneel, wat een inhaalbeweging van de fossiele en hernieuwbare eenheden noodzaakt. Daarnaast leidt de aanwezigheid van een koolstofprijs tot een stimulans in het gebruik van de hernieuwbare eenheden. Tenslotte zorgt het verbod op steenkoolinvesteringen voor een redelijk eenzijdig beeld binnen de fossiele eenheden. In 2030 leveren de aardgasgestookte centrales 39,1 TWh aan elektriciteit, terwijl de hernieuwbare eenheden 33,7 TWh produceren.

In 2050 helt de balans nog een beetje meer over in het voordeel van de hernieuwbare eenheden: aardgas 43,2 TWh, hernieuwbare 51,7 TWh, en dit zelfs zonder bijkomend beleid of bindende HEB-doelstellingen na 2020. De grootste drijfveer van deze hernieuwbare-energiegroei ligt dan ook in de stijgende koolstofprijzen (zie tabel 2) en in de veronderstelling dat faciliterend beleid geïmplementeerd wordt (en blijft) zoals gestroomlijnde vergunningsprocedures. Daarnaast stellen we ook een daling van de gemiddelde productiekost vast en kunnen de voordelen van de interne elektriciteitsmarkt geplukt worden.

4.2.4. HEB-E

Gezien het stijgende belang van hernieuwbare energie in de productie van elektriciteit en de impact van de variabele hernieuwbare energiebronnen op het elektriciteitssysteem zelf, wordt in wat volgt ingezoomd op de hernieuwbare energiebronnen. Vooreerst dient gewezen te worden op het onderscheid variabele en niet-variabele hernieuwbare energietechnologiën: hoewel het aandeel van HEB in de productie van elektriciteit steeds verder toeneemt (tot 54% in 2050), is de bijdrage van de variabele hernieuwbare energiebronnen (zon en wind) (significant) lager. Samen staan de variabele HEB voor 18% van de totale netto elektriciteitsproductie in 2020 (komende van 2% in 2010). Hun aandeel stijgt tot 34% in 2030 en 44% in 2050⁴¹.

Grafiek 25 legt de focus op elektriciteitsgeneratie op basis van alle hernieuwbare energiebronnen en toont dat het aandeel van de verschillende hernieuwbare bronnen doorheen de tijd sterk wijzigt. Waar in 2010 het leeuwendeel van de hernieuwbare energie nog ingevuld werd door biomassa en afval, breekt windproductie steeds verder door om in 2050 een aandeel van 61% te noteren in de hernieuwbare-energiemix. Dat komt neer op een nettoproductie van 32 TWh wind, waarvan offshore 18,5 TWh genereert. Ook zon wordt steeds belangrijker en staat voor een productie van 10,2 TWh in 2050 (19% in de HEB-mix).



De productie in waterkrachtcentrales wijzigt quasi niet overheen de periode, wat wijst op een waterkrachtpotentieel dat nagenoeg volledig is aangeboord. Wat wel aan een langzame opmars bezig is, is de productie op basis van geothermie. In 2010 nog niet op de radar, produceert geothermie in 2030 0,3 TWh aan elektriciteit en in 2050 loopt dit op tot 1 TWh. Het is niet zozeer de absolute hoeveelheid

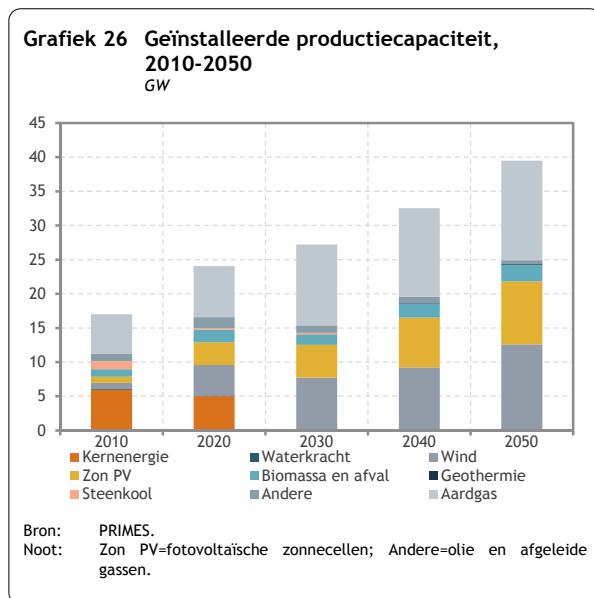
⁴¹ *Curtailment* is dan ook noodzakelijk. Een snelle berekening leert ons dat tot 2020 het overschot aan gegenereerde (variabele) elektriciteit geëxporteerd kan worden via de bestaande interconnectiecapaciteit. 2020, daarentegen, is een jaar waarin, door de implementatie van Richtlijn 2009/28/EG, heel wat variabele hernieuwbare energie (prioritair) op het net wordt geplaatst. Dat kan voor overcapaciteit zorgen, zeker in combinatie met de onsamendrukbare eenheden (zie ook FOD Economie, AD Energie, 2012). Na 2020 krijgt de overcapaciteitsproblematiek wat ademruimte door de sluiting van het nucleaire park, maar vanaf 2030 wordt het probleem terug nijpend door de omvangrijke hoeveelheid variabele hernieuwbare energie in vergelijking met de basisbelasting. Hierdoor dient tijdens een aantal periodes van het jaar *curtailment* te worden toegepast (zie ook Martínez-Anido, C. et al., 2012).

jaarlijkse productie die belangrijk is als wel de rol die deze energievorm speelt in het energiesysteem. Geothermie kan immers zorgen voor het invullen van de basislast als continue (niet-intermittente) vorm van (hernieuwbare) energie. Ook de biomassa- en afvalcentrales kunnen deze taak vervullen en zijn dan ook cruciaal voor de werking van het systeem. Hun productie lijkt af te toppen op 8 TWh.

4.2.5. Productiecapaciteit

Vertalen we deze productie naar centrales of capaciteit, is een eerste bemerking dat het ritme waaraan de capaciteit aangroeit veel hoger is dan dit waaraan de productie aantikt. Voor de periode 2010-2030 is dat gemiddeld 2,4% per jaar (ten opzichte van -1,1% voor de productie), voor de periode 2030-2050 is dat gemiddeld 1,9% per jaar (ten opzichte van 1,3% voor de productie). Dat verhoogd ritme is toe te schrijven aan 3 (verwante) fenomenen: 1) de HEB-doelstelling in 2020, 2) het intermitterend karakter van een deel van de HEB en 3) de vereisten in termen van bevoorradingszekerheid en de toereikendheid van het systeem (zie ook deel 5.1.3).

Het eerste fenomeen is de doelstelling in termen van hernieuwbare energie voor het jaar 2020 zoals bepaald in de Europese Richtlijn 2009/28/EG. Deze doelstelling is opgesteld voor hernieuwbare energie 'dans son ensemble' en beoogt niet enkel en alleen de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Toch heeft deze Richtlijn belangrijke repercussies voor de elektriciteitssector gezien hernieuwbare elektriciteit garant kan staan voor een groot deel van deze doelstelling (ongeveer 40%). Het feit is nu dat deze HEB-doelstelling gehonoreerd dient te worden, ondanks de vaststelling dat de vraag tussen 2010 en 2020 slechts bescheiden aangroeit a rato van 0,2% gemiddeld per jaar. Dat leidt tot de installatie van additionele (hernieuwbare) capaciteit.



Het tweede fenomeen duidt op het feit dat een deel van de te installeren capaciteit intermitterend of variabel is, m.a.w. dat ze weers- en niet vraagafhankelijk is. Het komt er in het kort op neer dat wanneer de zon niet schijnt of de wind niet waait, de vraag nog steeds gedekt moet worden. Hierdoor dient er, naast de capaciteit die door deze variabele bronnen geleverd wordt, ook additionele capaciteit beschikbaar te zijn, wat dus betekent dat er back-up-eenheden in het systeem voorzien moeten worden. Gezien deze back-upcapaciteit niet op elk moment operationeel is, heeft dit een neerwaartse druk op de gebruiksratio van het park.

Een derde fenomeen tenslotte is dat het systeem steeds uitgerust moet zijn om de piekvraag te dekken. Dat betekent dat wanneer de piekvraag zich voordoet (typisch gedurende de winter om 6 of 7 's avonds) voldoende capaciteit moet beschikbaar zijn, en deze op een betrouwbare, bedrijfszekere manier ingezet dient te worden. Gezien het moment van de piek (na zonsondergang) is zon PV niet beschikbaar, er is een probabilliteit dat wind (deels) beschikbaar is, maar het totale windpark kan niet

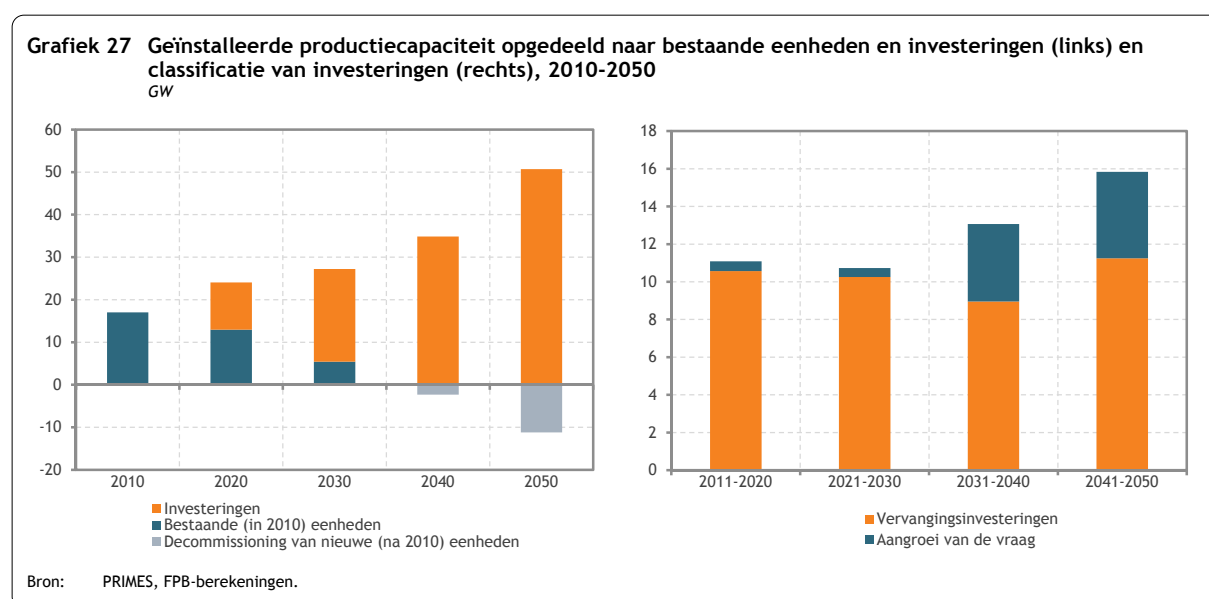
als volledig fiabel meegenomen worden in de berekeningen, er zijn onderhoudsbeurten van (fossiele en nucleaire) centrales, (on)geplande pannes, etc. waardoor men extra capaciteit moet uitbouwen die in staat moet zijn om de piekvraag te garanderen. Deze betrouwbaar beschikbare capaciteit dikt de totale geïnstalleerde capaciteit verder aan en leidt tot het hoger groeiritme van de capaciteit in vergelijking met de vraag en de (daadwerkelijke) productie.

In absolute cijfers uitgedrukt bedraagt de elektriciteitsproductiecapaciteit 17 GW in 2010. 20 jaar later (in 2030) is dat al 27 GW. In 2050 is de geïnstalleerde capaciteit, vergeleken met het niveau behaald in 2010, meer dan verdubbeld: bijna 40 GW aan centrales staat opgesteld.

Naast de impressionante stijging van het niveau van opgestelde capaciteit is er ook een belangrijke verschuiving in de mix waar te nemen. Waar in 2010 ongeveer een derde (35%) van de capaciteit door kerncentrales wordt uitgemaakt, smelt dat aandeel als sneeuw voor de zon om na 2025 helemaal te verdwijnen. Aardgascentrales nemen in 2010 34% van de capaciteit voor hun rekening, biomassa-en afvalcentrales 6% en de andere hernieuwbare eenheden (wind, zon, etc.) 11%. In 2030 is de situatie danig gewijzigd: aardgascentrales voorzien 43% van de capaciteit, biomassa-en afvalcentrales 5% en de andere hernieuwbare eenheden 46%. Deze aandelen evolueren verder naar respectievelijk 37%, 6% en 55% in 2050 of, in absolute termen, 15 GW aardgasgestookte centrales, 2,4 GW biomassa- en afvalcentrales en 22 GW andere hernieuwbare eenheden. Er blijft dan nog een klein saldo over dat opgedeeld kan worden naar oliegestookte centrales⁴² (0,2 GW), centrales werkend op afgeleide gassen (0,4 GW) en geothermische eenheden (0,1 GW).

4.2.6. Investerings

In termen van investeringen betekent dat uiteraard dat er heel wat investeringen op stapel staan de komende decennia. Deze investeringen zijn niet alleen nodig om de stijgende vraag (voornamelijk na 2030) op te vangen, maar ook om verouderde en uitgefaseerde eenheden te vervangen en om backup te voorzien voor de variabele hernieuwbare eenheden.



⁴² Olieproducten worden enkel gebruikt in piekcentrales.

Naar schatting belopen de totale investeringen tussen 2010 en 2050 50,8 GW. Opgedeeld per periode geeft dat 11,1 GW tussen 2010 en 2020, 10,8 GW tussen 2020 en 2030 en 28,9 GW tussen 2030 en 2050. Dat betekent dat vanaf nu tot 2050 elk jaar om en bij de 1 250 MW aan nieuwe centrales bijgebouwd dient te worden om aan de voorziene sluitingen, extra capaciteits- en verbruiksvragen te kunnen voldoen. Dat cijfer is evenwel een gemiddelde: een fijnere analyse leert dat vooral de periode 2020-2025 kritiek is wanneer het gros van de nucleaire centrales offline wordt gehaald en maar liefst 5 000 MW uit rolatie wordt genomen. Ook de periodes 2035-2040 en 2040-2045 trekken de aandacht, gegeven de sterke vraagstijging enerzijds en de vervanging van “nieuwe” (geïnstalleerd na 2010) centrales met lead times van 30 à 40 jaar. Na 2035 dient dan ook ongetwijfeld een investeringsritme voorzien te worden dat hoger ligt dan dit gemiddelde. Bovendien dient er rekening gehouden te worden met de looptijd tussen het moment waarop een investeringsbeslissing wordt genomen en het moment waarop de investering echt operationeel is (wat ongeveer 4 jaar belooft voor een STEG-centrale).

In monetaire termen uitgedrukt, komen deze investeringen van nu tot 2050 neer op een totaal bedrag van 62 miljard euro, waarvan 31 miljard van nu tot 2030 en 31 miljard voor de periode 2030-2050.

4.2.7. Enkele indicatoren

Om het park van de toekomst beter te doorgronden, worden enkele indicatoren weergegeven in tabel 5.

Tabel 5 Indicatoren voor de productie van elektriciteit, 2010-2050

	2010	2020	2030	2040	2050
Gemiddeld rendement van thermische productie (%)	44,9	45,6	50,4	54,0	53,0
Gemiddelde gebruiksratio van capaciteit (%)	60,4	42,4	30,5	30,0	27,4
Aandeel van netto-invoer van elektriciteit (%)	0,6	3,4	22,0	18,1	17,8
Elektriciteit obv WKK (%)	16,0	17,3	23,4	16,7	23,0
Elektriciteit obv HEB (incl. industrieel afval) (%)	8,6	25,6	46,3	46,4	54,3
Geïnstalleerde capaciteit (GW)	17,0	24,0	27,2	32,5	39,5
Piekvraag (GW)	14,3	14,6	14,8	16,5	18,2
Koolstofintensiteit (tCO ₂ /GWh)	197	129	176	160	131

Bron: PRIMES.

Noot: WKK=warmtekrachtkoppeling, HEB=hernieuwbare energiebronnen.

De evolutie van het *gemiddeld rendement van de thermische elektriciteitsproductie* is sterk gelinkt aan de technologiemix. Dit rendement stijgt aanzienlijk tussen 2010 en 2030 en verbetert verder naar het einde van de projectieperiode toe: in 2030 (2050) bereikt het 50,4% (53,0%) ten opzichte van 44,9% in 2010. Deze evolutie is het resultaat van de simultane ontwikkeling van gas- en WKK-centrales met hoog rendement en het uitdoven van oudere steenkoolenheden.

De gemiddelde *gebruiksratio*⁴³ daarentegen slinkt gevoelig omwille van het toenemend aandeel van variabele HEB in het elektriciteitsproductiepark (zie supra). De indicator die in tabel 5 wordt weergegeven, is een gemiddelde over alle types centrales. Het is evenwel mogelijk per type na te gaan hoe de gebruiksratio evolueert overheen de projectieperiode. Dat is wat weergegeven wordt in tabel 6.

⁴³ De *gebruiksratio* staat voor de verhouding tussen de tijd dat een uitrusting gebruikt wordt en de totale tijd dat deze in gebruik zou kunnen zijn (de zogenaamde *nameplate capacity*). In een vergelijking gegoten geeft dit: $\text{gebruiksratio} = \text{productie} / (\text{capaciteit} \times 8\,760 \text{ uur})$.

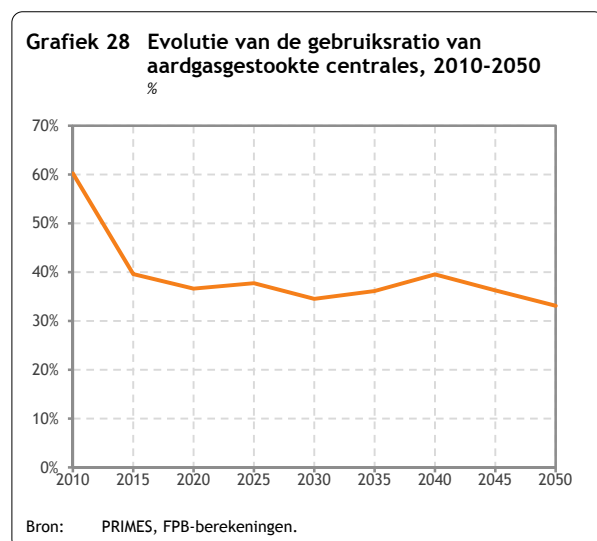
Tabel 6 geeft een detailinzicht in de gebruiksratio's van de verschillende centrales die, zoals blijkt, erg verschillend kunnen zijn naargelang de gehanteerde brandstof (of energiebron). We noteren een hoge gebruiksratio voor kernenergie, maar gezien deze technologie haar laatste kaars uitblaast in 2025 hebben we voor de periode 2030-2050 geen cijfers meer. Andere hoge gebruiksratio wordt opgemerkt bij de geothermische centrales. Hoewel niet echt verschijnend op de productiecapaciteitsradar gedurende de projectieperiode (aandeel kleiner dan 1% van de totale geïnstalleerde productiecapaciteit in 2050) vervullen de geothermische centrales een centrale rol in het elektriciteitssysteem van de toekomst gezien zij volcontinu (in basislast) opereren.

Tabel 6 Evolutie van de gebruiksratio van verschillende types centrales, 2010-2050
%

	2010	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	88%	89%	-	-	-
Hernieuwbare energie	13%	23%	23%	22%	22%
Hydro (excl. pompen)	30%	34%	31%	31%	31%
Wind onshore	10%	27%	25%	24%	23%
Wind offshore	37%	36%	37%	37%	37%
Zon PV	7%	12%	12%	13%	13%
Thermische centrales	53%	35%	37%	39%	34%
Aardgas	60%	37%	35%	40%	33%
Biomassa-afval	59%	43%	62%	44%	38%
Geothermisch	-	100%	100%	100%	100%

Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.

Ander opvallend fenomeen in tabel 6 is de diepe duik van de gebruiksratio van de aardgascentrales



(zie grafiek 28). De gebruiksratio van de aardgasgestookte centrales daalt van 60% in 2010 naar 37% in 2020 om nadien een beetje rond dat percentage te blijven hangen, zonder echte reprise. In 2050 wordt zelfs de laagste gebruiksratio van de aardgascentrales genoteerd: in dat jaar draaien deze centrales slechts één derde van de tijd. Toch is hun capaciteit en hun aanwezigheid in het systeem onontbeerlijk en worden er in de komende decennia belangrijke investeringen in dit type centrales gevraagd⁴⁴. De oorzaak van deze lage gebruiksratio kan gezocht worden in de combinatie van verschillende parameters: de

koolstofprijs, (relatieve) fossiele brandstofprijzen, de vraag naar elektriciteit en de ontwikkeling van de hernieuwbare energiebronnen.

De volgende rij in tabel 5 geeft het *aandeel van de netto-elektriciteitsinvoer* in het totale aanbod weer. Dat neemt een sterke vlucht tussen 2010 en 2030. Het jaar 2010 kende een historisch lage netto-invoer (in

⁴⁴ De investeringen in aardgascentrales voor de periode 2010-2030 belopen maar liefst 8 000 MW (of ongeveer 20 eenheden), voor de hele periode 2010-2050 is dat zelfs 17 000 MW (of meer dan 40 centrales).

2009 was België zelfs een netto-uitvoerder van elektriciteit), maar dat niveau wordt in de toekomst verwacht sterk te stijgen. De sluiting van de kerncentrales vormt één van de oorzaken, maar ook de toename van het aandeel van variabele HEB en de impact hiervan op het volume van elektriciteitshandel (o.a. omwille van het dekken van balancingvereisten) spelen een rol, naast de stijging van de gemiddelde (binnenlandse) productiekost. Hierdoor springt het netto-invoeraandeel naar 22% van het totale aanbod aan elektriciteit in 2030 om nadien terug lichtjes te dalen. Deze daling is hoofdzakelijk te wijten aan het feit dat, hoewel het niveau van invoer nagenoeg constant blijft, het aanbod (noemer) sterk toeneemt in de periode 2030-2050.

Tabel 5 toont ook de evolutie van de *elektriciteit geproduceerd in de warmtekrachtkoppelingscentrales en op basis van HEB*. Het percentage van de elektriciteitsproductie dat opgewekt wordt in WKK-eenheden (zowel op basis van aardgas als van biomassa) gaat van 16% in 2010 naar 23,4% in 2030 en 23% in 2050. Elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen maakt, hoofdzakelijk omwille van de Richtlijn 2009/28/EG, een geweldige sprong voorwaarts gedurende de eerste 20 jaar: van 8,6% in 2010 vertegenwoordigt het al een kwart van onze bruto-elektriciteitsproductie in 2020, om in 2030 een aandeel van 46,3% in te nemen. De periode na 2030 wordt gekenmerkt door een verdere groei die niet meer getrokken wordt door de installatie van een nieuwe HEB-doelstelling, maar door het feit dat HEB de leercurves afzakken en dus beterkoop worden, naast de invloed van de stijgende prijs van koolstof in de ETS.

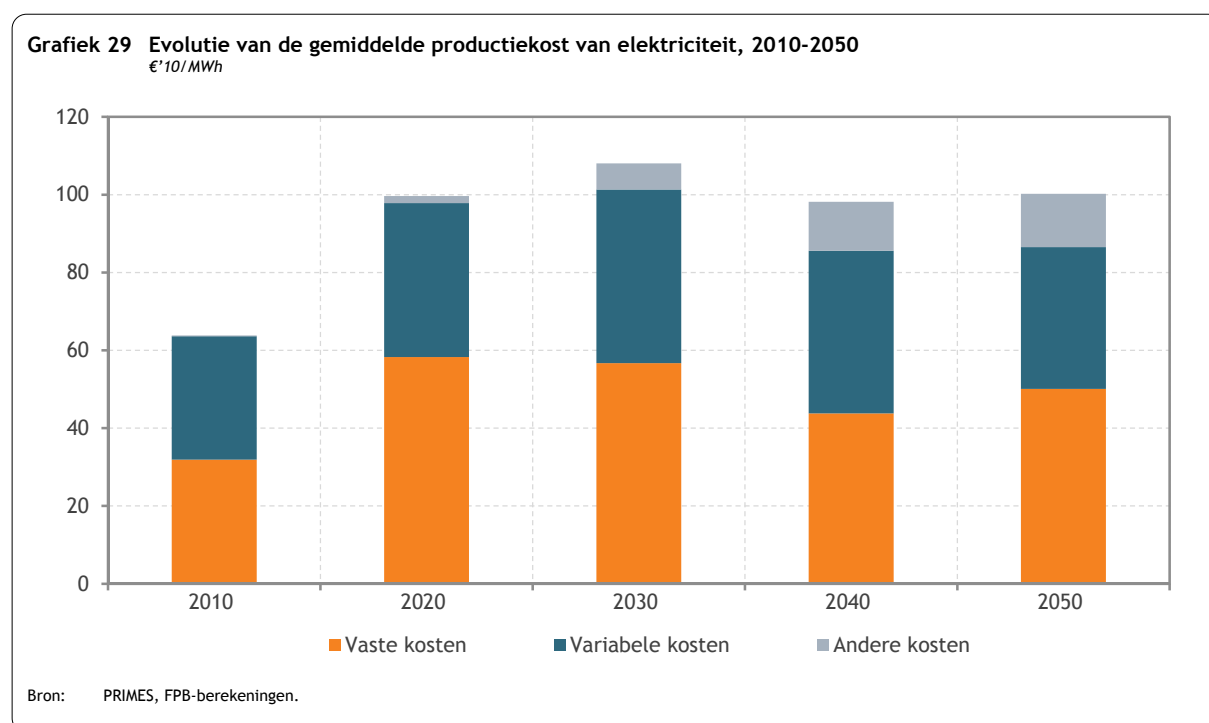
De *geïnstalleerde capaciteit* verhoogt met maar liefst 60% over de periode 2010-2030. Deze toename bestaat zowel uit HEB als uit capaciteit vereist om het groeiend aandeel variabele HEB te accommoderen (back-up). Ook na 2030 blijft de groei gegarandeerd: tussen 2030 en 2050 neemt de geïnstalleerde capaciteit toe met maar liefst 45%. Deze keer is de capaciteitsgroei hoofdzakelijk op conto te schrijven van de groeiende vraag.

Ook de *piekvraag* wordt weergegeven in tabel 5: haar evolutie verloopt quasi parallel met die van de opgevraagde energie. In 2050 torent de piekvraag 28% boven het niveau van 2010 uit en noteert ze aan 18,2 GW (ten opzichte van 14,3 GW in 2010).

De *koolstofintensiteit* van de elektriciteitssector resulteert uit de evoluties in de energiemix en in de boven beschreven technologieën. In 2020 is de koolstofintensiteit gekrompen ten opzichte van 2010 omwille van de gevoelige toename van productie op basis van HEB en dit niettegenstaande de sluiting van de twee oudste kernreactoren. Na 2020 klimt de koolstofintensiteit weer, maar naar een niveau dat lager ligt dan opgetekend in 2010. Dat is te wijten aan de vervanging van de kerncentrales door (grotendeels) aardgasgestookte eenheden. Nieuwe investeringen in steenkoolcentrales zijn daarbij uitgesloten. Na 2030 daalt de koolstofintensiteit van de sector terug door de verdere uitbouw van hernieuwbare eenheden.

4.2.8. Elektriciteitsproductiekost

Laatste onderdeel van de elektriciteitssectoranalyse zijn de kosten opgelopen om elektriciteit te genereren. In dit onderdeel buigen we ons meer specifiek over de gemiddelde productiekost, of het totaal van de opgelopen kosten gedeeld door het totaal van de elektriciteitsverkoppen. Deze gemiddelde productiekost kan opgedeeld worden in 3 componenten: vaste, variabele en andere kosten. De vaste kosten behelzen de jaarlijkse kapitaalkost en de vaste kosten voor operatie en onderhoud. De variabele kosten verenigen dan de kosten gemaakt in het kader van de aankoop van brandstoffen en andere variabele kosten, waaronder (in voorkomend geval) de kost voor opslag van CO₂. De andere kosten zijn de kosten voor de aankoop van emissiequota op de daartoe bestemde veilingen.



De ontwikkelingen in de elektriciteitssector hebben een significante impact op het kostenplaatje, zeker op korte en middellange termijn. Tijdens de eerste twee decennia schieten de elektriciteitsproductiekosten de hoogte in (van 64 €/MWh in 2010 naar 108 €/MWh in 2030 of +69%) als gevolg van twee fenomenen: enerzijds de grote nood aan investeringen om heel wat oud en/of uitgedoofd kapitaal te vervangen en om de toereikendheid van productie (*generation adequacy*⁴⁵) ten allen tijde te kunnen garanderen, anderzijds de hogere brandstofkosten door de sterke stijging van de prijs van aardgas (zie grafiek 1). Kleiner onderdeel van de kostenstijging is de uitgave voor de aankoop van ETS-emissiequota. Bovendien spelen de effecten van een succesvol energie-efficiëntiebeleid: door het beperken van de elektriciteitsvraag (en de verkopen) wordt de noemer van de productiekost gedrukt waardoor de totale kosten over minder MWh uitgespreid worden.

Na 2030 speelt dit laatste effect in omgekeerde richting: door de gevoelige toename van de vraag worden de (vaste) kosten over meer geproduceerde MWh uitgesmeerd waardoor ze inkrimpen. Daarbij komt nog dat lagere technologiekosten door de technologische vooruitgang en leereffecten

⁴⁵ Zie deel 5.1.

helpen om de kapitaalkosten binnen de perken te houden. Wat de variabele kosten (hoofdzakelijk de aankoop van aardgas) betreft, speelt een dubbel effect: enerzijds zijn er de voordelen in termen van brandstofkostenbesparingen die het resultaat zijn van de enorme herstructureringsinvesteringen in het aanbod, anderzijds is er de vertraging (zelfs quasi stabilisatie) van de aardgasprijs(stijgingen). Hierdoor gaat zowel het aandeel als de absolute waarde van deze kostenpost naar beneden. Deze periode wordt eveneens gekenmerkt door een stijging van het aandeel van de 'Andere kosten'-categorie die de aankoop van ETS-emissiequota vertegenwoordigt. Waar deze 6% van de totale kosten uitmaakt in 2030, wordt dat 13% (14%) in 2040 (2050).

Overheen de tijd zien we de structuur van de gemiddelde productiekost danig evolueren: kapitaalintensieve investeringen brengen een daling van het aandeel van de variabele kostenelementen en een stijging in de kapitaalkostonderdelen. Dat is te wijten aan de progressieve uitbouw van een bipolair park HEB-aardgas waarbij een belangrijk deel van de eerste pool geen brandstofprijs heeft en de prijs van de tweede pool na 2030 quasi stabiel blijft (in reële termen). De aanwezigheid van aardgas zorgt er wel voor dat de categorie 'Andere kosten' (d.i. aankoop van emissiequota) overheen de tijd aandikt.

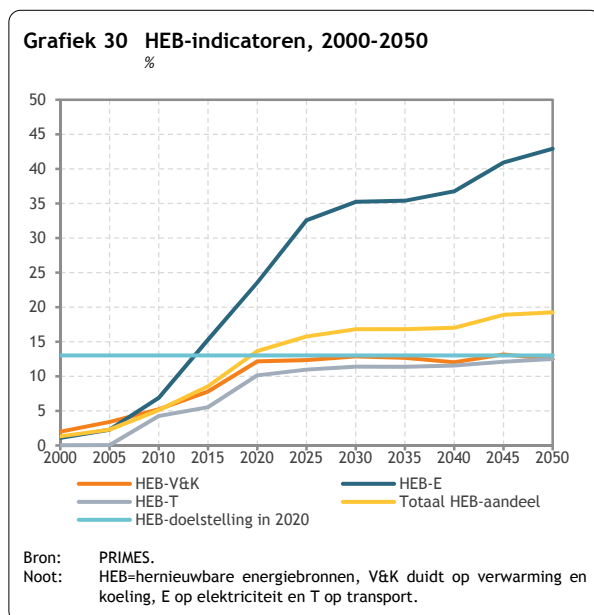
4.3. Hernieuwbare energiebronnen

Na de focus op elektriciteit wordt in dit deel ingezoomd op een andere energievorm: de hernieuwbare energiebronnen (HEB). Hoewel deze al besproken werden in deel 4.2.4, is het verschil dat in dit deel HEB voor alle toepassingen worden bekeken, niet enkel deze gebruikt voor de opwekking van elektriciteit.

Het belang van HEB in de toekomstige energiemix valt moeilijk te overschatten. Zelfs in een Referentiescenario waar er na het jaar 2020 geen bindende doelstellingen worden verondersteld, klimt het HEB-aandeel in 2050 naar een vijfde van het bruto finaal energieverbruik. Voor elektriciteit is het aandeel nog spectaculairder: in 2050 wordt maar liefst 43% van de totale finale elektriciteitsvraag ingevuld door HEB.

De positieve evolutie van de HEB is vooral impressionant gedurende de eerste twee decennia van deze eeuw en wordt in hoofdzaak getrokken door de installatie van de HEB-doelstelling in 2020. In 2020 bedraagt het HEB-aandeel in de bruto finale energievraag dan ook 13,6% (startend van een poeve 1% in 2000 en 5% in 2010). Na 2020 klimt het HEB-aandeel gestaag verder naar 16,8% in 2030 en 19,2% in 2050. In absolute termen vertegenwoordigen de HEB 4,9 Mtoe in 2020, 5,9 Mtoe in 2030 en 7,4 Mtoe in 2050 (ten opzichte van 1,9 Mtoe in 2010).

Het totale gebruik van HEB kan onderverdeeld worden in 3 toepassingen: verwarming en koeling (HEB-V&K), elektriciteit (HEB-E) en transport (HEB-T). Het aandeel van HEB in verwarming en koeling is eerder bescheiden: het gaat van 5% in 2010 naar 12,1% in 2020 en 12,9% in 2030 om in 2050 af te kloppen op 12,5%.



