

UNIVERSITEIT GENT

FACULTEIT ECONOMIE EN BEDRIJFSKUNDE

ACADEMIEJAAR 2015 – 2016

De economische haalbaarheid van investerings in nieuwe kerncentrales

Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van

Master of Science in de
Toegepaste Economische Wetenschappen: Handelsingenieur

**Laurence Rijssegem
Kelly Van der Poten**

onder leiding van

Prof. dr. Johan Albrecht

UNIVERSITEIT GENT

FACULTEIT ECONOMIE EN BEDRIJFSKUNDE

ACADEMIEJAAR 2015 – 2016

De economische haalbaarheid van investerings in nieuwe kerncentrales

Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van

Master of Science in de
Toegepaste Economische Wetenschappen: Handelsingenieur

**Laurence Rijssegem
Kelly Van der Poten**

onder leiding van

Prof. dr. Johan Albrecht

Vertrouwelijkheidsclausule

PERMISSION

Ondergetekende verklaart dat de inhoud van deze masterproef mag geraadpleegd en/of gereproduceerd worden, mits bronvermelding.

Laurence Rijssegem

Kelly Van der Poten

Woord vooraf

Deze masterproef is het sluitstuk van onze vijfjarige opleiding Handelsingenieur. Dit resultaat was er echter niet geweest zonder de hulp van enkele mensen, waarvoor we dan ook onze dank willen uitspreken.

Eerst en vooral willen we onze promotor Prof. Dr. Johan Albrecht bedanken om ons de kans te geven om deze masterproef te schrijven in een domein waar we niet vertrouwd met waren. Dankzij zijn feedback en sturing hebben we dit resultaat kunnen bereiken. Ook Désirée Vandenberghe willen we bedanken voor het nalezen van onze kladversie en om nuttige feedback te geven.

Hiernaast willen we ook onze vrienden bedanken om voor de nodige ontspanning en afleiding te zorgen tijdens het schrijven van dit werk.

Tenslotte willen we beiden onze ouders bedanken voor de steun tijdens deze masterproef en de kansen die ze ons in het leven gegeven hebben.

Inhoud

Vertrouwelijkheidsclausule	i
Woord vooraf	ii
Lijst met gebruikte afkortingen	vii
Lijst met figuren.....	ix
Lijst met tabellen.....	xi
1. Inleiding	1
2. Het energiebeleid binnen de EU	3
2.1. Het klimaatbeleid van de EU	3
2.1.1. Het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020.....	3
2.1.2. Het Europees klimaat- en energiepakket 2030.....	3
2.1.3. EU Emission Trading Scheme	5
2.1.3.1. Geschiedenis	5
2.1.3.2. Werkingsmechanisme	6
2.1.4. Post 2030 doelstellingen	7
2.1.4.1. De elektriciteitssector	7
2.1.4.2. Transportsector	8
2.1.4.3. Woningen en diensten	8
2.1.4.4. Industrie	8
2.2. Kernenergiebeleid van de lidstaten in de CWE-markt	9
3. Het investeringsframework voor conventionele technologieën.....	11
3.1 Macro-economische factoren	11
3.1.1. Economische groei	11
3.1.2. Interestvoet.....	12
3.2. Energie-specifieke factoren.....	12
3.2.1. De elektriciteitsprijs.....	12
3.2.2. Overcapaciteit	12
3.2.3. De penetratie van hernieuwbare technologieën gekenmerkt door lage variabele kosten	12
3.2.4. Extra inkomsten ten gevolge van capaciteitsmechanismen	13
4. Technologieën voor elektriciteitsgeneratie	14
4.1. Conventionele energietechnologieën	15
4.1.1. Nucleaire energie	15
4.1.1.1. Werking	15

4.1.1.2. Voordelen	16
4.1.1.3. Nadelen	16
4.1.2. Gas	18
4.1.3. Olie	20
4.1.4. Kool.....	20
4.2. Hernieuwbare energietechnologieën	22
4.2.1. Zonnepanelen.....	24
4.2.2. Windenergie.....	25
5. De vraag naar elektriciteit	27
6. Investerings.....	34
6.1 De levelized cost of electricity (LCOE)	34
6.1.1 Introductie	34
6.1.2 Methodologie	34
6.1.2.1 LCOE formule.....	34
6.1.2.2 Beperkingen	36
6.1.2.3 Parameters	38
6.1.2.3.1 Verdisconteringsfactor	38
6.1.2.3.2 Load factors.....	40
6.1.2.3.3 Levensduur	43
6.1.2.3.4 Investeringskost	45
6.1.2.3.5 Plant operating kost	46
6.1.2.3.5.1 Brandstofkosten	46
6.1.2.3.5.2 O&M kosten	49
6.1.2.3.6 Externe kosten.....	49
6.1.3. Conclusie	52
7. Problematiek en maatregelen omtrent de CO ₂ -prijs	54
7.1. Problematiek	54
7.2. Gevolgen van de lage CO ₂ -prijs op de beoogde doelstellingen	55
7.2.1. Beoogde doelstellingen.....	55
7.2.2. Impact op doelstellingen.....	56
7.3. Oplossingen	57
7.3.1 Backloading: een eerste en tijdelijke maatregel om het overaanbod aan te pakken.....	57
7.3.2. Market Stability Reserve	59
8. De elektriciteitsmarkt.....	60

8.1. De liberalisering van de elektriciteitsmarkt in de EU	60
8.2. Prijsvorming op de elektriciteitsmarkt	61
8.2.1. Algemeen principe	61
8.2.2. De elektriciteitsprijs als prikkel voor investeringen	63
8.3. De impact van het toenemend aandeel hernieuwbare, intermitterende technologieën op de elektriciteitsmarkt	63
8.3.1. Het korte termijn effect van hernieuwbare energie op de elektriciteitsprijs	63
Investeringsstandpunt.....	67
8.3.2. Korte termijn effect hernieuwbare energie op conventionele energiecentrales	67
Investeringsstandpunt.....	68
8.3.3. Langetermijn effect op conventionele energiecentrales en de elektriciteitsmarkt.....	69
Investeringsstandpunt.....	72
8.3. De transformatie van de Europese elektriciteitsmarkt	73
8.3.1. De wijzigende koststructuur.....	73
8.3.2. Gewijzigde markt voor investeerders	74
8.3.3. De beperkte bijdrage van intermitterende, hernieuwbare technologieën aan de betrouwbaarheid van het systeem	74
8.3.4. De Europese marktintegratie	75
8.3.5. De nood aan capaciteitsmechanismen?.....	76
9. Capaciteit.....	78
9.1. Conventionele elektriciteitscentrales en hun impact op capaciteit.....	78
9.2. Impact van hernieuwbare technologieën op (over)capaciteit.....	82
10. Financieringsproblemen.....	84
10.1. De grondbeginselen van financiering.....	84
10.2. Het investeerdersperspectief.....	84
10.3. Mogelijkheden om investeringscondities in de elektriciteitssector te verbeteren	88
10.3.1. Verbetering van het klimaat- en koolstofbeleid: de CO ₂ -prijs	89
10.3.2. Versterking van het prijssignaal	89
10.3.2.1. Schaarste beprijzing	89
10.3.2.2. Capaciteitsmechanismen	90
11. Conclusie	92
Bronvermelding.....	xii
Bijlage 1: Overzicht van de verschillende parameters in het basisscenario	xxi
Bijlage 2a: Sensitiviteit van de LCOE als een functie van de load factor met r=10%	xxii
Bijlage 2b: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als een functie van de load factor met r=5%.....	xxii

Bijlage 2c: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als een functie van de load factor met r=10%.....	xxiii
Bijlage 3: Aandeel kostencomponenten in de LCOE met r=10%.....	xxiii
Bijlage 4: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de levensduur met r=10%.....	xxiv
Bijlage 5a: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de brandstofkost met r=10%	xxiv
Bijlage 5b: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de brandstofkost met r=5%	xxv
Bijlage 5c: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de brandstofkost met r=10%	xxv
Bijlage 6a: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO2-kost met r=10%.....	xxv
Bijlage 6b: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de CO2-kost met r=5%.....	xxvi
Bijlage 6c: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de CO2-kost met r=10%	xxvi
Bijlage 7: Aandeel koolstofkosten in de LCOE bij wijzigende koolstofprijs met r=10%	xxvii
Bijlage 8: De load factor voor gascentrales in België, Frankrijk, Duitsland en Nederland	xxvii
Bijlage 9: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO2-kost met r=5% (Basisscenario=0%).....	xxviii
Bijlage 10: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO2-kost met r=10% (Basisscenario=0%)	xxviii
Bijlage 11: Piekproductie zonnepanelen in Duitsland en België (Eurelectric, 2015)	xxix
Bijlage 12: Bespreking effect inkomstendaling en capaciteitsaanpassing	xxix

Lijst met gebruikte afkortingen

BBP	Bruto binnenlands product
CCS	Carbon capture and storage
CCGT	Combined cycle gas turbine
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified emission reduction
CO ₂	Koolstofdioxide
CWE	Centraal-West-Europa
EOM	Energy-Only Market
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
ERU	Emission reduction unit
EU	Europese Unie
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
FLEOH	Full load equivalent operating hours (i.e. vollast equivalente werkuren)
FOAK	First-of-a-Kind
GIC	Gross inland consumption
GWh	Gigawattuur
IDC	Interest during construction
JI	Joint implementation
kW	Kilowatt
LCOE	Levelized cost of electricity
N ₂ O	Distikstofmonoxide
NAP	National allocation plan (i.e. national toewijzingsplan)
O&M	Operating and maintenance (i.e. exploitatie en onderhoud)
OESO	Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development OECD
PFC	Perfluorcarbon (i.e. perfluorkoolstoffen)

PV	Photovoltaics (i.e. fotovoltaïsche zonne-energie)
RES	Renewable energy sources
ROAD	Rotterdam Capture and Storage Demonstration project
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
tCO ₂	Ton CO ₂
TW	Terawatt
TWh	Terawattuur
WACC	Weighted average cost of capital

Lijst met figuren

Figuur 1: reductiepad naar een reductie van de EU-uitstoot van broeikasgassen met 80% (100%=1990) (Europese Commissie, 2011a)	4
Figuur 2: Investeringsframework voor conventionele technologieën (Europese Commissie, 2015a)	11
Figuur 3: Productie van elektriciteit en netto productie capaciteit (Europese Commissie, 2011b)	15
Figuur 4: Wereldwijde netto elektriciteitsproductie per brandstof (in biljoen kWh) gedurende de periode 2010-2040 (EIA, 2013)	20
Figuur 5: Aandeel van de verschillende energietechnologieën voor de elektriciteitssector in de EU in 2013 (Eurelectric, 2015)	23
Figuur 6: Aandeel van de verschillende hernieuwbare energietechnologieën in de elektriciteitsmix in de EU (Eurelectric, 2015).....	24
Figuur 7: Evolutie van de Europese geïnstallateerde PV capaciteit 2000 – 2013 (EPIA, 2014)	25
Figuur 8: Relatie tussen het BBP en de elektriciteitsconsumptie van 2002-2014 (Eurelectric, 2015).....	28
Figuur 9: Evolutie van de relatie BBP en bruto binnelands verbruik van energie van 1995-2050 (Europese Commissie, 2013c)	28
Figuur 10: Evolutie in de electriciteitsvraag per sector in de EU (Europese Commissie, 2013c).....	29
Figuur 11: Evolutie in de elektriciteitsvraag per sector (in %) in de EU (Europese Commissie, 2013c) ...	29
Figuur 12: Aandeel elektriciteit in de huidige trend en bij koolstofarme scenario's (in% van de finale vraag) (Europese Commissie, 2011c)	30
Figuur 13: Evolutie van de vraag naar elektriciteits en elektriciteit als aandeel in de totale energie van OECD en niet – OECD landen (IEA, 2014b)	31
Figuur 14: Scenario's die de evolutie in de vraag naar elektriciteit voorspellen (in TWh) (Europese Commissie, 2011b)	32
Figuur 15: Jaarlijkse elektriciteitsconsumptie in Duitsland en Groot-Brittannië in de komende 40 jaar (Boßmann&Staffell, 2015).....	33
Figuur 16: Sensitiviteit van de LCOE als een functie van de load factor met r=5%.....	42
Figuur 17: Aandeel kostencomponenten in de LCOE (Basisscenario met r=5%)	43
Figuur 19: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de levensduur met r=5%	44
Figuur 20: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de brandstofkost met r=5%.....	47
Figuur 21: Aandeel brandstofkosten in de LCOE bij wijzigende brandstofprijs met r=5%.....	47
Figuur 22: Incrementele energieopwekking in de OESO (IEA, 2010)	49
Figuur 23: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO ₂ -kost met r=5%	51
Figuur 24: Aandeel koolstofkosten in de LCOE bij wijzigende koolstofprijs met r=5%	52
Figuur 25: Wijziging in de elektriciteitsproductie in de EU in 2015 t.o.v. 2010 (Sandbag, 2016)	56
Figuur 26: Wijziging in de elektriciteitsproductie in de EU sinds 2010 (Sandbag, 2016)	56
Figuur 27: Evolutie van de CO ₂ -prijs (Bloomberg, 2016).....	57
Figuur 28: Het aantal emissierechten in omloop (schattingen vanaf 2013) (Europees Parlement, 2014)	58
Figuur 29: Energiecentrales per leeftijdscategorie (KPMG, 2011)	61
Figuur 30: Het merit order effect in de elektriciteitsmarkt (EWEA, 2012).....	64
Figuur 31: Maandelijks verhandeld volume op de day-ahead markt en elektriciteitsprijzen in CWE (Europese Commissie, 2015b).....	65
Figuur 32: de evolutie van de CO ₂ -prijs, kool-, gas-, olie- en elektriciteitsprijzen (Europese Commissie, 2015a).....	66

Figuur 33: Residual load en elektriciteitsprijzen (€/MWh) in Duitsland (Nicolosi&Fürsch, 2009).....	66
Figuur 34: Jaarlijkse elektriciteitsproductie van 1990 tot 2013 door de verschillende technologieën (Agora Energiewende, 2014).....	68
Figuur 35: Gemiddelde, jaarlijkse prijs voor steenkool, gas bij verhandeling op de Duitse markt en CO ₂ -prijs (Agora Energiewende, 2014).....	69
Figuur 36: Jaarlijkse load duration en residual load duration curve in Duitsland voor 2008 (Nicolosi&Füsich, 2009).....	69
Figuur 37: Reactie van de energiemix op de toename van hernieuwbare, intermitterende technologieën (Nicolosi&Füsich, 2009).....	71
Figuur 38: De impact van een gewijzigde energiemix op het merit order (Nicolosi&Füsich, 2009).....	72
Figuur 39: Gemiddelde, wekelijkse elektriciteitsprijs in de CWE (Europese Commissie, 2015b).....	76
Figuur 40: Evolutie van de installatie en vervanging van energietechnologieën (Jongepier, 2007).....	79
Figuur 41: Evolutie van de betrouwbaarheid van het net (Jongepier, 2007).....	79
Figuur 42: Impact van de energietransitie op de elektriciteitsprijs en de capaciteit op de markt (Europese Commissie, 2015a).....	83

Lijst met tabellen

Tabel 1: Aantal reactoren in CWE en hun capaciteit (IAEA-PRIS, 2014).....	9
Tabel 2: Consumptie, productie en import van gas (in miljard kubieke voet per jaar) in de landen van CWE (BP Statistical Review of World Energy,2013 en Eurogas).....	18
Tabel 3: Aandeel van gas in de opwekking van elektriciteit in 2015 en 2035 (Europese Commissie, 2013c)	18
Tabel 4: Elektriciteitsproductie met kool als bron (in TWh) in de landen van de EU (Eurelectric Database)	21
Tabel 5: Op het net aangesloten capaciteit aan zonne-energie in 2011 (Observ'ER data base, 2012)	25
Tabel 6: Consumptie van elektriciteit in de EU landen (in TWh) in 2012 en 2013 (Eurelectric, 2015)	27
Tabel 7: Consumptie van elektriciteit in de landen van CWE (in TWh) in 2012 en 2013 (Eurelectric, 2015)	27
Tabel 8: Evolutie van de elektriciteitsvraag in de komende decennia (Europese Commissie, 2011b)	30
Tabel 9: Vraag naar elektriciteit in GWh per jaar voor de landen van CWE (Europese Commissie, 2013c)	32
Tabel 10: De gemiddelde load factor in de CWE-regio (Eigen berekeningen o.b.v. data van (Eurelectric,2014a) (Eurelectric, 2014b)	41
Tabel 11: Load factor voor verschillende technologieën in het basisscenario	41
Tabel 12: Levensduur voor verschillende technologieën.....	43
Tabel 13: Levensduur voor verschillende technologieën in het basisscenario	44
Tabel 14: Investeringskost voor verschillende technologieën in het basisscenario	45
Tabel 15: Brandstofkost voor verschillende technologieën in het basisscenario	46
Tabel 16: O&M kost voor verschillende technologieën in het basisscenario	49
Tabel 17: Koolstofkost voor verschillende technologieën in het basisscenario	50
Tabel 18: Vraag/ aanbod balans van emissierechten 2008-2011 (Europese Commissie, 2012a)	54
Tabel 19: Koolstofprijvoorspelling van 2013 tot 2020, prijzen in €, nominaal (Thomas Reuters, 2012) .	58
Tabel 20: Wijziging van de elektriciteitsprijs t.o.v. een scenario met ongewijzigde capaciteit aan hernieuwbare energie (Würzberg, Labandeira, &Linares, 2013).....	64
Tabel 21: Correlatiecoëfficiënt tussen verschillende landen betreffende windenergie (3E, 2011)	75
Tabel 22: Levensduur van energietechnologieën (KPMG, 2011)	80
Tabel 23: Capaciteit in de landen van CWE in 2014 en 2040 (Eurelectric Database)	80
Tabel 24: Evolutie van de beschikbare capaciteit steenkool en bruinkool in 2014 en 2030 in landen van CWE (Eurelectric Database).....	81

1. Inleiding

Enkele jaren geleden was er nog commotie en opwinding rond de nucleaire renaissance die wereldwijd aan een opmars begon. De kernramp in Fukushima temperde deze nucleaire golf en al snel besliste de Duitse regering om over te gaan tot een versnelde sluiting van de kerncentrales. Hierdoor werd de zogenaamde *Energiewende* ingeluid. Japan besloot om alle kerncentrales te sluiten en zelfs in Frankrijk kwam het debat op gang om de nucleaire capaciteit fors terug te schroeven (Linares&Conchado, 2013). Toch blijkt vandaag de dag dat nucleair niet noodzakelijk afgeschreven hoeft te worden. Joskow en Parsons (2012) verklaren in hun herziening van de nucleaire vooruitzichten na Fukushima dat, alhoewel een grootschalige renaissance waarschijnlijk niet realistisch was, de impact van het ongeval in Fukushima op de bouw van kerncentrales naar alle waarschijnlijkheid wereldwijd beperkt blijft. Ook bij de door de Europese Unie opgestelde *Routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050* werd verondersteld dat kerncentrales noodzakelijk zijn om te kunnen voldoen aan de strenge doelstellingen conform de uitstoot van broeikasgassen (Europese Commissie, 2011a). Joskow en Parsons (2012) verwijzen naar verschillende argumenten die deze gedeeltelijke nucleaire renaissance helpen verklaren. Ten eerste wordt de totale splijtstofcyclus van uranium gekenmerkt door zeer lage CO₂-emissies wat voor vele landen, wegens de opgelegde CO₂-reducties, een positieve invloed heeft op de politieke en publieke opinie tegenover kernenergie (Beerten, Laes, Meskens, & D'haeseleer, 2009). Daarnaast is uranium, in tegenstelling tot fossiele brandstoffen zoals kool en gas, veel minder onderhevig aan prijsvolatiliteit en prijsstijgingen. Bovendien brengt het gebruik van uranium als brandstof een hogere leveringszekerheid en een grotere afhankelijkheid van politiek onstabiele landen die grote voorraden fossiele brandstoffen bezitten. Ten laatste werd opgemerkt dat de kerncentrales van de nieuwste generatie veiliger, lagere constructiekosten en het sneller bereiken van een hoge capaciteit met zich meebrengen.

Daarentegen brengt kernenergie, ondanks de ontwikkeling van kernreactoren van de nieuwste generatie, problemen omtrent veiligheid, proliferatie van nucleaire wapens en afvalverwerking met zich mee (MIT, 2003; Joskow en Parsons, 2009). Naast deze 3 factoren wordt ook de kost van nucleaire centrales vaak als een nadeel gezien (MIT, 2003). In recente artikels van Joskow en Parsons (2009) en Nicholson, Biegler en Brook (2011) zouden kerncentrales wel competitief zijn met andere baseload technologieën wanneer er een correcte prijs komt voor de CO₂-uitsoot, gemiddelde tot hoge prijzen voor fossiele brandstoffen en een afname in de constructiekosten voor kerncentrales.

Een kritische noot die hierbij evenwel gesteld moet worden en verder onderzoek vereist is of de goedkeuring van het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020 en 2030, waardoor er een

aanstroom is van elektriciteit geproduceerd door intermitterende, hernieuwbare technologieën, impact heeft op investeringen in kerncentrales en andere conventionele energiecentrales¹ in het algemeen.

Aangezien de lidstaten van de Europese Unie er zich zullen tot verbinden om de CO₂-uitstoot drastisch te verminderen tegen 2050 en volgens de *Routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050* nucleaire energie hierin een drastische rol zal spelen, zal de nadruk van het nucleaire debat op de kostencomponent komen te liggen. In deze masterproef zal er onderzocht worden of nucleaire centrales voldoende competitief zijn in de huidige geliberaliseerde markt waarin een energietransitie plaats vindt (Linares&Conchado, 2013). Aangezien door het IEA (2010) gesteld wordt dat de verschillende kostencomponenten afhangen van de geografische locatie wordt geopteerd om een gebied te kiezen dat voor deze verschillende parameters zo homogeen mogelijk is. De keuze viel op vier landen die onderdeel uitmaken van de CWE-markt namelijk België, Nederland, Duitsland en Frankrijk.

In deel 2 wordt kort het huidige energiebeleid binnen de EU geschetst waarbij aandacht geschonken wordt aan de door het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020 en 2030 opgelegde doelstellingen aan de lidstaten van de EU. Hierbij wordt specifiek ook het kernenergiebeleid in de landen van het CWE besproken, aangezien dit de focus is van deze masterproef. Vervolgens wordt in het derde deel een overzicht gegeven van factoren die de investeringsbeslissing in conventionele technologieën beïnvloeden. Dit vormt de leidraad in de verdere bespreking. In deel 4 worden de verschillende technologieën voor elektriciteitsgeneratie besproken. Om een volledig overzicht te bieden werden de voornaamste conventionele en hernieuwbare technologieën besproken, maar de nadruk ligt toch wel op gas, kool en nucleair. Op de voornaamste eigenschappen en eventuele voor- en nadelen van deze technologieën, die eventueel invloed kunnen uitoefenen op de investeringsbeslissing, wordt dieper ingegaan. Vervolgens wordt een analyse uitgevoerd van de vraag naar elektriciteit. In het zesde deel wordt de competitiviteit of economische efficiëntie van verschillende technologieën onder de loep genomen d.m.v. het gebruik van een maatstaf nl. de LCOE. Aansluitend bij dit deel wordt in deel 7 teruggekomen op het EU ETS en de problematiek van de momenteel te lage CO₂-prijs. In deel 8 en 9 verschuift de focus naar de huidige werking en prijsvorming op de elektriciteitsmarkt en de impact van de door de EU opgelegde doelstellingen betreffende het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020 en 2030 op de prijs en de markt op korte en lange termijn. In het laatste deel wordt dan expliciet vanuit het perspectief van de investeerder gekeken naar risicofactoren die meespelen in zijn of haar investeringsbeslissing en worden mogelijkheden overlopen om de investeringsprikkel te vergroten.

¹ Met conventionele technologieën worden gas-, kolen- en kerncentrales bedoeld

2. Het energiebeleid binnen de EU

2.1. Het klimaatbeleid van de EU

2.1.1. Het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020

Op 17 december 2008 keurde het Europees Parlement het Europese klimaat- en energiepakket goed (Europese Commissie, 2016a). Met dit pakket ambieert de Europese Unie dat de volgende klimaat- en energiedoelstellingen tegen 2020 worden gehaald :

- Een verbetering met 20% van de energie-efficiëntie ten opzichte van het voorspelde niveau in 2020 bij ongewijzigd beleid.
- Het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het totale eindverbruik in de EU tot 20% optrekken. Daarenboven is er in de transportsector ook een specifieke doelstelling van minstens 10% hernieuwbare energie op het totale energieverbruik voor het vervoer.
- Een vermindering met 20% van de uitstoot van broeikasgassen ten opzichte van 1990, met de verbintenis deze doelstelling op te trekken tot 30% indien andere belangrijke economieën in de ontwikkelde en ontwikkelende wereld zich engageren om een billijk deel van de wereldwijde emissiereductie-inspanning voor hun rekening te nemen. Bij deze doelstelling moet worden opgemerkt dat er onderscheid wordt gemaakt tussen het zogenaamde European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) en de nationale emissiereductie doelstellingen. Zo werd een reductie van de uitstoot in de sectoren die vallen onder het EU ETS van 21% vastgelegd ten opzichte van het niveau in 2005. Betreffende de nationale emissiereductie, waaronder alle sectoren vallen die niet in het EU ETS werden opgenomen, werd voor elk land een doelstelling vastgelegd die varieert naargelang de nationale welvaart.

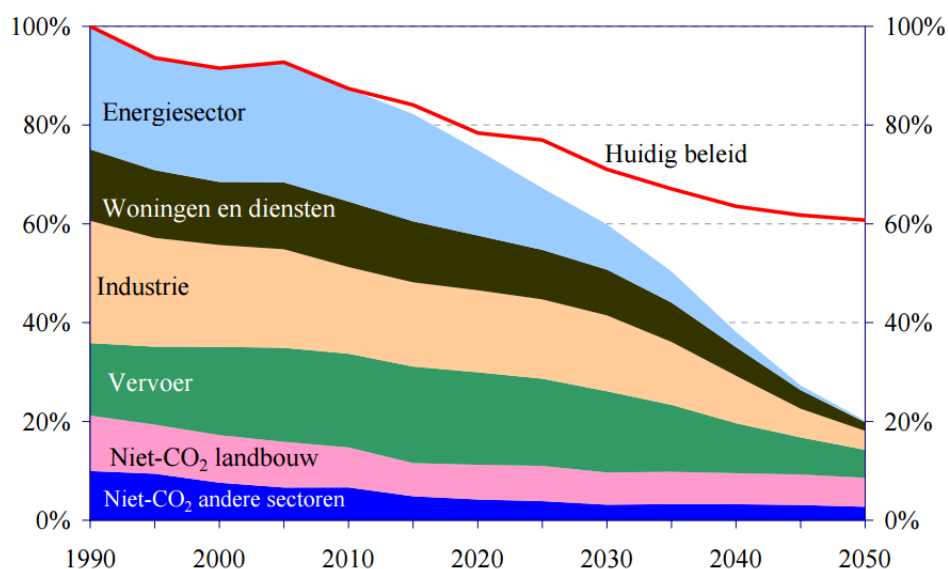
Deze doelstellingen zijn opgesteld voor de totale EU. Voor de verschillende lidstaten worden specifieke doelstellingen vooropgesteld. Zo wordt bedraagt de doelstelling betreffende het aandeel aan hernieuwbare energiebronnen 13% in België, 18% in Duitsland, 23% in Frankrijk en 14% in Nederland. Voor de broeikasgasuitstoot geldt respectievelijk een opgelegde reductie van 15% in België, 14% in Duitsland, 14% in Frankrijk en 16% in Nederland (Europese Commissie, s.d.).

2.1.2. Het Europees klimaat- en energiepakket 2030

Om de klimaatverandering te beperken tot minder dan 2°C op globaal niveau heeft de Europese Raad in februari 2011 beslist om de uitstoot van broeikasgassen tegen 2050 met 80% tot 95% te verminderen ten opzichte van het niveau in 1990 (Europese Commissie, 2011a). Voor een succesvolle overgang naar

een concurrentiële, klimaatvriendelijke economie te bewerkstelligen werd *De routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050* opgesteld met mogelijke maatregelen die de uitstoot fors zouden terugdringen, mijlpalen aan de hand waarvan de EU kan nagaan of ze op schema zit om de doelstellingen te behalen en investeringsbehoeften, beleidsuitdagingen en perspectieven in de verschillende sectoren kan verwezenlijken (Europese Commissie, 2011a).

Zo een drastische daling van de uitstoot kan slechts bereikt worden door middel van een herstructurering van het energiesysteem. Zo zal, volgens berekeningen van de Europese Commissie (2011a), het aandeel van hernieuwbare bronnen in de energiemix moeten stijgen naar meer dan 50% in 2050. Verder blijkt uit de analyse van verschillende scenario's, uitgevoerd door de Europese Commissie (2011a), dat een vermindering van de EU-uitstoot tot 40% en 60% onder het niveau van 1990 een kostenefficiënt perspectief is voor respectievelijk 2030 en 2040. In die context wijst de analyse ook op een reductie met 25% in 2020. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 1. Dit betekent dat de jaarlijkse reductie ten opzichte van 1990 tot 2020 ongeveer 1% zou bedragen, tussen 2020 en 2030 zou oplopen tot 1,5%, en tussen 2030 en 2050 tot 2% per jaar. De toename in de jaarlijkse reductie is volgens de Europese Commissie (2011a) gegronde aangezien verondersteld wordt dat nieuwe technologieën de komende decennia commercieel beschikbaar worden. Dit wordt kort besproken in 'Deel 2.1.1. Post 2030 doelstellingen'.



Figuur 1: Reductiepad naar een reductie van de EU-uitstoot van broeikasgassen met 80% (100%=1990) (Europese Commissie, 2011a)

De Routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050 was een essentieel richtinggevend element in de discussie rond het uitgestippelde klimaat- en energiebeleid tegen 2030

(“Routekaart naar een ‘koolstofarme’ maatschappij tegen 2050”, s.d.). In oktober 2014 werd het energie- en klimaat raamwerk aangenomen in de Raadsconclusies (Europese Commissie, 2014a). Tegen 2030 hoopt de Europese Unie volgende doelstellingen te behalen (“Het klimaat- en energiebeleid tegen 2030”, s.d.):

- Een reductie van minstens 40% ten opzichte van 1990 voor de uitstoot van broeikasgassen op het EU-grondgebied. Deze doelstelling werd opgesplitst in een Europese doelstelling voor de EU ETS-sectoren (-43% ten opzichte van 2005) en bindende, nationale doelstellingen voor de niet-EU ETS sectoren (-30% ten opzichte van 2005). Deze doelstelling moet nog worden vertaald in nationale, bindende doelstellingen voor de lidstaten.
- Een aandeel van minstens 27% hernieuwbare energie in het finale energieverbruik in de EU. Deze doelstelling wordt enkel op het niveau van de EU bepaald en wordt niet vertaald naar individuele doelstellingen voor de lidstaten (Council of the European Union, 2014).
- Een (indicatieve) verbetering met minstens 27% van de energie-efficiëntie t.o.v. het referentieniveau. Deze doelstelling kan eventueel worden herzien in 2020 met een niveau van 30% in gedachten.
- Een interconnectiedoelstelling van 15% in de elektriciteitssector.

2.1.3. EU Emission Trading Scheme

Het EU ETS vormt de hoeksteen binnen het beleid van de EU om klimaatverandering tegen te gaan. Het wordt het voornaamste instrument geacht om een kosteneffectieve vermindering van de industriële uitstoot van broeikasgassen te bereiken (Europese Commissie, 2016b).

2.1.3.1. Geschiedenis

In 2005 ging de eerste fase van het EU ETS in. Deze liep van 2005 t.e.m. 2007 en omvatte enkel de CO₂-uitstoot van elektriciteitsproducenten en energie-intensieve sectoren. De toewijzing van de emissierechten gebeurde volgens een nationaal toewijzingsplan (NAP). De verschillende lidstaten beslisten over het nationale emissieplafond (i.e. cap) en de hoeveelheid emissierechten die elke installatie binnen hun grondgebied toegewezen kreeg. De meeste emissierechten werden gratis toegewezen. Een boete werd opgelegd in geval van niet naleven van de opgelegde cap. Deze bedroeg €40 per ton CO₂ (Europese Commissie, 2016b).

Vanaf 2008 trad de tweede fase in werking. Deze liep t.e.m. 2012. De toewijzing van de emissierechten verliep nog steeds volgens een nationaal toewijzingsplan. Daarnaast traden 3 lidstaten, met name Noorwegen, Liechtenstein en IJsland toe tot fase twee. Bovendien werd beslist om naast CO₂ ook distikstofmonoxide (N₂O) in het systeem op te nemen. Daarenboven werd het aandeel emissierechten

dat gratis werd toegewezen verlaagd tot minimaal 90%. Ten laatste werd de boete bij niet-naleving van het emissieplafond verhoogd naar €100 per ton CO₂ (Europese Commissie, 2016b).

De derde fase ging in vanaf 2013 en loopt t.e.m. 2020. Deze fase verschilt drastisch van de twee voorgaande fases. Ten eerste werd er een emissieplafond vastgelegd voor de EU en niet meer individueel per lidstaat. Daarenboven werd de standaardmethode van gratis toewijzing van de emissierechten vervangen door een veilingsmechanisme. Hierdoor ontvangt enkel de productie-industrie nog een deel van de emissierechten gratis. Voor de elektriciteitssector geldt dat de operatoren van elektriciteitscentrales geen emissierechten meer gratis krijgen, maar deze nu moeten aankopen. Zo werd in 2013 reeds 40% van de totale emissierechten geveild. Dit aandeel zal elk jaar progressief stijgen (Europese Commissie, 2016b). Tegen 2027 zouden in principe alle emissierechten via veiling toegewezen worden (Europese Commissie, 2013a). Voor de emissierechten die niet geveild worden gelden geharmoniseerde toewijzingsregels. Deze regels houden in dat installaties, die de door de EU vooropgestelde emissiebenchmark halen, alle benodigde emissierechten ontvangen. Installaties die de benchmark niet halen zullen minder emissierechten verkrijgen dan nodig is om hun uitstoot te kunnen dekken. Deze installaties moeten dus proberen hun uitstoot te reduceren, emissierechten of kredieten aan te kopen of een combinatie van beiden. Momenteel omvat het EU ETS 45% van de totale uitstoot binnen de totale EU (Europese Commissie, 2016a).

2.1.3.2. Werkingsmechanisme

Het EU ETS werkt volgens een *cap and trade* mechanisme. De cap (i.e. het emissieplafond) bepaalt de maximale uitstoot van een broeikasgas opgelegd aan een energiecentrale, fabriek of een vervuilende installaties die in het EU ETS werd opgenomen. Een aparte cap werd ook bepaald voor de luchtvaartindustrie maar wordt in de bespreking hieronder niet opgenomen. De cap wordt bepaald voor de totale EU (European Commission, 2013a). Het is de bedoeling om deze cap jaarlijks t.e.m. 2020 met 1,74% te laten dalen t.o.v. de gemiddelde, jaarlijks uitgegeven emissierechten over de periode 2008-2012. Deze jaarlijkse reductiefactor zou in principe de totale uitstoot van het broeikasgas met 21% laten afnemen t.o.v. 2005. In het kader voor klimaat-en energiebeleid tot 2030 werd vastgelegd dat een reductie met 40% van de uitstoot van broeikasgassen t.o.v. het niveau in 1990 bereikt moet worden. Dit kan enkel verwezenlijkt worden indien de cap vanaf 2021 jaarlijks met 2,2% per jaar daalt (Europese Commissie, 2016d).

Eenmaal het emissieplafond bepaald is, ontvangen de verschillende entiteiten emissierechten die onderling verhandeld kunnen worden. Eén emissierecht geeft de houder ervan het recht om één ton CO₂ of een equivalente eenheid distikstofmonoxide (N₂O) of perfluorkoolstoffen (PFC) uit te stoten (Europese Commissie, 2016d). Daarnaast kan een entiteit ook internationale kredieten verkrijgen bij

deelname in internationale clean development mechanism (CDM) en joint implementation (JI) projecten om de uitstoot in landen, die niet tot de EU behoren, terug te dringen. D.m.v. verhandeling van emissierechten en kredieten uit internationale projecten moeten de verschillende entiteiten proberen voldoende emissierechten te verkrijgen om hun totale uitstoot te kunnen dekken. De verhandeling van emissierechten laat toe om de uitstoot te verlagen waar het de minste inspanning of investeringen vereist m.a.w. op de meest kosteneffectieve manier (Europese Commissie, 2013a).

2.1.4. Post 2030 doelstellingen

Zoals hierboven reeds werd vermeld streeft de EU naar een koolstofarme maatschappij tegen 2050. Er wordt beoogd om de uitstoot van broeikasgassen tegen 2050 met 80% tot 95% te verminderen ten opzichte van het niveau in 1990 (Europese Commissie, 2011a). Door de Commissie werden verschillende sectorale analyses, met een verschillend innovatietempo en fossiele brandstofprijzen, uitgevoerd waarin werd nagegaan wat het reductiepotentieel is van een aantal belangrijke sectoren (Europese Commissie, 2011a). Hieronder worden vier sectoren kort besproken die een cruciale rol zullen spelen op weg naar de koolstofvrije economie en momenteel goed zijn voor het merendeel van de huidige CO₂-uitstoot. Newbery (2010) stelt dat het bereiken van een reductie van 80-95% van de broeikasgasuitstoot t.o.v. het niveau in 1990 het best kan worden bereikt d.m.v. decarbonisatie van elektriciteit. Zoals ook uit onderstaande bespreking blijkt, gelooft de Europese Commissie (2011a) eveneens dat decarbonisatie van elektriciteit en de elektrificatie van de transport-, woningen- en dienstensector de beste manier is om de gewenste reductie te bereiken.