Het aandeel van HEB in de bruto finale elektriciteitsvraag start in 2010 op 7%, schiet naar 23,6% in 2020 en groeit daarna nog verder naar 35,2% in 2030 en 42,9% in 2050. Deze steile evolutie is in feite terug te brengen tot 3 oorzaken: 1) continue leereffecten van technologieën door aangehouden onderzoek en ontwikkeling, zeker voor innovatieve HEB zoals geothermie en offshore wind, 2) stijgende ETS-koolstofprijzen (zie tabel 2) en 3) netuitbreidingen, verbetering van balancing van HEB⁴⁶ en gestroomlijnde vergunningsprocedures en voorrang op het net.

Het HEB-T-aandeel, nog 4% in 2010, belooft 10,1% in 2020 en 11,4% in 2030 om 12,5% te

bereiken in 2050. Dit stijgend aandeel is op conto te schrijven van de verdere penetratie van biobrandstoffen (om de doelstelling tegen 2020 van 10% HEB in transport te honoreren) en van een bescheiden doorbraak, vooral na 2030, van het elektrisch personenvervoer (zie supra).

Uitgedrukt in aandelen⁴⁷ van totaal HEB-verbruik komt de verdeling tussen de drie toepassingen neer op 39% voor HEB-E, 44% voor HEB-V&K en 16% voor HEB-T in 2020. In 2030 liggen de verhoudingen respectievelijk op 48%, 37% en 15%, terwijl dit in 2050 56% is voor HEB-E, 29% voor HEB-V&K en 14% voor HEB-T.

Het algemene percentage van 13,6% in 2020 (net zoals het HEB-T-aandeel van 10,1%) bevindt zich op (of zelfs ietsje boven) de nationale hernieuwbare-energie-doelstelling van 13% (de nationale hernieuwbare-energie-in-transportdoelstelling van 10%) zoals bepaald in Richtlijn 2009/28/EG. Dat is te wijten aan de impliciete veronderstellingen in het Referentiescenario dat ervan uitgaat dat de doelstellingen zoals gespecificeerd in het Klimaat/Energiepakket behaald worden. Hoewel nog een beetje voorbarig, duiden cijfers gepubliceerd in het NHP2014 erop dat België goed op weg is om daarin te slagen. Toch dient aangestipt te worden dat het model beroep doet op een verderzetting van faciliterend HEB-beleid, naast de implementatie van een *renewable value* (RV⁴⁸). Deze *renewable value* is eigenlijk de duale variabele van de HEB-bepanking. Deze waarde vertegenwoordigt nog onbekend beleid dat een impuls kan geven aan HEB zoals verdere wettelijke vereenvoudigingen, makkelijkere beschikbaarheid van geschikte sites of nettoegang of zelfs directe financiële stimuli. De kosten die worden opgelopen door investeringen in HEB die door de RV worden uitgelokt, worden volledig gerepercuteerd in de elektriciteitsprijzen.

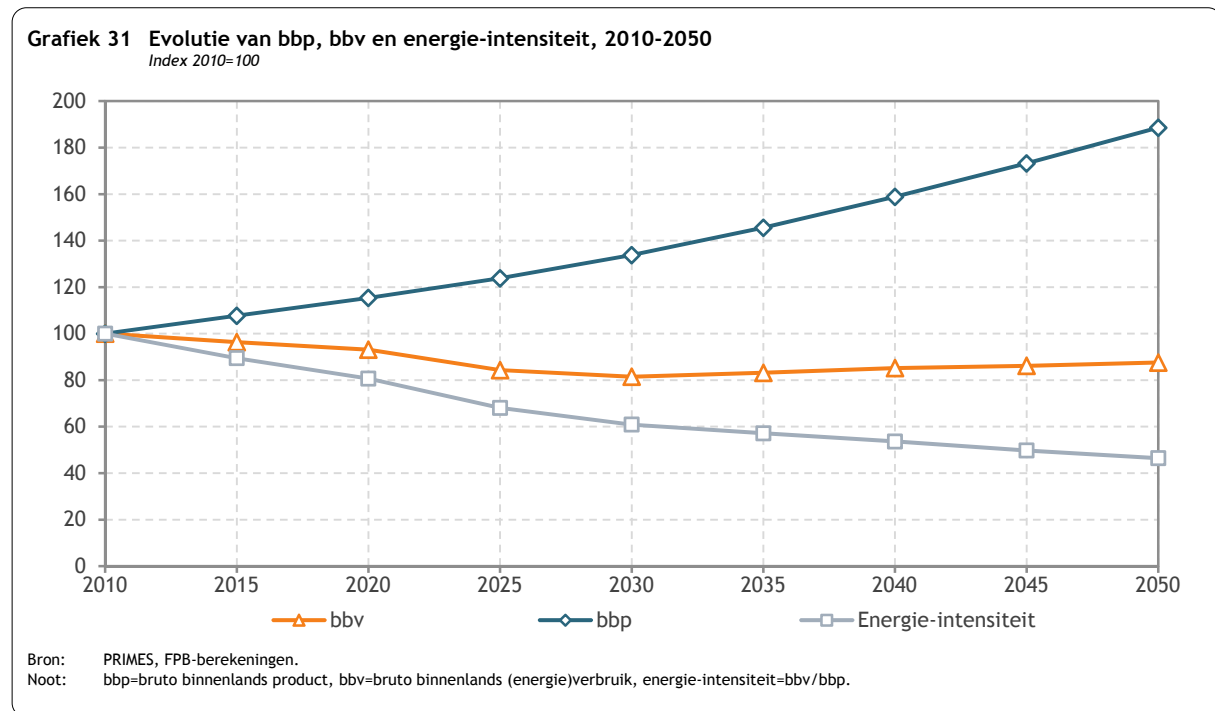
⁴⁶ Er wordt verondersteld dat de balancing van HEB op een zeer coöperatieve en kostenefficiënte manier gebeurt waardoor excessieve investeringen in piekcentrales die zouden gebeuren indien een nationaal perspectief in balancing zou worden gehanteerd, vermeden kunnen worden. Veronderstelde verbeteringen aan de markt en een Europese marktkoppeling laten eerder beperkte balancingkosten voor HEB toe, waardoor hun marktpenetratie vergemakkelijkt wordt.

⁴⁷ Door afronding van de percentages lijkt de som van de aandelen niet exact gelijk te zijn aan 100%.

⁴⁸ Voor meer informatie over de *renewable value*, zie Bossier, Devogelaer, Gusbin & Verschuere, 2008 en European Commission, 2013.

4.4. Bruto binnenlands energieverbruik

In de vorige paragrafen werden de evoluties onder een referentiesetting geschetst in de sectoren van de eindvraag en in de elektriciteitssector. Deze ontwikkelingen blijven uiteraard niet zonder gevolgen voor het algemene energieverbruik en -bevoorrading van onze natie. Deze wordt voorgesteld door de indicator *bruto binnenlands verbruik* (bbv). Het bruto binnenlands verbruik omvat alle⁴⁹ verbruik van energie, zowel deze die in België zelf wordt geproduceerd als deze die ingevoerd wordt.



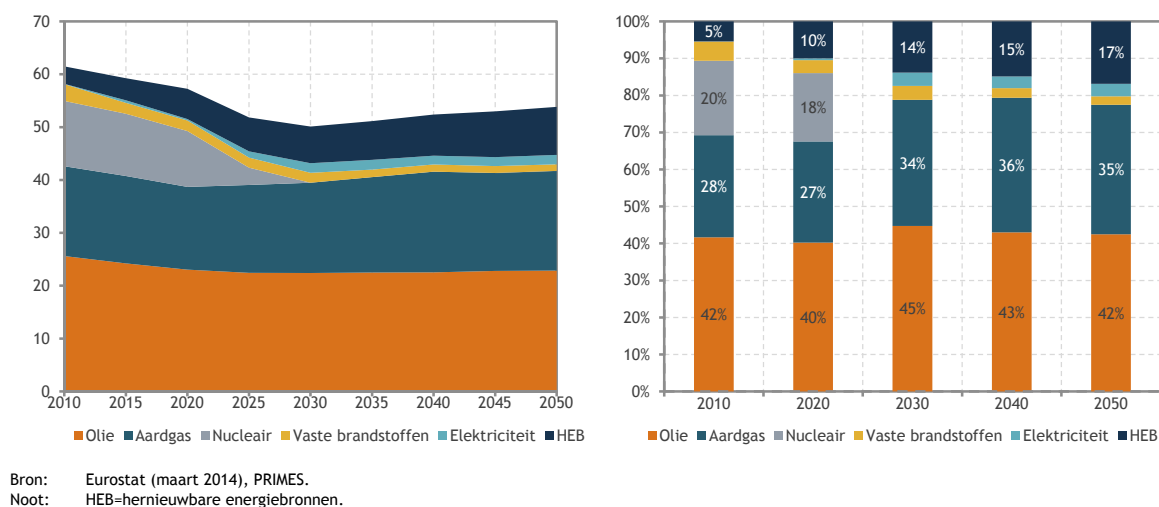
Wanneer we de evolutie van het bruto binnenlands energieverbruik (bbv) plotten naast die van het Belgisch bbp, merken we toch wel duidelijke verschillen. Wanneer het bbp elk jaar gestaag aantikt (a rato van 1,6% gemiddeld per jaar tussen 2010 en 2050), zien we dat het bbv een dalende tendens heeft ingezet (a rato van -0,3% gemiddeld per jaar tussen 2010 en 2050). Dat fenomeen profileert zich in de indicator 'energie-intensiteit' (die in feite de ratio is van bbv en bbp). Deze krimpt elk jaar gemiddeld met -1,9%.

Grafiek 32 toont de evolutie van het bruto binnenlands verbruik in meer detail. Tussen 2010 en 2030 daalt het bbv van 61,5 Mtoe naar 50,1 Mtoe, na 2030 klimt het langzaam terug omhoog om in 2050 een niveau te bereiken van 53,8 Mtoe. Ten opzichte van het niveau behaald in 2010 houdt deze 53,8 Mtoe een daling in van 12%. Twee factoren zijn met de vinger te wijzen: energie-efficiëntie en fuel switch. Energie-efficiëntiewinsten zowel in de sectoren van de eindvraag als in de transformatiesector creëren een neerwaartse druk op het binnenlands energieverbruik. Bovendien zorgt de statistische conventie rond nucleaire warmte (zie ook Devogelaer en Gusbin, 2011) ervoor dat het bbv sterk krimpt in de periode dat de kerncentrales uitdoven. Na 2030 zien we een lichte stijging van het bbv, getrokken door een volume-effect dat niet geneutraliseerd wordt door bijkomend (energie-efficiëntie)beleid. Enkel de prijzen (van brandstof en koolstof) zijn in staat om de consumptie te matigen (of te vergroenen).

⁴⁹ Ook deze gebruikt voor niet-energetische doeleinden, m.a.w. als grondstof.

Grafiek 32 Samenstelling van het bruto binnenlands energieverbruik, 2010-2050

Mtoe in de linkergrafiek, % in de rechtergrafiek

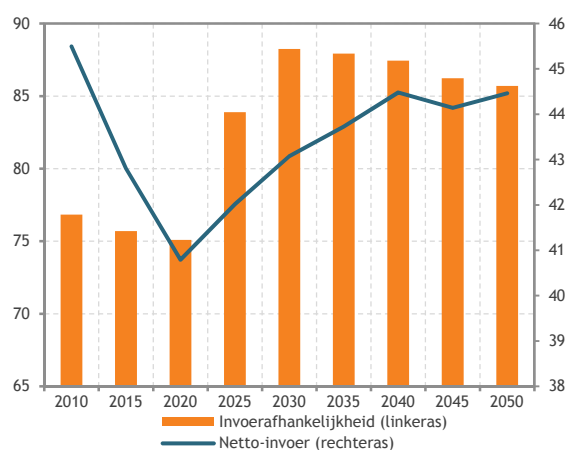


Wat de mix betreft, is de evolutie opmerkelijk. Nuclear verdwijnt volledig van het toneel en wordt vervangen door aardgas, HEB en een deeltje elektriciteit (sinvoer⁵⁰). Het aandeel van olie blijft constant (42% in 2010, 42% in 2050) en ook steenkool weet haar aandeel (ongeveer) te vrijwaren. Aardgas daarentegen wint terrein (van 28% in 2010 naar 35% in 2050), naast een spectaculaire doorbraak van HEB (van 5% in 2010 naar 17% in 2050).

Uiteraard is dit binnenlands verbruik niet mogelijk zonder te rekenen op invoer van energie. Grafiek 33 schetst de evolutie van de netto-energieinvoer en de invoerafhankelijkheid van België. Hoewel beide indicatoren dalen naar het jaar 2020, de opleveringsdatum van het Klimaat/Energiepakket, volgt

Grafiek 33 Invoerafhankelijkheid, 2010-2050

Linkeras: %, rechteras: Mtoe



nadien een heropleving. De *netto-invoer* tekent zelfs voor een steile klim na 2020. De *invoerafhankelijkheid*, gedefinieerd als het aandeel van de netto-invoer van energie in het bbv, kent haar hoogtepunt in 2030 (88,2% tegenover 76,8% in 2010 en 75,1% in 2020), om daarna terug lichtjes te zakken en te stranden op een percentage van 85,7% in 2050.

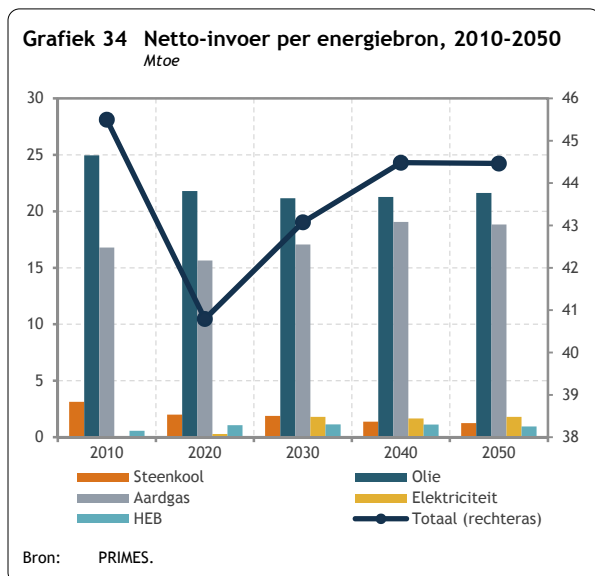
De samenstelling van deze netto-invoer⁵¹ toont duidelijk het overwicht van olie(producten), gevolgd door het stijgende belang van aardgas. De netto-invoer van olie daalt met 13% overheen de projectieperiode, terwijl de invoer van aardgas met 12% toeneemt. Steenkool verliest verder

⁵⁰ De categorie 'elektriciteit' in Grafiek 32 behelst enkel de invoer van elektriciteit; de binnenlandse productie van elektriciteit zit vervat in het gebruik van de verschillende primaire energiebronnen die ingezet worden om elektriciteit te genereren.

⁵¹ Belangrijk om vermelden is dat de invoer van uranium niet onder netto-invoer wordt gecatalogiseerd, de vervanging van nucleaire warmte (door aardgas, elektriciteitsinvoer of geïmporteerde biomassa) wel.

terrein: de invoer daalt met 60%, het aandeel van steenkool in de netto-invoer loopt daardoor terug van 6% in 2010 naar 2% in 2050.

De invoerevoluties van de fossiele brandstoffen hebben een onmiskenbaar effect op de nationale



handelsbalans. Deze monetaire impact wordt in 2050 geraamd op een extra 10 miljard euro (in reële termen) te spenderen aan invoer van fossiele brandstoffen vergeleken met de factuur in 2010. Opgedeeld per brandstof wordt dat 0,1 miljard euro minder voor steenkool, 6 miljard euro meer voor olie en 4 miljard euro meer voor aardgas. In totaal vertegenwoordigt de externe fossiele brandstoffactuur 3,4% van het Belgisch bbp in 2050 (vergeleken met 3,8% in 2010).

Elektriciteit steekt voorzichtig de kop op na 2020⁵², gevolgd door de invoer van HEB. De netto-invoer van HEB groeit tussen 2010 en 2050 met 66%.

Ingevoerde HEB heeft betrekking op biomassa, voor het overgrote deel afkomstig uit de EU (EC, 2013).

Er bestaan drie soorten biomassa met sterk verschillende fysieke kenmerken: vaste biomassa (hout, etc.), vloeibare biomassa (biobrandstoffen, etc.) en biomassa in gasvorm (biogas, etc.) De invoer van biomassa betreft uitsluitend vaste (voornamelijk voor warmte- en elektriciteitsproductie) en vloeibare biomassa (vooral brandstof voor transport). Die eerste groep domineert de tweede gezien ze ongeveer 90% van de totale invoer van biomassa vertegenwoordigt gedurende de ganse projectieperiode. De invoer van vaste (vloeibare) biomassa omvat tussen de 40 en de 50% (ongeveer 10%) van de behoefte aan die vorm van biomassa tegen 2050. De invoer stijgt vooral tussen 2010 en 2020 (quasi verdubbeling) onder invloed van de HEB-doelstelling in 2020, en stabiliseert zich vervolgens tussen 2020 en 2050.

Tot slot wordt nog een tabel meegegeven die de beschrijving van de evolutie van het bbv aanvult met het primair energieverbruik, de primaire energie-intensiteit van het bbp en het primair energieverbruik per inwoner.

Tabel 7 Primair energieverbruik en gerelateerde indicatoren, 2010-2050

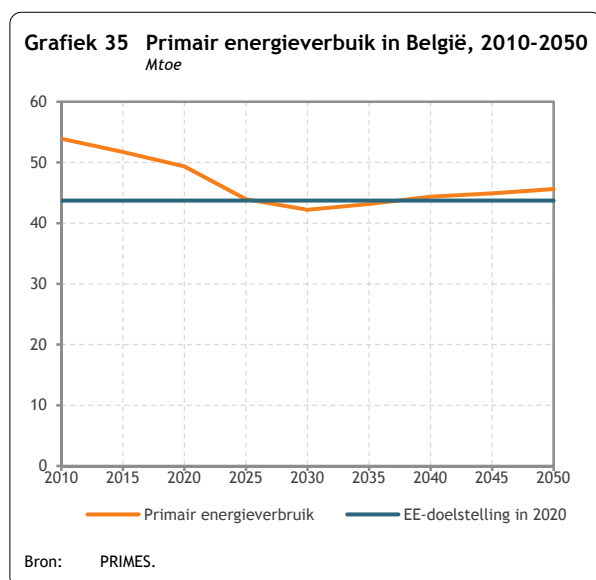
	2010	2020	2030	2040	2050
Primair energieverbruik (Mtoe)	53,9	49,3	42,2	44,4	45,6
Primaire energie-intensiteit van bbp (toe/M€10)	152,0	120,6	89,0	78,8	68,2
Primair energieverbruik/capita (toe/inwoner)	5,0	4,3	3,5	3,5	3,5

Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.

Het *primair energieverbruik* wordt berekend door van het bruto binnenlands verbruik het niet-energetisch eindverbruik af te trekken. Dit primair energieverbruik daalt gemiddeld met 1,2% per jaar tussen 2010 en 2030 en stijgt jaarlijks met gemiddeld 0,4% tussen 2030 en 2050. Het primair energieverbruik is één van de indicatoren die gebruikt worden in het kader van de Europese

⁵² Voor een bespreking van de invoer van elektriciteit, zie 4.2.2.

doelstelling van 20% verbetering van de energie-efficiëntie tegen 2020 (zie supra). Deze doelstelling is indicatief en wordt als dusdanig niet opgenomen in het wettelijk Klimaat/Energiepakket van juni 2009 waarvan de impact in deze publicatie wordt bestudeerd. Volgens Artikel 3 van de Europese Richtlijn 2012/27/EU aangaande energie-efficiëntie dient evenwel een nationale indicatieve doelstelling te worden gestipuleerd: België heeft in dit kader een doelstelling in termen van primair energieverbruik van 18% vooropgesteld tegen 2020. Dit objectief stemt overeen met een absoluut primair energieverbruik van maximaal 43,7 Mtoe in 2020 (European Commission, Reporting Target).



De resultaten van het Referentiescenario geven aan dat de Belgische doelstelling niet in 2020 wordt gerealiseerd, maar wel in 2025. In 2020 bedraagt het primair energieverbruik 49,3 Mtoe, nog steeds 5,6 Mtoe hoger dan de absolute doelstelling. Anders gezegd, enkel twee vijfde van de volgens de Belgische doelstelling vereiste vermindering zou in 2020 gerealiseerd worden. Hoewel indicatief, heeft deze doelstelling een grote symbolische waarde. Het primair energieverbruik daalt evenwel verder na 2020 tot in 2030, waarna het, volledig in lijn met het bbv, herneemt, om in 2050 uit te komen op een waarde van 45,6 Mtoe.

De primaire energie-intensiteit van het bbp, gemeten als de verhouding tussen primaire energie en bbp, loopt terug met gemiddeld 2,6% (1,3%) per jaar over de periode 2010-2030 (2030-2050). De (continue) daling van de primaire energie-intensiteit is aanzienlijk, zeker wanneer men deze cijfers vergelijkt met deze opgetekend tussen 1995 en 2010, zijnde -1,1% gemiddeld per jaar.

Het primaire energieverbruik per inwoner neemt eveneens af: met gemiddeld 1,8% per jaar tussen 2010 en 2030 om daarna te blijven hangen op 3,5 toe tussen 2030 en 2050. Die evolutie staat in schril contrast met de ontwikkeling van de afgelopen jaren (tussen 1995 en 2010) wanneer deze nog +0,3% per jaar bedroeg.

4.5. Broeikasgasemissies

Dit deel analyseert de evolutie van de broeikasgasemissies (BKG) in België tegen 2050 op basis van twee bronnen: enerzijds de resultaten van het PRIMES-model voor de CO₂-emissies (al dan niet van energetische origine), anderzijds de studie (EC, 2013) voor andere emissies dan CO₂. Beide bronnen zijn coherent wat betreft hypothesen inzake evolutie van de economische activiteiten. De broeikasgasemissies die op deze manier worden berekend, houden geen rekening met de emissies en absorpties van koolstof gerelateerd tot landgebruik, verandering in landgebruik en bosbouw.

In België is het belangrijkste broeikasgas koolstofdioxide (CO₂) dat in 2011 87% van de totale uitstoot vertegenwoordigde. Methaan (CH₄) was in dat jaar goed voor 5%, distikstofmonoxide (N₂O) voor 6% en fluorhoudende gassen voor 2% van de totale uitstoot⁵³.

BKG zijn verdeeld over ETS- en niet-ETS-sectoren. In de ETS-sectoren wordt de evolutie van de BKG beïnvloed door de evolutie van de koolstofprijs (zie deel 3.3) die voortvloeit uit de bepalingen van de Richtlijn 2009/29/EG⁵⁴ met betrekking tot het emissieplafond. Meer bepaald dienen de emissies met 1,74% per jaar af te nemen gedurende de hele projectieperiode (vanaf 2013). In de niet-ETS-sectoren is de evolutie van de BKG compatibel met de Belgische doelstelling die mikt op een vermindering met 15% tegen 2020 (in vergelijking met 2005) conform de beschikking 406/2009/EG⁵⁵. Na 2020 worden deze emissies niet meer getrokken door een becijferde doelstelling, maar evolueren ze onder invloed van de eerder toegepaste beleidsmaatregelen en de energieprijzen.

4.5.1. CO₂-emissies

CO₂-emissies ontstaan via verbranding van fossiele brandstoffen, via bepaalde industriële processen (productie van cement en kalk, productie van metalen) en via andere meer marginale bronnen (fugatieve emissies, afval). De eerste categorie domineert overduidelijk de laatste twee vermits die goed is voor zowat 90% van de totale CO₂-uitstoot. Verder in de tekst zal de eerste uitstootcategorie als energetisch worden betiteld, de laatste twee als niet-energetisch.

Onder impuls van de maatregelen van het wetgevende Klimaat/Energiepakket nemen de totale CO₂-emissies tussen 2010 en 2020 met 12% af, daarna blijven ze stabiel tot in 2030. Vervolgens nemen ze weer toe, zij het in bescheiden mate, om in 2050 9% onder het niveau van 2010 te liggen.

Deze evolutie kan in hoofdzaak worden toegeschreven aan de energetische CO₂. De niet-energetische CO₂-emissies stijgen immers op regelmatige basis: +14% tussen 2010 en 2020 en +23% tussen 2010 en 2050.

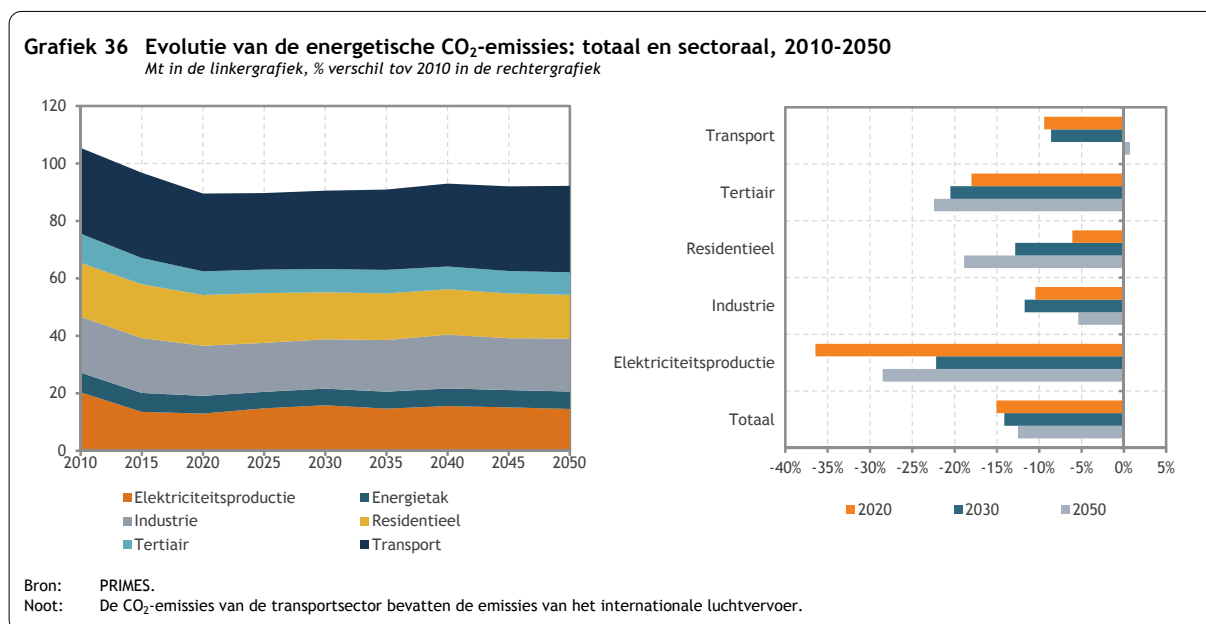
De energetische CO₂-emissies dalen met 15% tegen 2020, met 14% in 2030 en met 13% in 2050 in vergelijking met 2010. Het PRIMES-model laat bovendien een sectorale analyse toe van de energetische

⁵³ Bron: 6^e Nationale Mededeling van België, december 2013.

⁵⁴ Richtlijn van het Europees Parlement en van de Raad tot wijziging van Richtlijn 2003/87/EG teneinde de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten van de Gemeenschap te verbeteren en uit te breiden, Publicatieblad van de Europese Unie, 5 juni 2009.

⁵⁵ Beschikking van het Europees Parlement en de Raad inzake de inspanningen van de lidstaten om hun broeikasgasemissies te verminderen om aan de verbintenissen van de Gemeenschap op het gebied van het verminderen van broeikasgassen tot 2020 te voldoen, Publicatieblad van de Europese Unie, 5 juni 2009.

CO₂-emissies. Grafiek 36 toont de evoluties in de verschillende sectoren: in absolute termen in de linkergrafiek en in reductie- (of groei-)percentage in vergelijking met het jaar 2010 in de rechtergrafiek.



De voorgestelde sectoren zijn de sectoren die betrekking hebben op de transformatie van energie (de productie van elektriciteit en de energiebedrijfstak die activiteiten groepeerd zoals raffinage en productie van biobrandstoffen) en op de eindvraag (industrie, residentieel, tertiair en transport).

Het is in de elektriciteitssector dat de daling van de energetische CO₂-emissies het meest spectaculair is. De elektriciteitssector maakt deel uit van de ETS en de evolutie is rechtstreeks gekoppeld aan de koolstofprijs op de Europese markt. De daling is in het bijzonder uitgesproken tegen 2020 (-36% in vergelijking met 2010) wanneer een sterke groei genoteerd wordt van de hernieuwbare energiebronnen om de 13% HEB-doelstelling in het bruto finaal energieverbruik tegen 2020 te behalen, naast een sterke toename van de warmtekrachtkoppeling. De periode 2020-2030 wordt gekenmerkt door het stopzetten van alle nucleaire elektriciteitsproductie die voor een gedeelte wordt opgevangen door aardgascentrales en hernieuwbare energiebronnen, maar ook door invoer van elektriciteit. Het netto-effect is een toename van de CO₂-emissies die evenwel steeds een eind onder het niveau van 2010 blijven (-22% in 2030 in vergelijking met 2010) vooral dankzij de derde factor: het grotere aandeel van de invoer. De CO₂-emissies dalen opnieuw tussen 2030 en 2050 dankzij de regelmatige vooruitgang van de hernieuwbare energiebronnen in de energiemix: tegen 2050 dalen ze met 28% ten opzichte van 2010. Voor de productie van elektriciteit leidt de evolutie van de energiemix in 2050 tot een afname van de koolstofintensiteit met 34% in vergelijking met 2010.

De CO₂-emissies van de energietak vertegenwoordigen slechts een kleine fractie van de totale energetische CO₂-emissies (7%) die bovendien stabiel blijft. Deze emissies nemen met ongeveer 10% af in 2020 en 2050 in vergelijking met 2010.

De energetische CO₂-emissies van de industrie verminderen met 10% in 2020, met 12% in 2030 en met 5% in 2050 in vergelijking met 2010, ondanks de groei van de activiteit en in het bijzonder van de energie-intensieve bedrijfstakken zoals chemie, niet-metaalhoudende mineralen en papier (zie deel 3.1).

De industrie die momenteel reeds voor meer dan 85% beroep doet op energievormen die weinig (aardgas) of geen (elektriciteit, stoom, biomassa) koolstof uitstoten, beperkt haar emissies voornamelijk dankzij aanzienlijke inspanningen op het vlak van energie-efficiëntie. De energie-intensiteit van de industrie vermindert immers met 42% tussen 2010 en 2050. De prijs voor koolstof op de Europese ETS-markt waaraan een aanzienlijk deel van de Belgische industrie deelneemt, draagt eveneens bij tot een vermindering van de CO₂-uitstoot, maar in mindere mate. De koolstofintensiteit van de industrie vermindert met 11% tussen 2010 en 2050. De trendomkering op het einde van de periode (2030-2050) wanneer een stijging van de energetische CO₂-emissies wordt genoteerd, is het gevolg van een toename van de industriële activiteit. Winsten in energie-efficiëntie en dalingen in de koolstofintensiteit van de productieprocessen waarvan het potentieel kleiner wordt in de loop der tijd, zijn niet meer in staat deze stijging om te buigen.

De evoluties van de energetische CO₂-emissies in de residentiële en tertiaire sector zijn vergelijkbaar: de daling wordt met de jaren groter. In de residentiële sector noteren de emissies een daling met 6% in 2020, met 13% in 2030 en met 19% in 2050 in vergelijking met 2010. In de tertiaire sector bedragen de reductiepercentages respectievelijk 18%, 21% en 22%. Het grootste gedeelte van de emissiereducties is toe te schrijven aan de daling van de energiebehoeften als gevolg van de toename van de energieprijzen en van het beleid dat wordt gevoerd in het kader van de Europese Richtlijnen inzake ecodesign, energieprestatie van gebouwen en energie-efficiëntie in het algemeen. De impact van dat beleid vergroot omdat men rekening dient te houden met de renovatie- en vernieuwingsgraad van het gebouwenpark. De ontwikkeling van warmtepompen en hernieuwbare energiebronnen (pellets, thermische zonne-energie) die tot gevolg heeft dat de koolstofintensiteit van deze sectoren daalt, is eveneens een verklaring voor de afname van de emissies.

De energetische CO₂-emissies van de transportsector doorlopen een U-vormige curve waarvan de bodem in de periode 2020-2030 bereikt wordt. De emissies nemen immers met ongeveer 9% af tegen 2020, stabiliseren zich vervolgens tot in 2030 en stijgen daarna opnieuw om in 2050 op zo goed als hetzelfde niveau uit te komen als in 2010 (+1%). De belangrijkste factoren die de evolutie in het begin van de projectieperiode kunnen verklaren, zijn de toepassing van de CO₂-normen voor personen- en bestelwagens en de ontwikkeling van de biobrandstoffen door de HEB-T-doelstelling. Deze maatregelen maken het mogelijk om de impact van de groei van de transportactiviteit op de emissies uit te vlakken. Na 2030 volstaan deze maatregelen niet meer, en dat geldt ook voor de geleidelijke elektrificatie van het wagenpark en de verbetering van de efficiëntie van de interne verbrandingsmotoren waardoor het effect gekoppeld aan de toename van de transportactiviteit weer de bovenhand krijgt.

4.5.2. Andere dan CO₂ BKG-emissies

Andere dan CO₂ BKG-emissies zijn emissies van CH₄, N₂O en fluorhoudende gassen. Deze pollutanten worden geproduceerd door verschillende bronnen en sectoren zoals de landbouw, de afvalverwerking, het wegvervoer en de industrie. Ze werden berekend voor het Referentiescenario (EC, 2013)⁵⁶ met het GAINS-model⁵⁷. Het resultaat van deze berekening is een daling met 12% van deze emissies tussen 2010 en 2020 en met 14% tussen 2010 en 2050. Deze daling kan in hoofdzaak worden toegeschreven aan de industrie en meer bepaald aan de productie van salpeterzuur.

4.5.3. Totale BKG-emissies

Tabel 8 vat de evolutie samen van de broeikasgasemissies in het Referentiescenario. Daarbij wordt zowel een onderscheid gemaakt naar type pollutant als naar emissies van de ETS- en niet-ETS-sectoren.

Tabel 8 Evolutie van broeikasgasemissies, 2010-2050
Mt CO₂-eq.

	2010	2020	2030	2050
Totale broeikasgasemissies	134,1	117,7	118,0	121,3
Energetische CO ₂	105,4	89,6	90,5	92,2
Niet-energetische CO ₂	11,8	13,4	12,9	14,5
Andere dan CO ₂	16,9	14,8	14,6	14,6
BKG-emissies - ETS	58,9	51,3	53,4	55,4
Zonder luchtvaart	54,2	46,2	48,1	49,6
Luchtvaart	4,7	5,1	5,3	5,9
BKG-emissies - niet-ETS	75,2	66,5	64,6	65,9
CO ₂	60,4	52,0	50,3	51,6
Andere dan CO ₂	14,8	14,5	14,3	14,3

Bron: PRIMES, EC (2013).

Noot: De broeikasgasemissies voor het jaar 2010 gepubliceerd in (EC, 2013) verschillen enigszins van de emissies die officieel werden gerapporteerd door België. Volgens de inventaris die in maart 2014 werd uitgebracht, bedroegen de totale broeikasgasemissies 135 Mt in 2010, vergeleken met 134 Mt in (EC, 2013).

De verdeling van de emissies tussen de ETS- en niet-ETS-sectoren stemt overeen met de "scope 13-20".

De andere dan CO₂ BKG-emissies werden berekend door toepassing van de waarden met betrekking tot de opwarming van de planeet die worden vermeld in het tweede evaluatierapport van de IPCC.

In 2020 bedragen de totale BKG-emissies 117,7 Mt CO₂-equivalent, 12% onder het niveau van 2010 (of 20% onder dat van 1990). In de ETS-sector zijn de BKG-emissies met 13% gedaald in vergelijking met 2010 (en met 27% in vergelijking met 2005). In de niet-ETS-sector bedraagt de daling 12% in vergelijking met 2010 (en 13% in vergelijking met 2005). De op deze manier berekende reductiepercentages zijn gebaseerd op de BKG-emissies in 2005 en 2010 die werden gerapporteerd in (EC, 2013) en die in zekere zin afwijken van de gegevens die voorkomen in de recentste Belgische inventaris van BKG-emissies (maart 2014). Krachtens het besluit 2013/162/EU en het uitvoeringsbesluit 2013/634/EU van de Commissie tot vaststelling van de jaarlijkse emissieruimte van de lidstaten voor de periode 2013-2020 bedragen de emissiequota voor de niet-ETS aan België toegekend voor het jaar 2020

⁵⁶ Zie pg. 149 van de publicatie.

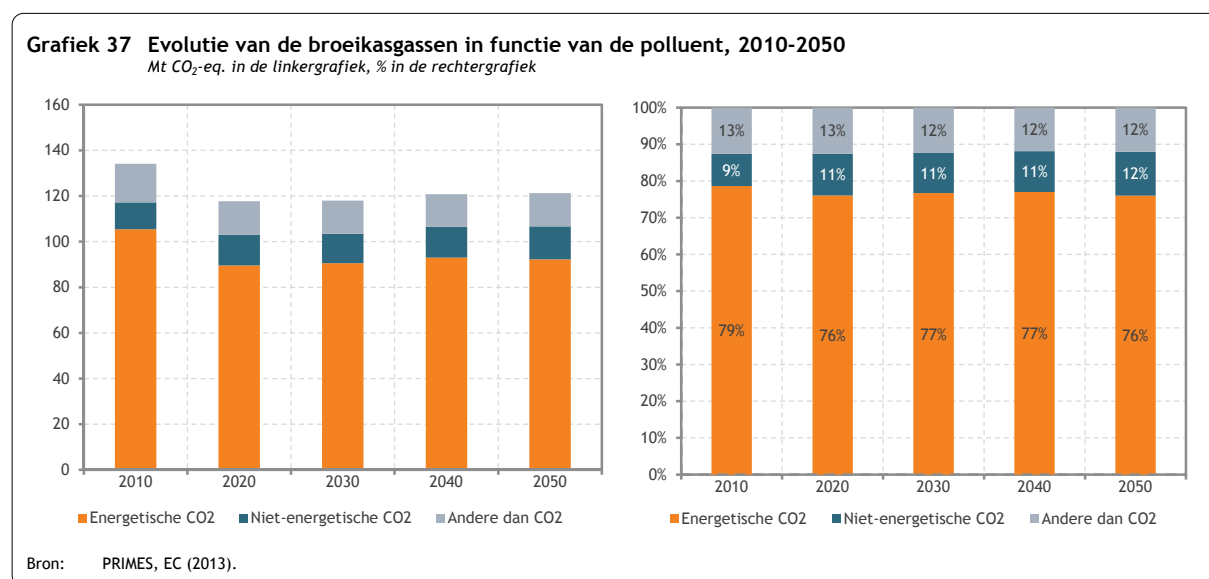
⁵⁷ Voor een gedetailleerde beschrijving van de GAINS-methodologie voor de berekening van andere dan CO₂ BKG-emissies, zie Höglund-Isaksson et al. (2013).

66,7 Mt. De BKG-emissies van de niet-ETS die werden geprojecteerd voor 2020 (66,5 Mt) zijn compatibel met dit quotum.

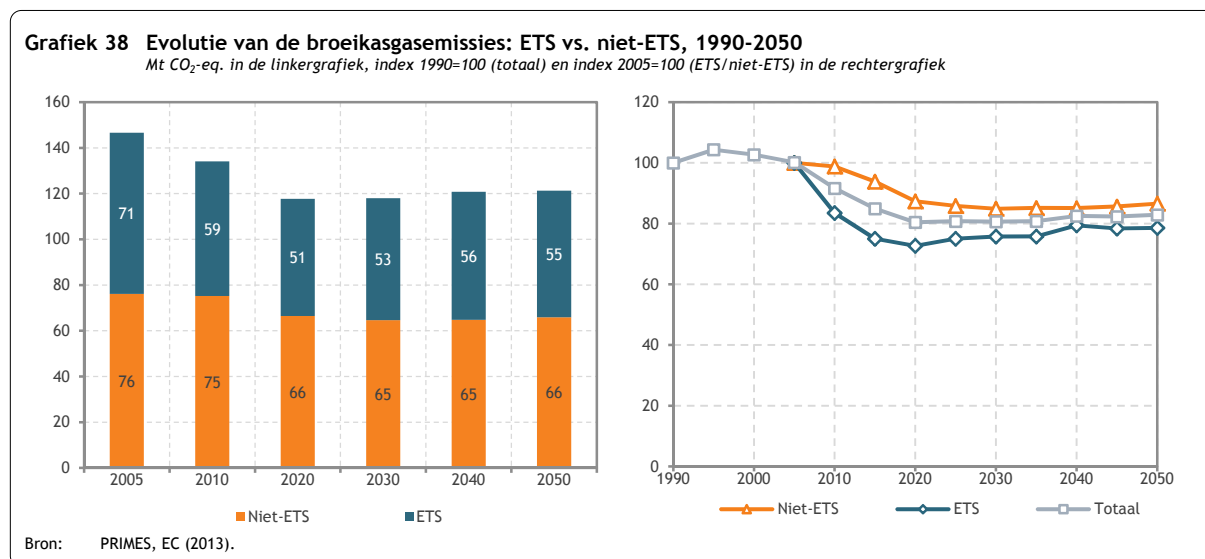
In 2030 blijven de totale BKG-emissies (118,0 Mt) op hetzelfde niveau als in 2020: de verhoging van de emissies in de ETS-sectoren tussen 2020 en 2030 wordt precies gecompenseerd door een daling van de emissies in de niet-ETS-sectoren tijdens deze periode. In vergelijking met 2005 zijn de emissies in de ETS-sectoren (niet-ETS-sectoren) verminderd met 24% (15%). De trend in de ETS-sectoren kan worden toegeschreven aan de productie van elektriciteit. Deze kan worden verklaard door de stopzetting van alle kerncentrales tegen 2025 en door een toegenomen productie van elektriciteit op basis van aardgas.

De emissievooruitzichten tegen 2050 tonen een lichte stijging van de totale BKG-emissies over de periode 2030-2050 (121,3 Mt in 2050 tegenover 118,0 Mt in 2030). Ze blijven evenwel onder de niveaus van 1990 (-17%) en van 2010 (-10%). De evolutie op het einde van de periode wordt zowel door de ETS- als de niet-ETS-sectoren beïnvloed. In 2050 zijn de BKG-emissies in de ETS-sectoren (niet-ETS-sectoren) verminderd met 21% (13%) in vergelijking met 2005.

Grafiek 37 en grafiek 38 vullen de informatie in de voorgaande tabel aan. De eerste figuur toont de opsplitsing van BKG in de categorieën energetische CO₂, niet-energetische CO₂ en andere dan CO₂ BKG (CH₄, N₂O en fluorhoudende gassen) alsook hun evolutie tegen 2050. De tweede figuur toont de opsplitsing van BKG in ETS- en niet-ETS-categorieën alsook de evolutie van de totale BKG in vergelijking met 1990 en van de emissies van de ETS- en niet-ETS-sectoren in vergelijking met 2005.



Grafiek 37 illustreert het overwicht van de energetische CO₂-emissies in de totale BKG-emissies in België, maar ook het effect van het wetgevende Klimaat/Energiepakket op het relatieve aandeel van de drie categorieën broeikasgassen. Zo neemt in 2020 het aandeel van de energetische CO₂-emissies af: het daalt van 79% in 2010 naar 76% in 2020. Van 2020 tot 2050 blijft de verdeling vrij stabiel.



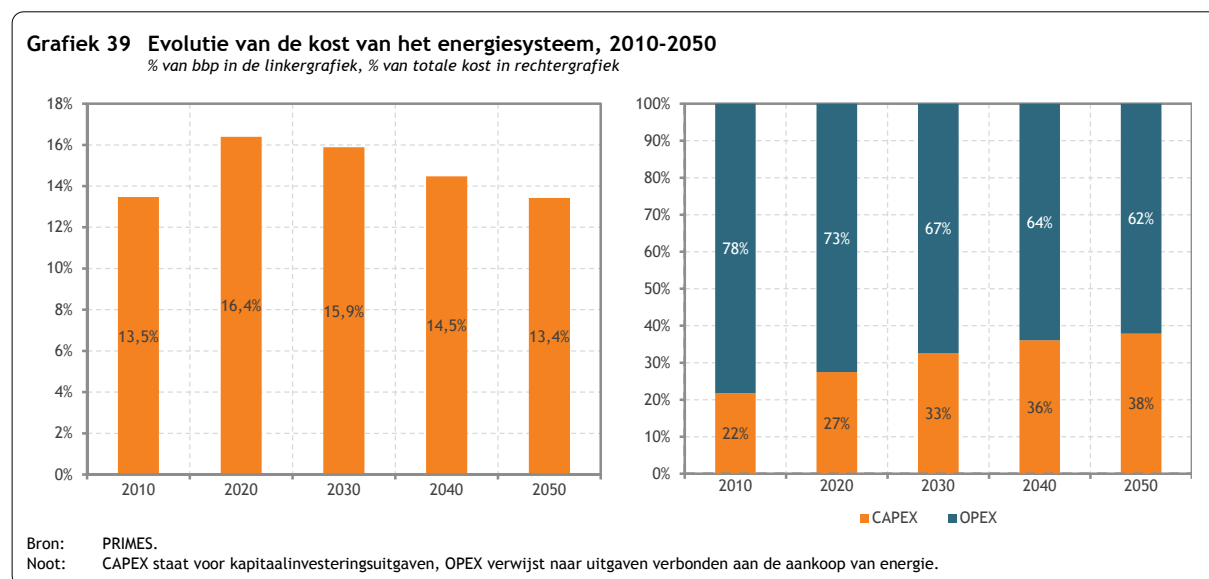
Zoals blijkt uit grafiek 38 is de afname van BKG-emissies in de periode 2005-2020 opmerkelijker in de ETS- dan in de niet-ETS-sectoren. Daarbij daalt het aandeel van de ETS-sectoren in de totale BKG-emissies geleidelijk: van 48% in 2005 krimpt dit naar 44% in 2020. Na 2020 nemen de emissies van de ETS-sectoren opnieuw toe terwijl die van de niet-ETS-sectoren redelijk stabiel blijven. De ETS-sectoren zien hun aandeel daarom geleidelijk weer stijgen tot 46% in 2050.

Daarnaast kan nog opgemerkt worden dat de ondernemingen die deel uitmaken van de ETS meer uitstoten dan hun quota: ze zijn dan ook genoodzaakt om emissierechten van andere ondernemingen aan te kopen op de markt voor emissiequota. De kost van de veilingen die de Belgische ondernemingen dienen te betalen, klimt van 158 miljoen euro in 2020 naar 1,3 miljard euro in 2030 en 3,8 miljard euro in 2050. In 2020 wordt dit voor meer dan 80% door de elektriciteitssector opgehoest. In 2050 wordt het als volgt verdeeld: 38% voor de elektriciteitssector, 16% voor de energietak, 39% voor de industrie en 7% voor de luchtvaart.

4.6. Kost van het energiesysteem

De veranderingen die het Belgisch energiesysteem optekent tegen 2050 en de evolutie van de prijzen van de fossiele brandstoffen hebben ongetwijfeld een impact op de hoogte van het kostenplaatje van dat Belgisch energiesysteem⁵⁸, evenals op haar samenstelling. Grafiek 39 toont deze impact.

⁵⁸ De kost van het energiesysteem (Eng.: *energy system cost*) omvat de investeringskosten (CAPEX) en de kosten voor de aankoop van energie (fossiele brandstof, biomassa en afval, elektriciteit en stoom) (OPEX); in deze kost worden echter niet de *disutility costs* verbonden aan gedragswijzigingen of de kosten voor de *veilingen* betaald door de bedrijven uit de ETS-sectoren opgenomen. Deze laatste vertegenwoordigen immers geen echte kost voor de Belgische economie gezien ze een inkomen genereren voor de overheid. De investeringskosten (annuïteiten) omvatten dan de kosten gekoppeld aan de installaties voor de productie, transport/distributie en gebruik van energie (zoals elektriciteitscentrales, netwerken, industriële of residentiële boilers, huishoudelijke toestellen, voertuigen) en andere kosten die eveneens de energie-efficiëntie beïnvloeden (zoals isolatie van gebouwen, dubbele/driedubbele beglazing).



De kostprijs van het energiesysteem gerelateerd tot het bbp stijgt vooral tegen 2020: dan vertegenwoordigt deze kost 16,4% van het bbp tegenover 13,5% in 2010 of een toename met ongeveer 3 procentpunten. Verschillende oorzaken zijn met de vinger te wijzen: de toepassing van een aantal beleidslijnen inzake energie-efficiëntie die tal van investeringsuitgaven in de sectoren van de eindvraag initiëren (isolatie van gebouwen, meer efficiënte uitrustingen, etc.), de HEB-doelstelling die een aantal belangrijke investeringen impliceert met name in de elektriciteitssector, maar ook de beduidende toename van de prijzen voor fossiele energie (brandstoffen voor transport, aardgas voor verwarming of industriële processen, elektriciteit⁵⁹) die de energiefactuur behoorlijk doet aandikken⁶⁰. De toename van de kost van het energiesysteem in de periode 2010-2020 komt vooral op rekening van de kapitaaluitgaven. Deze nemen toe met 77% tegenover slechts 30% voor de uitgaven gekoppeld aan de aankoop van energie. Dat heeft tot gevolg dat het aandeel van de investeringen (CAPEX) in de totale kost groeit van 22% in 2010 naar 27% in 2020.

Na 2020 zet de kost van het Belgische energiesysteem ten opzichte van het bbp een dalende beweging in om tegen 2050 dezelfde waarde te behalen als in 2010 (13% van het bbp). De energiekosten stijgen dus minder snel dan het bbp dankzij investeringen in energie-efficiëntie die voordien werden gerealiseerd en dankzij een meer gematigde toename van de prijzen van fossiele energie (in het bijzonder van aardgas) waardoor de uitgaven met betrekking tot de aankoop van energie getemperd kunnen worden. De evolutie van de structuur van de totale kost die tijdens het vorige decennium werd ingezet, gaat dus gewoon verder. Het aandeel van de investeringsuitgaven neemt verder toe tegen 2050: het neemt 38% in van de totale kost op het einde van de projectieperiode. We dienen eveneens te vermelden dat binnen de operationele uitgaven (OPEX) het aandeel van elektriciteit regelmatig toeneemt, een reflectie van het groeiende gebruik van deze vorm van energie in onze economie.

⁵⁹ De prijs van aardgas heeft een impact op de productiekost van elektriciteit die op haar beurt wordt doorgerekend in de prijs van elektriciteit.

⁶⁰ En dit ondanks de daling van de behoeften aan fossiele energie tegen 2020.

5. Bijkomende analyses

Na de bespreking van het grote pakket aan resultaten van het Referentiescenario breidt dit hoofdstuk nog een stukje verder op cijfers van het Referentiescenario. Daarbij wordt evenwel afgeweken van het traditionele patroon van indicatoren en analyses zoals dat in de vorige Vooruitzichten (Devogelaer en Gusbin, 2007, Devogelaer en Gusbin, 2011) gebeurde: daarom wordt dit hoofdstuk ook ‘bijkomende analyses’ gedoopt.

Twee bijkomende analyses worden aangesneden: de eerste focust op het elektriciteitssysteem, meer bepaald op de productietoereikendheid van dit (toekomstig) systeem, de tweede op de impact van de evolutie van de energiekosten op bepaalde takken van de Belgische industrie.

5.1. Toereikendheidsanalyse

De eerste bijkomende analyse legt de focus op het toekomstig elektriciteitssysteem en spitst zich toe op de vraag of de totale productiecapaciteit die resulteert uit het betrouwbaarheids criterium aangenomen in het Referentiescenario coherent is met de resultaten van een toereikendheidsanalyse van de productie volgens een methodologie gehanteerd door ENTSO-E, het Europese netwerk van elektriciteitstransmissienetbeheerders en beschreven in Gusbin (2013).

De toereikendheidsanalyse die in dit deel wordt uitgevoerd, richt zich eigenlijk op de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening en meer bepaald op het evenwicht, niet (enkel) in termen van productie, maar in termen van capaciteit. Binnen een deterministisch kader⁶¹ wordt gezocht naar een capaciteitsmarge die voldoende is om de piekvraag te beantwoorden, rekening houdend met de aard en de werking van de verschillende productie-eenheden en van het elektriciteitssysteem in zijn geheel.

5.1.1. Methodologie

De methodologie die in dit deel van het rapport wordt toegepast, beroept zich op de werkwijze die in WP4-13 (Gusbin, 2013) gedocumenteerd wordt. In wezen komt het er op neer dat er rond twee pijlers wordt gewerkt: een *vraagpijler* en een *aanbodpijler*.

Voor de vraagpijler is het vooreerst belangrijk een onderscheid te maken tussen piekvraag (het hoogste vraagniveau geregistreerd gedurende het jaar; in België valt dit typisch op een winteravond) en opgevraagde energie (som van het finaal elektriciteitsverbruik, elektriciteitsconsumptie van de energietak en de verliezen op het transport- en distributienet, zie ook deel 4.2.1).

Om deze evoluties in de tijd te bepalen, integreert het energiemodel PRIMES zowel de variabiliteit van de vraag naar elektriciteit gedurende de dag (bvb. verschil dag-nacht) als gedurende het jaar (bvb. verschil winter-zomer). Het model maakt daarbij gebruik van synthetische lastprofielen. Deze profielen bestaan uit 11 intervallen⁶²: 1 voor de jaarlijkse piekvraag, 5 voor een representatieve dag in

⁶¹ Dat in tegenstelling tot een probabilistische aanpak. ENTSO-E combineert in feite beide methodologieën en stelt in haar publicatie SO&AF 2012 (ENTSO-E, 2012) een eerste evaluatie volgens deze tweede methode voor.

⁶² Bij NTUA werkt men aan een nieuwe versie van PRIMES waarbij de tijdsresolutie van de lastprofielen wordt verhoogd.

de winter en 5 voor een representatieve dag in de zomer. Elke (sub)sector wordt door zo'n lastprofiel gekenmerkt. De modellering van de verschillende lastprofielen binnen de PRIMES-omgeving garandeert dat verschillende evoluties in verschillende sectoren meegenomen worden en een effect hebben op de geaggregeerde lastcurve (en op de piekvraag). De aanwezigheid van deze gedesaggregeerde lastprofielen maakt dat het perfect mogelijk is dat de piekvraag aan een ander ritme evolueert dan de jaarlijkse vraag naar elektriciteit (opgevraagde energie).

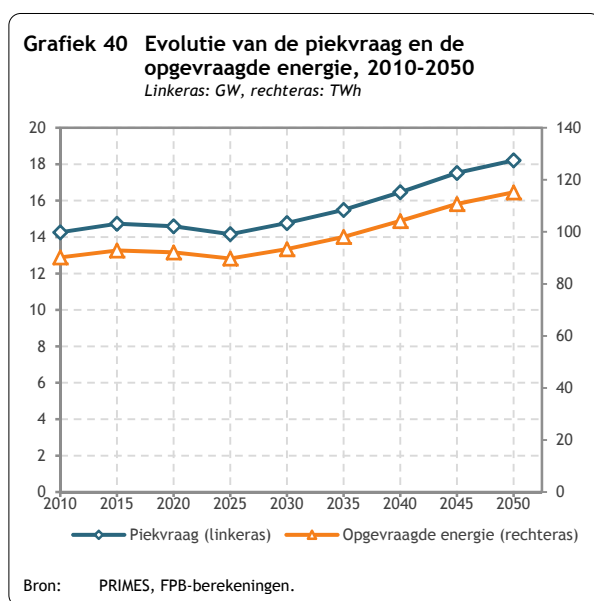
Eenmaal de piekvraag berekend, brengt het model een reservemarge in rekening (Eng.: *System Reserve Margin*) om de evolutie van de productiecapaciteit van het elektriciteitspark te bepalen: dat is de aanbodpijler met andere woorden. De reservemarge geeft eigenlijk de verhouding weer tussen een deel van de totale capaciteit en de piekvraag. Meer bepaald wordt de reservemarge gedefinieerd als de ratio tussen 'bevestigde' capaciteit en piekvraag, waarbij de 'bevestigde' capaciteit het resultaat is van een berekening op basis van capaciteitskredietfactoren per technologie⁶³. In het Referentiescenario zien we dat de System Reserve Margin evolueert overheen de projectieperiode: van 1,20 in 2010 naar 1,23 in 2030 en 1,16 in 2050.

De eigenlijke analyse die de toereikendheid van het systeem nagaat, bestaat er in om de betrouwbaar beschikbare productiecapaciteit te vergelijken met de vraag. Deze werkwijze laat toe om te bepalen of er een evenwicht vraag/aanbod is onder normale omstandigheden. Er kan ook worden nagegaan of dat evenwicht behouden blijft onder uitzonderlijke omstandigheden.

In wat volgt, bekijken we stap voor stap de constituerende onderdelen van deze analyse. In deel 5.1.4 wordt dan overgegaan tot de diagnose van het systeem.

5.1.2. Evolutie van de vraag

Grafiek 40 toont de evolutie van de piekvraag (het hoogste vraagniveau geregistreerd gedurende het jaar) voor het Referentiescenario.



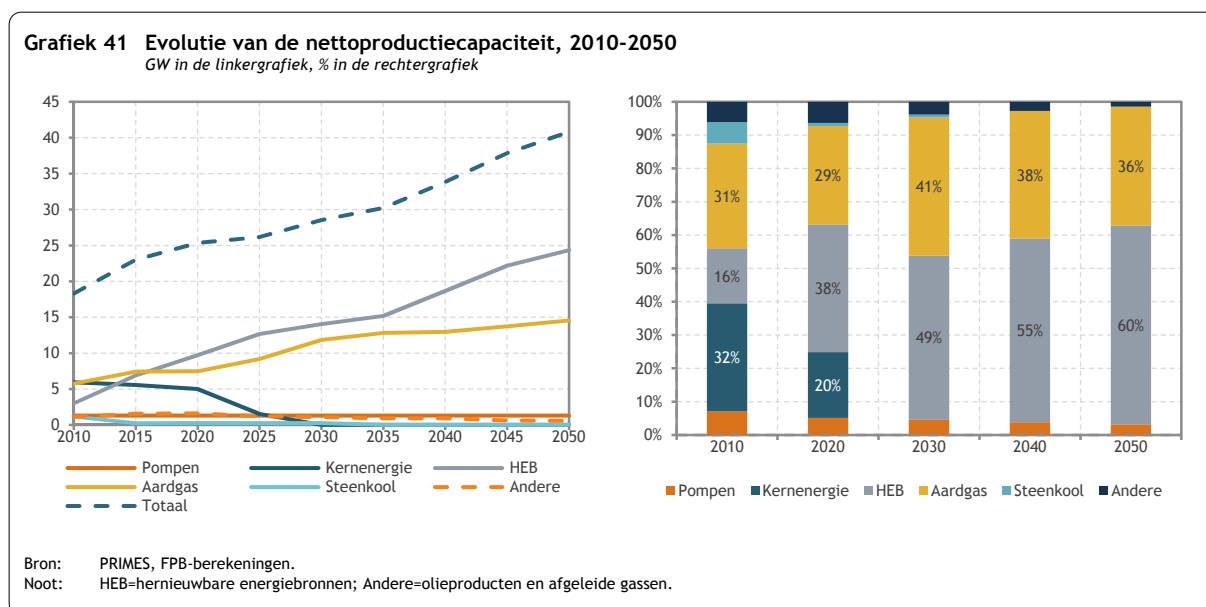
De piekvraag schommelt lichtjes tussen 2010 en 2020, bereikt haar laagste punt in 2025 en zet nadien een klim in om in 2050 een niveau van 18,2 GW te bereiken. Opvallend is dat de evolutie van de piekvraag parallel verloopt met deze van de opgevraagde energie (d.i. de som van het finaal elektriciteitsverbruik, van de elektriciteitsconsumptie van de energietak en van de verliezen op het transport- en distributienet). Dat hoeft evenwel niet noodzakelijk het geval te zijn (zie supra).

⁶³ Daarbij zijn de capaciteitskredietfactoren voor variabele HEB lager dan de gemiddelde jaarlijkse beschikbaarheid van deze hernieuwbare energiebronnen omwille van systeembetrouwbaarheids- en bevoorradingszekerheidsprincipes.

5.1.3. Evolutie van de productiecapaciteit

a. Nettoproductiecapaciteit

Grafiek 41 geeft dan de evolutie van de nettoproductiecapaciteit (Eng.: *Net Generating Capacity* of NGC) weer.



Voor de bespreking van de productiecapaciteit verwijzen we de lezer naar deel 4.2.5. Enige verschil met de cijfers geciteerd in dat deel is de opname van de capaciteit van de pompcentrales. Deze belooft ongeveer 1300 MW en wordt constant verondersteld over de periode van projectie. Het gaat hier over de centrales van Coe en Plate Taille.

Tijdens de periode van projectie neemt de NGC met 23 GW toe. Ze klimt daarbij van 18 GW in 2010 naar 41 GW in 2050. Belangrijk daarbij is dat niet alleen het niveau, maar ook de structuur van het park danig wijzigt. Onderstaande tabel citeert de evolutie van de NGC en haar samenstelling.

Tabel 9 Evolutie van de (structuur van de) nettoproductiecapaciteit, 2010-2050
 GW

	2010	2020	2030	2050
Pompen	1,3	1,3	1,3	1,3
Kernenergie	5,9	5,0	0	0
HEB	3,0	9,7	14,1	24,4
Fossiel	8,1	9,3	13,2	15,2
Totaal	18,3	25,3	28,6	40,9

Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.
 Noot: HEB=hernieuwbare energiebronnen.

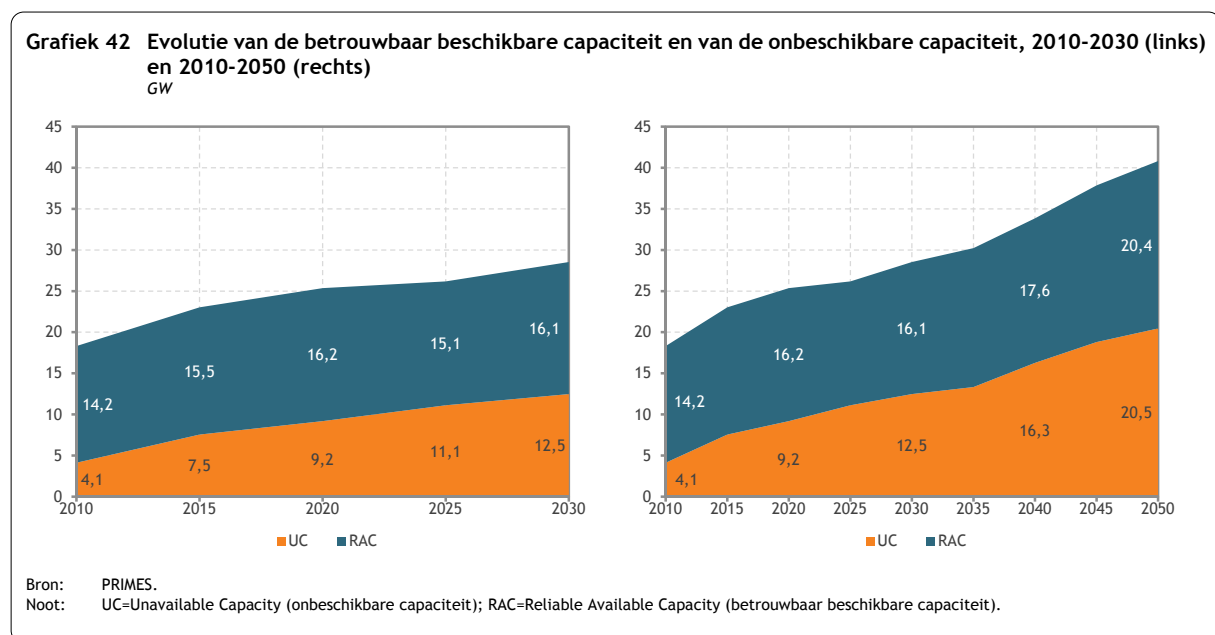
b. Betrouwbaar beschikbare capaciteit

Toch is het niet zozeer de NGC die belangrijk is voor de berekening van de toereikendheid van het elektriciteitssysteem dan wel de *betrouwbaar beschikbare capaciteit*. De betrouwbaar beschikbare capaciteit (Eng.: *Reliable Available Capacity* of RAC) is eigenlijk de nettoproductiecapaciteit (NGC)

minus de onbeschikbare capaciteit (Eng.: *Unavailable Capacity* of UC). Deze onbeschikbare capaciteit (UC) is het deel van de nettoproductiecapaciteit dat niet gegarandeerd beschikbaar is op elk moment voor de producenten van elektriciteit. Dat kan zijn omwille van 1) geforceerde of natuurlijke beperkingen van het productieniveau onder normale omstandigheden (*Non-Usable Capacity*), 2) onderhoudsprogramma's of nazicht van machines (*Overhauls*), 3) onvoorziene pannes (*Outages*) en 4) capaciteit die nodig is voor de transportnetbeheerder (TNB) om de bevoorradingszekerheid te waarborgen (*System Services Reserve*).

De onbeschikbare capaciteit (UC) kan niet zomaar worden afgeleid, maar dient te worden berekend. Deze berekening gebeurt op basis van cijfers aangeleverd door Elia (vertrouwelijk) en ENTSO-E (publiek), samen met een hypothese gemaakt omtrent de systeemdiensten van de transportnetbeheerder⁶⁴.

Grafiek 42 toont de (evolutie van) onbeschikbare capaciteit (UC), naast de (evolutie van) betrouwbaar beschikbare capaciteit. We merken dat beide capaciteitstypes aangroeien overheen de tijd, waarbij de sterkste groeipercentages door de UC worden neergezet. Tussen 2010 en 2050 verviervoudigt deze laatste categorie (van 4,1 GW in 2010 naar 20,5 GW in 2050). Tussentijds (in 2030) noteren we een niveau van 12,5 GW.



De toename van de UC (+395%) gebeurt veel sneller dan de toename van de NGC (+123%). Het is dan ook niet verwonderlijk dat het aandeel van de UC in de NGC steeds belangrijker wordt: het klimt van 23% in 2010 naar 44% in 2030 en zelfs naar 50% in 2050.

De betrouwbaar beschikbare capaciteit (RAC) vormt dan het saldo tussen de NGC en de UC. Ook deze wordt groter, maar het ritme van toename is veel gematigder: tussen 2010 en 2050 groeit de RAC met 43%. Het belang van de RAC krimpt dan ook elk jaar en daalt van 77% in 2010 naar 56% in 2030 en 50% in 2050.