2.1.4.1. De elektriciteitssector

Elektriciteit zal in de toekomst een groter aandeel hebben in de economie. Zo wordt door de Europese Commissie (2011a) verwacht dat het verbruik van elektriciteit voornamelijk zal toenemen in de transportsector en voor woningen en diensten. Een groot deel van de fossiele brandstoffen, die in sectoren worden gebruikt, zal vervangen worden door elektriciteit. Ondanks dit stijgend aandeel blijkt dat het totale elektriciteitsverbruik dankzij voortdurende efficiëntieverbeteringen slechts zal toenemen met het historische groeitempo van 2% binnen de EU. Uit uitgevoerde analyses blijkt dat de CO₂-uitstoot tegen 2050 met 93 tot 99% kan dalen ten opzichte van 1990 (Europese Commissie, 2011a).

Dergelijke reductie van de CO₂-uitstoot betekent ook dat de energiemix in de loop der jaren een drastisch wijziging zal ondergaan. Zo zal het aandeel afkomstig van koolstofarme technologieën in de technologiemix toenemen van ongeveer 45% in 2011 tot ongeveer 60% in 2020, o.a. door het bereiken van de door de Europese Commissie opgelegde doelstelling betreffende hernieuwbare energie, tot 75% à 80% in 2030 en bijna 100% in 2050. De Europese Commissie (2011a) beweert dat ten gevolge van de belangrijke rol van elektriciteit in de koolstofarme economie sterk op hernieuwbare energie ingezet zal worden.

2.1.4.2. Transportsector

De transportsector is verantwoordelijk voor ongeveer 15% van de uitstoot in broeikasgassen (Europese Commissie, 2011a). Technologische innovatie kan de uitstoot van de Europese transportsector verlagen door te werken aan 3 belangrijke factoren: voertuigen efficiënter maken dankzij de ontwikkeling van verbeterde motoren, materialen en ontwerpen; een schoner energieverbruik dankzij nieuwe brandstoffen en aandrijfsystemen; een beter gebruik van de netwerken en een veiliger verkeer dankzij informatie- en communicatiesystemen.

Tot 2025 blijft een betere brandstofefficiëntie wellicht het belangrijkste middel om de stijgende uitstoot van broeikasgassen door vervoer te beperken (Europese Commissie, 2011a). Daarna veronderstelt de Europese Commissie (2011a) dat er een geleidelijk grootschalige overschakeling op schonere voertuigen zal plaatsvinden. Eerst zullen dit hybride wagens zijn en in een later stadium plug-in hybrides en elektrische voertuigen.

Indien er geen grootschalige elektrificatie van de transportsector zal plaatsvinden, zullen biobrandstoffen en andere alternatieve brandstoffen een grotere rol moeten spelen om de beoogde emissiereductie in deze sector te bereiken (Europese Commissie, 2011a). Dit zou echter direct of indirect tot minder voordelen in termen van broeikasgasreductie kunnen leiden en de druk op de biodiversiteit en het milieu verhogen.

2.1.4.3. Woningen en diensten

Maar liefst 40 % van het totale energieverbruik in de EU komt op naam van de gebouwen (Europese Unie, 2010). Ten gevolge van een toename van de activiteit in de bouwsector, neemt ook het energieverbruik van deze sector toe. Daarom zijn een vermindering van het energieverbruik en het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in deze sector belangrijke maatregelen die nodig zijn om de broeikasgasemissies van de Europese Unie te doen dalen en de energie-efficiëntie te verbeteren (Europese Commissie, 2011a). Grote reducties kunnen reeds worden behaald door het verbeteren van de energie-efficiëntie in de sector door middel van de energieprestaties van de gebouwen te verbeteren. Zo werd door de EU vooropgesteld dat tegen 2021 nieuwe gebouwen volledig energieneutraal moeten zijn (Bouwunie, 2012).

2.1.4.4. Industrie

In Figuur 1 is duidelijk te zien dat de industriële sector eveneens een groot aandeel heeft in de uitstoot van broeikasgassen. Daarnaast is de industrie een van de grootste afnemers van elektriciteit. Uit analyses van de Europese Commissie (2011a) blijkt dat de uitstoot van broeikasgassen met 83 tot 87% kan worden verminderd tegen 2050. Deze vermindering kan zal worden teweeg gebracht door middel

van verbetering van de industriële processen, meer hergebruik van gebruikte energie in de processen en CO₂-afvang en -opslag.

2.2. Kernenergiebeleid van de lidstaten in de CWE²-markt

In 2013 werd in de EU lidstaten 833 TW aan nucleaire energie gegenereerd. Dit komt neer op 25% van de totale energiemix. Deze elektriciteit wordt geproduceerd in 131 reactoren in 14 Europese landen (Pedraza, 2015a). De beschikbare capaciteit in de landen die deel uitmaken van de CWE-markt wordt weergegeven in Tabel 1.

Land	Aantal reactoren	Totale capaciteit (in MW)
België	7	5927
Frankrijk	58	63130
Duitsland	9	12068
Nederland	1	482

Tabel 1: Aantal reactoren in CWE en hun capaciteit (IAEA-PRIS, 2014)

Enkele nucleaire incidenten zorgden ervoor dat de publieke opinie hun mening over kernenergie herzag. Andere factoren die tot dit debat bijdroegen waren o.a. de vraag hoe men het nucleair afval in de komende decennia zou verwerken en de proliferatie van nucleaire wapens (MIT, 2003). Hierdoor werd in enkele landen beslist om het aandeel van nucleaire energie in het totale energieaanbod te laten dalen of een volledige kernstop door te voeren.

In België besliste de regering Verhofstadt 1 (1999-2003) op 31 januari 2003 de wet op de kernuitstap. De wet houdt in dat de productie van de 7 reactoren moet gedeactiveerd worden van zodra ze 40 jaar oud zijn en verbiedt de bouw van nieuwe kerncentrales. Dit betekent de sluiting van alle reactoren tussen 2015 en 2025. Er werd echter een overmachtsclausule ingebouwd die men kan aanroepen in het geval er zich een 'bedreiging inzake de bevoorradingsekerheid van elektriciteit' voordoet (SCK•CEN/VUB, 2004). In 2013 kreeg Whatelet, toenmalig staatssecretaris voor Energie, de opdracht van de regering Di Rupo om een plan te ontwikkelen om de bevoorrading van elektriciteit op korte, middellange en lange termijn te garanderen. Men kwam hierbij tot de vaststelling dat op korte termijn de energiebevoorrading zou worden bedreigd door de wijzigende energieproductie (uitstap van de kernenergie en andere conventionele energiebronnen zoals gas, kool en olie). In het plan werd de levensduur van Tihange 1 met tien jaar verlengd tot 2025 (Elia, 2016). Om de energiebevoorrading te verzekeren werd beslist om te investeren in nieuwe gascentrales. In oktober 2014 bepaalde de regering op haar beurt dat de reactoren Doel 1 en 2 tien jaar langer in gebruik zullen blijven tot 2025 (Elia, 2015).

² De CWE-markt is de regionale elektriciteitsmarkt bestaande uit België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg en Nederland die ontstaan is dankzij het ERI (i.e. electricity regional initiative).

In Duitsland werd in 2000 beslist om de Duitse kerncentrales tegen 2021 te sluiten. De CDU/CSU en FDP kwamen in 2009 op deze beslissing terug. De sluiting van de kerncentrales zou verlengd worden tot 2035. Door de kernramp in Fukushima werd er echter beslist om tot een definitieve kernuitstap over te gaan. In 2022 moeten alle kerncentrales van het net zijn gehaald. Duitsland pleit voor duurzame energie om kernenergie te vervangen (IEA, 2013b).

Frankrijk wil sterk inzetten op de ontwikkeling van hernieuwbare energie. Verwacht wordt dat het aandeel van hernieuwbare energie in de elektriciteitsmix meer dan zal verdubbelen. Frankrijk haalt ongeveer 75% van zijn elektriciteit uit kernenergie. In 2014 werd beslist om dit aandeel tegen 2025 te laten dalen naar 50% (IEA, 2009). In Flamanville is momenteel nog een reactor in aanbouw (World Nuclear Association, 2016b).

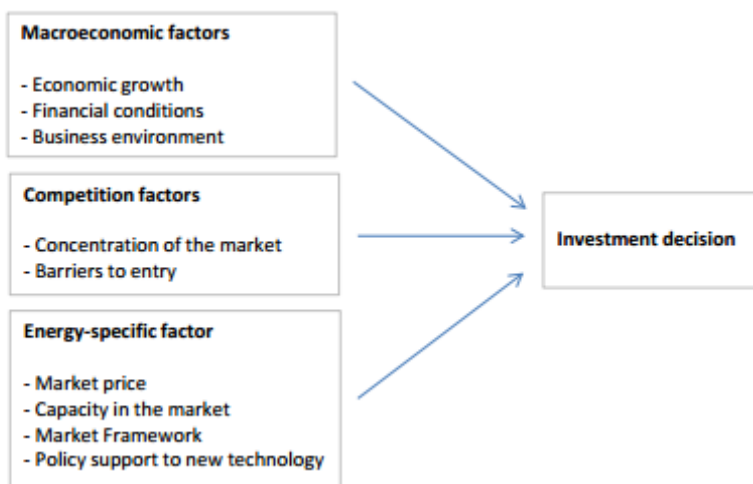
In Nederland speelt kernenergie slechts een kleine rol in het energielandschap. Momenteel beschikt het land over één kerncentrale met een capaciteit van 482 MW. Normaliter zou deze kerncentrale in 2013 gesloten worden, maar de regering besliste om de levensduur te verlengen met 20 jaar tot 2033 (IEA, 2014a)

Heel wat reactoren zullen de volgende jaren dus worden stilgelegd door het politieke beleid en/of omdat de maximale levensduur bereikt is. Zonder een verlenging van deze levensduur of de bouw van nieuwe centrales zal er een sterke daling van het aanbod aan kernenergie plaatsvinden.

3. Het investeringsframework voor conventionele technologieën

In Figuur 2 wordt het framework voor conventionele technologieën weergegeven dat werd ontwikkeld door de Europese Commissie (2015a).

De Europese Commissie (2015a) onderscheidt verschillende factoren die de investeringsbeslissing in conventionele technologieën beïnvloeden. Deze factoren kunnen in drie categorieën worden opgesplitst nl. macro-economische condities, de mate van competitie en toetredingsbarrières en energie specifieke factoren. Hieronder worden de voornaamste factoren besproken die geacht worden de grootste impact uit te oefenen op de investeringsbeslissing. Deze factoren vormen de leidraad in de verdere bespreking en komen in de onderstaande delen uitgebreider aan bod.



Figuur 2: Investeringsframework voor conventionele technologieën (Europese Commissie, 2015a)

3.1 Macro-economische factoren

3.1.1. Economische groei

De Europese Commissie (2014a) stelt dat de vraag naar elektriciteit sterk gecorreleerd is met de economische groei aangezien hogere economische activiteit aanleiding zou geven tot meer vraag naar elektriciteit. Bij een hogere vraag naar elektriciteit willen investeerders deze mogelijkheid grijpen en zullen ze investeren in nieuwe capaciteit. In de toekomst wordt wel verwacht dat de relatie tussen de elektriciteitsvraag en economische groei minder eenduidig zal zijn. De Europese Commissie (2015a) verwacht dat ten gevolge van de energie-efficiëntie doelstelling de elektriciteitsvraag en economische groei losgekoppeld zullen worden.

3.1.2. Interestvoet

Aangezien energiecentrales kapitaalintensieve investeringen zijn, speelt de interestvoet ook een belangrijke rol. Hoge interestvoeten hebben een negatieve invloed op investeringen in conventionele energiecentrales, aangezien het investeringen duurder maakt (Europese Commissie, 2015a).

3.2. Energie-specifieke factoren

3.2.1. De elektriciteitsprijs

De op de elektriciteitsmarkt verkregen prijs is zeer belangrijk voor de elektriciteitsproducenten in een EOM (Energy-Only Market). De enige inkomstenstroom voor generatoren is afkomstig van het aanbieden van elektriciteit op de markt. Deze inkomsten moeten hen toelaten om hun kosten op zijn minst te dekken en eventueel zelfs winst te maken. Voor investeerders is het belangrijk dat de elektriciteitsprijs hoger is dan de lange termijn marginale kosten waardoor de mogelijkheid ontstaat om de vaste kosten te dekken en op zijn minst break-even te zijn (Europese Commissie, 2015a). Derhalve kan gesteld worden dat wanneer elektriciteitsprijzen hoog zijn dit een signaal is dat er nood is aan nieuwe investeringen.

3.2.2. Overcapaciteit

De reservemarge is de verhouding van de totale, beschikbare capaciteit en de maximale vraag naar elektriciteit en kan beschouwd worden als een indicator van de mate van overcapaciteit (Europese Commissie, 2015a). Een grote ratio toont aan dat er voldoende capaciteit aanwezig is terwijl een lage ratio betekent dat de beschikbare capaciteit klein is in vergelijking met de maximale elektriciteitsvraag (Europese Commissie, 2015a). Wanneer de reservemarge en bijgevolg de overcapaciteit afneemt zal de prikkel om te investeren in nieuwe capaciteit toenemen.

3.2.3. De penetratie van hernieuwbare technologieën gekenmerkt door lage variabele kosten

Zoals uitgebreid in 'Deel 8. De elektriciteitsmarkt' zal besproken worden, verlagen hernieuwbare technologieën met lage variabele kosten de elektriciteitsprijs. Daarenboven zal de residuele vraag ook afnemen m.a.w. de markt voor conventionele energiecentrales zal krimpen. Ten laatste wordt ook gesteld dat de load factor van conventionele energiecentrales zal afnemen. Het effect op de energiemix op lange termijn wordt getoond in Figuur 36. Baseload energiecentrales worden afgebouwd terwijl er peak load centrales zouden moeten bij komen.

3.2.4. Extra inkomsten ten gevolge van capaciteitsmechanismen

De Europese Commissie (2015a) stelt dat het helpt om de prijsonzekerheid en volatiliteit ten gevolge van intermitterende, hernieuwbare technologieën te beperken door het aanreiken van extra inkomsten aan de energieproducten.

4. Technologieën voor elektriciteitsgeneratie

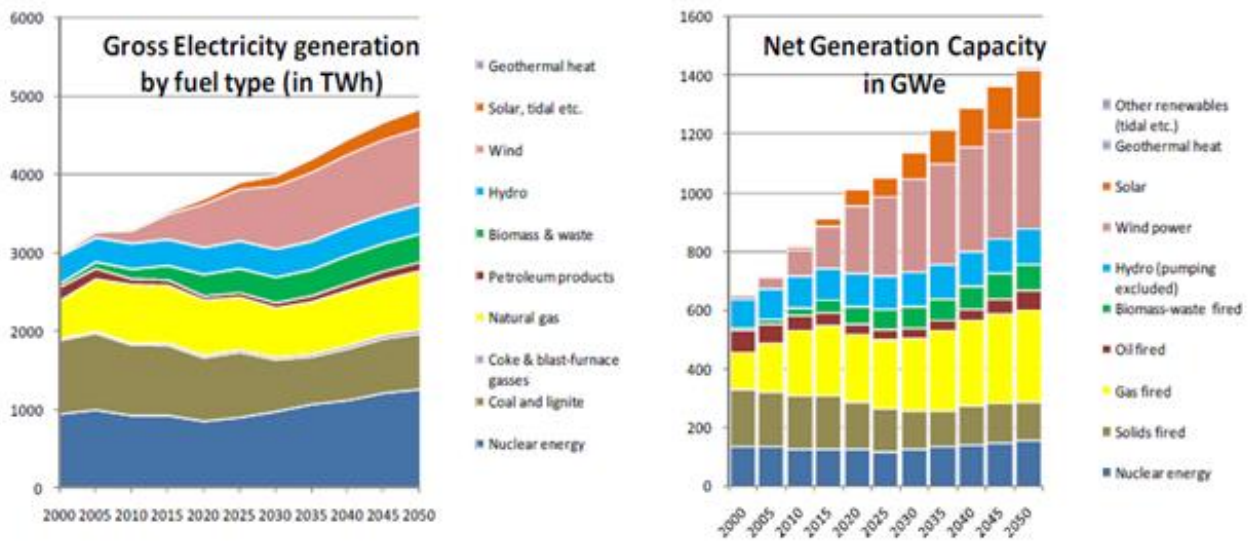
Het gehele energievraagstuk draait rond het bereiken van een daling van de broeikasgassen, maar waarbij de voorziening in de vraag naar elektriciteit kan behouden blijven. De vraag naar elektriciteit kan opgesplitst worden in *baseload*, *intermediate load* en *peak load*. Baseload is de minimum productie die altijd moet voorzien worden aan de klanten, het is het niet-fluctuerende deel van de elektriciteitsvraag. Intermediate load varieert naargelang de tijd van de dag, maar is voorspelbaar. Peak load daarentegen is veel minder voorspelbaar. Peak load wordt vaak beïnvloed door de weeromstandigheden, i.e. wanneer er een verhoogde vraag naar verwarming of verkoeling optreedt (Nicholson, Biegler, & Brook, 2010).

Met deze karakteristieken moet rekening gehouden worden bij het bepalen van de energiemix. Een efficiënte energiemix is er één waarbij de totale kost geminimaliseerd wordt én voldaan wordt aan de vraag. Baseload centrales die gebruik maken van fossiele brandstoffen zijn de voornaamste bron van elektriciteit in de meeste netwerken, maar produceren ook vaak de hoogste uitstoot (i.e. emission intensity) (US Energy Information Administration, 2005). Intermediate en peak load centrales, zoals hernieuwbare technologieën die geen fossiele brandstoffen gebruiken en ook gascentrales, hebben een veel lagere uitstootintensiteit. Niet alle bronnen met een lage uitstootintensiteit zijn echter geschikt voor baseload installaties. Deze installaties produceren namelijk continue aan load factors van 70% of hoger (US Energy Information Administration, 2010).

Nicholson, Biegler en Brook (2010) argumenteren in hun studie dat hernieuwbare bronnen de capaciteit aan baseload niet zal vervangen in de meeste landen. In vele landen is het capaciteitskrediet van zonne- en windenergie bijvoorbeeld minder dan 10%. Dit cijfer geeft weer wat de gegarandeerde capaciteit is dat een generator kan toebrengen aan de betrouwbaarheid van het systeem. Hernieuwbare energiebronnen worden dus niet gezien als betrouwbare generatoren die in de baseload vraag voorzien.

Met de invoering van het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020 wil de Europese Unie tegen 2020 het aandeel van hernieuwbare bronnen optrekken tot 20%. Aangezien o.b.v. de inzichten van Nicholson, Biegler en Brook (2010) niet vertrouwd kan worden op hernieuwbare bronnen om aan de baseload vraag te kunnen voldoen, moet er gezocht worden naar alternatieven. Investeerders zullen hierbij kijken naar andere, conventionele technologieën. Ze zullen hierbij een afweging moeten maken tussen nucleair, kool of gas. Figuur 3 geeft een projectie weer van de Europese Commissie (2011b) die de productie van elektriciteit in de komende decennia voorspelt en het aandeel van elke energietechnologie in de totale energiemix. Er kan een verschuiving opgemerkt worden naar hernieuwbare technologieën, wat vooral het gevolg zal zijn van de 20-20-20 maatregelen. In wat volgt

zullen enkele van deze technologieën kort besproken worden. In Figuur 3 wordt de evolutie van de productie per energiebron weergegeven.



Figuur 3: Productie van elektriciteit en netto productie capaciteit (Europese Commissie, 2011b)

4.1. Conventionele energietechnologieën

Om een globaal beeld te kunnen creëren van het energielandschap in de komende jaren, wordt in onderstaand deel de evolutie van de conventionele energiebronnen die gebruikt worden in de elektriciteitsproductie besproken. Door het Europese energiebeleid dat een groter aandeel hernieuwbare energiebronnen, een toename van de energie-efficiëntie en een afname van de uitstoot van CO₂ vooropstelt, beoogt de Europese Commissie (Europese Commissie, 2011b) een afname van deze conventionele technologieën. Toch wordt hier op deze diverse bronnen even in detail ingegaan aangezien geschat wordt dat deze bronnen zullen gebruikt worden tot op zijn minst 2030 (EIA, 2010). Vandaag de dag zullen investeerders die in baseload en/of intermediate load willen investeren de afweging moeten maken tussen grofweg drie alternatieven met name gas-, kern-, en kolencentrales.

4.1.1. Nucleaire energie

Aangezien de onderzoeksvraag van deze masterproef behandelt of het opportuun is om nog in kernenergie te investeren, wordt hierna kort de werking van een kerncentrales besproken en de voor- en nadelen. Dit laat toe om een zo uitgebreid beeld te verkrijgen.

4.1.1.1. Werking

De door een kerncentrale gebruikte brandstof is uranium. Deze wordt omgezet tot splijtstof. Door deze splijtstof ontstaat warmte. Deze gegenereerde warmte wordt afgestaan aan water die in een (primaire) kringloop rondt het reactorvat circuleert. Het drukregelvat zorgt ervoor dat het water niet begint te

koken. Het water wordt afgestaan aan een (secundaire) kringloop. Door de warmte wordt het water van de secundaire kringloop omgezet in stoom. De stoom doet de turbine draaien die vervolgens de alternator aandrijft. Deze alternator zorgt ervoor dat de bewegingsenergie omgezet wordt in elektriciteit. Deze elektriciteit wordt vervolgens door een transformator op het hoogspanningsnet gestuurd. In een condensor wordt de stoom omgezet in water door koud water die afkomstig is van een externe bron. Het water van de condensor wordt door een koeltoeren geleid waardoor het zijn warmte afgeeft aan de atmosfeer. Dit water wordt hergebruikt voor de stoomproductie.

4.1.1.2. Voordelen

Uitstoot

Kernenergie heeft een relatief lage broeikasgasuitstoot in vergelijking met de andere twee conventionele technologieën die in beschouwing worden genomen. Volgens een studie van de WNA (2011) stoot een nucleaire centrale gemiddeld 29 tCO₂ per GWh uit. Gascentrales stoten daarentegen maar liefst 499 tCO₂ per GWh uit en kolencentrales zijn het meest vervuilend met een uitstoot van 888 tCO₂ per GWh. Een geringe broeikasgasuitstoot geeft aanleiding tot een lagere CO₂-kost.

Aandeel in de totale vraag naar energie: voldoen aan de energiebehoefte

In sommige landen van de Europese Unie vormt kernenergie een groot aandeel in de totale energiemix. Wanneer beslist wordt om kerncentrales te sluiten moet men er zeker van zijn dat voldaan kan worden aan de vraag naar elektriciteit. Zo zag men de afgelopen jaren dat de beslissing om tot een kernstop over te gaan in sommige landen gepaard is gegaan met een gebrek aan beleid om alternatieven te gebruiken. Dit was enkel mogelijk doordat het beleid er voornamelijk uit bestond om de centrales open te houden tot het einde van hun levenscyclus, waardoor nog niet veel capaciteit is verloren gegaan tot hiertoe.

Brook et al. (2014) argumenteren dat kernenergie nodig zal zijn om te voldoen aan de energievraag op een veilige, economische, betrouwbare en duurzame manier. Fossiele brandstoffen zoals kool, gas of olie zijn namelijk niet onuitputtelijk. Ook met de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen van politiek instabiele regio's moet rekening gehouden worden. Hernieuwbare energiebronnen zullen i.t.t. de overige technologieën niet op elk moment de benodigde energie produceren.

4.1.1.3. Nadelen

Nucleair afval

Tegenstanders van nucleaire energie wijzen vooral op de gevolgen van nucleair afval op het milieu. De splijtstof die gebruikt wordt bij het opwekken van kernenergie bevat na gebruik grote hoeveelheden

radioactief uranium, plutonium en andere isotopen. De ioniserende straling die deze producten bevat is schadelijk voor mens en milieu. Bij verwerking wordt dit afval eerst geclassificeerd op basis van soort straling, activiteit en halveringstijd. Hierna wordt het verwerkt tot een stabiel eindproduct via verdamping, compactering of te verbranding (BNS, 2012).

Investeringskost

Eén van de nadelen van kerncentrales is de relatief hoge investeringskost (MIT, 2003). De kosten van de bouw van een kerncentrale kunnen hoog oplopen in vergelijking met andere energiecentrales.

Hiertegenover staat wel dat de brandstofkosten relatief laag zijn t.o.v. gas-en kolencentrales. Ook de totale variabele kost is beperkt. De investeringskosten van nucleaire energie bedragen €5300 per kW, dit in tegenstelling tot €900 per kW voor gascentrales en € 1700 per kW voor steenkolencentrales. De brandstofkosten voor kerncentrales bedragen slechts € 8 euro per MWh geproduceerde energie ten opzichte van €45 per MWh voor gascentrales en € 25 per MWh voor steenkolencentrales (Albrecht&Laleman, 2015).

Aangezien de investeringskost een vaste kost is en voor kerncentrales een groot aandeel heeft in de totale kost, is het uitermate belangrijk om kerncentrales zo veel mogelijk operationeel te houden om deze vaste kosten te kunnen dekken. Kerncentrales worden dan ook voornamelijk gebruikt met als doel te voorzien in baseload. Ook kunnen ze niet snel op of af het net worden geschakeld, de opstarttijd bedraagt 2 uur tot 2 dagen (NEA, 2015). Deze centrales worden dan ook meestal enkel van het net geschakeld om hen te voorzien van onderhoud.

Constructietijd

De beslissing tot investering in kerncentrales zal slechts jaren later impact hebben door de lange constructietijd voor kerncentrales. Kennedy (2007) maakt in zijn studie de assumptie dat voor de ingebruikname van een kerncentrale, een 6-jarige pre-ontwikkelingsfase en 5-jarige constructie fase nodig zal zijn. Wanneer aan een plotse stijging in de elektriciteitsvraag moet voldaan worden en/of capaciteit moet vervangen worden door veroudering, zal kernenergie op korte termijn hiervoor dus geen oplossing bieden.

Risico's

Joskow en Parson (2009) wijzen in hun studie op de gepercipieerde veiligheidsproblemen van kernenergie. Ten gevolge van nucleaire incidenten in o.a. Tsjernobyl, Three Miles Island en Fukushima die zich in het verleden voordeden, zijn er heel wat tegenstanders in het nucleaire energiedebat. Zoals reeds werd aangehaald ging Duitsland na de kernramp in Fukushima over tot een vervroegde uitfasering

van kernenergie, terwijl in andere landen zoals Frankrijk een nucleair debat op gang kwam (Linares&Conchado, 2013).

4.1.2. Gas

Het EIA (2013) voorspelt dat er genoeg gasreserves zullen zijn voor de komende decennia. De wereldwijde gasreserves worden geschat op 239 895 triljoen m³. Het aandeel van gas in de totale elektriciteitsopwekking wereldwijd wordt geschat te stijgen van 22% in 2008 naar 24% tegen 2035 (EIA, 2011). Meer concreet betekent dit dat er een stijging van de elektriciteitsproductie zal plaats vinden van 3.9 triljoen KWh in 2007 naar 6.8 triljoen KWh in 2035 (i.e. een stijging van 74,4%).

Het aandeel van gas in de totale elektriciteitsopwekking in Europa wordt geschat te stijgen van 20% in 2008 tot 22% in 2035 (IEO, 2011). De Europese Commissie (2013c) veronderstelt een stijging van de productie van gas voor de opwekking van elektriciteit van 753.663 GWh in 2015 naar 764.991 GWh in 2035.

In Tabel 2 worden de productie- en consumptiegegevens van gas in de energiesector in België, Frankrijk, Duitsland en België weergegeven.

Land	Gas Consumptie	Gas Productie	Gas Import
België	597	0	1084
Frankrijk	1501	22	1600
Duitsland	2656	318	3065
Nederland	1285	2257	512

Tabel 2: Consumptie, productie en import van gas (in miljard kubieke voet per jaar) in de landen van CWE (BP Statistical Review of World Energy,2013 en Eurogas)

In Tabel 3 worden projecties van de Europese Commissie (2013c) voor het aandeel van gas in de opwekking van elektriciteit weergegeven.

Land	2015 (in GWh)	2035 (in GWh)
België	35.547	44.064
Frankrijk	39.019	9.148
Duitsland	104.747	175.436
Nederland	66.776	53.209

Tabel 3: Aandeel van gas in de opwekking van elektriciteit in 2015 en 2035 (Europese Commissie, 2013c)

Aangezien België zelf geen gas produceert wordt dit gas geïmporteerd via pijplijnen uit Nederland, Rusland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. Devogelaer en Gusbin (2009) verwachten dat het aandeel van gas in de totale elektriciteitsproductie zal stijgen van 25% in 2005 naar 37% in 2020.

In Frankrijk kon men een significante daling van 71% vaststellen in de productie van gas (EIA, 2013). Verwacht wordt dat deze productie verder zal dalen indien er geen nieuwe gasreserves gevonden worden. Frankrijk zal gedurende de komende jaren dus meer moeten importeren uit het buitenland (Pedraza, 2015b). Dit zal voornamelijk het geval zijn indien er wordt doorgezet met het plan om het aandeel kernenergie in de totale elektriciteitsmix van 75% naar 50% te laten dalen (World Nuclear Association, 2016b).

In Duitsland steeg het aandeel van gas als bron voor elektriciteitsopwekking van 12,3% in 2007 tot 13,8% in 2010 (IEA, 2013). Door een volledige kernstop in dit land wordt verwacht dat het aandeel van gas verder zal stijgen (Pedraza, 2015b).

In Nederland steeg het aandeel van gas in de elektriciteitsopwekking van 58% tot 62% tijdens de periode 2007-2010³. De voornaamste oorzaak was de additionele capaciteit van nieuwe gascentrales. Projecties geven weer dat deze trend zich zal voortzetten (Pedraza, 2015b). De projectie van de Europese Commissie (2013c) geeft echter een licht dalende trend weer.

De Routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050 argumenteert dat gas cruciaal zal zijn voor de omvorming van het energiesysteem tijdens de transitie van het energielandschap (Europese Commissie, 2011a). Gas heeft namelijk een lagere koolstofuitstoot dan andere conventionele energiebronnen voor elektriciteitsopwekking zoals kool. Bovendien worden gascentrales gekarakteriseerd door een zeer hoge flexibiliteit. De opstarttijd voor een CCGT centrale bedraagt 30 tot 60 minuten (NEA, 2015). Hierdoor kunnen gascentrales snel op of af het net kunnen geschakeld worden tijdens peak load vraag of wanneer hernieuwbare bronnen te veel of te weinig energie zouden produceren. Andere voordelen van gascentrales zijn de lage kapitaal- en operationele kosten, de korte constructietermijn en een hoge efficiëntieratio (NEA, 2015).

Zoals echter blijkt uit 'Deel 6. Investeringen' speelt de gasprijs en bijhorende volatiliteit een cruciale rol in de beslissing van investeerders. Wegens het gebrek aan een coherent energiebeleid is gas niet competitief in de Europese markt, ten gevolge van de hoge gasprijs. Volgens de *Routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050* heeft de gasmarkt behoefte aan meer integratie, liquiditeit, diversiteit qua voorzieningsbronnen en opslagcapaciteit (Europese Commissie, 2011a). Een aanpassing van het beleid zou ervoor moeten zorgen dat de verhandeling van gas op de markt stijgt en het gemakkelijker wordt voor marktdeelnemers om gas aan te kopen en te verkopen. Daarenboven zal men moeten zorgen dat er flexibelere prijsformules worden ingevoerd waarbij men afstapt van de koppeling tussen de gas- en olieprijs. M.b.v. deze maatregelen zou men willen zorgen dat gas een

³ Bron: Data Eurostat.

concurrerende brandstof is. Geschat wordt dat het gasbeleid impact zal hebben na 2025 (Pedraza, 2015b).

4.1.3. Olie

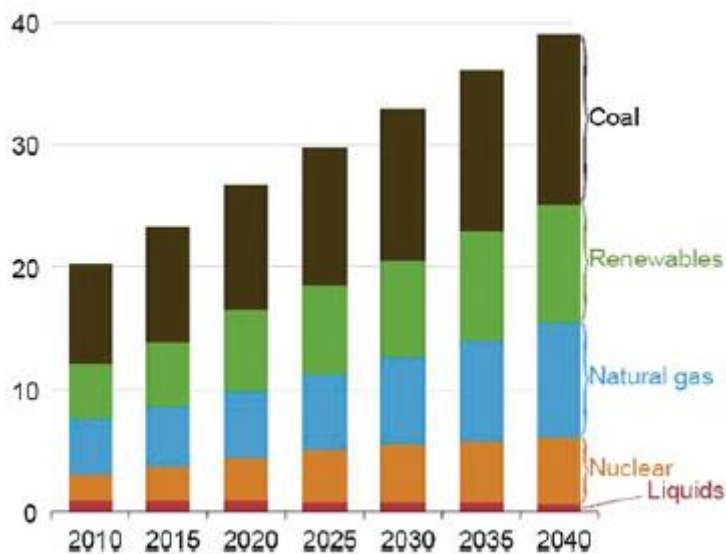
Volgens het EIA (2011) zal het globale aandeel aan olie als energiebron dalen van 34% in 2008 tot 29% in 2035 en 28% in 2040. Voor olie als bron voor elektriciteitsopwekking wordt verwacht dat het aandeel zal dalen van 5% in 2008 tot 2% in 2035.

In België wordt momenteel minder dan 1% van de elektriciteit opgewekt door olie. Dit zal op termijn dus waarschijnlijk helemaal verdwijnen. Eénzelfde, laag percentage geldt voor Frankrijk, Duitsland en Nederland (Pedraza, 2015b).

De verwachting is dat de vraag naar olie als energiebron zal dalen door hoge oliepijzen en zal vervangen worden door vraag naar andere energiebronnen, zoals hernieuwbare (Pedraza, 2015b).

4.1.4. Kool

Wereldwijd bedroeg het aandeel van kool in het totale aanbod aan energie 42% in 2007. Verwacht wordt dat dit aandeel zal stijgen tot 43% in 2035 (EWG, 2007). Dit komt gedeeltelijk door de hoge prijzen voor olie en gas. Geschat wordt dat kool tot 2035 de tweede belangrijkste bron zal zijn van elektriciteit, na hernieuwbare energie (EIA, 2010). Voor kool als bron van elektriciteitsproductie, was het wereldwijde aandeel in de totale productie van elektriciteit 40% in 2010. Verwacht wordt dat dit zal dalen tot 36% in 2040. Zoals kan waargenomen worden in Figuur 4, zal kool wereldwijd de belangrijkste elektriciteitsbron blijven tot 2040.



Figuur 4: Wereldwijde netto elektriciteitsproductie per brandstof (in biljoen kWh) gedurende de periode 2010-2040 (EIA, 2013)

Volgens de projecties van het EIA (2013) zal de consumptie van kool als elektriciteitsbron in de OESO landen in Europa met 45% gedaald zijn tegen 2040 t.o.v. het niveau in 1980. In 2010 bestond 24% van de gegeneerde elektriciteit in Europa nog uit kool (IEA, 2012). Er wordt verwacht dat dit aandeel zal dalen tot 15% in 2040. In Tabel 4 wordt een overzicht gegeven van de elektriciteitsproductie met kool als bron per EU land in 2014 (in TWh). Er kan waargenomen worden dat de landen met de grootste productie van kool Duitsland, Groot-Brittannië en Polen zijn.

	Steenkool	Bruinkool		Steenkool	Bruinkool
België	2,16	0	Letland	0	0
Bulgarije	4,38	14,05	Litouwen	0	0
Cyprus	0	0	Luxemburg	0	0
Denemarken	10,09	0	Malta	0	0
Duitsland	108,7	144,28	Nederland	38,9	0
Estland	0,01	0	Oostenrijk	2,79	0
Finland	7,8	0	Polen	80,28	54,21
Frankrijk	8,36	0	Portugal	0	11,07
Griekenland	0	22,71	Roemenië	2,46	13,3
Groot-Brittannië	95,53	0	Slovenië	0,35	2,89
Hongarije	0,63	5,55	Slowakije	0,98	1,69
Ierland	4,27	0	Spanje	43,82	0
Italië	39,43	0	Tsjechië	4,02	32,1
Kroatië	2,13	0	Zweden	0,53	0

Tabel 4: Elektriciteitsproductie met kool als bron (in TWh) in de landen van de EU (Eurelectric Database)

Het feit dat er een momenteel een te lage kost wordt toegekend aan CO₂-emissies zorgt ervoor dat kool nog steeds een belangrijke energiebron is binnen Europa, ondanks dat het de brandstof is met het hoogste koolstofgehalte. Door deze lage kost wordt er geen prikkel gecreëerd om te investeren in technologieën die gekenmerkt worden door een lagere CO₂-uitstoot. Een gedetailleerdere analyse van de oorzaken, de impact en eventuele maatregelen om een correctere CO₂-prijs te verkrijgen wordt in het 'Deel 7. Problematiek en maatregelen omtrent de CO₂-prijs' gegeven. Kolencentrales worden gekenmerkt door een lage flexibiliteit, met een opstarttijd van 1 tot 10 uur (NEA, 2015), waardoor het voornamelijk als baseload capaciteit gebruikt wordt. Verder hebben deze centrales een gematigde tot hoge kapitaalkost en een gematigde operationele kost en brandstofkost. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 17 en Bijlage 3. Daarnaast kan ook CO₂-afvang en -opslag (i.e. CCS) worden toegepast, waardoor

de uitstoot van kolencentrales met CCS bijna klimaatneutraal is (IEA, 2010). CCS wordt momenteel nog niet massaal op grote schaal toegepast. Zo zijn in Duitsland en Frankrijk enkele pilootprojecten opgestart en wordt in Nederland sinds 2015 CCS op grotere schaal toegepast door opstart van het ROAD project (Global CCS Institute, 2016; Global CCS Institute, s.d.).