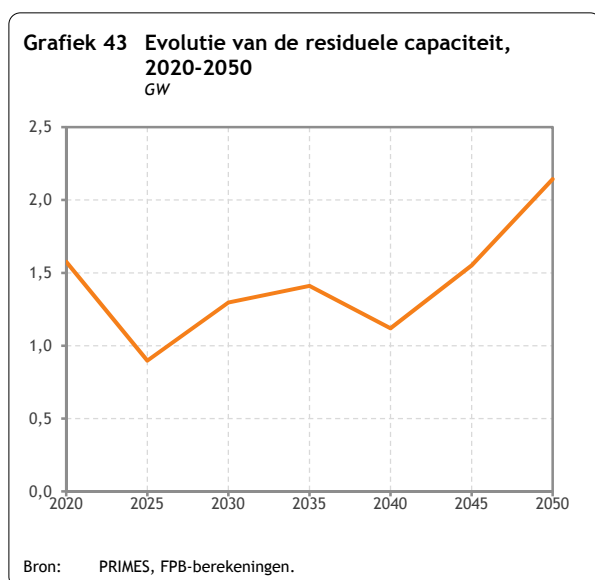
⁶⁴ De gehanteerde hypothese is dat de systeemdiensten van de TNB 5% van de nettoproductiecapaciteit (NGC) uitmaken: dit percentage is gebaseerd op ENTSO-E (2013).

5.1.4. Analyse van de toereikendheid van de productie

De eigenlijke diagnose of de productie al dan niet toereikend is in de toekomst, volgt op een analyse die de deterministische aanpak van ENTSO-E toepast. Deze analyse gebeurt in twee fasen. In een eerste fase wordt de RAC vergeleken met de piekvraag (zie 5.1.2). Het verschil tussen deze twee indicatoren vormt de residuele capaciteit (Eng.: *Remaining Capacity* of RC) onder normale omstandigheden. In het geval dat deze positief is, kan de vraag volledig gedekt worden door de binnenlandse capaciteit onder normale omstandigheden en dient er geen structureel beroep gedaan te worden op invoer vanuit het buitenland. In het geval dat deze negatief uitvalt, betekent dat dat het productiepark niet voldoende is uitgerust om de vraag onder normale omstandigheden te voldoen zonder op een structurele manier toevlucht te zoeken tot invoer. Eigenlijk kan dat geïnterpreteerd worden als zijnde een signaal. Dat signaal geeft aan dat er een tekort is aan capaciteit en dus een nood aan investeringen in nieuwe productiecapaciteit. In voorkomend geval dient de absolute waarde van de residuele capaciteit vergeleken te worden met de invoercapaciteit.

In een tweede fase wordt een bijkomende veiligheidsmarge gedefinieerd om rekening te houden met moeilijke (of uitzonderlijke) omstandigheden. Een dergelijke marge wordt reservecapaciteit (Eng.: *Spare Capacity* of SC) genoemd. Deze reservecapaciteit wordt vergeleken met de residuele capaciteit (RC): indien de residuele capaciteit gelijk is aan of groter dan de reservecapaciteit is er zelfs geen probleem te voorzien tijdens uitzonderlijke omstandigheden. Indien het omgekeerde het geval is (RC kleiner dan SC), is het land genoodzaakt om, tijdens piekmomenten en/of uitzonderlijke omstandigheden, elektriciteit in te voeren. Ook hier dient het saldo tussen beide indicatoren vergeleken te worden met de invoercapaciteit om het risico op een panne te kunnen inschatten.

a. Residuele capaciteit



Wanneer we de residuele capaciteit berekenen, zien we dat deze positief is over de periode 2020-2050⁶⁵. In een eerste fase daalt deze van 1,6 GW in 2020 naar 0,9 GW in 2025, niet toevallig het jaar waarin alle nucleaire centrales de deuren sluiten. Tussen 2025 en 2035 wordt een klim opgetekend (tot 1,4 GW in 2035) om in 2040 een tijdelijke dip te noteren en nadien terug sterk aan te groeien tot 2,1 GW in 2050.

We kunnen dus stellen dat het productiepark dat in het Referentiescenario berekend werd, toelaat om het evenwicht vraag-aanbod onder normale omstandigheden te verzekeren zonder daarbij op

een structurele manier zijn toevlucht te moeten zoeken tot invoer vanuit het buitenland. De residuele capaciteit varieert daarbij van 0,9 tot 2,1 GW. Het laagste niveau wordt genoteerd in 2025.

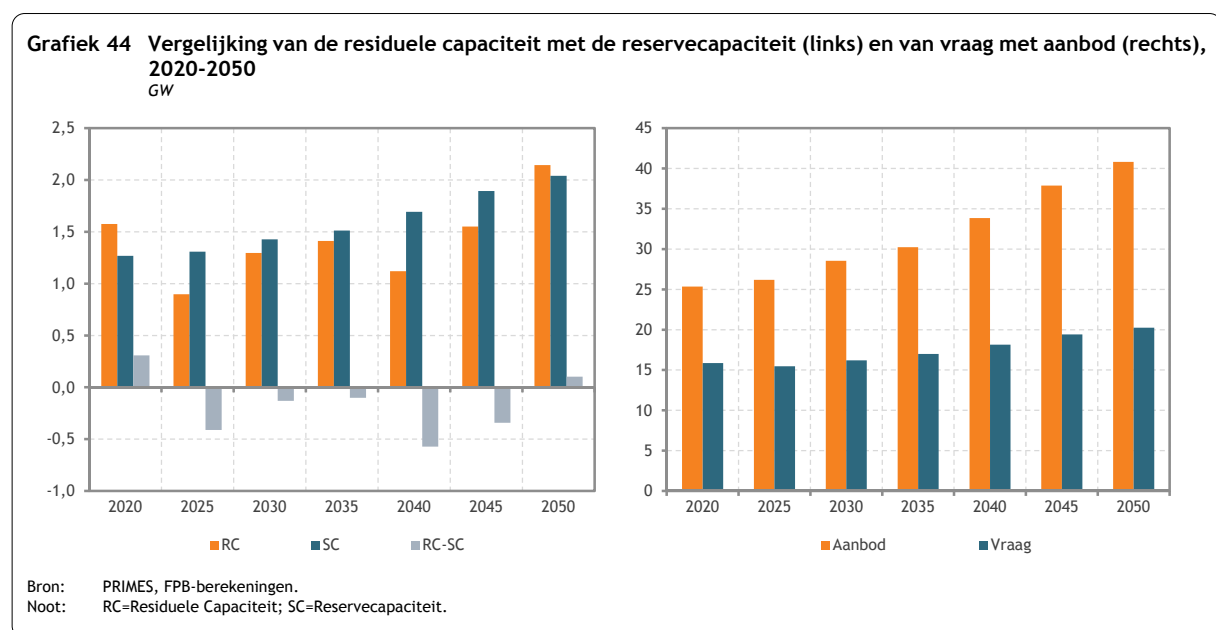
⁶⁵ Voor een analyse van de toereikendheid van het elektriciteitssysteem op korte/middellange termijn, verwijzen we naar FOD Economie (2012).

b. Reservecapaciteit

De tweede fase van de toereikendheidsanalyse bestaat uit het berekenen van de reservecapaciteit. Deze is, per hypothese, gelijk aan 5% van de NGC. We zien dat deze, naar analogie met de NGC, groeit overheen de projectieperiode: van 1,3 GW in 2020 naar 1,4 GW in 2030 en 2,0 GW in 2050.

c. Verschil residuele en reservecapaciteit

In deel 5.1.4.a hebben we gezien dat, onder normale omstandigheden, de totale geïnstalleerde capaciteit berekend in het Referentiescenario toereikend is om de piekvraag te dekken. Maar is dat ook het geval in extreme situaties? Hiervoor hebben we een bijkomende berekening nodig waarbij de residuele capaciteit vergeleken wordt met de reservecapaciteit.



Uit grafiek 44 (rechts) blijkt dat, hoewel het aanbod torenhoog uitsteekt boven de vraag gedurende de ganse periode 2020-2050, de residuele capaciteit (links) systematisch lager is dan de reservecapaciteit (met uitzondering van het begin- en eindjaar). Dat komt er in feite op neer dat, indien abstractie gemaakt wordt van invoer uit het buitenland, het productiepark een tekort aan capaciteit vertoont wanneer uitzonderlijke omstandigheden zouden plaatsvinden. Dat tekort kan evenwel opgevangen worden door invoer indien de interconnectiecapaciteiten toereikend zijn en indien er productiesurplussen gegenereerd worden in de buurlanden.

Het verschil tussen residuele en reservecapaciteit schommelt tussen -0,6 en 0,3 GW. Het laagste niveau wordt opgetekend in 2040, het hoogste in 2020. We merken ook het jaar 2025 op wanneer de laatste kerncentrale de boeken sluit en het saldo residueel-reserve het tweede laagste niveau bereikt overheen de projectieperiode.

d. Invoer

De capaciteitsstekorten die uit de vorige sectie resulteren, zijn niet noodzakelijk synoniem van donkere onweerswolken boven België. Deze duiden niet persé op onontkoombare systeemfalingen gezien ze enkel voorkomen onder uitzonderlijke omstandigheden (onder normale situaties is de capaciteit toereikend) en België kan daarenboven steeds beroep doen op de interconnectiecapaciteiten met de buurlanden en de interne markt voor elektriciteit.

Ter informatie geven we mee dat de interconnectiecapaciteit met de ons omringende buurlanden vandaag 3,5 GW bedraagt, of ruimschoots meer dan het hoogste tekort genoteerd in 5.1.4.c. Bovendien wordt na 2020 verondersteld dat de interconnectie met het VK (NEMO) operationeel zal zijn, wat er op neerkomt dat 1 GW extra ter beschikking van ons land zal staan. Op dat moment verhoogt de totale invoercapaciteit tot 4,5 GW. Dat betekent dat in het meest penibele geval (jaar 2040) het saldo residueel-reserve slechts 13% van de Belgische invoercapaciteit zal innemen.

5.1.5. Conclusie

De evolutie van het elektriciteitsproductiepark die resulteert uit het Referentiescenario garandeert, volgens de deterministische aanpak van ENTSO-E⁶⁶, op elk moment een evenwicht tussen vraag en aanbod, zowel in productie als in capaciteit. Onder normale omstandigheden is dat evenwicht gewaarborgd, zelfs zonder rekening te houden met de optie van invoer. In uitzonderlijke omstandigheden toont de analyse aan dat er een tekort aan capaciteit kan ontstaan. Aan dat tekort kan een mouw gepast worden indien beroep kan gedaan worden op invoer uit het buitenland gezien het berekende deficit (veel) kleiner is dan de huidige (en toekomstige) invoercapaciteit van België.

Bovendien is het zo dat wanneer, in de toekomst, een doorbraak gerealiseerd wordt in het domein van de elektriciteitsopslag het potentieel tekort aan capaciteit eveneens minder pertinent wordt. De aanwezigheid van opslag laat immers toe om additionele residuele capaciteit in het systeem te brengen door de betrouwbaar beschikbare capaciteit te vergroten. Uiteraard dient hier een afweging gemaakt te worden van de benodigde investeringen, meer specifiek dient er een vergelijking te gebeuren tussen de investeringen vereist in nieuwe productiecapaciteit versus opslagtechnologie. Indien de balans overhelst naar opslag (onder welke vorm dan ook⁶⁷), kan het opportuun zijn hierin te investeren waardoor de totale geïnstalleerde productiecapaciteit lager kan zijn dan voorgesteld in deze toereikendheidsanalyse. Ook effectieve *demand response*-instrumenten kunnen de pil verzachten.

⁶⁶ Gezien de Europese elektriciteitsindustrie aan heel wat veranderingen onderhevig is (door de integratie van grote hoeveelheden variabele hernieuwbare energiebronnen, door de creatie van de interne markt, door de komst van nieuwe opslagtechnologieën, van demand side management, ...), is het opportuun om de toereikendheidsvaluatiemethodologieën regelmatig te herzien en waar mogelijk te verbeteren. Een meer probabilistische aanpak lijkt gepast om aan deze nieuwe uitdagingen het hoofd te bieden. ENTSO-E bereidt op dit moment (augustus 2014) een consultatieproces voor waarbij stakeholders betrokken worden in het ontwikkelingsproces van een nieuwe methodologie voor systeemtoereikendheid. Gegeven dat deze nieuwe methodologie nog in opbouw is, worden in dit rapport enkel de resultaten van de deterministische aanpak weergegeven.

⁶⁷ Dat kunnen pompcentrales zijn (zowel op land als in zee), batterijen, supercapacitoren, uitbouw van een waterstofsysteem, etc.

5.2. Energie en concurrentievermogen

De tweede bijkomende analyse spitst zich toe op een van de factoren die een invloed hebben op het concurrentievermogen van de Belgische ondernemingen, met name de kostprijs van het intermediair energieverbruik.

Deze factor komt reeds uitgebreid aan bod in het gedeelte gewijd aan de industrie (deel 4.1.1), maar dan enkel op het niveau van de volledige industrie. De indicator die werd gekozen, is de eenheidskost voor energie (Eng.: *Unit Energy Cost*). Deze meet de kostprijs van het intermediair energieverbruik per eenheid toegevoegde waarde van een bedrijfstak en combineert in feite de impact van twee dimensies: de energieprij⁶⁸ en de energie-intensiteit. Wanneer deze indicator wordt berekend op het niveau van de bedrijfstakken in plaats van op het niveau van de volledige industrie, wordt het mogelijk om het relatieve belang te vergelijken van de energie-inputs in de verschillende bedrijfstakken en op die manier ook hun grotere of kleinere gevoeligheid voor schommelingen in de energieprijzen.

Een vergelijking van de evolutie in de tijd van de eenheidskost voor energie van een bedrijfstak in verschillende landen of geografische zones is eveneens interessant omdat op die manier de winst of het verlies in kostencompetitiviteit van een bepaalde bedrijfstak in een bepaald land becijferd kan worden en de vinger gelegd kan worden op de oorzaak ervan: de energieprijzen en/of de energie-intensiteit. Dit soort analyse werd gerealiseerd door de Europese Commissie voor de periode 1995-2009 (EC, DG ECFIN, 2014).

Deze indicator maakt ook nog andere interessante vergelijkingen mogelijk. De eenheidskost voor energie van een bedrijfstak in België kan worden getoetst aan de eenheidskost voor energie van diezelfde bedrijfstak in andere landen en eventuele verschillen kunnen worden toegeschreven aan de energieprij, de energie-intensiteit of aan beide factoren tegelijkertijd. Dit type vergelijking wordt voorgesteld in de technische nota's bij het rapport van de EG CW (zie box 2) voor enkele welbepaalde bedrijfstakken en beschrijft een vergelijking met de buurlanden (Duitsland, Frankrijk en Nederland).

⁶⁸ De energieprij wordt hier gedefinieerd als de verhouding tussen de aankoop van energie (grondstoffen en kosten voor veilingen niet inbegrepen) en het verbruik van energie (alle energievormen).

Box 2 Expertengroep "Concurrentievermogen en Werkgelegenheid" (EGCW)

In het kader van de maatregelen die werden genomen ten gunste van de ondersteuning van het concurrentievermogen van de bedrijven en van de werkgelegenheidscreatie heeft de Regering, begin 2013, aan een expertengroep^(*) (de *Expertengroep Concurrentievermogen en Werkgelegenheid* of EGCW) de analyse toevertrouwd van verschillende punten van bekommernis. Enkele daarvan, productiviteit, loonkost en loonsubsidies van de Belgische bedrijfstakken, waren het voorwerp van een gedetailleerde studie waarin ook een vergelijking werd opgenomen met de buurlanden. De EGCW overhandigde haar rapport in juli 2013 (EGCW, 2013). De analyse van de EGCW wees met name de relatief ongunstige prestaties van bepaalde industriële bedrijfstakken met betrekking tot de groei van de toegevoegde waarde en de gepresteerde uren met de vinger.

Naar aanleiding van de voorstelling van het rapport, vroeg het kabinet van de Eerste Minister aan de EGCW om haar analyse verder uit te werken (het eindrapport wordt verwacht tegen december 2014). Van de extra analysepunten die werden gevraagd, onthouden we de studie van de andere determinanten van het concurrentievermogen (loonkosten niet meegerekend) van de bedrijfstakken, waarbij de focus gelegd dient te worden op de belangrijkste onder hen.

De evaluatie van het concurrentievermogen van de bedrijfstakken in de loop van de periode 2000-2012, gerealiseerd door de EGCW, wordt uitgevoerd op het niveau van de sectorale uitsplitsing A38. Uit de lijst met deze bedrijfstakken werden vier takken uit de verwerkende nijverheid aan een gedetailleerde analyse onderworpen: de chemische nijverheid (CE/C20), de vervaardiging van metalen in primaire vorm en van producten van metaal (CH/C24-25), de vervaardiging van transportmiddelen (CL/C29-30) en de vervaardiging van voedingsmiddelen, dranken en tabaksproducten (CA/C10-12). De eerste drie noteerden mindere prestaties in België vergeleken met de EU15 terwijl de vierde blijkt geeft van een betere dynamiek dan in de buurlanden.

In het lijstje met competitiviteitsfactoren die worden bestudeerd door de EGCW vinden we het intermediair verbruik terug van energieproducten dat een belangrijk element vormt voor de energie-intensieve bedrijfstakken zoals de chemische industrie en de metaalnijverheid.

(*) De groep bestaat uit vertegenwoordigers van de Nationale Bank van België (NBB), het Federaal Planbureau (FPB), de Hoge Raad voor de Werkgelegenheid (HRW), de Algemene Directie Statistiek en Economische Informatie (ADSEI), de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven (CRB) en Eurostat.

5.2.1. Analyse kader

Zoals ook vermeld wordt in het rapport van de EGCW is de evaluatie van de concurrentiekracht in België gericht op recente evoluties, niet op toekomstige ontwikkelingen.

Nochtans is het mogelijk om toekomstige evoluties te analyseren via de resultaten van het PRIMES-model, meer bepaald via de berekening van de evolutie van de eenheidskost voor energie in het Referentiescenario. Deze evolutie betreft de periode 2010-2050. Rekening houdend met het geografische kader van de energievoorzichten en met het desaggregatieniveau van de bedrijfstakken in het model, is de analyse slechts partieel en laat ze niet toe om conclusies te trekken over het concurrentievermogen die even precies zijn als in de EGCW-studie.

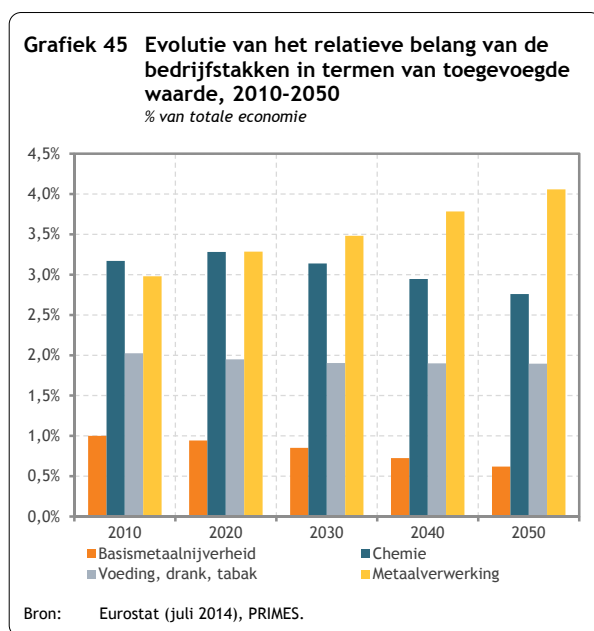
Enkel resultaten voor België zijn immers voorhanden waardoor vergelijkingen met de buurlanden en uitspraken over de impact naar concurrentievermogen van de Belgische industrie niet mogelijk zijn. Bovendien is het niveau van de sectorale uitsplitsing van de energiestatistieken waarop het

PRIMES-model berust, niet hetzelfde als het niveau van de sectorale uitsplitsing A38⁶⁹, waardoor de evoluties in het verleden die door de EGCW werden bestudeerd, niet steeds vergeleken kunnen worden met evoluties in de toekomst die via het PRIMES-model worden bekomen.

De vier (aggregaten van) bedrijfstakken van de verwerkende nijverheid die hierna worden geanalyseerd, zijn de chemie dat zowel de chemische (C20) als de farmaceutische industrie (C21) bevat, de basismetaalnijverheid⁷⁰ (C24), de voedingsindustrie (C10-12) en de metaalverwerking⁷¹ (C25-30). De eerste twee worden beschouwd als zijnde energie-intensief omdat de kost van hun intermediair energieverbruik een niet-verwaarloosbare fractie van hun productiekosten uitmaakt.

De evolutie van de kost van het intermediair energieverbruik en de eenheidskost voor energie hangt in de eerste plaats af van de hypothesen over de evolutie van de activiteit van de bedrijfstakken en van de prijzen van de energieproducten, met inbegrip van de prijzen van de emissierechten in de ETS-sectoren. Deze hypothesen worden opgesomd in deel 3.1 (toegevoegde waarde), 3.2 (prijs van de fossiele energie), 3.3 (koolstofprijs) en 4.2.8 (elektriciteitsproductiekost⁷²).

De hypothesen over de evolutie van de (nominale) toegevoegde waarde vertalen zich in wijzigingen in het belang van de vier bedrijfstakken in vergelijking met de rest van de economie (zie grafiek 45).



In 2020 ligt het aandeel van de chemie in de totale economie (3,28%) net iets boven het cijfer van 2010 (3,17%). Dat cijfer neemt vervolgens regelmatig af om in 2050 te stranden op 2,76%. Deze evolutie kan in hoofdzaak worden verklaard door een vertraging van de activiteit van de basischemie die zich concreet vertaalt in een groeivoet van de toegevoegde waarde van de chemie die kleiner is dan deze van de totale economie.

De trend is dezelfde voor de basismetaalnijverheid behalve dan dat de ombuiging vroeger gebeurt. Van 1,00% in 2010 daalt het belang van de basismetaalnijverheid in de totale economie naar 0,62% in 2050.

⁶⁹ Het classificatiesysteem van de economische activiteiten van de Europese Unie (NACE genaamd, wat staat voor statistische Nomenclatuur van de economische Activiteiten in de Europese Gemeenschap) maakt de verzameling, de uitwerking en de verspreiding van geharmoniseerde statistieken mogelijk binnen de EU. Op basis van dit classificatiesysteem zijn verschillende uitsplitsingsniveaus van de bedrijfstakken mogelijk al naargelang de aard van de publicatie (gedetailleerde nationale rekeningen, Eurostat-statistieken, etc.): A64, A38, A21, A10 en A3; het getal vertegenwoordigt het aantal bedrijfstakken aanwezig in het aggregaat.

⁷⁰ In termen van energiestatistieken omvat de basismetaalnijverheid de ijzer- en staalnijverheid en de productie van non-ferrometalen.

⁷¹ Ter info: de toegevoegde waarde van de bedrijfstak 'vervaardiging van transportmiddelen' die wordt bestudeerd in het EGCW-rapport zou in 2010 25% van de toegevoegde waarde vertegenwoordigen van de bedrijfstak 'metaalverwerking'.

⁷² De productiekost van elektriciteit heeft een invloed op de prijs ervan. Deze kost is eigenlijk geen (exogene) hypothese omdat die (endogeen) wordt berekend door het model.

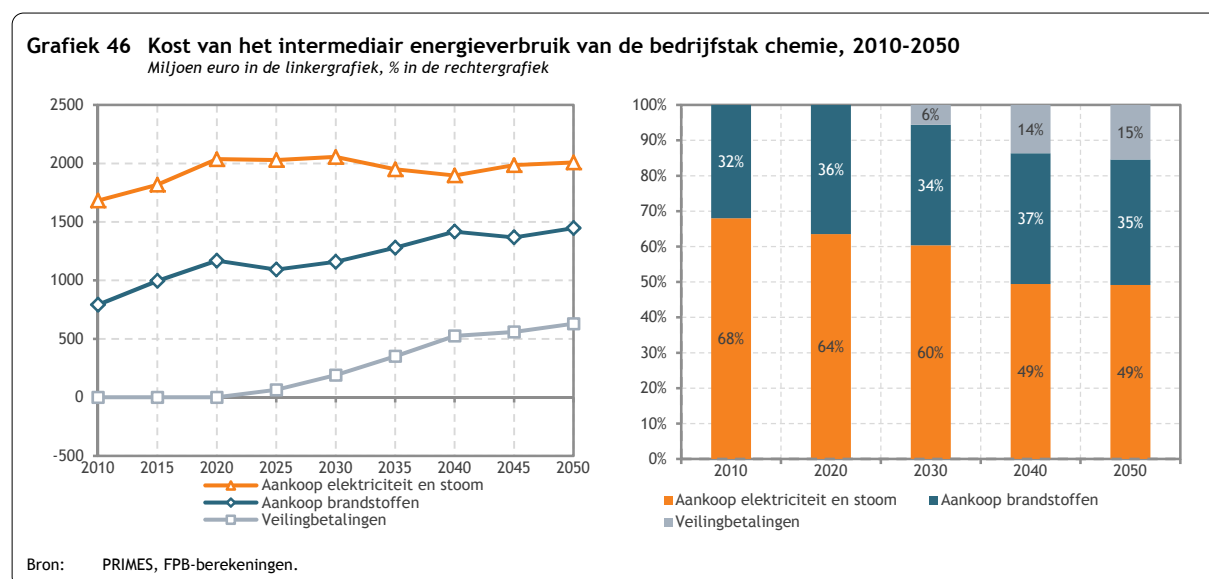
Het gewicht van de voedingsindustrie blijft daarentegen zo goed als stabiel rond de 2%, terwijl dat van de metaalverwerking gevoelig toeneemt van 2,98% in 2010 naar 4,06% in 2050.

5.2.2. Kost van het intermediair energieverbruik

Alvorens de evolutie van de eenheidskost voor energie in de vier bedrijfstakken te beschrijven, leek het ons interessant om de samenstelling van de kost van het intermediair energieverbruik te bekijken evenals de ontwikkeling in de tijd van elk van zijn componenten.

De cijfers die voortkomen uit het PRIMES-model splitsen de energie-inputs op in drie componenten: de aankoop van elektriciteit en stoom⁷³, de aankoop van fossiele (olieproducten, aardgas, steenkool of cokes) en hernieuwbare brandstoffen (biomassa) en, desgevallend, de aanschaf van emissierechten via veilingen in het kader van het gemeenschappelijk handelssysteem van BKG-emissierechten (ETS-richtlijn⁷⁴).

Grafiek 46 toont de evolutie en de samenstelling van de kost van het intermediair energieverbruik van de *chemie*. Er dient evenwel gepreciseerd te worden dat de aankoop van aardolieproducten en van aardgas die worden gebruikt als grondstof (niet-energetische toepassing) niet is opgenomen in de voorgestelde cijfers.



In het begin van de periode (2010) is de aankoop van elektriciteit en stoom goed voor twee derde van de kost van het intermediair energieverbruik. Ondanks een sterke toename van deze post tegen 2020 gevolgd door een quasi stabilisatie in de periode 2020-2050, neemt het aandeel van de aankoop van elektriciteit en stoom regelmatig af om op het einde van de projectieperiode af te sluiten op 50%. Deze trend kan worden verklaard door de meer uitgesproken toename in de loop der tijd van de aanschaf van brandstoffen enerzijds en de kost, vanaf 2020, van geveilde emissierechten (in de grafieken

⁷³ De aankoop van elektriciteit en stoom werd gegroepeerd; de kostprijs van elektriciteit domineert evenwel in ruime mate de kost van stoom in de bestudeerde bedrijfstakken, behalve in de chemie waar het verbruik van stoom erg belangrijk is.

⁷⁴ Richtlijn 2009/29/EG van het Europees parlement en van de Raad tot wijziging van Richtlijn 2003/87/EG teneinde de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten van de Gemeenschap te verbeteren en uit te breiden.

veilingbetalingen gedoopt) anderzijds. Het gewicht van de aankoop van brandstoffen (in hoofdzaak van aardgas) in de kost van het intermediair energieverbruik evolueert maar weinig tussen 2010 en 2050: het situeert zich tussen 32 en 37%. Het aandeel van de aanschaf van emissierechten neemt gestaag toe om in 2050 15% te bedragen van de kostprijs van het intermediair energieverbruik van de chemie.

De evolutie van de aankoop van elektriciteit, stoom en brandstoffen wordt vooral bepaald door de evolutie van de prijzen gezien het energieverbruik van de chemie tegen 2050 afneemt tegen een tempo van 0,3% gemiddeld per jaar (zie deel 4.1.1). De schommelingen in de loop der tijd van de veilingbetalingen komen voort van de koolstofprijs op de ETS-markt (zie tabel 2) en van de toepassingsmodaliteiten van het ETS-systeem.

Dit laatste punt vraagt enige uitleg. Strikt genomen hebben de bepalingen van de ETS-richtlijn betrekking op de periode tot 2020 vermits deze nauw zijn verbonden met de Europa 2020-doelstellingen. Na 2020 werd geen enkel plafond (Eng.: *cap*) voor BKG-emissies bepaald op Europees vlak⁷⁵. Het ETS-systeem is in feite een *cap and trade*-systeem. Het Referentiescenario neemt evenwel aan dat het systeem ook na deze datum zal blijven voortbestaan en dat de jaarlijkse vermindering van de emissierechten tot in 2050 gelijk zal blijven aan 1,74%, zoals dat het geval is in het huidige systeem.

Vervolgens bepaalt de ETS-richtlijn dat vanaf 2013 de toewijzing van BKG-emissierechten berust op het principe van de veilingen⁷⁶. De aankoop van deze emissierechten vertegenwoordigt een kost voor de bedrijven. Sommige bedrijfstakken concurreren evenwel op de wereldmarkt met niet-Europese ondernemingen. Om deze bedrijven te ontraden om zich te delocaliseren buiten de EU en om koolstoflekken te vermijden en hen dus te helpen om hun concurrentievermogen op wereldvlak in stand te houden, kunnen bepaalde sectoren ook na 2013 gratis CO₂-emissierechten toegewezen krijgen. Die gratis toewijzing van emissierechten dient evenwel elk jaar te verminderen om in 2020 voor alle sectoren samen nog maar 30% uit te maken, en tegen 2027 helemaal afgeschaft te worden.

Een eerste lijst met bedrijfstakken en deeltakken die worden geacht te zijn blootgesteld aan een belangrijk koolstoflekrisico werd gepubliceerd in het besluit 2010/2/EU van de Commissie. Deze lijst werd sindsdien aangevuld in andere besluiten⁷⁷.

Verschillende activiteiten die zijn opgenomen in de bedrijfstak chemie maken deel uit van deze lijsten (bijvoorbeeld de fabricage van organische en anorganische basisproducten). Dit verklaart waarom de kost die overeenstemt met de veilingbetaling tot in 2020 gelijk is aan nul.

Grafiek 47 toont dezelfde kostprijsindicatoren, maar deze keer voor de *basismetalaalnijverheid*.

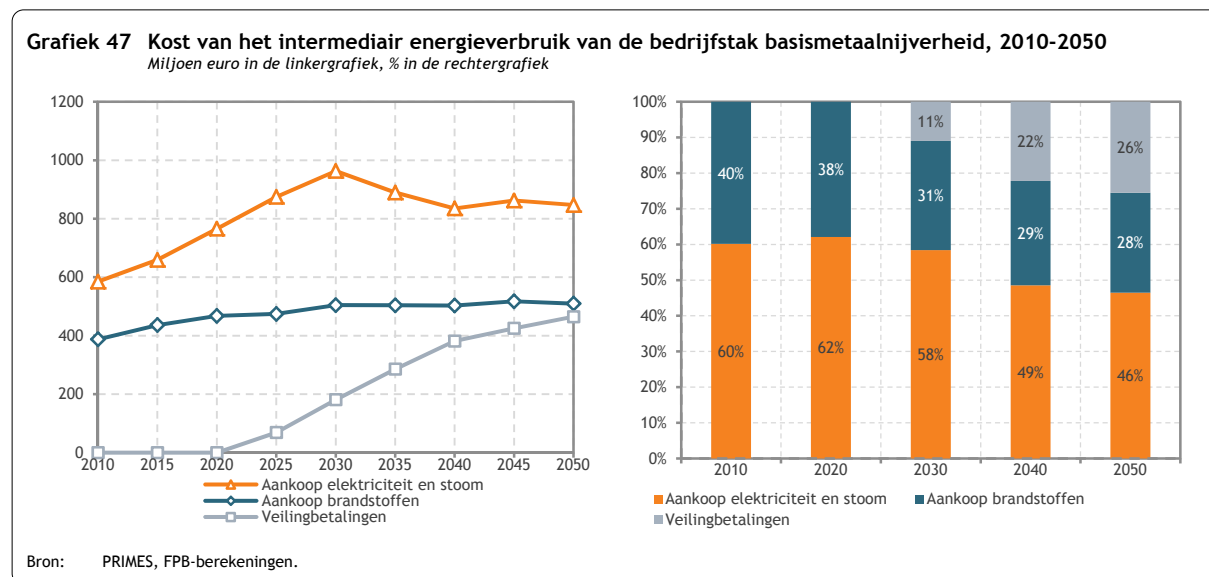
Tussen 2010 en 2030 is de aankoop van elektriciteit en stoom goed voor ongeveer 60% van de kost van het intermediair energieverbruik van de basismetalaalnijverheid. Deze uitgavenpost kent dan trouwens een aanzienlijke toename die kan worden verklaard door de combinatie van enerzijds de ontwikkeling

⁷⁵ Mogelijks valt er een beslissing over het plafond in 2030 tijdens de Europese Raad van oktober 2014.

⁷⁶ Vóór 2013 waren veilingen niet verplicht en de emissiequota konden kosteloos worden toegewezen aan de industriële installaties die deel uitmaakten van het ETS-systeem.

⁷⁷ 2011/278/EU, 2011/745/EU, 2012/498/EU en 2014/9/EU.

van de elektrische filière voor de productie van staal en anderzijds een gevoelige prijsverhoging van elektriciteit (zie grafiek 29). Na 2030 neemt het elektriciteitsverbruik van de bedrijfstak niet meer toe en de elektriciteitsprijzen dalen terug waardoor de kost van het elektriciteitsverbruik en haar bijdrage in het totaal van kosten van het intermediair energieverbruik weer afneemt (minder dan 50% in 2050).



Ondanks de stijging van de prijzen voor fossiele brandstoffen neemt de kost van de aankoop van brandstoffen door de bedrijfstak basismetaalnijverheid slechts matig toe in de projectieperiode. De prijsstijging wordt inderdaad voor een gedeelte geneutraliseerd door een verminderd gebruik van steenkool, cokes en aardgas, de belangrijkste brandstoffen aangewend in deze bedrijfstak.

Tot slot wordt de aanschaf van emissierechten geleidelijk aan een zeer belangrijke uitgavenpost voor de bedrijfstak⁷⁸. Op het einde van de projectieperiode is dat bedrag zo goed als gelijk aan het bedrag gespendeerd aan de aankoop van brandstoffen en vertegenwoordigt het een kwart van de kost van het intermediair energieverbruik. Dit resultaat kan worden toegeschreven aan de combinatie koolstofprijzen en energiemix. De basismetaalnijverheid gebruikt immers steenkool en cokes waarvan het koolstofgehalte het hoogst is van alle fossiele brandstoffen⁷⁹.

De volgende figuur illustreert de kost van intermediair energieverbruik van de bedrijfstak *voeding, drank, tabak*.

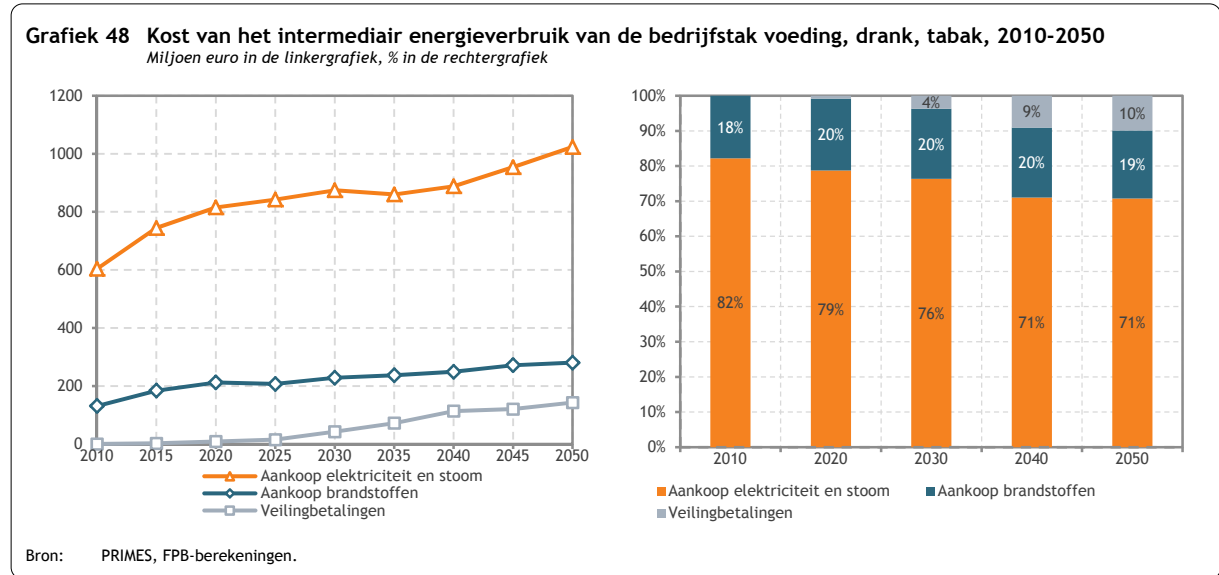
Daaruit kunnen we opmaken dat deze kost wordt gedomineerd door de aankoop van elektriciteit en stoom waarvan het gewicht varieert tussen 70 en 80% en waarvan het bedrag sterk toeneemt tussen 2010 en 2050. In tegenstelling tot de evolutie beschreven voor de twee hiervoor bestudeerde bedrijfstakken neemt het verbruik van elektriciteit en stoom van de voedingsindustrie quasi continu

⁷⁸ Net zoals voor de chemie kunnen verschillende activiteiten die zijn opgenomen in de bedrijfstak basismetaalnijverheid blijven rekenen op de toewijzing van gratis CO₂-emissierechten. Dit verklaart waarom de kostprijs die overeenstemt met de veilingbetalingen tot in 2020 gelijk is aan nul.

⁷⁹ De verdeling van de productie van staal tussen hoogovens (die steenkool en cokes gebruiken) en elektrische boogovens (die deze brandstoffen niet gebruiken) werd op exogene manier (EC, 2013) vastgelegd voor de hele projectieperiode. De koolstofprijzen heeft dus slechts een geringe invloed op de energiemix.

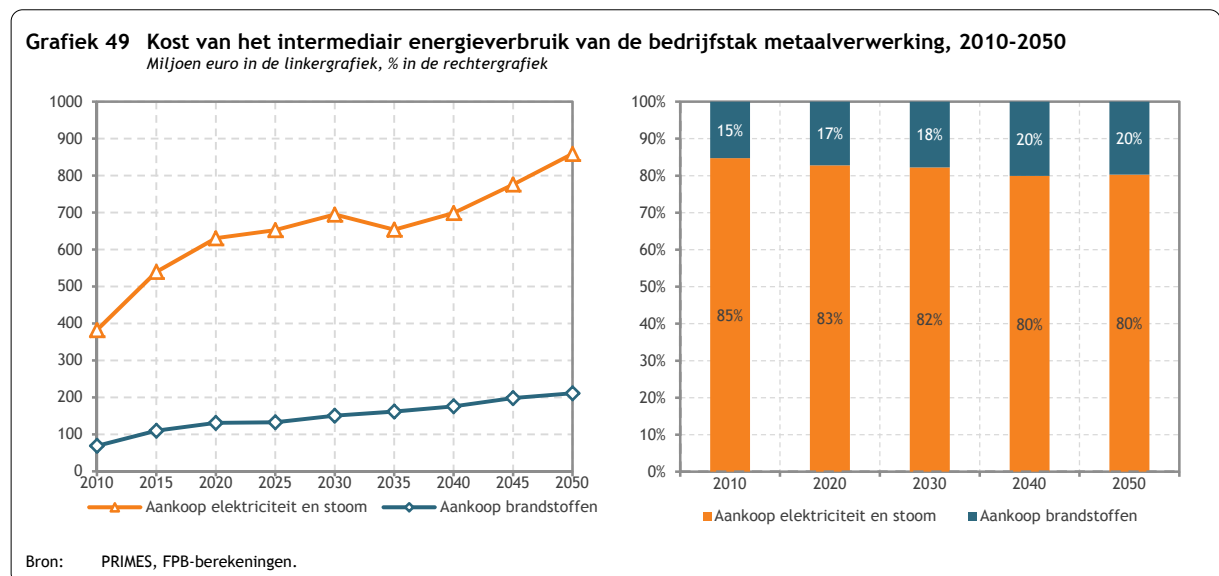
toe tegen 2050. De evolutie van de aankopen van elektriciteit en stoom wordt dus niet meer in hoofdzaak bepaald door prijswijzigingen, maar ook door een toename van het verbruik.

Ook al weegt dit minder door dan de vorige post, de kostprijs met betrekking tot de aankoop van brandstoffen (in hoofdzaak aardgas) neemt in de projectieperiode eveneens gevoelig en regelmatig toe.



Na 2020 zorgt de aankoop van CO₂-emissierechten voor extra druk op de kost van het intermediair energieverbruik van de bedrijfstak voeding. Het gewicht gaat van 4% in 2030 naar 10% in 2050.

Tot slot toont grafiek 49 de evolutie van de intermediair-energieverbruikskosten en haar componenten voor de bedrijfstak metaalverwerking.



Wanneer we de afwezigheid van kosten voor veilingbetalingen - metaalverwerkende ondernemingen maken geen deel uit van de ETS-sectoren - buiten beschouwing laten, vertoont het evolutieprofiel van de aankoop van elektriciteit en stoom en van brandstoffen en de samenstelling van de kostprijs van het intermediair energieverbruik van de bedrijfstak metaalverwerking sterke gelijkenissen met de

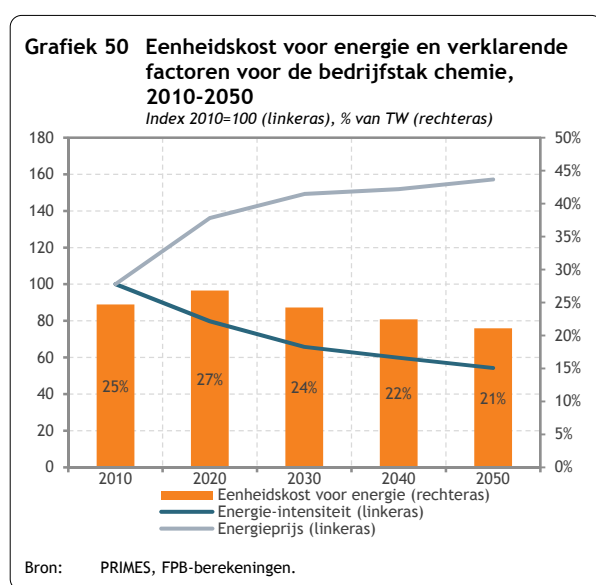
bedrijfstak voeding: een aanzienlijke en quasi continue toename van de aankoop van elektriciteit en stoom en van brandstoffen met een doorslaggevend gewicht (meer dan 80%) voor de eerste post.

5.2.3. Eenheidskost voor energie

De analyse van de eenheidskost voor energie die hieronder wordt uiteengezet, ligt in de lijn van de twee eerder geciteerde studies (EC, DG ECFIN, 2014 en EGCW, 2014) op dit ene punt na: enkel België wordt besproken gezien gelijkaardige resultaten voor de buurlanden niet beschikbaar zijn. Zowel de evolutie als de componenten van deze indicator worden geanalyseerd en dit voor de chemische industrie, de basismetaalnijverheid, voeding en metaalverwerking voor de periode 2010-2050, waarbij rekening wordt gehouden met de evolutie van de prijs van de verschillende energievormen (aardolie, aardgas, elektriciteit, etc.), met de toepassing van het Klimaat/Energiepakket 2020 en met maatregelen inzake energiebeleid zoals geïmplementeerd in het Referentiescenario (zie deel 3.3).

Deze analyse berust enkel op de cijfers van het PRIMES-model, zelfs voor het jaar 2010. De berekening van de eenheidskost voor energie houdt rekening met het verbruik van alle energievormen, maar het niet-energetisch verbruik wordt niet opgenomen. Daarom is de indicator die in dit deel wordt beschreven, niet direct vergelijkbaar met de eenheidskost voor energie vermeld in het EGCW-rapport. Deze laatste wordt immers berekend op basis van de aanbod- en gebruikstabellen (Eurostat, INR), houdt enkel rekening met het verbruik van aardgas en elektriciteit en bevat wel het niet-energetisch verbruik. Ondanks de afwezigheid van echte vergelijkingsmogelijkheden, in hoofdzaak te wijten aan beschikbaarheid van gegevens en tijd (zonder daarbij de moeilijkheden uit het oog te verliezen) nodig voor de verwerking ervan, is de voorgestelde analyse pertinent omdat ze evoluties bestudeert van indicatoren die op een coherente manier worden berekend over de hele projectieperiode.

Zoals blijkt uit grafiek 50 neemt de eenheidskost voor energie van de *chemie* tussen 2010 en 2020 toe: ze gaat er met twee procentpunten op vooruit (van 25% naar 27%). Daarna begint ze te dalen en in 2050 haalt ze nog 21%, wat vier procentpunten lager is dan het niveau genoteerd in 2010.



De evolutie op middellange termijn (2020) illustreert de toenemende druk van de energiekosten op de bedrijfstak van de chemie, veroorzaakt door de abrupte stijging van de prijzen voor aardolie, aardgas en elektriciteit⁸⁰ die niet worden gecompenseerd door verbeteringen in energie-efficiëntie: tussen 2010 en 2020 stijgen de energiekosten van de chemie sneller dan haar toegevoegde waarde.

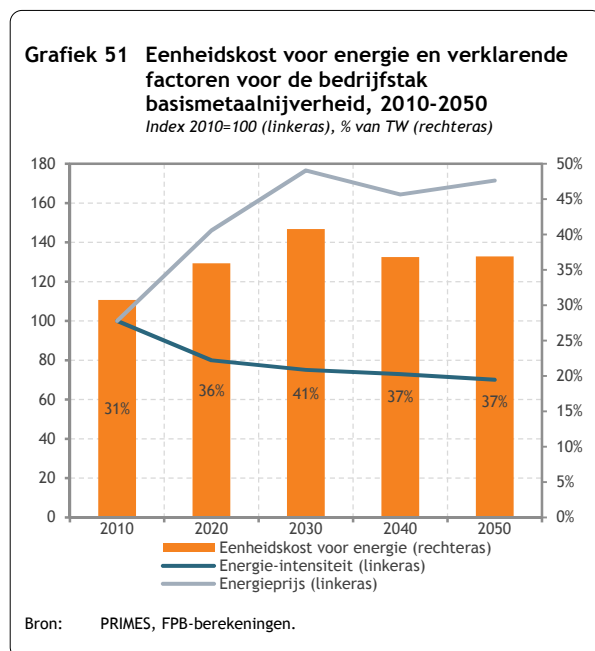
Op lange termijn (2030-2050) verlicht de druk van de energiekosten. Het energieverbruik past zich aan aan het prijssignaal en de daling van de

⁸⁰ De toename van de elektriciteitsprijzen tussen 2010 en 2020 is onder andere het gevolg van de toepassing van het Klimaat/Energiepakket en in het bijzonder van de HEB-doelstelling.

energie-intensiteit doet meer dan enkel de nog steeds zeer hoge energieprijzen compenseren. Er moet eveneens opgemerkt worden dat de evoluties van de energie-intensiteit voorgesteld in de figuur rekening houden met een toenemende daling van de BKG-uitstoot in de chemische industrie tegen 2050 via de hypothese van de verderzetting van het ETS-systeem (zie supra).

Tussen 2010 en 2020 stijgt de energieprijis voor de chemische industrie tegen een ritme van gemiddeld 3,1% per jaar, terwijl de energie-intensiteit van deze bedrijfstak met 2,2% afneemt. In de periode 2020-2050 zijn de percentages respectievelijk 0,5% en -1,3%.

Net zoals de chemische industrie hoort de *basismetaalnijverheid* eveneens thuis in het rijtje van de energie-intensieve industrieën; de energiekosten van deze bedrijfstak vertegenwoordigen een niet-verwaarloosbare fractie (meer dan 30%) van de toegevoegde waarde. Beide bedrijfstakken hebben eveneens gemeen dat ze in het bijzonder blootgesteld worden aan concurrentie op internationaal vlak.



Het profiel van de evolutie van de eenheidskost voor energie van de basismetaalnijverheid is behoorlijk verschillend van dat van de chemische industrie. De stijging van de eenheidskost voor energie zet zich voort tot in 2030 en is ook van een hogere orde (+5 procentpunten tussen 2010 en 2020 en +10 tussen 2010 en 2030). De eenheidskost voor energie van de basismetaalnijverheid bevindt zich ook in 2050 boven het niveau van 2010.

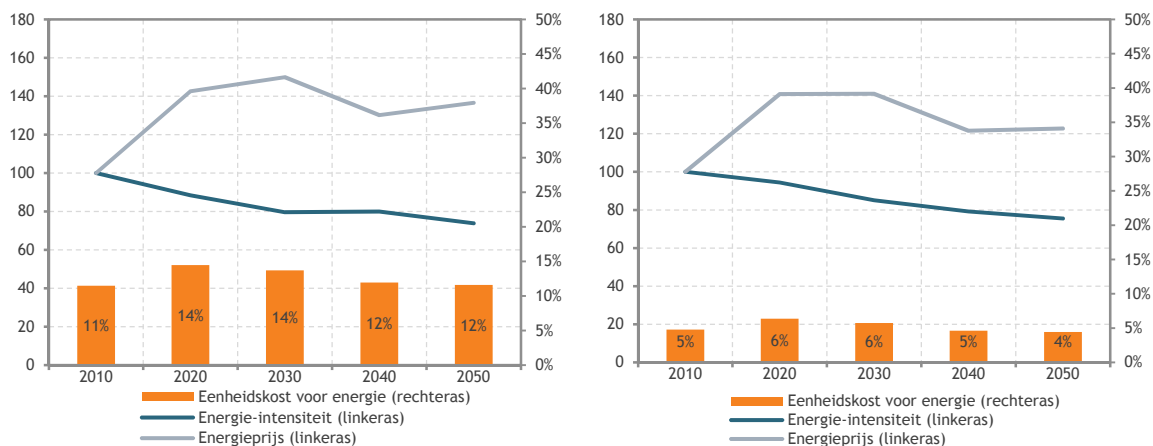
De verbetering inzake energie-efficiëntie die vooral gedurende de eerste 10 jaar wordt gerealiseerd, slaagt er niet in om de toename van de energieprijis te compenseren. Belangrijke reden daarvoor: de respectieve aandelen van de twee

filières voor staalproductie (hoogovens en elektrische boogovens) waarbij de tweede filière energetisch efficiënter is dan de eerste, werden op exogene manier bepaald (EC, 2013) voor de hele projectieperiode. Hierdoor wordt de potentiële winst inzake energie-efficiëntie beperkt.

Tussen 2010 en 2020 stijgt de energieprijis voor de basismetaalnijverheid tegen een ritme van gemiddeld 3,9% per jaar, terwijl de energie-intensiteit van deze bedrijfstak met 2,2% afneemt. In de periode 2020-2050 zijn de percentages respectievelijk 0,5% en -0,4%.

De volgende figuur stelt de evolutie voor van de eenheidskost voor energie (en de verklarende factoren) in de *voedingsindustrie* (links) en de *metaalverwerking* (rechts).

Grafiek 52 Eenheidskost voor energie en verklarende factoren voor de voedingsindustrie (links) en de metaalverwerking (rechts), 2010-2050
 Index 2010=100 (linkeras), % van TW (rechteras)



Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.

Het aandeel van de energiekosten in de toegevoegde waarde bevindt zich in de grootte-orde van 10% voor de voedingsindustrie en van 5% voor de metaalverwerking. De eenheidskost voor energie neemt in een eerste fase toe onder invloed van de energieprij: +3 (+1) procentpunt(en) in de voedingsindustrie (metaalverwerking) tussen 2010 en 2020. Nadien neemt dit weer af om in 2050 een niveau te bereiken dat iets hoger (lager) ligt dan het niveau van 2010 (verschil van één procentpunt).

De algemene oorzaken van deze evoluties zijn dezelfde als voor de chemische industrie, ook al zijn de variaties van de verklarende factoren (energieprijs en energie-intensiteit) van een verschillende omvang.

Voor de voedingsindustrie stijgt de energieprij tegen een ritme van gemiddeld 3,6% per jaar tussen 2010 en 2020, terwijl de energie-intensiteit van deze bedrijfstak met 1,2% afneemt. In de periode 2020-2050 zijn de percentages respectievelijk -0,1% en -0,6%.

Voor de metaalverwerking stijgt de energieprij tegen een ritme van gemiddeld 3,5% per jaar tussen 2010 en 2020, terwijl de energie-intensiteit van deze bedrijfstak met 0,6% afneemt. In de periode 2020-2050 zijn de percentages respectievelijk -0,5% en -0,7%.

5.2.4. Conclusie

De analyse van de toekomstige evolutie van de kost van het intermediair energieverbruik en van de eenheidskost voor energie van de vier bestudeerde bedrijfstakken geeft ons aanwijzingen over de impact van het Klimaat/Energiepakket 2020 en van prijsverhogingen van fossiele brandstoffen op de kostencompetitiviteit van deze bedrijfstakken. Omdat we niet beschikken over gelijkaardige analyses voor de buurlanden of voor landen elders in de wereld, blijven de inzichten die deze analyse verschaft slechts partieel en is het dus niet mogelijk om conclusies te trekken over een toekomstige daling, instandhouding of verbetering van de "energetische" kostencompetitiviteit van deze takken. Dat neemt echter niet weg dat heel wat interessante informatie uit deze analyse kan worden gepeurd.

De bedrijfstak van de *chemie* ziet de kost van zijn intermediair energieverbruik toenemen tegen 2050. Gegeven zijn energiemix kan deze toename vooral worden toegeschreven aan de aankoop van brandstoffen, voornamelijk aardgas. De evolutie van de kost wordt in hoofdzaak bepaald door de evolutie van de prijzen. Het energieverbruik van de chemische nijverheid daalt lichtjes in de projectieperiode. De eenheidskost voor energie van de chemische nijverheid, met name het aandeel van de energiekosten in de toegevoegde waarde, stijgt tot 2020 waarna dit weer afneemt om uiteindelijk in 2050 onder het niveau van 2010 te noteren. De eenheidskost voor energie combineert twee dimensies: de energieprijs en de energie-intensiteit. De energieprijs domineert de evolutie op middellange termijn (2020): deze prijsstijging wordt niet gecompenseerd door een zelfde of sterkere daling van de energie-intensiteit. Na 2020 zien we het omgekeerde gebeuren: de prijsstijging wordt meer dan gecompenseerd door een verbetering van de energie-efficiëntie.

De kost van het intermediair energieverbruik van de bedrijfstak *basismetalaalnijverheid* neemt eveneens toe tijdens de periode 2010-2050. Dit keer zijn het vooral de aankoop van elektriciteit en de emissierechten die de kost omhoog duwen. De aankoop van elektriciteit verklaart vooral de toename in de periode 2010-2030 (ontwikkeling van de elektrische filière voor de productie van staal), de emissierechten verklaren dan weer de toename tussen 2030 en 2050 (gebruik van steenkool en koolstofprijzen). De eenheidskost voor energie van de basismetalaalnijverheid neemt toe van 2010 tot 2030 waarna die weer zakt zonder echter ooit nog het niveau van 2010 te evenaren. Dat betekent dat de verbeterde energie-efficiëntie van de bedrijfstak als antwoord op de toename van de energieprijzen niet volstaat om deze laatste te neutraliseren.

De twee laatst bestudeerde bedrijfstakken, de *voedingsindustrie* en de *metaalverwerking*, kennen een vrij vergelijkbare evolutie. De kost van het intermediair energieverbruik neemt significant toe tussen 2010 en 2050. Dat heeft zowel te maken met de aankoop van elektriciteit als met de aankoop van brandstoffen, en dit zowel met de prijzen als met de verbruikte hoeveelheden. Het gewicht van de energiekosten in de toegevoegde waarde van deze twee bedrijfstakken is veel kleiner dan bij de chemische nijverheid en de metaalverwerking. Deze takken zijn dus minder gevoelig voor variaties in de energieprijzen. Toch hebben ze allebei af te rekenen met een verhoging van hun eenheidskostprijs voor energie tegen 2020, waarna die weer afneemt om zich in 2050 te situeren op een niveau dat heel dicht bij het niveau van 2010 aanleunt.

6. Gevoeligheidsanalyses

Na de bijkomende analyses beschreven in deel 5 worden in dit deel enkele gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Het verschil tussen bijkomende en gevoeligheidsanalyses ligt erin dat de bijkomende analyses welbepaalde deelaspecten van het energiesysteem toelichten zoals de toereikendheid van het toekomstig elektriciteitsproductieapparaat of de energiekosten (en de impact hiervan op enkele welbepaalde industrietakken), terwijl gevoeligheidsanalyses als doel hebben de impact na te gaan van enkele onderscheiden variabelen op de oorspronkelijke resultaten (van het Referentiescenario). Twee types van variabelen worden daarbij naar voor geschoven: het bbp en de internationale energieprijzen.

6.1. Inleiding

Eigenlijk worden gevoeligheidsanalyses opgesteld om na te gaan wat de draagwijdte is van welbepaalde variabelen op het eindresultaat. Dat kan onderzocht worden door naast de hoofdanalyse (zoals beschreven in het Referentiescenario) een identieke analyse uit te voeren, maar daarbij één hypothese (of variabele) te wijzigen. Deze andere variabele of hypothese wordt niet zomaar arbitrair gekozen, vaak is ze het onderwerp van enige controverse (zelfs tussen experts!) gezien haar bepaling een oefening op zich vergt.

Het nut van gevoeligheidsanalyses resideert in het feit dat toekomstprojecties per definitie onderhevig zijn aan heel wat onzekerheden. Om met deze onzekerheden rekening te houden en ze zelfs in kaart te brengen, is het mogelijk om, alle andere assumpties gelijk verondersteld, analyses te ondernemen waarbij alternatieve hypothesen als input voor de oefening worden genomen. Dat laat toe om te evalueren hoe de oorspronkelijke resultaten afwijken (of niet) van deze van de “gevoeligheidsanalyse”.

De invloed van twee variabelen op enkele indicatoren uit deel 4 wordt in dit deel onderzocht. Zoals gesteld is de bepaling van hun verloop niet onbesproken, en deze analyse toont hoe het Belgisch energiesysteem zou evolueren indien we alternatieve tracés volgen voor het Belgisch bbp (deel 6.2) en voor de internationale energieprijzen (deel 6.3). Daarbij dient opgemerkt te worden dat er geen gekruiste analyses gebeuren, m.a.w. voor de gevoeligheidsanalyse rond het bbp worden dezelfde energieprijzen verondersteld als voor het Referentiescenario en voor de gevoeligheidsanalyse rond de energieprijzen wordt dezelfde evolutie van bbp verondersteld als voor het Referentiescenario.

6.2. Bbp-analyse

6.2.1. Alternatieve hypothese

Voor de bbp-analyse worden twee alternatieve evoluties onderzocht: eentje waarbij de groei van het bbp versnelt ten opzichte van het Referentiescenario (de *High GDP*-variant) en een tweede waarbij de groei van het bbp trager verloopt dan in het Referentiescenario (de *Low GDP*-variant). Onderliggend aan deze afwijkende evoluties in de varianten zijn alternatieve assumpties aangaande de groei van de wereldeconomie. Deze werden gemodelleerd met GEM-E3 (zie ook deel 3.1).

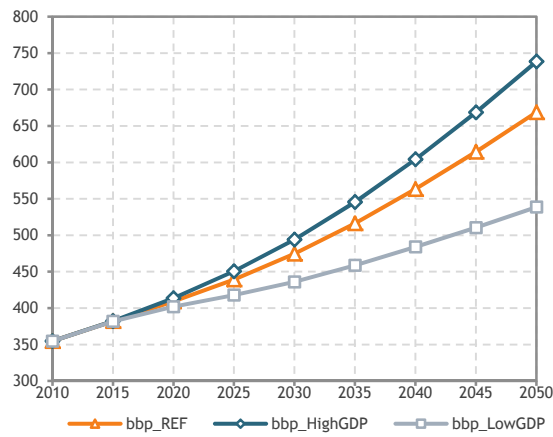
Voor de *High GDP*-variant wordt verondersteld dat de globale economie binnen een meer stabiel financieel en politiek kader opereert dan het geval is in het Referentiescenario waardoor investeringen gestimuleerd worden en de economische groei in het algemeen aantrekt. Omwille van de snellere groei (vergeleken met het Referentiescenario) is er een hogere wereldvraag naar goederen en diensten, ook deze die in de EU worden geproduceerd, wat op haar beurt leidt tot een hogere (EU) productie, meer investeringen, een hogere tewerkstelling en inkomen vergeleken met het Referentiescenario. Er treedt eveneens een trickle down-effect op in sectoren die minder blootstaan aan internationale concurrentie waardoor er een stijging in private consumptie (omwille van hogere inkomens) en in de vraag naar investeringsgoederen plaatsvindt.

In de *Low GDP*-variant wordt dan het omgekeerde verondersteld. Daar wordt aangenomen dat onzekerheden en instabiliteiten in de financiële markten en in de algemene politieke omgeving een vertraging in het investeringsritme veroorzaken, waardoor ook de globale productiviteitsgroei minder snel toeneemt dan in het Referentiescenario. Een lagere globale groei leidt tot een lagere vraag naar (Europese) goederen en diensten. Omwille van de vele onzekerheden wordt kapitaal ook duurder. Dat alles heeft een weerslag op de private consumptie en op de vraag naar kapitaalgoederen.

Deze afwijkende globale en Europese fenomenen hebben een impact op het Belgisch bbp. In de *High GDP*-variant groeit het bbp tussen 2010 en 2050 jaarlijks aan met gemiddeld 1,8% per jaar (vergeleken met gemiddeld 1,6% per jaar in het Referentiescenario), in de *Low GDP*-variant wordt dat gemiddeld

1,0% per jaar.

Grafiek 53 Alternatieve evolutie van bbp in de gevoeligheidsanalyses, 2010-2050
Miljard euro'10



Bron: NTUA, EC (2013).

In 2050 bereikt het bbp 738,4 miljard euro in de *High GDP*-variant, 538,6 miljard euro in de *Low GDP*-case, terwijl het Referentiescenario een bbp veronderstelde van 668,8 miljard euro. Per sector bekeken, is het zo dat de toegevoegde waarde van quasi elke sector in de *Low GDP*-variant lager optekent dan in het Referentiescenario, terwijl de *High GDP*-variant sterke gelijkenissen vertoont met het Referentiescenario, behalve voor de sectoren Chemie, Metaalverwerking en Andere Industrieën waar de toegevoegde waarden in 2050 tussen 8 en 12% hoger liggen dan in het Referentiescenario.

De hypothesen over de economische groei, de toegevoegde waarde van de industrie en van de tertiaire sector (inclusief landbouw) en de consumptieve bestedingen van de huishoudens in de varianten van de economische groei worden weergegeven in onderstaande tabel, naast de hypothesen van het Referentiescenario.

Tabel 10 Vergelijking van macro-economische assumpties in het Referentiescenario en de bbp-varianten
Gemiddelde jaarlijkse groeivoet tussen 2010 en 2050 in %

	Referentiescenario	High GDP-variant	Low GDP-variant
Bbp	1,6	1,8	1,0
Toegevoegde waarde van de industrie	1,5	1,7	0,9
IJzer- en staalindustrie en non-ferrometalen	0,4	0,5	-0,4
Chemie	1,2	1,4	0,5
Niet-metaalhoudende mineralen	1,3	1,4	0,4
Papier	1,7	1,7	0,9
Voeding, drank en tabak	1,4	1,5	1,1
Metaalverwerking	2,4	2,7	1,8
Overige	0,8	0,9	0,2
Toegevoegde waarde van de tertiaire sector	1,7	1,9	1,1
Private consumptie per inwoner	1,1	1,6	0,7

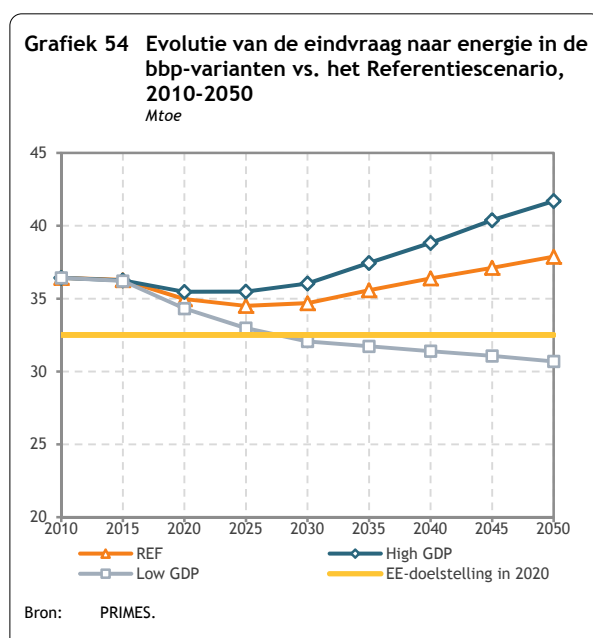
Bron: EC (2013), NTUA.

6.2.2. Resultaten

In wat volgt, wordt niet de volledige analyse van het Referentiescenario hernomen, maar wordt ingezoomd op enkele markante resultaten.

a. Finaal energieverbruik

De impact van alternatieve evoluties van de macro-economische context op het totale energie-eindverbruik wordt geïllustreerd in grafiek 54.



In de High (Low) GDP-variant stijgt het energie-eindverbruik in een hoger (lager) tempo dan in het Referentiescenario. De gemiddelde jaarlijkse groei van het energie-eindverbruik tijdens de periode 2010-2050 bedraagt 0,1% in het Referentiescenario, stijgt tot 0,3% in de High GDP-case, maar wordt negatief (-0,4%) in de Low GDP-variant.

In de High GDP-variant neemt de evolutie een U-vorm aan zoals in het Referentiescenario. Dat is niet het geval in de Low GDP-variant waar de daling van het energieverbruik in het begin van de projectieperiode zich verderzet tot in 2050. In 2050 bedraagt het energie-eindverbruik 41,7 Mtoe (30,7 Mtoe) in de High (Low) GDP-variant

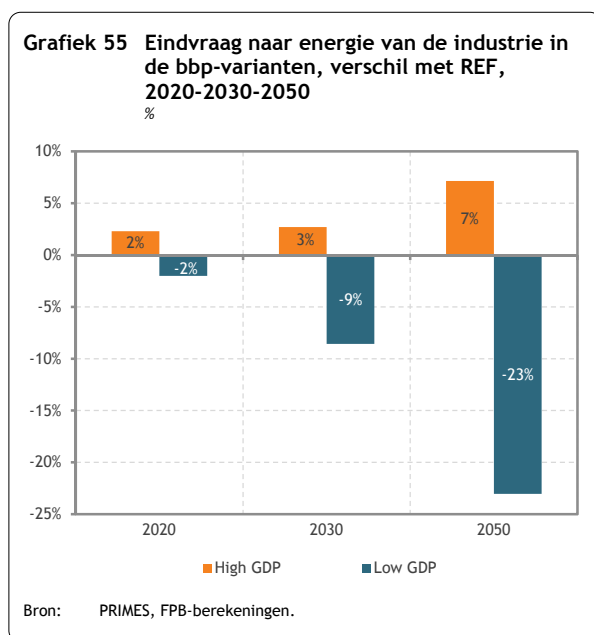
tegenover 37,9 Mtoe in het Referentiescenario. In relatieve termen betekent dat een stijging (daling) van 10% (19%) in 2050 ten opzichte van het Referentiescenario.