In België daalde in de periode 2008-2012 het aandeel van kool in de totale elektriciteitsgeneratie van 8,7 tot 7,1%. Alle koolmijnen zijn er ondertussen gesloten. Kool als energiebron is gedurende de laatste decennia sterk gedaald. Verwacht wordt dat deze daling zich zal voortzetten gedurende de volgende jaren, door beslissingen van de regering om het aandeel van kool in de energiemix te doen dalen (Pedraza, 2015b).

Frankrijk heeft geen enkele operationele koolmijn meer, waardoor kool geïmporteerd moet worden. Het aandeel kool in de elektriciteitsgeneratie is gedaald van 5% in 2009, tot 4,6% in 2010⁴. Verwacht wordt dat deze dalende trend zich zal voortzetten (Pedraza, 2015b).

Zoals uit Tabel 4 waargenomen kan worden is Duitsland de grootste consument en producent van kool in de EU. In 2012 bedroeg het aandeel van kool in de totale elektriciteitsopwekking meer dan 40%⁵. Verwacht wordt dat er beslissingen zullen genomen worden om kolencentrales van het net te schakelen om zo aan de normen rond broeikasgassen te kunnen voldoen (Pedraza, 2015b).

In Nederland is kool de tweede grootste bron voor elektriciteitsopwekking. Het vertegenwoordigt 19% van het totale aanbod aan elektriciteit (IEA, 2014a). Verwacht wordt dat dit zal dalen door het 'Energy Agreement for Sustainable growth' dat afgesloten werd en waarbij geoopteerd wordt om meer hernieuwbare energie te produceren.

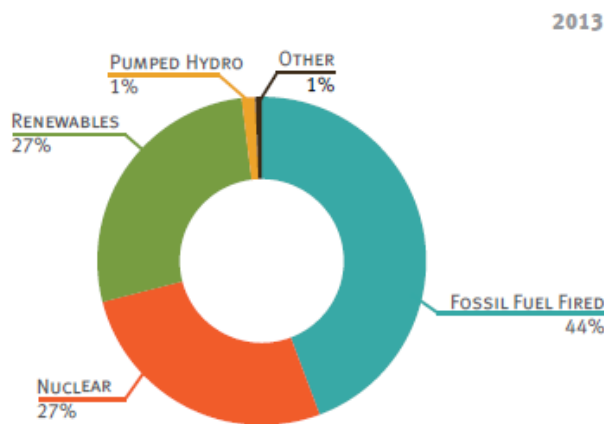
4.2. Hernieuwbare energietechnologieën

Het voorbije decennium zijn hernieuwbare energiebronnen aan een sterke opmars bezig. In de toekomst zal hun aandeel in de totale energiemix in de EU nog stijgen. Een eerste drijfveer dat deze opmerkelijke evolutie kan helpen verklaren is het feit dat de kosten van deze technologieën dalen ten gevolge van zogenaamde leereffecten (Europese Commissie, 2015a). Daarnaast, zoals in 'Deel 2.1. Het klimaatbeleid van de EU' reeds werd opgemerkt heeft de EU doelstellingen opgelegd betreffende het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het totale eindverbruik in de EU. Dit aandeel zou 20% in 2020 en 27% in 2030 bedragen. Een laatste reden is de prijs van fossiele brandstoffen, aangezien de brandstofkosten van hernieuwbare bronnen nul euro bedraagt. Hernieuwbare technologieën bezitten

⁴ Bron: Data Worldbank

⁵ Bron: Data European Nuclear Society

een grote flexibiliteit waardoor ze snel op en af het net kunnen geschakeld worden, ze zijn echter wel afhankelijk van de weersomstandigheden.



Source: EURELECTRIC

Figuur 5: Aandeel van de verschillende energietechnologieën voor de elektriciteitssector in de EU in 2013 (Eurelectric, 2015)

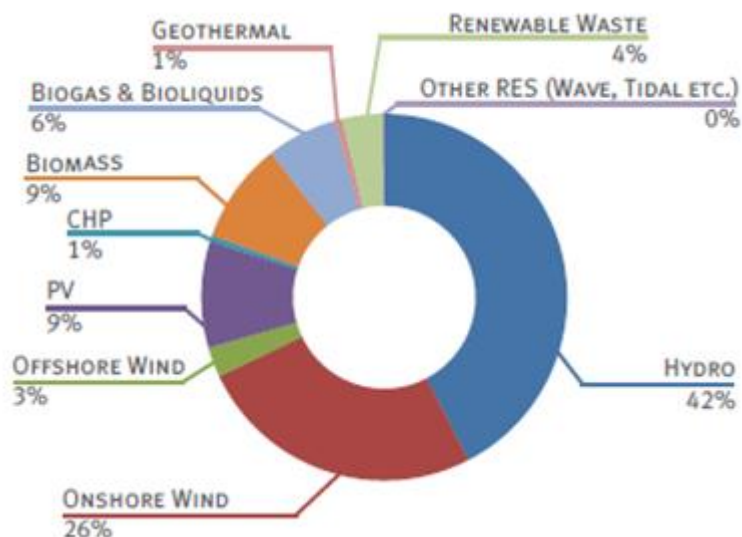
extra investeringen, wordt verwacht dat tegen 2030 zelfs een hoger aandeel van RES in de energiemix zal bereikt worden. In de *Routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050* streeft de EU om tegen 2050 het aandeel aan RES te laten toenemen tot 55-75% van de totale energieconsumptie. Dit zou zorgen voor een vermindering van broeikasgassen van 85%. Hierbij werd in de beleidsnota opgemerkt dat dit enkel mogelijk is als er extra investeringen plaatsvinden.

Algemeen worden de volgende voordelen van hernieuwbare energie vooropgesteld (Pedraza, 2015a):

- Grotere diversificatie aan energiebronnen en een verminderde afhankelijkheid van import van fossiele brandstoffen, wat de bevoorradingszekerheid ten goede komt
- Vermindering van de uitstoot van CO₂ en overige broeikasgassen en pollutanten die schade toebrengen aan mens en milieu
- Oplossing voor het dreigende tekort aan toegang tot energiebronnen. Hernieuwbare energie maakt namelijk gebruik van onuitputbare bronnen
- Promoten van de strategie om een meer duurzame economie te creëren

Figuur 6 Figuur 6 geeft het aandeel van de verschillende hernieuwbare energietechnologieën in de elektriciteitsmix in de EU in 2013 weer. In wat volgt zullen we een korte beschrijving geven van zonne- en windenergie, aangezien deze het meest prominent aanwezig zijn in de landen waarop gefocust wordt: nl. België, Nederlands, Frankrijk en Duitsland.

In 2014 was 16% van de energieconsumptie binnen de EU afkomstig van hernieuwbare energie. Dit betekent dat de EU op goede weg is om de vooropgestelde doelstelling voor 2020 te halen (EEA, 2015). Daarenboven stelt de EU het doel voorop om tegen 2030 minstens 27% hernieuwbare energie in het finale energiegebruik te hebben. Zoals uit Figuur 5 kan waargenomen worden, bestond het aandeel hernieuwbare energie voor de elektriciteitssector reeds 27% in 2013. Indien er op hetzelfde elan wordt doorgegaan en mits



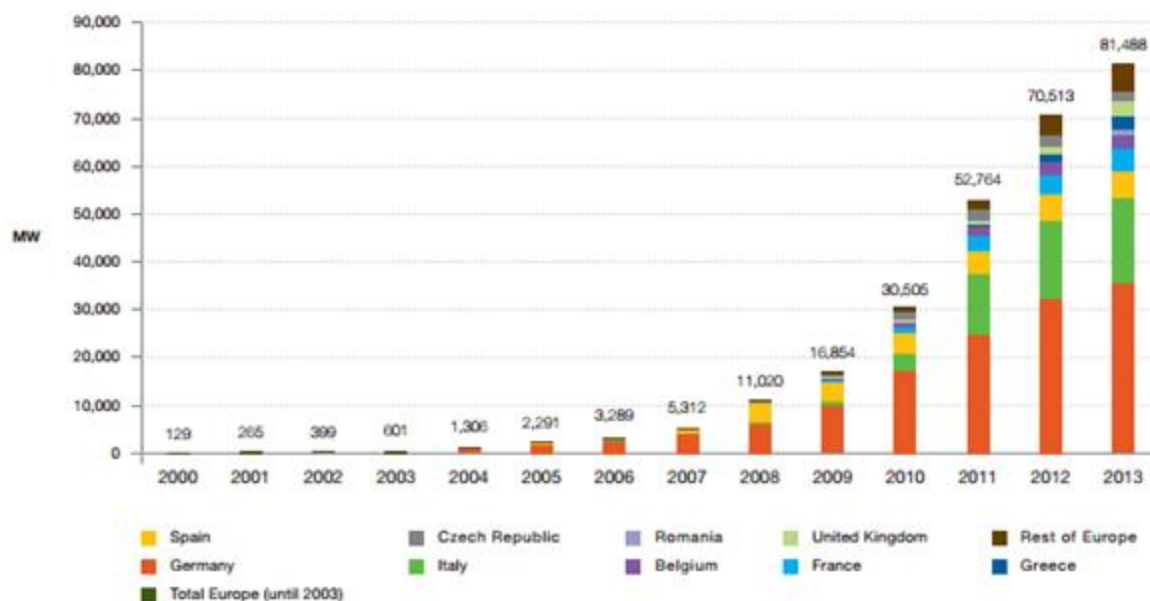
Figuur 6: Aandeel van de verschillende hernieuwbare energietechnologieën in de elektriciteismix in de EU in 2013 (Eurelectric, 2015)

4.2.1. Zonnepanelen

Door de hoge kapitaalkosten van zonnepanelen, met in het bijzonder de zonnecollector en de fotovoltaïsche cellen, was deze technologie in het verleden minder competitief dan andere technologieën. D.m.v. leereffecten zijn de kosten van deze technologie de voorbije jaren echter gedaald. O.b.v. eigen berekeningen werd geschat dat de investeringskost ongeveer €2500/kW bedraagt⁶. De operationele kosten daarentegen zijn veel lager.

De markt voor zonnepanelen nam fors toe met maar liefst een stijging van 22GW aan geïnstalleerde capaciteit in 2011. Deze toename zette zich weliswaar niet door aan dit hoge tempo. Zo blijkt uit Figuur 7 dat de capaciteit tussen 2011 en 2013 slechts steeg met 11 GW (EPIA, 2014). Deze instabiliteit zorgde voor een dalend marktvertrouwen (behalve in Duitsland).

⁶ O.b.v. data van het IEA (2010)



Figuur 7: Evolutie van de Europese geïnstallateerde PV capaciteit 2000 – 2013 (EPIA, 2014)

Voorspellingen van de European Photovoltaic Industry Association (EPIA) geven echter weer dat de totale geïnstalleerde capaciteit van zonnepanelen in Europa tegen 2020 390 GW zal bedragen. Verder verwacht het EPIA dat zonnepanelen een grote rol zullen spelen in de volgende decennia. Er wordt geschat dat tegen 2050 de capaciteit zou opgetrokken worden tot 960 GW (EPIA, 2014).

In Tabel 5 wordt de in 2011 op het net aangesloten capaciteit in Centraal-West-Europa weergegeven.

Land	On grid (in MWp)	Off grid (in MWp)	Totaal (in MWp)
België	775,5	0	775,5
Frankrijk	1634	0,1	1634,01
Duitsland	7500	5	7505
Nederland	30	0	30

Tabel 5: Op het net aangesloten capaciteit aan zonne-energie in 2011 (Observ'ER data base, 2012)

4.2.2. Windenergie

In de EU is de capaciteit van windenergie over de periode 2000-2013 meer dan verzesvoudigd van 18 GW tot 117,3 GW.

De EU stelt het doel voorop om in 2020 180 GW aan windcapaciteit geïnstalleerd te hebben in de EU. Tegen 2030 zou deze capaciteit moeten stijgen naar 300 GW.

In 2011 bedroeg het aandeel van windenergie in de totale elektriciteitsconsumptie 2,3% voor België, 9,4% voor Duitsland, 2,3% in Frankrijk en 4,1% in Nederland (EWEA, 2011).

Het voornaamste nadeel van windenergie is dat, net zoals bij zonnepanelen, de investeringskost zeer hoog is. Deze wordt op ongeveer €3200/kW voor offshore wind en €1500/kW voor onshore wind geschat o.b.v. eigen berekeningen⁷. De operationele kosten zijn, in vergelijking met de investeringskost, beperkt. Door de volatiliteit, veroorzaakt door meteorologische verschijnselen, blijft de economische competitiviteit uit aangezien men niet zeker is dat deze energiebron kan inzet worden tijdens piekmomenten wanneer de elektriciteitsprijs hoog is en aldus een hoge marge te verdienen. Batterijopslag en een grotere geografische diversiteit bij de plaatsing van windmolens, waardoor er een lagere correlatie is tussen het wel of niet operationeel zijn van 2 windturbines, zou de volatiliteit ten gevolge van meteorologische omstandigheden en bijhorende prijsrisico kunnen verhelpen (Pedraza, 2015a).

Hierbij moet nog opgemerkt worden dat de evoluties die in dit deel beschreven werden sterk afhankelijk zullen zijn van welke nieuwe technologieën (zoals bijvoorbeeld batterijen of smartgrids) hun intrede zullen maken op de energiemarkt, het gevoerde energiebeleid alsook de ontwikkeling van de factoren die investeerders in hun achterhoofd houden bij de investeringsbeslissing.

⁷ O.b.v. data van het IEA (2010)

5. De vraag naar elektriciteit

Gedurende enkele jaren is een dalende trend merkbaar in de consumptie van elektriciteit. Voor de EU-28 wordt deze trend weergegeven in Tabel 6.

Jaartal	Jaarlijkse elektriciteitsconsumptie in TWh
2012	2903
2013	2867

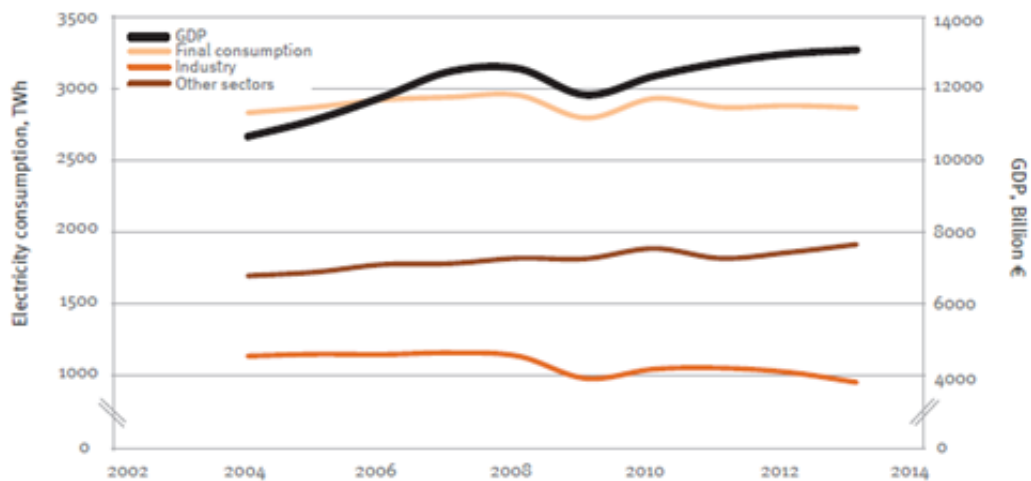
Tabel 6: Consumptie van elektriciteit in de EU landen (in TWh) in 2012 en 2013 (Eurelectric, 2015)

De vraag en evolutie naar elektriciteit is echter verschillend van land tot land. Specifiek voor België, Frankrijk, Duitsland en Nederland vinden we de volgende gegevens in Tabel 7 terug.

Land	Elektriciteitsconsumptie in TWh 2012	Elektriciteitsconsumptie in TWh 2013
België	84	82
Frankrijk	453	457
Duitsland	534	528
Nederland	109	107

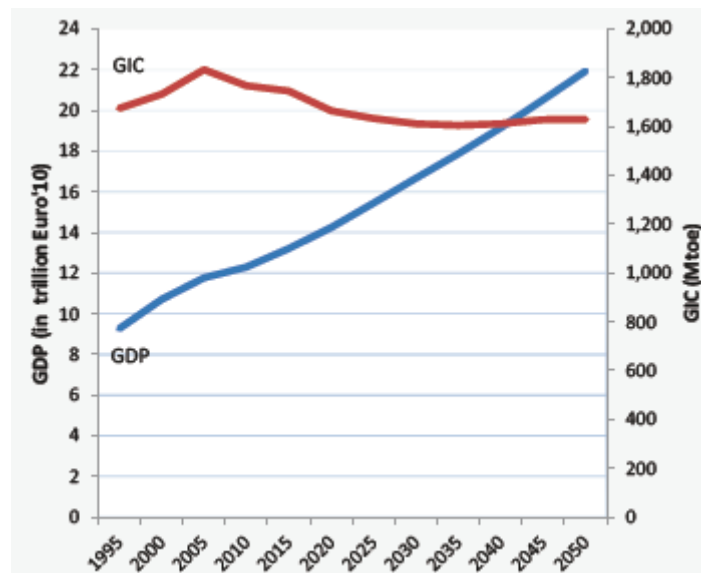
Tabel 7: Consumptie van elektriciteit in de landen van CWE (in TWh) in 2012 en 2013 (Eurelectric, 2015)

In het verleden was het BBP sterk gecorreleerd met de vraag naar elektriciteit aangezien een verhoging van ondernemingsactiviteiten een verhoging van de consumptie van energie met zich meebrengt (Europese Commissie, 2013c). Door deze sterkere economische groei zal een stijging in investeringen plaatsvinden. Sinds de economische crisis is deze trend echter gewijzigd. Het BBP en de vraag naar elektriciteit is minder sterk gecorreleerd dan voordien (zie Figuur 8). Een mogelijk verklaring is een verbetering van de energie-efficiëntie in verscheidene sectoren zoals werd opgelegd door het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020 en 2030. Overige verklaringen zijn de groeiende dienstensector (Gemmel, Van Looy, & Van Dierdonck, 2013) en de omschakeling naar minder energie opslorpende productieprocessen (Eurelectric, 2015).



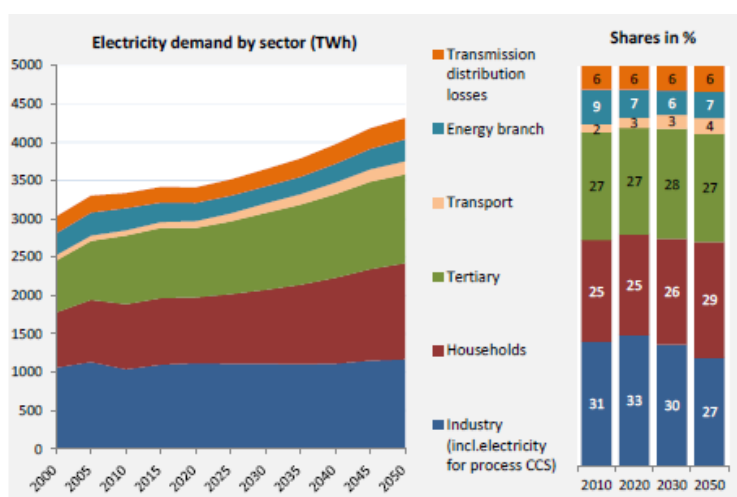
Figuur 8: Relatie tussen het BBP en de elektriciteitsconsumptie van 2002-2014 (Eurelectric, 2015)

In Figuur 9 wordt de relatie tussen de GIC (i.e. *gross inland consumption* of bruto binnenlands verbruik van energie) en het BBP (i.e. bruto binnenlands product) weergegeven. Hieruit blijkt dat een verdere ont koppeling zal plaatsvinden. Het BBP vertoont een opwaartse trend, terwijl de GIC zal dalen tot 2035 en daarna zeer licht zal stijgen. Voor het GIC wordt verwacht dat het niveau van 2010 niet meer bereikt zal worden.



Figuur 9: Evolutie van de relatie BBP en bruto binnenlands verbruik van energie van 1995-2050 (Europese Commissie, 2013c)

Volgens de *Routekaart naar een concurrerende, koolstofarme economie in 2050* zal het aandeel elektriciteit in de totale energievraag stijgen tot 36 à 39% in 2050 (Europese Commissie, 2011). Elektriciteit zal een belangrijke bron zijn voor de energievraag van personenwagens. Dit aandeel wordt door de Europese Commissie (2011c) namelijk geschat op 65%. De EU stelt immers in het Europees klimaat-en energiepakket 2013-2020 de doelstelling voorop dat het totale energieverbruik voor vervoer binnen de transportsector uit minstens 10% hernieuwbare energie bestaat tegen 2020. Verdere verklaringen die het stijgend aandeel van elektriciteit in de totale energievraag verklaren zijn enerzijds een stijging in de ingebruikname van elektriciteit voor verwarming (door ingebruikname van elektrische warmtepompen) en verkoeling (door een hogere vraag naar airconditioning) en anderzijds een hogere stijging van de elektrische apparaten in de residentiële en tertiaire sector (Europese Commissie, 2013c). Dit wordt eveneens in Figuur 10 en Figuur 11 weergegeven waarin duidelijk de stijging van de vraag naar elektriciteit in de tertiaire, residentiële en transportsector wordt weergegeven.

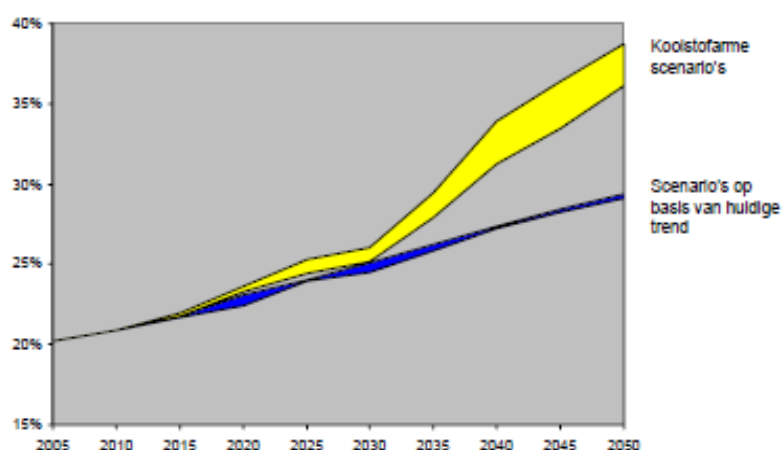


Figuur 10: Evolutie in de elektriciteitsvraag per sector in de EU (Europese Commissie, 2013c)

	Industry (incl. electricity for process CCS)	Households	Tertiary	Transport	Energy branch	Transmission distribution losses	Gross generation
'40-'50	0.5	1.1	0.6	1.2	1.6	0.9	0.8
'30-'40	0.0	1.5	0.8	2.0	1.0	1.2	0.9
'20-'30	-0.1	1.2	1.0	3.4	-0.8	1.1	0.7
'10-'20	0.7	0.1	0.1	2.8	-1.9	0.2	0.2
'00-'10	-0.2	1.7	2.9	-0.6	0.2	-1.0	1.0

Figuur 11: Evolutie in de elektriciteitsvraag per sector (in %) in de EU (Europese Commissie, 2013c)

De stijging van het aandeel elektriciteit in de totale energievraag is vooral merkbaar in scenario's waarbij sterke broeikasreductiegasmaatregelen geïncorporeerd worden (Figuur 12). Hierbij vindt er een verschuiving naar elektriciteit plaats in de transportsector (ingebruikname van elektrische voertuigen) en in de woonsector (gebruik van warmtepompen). De stijging kan ook nog eventueel ook een verder gevolg zijn van een hoger inkomen en hogere economische activiteit. Enige voorzichtigheid is hier echter wel geboden aangezien er ook verondersteld wordt dat door de ont koppeling van het BBP en de GIC (zie Figuur 9), het hoger inkomen en hogere economische activiteit een geringere impact kunnen hebben. Er moet worden opgemerkt dat dit om het aandeel en niet de werkelijke vraag gaat.



Figuur 12: Aandeel elektriciteit in de huidige trend en bij koolstofarme scenario's (in% van de finale vraag) (Europese Commissie, 2011c)

In Tabel 8 wordt weergegeven welke veranderingen zullen plaatsvinden in de vraag naar elektriciteit volgens analyses van de Europese Commissie (2011b).

	Current Policy Initiatives				Difference from Reference		
	2005	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Gross electricity generation (TWh)	3274	3645	3780	4621	-121	-286	-311
Shares in gross electricity generation	in percentage points						
RES share	14,3%	34,5%	43,6%	48,8%	1,2%	3,1%	8,5%
Nuclear share	30,5%	23,9%	20,7%	20,6%	0,8%	-3,8%	-5,8%
Fossil fuel share	55,2%	41,6%	35,7%	30,6%	-2,0%	0,7%	-2,7%
CCS share	0,0%	0,7%	0,8%	7,6%	-0,6%	-2,1%	-10,2%
Prices in €							
ETS (€(08)/t CO ₂)	0,0	15,0	32,0	51,0	-2,5	-8,0	1,0
Average electricity price (in €(08)/MWh)	110,1	148,5	159,0	159,9	0,0	1,3	6,1

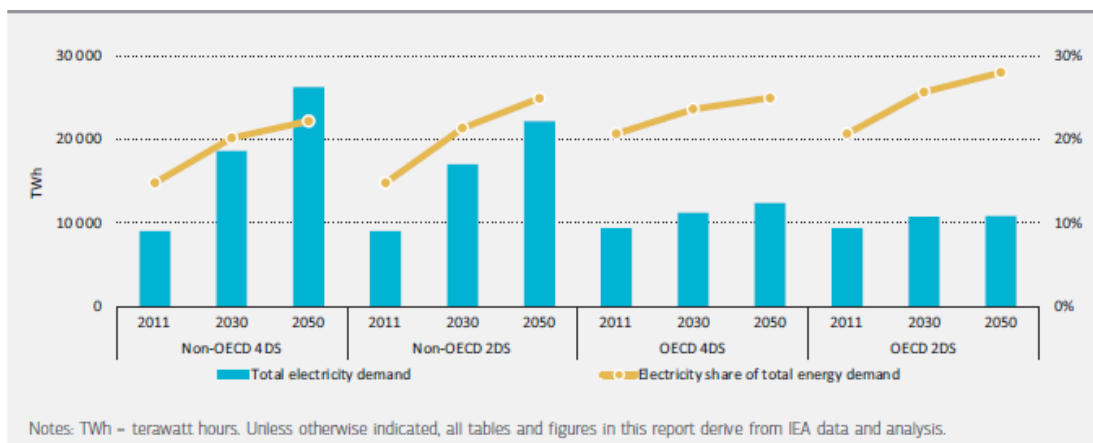
Tabel 8: Evolutie van de elektriciteitsvraag in de komende decennia (Europese Commissie, 2011b)

Het 'Reference scenario' stelt het scenario voor indien geen nieuwe maatregelen meer zouden uitgevoerd worden na maart 2010. Het 'Current Policy Initiatives' scenario neemt de laatste ontwikkelingen en beleidsmaatregelen in overweging rond energie-efficiëntie, taxatie en infrastructuur, genomen na maart 2010. Hierbij kan geconcludeerd worden dat in dit scenario tegen 2030 een stijging in de vraag naar elektriciteit verwacht wordt van 15% t.o.v. 2005.

Het IEA (2014) argumenteert dat een verschuiving naar elektriciteit of een stijging zal nodig zijn om de toekomstige ecologische, economische en veiligheidsdoelstellingen te kunnen verwezenlijken. Om dit te verwezenlijken zal een structurele transformatie nodig zijn, zodat elektriciteit koolstofarmer kan opgewekt worden.

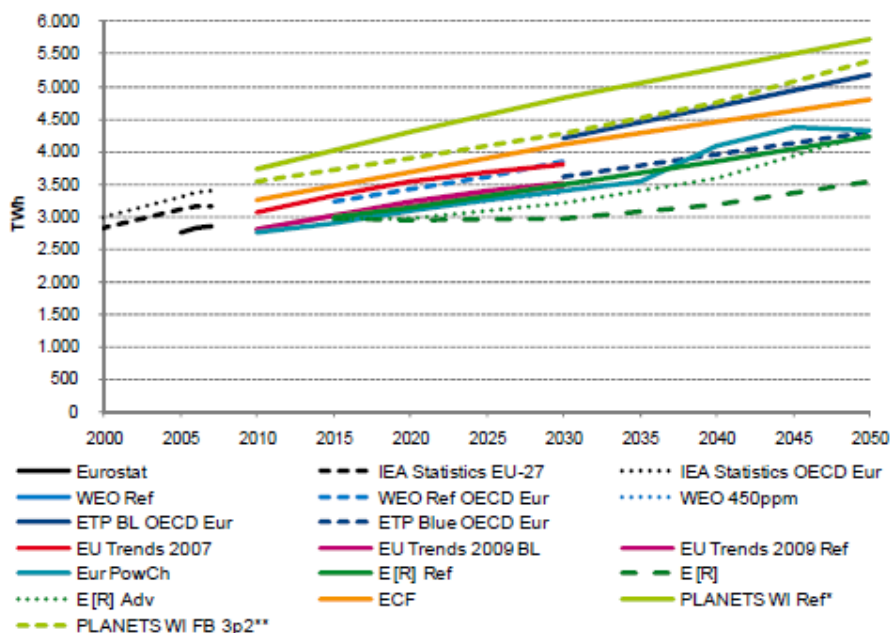
Deze stijging in vraag naar elektriciteit wordt deels gecompenseerd door de stijgende efficiëntie van elektrische apparaten, meer rationeel en bewust gebruik van energie en thermische integriteit in de residentiële en dienstensector (bv. isolatie) (Europese Commissie, 2011b). Het Europees klimaat- en energiepakket stelt namelijk de doelstelling voorop om een stijging van de energie efficiëntie met 20% te bereiken tegen 2020 t.o.v. het voorspelde niveau in 2020 bij ongewijzigd beleid.

Het IEA (2014b) argumenteert echter dat er grote verschillen per land mogelijk zijn. Zo zou in de OESO-landen een gelijkmatige vraag naar energie behouden blijven met een stijging in de vraag naar elektriciteit van gemiddeld 16%. Wanneer de elektrische auto niet zou doorbreken, zal deze vraag echter nog lager zijn. In niet-OESO landen zou een vraagstijging kunnen plaatsvinden tot 300% (zie Figuur 13).



Figuur 13: Evolutie van de vraag naar elektriciteit en elektriciteit als aandeel in de totale energie van OECD en niet – OECD landen (IEA, 2014b)

Verschillende instanties hebben scenario's ontwikkeld die de vraag naar elektriciteit weergeven tot in 2050 (zie Figuur 14).



Figuur 14: Scenario's die de evolutie in de vraag naar elektriciteit voorspellen (in TWh) (Europese Commissie, 2011b)

Wanneer we specifiek naar Centraal-West-Europa kijken vinden we echter een minder stijgende trend. In Tabel 9 worden projecties van de Europese Commissie (2013c) getoond.

Land	Vraag naar elektriciteit in										
	GWh per jaar										
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
België	74.826	77.451	85.353	81.783	82.845	72.249	68.771	71.860	79.773	85.300	87.841
Frankrijk	479.786	511.007	502.360	528.883	525.475	544.707	568.359	582.074	600.421	634.461	645.391
Duitsland	498.264	542.579	558.673	543.829	532.533	531.302	540.298	543.621	551.028	562.561	579.557
Nederland	81.932	91.682	109.875	122.597	119.969	120.589	125.324	128.561	134.037	137.357	140.244

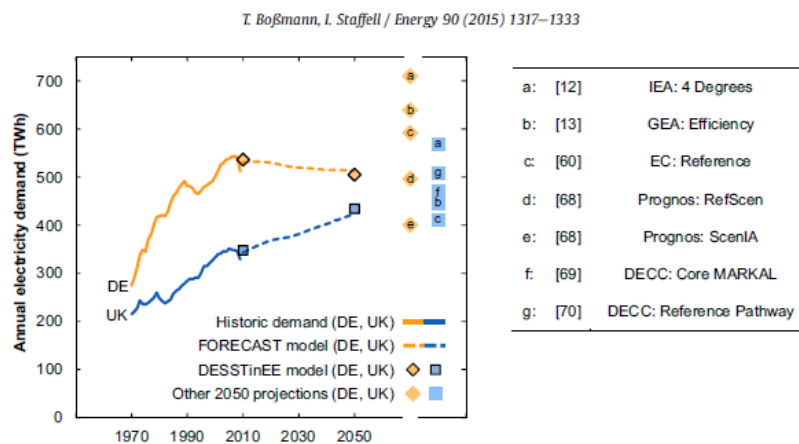
Tabel 9: Vraag naar elektriciteit in GWh per jaar voor de landen van CWE (Europese Commissie, 2013c)

Hierbij zien we dat de vraag naar elektriciteit in België verwacht wordt met maar liefst 19% te dalen tussen 2015 en 2030. In Duitsland vindt een geringere daling plaats. Frankrijk en Nederland kennen een lichte stijging in de periode 2015-2030.

Boßmann en Staffell (2015) maken een analyse van de vraag naar elektriciteit op basis van de consumptie per uur i.p.v. jaarlijkse consumptie. Deze studie voorspelt een daling van 4% van de vraag naar elektriciteit tussen 2010 en 2050. In de studie van Boßmann en Staffell (2015) wordt geargumenteed dat de focus op jaarlijkse consumptie de eigenschappen van elektriciteit ondermijnt. Deze eigenschappen zijn o.a. dat vraag en aanbod van elektriciteit op zeer korte tijdspannes een evenwicht vormen, de beperkte opties voor opslag, een gebrek aan flexibiliteit in de vraag op een

gegeven tijdstip en weinig communicatie tussen leveranciers en consumenten. Door nieuwe technologieën is het mogelijk dat in de toekomst de load curve een verloop zal kennen met hogere pieken en diepere dalen. Hier wordt echter in vele studies geen rekening met gehouden.

Het scenario RefScen en ScenIA in Figuur 15 geven zelfs een nog sterkere daling weer (Prognos et al., 2011). De achterliggende redenen zijn een dalende geboortecijfer, een daling in de populatie en de toewijding om energiereducties te bewerkstelligen in alle sectoren (de overheid in Duitsland stelt namelijk een reductie van 25% voorop in de vraag naar elektriciteit tegen 2050).



Figuur 15: Jaarlijkse elektriciteitsconsumptie in Duitsland en Groot-Brittannië in de komende 40 jaar (Boßmann&Staffell, 2015)

De assumpties die in de projectie van Boßmann en Staffell (2015) zijn aangenomen veronderstellen dat er een verschuiving zal plaatsvinden naar de elektriciteitssector (door elektrificatie van warmte en transport), energie-efficiënte maatregelen zullen doorgevoerd worden, brandstofprijzen zullen stijgen tot 2030 waarna klimaatdoelstellingen de vraag naar fossiele brandstoffen zal doen dalen zodus ook hun prijzen en een ontkoppeling tussen het BBP en de vraag naar elektriciteit.

6. Investeringsen

6.1 De levelized cost of electricity (LCOE)

6.1.1 Introductie

Vele studies en beleidsmakers gebruiken de LCOE methode om de competitiviteit of economische efficiëntie van verschillende technologieën met elkaar te vergelijken (IEA, 2010; Du&Parsons, 2009; Ecofys, 2014). De LCOE is de constante prijs per eenheid output (i.e. € per MWh) zodat de som van de verdisconteerde cashflows over de levenstermijn van de investering gelijkgesteld is aan de som van de verdisconteerde inkomsten (IEA, 2010). Hierbij dient te worden opgemerkt dat de LCOE berekend wordt voor nieuwe activa. Zodoende kan de productiekost per MWh van bestaande activa niet vergeleken worden met de LCOE van nieuwe activa aangezien de investeringskost per MWh niet inbegrepen is (Laleman, Balduccio, & Albrecht, 2012). Ondanks de verschillende tekortkomingen van deze maatstaf, waarop hieronder wordt gewezen, stelt het IEA (2010) dat de LCOE de meest transparante maatstaf voor de generatiekosten van nieuwe centrales is en een veelgebruikte tool voor het vergelijken van de kosten van verschillende technologieën voor elektriciteitsopwekking in beleidsdiscussies.