De varianten hebben daarentegen een zeer beperkte invloed op de samenstelling van het totale energie-eindverbruik over de verschillende energievormen.

Een vergelijking van de resultaten van de twee bbp-varianten met de Belgische indicatieve energie-efficiëntiedoelstelling in termen van finaal verbruik (maximaal 32,5 Mtoe in 2020) wijst op een kloof van 3 Mtoe (1,8 Mtoe) in de High (Low) GDP-variant, tegenover 2,5 Mtoe in het Referentiescenario. Na 2020 bevindt het finaal energieverbruik in de High GDP-variant zich nog steeds boven de 2020-doelstelling van 32,5 Mtoe. In de Low GDP-variant duikt het verbruik tussen 2025 en 2030 onder die grenswaarde en blijft daar tot het einde van de projectieperiode.

De volgende paragrafen beschrijven de impact van de bbp-varianten op het energie-eindverbruik van de industrie, de residentiële, de tertiaire en de transportsector.

Industrie



Grafiek 55 toont de impact op de eindvraag naar energie van de industrie: die neemt toe in de tijd. In 2020 bedraagt het verschil ten opzichte van het Referentiescenario +2% (-2%) voor de High (Low) GDP-variant. Het verschil wordt nadien groter. In 2030 (2050) komt het uit op +3% (+7%) voor de High GDP-variant en -9% (-23%) voor de Low GDP-variant. Die verschillende evoluties worden voornamelijk verklaard door wijzigingen in de macro-economische context. De groei van de industriële activiteit, hier gemeten aan de hand van de toegevoegde waarde, heeft een rechtstreekse invloed op het energieverbruik van de industrie.

We merken op dat de verschillen in termen van energieverbruik niet strikt overeenstemmen met de verschillen in termen van toegevoegde waarde. Die laatste bedraagt +8% (-21%) in 2050 in de High (Low) GDP-variant. In de High GDP-variant ligt dat vooral aan het feit dat een sterkere economische groei leidt tot belangrijkere investeringen in nieuwe, meer efficiënte uitrusting, met een verbetering van de energie-efficiëntie in de industrie tot gevolg.

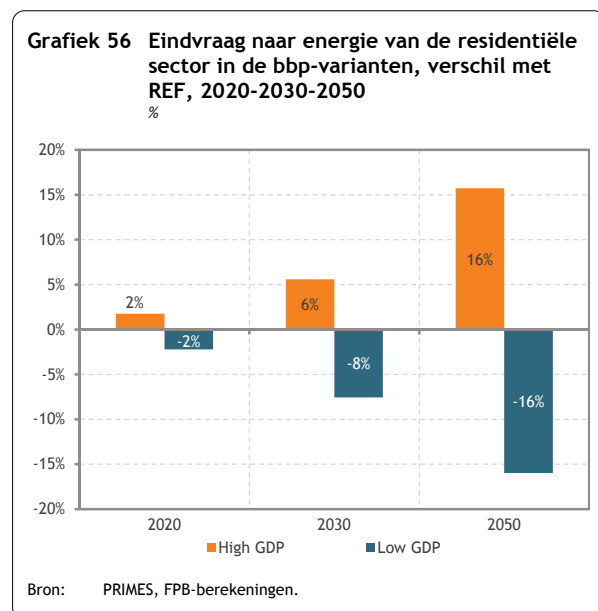
In de Low GDP-variant ligt dat eerder aan de verschillen tussen de macrosectorale hypothesen van de variant en het Referentiescenario. Die verschillen zijn groter voor de energie-intensieve bedrijfstakken. Het aandeel van die bedrijfstakken neemt bijgevolg af en de gemiddelde energie-intensiteit van de industrie daalt sneller dan in het Referentiescenario.

De impact van de bbp-varianten op de samenstelling van het energie-eindverbruik van de industrie is miniem: de verdeling tussen de energievormen is vrijwel identiek aan die in het Referentiescenario.

Al vooruitlopend op het volgend deel dat gewijd is aan de productie van elektriciteit kan het interessant zijn de evolutie van het elektriciteitsverbruik van de industrie te vergelijken in de twee bbp-varianten en het Referentiescenario. In het Referentiescenario stijgt het elektriciteitsverbruik gemiddeld met 0,2% per jaar over de periode 2010-2050. In de High GDP-variant bedraagt de groeivoet

gemiddeld 0,3% per jaar, terwijl het verbruik in de Low GDP-variant terugvalt met gemiddeld 0,4% per jaar.

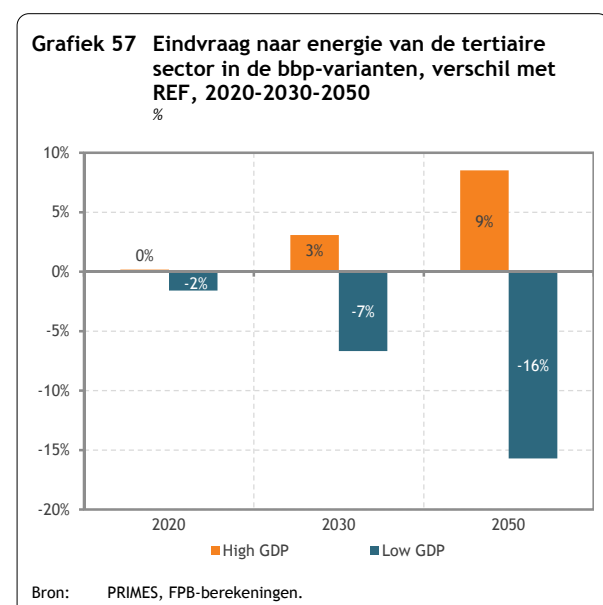
Residentiële sector



Wat het residentiële energieverbruik betreft, merken we dat dit gevoelig hoger (lager) ligt in de High (Low) GDP-variant. In 2020 is het verschil nog relatief bescheiden en beslaat het +2% in de High GDP-variant, -2% in de Low GDP-variant vergeleken met het Referentiescenario. In 2030 (2050) wordt dat +6% (+16%) in de High GDP-variant en -8% (-16%) in de Low GDP-variant. Dat heeft o.a. te maken met de relatief hogere (lagere) private consumptie in de High (Low) GDP-variant in vergelijking met het Referentiescenario⁸¹. De energiemix in de 2 varianten (en het Referentiescenario) in 2050 is evenwel identiek.

De residentiële vraag naar elektriciteit stijgt gemiddeld met 0,8% per jaar over de periode 2010-2050 in het Referentiescenario. In de High (Low) GDP-variant wordt dat gemiddeld 1,2% (0,4%) per jaar.

Tertiaire sector

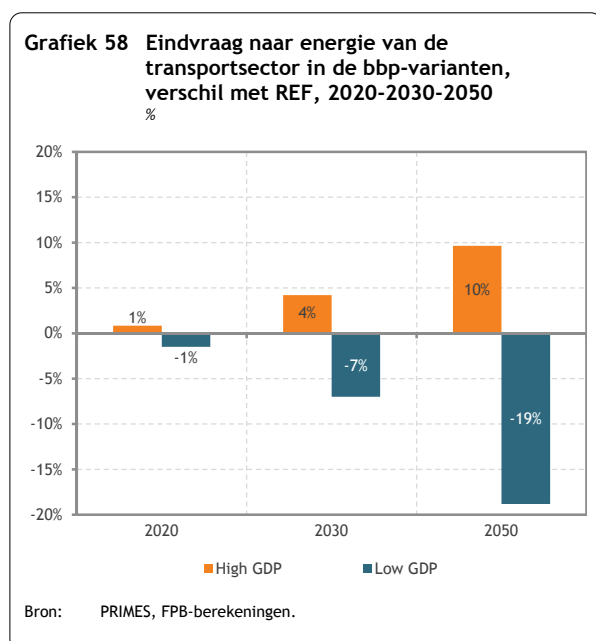


Voor de tertiaire sector zien we eenzelfde algemeen patroon: de High GDP-variant torent boven het Referentiescenario uit, de Low GDP-variant ligt er een stukje onder. In 2020 zijn de verschillen eerder gering of onbestaand: 0% (-2%) in de High (Low) GDP-variant vergeleken met het Referentiescenario. In 2030 (2050) ligt het tertiair verbruik 3% (9%) hoger in de High GDP-variant en 7% (16%) lager in de Low GDP-variant. De mix in de 2 varianten (en het Referentiescenario) in 2050 is gelijkaardig.

De vraag naar elektriciteit van de tertiaire sector stijgt gemiddeld met 0,8% per jaar over de periode 2010-2050 in het Referentiescenario. In de High (Low) GDP-variant wordt dat gemiddeld 1,0% (0,4%) per jaar. De divergenties zijn op rekening te schrijven van de verschillende activiteitsniveaus in de varianten vergeleken met het Referentiescenario.

⁸¹ Vergeleken met het Referentiescenario ligt de private consumptie (uitgedrukt in euro per capita) in de High GDP-variant 7% (18%) hoger in 2030 (2050), voor de Low GDP-variant wordt dat 6% (15%) lager in 2030 (2050).

Transport



Ter afsluiting van dit deel over het finaal energieverbruik toont grafiek 58 de impact van de bbp-varianten op het energie-eindverbruik van het transport.

Het verband tussen de macro-economische indicatoren (voornamelijk het bbp en de consumptieve bestedingen van de huishoudens) en het energieverbruik van het transport verloopt via de transportactiviteit gemeten in reizigerskilometers (rkm) voor het personenvervoer en in tonkilometers (tkm) voor het goederenvervoer. Meer (minder) economische activiteit betekent meer (minder) transportactiviteit. En indien de transportactiviteit toeneemt (afneemt), stijgt (daalt) het

energieverbruik van de transportsector onder gelijkblijvende omstandigheden.

In 2020 bedraagt het verschil in verbruik tussen het Referentiescenario en de bbp-varianten 1%. Dat verschil is positief in de High GDP-variant en negatief in de Low GDP-variant. In 2030 (2050) zijn de verschillen groter: +4% (+10%) in de High GDP-variant en -7% (-19%) in de Low GDP-variant.

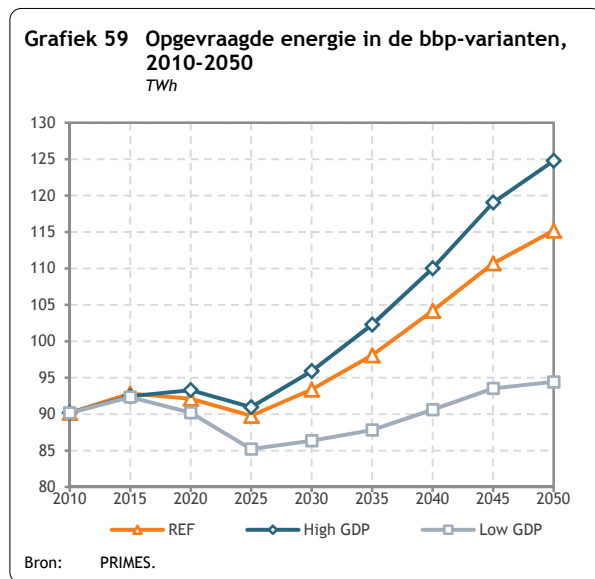
De opsplitsing van het energieverbruik in, enerzijds, verschillende vervoerswijzen en, anderzijds, verschillende energievormen evenals de structuur van het wagenpark zijn daarentegen vergelijkbaar in het Referentiescenario en de bbp-varianten. Dat is logisch gezien er, afgezien van de hypothese over economische groei, geen enkele andere hypothese werd gewijzigd in de varianten.

Vooraleer dit deel over de sectoren van de finale vraag af te sluiten, wijzen we erop dat de alternatieve hypothesen inzake economische groei vrijwel geen effect hebben op de evolutie van de eenheidskosten voor energie. De veranderingen in de kosten voor het energieverbruik die worden gedragen door de industrie, de tertiaire sector of de residentiële sector (teller) zijn quasi proportioneel met de wijzigingen in de toegevoegde waarde of in de consumptieve bestedingen van de huishoudens (noemer).

b. Elektriciteitsproductie

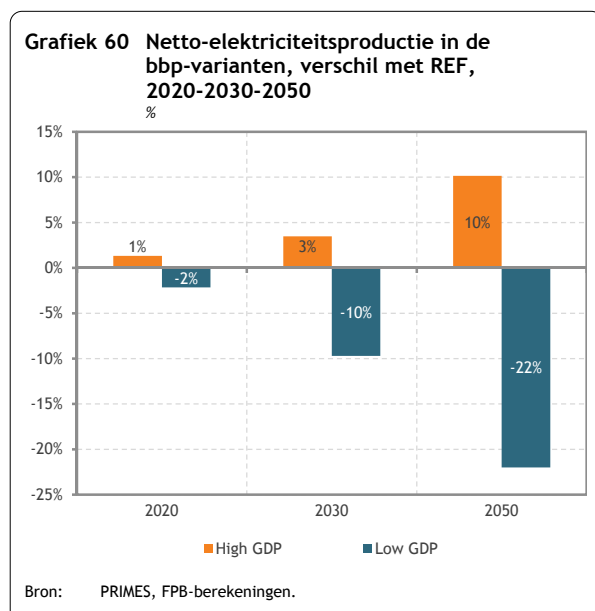
Een alternatieve evolutie van het bbp blijft niet zonder gevolgen voor de vraag naar elektriciteit. Gegeven dat de fysieke outputindicator (en toegevoegde waarde) van bvb. de energie-intensieve chemiesector in de High case 5% (8%) hoger ligt in 2030 (2050) vergeleken met het Referentiescenario, heeft dit onvermijdelijk een repercussie op het verbruik van elektriciteit. Ook het residentiële elektriciteitsverbruik is 5% (14%) hoger in de High GDP-variant in 2030 (2050) vergeleken met het Referentiescenario, wat toegeschreven kan worden aan de hogere private consumptie in de variant met een hoger bbp. Omgekeerd duidt een lager bbp op een lagere economische activiteit en private consumptie waardoor minder elektriciteit verbruikt wordt. Voor de chemische sector is de

fysieke-outputindicator in 2030 (2050) 9% (24%) lager in de Low GDP-case dan in het Referentiescenario, de private consumptie ligt 6% (15%) lager in 2030 (2050).



Wanneer we naar het totaalplaatje kijken, zien we dat de opgevraagde energie in de High GDP-variant eenzelfde trend volgt als in het Referentiescenario, met uitzondering van de periode 2015-2020: in de High GDP-variant wordt dan nog een lichte stijging van de opgevraagde energie genoteerd, terwijl het Referentiescenario al een dalende beweging heeft ingezet. Tussen 2020 en 2030 daalt de opgevraagde energie eerst om daarna sterk aan te groeien tot een niveau van 95,9 TWh in 2030. Nadien blijft de opgevraagde energie aangroeien om in 2050 een niveau van 124,8 TWh te noteren.

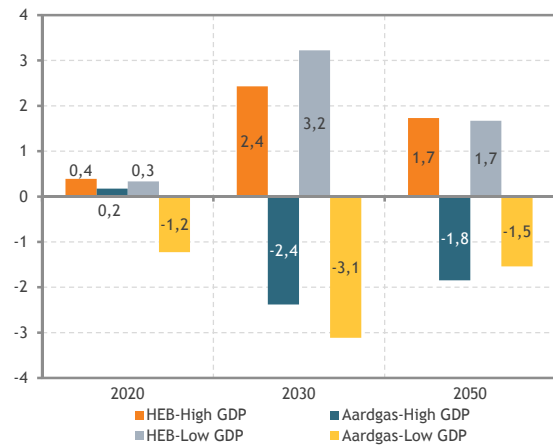
Wat de Low GDP-variant betreft, deze bevindt zich systematisch een stuk onder het Referentiescenario met een verschil dat overheen de tijd aangroeit: in 2020 is dat verschil 1,9 TWh (de opgevraagde energie in de Low GDP-variant bedraagt 90,2 TWh), in 2030 is dat al 7,0 TWh (de opgevraagde energie in de Low GDP-variant bedraagt 86,4 TWh), in 2050 20,8 TWh (de opgevraagde energie in de Low GDP-variant bedraagt 94,4 TWh).



Uiteraard vertaalt zich dat in een verschillend niveau van elektriciteitsproductie (gegeven een identiek verondersteld netto-invoerniveau), wat afgebeeld wordt in grafiek 60. In 2050 loopt dat verschil uit tot +10% (-22%) in de High (Low) GDP-variant.

Hoewel het niveau van productie van de twee varianten sterk uiteenloopt, blijken de verschillen in de mix van een kleinere orde. Bovendien is het verschil tussen beide varianten marginaal.

Grafiek 61 Productiemix in de bbp-varianten, verschil met REF, 2020-2030-2050
Procentpunten



Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.

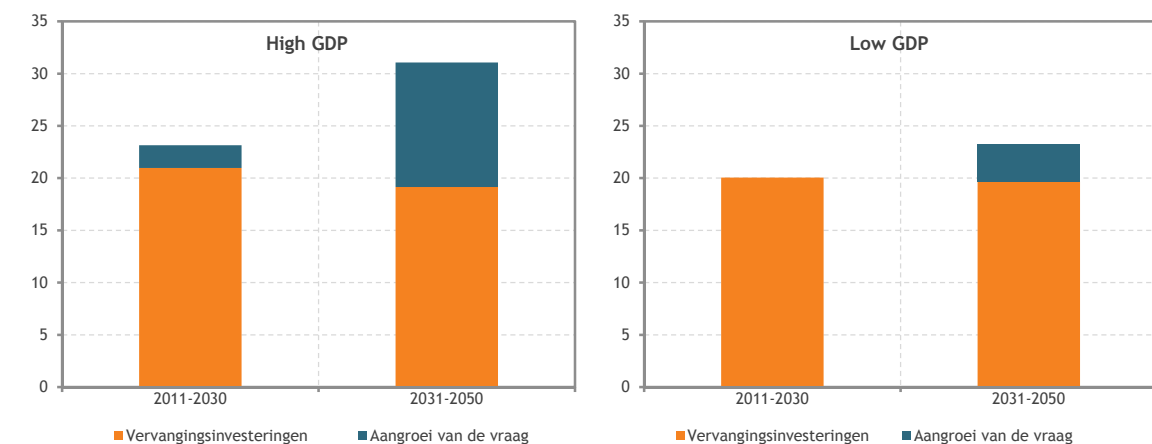
Grafiek 61 toont dat het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen (aardgas) steeds hoger (lager) is in de varianten dan in het Referentiescenario. Het verschil is het meest uitgesproken in 2030 (rond de 3 procentpunten). In 2050 krimpt het verschil naar iets minder dan 2 procentpunten. Binnen de categorie hernieuwbare energie is het de windenergie die het HEB-aandeel van de bbp-varianten naar boven trekt.

De afwijking in benodigde productie tussen de twee varianten vertaalt zich logischerwijs in een verschil in noodzakelijke investeringen. Tussen 2010 en 2050 is er in de Low GDP-variant 43 GW

aan nieuwe capaciteitsinvesteringen vereist; in de High GDP-variant wordt dat 54 GW (vergeleken met 51 GW in het Referentiescenario). In monetaire termen omgezet komt dat overeen met een bedrag van 51 miljard euro nodig voor investeringen in elektriciteitsproductiecentrales in de Low GDP-variant, in de High GDP-variant loopt dat bedrag op tot 71 miljard euro (vergeleken met 62 miljard euro in het Referentiescenario).

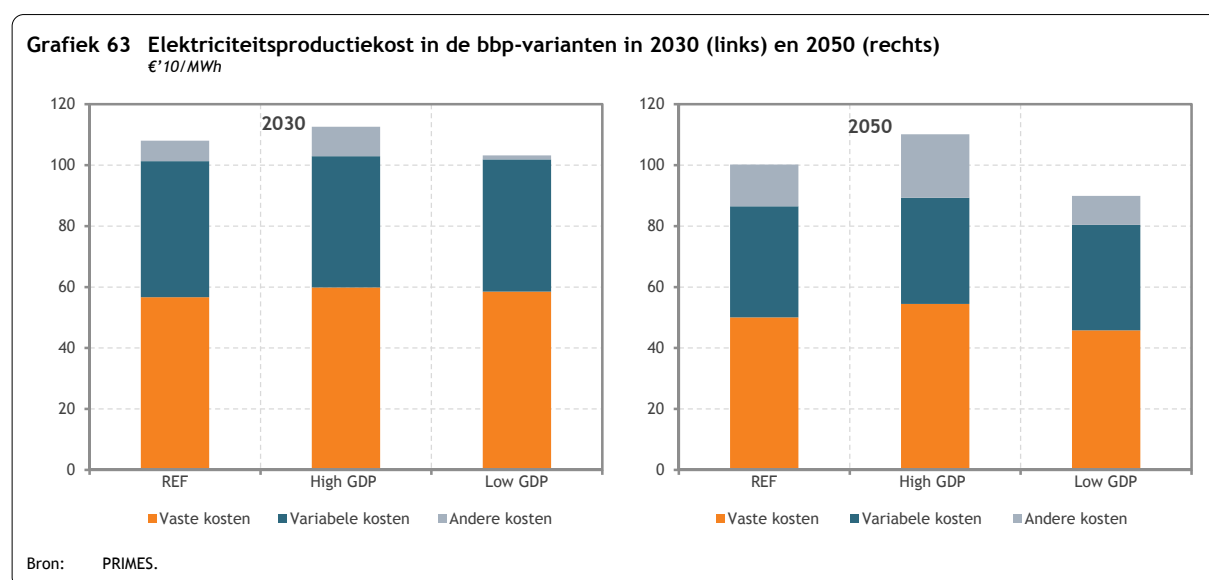
De investeringen kunnen, naar analogie met het rechterdeel in grafiek 27 van het Referentiescenario, opgedeeld worden in vervangingsinvesteringen en investeringen die tegemoet komen aan de groei van de vraag. Deze opdeling leert dat niet enkel het niveau, maar ook de functie van de investeringen danig verschillend is in de bbp-varianten. In de High GDP-variant dient 9% (38%) van de investeringen in de periode 2011-2030 (2031-2050) om de additionele vraag te dekken, in de Low GDP-variant is dat 0% in de eerste periode (wegens een krimpende vraag) en 15% in de tweede. In het Referentiescenario zijn die percentages respectievelijk 5 en 31%.

Grafiek 62 Classificatie van benodigde investeringen in de bbp-varianten, 2010-2050
GW



Bron: PRIMES, FPB-berekeningen.

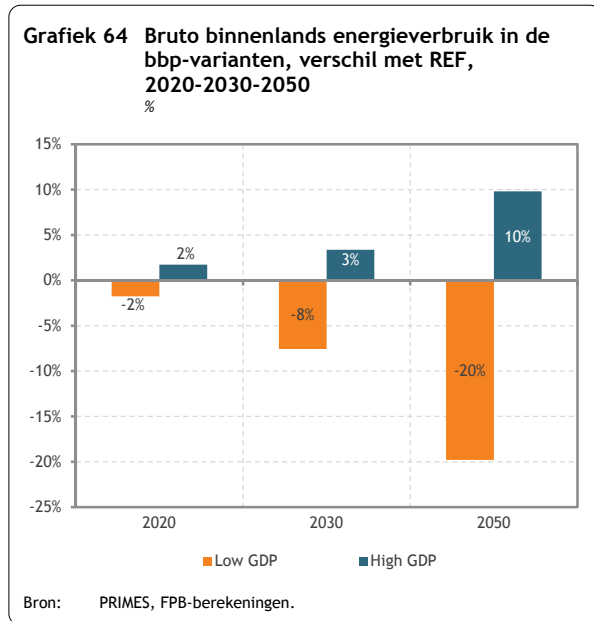
Verskil in investeringen heeft op haar beurt repercussies voor de productiekosten van de centrales, meer bepaald voor het deel vaste (investerings)kosten. In tegenstelling tot de mix zijn hier wel belangrijke divergenties te onderscheiden, en dit niet alleen wat betreft de omvang van de productiekost, maar ook wat betreft de samenstelling. Niet verwonderlijk bevindt de gemiddelde productiekost berekend in het Referentiescenario zich tussen deze van de bbp-varianten, zowel in 2030 als in 2050. De High GDP-variant heeft dus een hogere gemiddelde kost van productie, de Low GDP-variant een lagere. Qua samenstelling valt op dat hoe hoger het bbp, hoe hoger het bedrag 'Andere kosten'. Deze andere kosten hebben te maken met de aankoop van ETS-emissiequota: bij een hogere absolute productie op basis van fossiele installaties gecombineerd met een hogere CO₂-prijs (zie infra) lopen deze kosten dan ook snel op. In de Low GDP-variant geldt de omgekeerde redenering. Het deel variabele (hoofdzakelijk brandstof)kosten is heel gelijkaardig in de High en Low GDP-variant, en dit zowel in 2030 als in 2050. Het is evenwel lager dan in het Referentiescenario. Dat kan verklaard worden door een elektriciteitsproductie in de gascentrales (teller⁸²) die minder snel stijgt dan de elektriciteitsverkoop (noemer) vergeleken met het Referentiescenario.



c. Bruto binnenlands energieverbruik

Wanneer we de optelsom maken van al deze trends, bekomen we het bruto binnenlands energieverbruik (bbv). Voor de High GDP-variant merken we een gelijkaardig patroon (maar versneld) als geobserveerd in het Referentiescenario; het bruto binnenlands energieverbruik (bbv) in de Low GDP-variant blijft daarentegen dalen, ook na 2030. In 2030 ligt het bbv in de High (Low) GDP-variant 3% hoger (8% lager) dan het Referentiescenario. In 2050 bereikt het bbv in de High (Low) GDP-variant een niveau dat 10% hoger (20% lager) ligt dan datgene dat in het Referentiescenario wordt gehaald. De High GDP-variant noteert aan 59 Mtoe in 2050, de Low GDP-variant aan 43 Mtoe (het bbv in het Referentiescenario bedraagt 54 Mtoe in 2050).

⁸² Het variabele deel van de productiekost wordt hoofdzakelijk uitgemaakt door de kosten voor de aankoop van aardgas. Deze zijn evenredig met de elektriciteitsproductie in de gascentrales gezien de prijzen voor aardgas identiek zijn in de varianten en het Referentiescenario (enkel bbp wordt verschillend verondersteld).



Voornaamste verschillen zijn te vinden in het verbruik van olie en aardgas. In de High GDP-variant ligt het olieconsumptie 4% (9%) hoger dan in het Referentiescenario in 2030 (2050), in de Low GDP-variant is dat respectievelijk 7% (19%) lager. Voor aardgas zijn de cijfers 2% (11%) hoger voor de High GDP-variant vergeleken met het Referentiescenario in 2030 (2050) en 9% (22%) lager voor de Low GDP-variant. Naast fossiele brandstoffen wordt er in de High GDP-variant ook meer ingezet op hernieuwbare energie: +7% (+14%) vergeleken met het Referentiescenario in 2030 (2050), in de Low GDP-variant is dat 6% (21%) minder.

Hoewel de evolutie van het bbv (en het bbp per hypothese) verschilt in de bbp-varianten, is die van de energie-intensiteit niet (sterk) afwijkend, wat erop wijst dat energie-efficiëntie-initiatieven in beide varianten bewaard blijven⁸³.

Wat de invoerafhankelijkheid betreft, zien we een minuscuul (in de orde van minder dan 1 procentpunt) lagere afhankelijkheid in beide varianten vergeleken met het Referentiescenario (voor alle jaren).

Hoewel de invoerafhankelijkheidsindex niet echt wijzigt, stellen we wel degelijk een impact vast op de externe brandstoffactuur (voor olie en aardgas⁸⁴). In de High GDP-variant dient er in 2050 2,4 miljard euro meer aan olie en 1 miljard euro meer aan aardgas uitgegeven te worden in vergelijking met het Referentiescenario. De Low GDP-variant ervaart een krimp in de externe brandstoffactuur: in 2050 dient er 5 miljard euro minder aan olie en 2 miljard euro minder aan aardgas opgehoest te worden.

d. Broeikasgasemissies

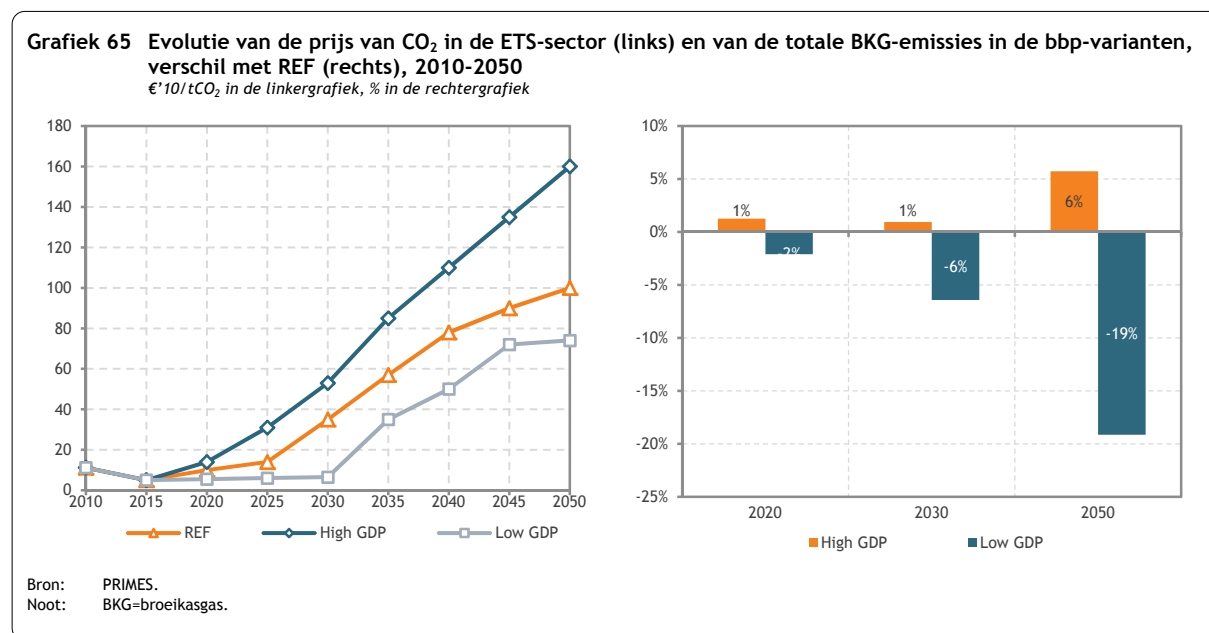
Een dergelijk gebruik van energie culmineert in een bepaalde hoeveelheid broeikasgasemissies. Grafiek 65 toont aan de linkerkant de CO₂-prijs in de ETS-sector van het Referentiescenario en de twee varianten: deze prijs heeft onmiskenbaar een invloed op het verbruik van energie en dus, ceteris paribus, op de uitstoot van emissies. Aan de rechterkant wordt het resulterend verschil in broeikasgasemissies van de bbp-varianten ten opzichte van het Referentiescenario geafficheerd.

In 2020 liggen de totale broeikasgasemissies van de High (Low) GDP-variant 1% boven (2% onder) deze van het Referentiescenario. In 2030 (2050) versterken deze tendensen en bevinden de totale

⁸³ Mede onder impuls van een 'aangepaste' CO₂-prijs. Ter herinnering: de CO₂-prijs die gehanteerd wordt, is geen input in het model, maar het resultaat van een 'trial and error'-oefening, of "ETS prices are endogenously derived so as the cumulative ETS cap is met" (EC, 2013).

⁸⁴ De impact op de externe steenkoolfactuur is van een veel kleinere orde.

broeikasgasemissies van de High GDP-variant zich 1% (6%) boven deze van het Referentiescenario, de Low GDP-case noteert dan -6% (-19%) verschil met het Referentiescenario.