6.1.2 Methodologie

6.1.2.1 LCOE formule

In Formule 6.1. wordt de huidige waarde van de totale kosten van gelijk gesteld aan de huidige waarde van de totale opbrengsten (IEA, 2010). Hieruit kan gemakkelijk de gemiddelde elektriciteitsprijs $P_{\text{elektriciteit}}$ worden afgeleid (Formule 6.2.). De hieruit verkregen gemiddelde elektriciteitsprijs $P_{\text{elektriciteit}}$ is de LCOE.

$$P_{\text{elektriciteit}} \sum_t \frac{Qel_t}{(1+r)^t} = \sum_t \frac{Invest_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t}{(1+r)^t} \quad (6.1.)$$

$$P_{\text{elektriciteit}} = \frac{\sum_0^t Invest_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t * (1+r)^{-t}}{\sum_0^t Qel_t * (1+r)^{-t}} \quad (6.2.)$$

Met $P_{\text{elektriciteit}}$ = De constante elektriciteitsprijs (€/MWh)

Qel_t = De hoeveelheid elektriciteit geproduceerd in jaar t (MWh)

$Invest_t$ = Investeringskost in jaar t (€)

$O\&M_t$ = Exploitatie-en onderhoudskosten (i.e. operating and maintenance cost) in jaar t (€)

$Fuel_t$ = Brandstofkost in jaar t (€)

$Carbon_t$ = Koolstofkost in jaar t (€)

$Decommissioning_t$ = Ontmantelingskost in jaar t (€)

r = Verdisconteringsfactor

Met $Qel_t = FLEOH * \text{geïnstalleerde capaciteit}$

$$\text{Met } FLEOH = LF * 365 * 24 \quad (6.3.)$$

In Formule 6.4. zijn enkele vereenvoudigingen doorgevoerd waarbij verondersteld kan worden dat de LCOE de som is van de geannualiseerde investeringskost, de exploitatie-en onderhoudskosten, brandstofkost, koolstofkost (Laleman, Balduccio,&Albrecht, 2012). De ontmantelingskost wordt niet verder in de analyse opgenomen.

$$LCOE = I + O\&M + F + C \quad (6.4.)$$

Met I = Geannualiseerde investeringskost (€/MWh)

$O\&M$ = Exploitatie-en onderhoudskosten (€/MWh)

F = Brandstofkost (€/MWh)

C = Koolstofkost (€/MWh)

$$\text{En } I = \frac{I_{tot}}{AF_r^n * FLEOH} \quad (6.5.)$$

Met I_{tot} = Totale investeringskost per MW (€/MW)

AF_r^n = Annuiteitenfactor

$FLEOH$ = Full load equivalent operating hours (vollast equivalente werkuren) (h)

De berekening van de annuiteitenfactor voor een welgestelde verdisconteringsfactor en levenstermijn wordt weergegeven in Figuur 6.6.

$$AF_r^n = \frac{(1-(1+r)^{-n})}{r} \quad (6.6.)$$

Met n = levenstermijn (jaar)
 r = verdisconteringsfactor (%)

De FLEOH kan berekend worden volgens Formule 6.3.

6.1.2.2 Beperkingen

Ondanks het feit dat de LCOE een veelgebruikte tool is in studies en voor beleidmakers, heeft deze methode weliswaar enkele beperkingen.

De kosten worden berekend op het *plant level* en houden daarom geen rekening met zogenaamde systeemkosten i.e. de impact van een energiecentrale op het volledige elektriciteitssysteem. Deze systeemkosten omvat transmissie- en distributiekosten en de kosten om de verscheidene technologieën te integreren in een systeem waar vraag en aanbod continu op elkaar dienen te worden afgestemd (NEA, 2012). Het afstemmen van vraag en aanbod is een groot probleem bij variabele, intermitterende hernieuwbare energievormen. Variabele energievormen verhogen de geïnstalleerde capaciteit maar dragen slecht in beperkte mate bij aan de betrouwbaarheid. Hierdoor zal back-up capaciteit moeten worden voorzien die op korte termijn kan worden ingezet. In principe zou een deel van deze kosten voor back-up capaciteit moeten worden toegevoegd aan de LCOE van variabele hernieuwbare energievormen wanneer deze vergeleken worden met baseload technologieën.

Daarnaast wordt ook geen rekening gehouden met negatieve externaliteiten zoals nucleaire accidenten met uitzondering van de CO₂-emissies (IEA, 2010). Tevens wordt de impact van subsidies, taken en andere stimulerende maatregelen niet in beschouwing genomen, aangezien dit onze vergelijkende analyse tussen de lidstaten zinloos zou maken. Dit is echter wel belangrijk voor investeerders.

Daarenboven wordt in de literatuur op verschillende tekortkomingen gewezen. Een eerste tekortkoming is het feit dat deze methode zeer afhankelijk is van de gemaakte assumpties (Linares&Conchado, 2013). Een inschatting maken van de verschillende kostencomponenten van een nieuwe energiecentrale is complex en hangt af van de geografische locatie (IEA, 2010). Zo zal er een bijvoorbeeld een verschil kunnen worden waargenomen tussen landen met oude en nieuwere of efficiëntere energiecentrales. Nieuwere of efficiëntere energiecentrales worden verwacht een hogere efficiëntie te hebben en worden bijgevolg gekenmerkt door lagere brandstofkosten en eventuele koolstofkosten. Er werd getracht deze opmerking te omzeilen d.m.v. een zo homogeen gebied (i.e. CWE) in beschouwing te nemen.

Daarenboven wijzen Joskow en Parsons (2009) er op dat de ex-ante assumptie van de investeringskost niet betrouwbaar en accuraat is voor kerncentrales wegens het gebrek aan betrouwbare, recente data over de constructiekosten van kerncentrales in Europa.

Een andere assumptie die de LCOE indicator zal beïnvloeden is het aantal uren dat de respectievelijke technologie operationeel is. Aangezien de investeringskost een vaste kost is, zal deze over het aantal operationele uren verdeeld worden. Hoe langer een respectievelijke centrale operationeel is, hoe goedkoper deze is aangezien de investeringskost over meer uren verdeeld worden. Het aantal uren dat een centrale operationeel is wordt weliswaar bepaald door de kost ervan volgens het merit order waardoor een endogeniteitsprobleem optreedt (Linares&Conchado, 2013). Dit is normaliter nog geen probleem voor kerncentrales, aangezien deze baseloadcapaciteit voorzien en dus continu opereren. Aangezien het aandeel van intermitterende bronnen in de energiemix in de toekomst zal stijgen en bijgevolg het aantal operationele uren van kerncentrales zal afnemen, zou de aantrekkelijkheid van kerncentrales kunnen verminderen. Dit probleem doet zich momenteel reeds voor bij technologieën gekenmerkt door hoge marginale kosten zoals gas-en kolencentrales (Figuur 24 en Figuur 25). Met deze technologieën willen we de kostcompetitiviteit van kerncentrales vergelijken.

Een derde probleem met de LCOE methodologie is dat elektriciteit geen homogeen goed over de tijd is (Linares&Conchado, 2013). Zo wordt de elektriciteitsprijs gekenmerkt door een enorme volatiliteit. De LCOE neemt de verschillende *load levels* en operationele uren en bijgevolg de verschillende prijzen waartegen de door de energiecentrale geproduceerde elektriciteit geproduceerd wordt niet in beschouwing.

Daarnaast moet er worden opgemerkt dat de LCOE niet erg geschikt is voor de toepassing op gedereguleerde markten aangezien het geen onzekerheid kan incorporeren (Kessides, 2010; EWEA, 2011). Zo is er o.a. geen gegarandeerde dekking van de kosten d.m.v. gereguleerde prijzen, die in een gereguleerde markt wel het geval zijn. Daarenboven kunnen goedkopere technologieën bestaande technologieën vervangen voor het einde van hun geanticipeerde levenstermijn, waardoor de kostcompetitiviteit van deze laatste afneemt (Linares&Isoard, 2001). Dit verhoogt het risico van de investering en tast de competitiviteit aan. Ook Kessides (2010) wijst er op dat de LCOE niet uitermate geschikt is voor een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt aangezien de LCOE onzekerheid en risico niet effectief kan opnemen. Investeerders zullen voor het bepalen van de competitiviteit en winstgevendheid van een investering een rendement vooropstellen dat het risico gelinkt aan de investering incorporeert. Daarom werd er gekozen om de uitgevoerde LCOE-analyse aan te vullen met een sensitiviteitsanalyse om de verschillende risico's beter te kunnen illustreren en er wordt hierbij in 'Deel 10. Financieringsproblemen' op terug gekomen. Bij de sensitiviteitsanalyse dient te worden opgemerkt dat dergelijke berekeningen doorgaans slechts een beperkte inschatting van de mogelijke risico's kan aantonen aangezien niet alle onzekerheden als risico gekarakteriseerd kunnen worden (Kessides, 2010).

De laatste tekortkoming is dat de LCOE methodologie niet het volume van de investering in de elektriciteitsmarkt in beschouwing neemt (Davis, 2012; Linares&Conchado, 2013). Zo kan blijken dat er helemaal geen nood is aan nieuwe capaciteit op de elektriciteitsmarkt. Zo stelt Kennedy (2007) dat nieuwe investeringen slechts moeten plaatsvinden wanneer er nood is aan nieuwe capaciteit, enerzijds om bestaande capaciteit dat op het einde van zijn levenstermijn is te vervangen, anderzijds om de eventuele groei in de vraag naar elektriciteit op te vangen. Deze tekortkoming wordt opgevangen door een analyse van de capaciteit te maken in 'Deel 9. Capaciteit'.

6.1.2.3 Parameters

Zoals reeds door Linares en Conchado (2013) werd opgemerkt is de competitiviteit en winstgevendheid van nucleair met andere generatiemethoden zoals kolen- en gascentrales in grote mate afhankelijk van de gemaakte assumpties betreffende o.a. de load factor. In onderstaand deel worden de voornaamste parameters die een impact op de LCOE hebben in detail besproken. Vervolgens worden assumpties gemaakt betreffende de waarde van deze verschillende parameters. Een volledig overzicht van de parameters in het basisscenario wordt weergegeven in Bijlage 1. O.b.v. deze gemaakte assumpties wordt een economische analyse uitgevoerd. Deze analyse wordt aangevuld met een sensitiviteitsanalyse waarbij de invloed van wijzigingen in de gemaakte assumpties op de LCOE wordt nagegaan. Deze sensitiviteitsanalyse wordt uitgevoerd om de verschillende risico's waar investeerders in verschillende technologieën met geconfronteerd worden te illustreren. Daarnaast werd ervoor gekozen om de analyse te beperken tot vier landen behoren tot de CWE-markt (i.e. België, Nederland, Duitsland en Frankrijk⁸) aangezien de waarde van de verschillende kostencomponenten afhangen van de geografische locatie (IEA, 2010). We veronderstellen dat de levensduur, kapitaalkost, brandstofkosten, exploitatie-en onderhoudskosten, ontmantelingskosten en koolstofkost voor de verschillende technologieën in deze landen ongeveer gelijk zijn⁹.

6.1.2.3.1 Verdisconteringsfactor

De LCOE wordt door het IEA (2010) gedefinieerd als de kost van de investeerder in de veronderstelling dat er geen onzekerheid is betreffende de productiekosten en volledige stabiliteit is van de elektriciteitsprijzen.

In principe zou o.b.v. de definitie van het IEA (2010) de verdisconteringsfactor in Formule 6.2. het rendement op het geïnvesteerd vermogen voorstellen in afwezigheid van enig markt- en/of technologierisico. In de praktijk, in een geliberaliseerde markt, is er wel degelijk sprake van markt- en

⁸ De LCOE voor zonnepanelen is weliswaar niet van toepassing voor Frankrijk wegens de hogere zonne-instraling.

⁹ Ook de load factor van de verschillende technologieën kan onderling sterk verschillen. De impact van een andere load factor wordt aangetoond in de sensitiviteitsanalyse.

technologierisico. Dit is dan ook de reden waarom Linares en Conchado (2012) en Kessides (2010) wijzen op het feit dat de LCOE minder geschikt is voor toepassing op gedereguleerde markten.

Momenteel kan gesteld worden dat voor de energiesector een grote verdisconteringsfactor verwacht mag worden vanwege de huidige, onzekere marktomgeving. In de studie van het IEA (2010) wordt een verdisconteringsfactor van respectievelijk 5 en 10% gebruikt. Het IEA (2010) stelt dat een verdisconteringsfactor van 5% overeenstemt met het vereist rendement voor een investeerder in een stabiele omgeving zoals een monopolist in een gereguleerde markt of een private investeerder die investeert in een technologie met een laag technologie specifiek risico in een gunstig marktklimaat. De verdisconteringsfactor van 10% wordt beschouwd als de investeringskost voor een investeerder die geconfronteerd wordt door een aanzienlijk financieel, technologisch en prijsrisico. Zo kunnen de verschillende risicofactoren die besproken worden in 'Deel 10. Financieringsproblemen' bijdragen tot een hogere verdisconteringsfactor. In deze LCOE-analyse wordt besloten om in lijn met het IEA (2010) en consistent met de door Du en Parsons (2009) en Cooper (2009) gebruikte verdisconteringsfactoren verder te werken met een verdisconteringsfactor van 5% en 10%.

Zoals uit Formule 6.2. blijkt, zal een stijging van de verdisconteringsfactor de grootste impact op de LCOE veroorzaken bij kern- en kolencentrales (met CCS0). Deze technologieën worden gekenmerkt door hoge up-front *overnight* kosten en een constructietermijn. Een lange constructietermijn zorgt dat de eerste inkomsten pas na x aantal jaar gegenereerd worden, waardoor deze teruggerekend naar vandaag minder waard zijn dan inkomsten gegenereerd door een technologie met een kortere constructietermijn. Een hogere verdisconteringsfactor verlaagt ook het voordeel van de langere operationele levensduur van kerncentrales t.o.v. de overige technologieën. De combinatie van hoge up-front overnight kosten en lange constructietermijn zorgt ervoor dat de IDC een betrekkelijk groot aandeel in de totale kosten inneemt voor deze technologieën. Gas- en kolencentrales worden daarentegen gekenmerkt worden door lagere upfront investeringen en een kortere constructietermijn en zijn bijgevolg minder gevoelig voor wijzigingen in de verdisconteringsvoet. Hieruit blijkt dat de manier waarop de investering gefinancierd wordt uitermate belangrijk is, wat in overeenstemming is met de in 'Deel 3. Het investeringsframework voor conventionele technologieën' aangehaalde interestvoet.

Het IEA (2010) stelt dat de kapitaalintensiteit van een project zeer belangrijk is voor investeerders aangezien het een indicatie is voor de gevoeligheid bij wijzigingen in o.a. de prijs of vraag naar elektriciteit. Indien de prijs die producenten op de markt krijgen onder de LCOE van de respectievelijke energiecentrale zakt en er geen vooruitzichten zijn dat de elektriciteitsprijs in de toekomst zal stijgen, dan kunnen investeerders in gascentrales beslissen deze, zonder significante verliezen, te sluiten zonder al te grote financiële verliezen. Investeerders in een technologie met een groot aandeel vaste kosten in

de totale kost, zoals kerncentrales, zullen toch proberen een zo groot mogelijk deel van deze vaste kost te recupereren over de levenstermijn van de energiecentrale. Ondanks het feit dat de kerncentrale operationeel zal blijven en geringe inkomsten zal genereren, zal een groot deel van de investering afgeschreven worden. Indien een investeerder de keuze heeft tussen twee technologieën met een gelijkaardige LCOE en geconfronteerd wordt met volatiele, onvoorspelbare elektriciteitsprijzen, zal de meerderheid van de investeerders opteren om te investeren in de technologie die gekarakteriseerd wordt door de lagere ratio van vaste kosten t.o.v. totale kosten. Daarnaast kan ook gesteld worden dat investeerders, ceteris paribus, verkiezen om te investeren in flexibelere technologieën met een kleinere capaciteit dan in technologieën met een grotere capaciteit. Indien een investeerder de keuze gesteld wordt om te investeren in een 500 MW kolencentrale of twee gascentrales met een capaciteit van 250 MW zal, ceteris paribus, de voorkeur naar de centrale met de kleinere capaciteit gaan. Hierdoor wordt de optie behouden om al dan niet in de tweede gascentrale te investeren afhankelijk van de evolutie van de prijs die de producent op de markt krijgt en de evolutie van de vraag naar elektriciteit (Dixit&Pindyck, 1994).

3.1.2.3.2 Load factors

De load factor van een technologie of energiecentrale is de ratio van de elektrische energie geproduceerd door de centrale op het theoretische maximum dat gegenereerd zou kunnen worden indien er geen onderbreking is van de stroomopwekking (IEA, 2010). M.a.w. het is het percentage van de tijd dat de centrale opereert tegen *full load* (i.e. volledige belasting).

De load factor is van groot belang in onderstaande analyse. Deze parameter bepaalt namelijk de hoeveelheid elektriciteit die geproduceerd wordt per eenheid geïnstalleerde capaciteit en bijgevolg ook de gegenereerde inkomsten die dienen om de kosten van de energiecentrale te kunnen dekken. Voor kern-, gas- en kolencentrales, indien deze als baseload worden ingeschakeld, wordt volgens de definitie van het IEA (2010) de load factor beïnvloed door o.a. de onbeschikbaarheid voor onderhoud, de bevoorrading van brandstof en eventuele defecten die kunnen optreden. Door de verwachte toename van hernieuwbare energie in de totale energiemix wordt verwacht dat de load factor van conventionele technologieën zoals kool, gas en nucleair zal afnemen (IEA, 2010; Agora Energiewende, 2014; Baritaud, 2012). De voorbije jaren werd reeds waargenomen dat de load factor van gascentrales zeer laag is. Gascentrales worden momenteel in Centraal-West-Europa meestal ingeschakeld als back-up voor hernieuwbare, intermitterende technologieën, als intermediate load of als peak load in plaats van baseload. Uit Tabel 10 blijkt duidelijk dat gascentrales momenteel slechts een load factor van 30% hebben in West-Europa. Zoals in het 'Deel 8. De elektriciteitsmarkt' zal besproken en in Figuur 24 en Figuur 25 duidelijk te zien is, worden gascentrales uit de markt geprijsd.

	2012	2013	2014	2020	2030
Nucleaire centrale	82%	77%	80%	-	-
Gascentrale	30%	28%	25%	27%	29%
Kolencentrale	53%	60%	47%	72%	77%

Tabel 10: De gemiddelde load factor in de CWE-regio (Eigen berekeningen o.b.v. data van (Eurelectric,2014a) (Eurelectric, 2014b)

In het rapport van het IEA (2010) wordt de assumptie gemaakt dat kern-, gas- en kolencentrales als baseload opereren met een load factor van 85%. Terwijl duidelijk uit Tabel 10 kan worden afgeleid dat dit momenteel niet het geval is voor gascentrales en in mindere mate voor kolencentrales, wordt er in deze analyse gekozen om als basisscenario verder te rekenen met de load factoren in Tabel 11. Op dit basisscenario zal vervolgens een sensitiviteitsanalyse worden toegepast.

	Load factor (%)
Nucleaire centrale	85 ¹⁰
Gascentrale	30 ¹¹
Kolencentrale	70 ¹²

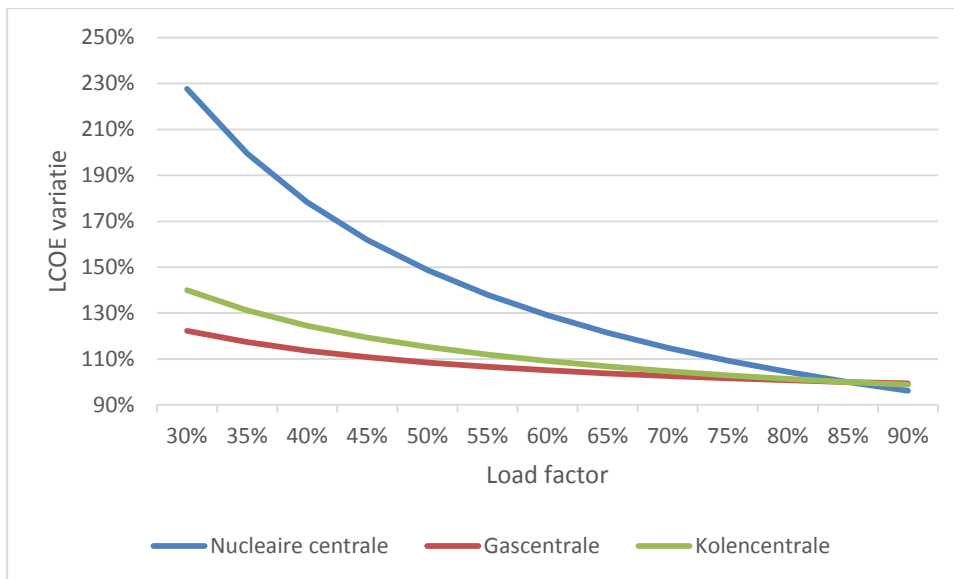
Tabel 11: Load factor voor verschillende technologieën in het basisscenario

Ten gevolge van de verwachte toename van hernieuwbare, intermitterende energie in de toekomstige energiemix zal de load factor van de verschillende hierboven vermelde niet-intermitterende technologieën significant kunnen wijzigen. Uit Formule 6.2. blijkt dat een lagere load factor de kapitaalkost per MWh laat toenemen. Zodoende neemt ook de LCOE toe. In Figuur 16 en wordt een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd waarbij de wijziging in de LCOE t.o.v. het basisscenario wordt getoond in functie van de load factor die varieert tussen 30 en 90%.

¹⁰ IEA, 2010

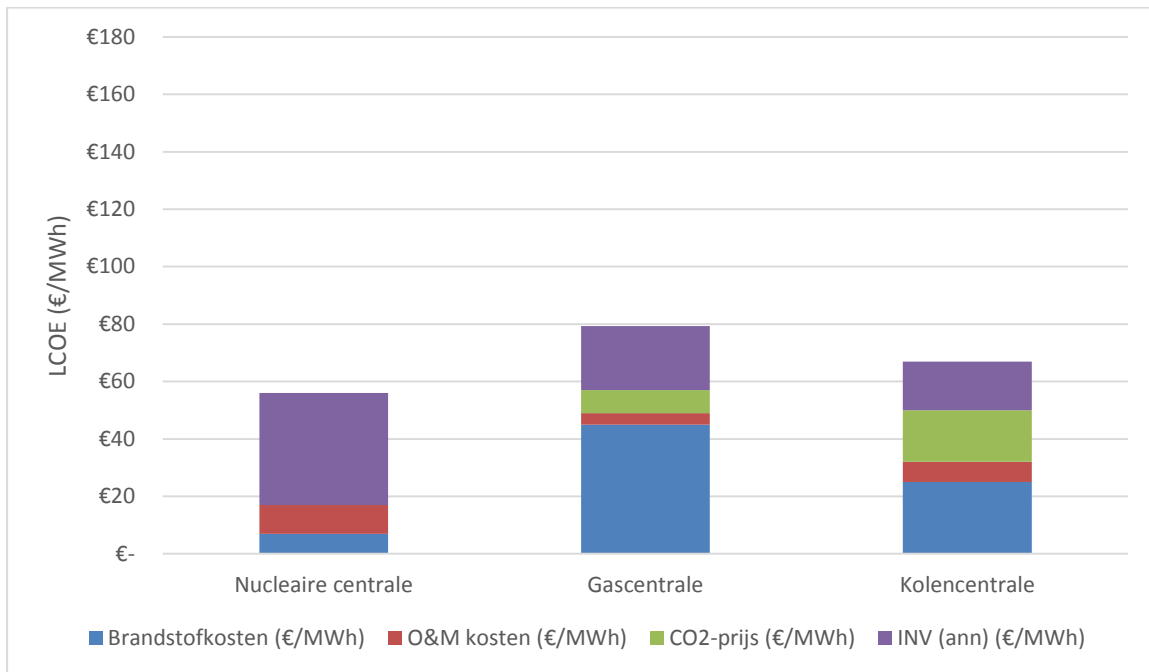
¹¹ Eigen berekeningen o.b.v. data Eurelectric (2014a) en Eurelectric (2014b)

¹² Laleman, Balduccio, & Albrecht (2012)



Figuur 16: Sensitiviteit van de LCOE als een functie van de load factor met $r=5\%$

Aangezien kerncentrales gekenmerkt worden door veel hogere vaste kosten dan gascentrales en in iets lichtere mate voor kolencentrales, zal de verwachte daling van de load factor de grootste impact hebben op de LCOE van kerncentrales. Uit Figuur 17 en Bijlage 3 blijkt dat gascentrales daarentegen worden gekarakteriseerd door het grootste aandeel van variabele kosten in de totale kost. Bijgevolg is de impact van een daling van de load factor op de LCOE beperkter. Uit Figuur 16 en Bijlage 2a kan waargenomen worden dat de richtingscoëfficiënt van de functie horende bij gascentrales kleiner is dan die van kerncentrales en kolencentrales. Dit betekent dat de invloed van de load factor op de winstgevendheid van gascentrales beperkt is wegens het hoge aandeel variabele kosten. M.a.w. de nood om zoveel mogelijk operationeel te zijn om de vaste kosten te dekken is veel beperkter voor gascentrales dan voor kern- en kolencentrales die best zoveel mogelijk operationeel zijn om de vaste kosten te kunnen recupereren. Dit wordt eveneens bevestigd door de figuren in Bijlage 2b en 2c waar de impact van wijzigingen in de load factor op de LCOE (in €/MWh) wordt weergegeven terwijl de overige parameters uit het basiscenario (Bijlage 1) gelijk blijven. Uit de figuren in Bijlage 2b blijkt duidelijk dat bij een load factor van 65 à 70% kerncentrales de hoogste LCOE van alle conventionele technologieën krijgt. Bij een hogere r in Bijlage 2c is dit effect nog veel meer uitgesproken, waarbij kerncentrales zelfs de hoogste LCOE hebben bij een hoge load factor van 90%.



Figuur 17: Aandeel kostencomponenten in de LCOE (Basisscenario met r=5%)

6.1.2.3.3 Levensduur

De verschillende technologieën worden gekenmerkt door een verschillende levensduur. In de bestaande literatuur worden er verschillende assumpties betreffende de levensduur van de verschillende technologieën gemaakt. Deze wordt in Tabel 12 weergegeven.

	Levensduur (jaar)
Nucleaire centrale	40 à 60 ¹³
Gascentrale	30
Kolencentrale	35 ¹⁴ 40 ¹

Tabel 12: Levensduur voor verschillende technologieën

Op basis van de data uit de literatuur in Tabel 12 werd besloten om de parameters die in Tabel 13 worden weergegeven te gebruiken voor de verschillende technologieën in het basisscenario van de LCOE-analyse.

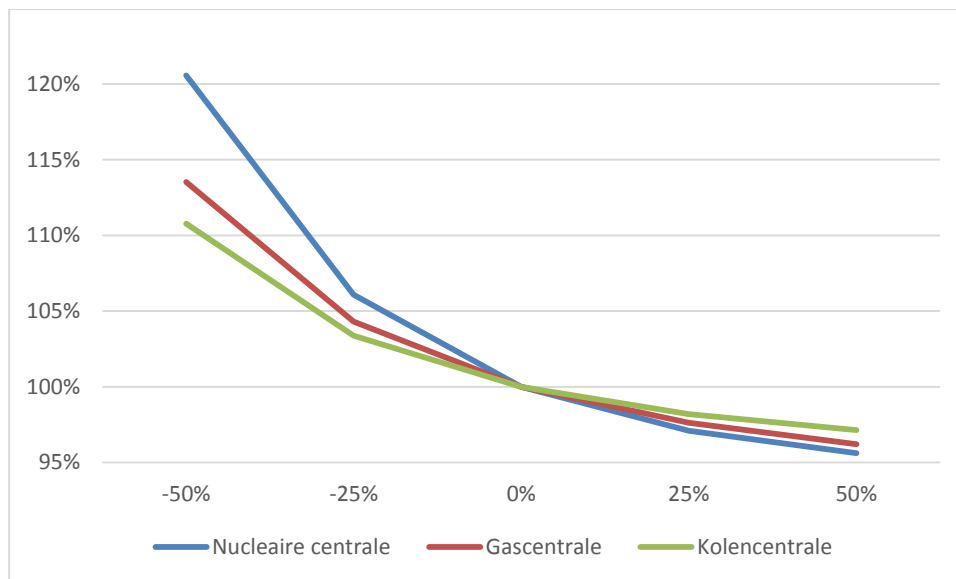
¹³ IEA (2010)

¹⁴ Laleman, Balduccio, & Albrecht (2012)

	Levensduur (jaar)
Nucleaire centrale	50
Gascentrale	30
Kolencentrale	35

Tabel 13: Levensduur voor verschillende technologieën in het basisscenario

In Figuur 18 en Bijlage 4 wordt de levensduur uit het basisscenario van de verschillende technologieën gewijzigd met $\pm 25\%$ en $\pm 50\%$.



Figuur 18: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de levensduur met $r=5\%$

Er kan duidelijk aan de hand van de richtingscoëfficiënt opgemerkt worden dat vroegtijdige sluiting van centrales grote negatieve impact heeft op de LCOE van de respectievelijke technologie, terwijl een verlenging van de levensduur veel geringere impact heeft. Vroegtijdige sluiting beperkt de mogelijkheden van de generatietechnologie om de initieel gemaakte investeringskosten terug te kunnen winnen. Dit risico moet natuurlijk in het achterhoofd worden gehouden door geïnteresseerde investeerders. Meer specifiek voor kerncentrales geldt dat de vermeende risico's, gepercipieerd door de bevolking en verbonden aan kernenergie, tot een politiek debat zouden kunnen leiden dat eventueel tot de beslissing zou kunnen leiden om over te gaan naar een totale uitfasering van de kerncentrales. Zo beslisten, zoals in 'Deel 4.1.1. Nucleaire energie' reeds kort werd besproken, verscheidene landen om tot een vervroegde uitfasering van kernenergie over te gaan na de kernramp in Fukushima. Daarnaast moet er ook op gewezen worden dat de eventuele mogelijkheid van een stringenter klimaatbeleid de vervroegde sluiting van energiecentrales met lage conversie efficiëntie kan veroorzaken. Een strenger energiebeleid zou een stijging van de operationele kosten zoals brandstofkosten en koolstofkosten

teweegbrengen, waardoor bepaalde centrales niet meer competitief zijn en uiteindelijk vervroegd gesloten moeten worden.

Bovendien moet worden opgemerkt dat het effect van verlenging het minst uitgesproken is bij technologieën die gekarakteriseerd worden door een lange levensduur. Wegens het verdisconteringseffect zal de LCOE van deze technologieën een geringere impact ondervinden van wijzigingen in de levenstermijn van deze respectievelijke technologie. Zo zal een verlenging van een kerncentrale van 50 naar 60 jaar weinig impact hebben op de LCOE, aangezien de verdisconteerde kosten en inkomsten ervan gering zijn. Ook de overige niet-intermitterende technologieën zoals kolencentrales en iets mindere mate de gascentrales is de impact van een verlenging op de LCOE beperkt.

6.1.2.3.4 Investeringskost

De investeringskost omvat de constructiekosten, kosten ten gevolge van onvoorziene technische en regelgevende problemen en de interest betaald over de constructietermijn. M.a.w. het is de som van de overnight kost en de interest betaald over de constructietermijn. De investeringskost wijzigt met de duur van de bouw tot de ingebruikname van de energiecentrale en de manier waarop de centrale gefinancierd wordt.

	Investeringskost (€/kW)
Nucleaire centrale	5300 ¹⁵
Gascentrale	900 ¹²
Kolencentrale	1700 ¹²

Tabel 14: Investeringskost voor verschillende technologieën in het basisscenario

De investeringskost is hoogstwaarschijnlijk de belangrijkste parameter in een investeringsbeslissing (IEA, 2010). Zoals in Tabel 14 kan worden gezien, zijn er grote verschillen tussen de verschillende technologieën. Uit Figuur 17 en Bijlage 3 is af te leiden dat kerncentrales enorm kapitaalintensief zijn. Het IEA (2010) stelt dat deze kostencomponent d.m.v. standaardisatie van het design en gebruik van modulaire constructie gedrukt kan worden. Vanwege de beperkte recente ervaring met de bouw van kerncentrales in Centraal-West-Europa, zal de constructie met een aantal FOAK risico's geconfronteerd worden. Beheersing van bouwkosten zal van essentieel belang zijn. Standaardisatie, waardoor o.a. licentiëring, levering van de benodigdheden en de planning van de bouw vergemakkelijkt wordt en bovendien cruciaal zijn voor kostenreductie, zal hiervoor een essentieel instrument vormen. Ondanks het feit dat deze kosten gedrukt kunnen worden, zal het grote aandeel van de investeringskost in de totale kost niet drastisch gewijzigd kunnen worden.

¹⁵ Berekening o.b.v. data WEIO (2014)

Kolencentrales daarentegen worden gekenmerkt door veel stabielere en voorspelbare investeringskosten.

Gascentrales zijn in grote mate gestandaardiseerd en worden gekenmerkt door een korte constructietermijn. Gascentrales kunnen als relatief kleine eenheden gebouwd worden zonder dat de prijs per KW geïnstalleerde capaciteit significant toeneemt (IEA, 2010).

6.1.2.3.5 Plant operating kost

Deze kostencomponent omvat de brandstofkosten, O&M kosten en kosten voor ontmanteling van de centrale op het einde van de levenstermijn. Deze ontmantelingskost wordt weliswaar niet opgenomen in de berekening.

6.1.2.3.5.1 Brandstofkosten

De brandstofkost is een relevante component voor kolen-, kern- en gascentrales. Hernieuwbare technologieën zoals wind, zon en waterkracht hebben geen brandstofkosten. De evolutie van de brandstofkost van kolen- en gascentrales is dan ook een belangrijke parameter voor investeerders en brengt voor hen een risico met zich mee. Relatieve veranderingen in de brandstofprijzen ten gevolge van veranderingen in vraag en aanbod naar de respectievelijke fossiele brandstof kunnen dan ook het kostenplaatje van energiecentrales, hun winstgevendheid en bijgevolg ook de relatieve aantrekkelijkheid van investeringen in energiecentrales in grote mate beïnvloeden.

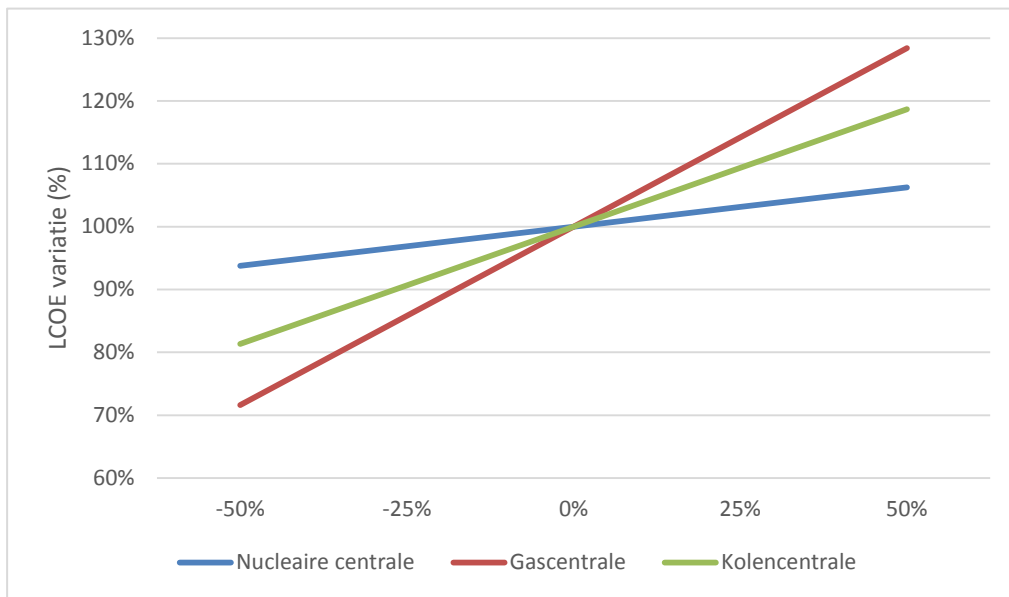
Zo wordt in het basisscenario voor de verschillende technologieën volgende brandstofkosten (€/ MWh) verondersteld (Tabel 15).

	Brandstofkosten (€/MWh)
Nucleaire centrale	7 ¹⁶
Gascentrale	45 ¹²
Kolencentrale	25 ¹²

Tabel 15: Brandstofkost voor verschillende technologieën in het basisscenario

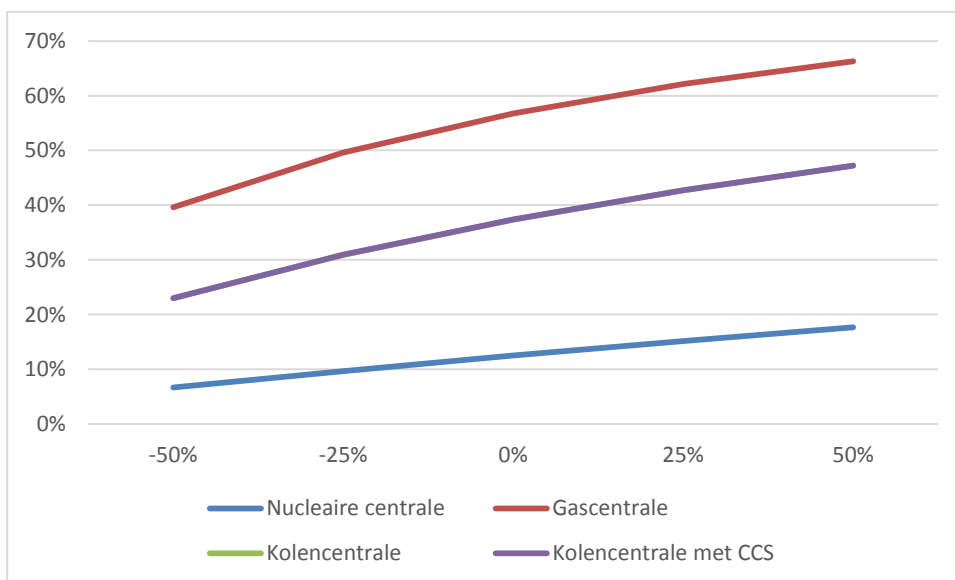
¹⁶ Eigen berekening o.b.v. data IEA (2010)

Figuur 19 en Bijlage 5a tonen de sensitiviteit van de LCOE van de verschillende technologieën waarbij de brandstofkost varieert met $\pm 50\%$.



Figuur 19: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de brandstofkost met $r=5\%$

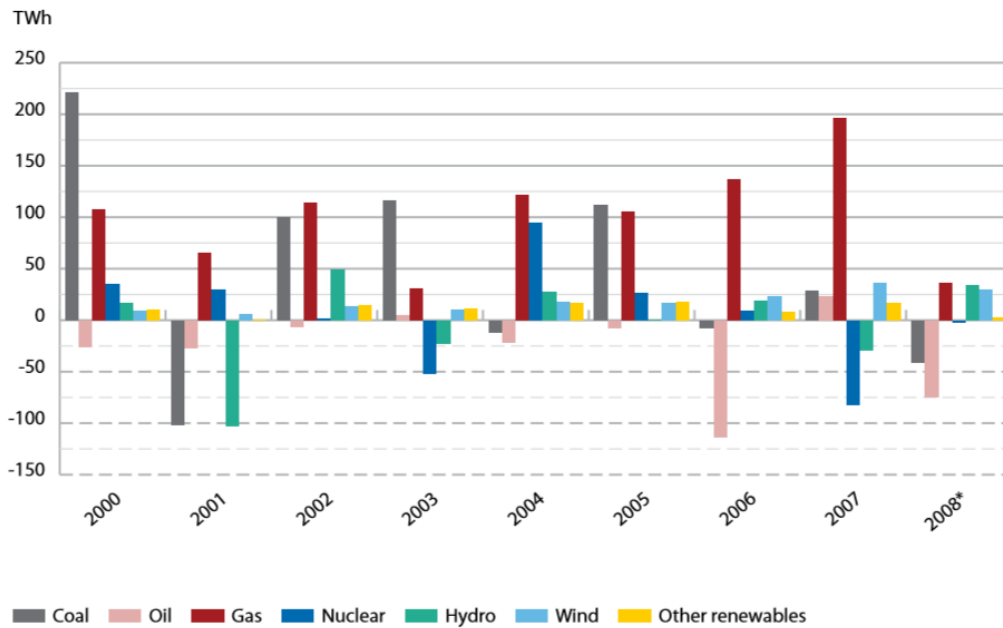
Uit Figuur 19 en Bijlage 5a blijkt dat gascentrales zeer gevoelig te zijn voor fluctuaties in de gasprijs. Een toename van de brandstofkost met 50% zorgt maar liefst voor een stijging van 24% ($r=10\%$) en 28% ($r=5\%$). De verklaring hiervoor is het grote aandeel van de brandstofkost in de totale kost van een gascentrale (Figuur 20).



Figuur 20: Aandeel brandstofkosten in de LCOE bij wijzigende brandstofprijs met $r=5\%$

Uit Figuur 19 blijkt dat de aantrekkelijkheid van gascentrales in grote mate bepaald worden door de gasprijs. Ondanks het feit dat de hoge gasprijzen alternatieve technologieën competitiever maken, blijkt

uit Figuur 21 dat gascentrales nog steeds interessant zijn om in te investeren wegens de grote flexibiliteit en lagere perceptie van het bijhorende risico. Een gascentrale is over het algemeen de technologie die gekenmerkt wordt door de grootste operationele kosten (Figuur 17 en Bijlage 3). Daardoor vormt een gascentrale vaak de marginale eenheid binnen de prijsbepaling volgens het merit order. Dit betekent dat een stijging van de gasprijs doorgerekend wordt in de elektriciteitsprijs. M.a.w. zelfs al is de kans groot dat gascentrales niet operationeel zijn wegens een te grote marginale kost (merit order) of behoort deze tot de marginale eenheid, dan nog blijft het risico om de kapitaalkost niet volledig te recupereren en niet winstgevend te zijn beperkt in vergelijking met o.a. kerncentrales, wind- of zonne-energie (Newbery, 2010). De onderliggende verklaring is dat gascentrales gekenmerkt worden door een groot aandeel variabele kosten en lagere vaste, initiële kosten. Kerncentrales daarentegen worden gekenmerkt door hoge vaste, initiële kosten en het is dan uitermate belangrijk dat deze laatste operationeel blijven om voldoende inkomsten te genereren om de vaste kosten te kunnen dekken. Kolencentrales zijn ook gevoelig aan veranderingen in de brandstofkost, maar weliswaar in beperktere mate dan gascentrales. Uit Figuur 19 en Bijlage 5 blijkt een stijging van de brandstofkost met 50% een toename in de LCOE te veroorzaken van respectievelijk 14 % ($r=10\%$) en 18% ($r=5\%$) voor kolencentrales. In tegenstelling tot kool en gas is duidelijk in Figuur 17 en Bijlage 3 te zien dat de kost van uranium in de LCOE beperkt is. Een stijging van de uraniumprijzen heeft dan ook een kleine impact op de kost om elektriciteit te produceren en het gerelateerde prijsrisico blijft bijgevolg ook beperkt. Uit Figuur 19 en Bijlage 5a blijkt dat een stijging van de brandstofkost met 50% slechts een toename van 4% ($r=10\%$) en 6% ($r=5\%$) teweegbrengt. Uit Bijlage 5b en 5c, waar de wijziging in de LCOE (€/MWh) wordt getoond, blijkt eveneens de gevoeligheid van gascentrales voor fluctuaties in de brandstofprijs.



Figuur 21: Incrementele energieopwekking in de OESO (IEA, 2010)

6.1.2.3.5.2 O&M kosten

In Tabel 16 worden de exploitatie-en onderhoudskosten voor de verschillende technologieën die in het basisscenario gebruikt worden weergegeven.

O&M kosten (€/MWh)	
Nucleaire centrale	10 ¹⁷
Gascentrale	4 ¹³
Kolencentrale	7 ¹³

Tabel 16: O&M kost voor verschillende technologieën in het basisscenario

Aangezien verwacht wordt dat de exploitatie-en onderhoudskosten geen significante wijziging in de toekomst zullen ondergaan en verondersteld wordt dat deze kosten geen onzekerheid en risico met zich meebrengen, werd besloten om geen sensitiviteitsanalyse uit te voeren aangezien deze kostencomponent geen beduidende invloed heeft op de investeringsbeslissing van potentiële investeerders (IEA, 2010).

6.1.2.3.6 Externe kosten

Een externaliteit is een begrip dat ontwikkeld werd door Arthur C. Pigou en gebaseerd is op het door Alfred Marshall gemaakte onderscheid tussen interne en externe schaafeffecten (De Clercq, 2011). Een externe kost kwantificeert de impact van de energieproductie en -consumptie op entiteiten die de

¹⁷ Eigen berekening o.b.v. data IEA (2010)

energie niet produceren of consumeren en bovendien niet in de prijzen weerspiegeld is (Ecofys, 2014). Externaliteiten kunnen zowel positief als negatief zijn. De externe kost voor kerncentrales wordt normaliter gelijkgesteld aan 0, maar indien men dat wenst kan men het risico van een nucleair ongeval incorporeren. Dit is evenwel niet in deze analyse opgenomen.

De kosten voor de verwerking van radioactief afval zijn geïnternaliseerd. Bij de opwekking van elektriciteit uit fossiele brandstoffen komen broeikasgassen en fijnstof in de atmosfeer terecht. De kosten van deze broeikasgassen en fijnstof op de maatschappij worden niet geïnternaliseerd door de exploitant van de energiecentrale, aangezien hij/zij hier zelf geen hinder van ondervindt. De exploitant heeft dan ook geen prikkel om deze negatieve externaliteit door te rekenen in de prijzen. Indien deze externe kosten in de berekening geïncorporeerd zouden worden, zou dit kernenergie vanuit LCOE standpunt veel aantrekkelijker maken dan de opwekking van elektriciteit uit fossiele brandstoffen (World Nuclear Association, 2016a).

Voor de berekeningen van de LCOE, werd de koolstofkost geïncorporeerd. In Tabel 17 wordt de koolstofkost voor de verschillende technologieën in het basisscenario weergegeven.

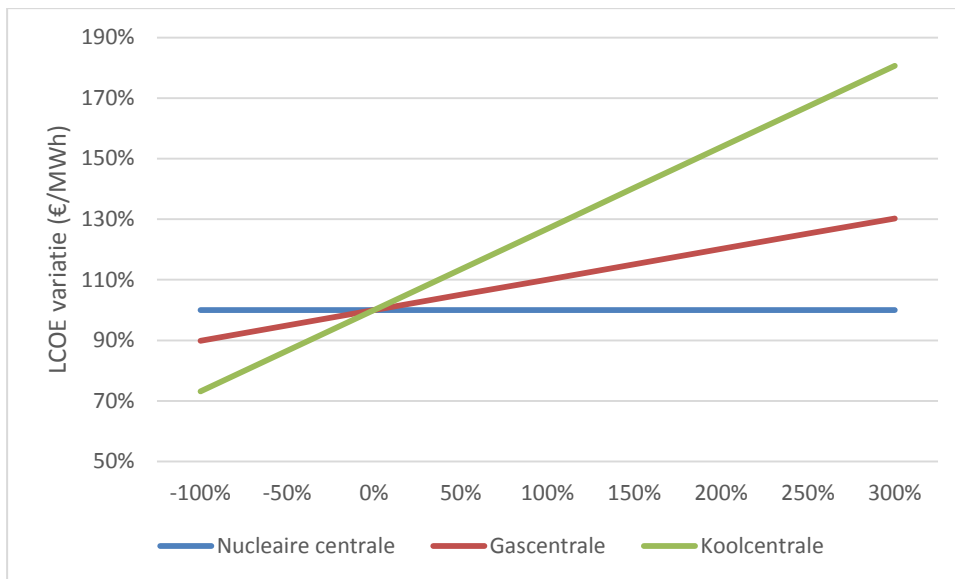
	Koolstofkost (€/MWh)
Nucleaire centrale	0
Gascentrale	8 ¹⁸
Kolencentrale	18 ¹⁶

Tabel 17: Koolstofkost voor verschillende technologieën in het basisscenario

In tegenstelling tot de technologieën die fossiele brandstoffen gebruiken om elektriciteit op te wekken, wordt door nucleair en hernieuwbare energie geen CO₂ geëmitteerd. De overeenkomstige koolstofkost per MWh is bijgevolg €0.

In de onderstaande figuren wordt de sensitiviteit van de LCOE bij wijziging van de koolstofkost aangetoond. Een LCOE van 100% komt overeen met de LCOE die berekend werd in het basisscenario d.w.z. met een koolstofkost die in Tabel 17 wordt weergegeven.

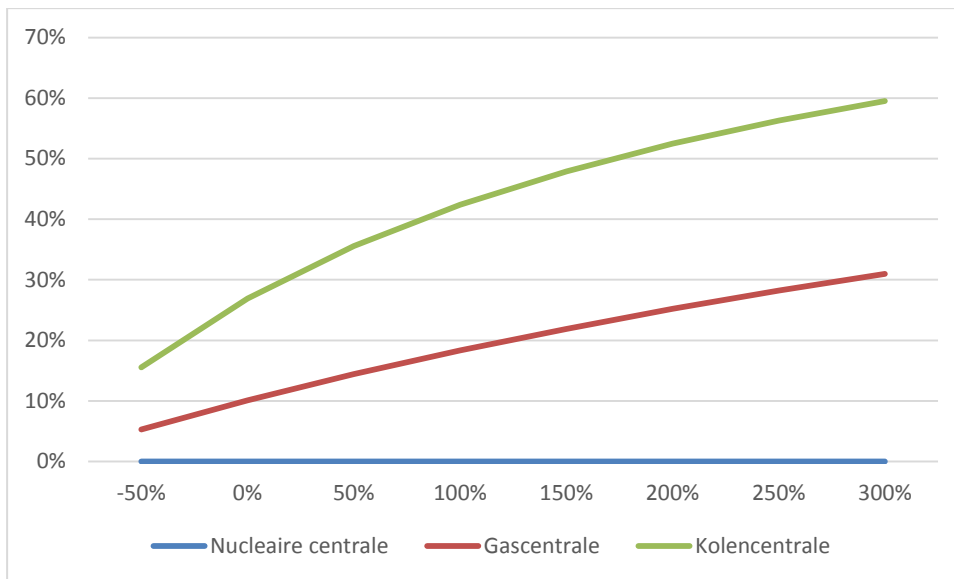
¹⁸ Berekening o.b.v. data IEA (2010)



Figuur 22: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO₂-kost met r=5%

Uit Figuur 22 en Bijlage 6 blijkt duidelijk dat voornamelijk kolencentrales sensitief zijn voor fluctuaties in de koolstofkost. Een wijziging van de koolstofkost met $\pm 100\%$ veroorzaakt een variatie in de LCOE van $\pm 23\%$ ($r=10\%$) en $\pm 27\%$ ($r=10\%$). De onderliggende verklaring hiervoor is dat dat kolencentrales de hoogste koolstofintensiteit hebben i.e. de uitstoot van CO₂ per eenheid gegenereerde elektriciteit. Eenzelfde conclusie kan ook uit Figuur 23 en Bijlage 7 getrokken worden. Deze figuren tonen dat het aandeel van de koolstofkost in de totale LCOE het grootst is voor kolencentrales, waardoor bij wijziging van deze kost het effect op de LCOE het meest uitgesproken is.

Uit Figuur 22 en Bijlage 6 kan men duidelijk besluiten dat het koolstofkostrisico het meest uitgesproken is voor kolencentrales en in beperktere mate voor gascentrales. Voor kerncentrales is het koolstofrisico zo goed als afwezig. Dit wordt eveneens weergegeven voor de LCOE (in €/MWh) in Bijlage 6b en 6c, wanneer alle andere parameters in het basisscenario constant worden geacht.



Figuur 23: Aandeel koolstofkosten in de LCOE bij wijzigende koolstofprijs met $r=5\%$

Een belangrijke factor die in beschouwing genomen moet worden door investeerders is de onzekerheid betreffende het toekomstige energiebeleid. O.b.v. de uitgevoerde analyse kan gesteld worden dat onzekerheid betreffende de toekomstige CO_2 -prijs of een hogere CO_2 -prijs dan de prijs die momenteel van kracht is, voornamelijk kolencentrales minder aantrekkelijk zou maken als investering. Daarnaast zou het ook mogelijk zijn dat kolencentrales met CCS, naast gas- en kerncentrales, een alternatief kunnen vormen voor kolencentrales.

6.1.3. Conclusie

O.b.v. bovenstaande analyse kan gesteld worden dat de parameter die de grootste invloed zal hebben op de competitiviteit en aantrekkelijkheid van kerncentrales de load factor is. Een kleine wijziging in deze parameter heeft reeds een enorme invloed op de LCOE. In de praktijk zou dit betekenen dat een lagere load factor gecompenseerd moet worden door een hogere prijs. De impact van een dalende load factor op gascentrales is veel geringer. Daarnaast blijkt ook dat een hogere CO_2 -prijs kerncentrales en gascentrales interessanter zou maken dan kolencentrales. Indien een hogere CO_2 -prijs weliswaar gepaard gaat met een lagere load factor, zal een gascentrale toch het interessantere alternatief zijn. Een andere interessante parameters is de brandstofprijs. Deze is voor kerncentrales laag en wijzigingen in deze parameters zullen het kostenplaatje niet echt wijzigen. Voor de overige twee conventionele technologieën is deze echter wel interessant. Momenteel is verhouding van de gasprijs t.o.v. de koolprijs redelijk hoog wat zich weerspiegelt in een hoge marginale kost voor gascentrales. Een lagere gasprijs en een hogere CO_2 -prijs zouden gascentrales aantrekkelijker kunnen maken dan kolencentrales. M.a.w. de meest kritische vraag is wat er met de load factor van kerncentrales gaat gebeuren. Indien deze lager zou uitvallen, zouden kool en gas interessanter zijn om in te investeren. Indien dit niet zo is dan zou een kerncentrale een interessant alternatief kunnen zijn om in te investeren. Om alle

puzzelstukjes te laten samenvallen is in 'Deel 5. De vraag naar elektriciteit' de vraag geanalyseerd. In 'Deel 7 en 8' wordt dieper ingegaan op de invloed van hernieuwbare technologieën en de interconnectiviteit op de capaciteit en elektriciteitsprijzen.

7. Problematiek en maatregelen omtrent de CO₂-prijs

7.1. Problematiek

Bij de start van de eerste fase was er geen betrouwbare data over de uitstoot beschikbaar. Hierdoor zagen de lidstaten zich genoodzaakt om het emissieplafond o.b.v. schattingen te bepalen. Deze schattingen bleken aan de hoge kant te zijn, waardoor er een overschot aan emissierechten op de markt aanwezig was. Ten gevolge van dit overschot aan emissierechten viel de CO₂-prijs laag uit (Europese Commissie, 2016e).

O.b.v. data over de emissie van deelnemende installaties in de eerste fase kon men een veel accurater emissieplafond voor de verschillende lidstaten in de tweede fase vastleggen. Het totaal aantal emissierechten dat toegekend werd daalde met 6,5% t.o.v. het niveau in 2005 (Europese Commissie, 2016e).

In 2008 sloeg de economische crisis toe. Hierdoor nam de economische activiteit in de sectoren die in het EU ETS opgenomen zijn af met 10% (de Perthuis&Trotignon, 2014). Bijgevolg viel de uitstoot lager uit dan initieel verwacht werd. Heel veel installaties hadden een overschot aan toegekende emissierechten die massaal werden aangeboden op de markt. De economische crisis en grimmige vooruitzichten op economisch herstel, waardoor verwacht werd dat de CO₂-prijs nog geruime tijd laag zou blijven, wogen zwaar door op de CO₂-prijs tijdens de tweede fase (Neuhoff, Schopp, Boyd, Stelmakh, & Vasa, 2012; Europese Commissie, 2012a; de Perthuis& Trotignon, 2014; Koch, Fuss, Grosjean, & Edenhofer, 2014). In Tabel 18 voor de tweede fase is te zien dat sinds het begin van de crisis in 2008 overgegaan is van een tekort naar een surplus aan emissierechten. De prijs viel in die periode terug van €30/tCO₂ midden 2008 tot €7/tCO₂ midden 2012.

(in Mt)	2008	2009	2010	2011	Totaal
Aanbod: uitgegeven emissierechten en internationale kredieten	2076	2105	2204	2336	8720
Vraag: gerapporteerde emissie	2100	1860	1919	1886	7765
Cumulatief surplus emissierechten	-24	245	285	450	955

Tabel 18: Vraag/ aanbod balans van emissierechten 2008-2011 (Europese Commissie, 2012a)

Momenteel wordt het EU ETS momenteel nog steeds geconfronteerd met een overaanbod van emissierechten en een lage CO₂-prijs (Europese Commissie, 2013b). Andere factoren, naast de economische crisis, die ook invloed hebben op het overaanbod zijn structurele oorzaken. Zo zou het gebrek aan een duidelijk, uitgestippeld en goedgekeurd beleid dat het emissieplafond op lange termijn

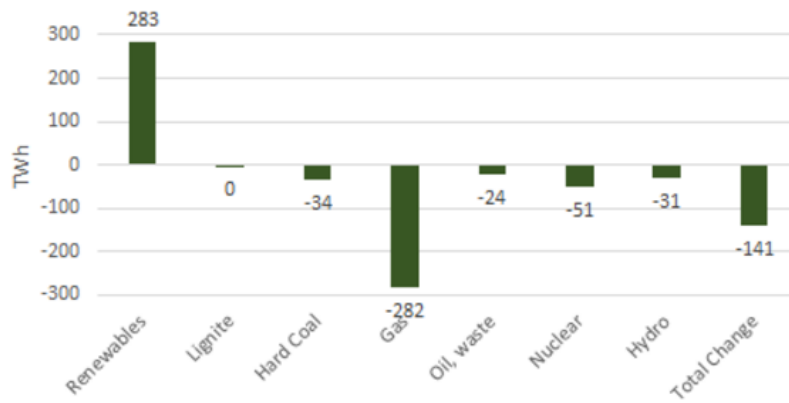
bepaalt binnen de EU een duidelijker prijssignaal kunnen geven (CDC Climat Research, 2013; de Perthuis & Trotignon, 2014). Daarnaast wordt vastgesteld dat de opgelegde doelstellingen betreffende hernieuwbare energie en energie-efficiëntie die bepaald worden door het Europese Klimaat- en energiepakket 2013-2020 overlappen met de reductie doelstelling van het EU ETS (CDC Climat Research, 2013; Goulder, 2013; Levinson, 2010; de Perthuis & Trotignon, 2014; Van den Bergh, Delarue en D'haeseleer 2013). Ten gevolge van de doelstellingen van het Europees klimaatbeleid zal ook de uitstoot van broeikasgassen verminderen waardoor het EU ETS nog slechts een beperkte en eerder residuele rol zou spelen. Een laatste factor die invloed zou hebben op de lage CO₂-prijs en bijgevolg op investeringen is het hoge gebruik van internationale kredieten, met name certified emission reductions (CERs) en emission reduction units (ERU's), bij deelname in CDM en JI projecten (Neuhoff, Schopp, Boyd, Stelmakh, & Vasa, 2012; Newell, Pizer, & Raimi, 2012; de Perthuis & Trotignon, 2014, Koch, Fuss, Grosjean, & Edenhofer, 2014).

7.2. Gevolgen van de lage CO₂-prijs op de beoogde doelstellingen

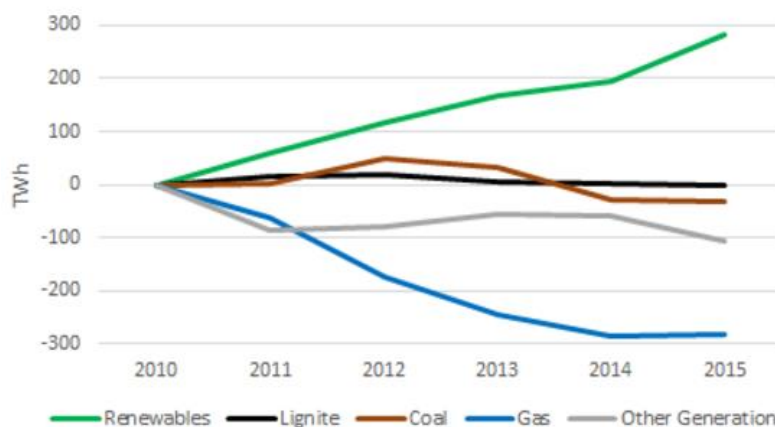
7.2.1. Beoogde doelstellingen

De doelstelling van het EU ETS is om de kost, om een vooraf vastgestelde emissiedoelstelling te bereiken, te minimaliseren. De prijs voor CO₂ vervult hierbij een belangrijke rol door de beslissingen, genomen door de verschillende economische spelers, op vlak van korte termijn beheer van de huidige activa en op lange termijn betreffende de uit te voeren investeringen in nieuwe activa te beïnvloeden (De Perthuis & Trotignon, 2014).

Zo tonen Delarue, Ellerman en D'haeseleer (2010) aan dat het EU ETS aanleiding zou moeten geven tot een vermindering van de uitstoot van broeikasgassen. Dit zou voornamelijk worden bewerkstelligd door de overschakeling van kolencentrales naar operationele gascentrales in de energiesector op korte termijn (Delarue, Ellerman, & D'haeseleer, 2010). Wegens de huidige, lage CO₂-prijs en hoge ratio van de brandstofprijs van gas t.o.v. kool, zien we momenteel echter dat veel gascentrales niet operationeel zijn. In Figuur 24 en Figuur 25 is duidelijk te zien dat de gasproductie aanzienlijk daalde over de periode 2010-2015.



Figuur 24: Wijziging in de elektriciteitsproductie in de EU in 2015 t.o.v. 2010 (Sandbag, 2016)

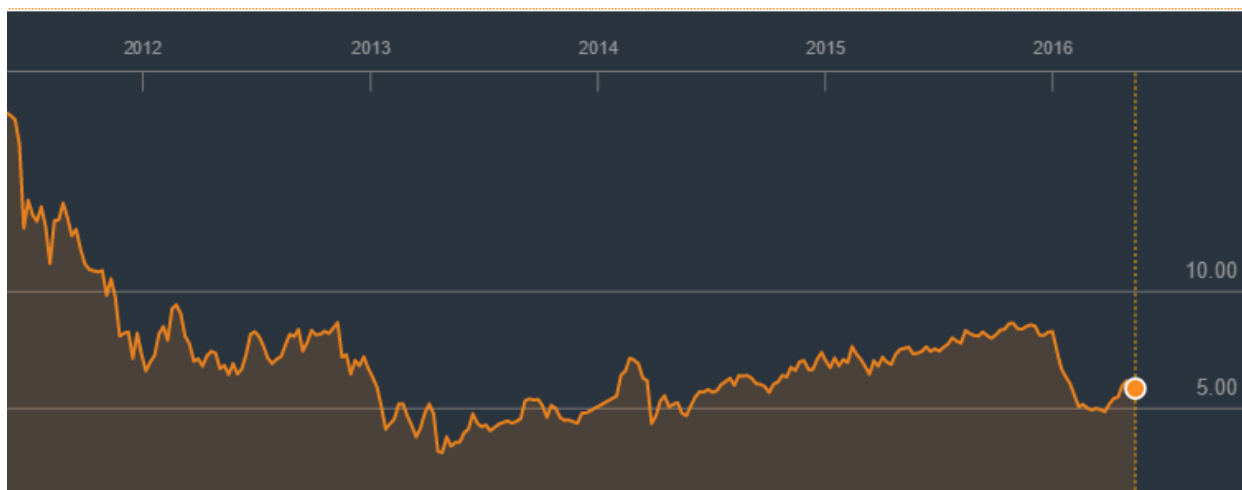


Figuur 25: Wijziging in de elektriciteitsproductie in de EU sinds 2010 (Sandbag, 2016)

Naast een daling van de uitstoot van broeikasgassen tegen minimale kost wil men, d.m.v. een hoge CO₂-prijs, ook de investeringen in koolstofarme technologieën proberen stimuleren. Hoe hoger de CO₂-prijs is, hoe groter de prikkel voor investeerders om het koolstofarmere alternatief te verkiezen. Zoals in onderstaand deel beschreven wordt is deze prijs momenteel te laag om investeringen in koolstofarme technologieën aan te wakkeren.

7.2.2. Impact op doelstellingen

Zoals hierboven reeds aangehaald werd en ook duidelijk te zien is in Figuur 26, zijn lage CO₂-prijzen de norm geworden. Deze CO₂-prijs is momenteel te laag om relatieve competitiviteit in koolstofarme technologieën te doen aanwakkeren (Nordhaus, 2011). Daarnaast toont ook de studie van het CDC Climat Research (2013) aan dat de CO₂-prijs veel hoger zou moeten liggen dan de huidige prijs om de gewenste doelstellingen betreffende omschakeling van kool naar gas op korte termijn en investeringen in koolstofarme technologieën op lange termijn te doen aanwakkeren. Ook Newbery (2010) stelt dat de CO₂-prijs te laag is om de investering in koolstofarmere elektriciteitsproductie aan te zwengelen.



Figuur 26: Evolutie van de CO₂-prijs (Bloomberg, 2016)

Indien een voldoende hoge CO₂-prijs geldt, zou de voornaamste implicatie hiervan de omschakeling in het merit order zijn van kolencentrales naar gascentrales. In de afwezigheid van een CO₂-prijs zijn kolencentrales, vanuit economisch perspectief, interessanter. Dit verandert wanneer de CO₂-prijs stijgt, wat er uiteindelijk toe zal leiden dat kolencentrales relatief duurder zijn dan gascentrales om operationeel te houden (Luickx, Delarue, D'haeseleer, 2010). Dit wordt eveneens bevestigd in de uitgevoerde sensitiviteit in Figuur 22 en Bijlage 6a.

De Europese Commissie (2012b) stelt dat het prijssignaal momenteel onvoldoende is om een omschakeling van kool naar gas te bewerkstelligen. Een studie uitgevoerd door Thomas Reuters (2012) bij 363 operatoren bevestigt dat de prijs voor emissierechten aan belang verloren heeft bij investeringsbeslissingen¹⁹.

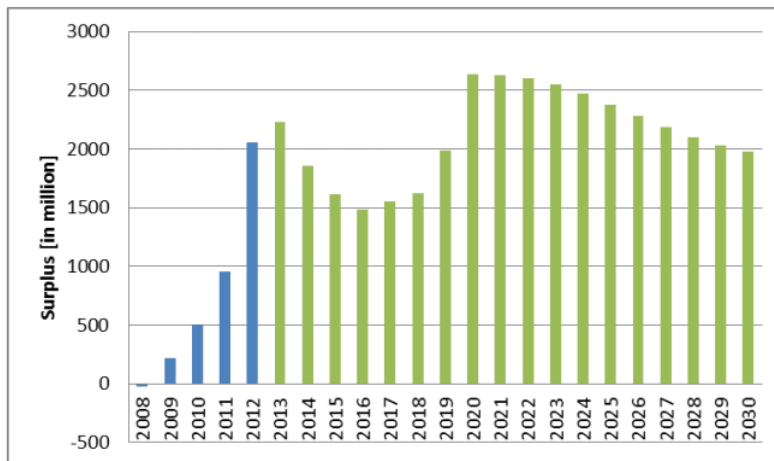
7.3. Oplossingen

7.3.1 Backloading: een eerste en tijdelijke maatregel om het overaanbod aan te pakken

Om de lage prijs tegen te gaan werd door de Europese Commissie (2012a) besloten om de veiling van een deel van de emissierechten over de periode 2013-2015 uit te stellen tot 2019-2020 (i.e. backloading). Backloading stelt enkel de veiling van emissierechten uit, maar zorgt niet voor een reductie van het emissieplafond. Backloading zou volgens een studie van de Europese Commissie (2012a) vraag en aanbod op korte termijn beter op elkaar afstemmen en de prijsvolatiliteit verbeteren. In theorie zou, indien alle actoren rationeel handelen, backloading weinig tot zelfs geen effect hebben op de CO₂-prijs (Europese Commissie, 2012b). De actoren zullen namelijk beseffen dat de gecreëerde

¹⁹ De Lange termijn koolstofprijs blijft voor 38 % van de respondenten een beslissende factor en voor 55 % van de respondenten een beïnvloedende factor. Echter, voor het eerst sinds 2009 is het aandeel van respondenten die de koolstofprijs niet in rekening brengen bijna verdubbeld tot 7 %.

schaarste slechts tijdelijk is en ze hun emissierechten kunnen verkopen in de wetenschap dat in 2019-2020 emissierechten terug kunnen worden aangekocht tegen dezelfde prijs. Dit zou volgens de Europese Commissie (2012b) echter weinig waarschijnlijk zijn in een markt gekenmerkt door een beperkte tijdshorizon. Zo verwachtte de Europese Commissie dat op korte termijn (2013-2015) de CO₂-prijs zou stijgen, gevolgd door een daling over de periode 2019-2020 wanneer deze emissierechten terug geveild zouden worden. Uit Figuur 26 blijkt de CO₂-prijs over de periode 2013-2015 wel degelijk gestegen is.



Figuur 27: Het aantal emissierechten in omloop (schattingen vanaf 2013) (Europees Parlement, 2014)

De Perthuis en Trotignon (2012) bepaalden d.m.v. een simulatie dat de CO₂-prijs zou stijgen tot €16/tCO₂ in 2015 en dalen tot €3/tCO₂ in 2019. Voorspellingen van Thomas Reuters (2012) in Tabel 19 tonen ook een stijging tussen 2013 en 2015 aan, gevolgd door een daling. Beide prognoses tonen duidelijk aan dat backloading slechts een tijdelijke maatregel is die de verwachtingen van de marktparticipanten zou kunnen beïnvloeden. Uiteindelijk bedroeg de gemiddelde CO₂-prijs in 2015 €7,5/tCO₂. O.b.v. deze predicties kan algemeen gesteld worden dat t.e.m. 2020 de CO₂-prijs aan de lage kant zal blijven.

Table 14: Carbon price forecasts by Thomson Reuters Point Carbon (prices in €, nominal)

Change	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
0 Mt	4	4	5	6	8	9	10	12
400 Mt	6	8	7	5	6	7	9	11
900 Mt	10	12	11	5	5	6	6	8
1200 Mt	13	14	13	7	5	5	6	8

Source: Thomson Reuters Point Carbon, Cancellation is the magic word, 27 August 2012.

Tabel 19: Koolstofprijvoorspelling van 2013 tot 2020, prijzen in €, nominaal (Thomas Reuters, 2012)

7.3.2. Market Stability Reserve

Er moet weliswaar worden opgemerkt dat d.m.v. backloading het structurele surplus van 2 miljoen emissierechten over de periode 2013-2020 niet wordt aangepakt. Daarom werd door de Europese Commissie (2012a) geopperd om een structurele maatregel(s) te nemen om dit overaanbod en de hierbij horende lange termijn effecten te reduceren. In 2015 werd goedkeuring gekregen om een “Market Stability Reserve” in 2018 op te richten. Dit zou, aangezien backloading slechts een kortetermijnoplossing is, een langetermijnoplossing kunnen bieden voor het overaanbod van emissierechten op de markt.

D.m.v. het “Market Stability Reserve” zal het aantal emissierechten die na 2020 in omloop zijn dalen, maar het totaal aantal emissierechten dat op lange termijn zal worden uitgegeven zal niet afnemen. In een briefing van het Europees Parlement (2014) wordt toegegeven dat het onmogelijk is om het effect van het “Market Stability Reserve” op de CO₂-prijs te modelleren. De commissie stelt wel dat d.m.v. het plaatsen van emissierechten in het reservoir de CO₂-prijs op middellange termijn zal stijgen terwijl de prijzen op lange termijn bepaald zullen worden door het emissieplafond (Erbach, 2014). Het CDC Climat Research (2014) stelt dat het “Market Stability Reserve” enkel een tijdelijk effect heeft. Daarnaast stellen ze dat het moeilijk is om de impact op de CO₂-prijs te bepalen vanwege de interactie met het Europees klimaatbeleid. Het CDC Climat Research (2014) veronderstelt dat de ambitieuze lange termijn reductiedoelstelling voor broeikasgassen meer impact zal hebben op de CO₂-prijs. Daarnaast waarschuwen ook verschillende industrieanalisten²⁰ dat staatsteun voor hernieuwbare voor hernieuwbare energiebronnen de werking van het EU ETS en bijgevolg de CO₂-prijs zou kunnen afzwakken. Er kan m.a.w. gesteld worden dat het EU ETS en de CO₂-prijs met veel onzekerheid geconfronteerd wordt.

²⁰ David Hone, Climate Change Advisor for Shell

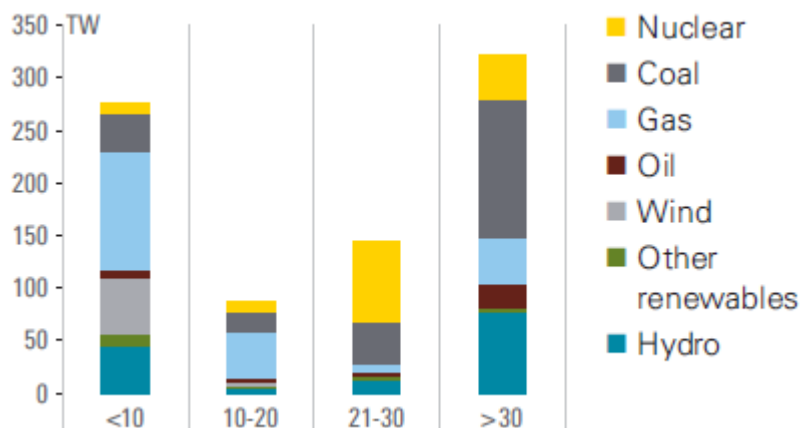
8. De elektriciteitsmarkt

8.1. De liberalisering van de elektriciteitsmarkt in de EU

Tot en met het begin van de jaren '90 werd de elektriciteitssector in de EU gekenmerkt door een monopolistische situatie waarbij in elk land één of enkele verticaal geïntegreerde, gereguleerde bedrijven verantwoordelijk waren voor de generatie, transmissie en distributie van elektriciteit (IAEA, 2008). Deze nutsbedrijven beheerden de volledige bevoorradingsketen en (investerings)beslissingen werden genomen zodat de totale bevoorradingsketen werd geoptimaliseerd (Albrecht, 2015).