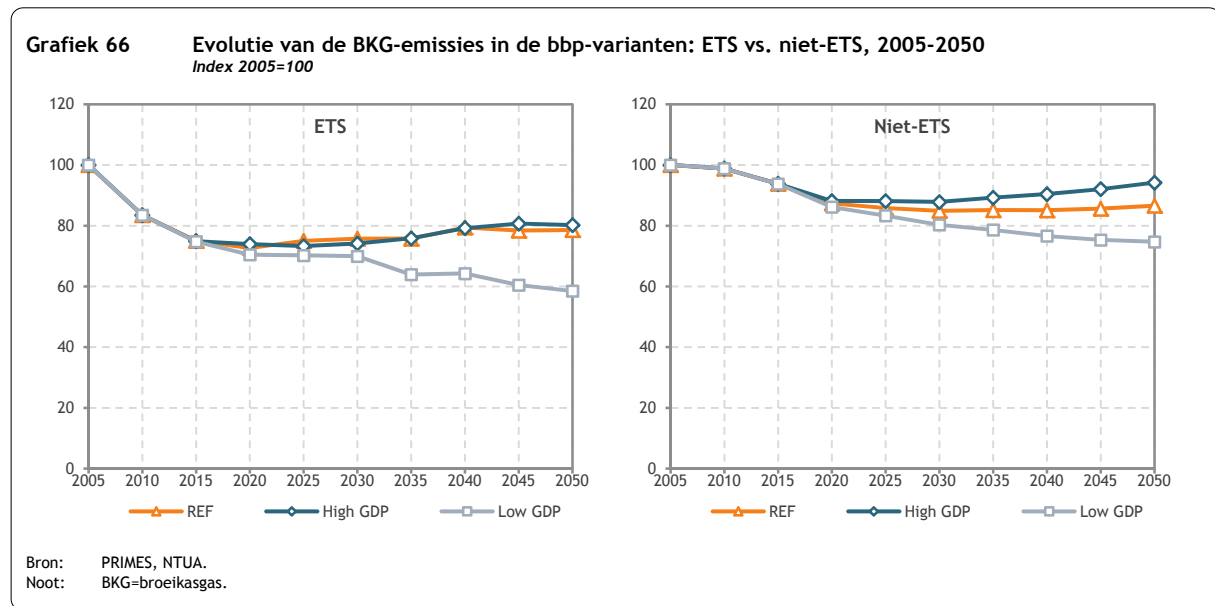
De BKG-emissies in de High GDP-variant volgen dezelfde evolutie als in het Referentiescenario: een regelmatige daling tot 2030, gevolgd door een stijging tijdens de periode 2030-2050. Ondanks de toename ten opzichte van het Referentiescenario blijven de totale BKG-emissies tijdens de volledige projectieperiode onder het niveau van 1990. In 2050, het jaar waarin de emissies pieken, bevinden ze zich 12% onder het niveau van 1990, vergeleken met 17% in het Referentiescenario.

Die evolutie is totaal verschillend in de Low GDP-variant. De emissies blijven constant dalen tijdens de projectieperiode en bevinden zich 33% onder het niveau van 1990 in 2050.

Om die verschillende evoluties te begrijpen, moeten enkele hypothesen inzake de niet-ETS-sector worden toegelicht. Allereerst is de koolstofprijs in de niet-ETS-sector in de bbp-varianten tijdens de volledige projectieperiode gelijk aan nul, net zoals in het Referentiescenario trouwens. Daarnaast werd de impact van de alternatieve macro-economische contexten op de trajecten van de niet-CO₂-emissies (CH₄, N₂O en gefluoreerde gassen) niet berekend; die trajecten zijn bijgevolg identiek in de varianten en het Referentiescenario⁸⁵. Ten slotte wordt het merendeel (ongeveer 98%) van de niet-CO₂-emissies ondergebracht in de niet-ETS-sector.

Onderstaande figuur illustreert de impact van de hypothesen op het verloop van de BKG-emissies in de ETS-sector (links) en in de niet-ETS-sector (rechts).

⁸⁵ We kunnen ervan uitgaan dat die hypothese geen significante impact heeft op het evolutieprofiel van de totale BKG-emissies. De niet-CO₂-emissies vertegenwoordigen slechts ongeveer 10% van de totale emissies.



De evolutie van de niet-ETS-emissies in de bbp-varianten sluit dus nauw aan bij de evolutie van het energieverbruik: de stijging (daling), ten opzichte van het Referentiescenario, van het energieverbruik van de sectoren in de High (Low) GDP-variant leidt tot een toename (afname) van de BKG-emissies.

In de ETS-sector, daarentegen, is het mechanisme anders aangezien de koolstofprijs daar meespeelt. In de High GDP-variant zijn de energieproductie en -consumptie aanzienlijk hoger dan in het Referentiescenario, maar dat geldt ook voor de koolstofprijzen. En die hogere koolstofprijzen zorgen voor substituties tussen energievormen die volstaan⁸⁶ om het eerste effect (deels) te compenseren. Om die reden is het verloop van de ETS-emissies in die variant vergelijkbaar met dat in het Referentiescenario. In de Low GDP-variant speelt het compenserend substitutie-effect als gevolg van de koolstofprijs (die lager is dan in het Referentiescenario) weinig gezien de koolstofarme energievormen (vooral hernieuwbare energiebronnen) op middellange termijn bevoordeeld worden door het gevoerde beleid en op lange termijn door de daling van de investeringskosten.

Dit verschillend verloop van koolstofprijzen en BKG-emissies vertaalt zich logischerwijs in een andere waarde voor de veilingkosten⁸⁷ die betaald dienen te worden door de ondernemingen die deel uitmaken van de ETS (zie tabel 11).

Tabel 11 Veilingkosten in de ETS-sector: Referentiescenario vs. bbp-varianten, 2020-2050
Miljard €'10

	2020	2030	2050
Referentiescenario	0,16	1,34	3,84
High GDP-variant	0,23	2,03	6,56
Low GDP-variant	0,08	0,22	2,14

Bron: PRIMES.

⁸⁶ In de voorgaande delen over finaal energieverbruik en elektriciteitsproductie werd benadrukt dat de bbp-varianten weinig effect hebben op de energiemix. Dat effect is evenwel niet volledig verwaarloosbaar, met name in de elektriciteitssector is er een significantere invloed (zie ook Grafiek 61).

⁸⁷ Ter herinnering: die kosten worden niet opgenomen in de kosten van het energiesysteem die besproken worden in het volgende deel.

e. Kost van het energiesysteem

In absolute termen is de kost van het energiesysteem⁸⁸ hoger (lager) in de High (Low) GDP-variant dan in het Referentiescenario. In verhouding tot het bbp is de kost van het Belgisch energetisch systeem en zijn evolutie evenwel vergelijkbaar in de twee varianten en het Referentiescenario: 13,5% van het bbp in 2010, iets meer dan 16% van het bbp in 2020 gevolgd door een neerwaartse beweging totdat in 2050 opnieuw het niveau van 2010 wordt bereikt.

6.2.3. Conclusie

Gezien het feit dat de economische activiteit in belangrijke mate het verbruik van energie bepaalt, maar dat het correct inschatten van de toekomstige economische groei een oefening op zich vergt, werd besloten om de resultaten van het Referentiescenario af te toetsen aan gewijzigde hypothesen over het Belgische bbp. Er werden twee analyses uitgevoerd: eentje waarbij het bbp sneller groeit dan verondersteld in het Referentiescenario, een tweede waarbij de economische groei trager verloopt. In gemiddelde jaarlijkse groeivoeten uitgedrukt komt de snellere bbp-groei overeen met een gemiddelde jaarlijkse groeivoet van 1,8% overheen de periode 2010-2050, de tragere bbp-groei met gemiddeld 1,0% per jaar. In het Referentiescenario bedraagt deze gemiddeld 1,6% per jaar.

Een aantal indicatoren werden onder de loep genomen. We merken dat de High GDP-variant steeds hogere cijfers noteert dan het Referentiescenario, de Low-GDP-variant bevindt er zich steeds een stukje onder. In termen van bruto binnenlands energieverbruik zien we dat dit in 2020, 2030 en 2050 in de High (Low) GDP-case 2% (2%), 3% (8%) en 10% (20%) boven (onder) het Referentiescenario uittorent (duikt). De resulterende broeikasgasemissies bevinden zich 1% (2%), 1% (6%) en 6% (19%) boven (onder) het Referentiescenario.

Besluitend kunnen we stellen dat alternatieve hypothesen aangaande het bbp voornamelijk inspelen op de hoogte van de verschillende indicatoren (finaal energieverbruik, productie van elektriciteit, broeikasgasemissies, ...), minder op de samenstelling. De mix van de verschillende energiebronnen wordt met andere woorden slechts in beperkte mate beïnvloed (enkel in de elektriciteitsproductie is het effect iets signifikanter), het is vooral de absolute waarde van de indicator die wijzigt: naar boven in de High GDP-case, naar beneden in de Low GDP-variant.

6.3. Energieprijsanalyse

6.3.1. Alternatieve hypothese

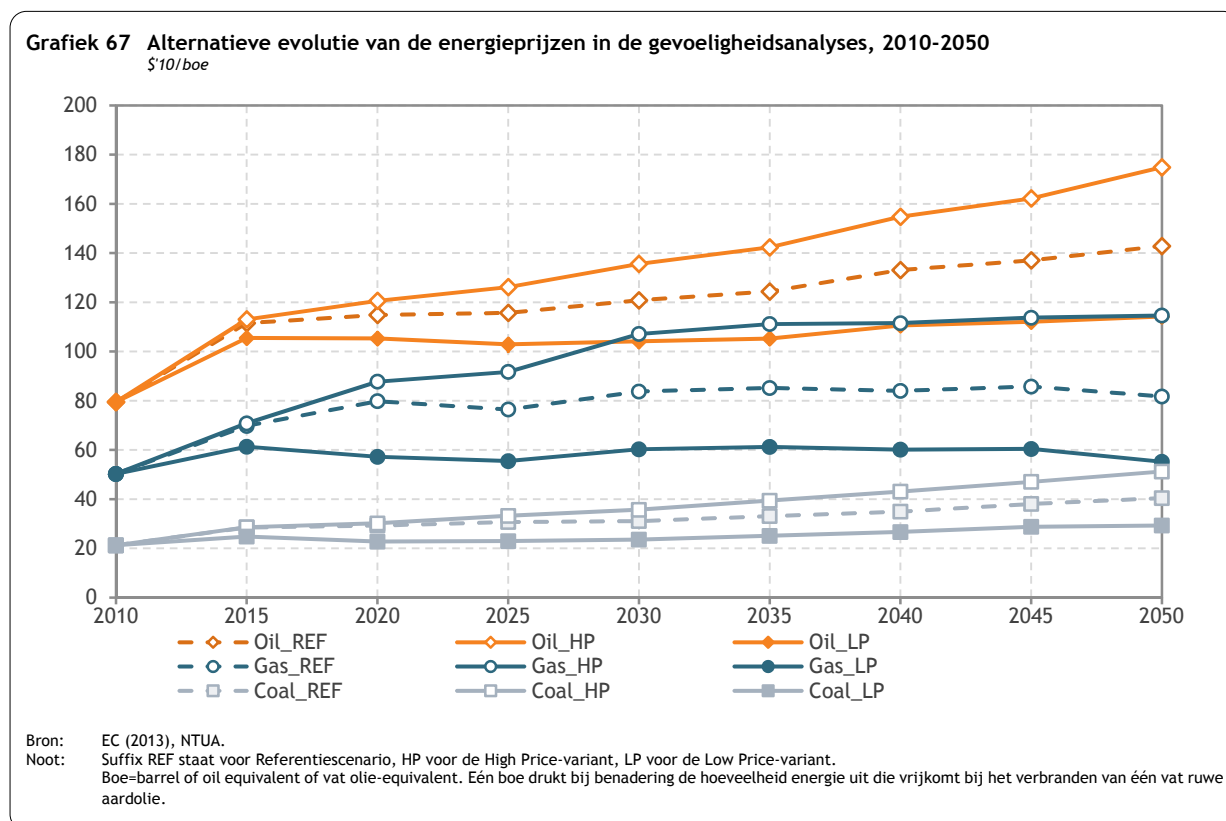
Wat de energieprijzen betreft, is het zo dat de evolutie aangenomen in de varianten zich boven en onder het Referentiescenario uitstrekt, en dit zowel voor de olie-, de aardgas- als de steenkoolprijzen. De curve die het Referentiescenario voorstelt, wordt met andere woorden omsingeld door de lijnen van de *High* en de *Low Price*-variant (zie grafiek 67).

⁸⁸ Die indicator wordt beschreven in voetnoot 58.

Vooral opmerkelijk is de evolutie van de aardgasprijzen: hoewel hoger (lager) in de High (Low) Price-variant, kent ook hier de aardgasprijs een afvlakking vanaf 2030 waarna ze een redelijk stabiel patroon vertoont tot in 2050.

De olieprijs, daarentegen, klimt in beide varianten: het snelst in de High Price-variant (in 2050 bereikt ze 175 \$/10/boe), het traagst in de Low Price-variant (in 2050 bereikt ze 114 \$/10/boe).

De evolutie van de steenkoolprijs wijkt (absoluut) weinig af in de varianten.



De afwijkende prijsevoluties in de High en Low Price-varianten zijn gestoeld op alternatieve aannames omtrent de aanwezigheid van conventioneel gas en olie en op verschillende hypothesen over de evolutie van bronnen en ontginningscapaciteiten van onconventioneel gas. Beide varianten werden opgesteld met behulp van het wereldenergiemodel PROMETHEUS (zie ook deel 3.2).

De belangrijkste assumpties voor de *High Price*-variant zijn gestoeld op minder rooskleurige aannames over de ontwikkeling van de oliecapaciteit vergeleken met het Referentiescenario, waaronder vertragingen opgelopen in olieproductiecapaciteitsuitbreiding, het behoud van het moratorium op diepzee-ontginning in de Golf van Mexico, de olieproductie in Libië die niet herneemt, etc. Voor de ontginning van onconventioneel gas wordt aangenomen dat de productiekosten hoog blijven, dat publieke aanvaarding moeilijk ligt en dat strenge milieunormen in voege zijn waardoor de exploitatie van nieuwe sites beperkt is. De gelimiteerde conventionele oliebronnen en -reserves hebben als gevolg dat er meer onconventionele olie wordt opgepompt wat, gegeven de hogere productiekosten, een opwaartse druk op de internationale olieprijs veroorzaakt. Steenkoolprijzen worden verondersteld (in

beide varianten) gekoppeld te zijn aan de aardgasprijzen gezien beide brandstoffen concurreren in de elektriciteitssector.

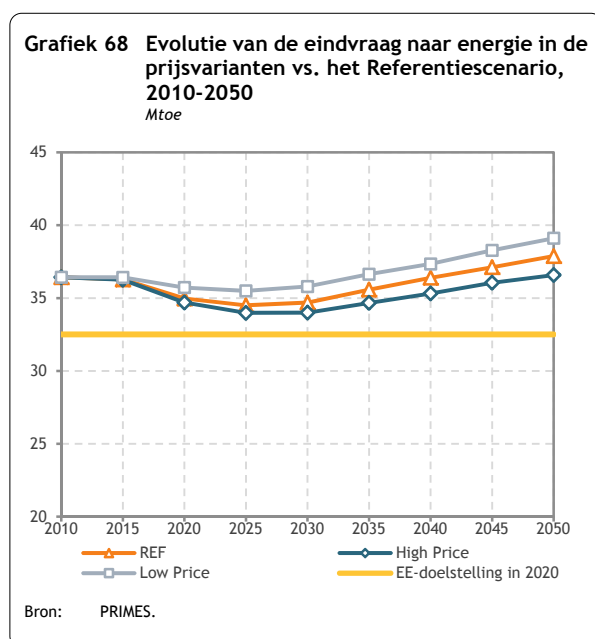
In de *Low Price*-variant zijn de verwachtingen rond de ontwikkeling van olie- en gasbeschikbaarheid (zowel conventioneel als onconventioneel) positief. Daarnaast is het klimaatbeleid (in regio's buiten de EU28) ietsje strenger waardoor de wereldwijde vraag naar fossiele brandstoffen wat lager is dan in het Referentiescenario. De ontwikkeling van niet-fossiele technologieën en verbeteringen in energie-efficiëntie (mede onder impuls van dat lichtjes ambitieuzer klimaatbeleid) leiden eveneens tot een lagere vraag naar fossiele brandstoffen. Er wordt ook verondersteld dat in deze variant de leercurve of de verbetering in kennis en technologieën geassocieerd met onconventionele (vooral schalie-)gasextractie snel stijgt wat een verdere neerwaartse druk op de prijzen initieert.

6.3.2. Resultaten

In wat volgt, wordt niet de volledige analyse van het Referentiescenario hernomen, maar wordt ingezoomd op enkele markante resultaten.

a. Finaal energieverbruik

De impact van alternatieve evoluties van internationale fossiele brandstoffenprijzen op het totale energie-eindverbruik wordt geïllustreerd in grafiek 68.



Zoals verwacht hebben hogere (lagere) prijzen een neerwaarts (opwaarts) effect op het energie-eindverbruik vergeleken met het Referentiescenario. In de *Low Price*-variant neemt het finaal energieverbruik toe met gemiddeld 0,2% per jaar waar dat in het Referentiescenario nog 0,1% was. In de *High Price*-variant is het energie-eindverbruik in 2050 vrijwel gelijk aan het niveau in 2010. Het evolutieprofiel is identiek in beide varianten en in het Referentiescenario: een daling op middellange termijn (2020-2025), gevolgd door een gestage groei tot 2050.

In 2050 bedraagt het energie-eindverbruik 36,6 Mtoe (39,1 Mtoe) in de *High* (*Low*) *Price*-variant tegenover 37,9 Mtoe in het Referentiescenario. In

relatieve termen betekent dat een daling (stijging) van 3% in 2050 ten opzichte van het Referentiescenario.

Ten opzichte van de Belgische indicatieve doelstelling in termen van energie-eindverbruik (maximaal 32,5 Mtoe in 2020) noteert zelfs de *High Price*-variant verbruiksniveaus die daarboven liggen, en dit niet enkel in 2020 wanneer de kloof 2,2 Mtoe bedraagt, maar ook daarna.

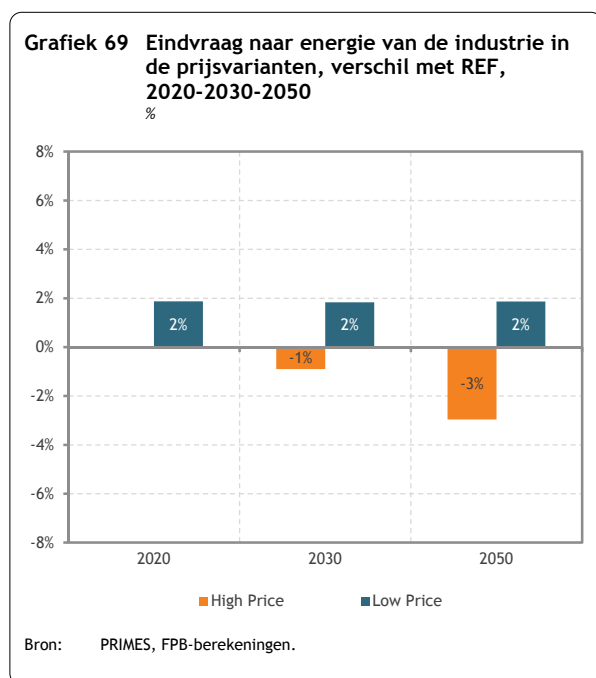
De prijsvarianten hebben eveneens een impact op de samenstelling van het finaal energieverbruik en, meer bepaald, op het verbruik van aardgas. Ook andere energievormen worden beïnvloed, maar in mindere mate: steenkool wordt slechts zeer beperkt ingezet in de sectoren van de finale vraag (voornamelijk in de ijzer- en staalindustrie), aardolieproducten worden vooral gebruikt voor transport waar de substitutiemogelijkheden eerder beperkt zijn (zie infra), de aantrekkelijkheid van elektriciteit is gelinkt met de prijzen van aardgas (zie deel 6.3.2.b) en die van de HEB is afhankelijk van hun mogelijkheid om fossiele energiebronnen te vervangen.

In 2030 (2050) bedraagt het aandeel van aardgas in het energie-eindverbruik slechts 27% (25%) in de High Price-variant, ten opzichte van 29% (28%) in het Referentiescenario. In de Low Price-variant, daarentegen, ziet aardgas haar rol toenemen: haar aandeel bedraagt 32%, zowel in 2030 als in 2050.

De volgende paragrafen beschrijven de impact van de prijsvarianten op het energie-eindverbruik van de industrie, de residentiële, de tertiaire en de transportsector.

Industrie

Grafiek 69 toont de impact op het energie-eindverbruik van de industrie. In de Low Price-variant is het verschil in eindverbruik met het Referentiescenario positief en constant (+2%) overheen de projectieperiode.



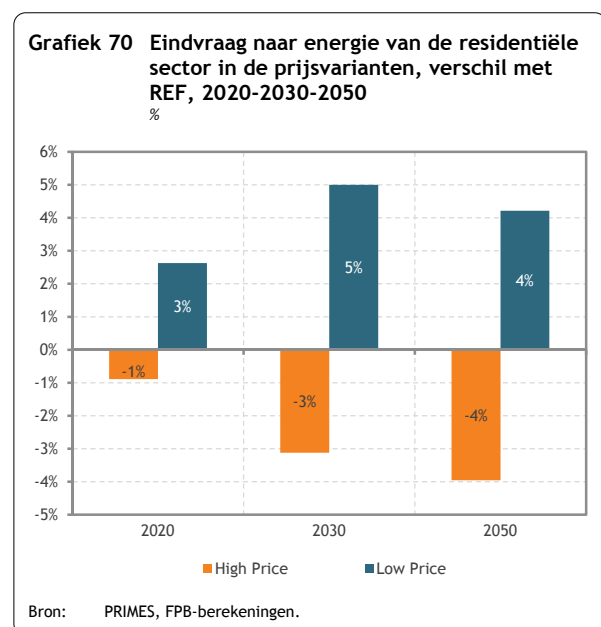
In de High Price-variant ligt het eindverbruik van de industrie onder de niveaus van het Referentiescenario: -1% in 2030 en -3% in 2050. In 2020 wordt geen verschil genoteerd.

In de Low Price-variant is het het aardgasverbruik dat de hoogte inschiet (+13% in 2050 ten opzichte van het Referentiescenario) en dit ten koste van de overige energiebronnen, met één uitzondering: elektriciteit waarvan het verbruik vergelijkbaar blijft met dat van het Referentiescenario. In de High Price-variant doet zich het omgekeerde voor: het aardgasverbruik neemt een duik (-18% in 2050 ten opzichte van het Referentiescenario) en dit vooral ten gunste van gedistribueerde stoom; het elektriciteitsverbruik wordt daarbij nauwelijks geïmpacteerd.

Zoals hierboven reeds werd beschreven, hebben de prijsvarianten een zeer beperkt effect op het elektriciteitsverbruik van de industrie. Bijgevolg blijft de gemiddelde jaarlijkse groei van het industrieel elektriciteitsverbruik gelijk aan 0,2% tussen 2010 en 2050 zoals in het Referentiescenario.

Residentiële sector

Wat het residentiële energieverbruik betreft, merken we dat dit lager (hoger) ligt in de High (Low) Price-variant. Op zich is dat niet verwonderlijk: wanneer de prijs stijgt, krimpt het verbruik en wanneer de prijs daalt, zwingelt de vraag aan.



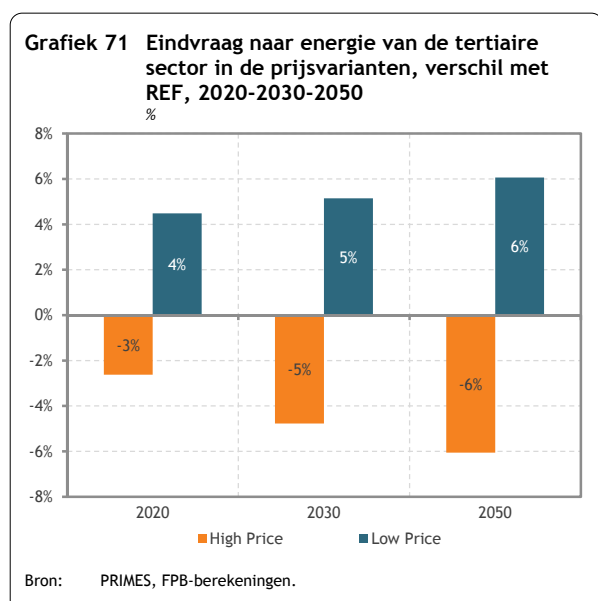
In 2020 zijn de verschillen nog klein: ongeveer 3% hoger in de Low Price-variant en 1% lager in de High Price-variant vergeleken met het Referentiescenario. In 2030 (2050) wordt dat 5% (4%) hoger in de Low Price-variant en 3% (4%) lager in de High Price-variant. De Low (High) Price-variant bereikt dan een vraagniveau van 8,9 Mtoe (8,6 Mtoe) in 2020, 8,8 Mtoe (8,1 Mtoe) in 2030 en 9,0 Mtoe (8,3 Mtoe) in 2050.

Niet alleen het niveau, maar ook de mix is verschillend: de Low (High) Price-variant tekent een systematisch hoger (lager) aandeel aardgas en een iets lager (hoger) aandeel elektriciteit en HEB op in vergelijking met het Referentiescenario. Ter illustratie: in 2050 bereikt het aandeel aardgas in

de Low (High) Price variant 42% (37%) ten opzichte van 39% in het Referentiescenario; het aandeel elektriciteit bereikt dan 27% (29%) ten opzichte van 28% in het Referentiescenario.

De residentiële vraag naar elektriciteit stijgt gemiddeld met 0,8% per jaar over de periode 2010-2050 in het Referentiescenario. In de Low en High Price-variant blijft dat percentage ongewijzigd: beide varianten tekenen een jaarlijkse aangroei op van gemiddeld 0,8%.

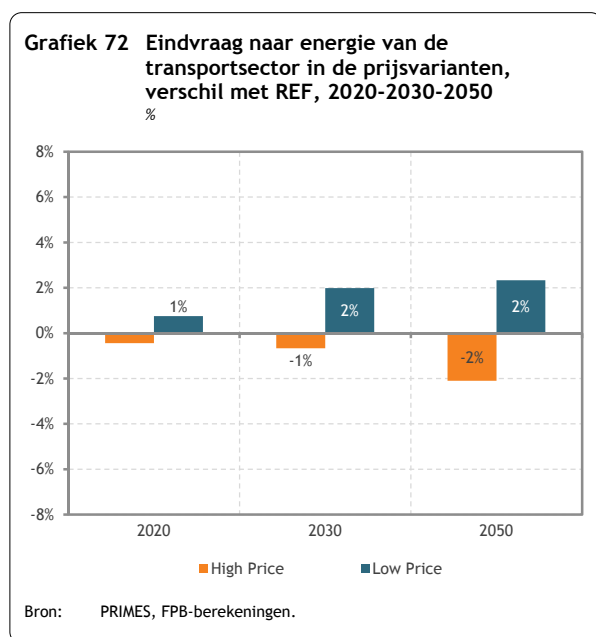
Tertiaire sector



Voor de tertiaire sector zien we een zelfde algemeen patroon als voor de residentiële sector: de Low Price-curve bevindt zich boven het Referentiescenario, de High Price-curve ligt er onder. Vergeleken met het Referentiescenario steekt de Low (High) Price-variant er 4% bovenuit (3% onderuit) in 2020. Dat verschil neemt toe met de tijd en gaat naar +5% (+6%) in 2030 (2050) in de Low Price-variant, -5% (-6%) in de High Price-variant. Ook de mix verschilt: de Low (High) Price-variant tekent een systematisch hoger (lager) aandeel aardgas op en een iets lager (hoger) aandeel elektriciteit in vergelijking met het Referentiescenario.

De vraag naar elektriciteit door de tertiaire sector stijgt gemiddeld met 0,8% per jaar over de periode 2010-2050 in het Referentiescenario. In de Low (High) Price-variant wordt dat gemiddeld 0,7% (0,9%) per jaar. De afwijking in groeiritmes heeft te maken met de mogelijkheid tot substitutie van/door elektriciteit wanneer de prijs van de brandstoffen wijzigt. In de Low Price-variant worden de andere brandstoffen relatief gezien beterkoop waardoor zij het gebruik van elektriciteit wat gaan afremmen, terwijl in de High Price-variant de omgekeerde redenering geldt: gezien de prijs van de brandstoffen hoger is, worden deze (deels) gesubstitueerd door elektriciteit.

Transport



Ten slotte wordt de impact van de prijsvarianten op het eindverbruik van transport geïllustreerd in grafiek 72. In 2020 zijn de verbruiksverschillen met het Referentiescenario eerder klein: ze bedragen minder dan een procent in de twee varianten. In 2030 en vooral in 2050 zijn ze groter. In de Low Price-variant ligt het transport-energieverbruik ongeveer 2% hoger dan in het Referentiescenario, zowel in 2030 als in 2050. In de High Price-variant ligt het 1% lager in 2030 en 2% lager in 2050 vergeleken met het Referentiescenario.

De stijging (daling) van het energieverbruik vergeleken met het Referentiescenario wordt toegeschreven aan twee effecten: een effect

activiteit en een effect energie-efficiëntie. Wanneer de brandstofprijzen duurder worden, daalt de transportvraag (rkm en tkm) en daardoor ook het energieverbruik van transport; dit is het effect activiteit. Daarnaast schakelen transportgebruikers ook over op meer energie-efficiënte motoraandrijvingen, wat leidt tot een lager energieverbruik; dit is het effect energie-efficiëntie. Anderzijds, wanneer de brandstofprijzen dalen, spelen de twee effecten in omgekeerde richting zodat het energieverbruik toeneemt. In de twee varianten draagt elk effect voor ongeveer de helft bij tot de totale impact.

Wat de energiemix betreft, blijft het aandeel van de olieproducten overheersen in de twee prijsvarianten. Het verliest evenwel twee procentpunten in 2050: een ten gunste van de biobrandstoffen en een ander ten gunste van elektriciteit (voor het privépersonenvervoer) in de High Price-variant, twee ten gunste van aardgas (CNG) in de Low Price-variant.

Ten slotte hebben de prijsvarianten, in tegenstelling tot de bbp-varianten, wel een impact op de eenheidskosten voor energie in de industrie, de residentiële en tertiaire sector. Onderstaande tabel toont de variaties van de eenheidskosten voor energie ten opzichte van het Referentiescenario, uitgedrukt in procentpunten.

Tabel 12 Impact van de prijsvarianten op de eenheidskosten voor energie, 2020-2050
Verskil in procentpunten ten opzichte van het Referentiescenario

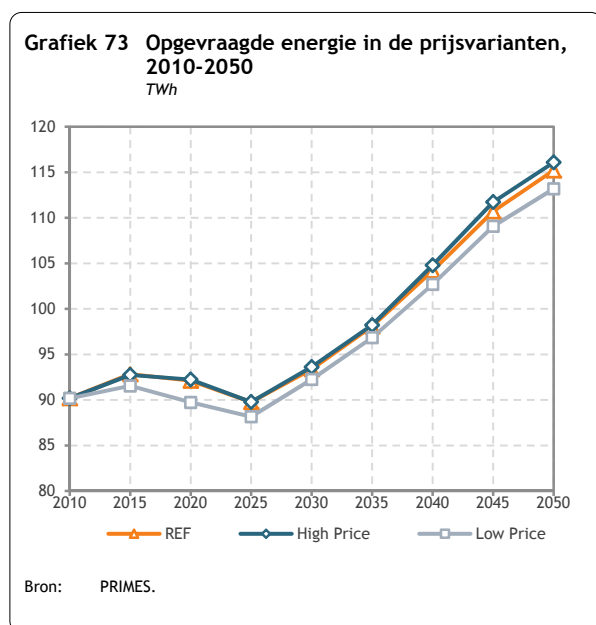
	High Price			Low Price		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Industrie	0,9	1,4	1,7	-1,8	-1,6	-2,1
Residentiële sector	0,2	0,6	0,6	-0,7	-0,6	-0,5
Tertiaire sector	0,1	0,3	0,3	-0,3	-0,3	-0,3

Bron: PRIMES.

Het is geen verrassing dat de eenheidskosten voor energie toenemen (afnemen) in de High (Low) Price-variant vergeleken met het Referentiescenario. Het verschil is veel groter voor de industrie dan voor de twee andere sectoren. Zo komt het in 2050 in de buurt van twee procentpunten voor de industrie, tegenover minder dan een procentpunt voor de andere sectoren. Ter illustratie: de eenheidskosten voor energie bedragen 15,2% (van de toegevoegde waarde) in de industrie in 2050 in de High Price-variant en 13,5% in het Referentiescenario.

b. Elektriciteitsproductie

Net zoals voor de bbp-varianten besproken in 6.2.2.b stellen we ook hier vast dat een alternatieve hypothese een invloed heeft op de vraag naar elektriciteit. Het effect is evenwel beperkt en speelt

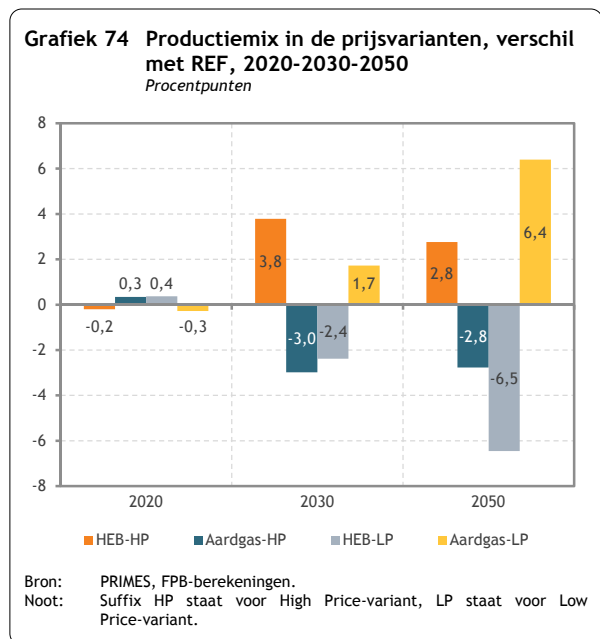


vooral als een lagere prijs van fossiele brandstoffen wordt verondersteld: in dat geval bereikt de opgevraagde energie in 2030 (2050) 92 TWh (113 TWh), wat 1,2% (1,7%) lager is dan in het Referentiescenario. In de High Price-variant zijn de verschillen met het Referentiescenario miniem: zowel in 2030 als in 2050 zijn ze kleiner dan 1%. In 2030 (2050) noteert de opgevraagde energie in deze variant aan 94 TWh (116 TWh). Ter herinnering: in het Referentiescenario bedraagt de opgevraagde energie 93 TWh (115 TWh) in 2030 (2050).