In deze gereguleerde markt werd door de nutsbedrijven of nationale planningsinstanties gekeken of investeringen in energiecentrales of het elektriciteitsnetwerk nodig waren o.b.v. projecties van de vraag naar elektriciteit op korte en lange termijn (Albrecht, 2015). De nationale overheden konden deze investeringsvoorstellen afwijzen of goedkeuren en zorgden d.m.v. gereguleerde elektriciteitsprijzen, die d.m.v. cost-plus prijszetting bepaald werden, voor een eliminatie van het marktrisico (Albrecht, 2015). De combinatie van gereguleerde elektriciteitsprijzen en het doorvoeren van investeringen, wanneer uit voorspellingen bleek dat er extra capaciteit nodig zou zijn, zouden een voldoende hoog rendement moeten opleveren om investeringen aantrekkelijk te maken (IAEA, 2008). Indien bleek dat het project af te rekenen kreeg met vertraging of een stijging van de verwachte kosten, dan konden deze kosten worden gecompenseerd door hogere elektriciteitsprijzen door te rekenen aan de consument (IAEA, 2008). Hierdoor nam ook het technologisch risico af. In het verleden werden dan ook veelvuldig investeringscycli waargenomen. Een investeringscyclus wordt gekenmerkt door periodes waarin veel investeringen, om de verwachte toename van de elektriciteitsvraag op te vangen, plaatsvonden gevolgd door periodes met minder investeringen (IEA, 2003). Dit wordt ook geïllustreerd in Figuur 28²¹. In deze figuur is te zien dat er veel energiecentrales ouder zijn dan 30 jaar en energiecentrales die jonger dan 10 jaar zijn. Het aantal energiecentrales dat tussen de 10 en 30 jaar oud zijn is veel kleiner.

²¹ Landen die in de analyse opgenomen werden: EU-28, Albanië, Bosnië en Herzegovina, Macedonië, Kosovo, Montenegro en Servië



Figuur 28: Energiecentrales per leeftijdscategorie (KPMG, 2011)

Vanaf midden jaren '90 begon officieel de liberalisering van de elektriciteitsmarkt. Ten gevolge van deze liberalisering van de markt ontstond er een EOM zonder prijs- en winstregulering (EWEA, 2012). In een EOM worden opbrengsten enkel bepaald door de elektriciteit die verkocht wordt. Er worden geen aparte opbrengsten verkregen voor de geïnstalleerde capaciteit. Hierdoor wordt elektriciteit beschouwd als een commodity waarbij de prijs voor elektriciteit louter wordt bepaald o.b.v. vraag en aanbod (EWEA, 2012). Door het EWEA (2012) wordt gesteld dat d.m.v. het prijssignaal het optimale niveau van de generatiecapaciteit tot stand zal worden gebracht. Dit prijssignaal kan leiden tot prikkels voor de marktparticipanten waardoor deze enerzijds kunnen inspelen op het aanbod d.m.v. investeringen in nieuwe centrales, anderzijds d.m.v. het vrijwillig beperken van hun vraag in tijden van schaarste (i.e. vraagrespons). In een EOM wordt de verantwoordelijkheid voor de financiering van investeringen in energieopwekking verschoven van staatsmonopolies naar private investeerders (IEA, 2003; Ellenbeck, Beneking, Ceglaz, Schmidt, & Battaglini, 2015). Investeerders kunnen niet langer de kosten automatisch doorrekenen aan de consument en worden geconfronteerd met onzekere elektriciteitsprijzen en bijgevolg een risicovollere, onzekere omgeving voor investeringen in energieopwekking (IEA, 2003).

8.2. Prijsvorming op de elektriciteitsmarkt

8.2.1. Algemeen principe

In een gereguleerde markt is er een relatie tussen de gemiddelde kost en de prijs voor elektriciteit (IEA, 2010). De elektriciteitsprijs werd bepaald d.m.v. cost-plus prijszetting (IAEA, 2012). In een geliberaliseerde, competitieve elektriciteitsmarkt wordt de elektriciteitsprijs echter bepaald door de marginale kost van de laatste ingeschakelde eenheid op de markt zodat aan de elektriciteitsvraag is voldaan (i.e. de eenheid met de hoogste marginale kost) (IEA, 2010). Concreet betekent dit dat bijvoorbeeld de day ahead-markten in de CWE-markt gekoppeld zijn. De implicatie is dat productie-

eenheden in bijvoorbeeld België, voor zover er interconnectiecapaciteit beschikbaar is, concurreren met andere energiecentrales in de CWE-markt (Febeg, s.d.).

De vraag naar elektriciteit wordt verondersteld onelastisch te zijn (Sensfuß, Ragwitz, & Genoese, 2008). Dit zou in de toekomst weliswaar kunnen veranderen d.m.v. veranderingen in de vraagrespons, waardoor de elektriciteitsconsument zijn of haar verbruik aanpast bij schaarste of een overvloed aan elektriciteit op de markt (Europese Commissie, 2015). Bij een onelastische vraag kunnen kleine verschillen in het aanbod reeds een groot prijsverschil teweeg brengen (De Clercq, 2011).

De totale energiemix is opgebouwd uit verschillende technologieën. Elke technologie wordt gekenmerkt door een bepaald vermogen en marginale kost. De voornaamste componenten in de marginale kost zijn brandstof-, koolstof- en exploitatiekosten (EWEA, 2012). In theorie worden volgens het merit order principe de centrales die gekenmerkt worden door de laagste marginale kost eerst aangeschakeld terwijl duurdere energiecentrales later worden ingeschakeld tot aan de vraag voldaan is. In de praktijk wordt op de day-ahead markt²² echter biedingen door de verschillende producenten uitgebracht. Over het algemeen wordt gesteld dat de biedingen van producenten ten minste de variabele kosten van productie wensen te dekken aangezien hogere biedingen de kans verhogen dat de centrale door lagere biedingen uit de markt wordt geprijsd. Op deze manier zullen biedingen o.b.v. de minimale kosten van productie in ieder geval de variabele kosten van productie dekken en wordt de kans op eventuele meeropbrengsten gemaximaliseerd (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). Alle ingeschakelde units krijgen de prijs die bepaald wordt door het snijpunt van de vraag-en aanbodcurve. Het verschil tussen de variabele kosten van de ingezette productie-eenheid en de marktprijs vormt de inkomsten van deze productie-eenheid waarmee ook de investeringskosten moeten gedekt worden (Febeg, s.d.). Dit systeem zou een prikkel moeten leveren voor meer efficiëntie aangezien de efficiëntere, generatoren die tegen lagere kost kunnen produceren een hogere winst zullen krijgen (IEA, 2010).

Over het algemeen worden baseload centrales gekenmerkt door lage marginale kosten. Een return op de investering wordt slechts verdiend tijdens de periodes wanneer de prijs bepaald wordt door mid-merit en peak-load centrales, die gekenmerkt worden door hogere marginale kosten. Mid-merit centrales zullen slechts een return ontvangen wanneer de prijs op de markt bepaald wordt door een peak-load centrale. Peak-load centrales zullen slechts een return verkrijgen tijdens piekuren (IEA, 2010).

²² De bepaling van de elektriciteitsprijs o.b.v. de marginale eenheid gebeurt meestal op day-ahead markten aangezien andere markten, zoals de intraday markt, momenteel nog onvoldoende ontwikkeld zijn (Europese Commissie, 2015a)

8.2.2. De elektriciteitsprijs als prikkel voor investeringen

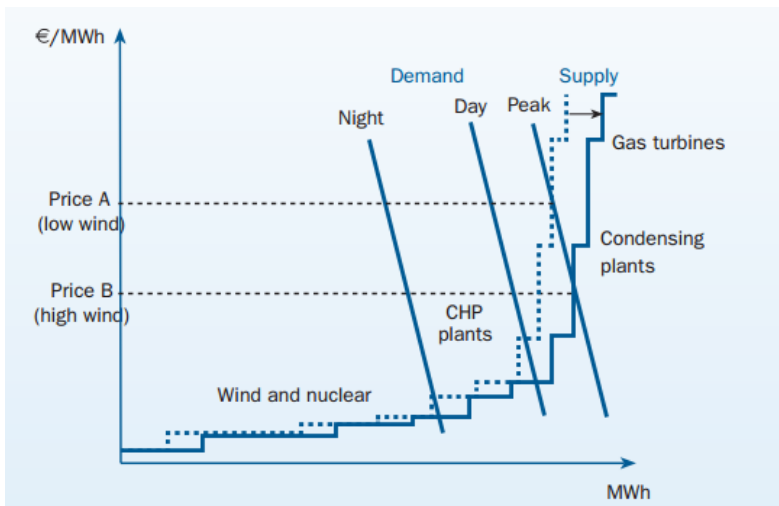
Rooijers, Hers, Afman en Kampman (2014) stellen dat op langere termijn in kapitaalintensieve industrieën, zoals elektriciteitsproductie, een investeringsprikkel een varkenscyclus genereert. Deze varkenscyclus wordt zowel in geliberaliseerde als gereguleerde markten waargenomen (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). Wanneer er een afname van de productiecapaciteit is, zal in een goed functionerende markt schaarste optreden wat normaliter zou leiden tot hogere prijzen. Deze hoge prijzen kunnen eventueel ook aanleiding geven tot hogere brutowinstmarges voor de op de elektriciteitsmarkt operationele energiecentrales. De elektriciteitsprijs wordt door de Europese Commissie (2015a) gezien als een van de belangrijkste drijfveren die de investeringsbeslissing van investeerders beïnvloedt. Voor investeerders is het belangrijk dat de elektriciteitsprijs hoger is dan de lange termijn marginale kosten waardoor de mogelijkheid ontstaat om de vaste kosten te dekken en op zijn minst break-even te zijn (Europese Commissie, 2015a). Deze hoge prijzen en brutowinstmarges zorgen ervoor dat verschillende elektriciteitsproducenten starten met nieuwe investeringsprojecten. Over het algemeen wordt er een overschot aan investeringsprojecten opgestart, mede omdat op voorhand de prijseffecten niet goed in te schatten zijn (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). Na enkele jaren komen deze energiecentrales op de markt en dalen de prijzen op de day-ahead markt terug (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). Ten gevolge van de lange lead time van investeringsprojecten in de elektriciteitssector komt capaciteit lange tijd nadat het prijssignaal zich heeft voorgedaan pas op de markt. Dit fenomeen versterkt de varkenscyclus en het cyclische karakter van investeringen in elektriciteitsproductie.

8.3. De impact van het toenemend aandeel hernieuwbare, intermitterende technologieën op de elektriciteitsmarkt

8.3.1. Het korte termijn effect van hernieuwbare energie op de elektriciteitsprijs

De toename van elektriciteit gegenereerd door technologieën met een lage marginale kost, zoals hernieuwbare energie, zorgt ervoor dat de aanbodcurve naar rechts verschuift (Nicolosi&Fürsch, 2009). Zoals in 'Deel 2. Het energiebeleid binnen de EU' op gewezen wordt is het aandeel van hernieuwbare energie reeds noemenswaardig en dit aandeel zal in de toekomst nog stijgen (Europese Commissie, 2016a). In theorie zou dit fenomeen ervoor zorgen dat de elektriciteitsprijs op de markt zal dalen aangezien de vraagcurve naar rechts verschuift bij een overvloed aan elektriciteit afkomstig van hernieuwbare, intermitterende technologieën met lage marginale kost (EWEA, 2012; Nicolosi&Fürsch, 2009; Europese Commissie, 2015a). Dit wordt in Figuur 29 getoond waarbij een evenwicht gevormd

wordt bij een lagere elektriciteitsprijs wanneer het aanbod aan windenergie stijgt.

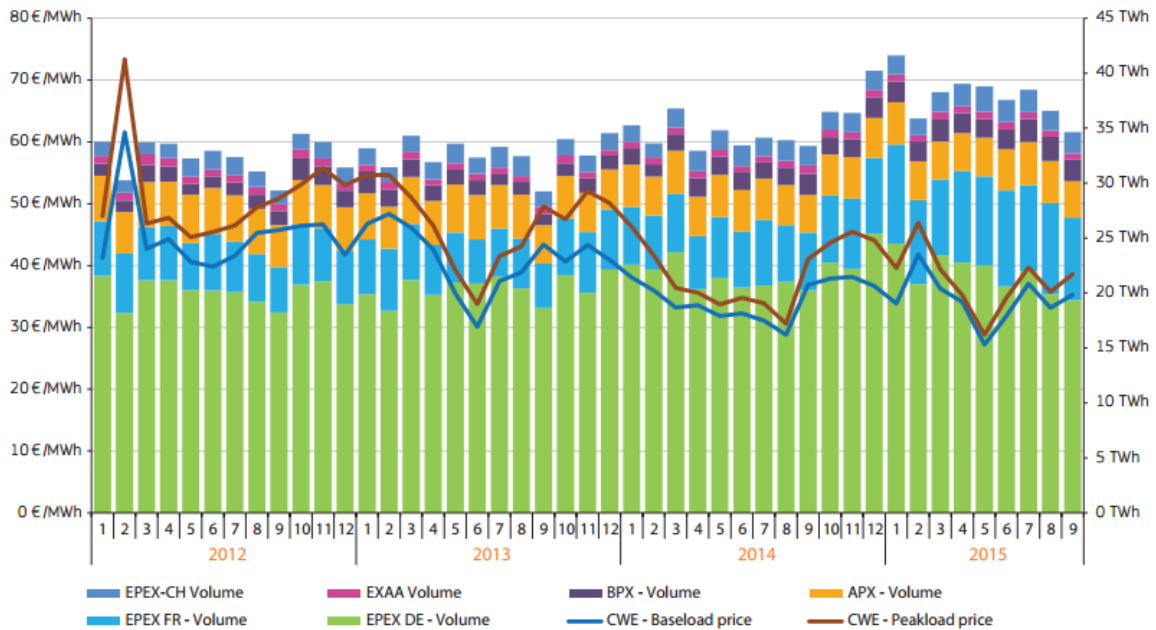


Figuur 29: Het merit order effect in de elektriciteitsmarkt (EWEA, 2012)

Nieuwenhout en Brand (2011) vonden in hun studie dat windenergie wel een significante invloed op de day-ahead prijs had tijdens de periode 2006-2009 in Nederland. Er werd waargenomen dat de gemiddelde day-ahead prijs ongeveer 5% hoger lag tijdens periodes zonder wind t.o.v. de gemiddelde, geobserveerde prijs tijdens de geanalyseerde periode (Nieuwenhout&Brand, 2011). Sensfuß, Ragwitz en Genoese (2008) nemen een reductie van €7/MWh van de gemiddelde elektriciteitsprijs in 2006 waar in Duitsland. Würzberg, Labandeira, Linares (2013) vinden dat de elektriciteitsprijs op de day-ahead markt in Duitsland en Oostenrijk daalde met €1/MWh tussen 2010 en 2012. Fürsch, Malischek en Lindenberger (2012) maakten een predictie van het merit order effect voor 2015, 2020, 2015 en 2030 op de Duitse energiemarkt in vergelijking met een scenario waarbij de capaciteit aan hernieuwbare energie beperkt blijft tot op het niveau van 2010. Deze voorspelling wordt in Tabel 20 weergegeven en toont een duidelijke daling van de elektriciteitsprijs aan. De gemiddelde, maandelijkse elektriciteitsprijs voor baseload en peak load in CWE wordt weergegeven in Figuur 30. In deze figuur is ook duidelijk dat de elektriciteitsprijs afnam over de periode 2012-2015 .

	2015	2020	2025	2030
Prijswijziging (€/MWh)	-2	-4	-5	-10

Tabel 20: Wijziging van de elektriciteitsprijs t.o.v. een scenario met ongewijzigde capaciteit aan hernieuwbare energie (Würzberg, Labandeira, &Linares, 2013)

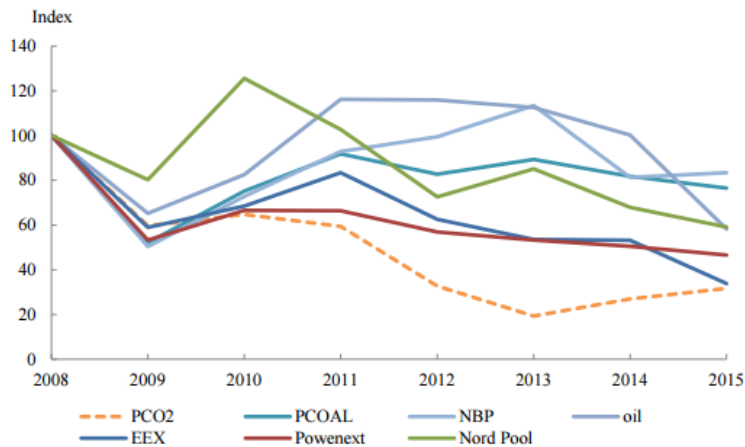


Figuur 30: Maandelijks verhandeld volume op de day-ahead markt en elektriciteitsprijzen in CWE (Europese Commissie, 2015b)

Er moet evenwel worden opgemerkt dat intermitterende, hernieuwbare technologieën niet de enige factor zijn die momenteel de lage prijs bepalen. Overige factoren die ook invloed hebben op de lage elektriciteitsprijzen zijn de dalende prijzen voor kool, gas en olie, de lage CO₂-prijs en de lage elektriciteitsvraag in de nasleep van de economische crisis (Europese Commissie, 2015a). Hierbij moet er evenwel op gewezen worden dat de prijs voor gas momenteel allesbehalve laag is in vergelijking met de prijs voor kool (Figuur 31 en Figuur 34). In Figuur 31 wordt de evolutie van de CO₂-prijs, kool-, gas- en olieprijs en elektriciteitsprijzen weergegeven²³. De dalende trend is hier duidelijk zichtbaar.

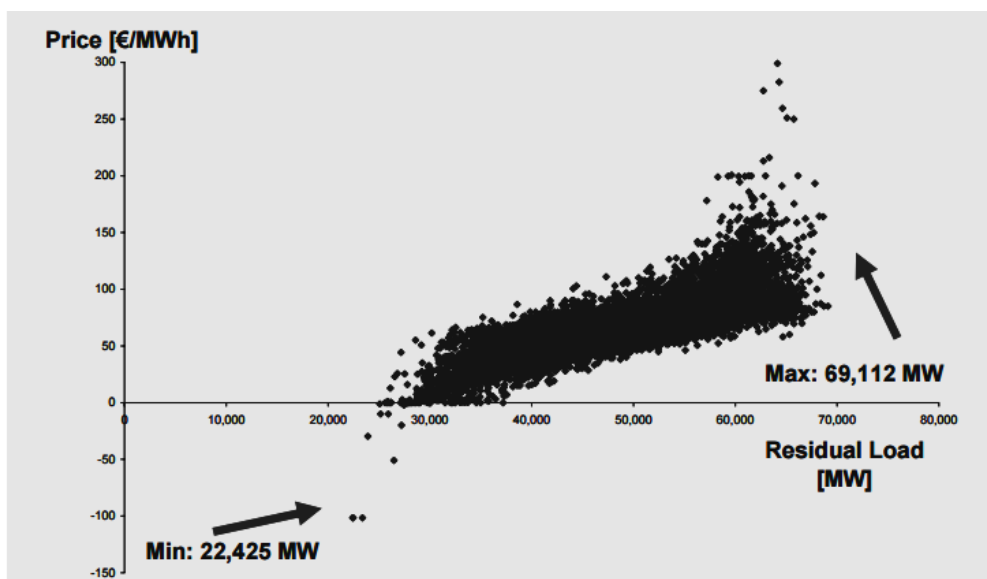
²³ NBP staat voor national balancing point. Hier wordt Brits aardgas gekocht en verkocht.

EEX is Duitse beurs waar energie wordt verhandeld. De Franse beurs waar energie wordt verhandeld is Powernext en Nord Pool stelt de Scandinavisch beurs voor. EEX, Powernext en Nord Pool stellen in deze grafiek de evolutie van de gasprijs voor.



Figuur 31: de evolutie van de CO₂-prijs, kool-, gas, olie- en elektriciteitsprijzen (Europese Commissie, 2015a)

De impact van intermitterende, hernieuwbare energie op de conventionele elektriciteitsmarkt wordt geïllustreerd in Figuur 32 waar de elektriciteitsprijs wordt uitgezet in functie van de residuele belasting (Nicolosi&Fürsch, 2009). Nicolosi en Fürsch (2009) stellen dat de residuele belasting het verschil is tussen de totale belasting en de geproduceerde elektriciteit afkomstig van hernieuwbare, intermitterende technologieën. In deze figuur worden zowel extreem hoge als lage prijzen geconstateerd. Uit deze figuur kan worden afgeleid dat de elektriciteitsprijzen in grote mate, naast o.a. de CO₂-prijs en brandstofkosten, verklaard kunnen worden door de residuele load. Tussen beide variabelen werd een correlatiecoëfficiënt van 0.79 waargenomen (Nicolosi&Fürsch, 2009). Wanneer de residuele load hoog is, m.a.w. er wordt nauwelijks elektriciteit geproduceerd door intermitterende, hernieuwbare technologieën, weerspiegelt de prijs de schaarste op de markt. In het geval de residuele load laag is worden lage elektriciteitsprijzen geobserveerd.



Figuur 32: Residual load en elektriciteitsprijzen (€/MWh) in Duitsland (Nicolosi&Fürsch, 2009)

Investeringsstandpunt

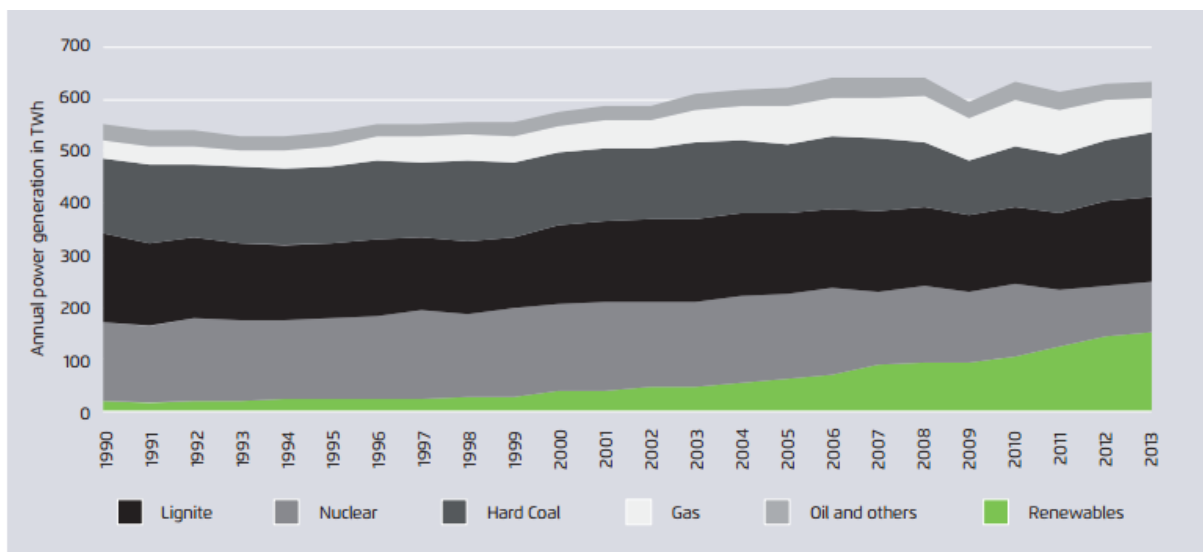
Zoals hierboven reeds gesteld was, is de elektriciteitsprijs een belangrijke prikkel voor investeerders. De huidige, lage elektriciteitsprijzen zenden niet het gewenste investeringssignaal uit en maken het ook moeilijker om investeringskosten te recupereren (Pérez-Arriaga, & Meseguer, 1997). De verkregen elektriciteitsprijs in de CWE-landen fluctueerde over de periode 2012-2015 tussen €30 en €55 per MWh. Een vergelijking met Bijlage 2b en 2c toont aan dat zelfs bij een hoge load factor voor kerncentrales die prijs te laag is om een duidelijk prijssignaal te geven. Ook voor de overige conventionele technologieën blijkt uit Bijlage 2b en 2c dat deze prijs aan de lage kant is. Uit bijlage 5b en 5c blijkt dat zelfs indien lagere brandstofprijzen van kracht zijn er geen duidelijk prijssignaal uitgestuurd zal worden.

M.a.w. intermitterende, hernieuwbare technologieën brengen het risico met zich mee dat de prijs zo laag is waardoor nieuwe investeringen in conventionele energiecentrales niet meer economisch gerechtvaardigd zijn (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). Dit fenomeen wordt ook wel aangeduid als het *missing money* probleem (Newbery, 2015; Baritaud, 2012; Joskow, 2013). Newbery (2010) wijst erop dat intermitterende, hernieuwbare elektriciteitsgeneratie aanleiding geeft tot een grote prijsvolatiliteit met verschillende periodes die gekenmerkt worden door een zeer lage of zelfs negatieve elektriciteitsprijs. Om de vaste kosten van nieuwe investeringen te dekken zou deze lage prijs gecompenseerd moeten worden met periodes die gekenmerkt worden door een zeer hoge elektriciteitsprijs (Newbery, 2010).

8.3.2. Korte termijn effect hernieuwbare energie op conventionele energiecentrales

Zoals uit Figuur 29 kan worden afgeleid worden de conventionele elektriciteitscentrales met de hoogste marginale kosten ten gevolge van de aanstroom van elektriciteit gegenereerd door intermitterende, hernieuwbare technologieën uit de markt geduwd. Dit fenomeen werd over de periode 2010-2015 reeds duidelijk waargenomen in de EU waar gascentrales, die gekenmerkt worden door de hoogste marginale kosten van alle conventionele energiecentrales die in beschouwing worden genomen, uit de markt werden geprijsd (Figuur 24 en Figuur 25). Dit effect is eveneens waar te nemen in Duitsland en de buurlanden waar gascentrales uit de markt worden geduwd en kolencentrales ingeschakeld worden (Agora Energiewende, 2014). In Figuur 33 wordt de jaarlijkse elektriciteitsproductie van de verschillende technologieën in Duitsland getoond. Deze figuur toont de recente stijging in elektriciteitsproductie

afkomstig van kolencentrales²⁴.

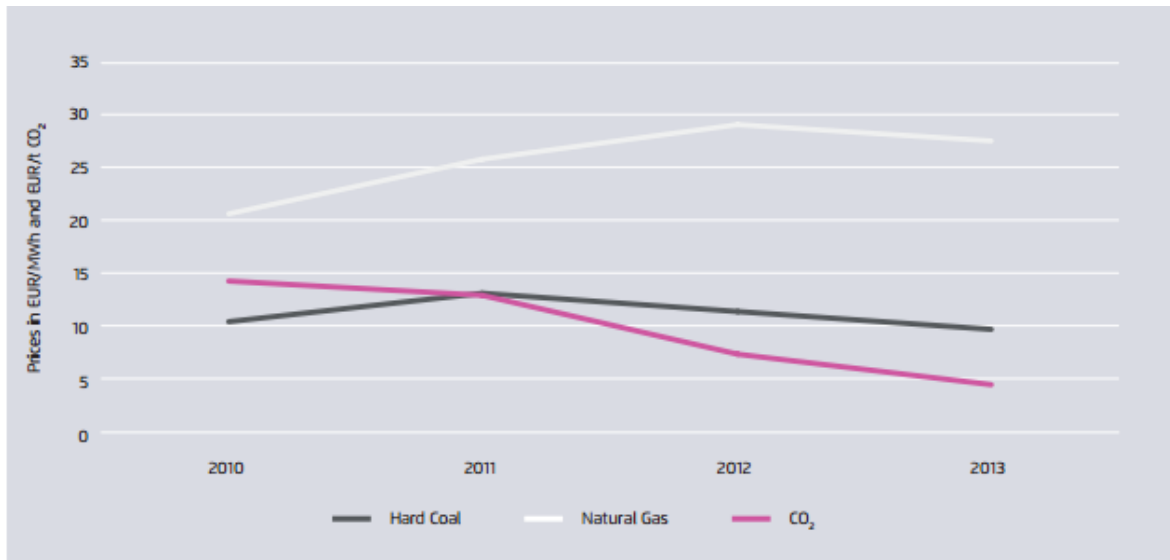


Figuur 33: Jaarlijkse elektriciteitsproductie van 1990 tot 2013 door de verschillende technologieën (Agora Energiewende, 2014)

Investeringsstandpunt

De tabellen in Bijlage 8 tonen eveneens dat gascentrales momenteel gekenmerkt worden door een uiterst lage load factor m.a.w. ze zijn slechts geringe tijd operationeel. De verklaring hiervoor is dat sinds 2010 de prijs voor kolen gedaald, de CO₂-prijs aan de lage kant is en de gasprijs hoog is waardoor de marginale kosten voor kolencentrales momenteel lager zijn dan voor gascentrales (Figuur 34). M.a.w. op korte termijn vervangen de intermitterende, hernieuwbare technologieën de energiecentrales met grootste marginale kosten. Zoals uit de uitgevoerde sensitiviteitsanalyse uit het 'Deel 6. Investerings' blijkt, zal voor kerncentrales die gekenmerkt worden door veel hogere vaste kosten dan gascentrales, de verwachte daling van de load factor de grootste impact hebben op de LCOE. Wanneer de intermitterende, hernieuwbare technologieën toenemen, zal ceteris paribus de residuele vraag afnemen en volatieler worden. De load factor van baseload capaciteit zal afnemen. Een afname van de load factor heeft een negatieve impact op de LCOE van technologieën met hoge vaste kosten. Bovendien wordt ten gevolge van de volatiliteit van de residuele vraag veel meer flexibiliteit gevraagd. M.a.w. op lange termijn worden inflexibele technologieën met hoge vaste kosten vervangen door de intermitterende, hernieuwbare technologieën.

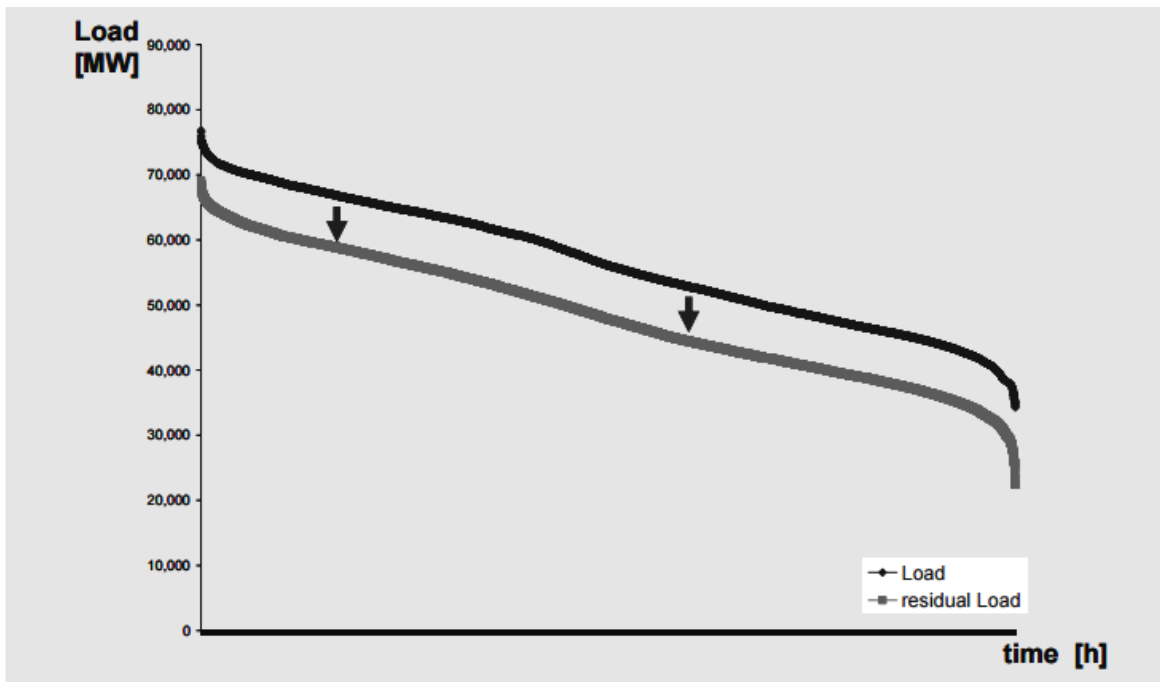
²⁴ Lignite (i.e. bruinkool) en hard coal (i.e. steenkool) in Figuur 33



Figuur 34: Gemiddelde, jaarlijkse prijs voor steenkool, gas bij verhandeling op de Duitse markt en CO₂-prijs (Agora Energiewende, 2014)

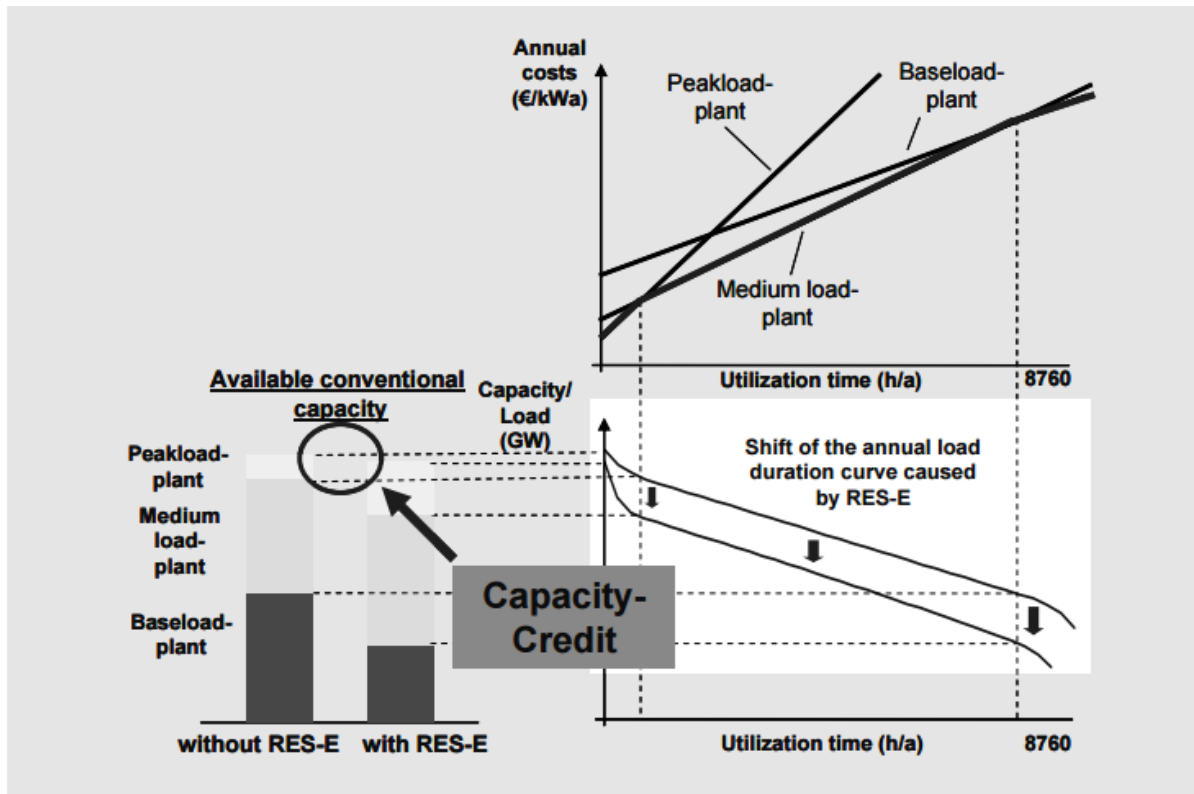
8.3.3. Langetermijn effect op conventionele energiecentrales en de elektriciteitsmarkt

Figuur 35 toont aan dat de toevloed van intermitterende, hernieuwbare elektriciteit de jaarlijkse residual load duration curve naar onder duwt. Er kan dan worden gesteld dat een toename van het aandeel intermitterende, hernieuwbare technologieën deze curve verder naar beneden zal duwen (Nicolosi&Fürsch, 2009).



Figuur 35: Jaarlijkse load duration en residual load duration curve in Duitsland voor 2008 (Nicolosi&Fürsch, 2009)

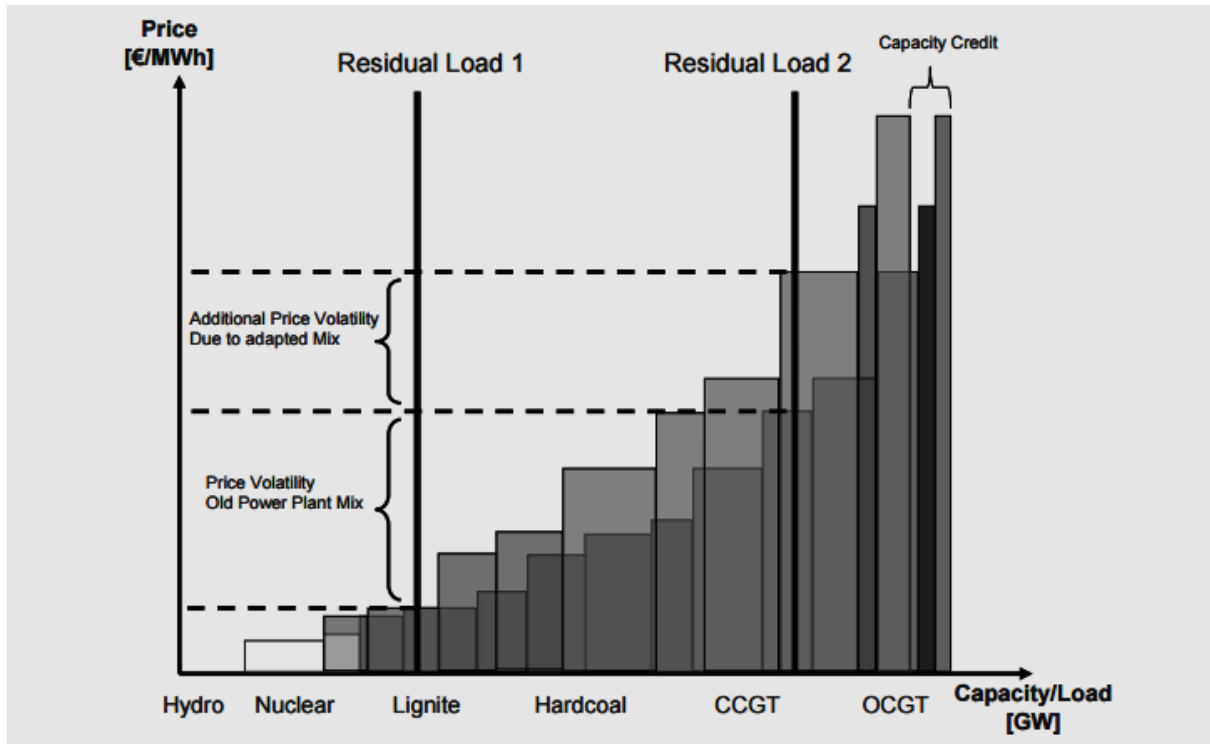
De gevolgen voor conventionele energiecentrales wordt in Figuur 36 getoond. De figuur in de rechterbovenhoek toont de jaarlijkse kosten in functie van het aantal uren per jaar de energiecentrale opereert. In deze figuur wordt nogmaals getoond dat baseload centrales gekenmerkt worden door een hoge investeringskost en lage variabele kosten. Peakload centrales hebben daarentegen lage investeringskosten en hogere variabele kosten. Baseload centrales zijn economisch slechts interessant wanneer ze een groot aantal uren per jaar kunnen opereren. Peakload centrales vormen dan weer de interessantste keuze wanneer deze slechts voor een beperkt aantal uren per jaar gebruikt worden (Nicolosi&Fürsch, 2009). In de rechterbenedenhoek van Figuur 36 wordt de hierboven reeds besproken (residuele) load duration curve getoond. In de linkerbenedenhoek van Figuur 36 wordt de verschuiving in het aandeel van de verschillende soorten energiecentrales aangetoond. In deze figuur is duidelijk te zien de wijziging in de energiemix op lange termijn te zien: ten gevolge van intermitterende, hernieuwbare energie neemt de vraag voor baseload capaciteit af, terwijl de vraag voor peakload capaciteit toeneemt. Nicolosi en Füsich (2009) merken op dat de vraag voor baseload capaciteit niet herleid wordt tot nul. Dit is te wijten aan het relatief lage betrouwbaarheid van intermitterende energievormen. Zo zal ten gevolge van de weersafhankelijkheid het allesbehalve zeker zijn of deze intermitterende technologieën elektriciteit produceren tijdens de piekuren wanneer deze nodig is (Nicolosi&Fürsch, 2009). Dit wordt eveneens geïllustreerd in Bijlage 11. Er is duidelijk te zien dat de productie afkomstig van intermitterende, hernieuwbare technologieën zoals zonnepanelen soms een groot deel van de totale vraag naar elektriciteit kan dekken. Zo bedroeg dit aandeel maar liefst 56% op 21 juli 2013 voor Duitsland en 29% op 20 april 2013 voor België. De gemiddelde load factor voor zonnepanelen in deze regio bedraagt slechts 10%. Dit toont aan dat er ook andere vormen van elektriciteitsopwekking beschikbaar moeten zijn. Ten gevolge van geografisch distributie van elektriciteit en de niet perfecte correlatie van de weersomstandigheden tussen verschillende regio's waar intermitterende, hernieuwbare technologieën elektriciteit produceren kan er weliswaar een kleine hoeveelheid van de intermitterende, hernieuwbare capaciteit gegarandeerd kan worden. Dit wordt het capaciteitskrediet genoemd en wordt eveneens in Figuur 36 weergegeven.



Figuur 36: Reactie van de energiemix op de toename van hernieuwbare, intermitterende technologieën (Nicolosi&Füsch, 2009)

Deze afname van de baseloadcapaciteit en toename van de peakloadcapaciteit wordt in het merit order weerspiegeld door een steilere helling. Figuur 37 toont het oude merit order in het donkergrijs op de achtergrond en het steilere, nieuwe merit order op de voorgrond. De twee residuele belastingscurves stellen beiden dezelfde elektriciteitsvraag voor maar de eerste residuele belastingscurve wordt gekenmerkt door een veel grotere aanvoer van elektriciteit afkomstig van intermitterende, hernieuwbare energiecentrales dan voor de tweede curve het geval is. Om de omschakeling van het oude naar het nieuwe merit order te bewerkstelligen zal op korte termijn het aantal uren dat baseload centrales opereren afnemen (Nicolosi&Füsch, 2009). M.a.w. de load factor en bijgevolg de winstgevendheid van baseload centrales nemen af. Op lange termijn zullen de minst efficiënte basislast en middenlast energiecentrales buiten gebruik worden gesteld en er zal extra peakload toegevoegd worden. Dit zou voor kerncentrales betekenen dat er geen investeringen meer plaats vinden aangezien deze niet meer competitief zouden zijn ten gevolge van de lage load factor. Uit Figuur 37 kan worden afgeleid dat de prijsvolatiliteit zal stijgen indien de baseloadcapaciteit afneemt en de peakloadcapaciteit toeneemt. Zo snijdt de residuele load curve de vraagcurve bij een hogere prijs dan in het oorspronkelijke merit order. Daarenboven kan uit Figuur 37 worden waargenomen dat de residuele vraag meer fluctueert wat bijgevolg invloed heeft op de prijsvolatiliteit. Indien de geïnstalleerde capaciteit van

intermitterende, hernieuwbare energie toeneemt, zal de afstand tussen de twee residuele belastingscurves in Figuur 37 toenemen (Nicolosi&Fürsch, 2009).



Figuur 37: De impact van een gewijzigde energiemix op het merit order (Nicolosi&Fürsch, 2009)

Investeringsstandpunt

Daarnaast wordt vastgesteld dat momenteel reeds de eerste signalen voor aanpassing van de energiemix op lange termijn worden waargenomen. De waarneming van zeer lage en zelfs negatieve elektriciteitsprijzen op de markt kan geïnterpreteerd worden als de roep naar meer flexibiliteit van conventionele energiecentrales aangezien baseloadcentrales elektriciteit aanbieden tegen prijzen die lager zijn dan hun variabele kosten om toch maar niet hun elektriciteitsproductie te moeten laten afnemen (Nicolosi&Fürsch, 2009). De nood aan flexibiliteit wordt veroorzaakt door de hernieuwbare technologieën die fluctuaties in de residuele vraag introduceren die door conventionele energiecentrales moet worden opgevangen (EDF, 2015; Nicolosi &Fürsch, 2009). Snelle wijzigingen in de elektriciteitsproductie bij baseloadcentrales zijn moeilijk wegens de inflexibiliteit van deze centrales. Het indienen van biedingen die onder de marginale kosten liggen is aannemelijk indien deze energiecentrales toch operationeel moeten zijn tijdens de uren nadat de lage vraag plaats vond (NEA, 2012). Aangezien deze baseloadcentrales elektriciteit aanbieden onder hun variabele kosten worden deze centrales als het ware gestraft voor deze inflexibiliteit. Op lange termijn zal dit effect hebben op investeerder die meer geneigd zullen zijn om te investeren in peakload centrales terwijl basis en

intermediate load eenheden uit de markt worden genomen (Nicolosi&Fürsch, 2009). Greenblatt, Succar, Denkenberger, Williams en Socolow (2007) stellen dat de technologie met de laagste vaste kosten en die het gemakkelijkst, goedkoopst en snel aan en uit geschakeld kan worden gascentrales zijn. Kolen- en kerncentrales zijn veel minder flexibel en hiervoor minder aangewezen. Daarenboven heeft deze technologie de laagste broeikasgasuitstoot van alle technologieën die fossiele brandstoffen gebruiken om elektriciteit te produceren. Overige mogelijkheden om meer flexibiliteit aan te bieden zijn vraagrespons, opslag van elektriciteit en gebruik van interconnectiviteit tussen de verschillende lidstaten waardoor bijvoorbeeld het overaanbod van hernieuwbare, intermitterende elektriciteit naar een van de buurlanden kan stromen en bij een eventueel tekort elektriciteit vanuit één van de buurlanden kan worden geïmporteerd (Europese Commissie, 2015a).

Samenvattend kan gesteld worden dat de toename van intermitterende, hernieuwbare energie en interconnectiviteit zal leiden tot een kleinere, beschikbare markt voor conventionele energiecentrales. Dit zal grote gevolgen hebben voor de huidige conventionele energiecentrales. Voor intermediate load centrales zal de brutowinstmarge sterk afnemen (Rooijers, Hers, Afman, &Kampman, 2014). Voor baseloadcentrales wordt meer en meer flexibiliteit verwacht ten gevolge van de fluctuerende, niet altijd makkelijk de voorspellen residuele vraag. M.a.w. er is meer en meer vraag voor flexibiliteit die door gascentrales geleverd kan worden, maar ten gevolge van intermitterende, hernieuwbare technologieën nemen de brutowinstmarges voor gascentrales af waardoor investeringen in gascentrales niet langer winstgevend zijn (Hach&Spinler, 2014). Van Renssen en Belin (2015) zijn van mening dat tegen 2030 geen baseload in Duitsland meer zal zijn. Een studie van EDF (2015) stelt eveneens dat er in 2030 geen baseload meer is in Europa. In deze studies aangehaalde elementen is de toename van het aandeel hernieuwbare technologieën in de energiemix in combinatie met constante of afnemende vraag waardoor er verondersteld wordt dat er geen markt meer is voor een baseloadtechnologie dat een groot vermogen levert zoals kernenergie.

8.3. De transformatie van de Europese elektriciteitsmarkt

Zoals in het bovenstaande deel werd gedemonstreerd ondergaat de elektriciteitsmarkt enkele wijzigingen ten gevolge van het stijgend aandeel aan intermitterende, hernieuwbare technologieën op de markt. In onderstaand deel worden de voornaamste wijzigingen kort samengevat.

8.3.1. De wijzigende koststructuur

De penetratie van koolstofarme, intermitterende technologieën een uitdaging voor de elektriciteitssector onder de huidige marktregeling (Europese Commissie, 2015a). Als het aandeel van deze technologieën in de energiemix toeneemt zal de elektriciteitsmarkt in toenemende mate worden gedomineerd door units met lage variabele, operationele kosten én hoge, vaste investeringskosten

(Europese Commissie, 2015a). Het risico is dat onder de huidige marktregeling en zonder verdere integratie van bestaande markten de prijs van de verhandelde elektriciteit op de markt te laag blijkt te zijn om de noodzakelijke investeringen in generatiecapaciteit te prikkelen. De Castro, Brandão, Marcu en de A. Dantes (2010) bevestigen eveneens dat een elektriciteitsmarkt die gekenmerkt wordt door een generatiemix met hoge vaste kosten en lage variabele kosten aanleiding zal geven tot zeer lage elektriciteitsprijzen, de onmogelijkheid om te garanderen dat bestaande energiecentrales break-even zullen zijn en een gebrek aan investeringsignalen.

8.3.2. Gewijzigde markt voor investeerders

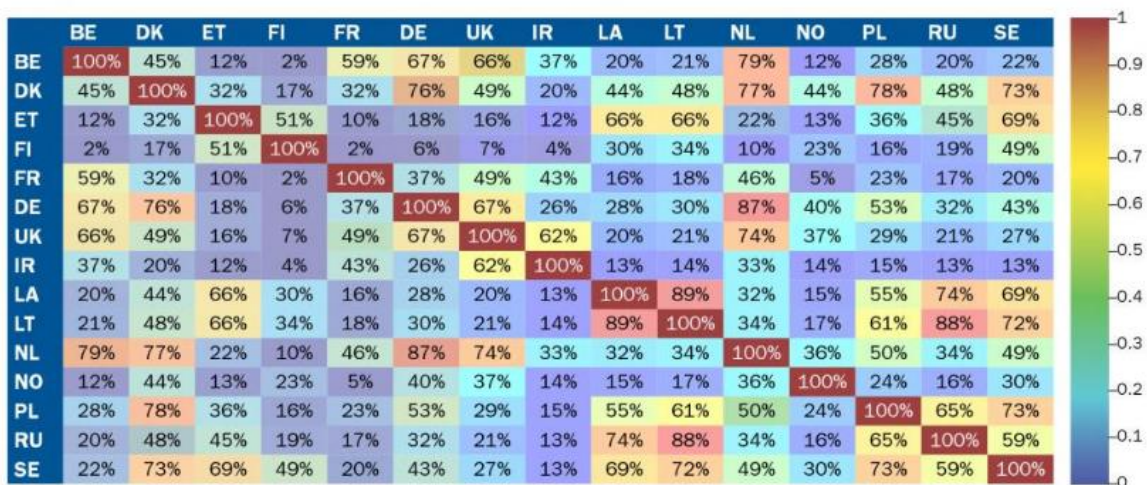
Als gevolg van de gewijzigde kostenstructuur op de markt en prijsvolatiliteit die teweeg wordt gebracht door de intermitterende technologieën worden belangrijke parameters die investeerders in rekening brengen beïnvloedt. Indien de elektriciteitsprijs te laag is om de variabele en vaste kosten te dekken waardoor de elektriciteitsproducent niet break-even is, zullen rationele investeerders niet investeren (Europese Commissie, 2015a). Daarenboven wordt er ook een toegenomen prijsvolatiliteit op de markt waargenomen (Europese Commissie, 2015a). Deze volatiliteit verhoogt het investeringsrisico en heeft wederom een negatieve impact op de investeringsbeslissing (Europese Commissie, 2015a; IEA, 2010).

8.3.3. De beperkte bijdrage van intermitterende, hernieuwbare technologieën aan de betrouwbaarheid van het systeem

Ondanks het feit dat er extra capaciteit in de vorm van intermitterende, hernieuwbare technologieën wordt toegevoegd, is de bijdrage aan de betrouwbaarheid van het systeem zeer beperkt. Dit komt omdat deze technologieën afhankelijk zijn van de weerscondities. Om voldoende betrouwbaarheid te voorzien moet men zijn toevlucht zoeken tot niet-weersafhankelijke elektriciteitscentrales, vraagrespons, opslag van elektriciteit en het gebruik van interconnectiecapaciteit (Europese Commissie, 2015a). Deze elektriciteitscentrales moeten voldoende flexibel zijn m.a.w. ze moeten snel aan en uit worden geschakeld en voldoende snel het gewenste vermogen kunnen leveren. Bovendien zullen deze energiecentrales slechts beperkte tijd per jaar werken ten gevolge van de lagere residuele vraag, waardoor er weinig inkomsten verkregen worden en de winstgevendheid zwaar aangetast kan worden. Dit kan de totale adequaatheid van het elektriciteitssysteem in het gedrang brengen indien investeringen ten gevolge van de lage elektriciteitsprijs en investeringsrisico uit blijven. Dit wordt ook bevestigd door Cramton, Ockenfels en Stoff (2013) die zeggen dat ten gevolge van de volledige prijsinelastische elektriciteitsproductie van intermitterende, hernieuwbare technologieën enorme prijsfluctuaties veroorzaakt en de adequaatheid van het elektriciteitssysteem negatief beïnvloedt.

8.3.4. De Europese marktintegratie

De voornaamste impact van een toename van de interconnectiviteit tussen de verschillende lidstaten in de Europese Unie en CWE op deze onderzoeksvraag is dat er een kleinere, beschikbare markt voor conventionele energiecentrales zal zijn. Meer interconnectiviteit zorgt ervoor dat de bevoorradingszekerheid, ten gevolge van de niet perfecte correlatie tussen weersomstandigheden in twee landen, zal stijgen en de nood aan investeringen in back-up capaciteit neemt af. Enige voorzichtigheid lijkt evenwel geboden aangezien er bijvoorbeeld wel een redelijk grote correlatie voor wind is tussen de verschillende landen die deel uitmaken van de CWE-markt (Tabel 21). Uit deze Tabel 21 is af te leiden dat interconnectiviteit wel degelijk interessant kan zijn tussen Noord en Zuid (bijvoorbeeld tussen België en Noorwegen), waartussen we lage correlatiecoëfficiënten waarnemen. De hoge correlatie tussen landen in CWE betekent dat er wanneer er onvoldoende wind of zon is, er voldoende capaciteit is moet zijn om dit op te vangen. Anderzijds, gunstige weersomstandigheden zullen voor een enorme aanstroom van elektriciteit zorgen waardoor vele conventionele energiecentrales niet operationeel zijn. Dit zou grotere fluctuaties in de vraag kunnen veroorzaken en bijgevolg ook de vraag naar meer flexibiliteit verhogen.

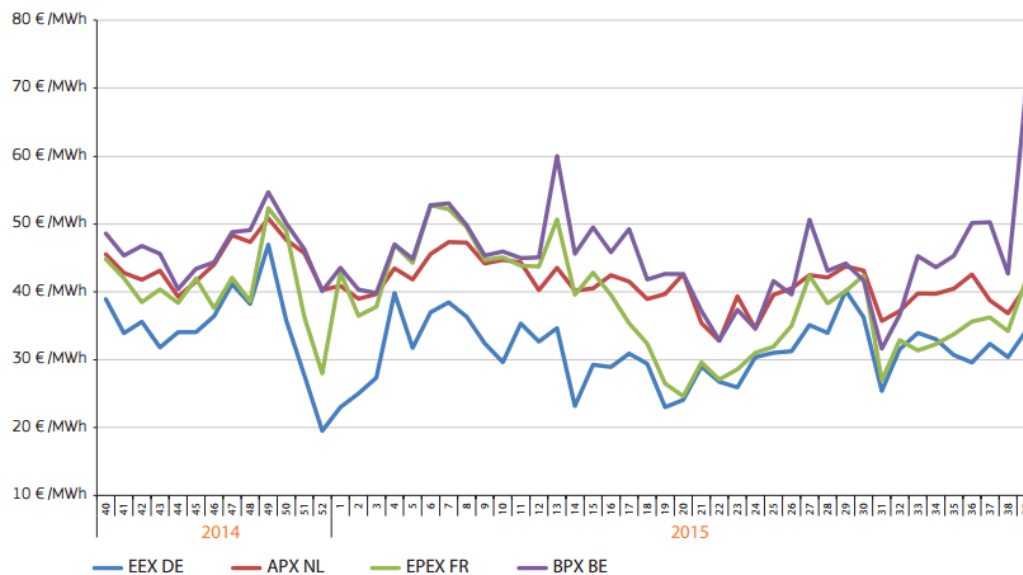


Tabel 21: Correlatiecoëfficiënt tussen verschillende landen betreffende windenergie (3E, 2011)

Bovendien zorgt marktintegratie voor meer competitiviteit tussen de verschillende elektriciteitsproducenten (ECF, 2012). Zo krijgen bijvoorbeeld Belgische elektriciteitsproducenten concurrentie van Franse en Duitse producenten die hun elektriciteit op de CWE-markt willen aanbieden. Deze toenemende interconnectiviteit tussen de CWE-landen heeft dan ook een belangrijke impact op de elektriciteitsprijs en zal bovendien tot meer prijsconvergentie leiden (Europese Commissie, 2015a). Een illustratie hiervan is bijvoorbeeld Duitsland. Indien er gunstige weeromstandigheden zijn, zal er een overschot aan elektriciteit geproduceerd worden door de intermitterende, hernieuwbare

technologieën, waardoor de elektriciteitsprijs op de markt laag zal zijn. Deze stroom zal door de interconnectiviteit bijvoorbeeld naar Nederland vloeien totdat de prijs gelijk is of totdat de maximale grenscapaciteit wordt benut (VEMW, s.d.). M.a.w. de prijs zal de overcapaciteit ten gevolge van de door de intermitterende, hernieuwbare technologieën geproduceerde stroom weerspiegelen. Wederom is dit niet zo gunstig om een prijssignaal naar investeerders te creëren.

Deze toegenomen prijsconvergentie wordt ook duidelijk weergegeven in Figuur 38. Zo is te zien dat na de hittegolf in juli 2015 de elektriciteitsprijzen dicht bij elkaar lagen. Plots is er een grote stijging van de elektriciteitsprijs in België waar te nemen ten gevolge van een daling van het beschikbare nucleaire vermogen, waardoor veel elektriciteit geïmporteerd moest worden. Hierbij dient opgemerkt te worden dat het plotse verschil in prijs tussen België, waar schaarste wordt gesignaleerd, en de overige landen te wijten is aan de momenteel nog beperkte interconnectiviteit.



Figuur 38: Gemiddelde, wekelijkse elektriciteitsprijs in de CWE (Europese Commissie, 2015b)

8.3.5. De nood aan capaciteitsmechanismen?

De Europese Commissie (2015a) vindt dat in dergelijke situatie, wanneer de benodigde investeringsprikkel uitblijft, moet worden geëvalueerd of generatoren een extra vergoeding zouden krijgen, die uiteindelijk zouden moeten worden gedragen door de consument of de belastingbetaler. Hierbij wordt capaciteit gewaardeerd en worden prijssignalen uitgezonden die ervoor zorgen dat er voldoende capaciteit aanwezig blijft in het systeem of investeringen aangetrokken worden indien nieuwe capaciteit nodig blijkt te zijn. Op deze manier wordt er gezorgd dat enkel de capaciteit die strikt noodzakelijk is om de nodige adequaatheid en betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem aan te

bieden wordt vergoed (Europese Commissie, 2015a). M.a.w. het doel van een capaciteitsmarkt is er voor te zorgen dat het elektriciteitssysteem te allen tijde aan de vraag kan voldoen (Albrecht, 2015).

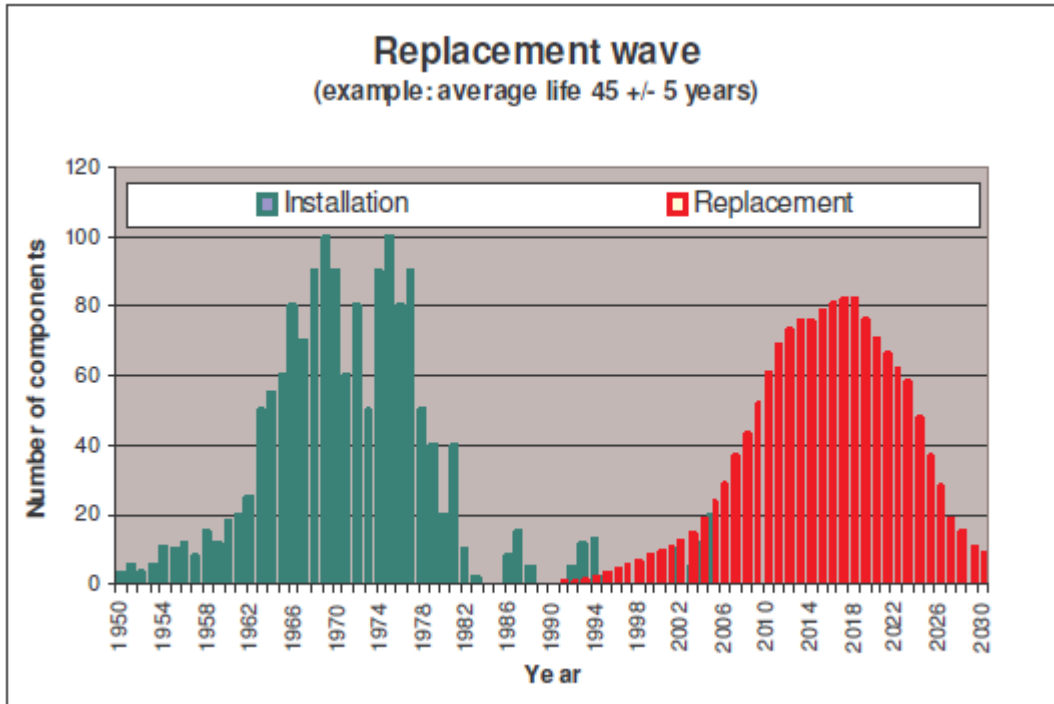
9. Capaciteit

9.1. Conventionele elektriciteitscentrales en hun impact op capaciteit

Investeren in een elektriciteitscentrale betekent investeren in nieuwe capaciteit die op de markt komt. Uit 'Deel 8. De Elektriciteitsmarkt' blijkt dat deze capaciteit voornamelijk voor flexibiliteit zal moeten zorgen. Deze investeringen kunnen niet alleen gebeuren in het eigen land, maar ook in de buurlanden om zo via interconnectiviteit de elektriciteit te importeren (Fichtner, 2012). Kennedy (2007) argumenteert dat investeringen slechts moeten plaatsvinden wanneer er nood is aan capaciteit. Dit betekent dat het slechts economisch interessant is om te investeren in nieuwe capaciteit wanneer één of beide van deze mogelijkheden zich voor doen:

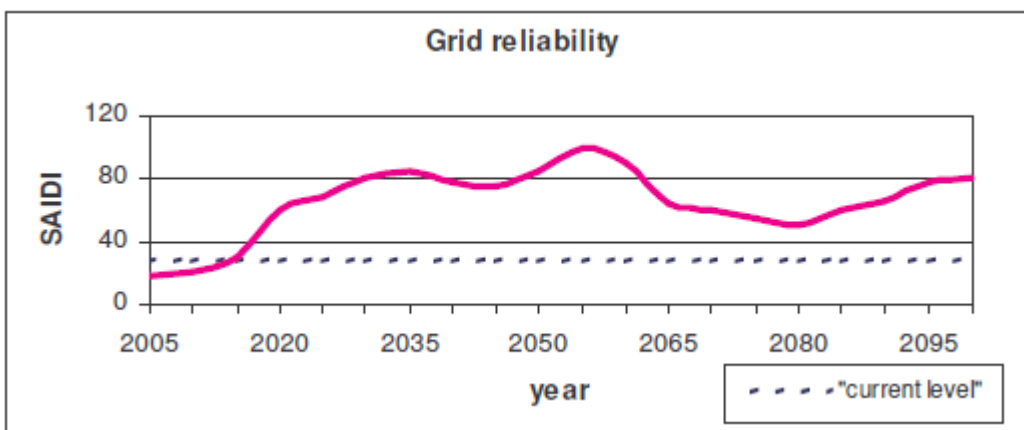
- wanneer het aanbod aan energietechnologieën daalt, als bestaande capaciteit verouderd is
- wanneer de vraag stijgt, zodat nog steeds aan deze vraag voldaan kan blijven

In welke technologieën geïnvesteerd zal worden, wordt gedreven door de decarbonisatie van de energiesector en de opgelegde maatregelen van de EU (KPMG, 2011). Zoals reeds vermeld in 'Deel 5. De vraag naar elektriciteit' zal de evolutie van de vraag voor de CWE-landen eerder een stagnerend of licht dalend verloop hebben in de in deze verhandeling opgenomen landen. Dit betekent dat de tweede optie uitgesloten is en niet zal zorgen voor investeringen in nieuwe capaciteit. De eerste mogelijkheid daarentegen zou wel van toepassing kunnen zijn. Wanneer een centrale verouderd is zal deze inboeten aan prestatie, stijgt het percentage aan problemen en nemen de operationele kosten toe (Jongepier, 2007). Doordat de voorbije decennia slechts onderhoud werd uitgevoerd wanneer iets stuk ging of pas vervangen werd wanneer het echt nodig was (i.e. corrective maintenance strategy) zal er een periode aankomen dat vele installaties zullen falen en vervangen moeten worden. Door de stijgende elektrificatie in Europa gedurende de jaren '60 was er nood aan extra capaciteit. Aangezien de gemiddelde leeftijd dat een centrale operationeel is 40-50 jaar bedraagt, bereiken deze centrales nu het einde van hun levensduur. In Figuur 39 kan deze trend waargenomen worden.



Figuur 39: Evolutie van de installatie en vervanging van energietechnologieën (Jongepier, 2007)

Doordat energiecentrales pas vervangen worden wanneer ze stuk zijn, zal er een significante daling plaatsvinden van de prestatie van het systeem. Dit kan ook geconcludeerd worden uit Figuur 40, waarbij SAIDI (i.e. System Average Interruption Duration Index) staat voor de gemiddelde uitvalduur in een distributienetwerk (CEER, 2015). Uit de figuur kan geconcludeerd worden dat de betrouwbaarheid van het net het laagst zal zijn rond 2050. De uitdaging zal dus zijn om te beslissen wat en wanneer iets vervangen zal worden, zonder dat de betrouwbaarheid in gedrang komt (Jongepier, 2007).



Figuur 40: Evolutie van de betrouwbaarheid van het net (Jongepier, 2007)

In een studie van KPMG (2011) wordt geschat dat ongeveer 267 GW aan capaciteit tegen 2025 zal moeten vervangen worden in Europa. Deze schatting is gebaseerd o.b.v. veronderstellingen van de

levensduur van verschillende technologieën ter opwekking van elektriciteit en wordt weergegeven in Tabel 22 .

Technologie	Levensduur (in jaar)
Kool	40
Gas	30
Nucleaire fusie	60
Hydro	80
Hernieuwbaar	25

Tabel 22: Levensduur van energietechnologieën (KPMG, 2011)

In Figuur 28 wordt weergegeven wat de ouderdom is van bestaande energietechnologieën in Europa. Vele kerncentrales worden momenteel gesloten omdat ze hun maximale levensduur hebben bereikt en/of door de politieke beslissing om over te gaan tot de uitfasering van een bepaalde technologie (zie 'Deel 2.2. Kernenergiebeleid van de lidstaten in de CWE-markt'). Data van Eurelectric voorspelt dat de capaciteit van nucleair zal dalen van 123.068 MW in 2014 tot 35.587 MW in 2030 voor de EU. In Tabel 23 wordt een overzicht gegeven van de capaciteit aan kernenergie die momenteel beschikbaar is in CWE en de projectie door Eurelectric van beschikbare nucleair capaciteit in 2030.

Land	Capaciteit in 2014 (in MW)	Capaciteit in 2030 (in MW)
België	5926	0
Duitsland	12.068	0
Frankrijk	63.130	Geen projecties beschikbaar
Nederland	484	0

Tabel 23: Capaciteit in de landen van CWE in 2014 en 2030 (Eurelectric Database)

Ook kolencentrales kennen een dalend verloop aan capaciteit. Voor de EU zal de capaciteit van steenkool dalen van 101.163 MW in 2014 tot 28.279 MW in 2030, voor bruinkool is dit respectievelijk 59.469 MW en 30.078 MW. Specifiek voor de landen van CWE is de data in Tabel 24 beschikbaar.

Land	Capaciteit steenkool in 2014 (in MW)	Capaciteit steenkool in 2030 (in MW)	Capaciteit bruinkool in 2014 (in MW)	Capaciteit bruinkool in 2030 (in MW)
België	470	246	0	0
Duitsland	26.569	18.500	21.312,00	17.500,00
Frankrijk	4.507	Geen projectie beschikbaar	0	-
Nederland	6553	4640	0	0

Tabel 24: Evolutie van de beschikbare capaciteit steenkool en bruinkool in 2014 en 2030 in landen van CWE (Eurelectric Database)

Een berekening leert ons dat door de veroudering van kolen- en kerncentrales ongeveer 190 GW capaciteit zal moeten vervangen worden in de EU tegen 2030.

Om tegemoet te komen aan de veroudering van centrales zijn drie strategieën mogelijk (Jongepier, 2007):

- Consumptie: de centrale slechts vervangen wanneer deze stuk is
- Verlenging: de levensduur van de centrale verlengen wanneer dit mogelijk wordt geacht, via opwaardering of renovatie
- Vervanging: vervanging van oude centrales door nieuwe

De beslissing zal afhangen van volgende drie factoren:

- Betrouwbaarheid/prestatie van het systeem
- Risico: onzekerheid over de staat van de centrales in het systeem
- Kosten

De beslissing tot het langer openhouden van kerncentrales werd dus genomen met deze drie factoren in het achterhoofd. Wanneer een kerncentrale reeds afgeschreven is, zal het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de marginale kost, winst zijn (Albrecht, 2015). De keuze om een kerncentrale te verlengen is dus een goedkope optie, mits de betrouwbaarheid van het systeem behouden blijft en het risico niet toeneemt. Deze verlenging van de kerncentrales brengt echter nog meer toe tot de reeds bestaande overcapaciteit op de markt, zoals beschreven wordt in het Deel 9.2. Impact van hernieuwbare technologieën op (over)capaciteit.

Wanneer investeerders overwegen om te investeren in nieuwe capaciteit, zullen ze ook met deze drie factoren rekening houden. Een investeerder in een nieuwe centrale zal een afweging maken tussen het feit of de centrale betrouwbaarheid toebrengt aan het net (waarbij hernieuwbare, intermitterende

technologieën dit minder zullen doen dan conventionele bronnen), een minimum aan risico's beogen en de kost zo laag mogelijk zal proberen houden (zie Deel 6. Investerings voor een bespreking).

Hierbij moet echter opgemerkt worden dat door de energietransitie er nood zal zijn om overcapaciteit te beheren. Door de genomen maatregelen die een CO₂-reductie beogen, zal de overcapaciteit in fossiele brandstoffen, met een hoge CO₂-uitstoot moeten beheerd worden, maar tegelijk zal de bevoorradingszekerheid gegarandeerd moeten blijven via investeringen in flexibele oplossingen. Deze flexibele oplossingen kunnen onder meer flexibele elektriciteitscentrales, vraagrespons, opslag via batterijen en interconnectiviteit zijn. Momenteel hebben er al enkele desinvesteringen in gas plaatsgevonden door hoge gasprijzen en lage elektriciteitsprijzen, waardoor hun competitiviteit daalt. Dit kan echter de bevoorradingszekerheid in gedrag brengen aangezien deze gascentrales tot de meest flexibele methoden behoren. Bij de uitfasering van bestaande kerncentrales zal deze afgenomen capaciteit echter terug vervangen moeten worden.

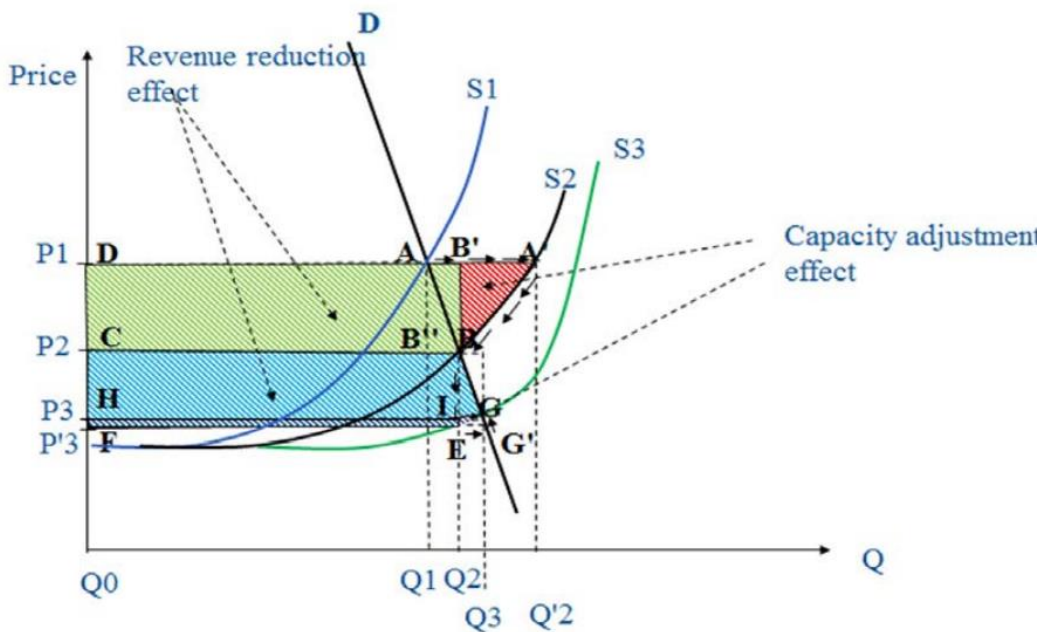
9.2. Impact van hernieuwbare technologieën op (over)capaciteit

De Europese Commissie (2015a) stelt dat wegens de toename van hernieuwbare, intermitterende technologieën twee effecten ontstaan die impact hebben op de geïnstalleerde capaciteit en de inkomsten die verkregen worden door de elektriciteitsproducenten. Het eerste effect is de aanpassing van de beschikbare capaciteit. Momenteel neemt het aandeel aan hernieuwbare, intermitterende technologieën in de energiemix toe terwijl de overige capaciteit behouden blijft. Dit kan tijdelijke overcapaciteit op de elektriciteitsmarkt creëren (Europese Commissie, 2015a). Het tweede effect is een impact op de gegeneerde inkomsten vanwege de toename van intermitterende, hernieuwbare technologieën met lage variabele kosten. Beide effecten worden in Figuur 41 getoond in de veronderstelling dat alle overige factoren zoals de vraag naar elektriciteit en de CO₂-prijs constant blijven. Voor een verdere bespreking van de figuur wordt verwezen naar Bijlage 12.