Dat kan op het eerste zicht enige verwondering wekken gezien de productiekost van elektriciteit significant lager is in de Low Price- dan in de

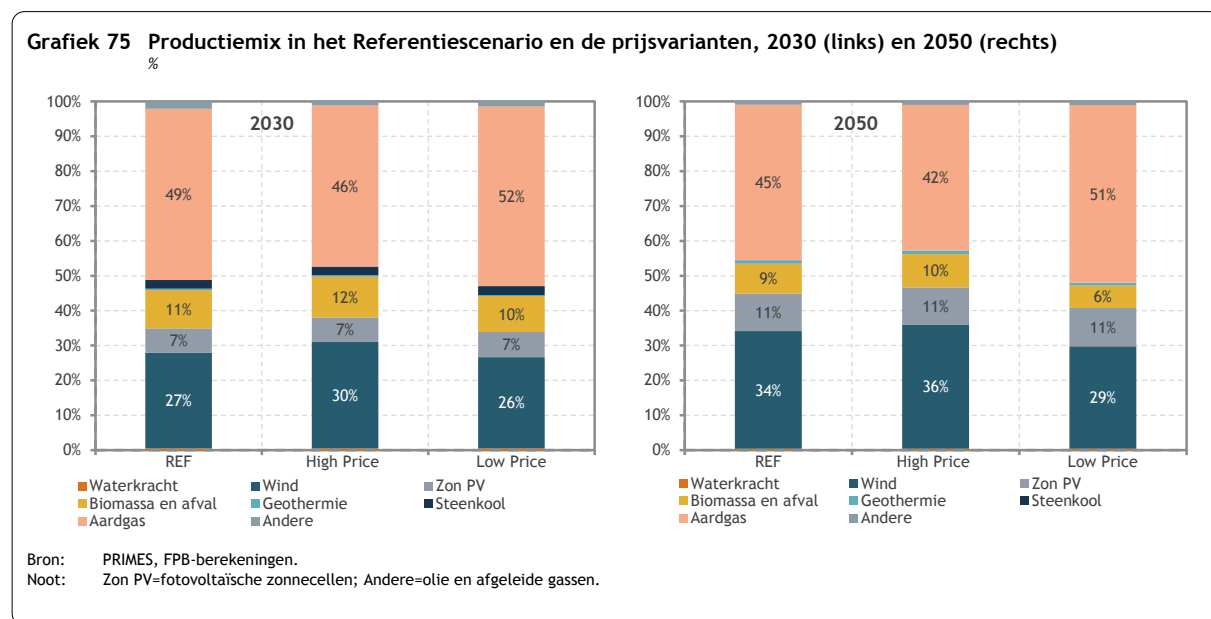
High Price-variant (zie infra). De kost (en, ceteris paribus, de prijs van elektriciteit) is dus lager in de Low Price-variant en toch wordt minder elektriciteit verbruikt vergeleken met de High Price en het Referentiescenario. De verklaring dient gezocht te worden in een substitutie-effect dat zich afspeelt binnen de finale energievraag (zie 6.2.2.a): door goedkoper aardgas in de Low Price-variant loopt het gebruik van elektriciteit terug ten voordele van aardgas. Dat effect zien we voornamelijk in de tertiaire sector, in verminderde vorm bij de industrie en de gezinnen. Bij de industrie is het effect ietsje sterker aanwezig in de High Price-variant: meer elektriciteit wordt geconsumeerd bij hoge gasprijzen.

Het feit dat de vraag naar elektriciteit niet danig verschilt, vertaalt zich in een weinig verschillend niveau van elektriciteitsproductie (gegeven een identiek verondersteld netto-invoerniveau). Toch



wijzigt de productiemix gevoelig. Grafiek 74 toont de verschillen in de productiesamenstelling vergeleken met het Referentiescenario.

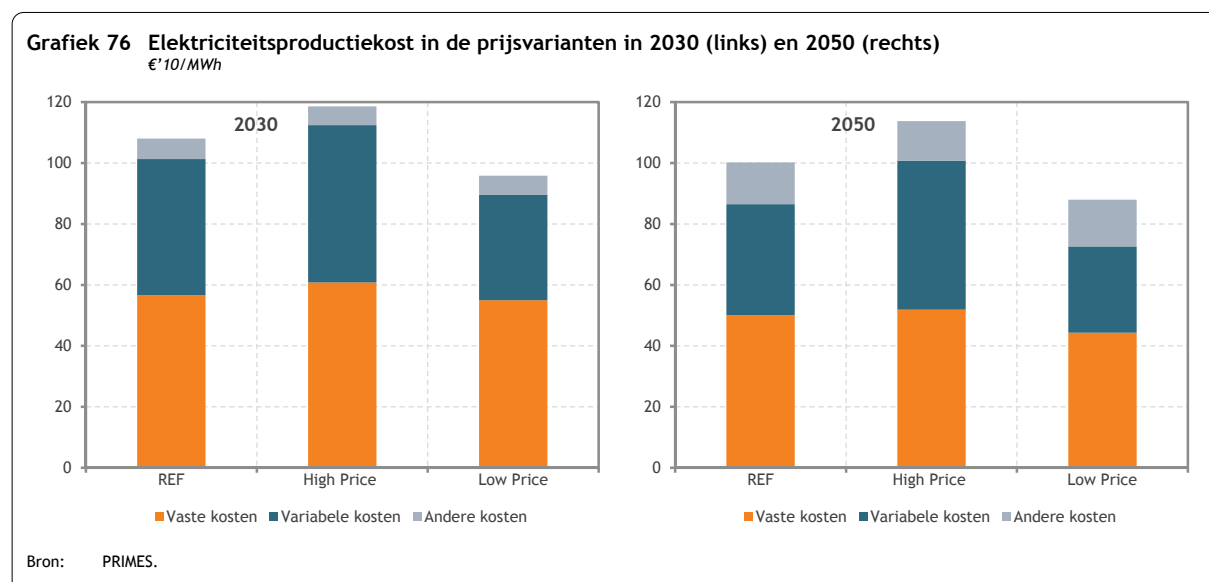
In grafiek 75 wordt (het verschil in) de mix duidelijker weergegeven voor twee jaren: eentje in het midden van de projectieperiode (2030) en eentje op het einde van de projectieperiode (2050). Op te merken valt dat de mix erg varieert naargelang het prijsniveau dat verondersteld wordt voor de fossiele brandstoffen. Zo is het aandeel aardgas aanzienlijk hoger in de Low Price-variant, en dit vooral ten koste van (offshore) wind en, weliswaar in mindere mate, biomassa en afval.



De investeringen die in deze prijsvarianten noodzakelijk zijn, belopen 51 GW in de High Price-variant en 49 GW in de Low Price-case voor de periode 2010-2050. In monetaire termen komt dat neer op 65 miljard euro in de High Price-variant en 56 miljard euro in de Low Price-variant.

Deze vaststellingen kunnen gerelateerd worden aan de gemiddelde productiekost van elektriciteit. Weerom valt de gemiddelde productiekost berekend in het Referentiescenario tussen deze van de varianten. Opmerkelijk is echter dat het verschil tussen de varianten zich minder afspeelt op het vlak van de samenstelling van de productiekost dan wel op dat van de hoogte van de kost.

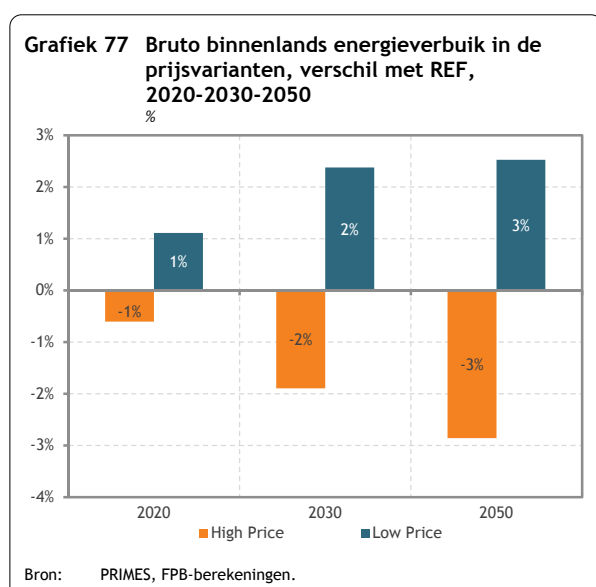
Wat de hoogte van de gemiddelde productiecost betreft, zien we een kloof tussen de High en de Low Price-variant die in 2030 24% bedraagt, in 2050 belooft deze 29%. De significant lagere kost in de Low Price-variant heeft twee oorzaken: lagere benodigde investeringen (zie supra) en lagere brandstofkosten (variabele kosten). De lagere brandstofkosten zijn volledig op conto te schrijven van de lagere prijshypothese zoals beschreven in 6.3.1.



Nog opvallend: de categorie 'Andere kosten' (aankoop van ETS-emissiequota) is nagenoeg gelijk voor de twee prijsvarianten in 2030. In 2050 is deze zelfs hoger voor de Low Price-variant. Dat is toe te schrijven aan het feit dat deze variant meer beroep doet op aardgasgestookte centrales waarvoor emissiequota aangekocht dienen te worden, gecombineerd met het feit dat de CO₂-prijs hoger is (zie infra).

c. Bruto binnenlands energieverbruik

Wanneer we de optelsom maken van al deze trends, bekomen we het bruto binnenlands energieverbruik (bbv). Voor beide varianten merken we een gelijkaardig patroon als geobserveerd in



het Referentiescenario, maar de Low (High) Price-variant noteert steeds hoger (lager) dan het Referentiescenario. In 2020 beperken de verschillen zich tot 1% (respectievelijk +1% en -1% in de Low en High Price-case vergeleken met het Referentiescenario). In 2030 ligt de Low (High) Price-variant 2% boven (onder) het niveau behaald in het Referentiescenario. In 2050 bereikt de Low (High) Price-variant een niveau dat 3% boven (onder) datgene van het Referentiescenario ligt. In absolute termen geeft dat een bbv in de Low (High) Price-variant van 58 Mtoe (57 Mtoe) in 2020, 51 Mtoe (49 Mtoe) in 2030 en 55 Mtoe (52

Mtoe) in 2050. In hoofdzaak is dat verschil toe te schrijven aan de hogere consumptie van aardgas: in de Low (High) Price-variant wordt hier significant meer (minder) van geconsumeerd, zowel door de elektriciteitssector als door de finale consumenten, wegens het beterkoop (duurder) zijn van deze brandstof.

Deze verschillen vertalen zich in een effect op de invoerafhankelijkheid. In 2020 is dat effect nog nauwelijks zichtbaar, maar in 2030 staat de algemene invoerafhankelijkheid op 89,2% (87,3%) in de Low (High) Price-variant. In 2050 daalt deze, net zoals in het Referentiescenario, naar 87,7% (84,4%). Ter info: de afhankelijkheidsratio's in het Referentiescenario zijn respectievelijk 88,2% en 85,7%. De verschillen met het Referentiescenario zijn toe te schrijven aan de afwijkende consumptie van HEB en aardgas in de varianten. Gezien HEB voor het overgrote deel (meer dan vier vijfde overheen de periode 2010-2050 en dit zowel voor het Referentiescenario als voor de twee varianten) binnen de landsgrenzen geproduceerd wordt en aardgas volledig wordt ingevoerd vanuit het buitenland, heeft de verdeling HEB-aardgas in het binnenlands energieverbruik een belangrijke invloed op de indicator invoerafhankelijkheid. Een hoger (lager) verbruik van aardgas (HEB) in de Low Price-variant resulteert dan in een hogere afhankelijkheid, een lager (hogere) verbruik van aardgas (HEB) in de High Price-variant geeft een lagere afhankelijkheid.

De totale netto-invoer van energie in de Low Price-variant stijgt met 11% overheen de periode 2010-2050 terwijl de invoer van aardgas met 40% toeneemt. Hierdoor loopt het aandeel van aardgas in de totale netto-invoer op van 32% in 2010 naar 40% in 2050. In de High Price-variant belooft de aangroei van de netto-energieinvoer slechts 3%. De invoer van aardgas stijgt gedurende die periode met 7%. Het aandeel aardgas in de totale netto-invoer blijft hierdoor behouden op 33% in 2050. Voor het Referentiescenario zijn deze cijfers respectievelijk +6% voor de groei in netto-invoer van energie en +22% voor de stijging van de aardgasinvoer. Hierdoor stijgt het aandeel aardgas in de totale netto-invoer van 32% in 2010 naar 36% in 2050.

De externe brandstoffactuur (voor olie en aardgas) van de varianten vertoont dan ook verschillen vergeleken met het Referentiescenario. In de Low Price-variant wordt in 2050 0,2 miljard euro minder aan olie⁸⁹ en 0,9 miljard euro meer aan aardgas uitgegeven dan in het Referentiescenario. Voor de High Price-variant wordt dat 0,5 miljard euro meer aan olie en 1,5 miljard euro minder aan aardgas.

d. Broeikasgasmissies

Een dergelijk gebruik van energie culmineert in een bepaalde hoeveelheid broeikasgasemissies. Grafiek 78 toont aan de linkerkzijde de CO₂-prijs in de ETS-sector zowel van het Referentiescenario als van de twee prijsvarianten. Aan de rechterzijde wordt het resulterend verschil in broeikasgasemissies van de prijsvarianten ten opzichte van het Referentiescenario geafficheerd.

De koolstofprijs wordt uiteraard beïnvloed door de prijs van de fossiele brandstoffen. De prijs van CO₂ is geen input in het model, maar wordt op endogene manier op Europees niveau door het PRIMES

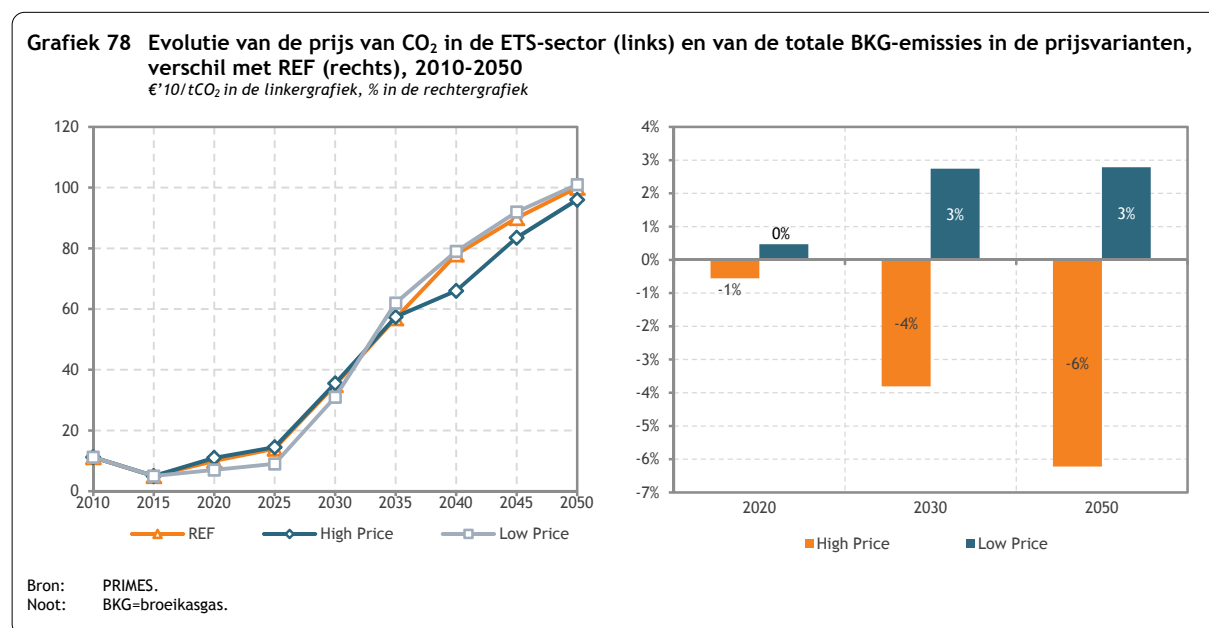
⁸⁹ Op het eerste zicht kan dit resultaat contra-intuïtief lijken. De reden dient gezocht te worden in het niet-energetisch verbruik. We zien dat in de Low Price-variant het finaal oliegebruik hoger is dan in het Referentiescenario, maar dat het niet-energetisch verbruik lager is (wegens substitutie van olie door (goedkoper) aardgas), waardoor de totale netto-invoer van olie lager is dan in het Referentiescenario. In de High Price-variant geldt de omgekeerde redenering.

model bepaald waarbij rekening wordt gehouden met het plafond dat vastgelegd werd voor de emissies van de ETS-sector (zie supra).

De evolutie van de (ETS) koolstofprijs in de Low Price-variant is heel gelijklopend met deze van het Referentiescenario. Dat heeft te maken met de impact van deze variant op de productie van elektriciteit (dat deel uitmaakt van de ETS). De elektriciteitsproductie in de variant is lager dan in het Referentiescenario (zie 6.3.2.b); hierdoor hoeven de koolstofprijzen niet te stijgen om de daling van de fossiele brandstofprijzen te compenseren en zo de elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen in te perken.

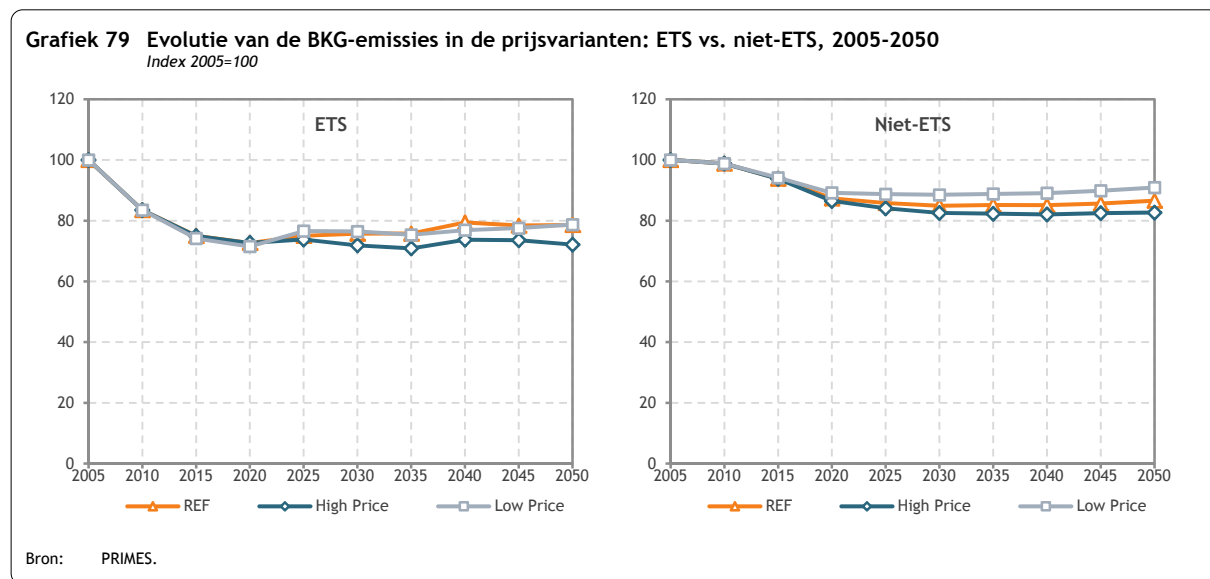
In de High Price-variant is de koolstofprijs lager, meer bepaald in het tweede deel van de projectieperiode. Hogere fossiele brandstofprijzen doen het verbruik, en dus ook de resulterende broeikasgasemissies, dalen. Bij een gegeven emissieplafond in de ETS-sector kunnen de koolstofprijzen dan ook verlagen.

De totale broeikasgasemissies van de Low Price-variant liggen 3% hoger dan het Referentiescenario, zowel in 2030 als in 2050; de High Price-case noteert in 2030 (2050) 4% (6%) lager dan het Referentiescenario.



In de twee prijsvarianten blijven de totale BKG-emissies tijdens de volledige projectieperiode onder het niveau van 1990. In 2050, het jaar waarin de emissies pieken in de Low Price-variant, bevinden ze zich 15% onder het niveau van 1990, vergeleken met 17% in het Referentiescenario. In de High Price-variant stabiliseren ze zich tussen 2030 en 2050 op een niveau dat 22% lager ligt dan in 1990.

Grafiek 79 toont de verschillende evoluties van de BKG-emissies in de prijsvarianten en in het Referentiescenario in de ETS-sector (links) en in de niet-ETS-sector (rechts). Ze weerspiegelen de eerder beschreven effecten en mechanismen.



Onderstaande tabel, ten slotte, vergelijkt de evolutie van de veilingkosten voor de ETS-sector in de prijsvarianten en in het Referentiescenario. Er zijn verschillen waar te nemen, maar die zijn kleiner dan in de bbp-varianten.

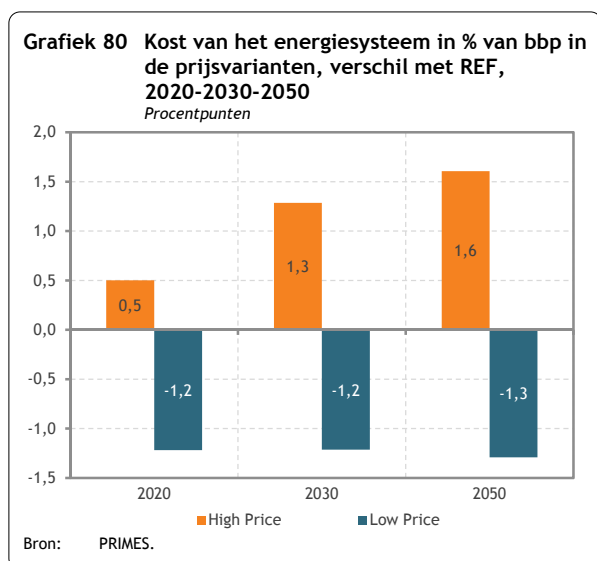
Tabel 13 Veilingkosten in de ETS-sector: Referentiescenario vs. prijsvarianten, 2020-2050
Miljard €'10

	2020	2030	2050
Referentiescenario	0,16	1,34	3,84
High Price-variant	0,17	1,30	3,45
Low Price-variant	0,10	1,23	4,09

Bron: PRIMES.

e. Kost van het energiesysteem

Het komt als geen verrassing dat de kost van het energiesysteem hoger (lager) is in de High (Low) Price-variant dan in het Referentiescenario. Dat geldt zowel in absolute als in relatieve termen, d.w.z. wanneer de kost van het energiesysteem wordt uitgedrukt in percentage van het bbp (zie grafiek 80).



In de High Price-variant bereikt de kost van het energiesysteem in verhouding tot het bbp een piek in 2030 (17,2%, of 1,3 procentpunt meer dan in het Referentiescenario). Vervolgens daalt het gestaag tot 15% in 2050. Dat is 1,6 procentpunt meer dan in het Referentiescenario, maar ook dan in 2010 (13,5%).

In de Low Price-variant stijgt de kost van het energiesysteem gerelateerd tot het bbp tot in 2020 (15,2% of 1,2 procentpunt minder dan in het Referentiescenario). Daarna daalt het tot in 2050: op dat moment bedraagt het 12,1% van het bbp

waarmee het onder het niveau van 2010 uitkomt.

Het verschil tussen de prijsvarianten en het Referentiescenario is vooral toe te schrijven aan de aankoopkosten voor energie (fossiele energiebronnen, biomassa en afval, elektriciteit en stoom) (OPEX).

6.3.3. Conclusie

De internationale energieprijzen hebben een rechtstreekse invloed op het energieverbruik. Het is echter geen makkelijke klus om te bepalen hoe de toekomstige energieprijzen zullen evolueren gezien heel wat factoren de prijsvorming beïnvloeden. Daarenboven dragen een aantal recente fenomenen (waaronder de vondst van schaliegas, de opkomst van hernieuwbare energiebronnen, ...) bij tot een verdere complicatie van de prijsbepaling waardoor deze accuraat inschatten geen sinecure is. Om met deze onzekerheid rekening te houden, werden twee varianten gesimuleerd waarbij afwijkende prijsevoluties werden aangenomen. De High (Low) Price-variant veronderstelt prijsevoluties van aardgas, olie en steenkool die in 2050 40% (32%), 22% (20%) en 27% (28%) hoger (lager) liggen dan in het Referentiescenario.

In het algemeen is het zo dat als de energieprijzen hoger zijn, het finaal energieverbruik lager is, maar dat geldt niet voor de vraag naar elektriciteit. Deze ligt ietsje hoger (lager) in de High (Low) Price-variant gezien fossiele brandstoffen (deels) gesubstitueerd worden door elektriciteit. Wanneer we naar het bruto binnenlands energieverbruik kijken, zien we dat dat in 2020, 2030 en 2050 in de High (Low) Price-case 1%, 2% en 3% onder (boven) het Referentiescenario ligt. De resulterende broeikasgasemissies bevinden zich dan 1% (0%), 4% (3%) en 6% (3%) onder (boven) het Referentiescenario.

Rode draad doorheen deze analyse is dat, bij verschillende prijsveronderstellingen, niet enkel de hoogte van de indicator wijzigt, maar ook (en vooral) de samenstelling. De mix van de verschillende energiebronnen ondervindt een significante invloed van een verhoging (verlaging) van de brandstofprijs gezien er mogelijkheden zijn tot substitutie. Typisch is het zo dat bij lagere (hogere) prijzen meer (minder) aardgas wordt verbruikt en minder (meer) hernieuwbare energiebronnen.

7. Referenties

- Albrecht, J. (2014), *Policy trade-offs for the Belgian electricity system*, Presentation for the SPF Economy, DG Energy, June.
- Bossier, F., D. Devogelaer, D. Gusbin en F. Verschueren (2008), *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, Study commissioned by the Belgian federal and three regional authorities, Federal Planning Bureau, Working Paper 21-08, November.
- Boston Consulting Group (2013), *Shaping a Vision for Belgium's Power Landscape*, June.
- Climact, VITO (2013), *Scenarios for a Low Carbon Belgium by 2050*, Final report, November.
- Courcelle, C. en D. Gusbin (2001), *Energievooruitzichten 2000-2020, Verkennende scenario's voor België*, Federaal Planbureau, Planning Paper 88, Januari.
- CREG (2014), *Principles of Flowbased Market Coupling*, Slides, June.
- Devogelaer, D. en D. Gusbin (2007), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030 in een tijdperk van klimaatverandering*, Federaal Planbureau, Planning Paper 102, Oktober.
- Devogelaer, D. en D. Gusbin (2011), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030*, Federaal Planbureau, Vooruitzichten, November.
- Elia (2013), *Verslag over de vooruitgang van de ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit en het vraagbeheer*, 20 december.
- ENTSO-E (2012), *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012–2030*, July.
- European Commission (2012), *The 2012 Ageing Report Economic and budgetary projections for the 27 EU Member States (2010-2060)*, European Economy 2|2012.
- European Commission (2013), *EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference scenario 2013*, December.
- European Commission, DG ECFIN (2014), *Energy Economic Developments in Europe*, European Economy 1/2014.
- European Commission (2013), *Energy Efficiency Reporting Targets*, http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/reporting_en.htm (geraadpleegd op 26/06/2014).
- Expertengroep Concurrentievermogen en Werkgelegenheid (EGCW) (2013), *Arbeidskosten, loonsubsidies, arbeidsproductiviteit en opleidingsinspanningen van ondernemingen*, Verslag aan de Regering, Juli.
- Federaal Planbureau (2012), *Economische vooruitzichten 2012-2017*, Vooruitzichten, Mei.
- Federaal Planbureau, ICEDD, VITO (2012), *Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050*, Final report, December.
- Federaal Planbureau en Algemene Directie Statistiek (2014), *Demografische vooruitzichten 2013-2060*, Vooruitzichten, April.

- FOD Economie, AD Energie (2012), *Rapport over de middelen voor elektriciteitsproductie 2012-2017*, Eindrapport, Juni.
- Gusbin, D. en B. Hoornaert (2004), *Energievooruitzichten voor België tegen 2030*, Federaal Planbureau, Planning Paper 95, Januari.
- Gusbin, D. (2013), *Analyse de l'adéquation de la production électrique en Belgique à l'horizon 2030*, Federaal Planbureau, WP 4-13, September.
- Haberl, H., T. Beringer, S. Bhattacharya, K.-H. Erb and M. Hoogwijk (2010), *The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints*, Current Opinion in Environmental Sustainability, 2, 1–10.
- Höglund-Isaksson, L., W. Winiwarter, P. Purohit (2013), *Non-CO₂ greenhouse gas emissions, mitigation potentials and costs in EU28 from 2005 to 2050, Part I: GAINS model methodology*, International Institute for Applied Systems Analysis, December.
- International Energy Agency (2012), *World Energy Outlook 2012*, November.
- KBC (2013), *Amerikaanse schalierevolutie met wereldwijde gevolgen*, Economische Berichten, nr.10, September.
- Martínez-Anido, C., L. de Vries and G. Fulli (2012), *Impact of Variable Renewable Energy on European Cross-Border Electricity Transmission*, Third International Engineering Systems Symposium, CESUN 2012, Delft University of Technology, June.
- Nationaal Hervormingsprogramma 2011, te consulteren via http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp_belgium_nl.pdf (geraadpleegd op 26/06/2014).
- Nationaal Hervormingsprogramma 2014, te consulteren via http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/csr2014/nrp2014_belgium_en.pdf (geraadpleegd op 26/06/2014).

Het Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut.

Het FPB voert beleidsrelevant onderzoek uit op economisch, sociaaleconomisch vlak en op het vlak van leefmilieu. Hiertoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, onderzoekt het aanneembare toekomstscenario's, identificeert het alternatieven, beoordeelt het de gevolgen van beleidsbeslissingen en formuleert het voorstellen.

Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen. Het FPB zorgt voor een ruime verspreiding van zijn werkzaamheden. De resultaten van zijn onderzoek worden ter kennis gebracht van de gemeenschap en dragen zo bij tot het democratisch debat.

Het Federaal Planbureau is EMAS en Ecodynamische Onderneming (drie sterren) gecertificeerd voor zijn milieubeheer.

url: <http://www.plan.be>

e-mail: contact@plan.be

De publicaties van het Federaal Planbureau

Met het oog op informatieverstrekking en transparantie publiceert het Federaal Planbureau (FPB) regelmatig de methoden en resultaten van zijn werkzaamheden. De publicaties van het FPB zijn georganiseerd in 3 reeksen: de Vooruitzichten, de Working Papers en de Planning Papers. Het FPB publiceert eveneens rapporten, een Engelstalig kwartaalverslag en occasioneel ook boeken. Bepaalde publicaties zijn het resultaat van een samenwerking met andere instellingen.

Alle publicaties van het Federaal Planbureau zijn beschikbaar op www.plan.be

Reeksen

Vooruitzichten

Een van de belangrijkste opdrachten van het Federaal Planbureau (FPB) bestaat erin de beleidsmakers te helpen anticiperen op de toekomstige evolutie van de Belgische economie.

Onder de verantwoordelijkheid van het INR maakt het FPB aldus twee keer per jaar, in februari en september, kortetermijnvoorzichten voor de Belgische economie - de *Economische begroting* - met het oog op, zoals de naam aangeeft, de opmaak en de controle van de Rijksbegroting. Op verzoek van de sociale partners publiceert het FPB in mei de *Economische middellangetermijnvoorzichten* in een internationale context. In het verlengde daarvan worden, in samenwerking met regionale instellingen,

de *Regionale economische vooruitzichten* opgesteld. De *Nime Outlook* beschrijft één keer per jaar middellangetermijnvooruitzichten voor de wereldeconomie. Het FPB publiceert om de drie jaar *Langetermijnenergievooruitzichten voor België*. Ook om de drie jaar stelt het, in samenwerking met de FOD Mobiliteit en Vervoer, *Langetermijnvooruitzichten voor transport in België* op. Tot slot maakt het FPB jaarlijks in samenwerking met de ADSEI *Bevolkingsvooruitzichten op lange termijn*.

Working Papers

De Working Papers presenteren de resultaten van lopend onderzoek in de studiedomeinen van het FPB. Ze worden gepubliceerd om bij te dragen aan de verspreiding van kennis over hoofdzakelijk economische fenomenen en om het inhoudelijk debat te stimuleren. Bovendien leveren ze een conceptuele en empirische basis voor de besluitvorming. Ze zijn vaak technisch van aard en gericht op een publiek van specialisten.

Planning Papers

De Planning Papers presenteren afgeronde studies over thema's van algemene strekking. Ze zijn niet specifiek gericht op een gespecialiseerd publiek en beschikbaar in het Nederlands en het Frans.

Overige publicaties

Rapporten

De rapporten beschrijven de resultaten van werkzaamheden die voortvloeien uit wettelijke opdrachten of als antwoord op specifieke vragen van de overheid, de regering of de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven.

Boeken

Het FPB publiceert occasioneel studies in boekvorm.

Short Term Update

De Short Term Update (STU) is een Engelstalig kwartaalverslag dat een actueel overzicht biedt van de Belgische economie. Op basis van tientallen indicatoren levert de STU ofwel een follow-up van de conjunctuur, of een analyse van de structurele evolutie van de economie. Bovendien gaat elke STU dieper in op een bepaalde studie van het FPB die verband houdt met de economische actualiteit. Ten slotte geeft dit verslag een overzicht van het lopend onderzoek binnen het FPB en van de belangrijkste beslissingen van de Belgische regeringen die de economische situatie kunnen beïnvloeden.

Federaal Planbureau
instelling van openbaar nut

Kunstlaan 47-49
1000 Brussel
tel.: +32-2-5077311
fax: +32-2-5077373
e-mail: contact@plan.be
<http://www.plan.be>

Drukwerk: Federale Overheidsdienst Economie, KMO, Middenstand en Energie