Voor conventionele energiecentrales hangt de economische leefbaarheid af van de mogelijkheid en frequentie om hoge prijzen te verkrijgen op de elektriciteitsmarkt. Dit hangt weliswaar af van de variabele, intermitterende technologieën. Indien deze niet of in slechts beperkte mate operationeel zijn en er veel vraag is naar elektriciteit dan kan de op de elektriciteitsmarkt verkregen prijs hoog oplopen. Doordat het beleid rond hernieuwbare technologieën echter gebaseerd is op verschillende steunmechanismen, zoals bijvoorbeeld een vergoeding voor teruglevering van elektriciteit aan het net, die hoger zijn dan de elektriciteitsprijs, zal er geen coördinatie zijn tussen vraag en investeringen (IEA, 2012). Regeringen hebben daarentegen sinds 2008 de investeringen in hernieuwbare technologieën opgetrokken, ook al was dit in een markt waar de elektriciteitsconsumptie aan het dalen was. Het gevolg voor Europa is dat hierdoor de vraag naar elektriciteit van conventionele technologieën in 2011 gelijk

was aan dat het niveau in 2002 (Baritaud, 2012). Door deze hernieuwbare technologieën zal de residuele vraag dus dalen en bijgevolg ook de load factor van conventionele technologieën. Deze dalende loadfactor heeft prijsdalingen tot gevolg, waarbij negatieve prijzen mogelijk zijn (Baritaud, 2012). Investeerders zullen met dit fenomeen dus rekening houden wanneer ze beslissen in welke technologie te investeren.

De Europese Commissie (2015a) concludeert bovendien dat het beheer van de overcapaciteit (i.e. Q'2Q2) een investeringsdilemma is. Ten eerste hangt het af van de evolutie van de elektriciteitsvraag. In dit model wordt verondersteld dat de vraag constant is. Dit is in overeenstemming met wat werd aangetoond in 'Deel 5. De vraag naar elektriciteit'. Ten tweede kan overcapaciteit beheerd worden d.m.v. ontmanteling of d.m.v. capaciteit niet te laten werken, zodat deze eventueel wel nog kan ingeschakeld worden wanneer blijkt dat er bevoorradingsproblemen zijn. Zo zou het een goed idee kunnen zijn om, naast de expansie van de capaciteit bij overgang van S2 naar S3, ook flexibele capaciteit dat bovendien gekenmerkt wordt door een lage CO₂- uitstoot nu niet te laten werken, maar bij overgang van S2 naar S3 deze terug in gebruik te nemen. M.a.w. gascentrales zouden nu niet aangeschakeld worden, maar bij een verdere toename van intermitterende, hernieuwbare technologieën waardoor een toename van capaciteit vereist is (Figuur 41) zouden deze terug in gebruik kunnen worden genomen.



Figuur 41: Impact van de energietransitie op de elektriciteitsprijs en de capaciteit op de markt (Europese Commissie, 2015a)

10. Financieringsproblemen

In dit hoofdstuk wordt dieper ingegaan op de financiering van energiecentrales. Zoals reeds kort in 'Deel 3. Het investeringsframework voor conventionele technologieën' werd besproken, speelt de interestvoet een belangrijke rol in de investeringsbeslissing. In 'Deel 6. Investerings' werd ook reeds een korte bespreking van de verdisconteringsvoet gehouden en werd de impact bij wijzingen van deze parameter op de LCOE weergegeven. In het bijzonder schenkt dit deel aandacht aan factoren die impact uitoefenen op de verdisconteringsvoet.

10.1. De grondbeginselen van financiering

Investerings kunnen op twee manieren gefinancierd worden nl. met eigen of vreemd vermogen (Manigart&Meuleman, 2004). Om deze vormen van financiering aan te trekken moeten de inkomsten die door het project gegenereerd worden de kosten kunnen dekken; er een aantrekkelijk rendement op de investering verkregen wordt; een terugbetaling van de aangegane schulden gegarandeerd worden; en risico's goed gespreid en beheerd worden (IAEA, 2008). M.a.w. Dit brengt met zich mee dat op de energiemarkt voldoende ruimte moet zijn voor nieuwe capaciteit en de gegenereerde elektriciteit aan een aantrekkelijke prijs verhandeld kan worden voordat investeerders geïnteresseerd zouden zijn. Twee elementen die blijken te ontbreken.

De WACC en bijgevolg de investeringskost hangt af van de interestvoet op de het vreemd vermogen, vereiste rendement op eigen vermogen en de eigen vermogen/vreemd vermogen (IAEA, 2008).

Wanneer een technologie risicovoller wordt geacht, zal het aandeel van financiering met eigen vermogen stijgen. Bovendien zullen de verstrekkers van eigen en vreemd vermogen een grotere return eisen, wegens het grotere risico verbonden met het project (Kessides, 2010). Hierdoor zullen de verschillende technologieën en projecten gekenmerkt worden door een verschillende WACC aangezien deze gekarakteriseerd worden door een verschillend risiconiveau (Kessides, 2010). Kessides (2010) stelt voor dat verschillende verdisconteringsfactoren moeten worden gebruikt voor kerncentrales en de overige besproken technologieën aangezien investeerders een hoger rendement voorop stellen indien het gepercipieerde risico hoger is.

10.2. Het investeursperspectief

De LCOE moet geïnterpreteerd worden als de kost voor de maatschappij om een energiecentrale te bouwen en te laten opereren (i.e. social resource cost). Het IEA (2010) definieert de social resource cost als de opportuniteitskost voor de maatschappij wanneer geïnvesteerd wordt in een welbepaalde technologie voor de generatie van elektriciteit. De impact van overheidsinterventie in de vorm van

taksen of subsidies wordt niet in de berekening opgenomen. Deze maatregelen zijn evenwel van belang voor de investeringsbeslissing van investeerders. Bovendien moet het onzekerheid en risico die aanwezig is in een competitieve elektriciteitsmarkt door de investeerder in beschouwing worden genomen bij eventuele investeringsbeslissingen (IEA, 2010).

Zo veronderstelt de social resource cost constante prijzen over de totale levensduur van het project. M.a.w. er wordt aangenomen dat er geen prijsrisico is. Dit is volledig in overeenstemming met de Formule 6.2. waarbij de LCOE de constante prijs per eenheid output (i.e. €/MWh) is zodat de som van de verdisconteerde cashflows over de levenstermijn van de investering gelijkgesteld is aan de som van de verdisconteerde inkomsten (IEA, 2010).

Een grote tekortkoming is het feit dat de LCOE een statische wereld veronderstelt waar geen onzekerheid is en er geen wijzigingen van de kostparameters kunnen plaatsvinden. Linares en Conchado (2013) stellen in hun studie dat de LCOE niet geschikt is voor gedereguleerde markten. In competitieve energiemarkten wordt men weliswaar geconfronteerd met onzekerheid en verschillende risicofactoren die initieel niet in de LCOE methodologie worden opgenomen. Deze risico's en onzekerheid zouden geïncorporeerd moeten worden door de investeerder d.m.v. het vooropstellen van een hoger vereist rendement op de investering (Kessides, 2010). Hierdoor zal ook de kost van het project stijgen, wat het in principe minder aantrekkelijk kan maken. Om het principe van risico en onzekerheid te demonstreren werd in 'Deel 6. Investerings' een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd. In het onderstaande overzicht worden verschillende factoren die het risicogehalte van de investering beïnvloeden opgenomen en reeds in de sensitiviteit werden aangetoond nu gekoppeld met de inzichten uit Deel 5, 8 en 9. Indien men het prijsrisico en onderstaande factoren incorporeert spreekt men over de private financiële kost. Private investeerders zullen o.b.v. de verschillende risicofactoren hun werkelijk vereist rendement bepalen die het door hen gepercipieerde risico incorporeert. De gebruikte verdisconteringsfactor heeft een grote invloed op de absolute en relatieve kosten van investeringen in elektriciteitsopwekking.

Risico's met betrekking tot het uitgevoerde beleid en regulering

- Politiek risico op nationaal en lokaal niveau met betrekking tot de aanvaardbaarheid van investeringen in bepaalde vormen van elektriciteitsopwekking (MIT, 2009). Hieraan gelinkt is de overheidssteun voor bepaalde technologieën in de vorm van o.a. subsidies.
- Risico betreffende veranderingen in de huidige regelgeving. Dit omvat zowel de regulering van de elektriciteitsmarkt en milieu-en emissiedoelstellingen, zoals de opgelegde doelstellingen aangaande de reductie van de CO₂- uitstoot en energie-efficiëntie.

Problemen omtrent de publieke acceptatie van kernenergie vormt een risicofactor voor investeerders in deze technologie. De publieke opinie, nucleaire incidenten en nucleaire proliferatie zou beleidsmakers onder druk kunnen zetten om over te gaan tot een uitfasering van kernenergie in de toekomst. Een afname van de levensduur van een kerncentrale zou natuurlijk de mogelijkheid om de initieel gemaakte investeringskosten terug te kunnen winnen beperken. Ten gevolge van dit risico zullen investeerders een hogere verdisconteringsvoet voorop kunnen stellen waardoor de kost van het project stijgt wat het in principe minder aantrekkelijk kan maken. Er kan gesteld worden o.b.v. inzichten uit 'Deel 6. Investerings' dat een vroegtijdige sluiting impact heeft op de relatieve aantrekkelijkheid, maar andere factoren weliswaar een grotere impact hierop hebben.

Potentiële investeerders in kolencentrales daarentegen worden dan weer in grotere mate geconfronteerd met het risico van een stringenter klimaatbeleid. Indien er een hogere CO₂-prijs zou gelden zou de aantrekkelijkheid van kolencentrales voor investeerders dalen. Dit wordt ook geïllustreerd in Figuur 22 en Bijlage 6,9 en 10. Ook in verschillende lidstaten die deel uitmaken van de CWE-markt²⁵ reeds een beslissing genomen of een debat aan de gang om kolencentrales volledig of gedeeltelijk uit te faseren teneinde de klimaatdoelstellingen tegen 2050, opgelegd door de EU, te bereiken.

Een andere en evenwel belangrijke factor is dat sommige lidstaten van de EU een prijsplafond opleggen. Dit prijsplafond zorgt er voor dat een investeringsprikkel achterwege blijft.

Baritaud (2012) suggereert dat het risico, dat gerelateerd is aan het huidige beleid en regelgeving, mogelijke investeerders afschrikt te investeren en de toekomstige leveringszekerheid te garanderen. Een eventueel opgelegd prijsplafond voor de elektriciteitsprijs, gebrek aan geloofwaardigheid van koolstofbeleid, het onzekere tempo van de ontwikkeling van het beleid betreffende hernieuwbare en nucleaire energie en de energie-efficiëntie doelstellingen brengen een zekere hoeveelheid risico voor de investeerders met zich mee.

Plant risk

- Hoge ratio van verzonken of vaste kosten op de totale kosten die de flexibiliteit beperken bij wijzigende marktomstandigheden.

Voor gascentrales, die gekenmerkt worden door een laag aandeel van de vaste kosten in verhouding tot de totale kosten, is het risico om niet volledig te kapitaalkost te recupereren en niet winstgevend te zijn

²⁵ In Nederland werd in 2013 beslist om vijf oude kolencentrales uit de jaren '80 te sluiten. Momenteel is er een debat aan de gang om eventueel ook twee centrales uit de jaren '90 te sluiten ("Regering overweegt sluiting kolencentrales, 2016)

In Duitsland werd door Agora, een Duitse denktank, een plan voorgesteld om tegen 2040 alle kolencentrales in Duitsland te sluiten (Agora Energiewende, 2016).

beperkt in vergelijking met o.a. kerncentrales die een veel hoger aandeel vaste kosten hebben. Voor technologieën met een hoger aandeel vaste kosten is het uitermate belangrijk dat deze voldoende lang operationeel blijven om voldoende inkomsten te genereren om de vaste kosten te kunnen dekken (zie Figuur 36). Dit wordt ook geïllustreerd in de bespreking van de load factor in 'Deel 6. Investeringen'. Bij wijzigende marktomstandigheden, zoals een afname van de vraag naar elektriciteit of een enorme toename van hernieuwbare energiebronnen, waardoor er een situatie van overcapaciteit ontstaat en bijgevolg de load factor van de conventionele technologieën zal afnemen (zie 'Deel 8. De elektriciteitsmarkt'), is de impact op de winstgevendheid van gascentrales veel beperkter dan voor de overige conventionele technologieën.

Marktrisico

- Fluctuaties van de brandstofprijzen die, in het bijzonder, invloed hebben op technologieën die gebruik maken van fossiele brandstoffen
- Onzekerheid met betrekking tot de vraag naar elektriciteit
- Fluctuaties in de elektriciteitsprijs

De fluctuaties van voornamelijk de gasprijs vormt een risicofactor voor investeerders. Schommelingen kunnen bijgevolg een grote invloed hebben op de relatieve aantrekkelijkheid van gascentrales. Het IEA (2010) stelt dat aangezien een gascentrale vaak de laatst ingeschakelde eenheid vormt volgens de prijsvorming op de markt, een stijging van de gasprijs vaak doorgerekend kan worden in de elektriciteitsprijs. Bovendien blijkt o.b.v. de bespreking in 'Deel 8. De elektriciteitsmarkt' dat gascentrales op korte termijn door de aanstroom van elektriciteit afkomstig van hernieuwbare technologieën uit de markt worden geprijsd, maar de nood om geruime tijd per jaar te opereren is voor gascentrales beperkter dan voor energiecentrales met hoge vaste kosten. Ondanks alles wijzen Hach en Spinler (2014) er weliswaar op dat ten gevolge van intermitterende, hernieuwbare technologieën de brutowinstmarges voor gascentrales af nemen waardoor investeringen in gascentrales niet langer winstgevend zijn.

Ook de onzekerheid betreffende de elektriciteitsvraag is een grote risicofactor voor investeerders. Bovendien zal het stijgend aandeel intermitterende, hernieuwbare technologieën de markt voor conventionele technologieën doen krimpen. Hierdoor zal de load factor voor conventionele technologieën, eerst deze met de hoogste marginale kosten en later ook de energiecentrales gekenmerkt door lagere marginale kosten, dalen. De impact van wijzigingen in de load factor wordt ook geïllustreerd in 'Deel 6. Investeringen' waaruit blijkt dat technologieën met een groot aandeel vaste kosten in de totale kosten het meest worden beïnvloed. M.a.w. dit speelt wederom in het nadeel van kerncentrales.

Een laatste belangrijke risicofactor is de elektriciteitsprijs. Zoals in detail in 'Deel 8. De elektriciteitsmarkt wordt besproken is de huidige elektriciteitsprijs onvoldoende hoog om het gewenste investerings signaal uit te zenden (Pérez-Arriaga, & Meseguer, 1997). M.a.w. investeerders zullen weinig geneigd zijn om in enige vorm van conventioneel vermogen te investeren.

10.3. Mogelijkheden om investeringscondities in de elektriciteitssector te verbeteren

Hach en Spinler (2014) concluderen uit interviews met verschillende Europese nutsbedrijven dat er geen investeringen in conventionele energiecentrales zullen plaats vinden in een EOM zonder capaciteitsmechanismen dat de producenten vergoedt voor de door hen aangeboden adequaatheid en betrouwbaarheid. Daarnaast kwam ook uit de interviews naar boven dat ten gevolge van onzekerheid betreffende de prijsfluctuaties, CO₂-prijs en brandstofkosten en de toekomstige regulering investeringsbeslissingen uitblijven. Ook het IEA (2010) haalt aan dat investeerders de investeringsbeslissing uitstellen aangezien ze geconfronteerd worden met onzekerheid. D.m.v. het uitstellen van de beslissing hopen investeerders dat er additionele informatie verkregen wordt waardoor de onzekerheid afneemt.

Uit de bespreking van de voorgaande hoofdstukken en de hierboven vermelde onzekerheid en risicofactoren die investeerders in beschouwing nemen blijkt dat investeringen in kern- en kolencentrales in CWE-landen vanuit economisch standpunt voor investeerders niet echt aantrekkelijk zijn. Ten eerste is er het aandeel van intermitterende, hernieuwbare technologieën in de energiemix. Dit geeft aanleiding tot lagere elektriciteitsprijzen (i.e. het prijsrisico) op de markt, waardoor de mogelijkheid om de alle kosten te dekken en zelfs winst te maken gering wordt. Dit effect is weliswaar van toepassing op alle conventionele technologieën. Daarenboven zal de markt voor conventionele technologieën krimpen ten gevolge van deze intermitterende, hernieuwbare technologieën, de toegenomen intermittentie en een stagnerende of eventueel licht stijgende vraag naar elektriciteit (i.e. onzekerheid met betrekking tot de vraag naar elektriciteit). M.a.w. de load factor van de conventionele technologieën wordt verwacht af te nemen, waardoor wederom de mogelijkheid om de kosten te dekken en winst te maken gelimiteerd wordt (i.e. hoge ratio van verzonken of vaste kosten op de totale kosten die de flexibiliteit beperken bij wijzigende marktomstandigheden). Zoals uit Figuur 16 en Bijlage 2 blijkt is de impact om de meest kapitaalintensieve technologieën, waaronder kerncentrales, het grootst. Een hogere verdisconteringsvoet weerspiegelt een hoger risico of onzekerheid. Technologieën met hoge up-front overnight kosten ondervinden sowieso bij een hogere verdisconteringsvoet een grotere impact. Indien nog lagere load factors van toepassing zijn zullen gascentrales ook aantrekkelijker zijn dan kolencentrales die door een hoger aandeel vaste kosten in de totale kost worden gekenmerkt.

M.a.w. wordt er ten gevolge van de wijzigende marktomstandigheden (kleinere markt, intermittentie) wordt flexibiliteit geëist dat niet door kern- en kolencentrales geleverd kan worden. Er kan dus gesteld worden dat kern- en kolencentrales niet echt aantrekkelijk zijn om in te investeren in CWE.

Ondanks het feit dat gascentrales voor investeerders het interessants zullen zijn om in te investeren worden peak load –en middenlast centrales zoals gacentrales met lagere elektriciteitsprijzen geconfronteerd en eventueel uit de markt geprijsd (i.e. de load factor neemt af) (Baritaud, 2012). Ten gevolge van deze lage prijzen en weinige uren dat deze operationeel zijn hebben bepaalde conventionele energiecentrales problemen om de kosten te dekken. Hach en Spinler (2014) stellen dat in vele landen zoals in Frankrijk en in Duitsland de winstmarges van gascentrales worden aantast. M.a.w. een prijssignaal dat eventueel nieuwe investeringen in gascentrales te triggeren blijft achterwege. Hieronder worden kort enkele opties overlopen om de investeringscondities te verbeteren.

10.3.1. Verbetering van het klimaat- en koolstofbeleid: de CO₂-prijs

Onzekerheid omtrent het klimaat- en koolstofbeleid kan investeerders afschikken. Zoals reeds uitgebreid werd besproken in ‘Deel 7. EU ETS’ is de huidige CO₂-prijs te laag om investeringen in koolstofarmere technologieën voldoende te prikkelen en heerst er te veel onzekerheid over de toekomstige CO₂-prijs. Voorspellingen tonen aan dat de CO₂-prijs tot 2020 aan de lage kant zal zijn en de impact van het Market Stability Reserve kan niet worden ingeschat. Bartitaud (2012) oppert dat om de investeringscondities te verbeteren er een duidelijk signaal naar investeerders moet worden gegeven, eventueel d.m.v. het vastleggen van een minimum CO₂-prijs. Een hogere CO₂-prijs zou kolencentrales onaantrekkelijker maken en het vastleggen van eventuele capaciteitsmechanismen zou investeerders in de CWE-landen in de richting van gascentrales aangezien kunnen duwen. Newbery (2010) stelt vast voor het Verenigd Koninkrijk dat er ook nood is aan een stabielere CO₂-prijs indien kernenergie als een haalbaar, koolstofarm alternatief voor elektriciteitsproductie in beschouwing wordt genomen. Voor de landen die deel uitmaken van de CWE- markt blijkt dat investeringen in kerncentrales, zelfs bij een hogere CO₂-prijs, minder aangewezen is ten gevolge de toename van het aandeel hernieuwbare technologieën in de energiemix in combinatie met constante of afnemende vraag waardoor er verondersteld wordt de markt voor een baseloadtechnologie zoals kernenergie afneemt en bijgevolg ook de load factor daalt (EDF, 2015).

10.3.2. Versterking van het prijssignaal

10.3.2.1. Schaarste beprijzing

Zoals in ‘Deel 8. De elektriciteitsmarkt’ werd beschreven, wordt de investering in elektriciteitscentrales gekarakteriseerd door een varkenscyclus waarbij schaarste beprijzing een belangrijk mechanisme is om investeringen in energiecentrales te stimuleren (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). Bovendien

werd er in dit hoofdstuk ook besproken dat er in de huidige markt, die gekenmerkt wordt door overcapaciteit ten gevolge van de doelstellingen betreffende het aandeel van hernieuwbare energie in de energiemix en een stagnerend of zelfs licht dalende vraag naar elektriciteit, geen mogelijkheid om d.m.v. schaarste beprijzing investeringen te stimuleren. In principe zou er dan een afbouw van de overcapaciteit moeten plaatsvinden totdat schaarste beprijzing zich opnieuw manifesteert (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). Rooijers, Hers, Afman en Kampman (2014) beweren dat schaarste beprijzing geen garanties biedt dat de hierdoor veroorzaakte prijsstijging inderdaad voldoende snel optreedt om de benodigde leveringszekerheid te verzekeren. Bovendien wordt het prijssignaal vaak gelimiteerd door een vastgelegd prijsplafond in bepaalde elektriciteitsmarkten (Europese Commissie, 2015a). Daarenboven bleek uit een studie van Fürsch, Malischeck en Lindenberger (2012) dat ceteris paribus een reductie van de gemiddelde elektriciteitsprijs wordt waargenomen wanneer het aandeel intermitterende, hernieuwbare technologieën in de energiemix stijgt. Een extra belemmering voor schaarste beprijzing is de mogelijkheid dat op de markt negatieve prijzen verkregen kunnen worden en het feit dat baseloadcentrales elektriciteit op de markt aanbieden tegen prijzen die lager zijn dan hun variabele kosten om toch maar niet de elektriciteitsproductie en load factor te laten afnemen.

10.3.2.2. Capaciteitsmechanismen

In een EOM worden de elektriciteitsproducten enkel vergoed voor de geproduceerde elektriciteit. Dit marktmodel kan worden aanpast d.m.v. capaciteitsmechanismen. Capaciteitsmechanismen vergoeden de elektriciteitsproducenten ook voor het beschikbaar houden van capaciteit (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014). D.m.v. capaciteitsmechanismen, die in de EU reeds door verschillende lidstaten worden toegepast, wordt er gezorgd dat het elektriciteitsaanbod op middellange en lange termijn aan de vraag kan voldoen (Europese Commissie, 2015c). Baritaud (2012) en Newbery (2010) stellen dat het een grote uitdaging is om in een EOM voldoende adequate investeringen uit te lokken ten tijde van een ambitieus energiebeleid dat streeft naar een groot aandeel intermitterend, hernieuwbare energiecentrales in de totale energiemix ten gevolge van het zogenaamde missing money probleem. Baritaud (2012) en Newbery (2010) zijn van mening dat capaciteitsmarkten een oplossing kunnen bieden. Ook Joskow en Tirole (2007) zijn van mening dat er altijd imperfecties in een EOM zullen zijn aangezien de vraagzijde niet actief betrokken is. Zij zijn van oordeel dat er ook nood is aan capaciteitsmechanismen die het elektriciteitssysteem van voldoende adequaatheid kunnen voorzien. Aangezien capaciteitsmarkten diepgaande, technische discussies met zich meebrengen over de mogelijke prikkels en hierdoor voortgebrachte effecten beperken we ons tot een korte bespreking van de 2 soorten capaciteitsmechanismen.

Over het algemeen kunnen twee soorten capaciteitsmechanismen worden onderscheiden nl. prijsmechanismen en volumemechanismen. Prijsmechanismen zetten een prijs voor capaciteit, maar het

capaciteitsvolume dat ontwikkeld wordt in reactie op de prijs wordt overgelaten aan de markt (Rooijers, Hers, Afman, & Kampman, 2014; Baritaud, 2012). Dit prijsmechanisme zou in principe de winstgevendheid van elektriciteitscentrales verhogen en een compensatie bieden voor de elektriciteitsproducenten voor de lagere load factor waarmee ze geconfronteerd worden ten gevolge van de toename van hernieuwbare technologieën teneinde de bevoorradingszekerheid veilig te stellen (Baritaud, 2012). Hach en Spinler (2014) besluiten dat toepassing van het prijsmechanisme een effectieve methode biedt om investeringen in gascentrales te bevorderen en te voorkomen dat bestaande gascentrales vroegtijdig moeten gesloten worden. Volumemechanismen beogen een bepaald volume dat vastgesteld wordt door de markregulator te bereiken, maar laten de prijsvorming en de keuze betreffende het soort capaciteit (i.e. vraagrespons, nieuwe investeringen of oude elektriciteitscentrales) over aan de markt (Baritaud, 2012). Volumemechanismen veroorzaken een sterke prikkel tot de ontwikkeling van het beoogde volume op de markt. Toepassing van een prijsmechanisme daarentegen biedt niet de garantie een bepaald capaciteitsvolume te bereiken (Hach & Spinler, 2014). Alle kosten die gerelateerd zijn met capaciteitsmechanismen worden doorgerekend aan de eindconsument (Europese Commissie, 2015a).

11. Conclusie

Met de goedkeuring van het Europees klimaat- en energiepakket 2013-2020 en 2030 stelt de Europese Unie doelstellingen voorop die tegen respectievelijk 2020 en 2030 gehaald zouden moeten worden.

Deze doelstellingen moeten ervoor zorgen dat de uitstoot van broeikasgassen daalt, meer wordt ingezet op hernieuwbare technologieën om klimaatverandering tegen te gaan en er een toename is van de interconnectie tussen de lidstaten. De kanttekening die hierbij moet gemaakt worden is of deze energietransitie invloed heeft op investeringen in conventionele technologieën. Conventionele technologieën zijn nog steeds nodig in het huidige elektriciteitssysteem aangezien de intermitterende, hernieuwbare technologieën onvoldoende bijdragen aan de betrouwbaarheid van het systeem.

Algemeen kan gesteld worden dat ten gevolge van de toename van hernieuwbare technologieën, de stagnerende of licht dalende elektriciteitsvraag en de toename van de interconnectiviteit tussen CWE landen die gekenmerkt worden door een tamelijk hoge correlatie in weersomstandigheden, de markt voor de conventionele technologieën in CWE afneemt. Bijgevolg zullen deze energiecentrales slechts beperkte tijd per jaar werken ten gevolge van de lagere residuele vraag, waardoor er weinig inkomsten verkregen worden en de winstgevendheid aangetast kan worden. M.a.w. de load factor van conventionele technologieën neemt af. Uit de uitgevoerde LCOE-analyse bleek dat voornamelijk kerncentrales hier een grote negatieve impact van ondervinden. Het effect op gascentrales (en in mindere mate voor kolencentrales) bleef weliswaar beperkt. Er kan dus gesteld worden dat er geen markt voor kerncentrales zal zijn. Daarenboven wordt ook meer en meer vereist dat elektriciteitscentrales voldoende flexibel zullen zijn m.a.w. ze moeten snel aan en uit worden geschakeld en voldoende snel het gewenste vermogen kunnen leveren om fluctuaties in de residuele vraag ten gevolge van intermitterende, hernieuwbare technologieën op te vangen. Van de drie conventionele technologieën die in beschouwing werden genomen kunnen enkel gascentrales die vereiste flexibiliteit aanbieden.

De vraag blijft echter of een EOM die gekenmerkt wordt door een toename van intermitterende, hernieuwbare technologieën geschikt is om een duidelijk prijssignaal te geven aan investeerders. Vooraleerst zou kunnen getracht worden om het prijssignaal te versterken. Normaliter zou dit via schaarste beprijzing kunnen gedaan worden waarbij een afbouw van de overcapaciteit plaatsvindt totdat schaarste beprijzing zich opnieuw manifesteert. Dit prijssignaal wordt vaak gelimiteerd door een vastgelegd prijsplafond in bepaalde elektriciteitsmarkten. Een extra belemmering voor schaarste beprijzing is de mogelijkheid dat op de markt negatieve prijzen verkregen kunnen worden en het feit dat zelfs baseloadcentrales elektriciteit op de markt aanbieden tegen prijzen die lager zijn dan hun variabele kosten om toch maar niet de elektriciteitsproductie en load factor te laten afnemen. De politieke

beslissing om kerncentrales te verlengen zorgt ervoor dat investeerders nog minder geprikkeld worden om te investeren aangezien de (over)capaciteit behouden blijft.

Een andere mogelijkheid is het invoeren van capaciteitsmechanismen die de producenten vergoedt voor de door hen aangeboden adequaatheid en betrouwbaarheid. Daarnaast is er grote onzekerheid omtrent het klimaat- en koolstofbeleid dat investeerders afschrikt. De huidige CO₂-prijs is te laag om investeringen in koolstofarme technologieën voldoende te prikkelen en er heerst te veel onzekerheid over de toekomstige CO₂-prijs. Een hogere CO₂-prijs zou kolencentrales onaantrekkelijker maken en het vastleggen van eventuele capaciteitsmechanismen zou investeerders in de richting van gascentrales kunnen duwen. Aangezien weliswaar geldt dat een toename van de CO₂-prijs een grotere invloed heeft op de marginale kosten van kolencentrales dan voor kerncentrales, zal weliswaar ten gevolge de toename van het aandeel hernieuwbare technologieën in de energiemix, de toegenomen interconnectiviteit en de constante of afnemende vraag de load factors van kern- en gascentrales normaliter afnemen, waardoor kerncentrales onaantrekkelijker zullen zijn dan gascentrales. Dit kan ook worden waargenomen in de vooropgestelde projecties, waaruit blijkt dat consumptie van gas in de toekomst zal stijgen.

Bronvermelding

3E. (2011). *Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe*. Geraadpleegd via http://www.3e.eu/wp-content/uploads/2013/11/offshoregrid_fullfinalreport.pdf

Agora Energiewende. (2014). *The German Energiewende and its Climate Paradox*. Geraadpleegd via https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Trends_im_deutschen_Stromsektor/Analysis_Energiewende_Paradox_web_EN.pdf

Agora Energiewende. (2016). *How Germany can successfully exit coal by 2040*. Geraadpleegd via <https://www.agora-energiewende.de/en/press/agoranews/news-detail/news/how-germany-can-successfully-exit-coal-by-2040/News/detail/>

Albrecht, J. (2015). *Electricity Markets in Europe: a changing landscape...* Geraadpleegd op 1 september 2015, via <http://www.ceem.ugent.be/SummerSchools/2015/presentations/ALBRECHT%202015%20Electricity%20markets%20in%20Europe%20a%20changing%20landscape.pdf>

Albrecht, J., & Laleman R. (2015). *Policy Trade-offs for the Belgian Electricity System*. Geraadpleegd op 30 april 2014, via [http://www.ceem.ugent.be/publications/Online%20Versie%20Belgian%20Case%20Study%20\(2\).pdf](http://www.ceem.ugent.be/publications/Online%20Versie%20Belgian%20Case%20Study%20(2).pdf)

Baritaud, M. (2012). *Securing power during the transition: Generation Investment and Operation Issues in Electricity Markets with Low-Carbon Policies*. Geraadpleegd via <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/5k3wb8fmsz6h.pdf?expires=1463076407&id=id&accname=guest&checksum=B55605DBED5232526BADA9EF291FB7B3>

Beerten, J., Laes, E., Meskens, G., & D'haeseleer, W. (2009). Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal. *Energy Policy*, 37, 5056-5068

Bloomberg. (2016). *Bloomberg Markets*. Geraadpleegd via <http://www.bloomberg.com/quote/MO1:COM>

Boßmann, T., & Staffell, I. (2015). *The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain*. *Energy*, 90, 1317-1333

BNS. (2012). *Kernenergie beter begrijpen*. Geraadpleegd via http://www.bnsorg.be/wp-content/uploads/2015/02/BNS_Kernenergie-beter-begrijpen.pdf

Bouwunie. (2012). *Op weg naar bijna-energie neutraal bouwen in 2021*. Geraadpleegd via http://www.bouwunie.be/images/res76602_13.pdf

Brook, B., Alonso, A., Meneley, D., Misak, J., Bles, T., & van Erp J. (2014). *Why nuclear energy is sustainable and has to be part of the energy mix*. *Sustainable Materials and Technologies*, 1- 2, 8-16

CDC Climat Research. (2013). *Response to the public consultation on structural options to strengthen the EU Emissions Trading System*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/consultations/docs/0017/organisations/cdc_en.pdf

CDC Climat Research. (2014). *The EU ETS' market stability reserve: a marginal long-term structural*

- reform. Geraadpleegd via http://www.cdclimat.com/IMG/pdf/tc90_eng.pdf
- Cooper, M. (2009). *The economics of nuclear reactors: renaissance or relapse?*. Geraadpleegd via http://www.nirs.org/mononline/nm692_3.pdf
- Council of the European Union. (2014). *Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*. Geraadpleegd via <http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=EN&f=ST%205644%202014%20REV%201>
- Cramton, P., Ockenfels, A., &Stoft, S. (2013). *Capacity Market Fundamentals_ Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2)
- Davis, L.W. (2011). Prospects for Nuclear Power. *Journal of Economic Perspectives*, 26 (1), 49-66
- de Castro, N.J., Brandão, R., Marcu, S., & de A. Dantas, G. (2010). *Market design in electric systems with high renewables penetration* (Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 28). Geraadpleegd via http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52_TDSE28.pdf
- De Clercq, M. (2011). *Economie toegelicht*. Antwerpen-Cambridge: Intersentia
- De Perthuis, C., &Trotignon, R (2014). Governance of CO2 markets: Lessons from the EU ETS. *Energy Policy*, 75, 100-106
- De Perthuis, C., &Trotignon, R. (2012). *The European CO2 allowances market: issues in the transition to Phase III*. Geraadpleegd via <https://www.ceps.eu/sites/default/files/DePerthuisTrotignon.pdf>
- Delarue, E.D., Ellerman, A.D., &D'haeseleer, W.D. (2010). Robust Maccs? The topography of abatement by fuel switching in the European power sector. *Energy*, 35, 1465-1475
- Devogelar, D., &Gusbin, D. (2009). *EU energy/climate package and energy supply security in Belgium*. Geraadpleegd via <http://www.plan.be/admin/uploaded/201001051126560.wp200916.pdf>
- Dixit, A.K., &Pindyck, R. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton: Princeton University Press
- Du, Y., &Parsons, J.E. (2009). *Update on the cost of nuclear power*. Geraadpleegd via <http://web.mit.edu/jparsons/www/publications/2009-004.pdf>
- ECF. (2012), *"From Roadmaps to Reality" process, Briefing note for discussion - Theme 3: wholesale power markets*. Geraadpleegd via http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/RoadmapstoReality_BriefingNote_WholesalePowerMarkets.pdf
- Ecofys. (2014). *Subsidies and costs of EU energy*. Geraadpleegd via https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS%202014%20Subsidies%20and%20costs%20of%20EU%20energy_11_Nov.pdf
- EDF. (2015). *Technical and economic analysis of the European electricity system with 60% RES*. Geraadpleegd via <http://www.energypost.eu/wp-content/uploads/2015/06/EDF-study-for-download-on-EP.pdf>
- EEA. (2015). *Trends and projections in Europe 2015: Tracking progress towards Europe's climate and energy targets*. Geraadpleegd via <http://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-2015>

- EIA. (2010). *International Energy Outlook 2010*. Geraadpleegd via <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/riley2/docs/EIA-0484-2010.pdf>
- EIA. (2011). *International Energy Outlook 2011*. Geraadpleegd via [http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo11/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo11/pdf/0484(2011).pdf)
- EIA. (2013). *International Energy Outlook 2013*. Geraadpleegd via [http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo13/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo13/pdf/0484(2013).pdf)
- Elia. (2015). *Vragen over de bevoorradingszekerheid in België*. Geraadpleegd via <http://www.elia.be/nl/over-elia/vragen-risico-op-elektriciteitsschaarste-belgie>
- Elia. (2016). *Procedure voor aanleg van strategische reserve*. Geraadpleegd via http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20151216_NL_2016-Procedure-voor-Aanleg-van-Strategische-Reserve.pdf
- Ellenbeck, S., Beneking, A., Ceglarz, A., Schmidt, P., & Battalini, A. (2015). *Energies*, 8, 5198-5216. doi:10.3390/en8065198
- EPIA. (2014). *Global Market Outlook for Photovoltaics*. Geraadpleegd via http://www.cleanenergybusinesscouncil.com/site/resources/files/reports/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf
- Erbach, G. (2014). *Reform of the EU carbon market From backloading to the market stability reserve*. Geraadpleegd via [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/538951/EPRS_BRI\(2014\)538951_REV1_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/538951/EPRS_BRI(2014)538951_REV1_EN.pdf)
- Eurelectric. (2014a). *Generation facts Electricity Generation in Europe*. Geraadpleegd via <http://www.eurelectric.org/factsdb/>
- Eurelectric (2014b). *General Facts Electricity Capacity*. Geraadpleegd via <http://www.eurelectric.org/factsdb/>
- Eurelectric. (2015). *Electricity industry trends and figures*. Geraadpleegd via http://www.eurelectric.org/media/161808/electricityindustrytrendsandfigures2015_lr-2015-030-0064-01-e.pdf
- European Commission. (2011a). *Routekaart naar een concurrerende koolstofarme economie in 2050*. Geraadpleegd via <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>
- European Commission. (2011b). *Energy Roadmap 2050*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2011/sec_2011_1565_en.pdf
- European Commission. (2011c). *Stappenplan Energie 2050*. Geraadpleegd via <http://www.vemw.nl/~media/VEMW/Downloads/Public/Elektriciteit/Roadmap%20EU%20Energie%202050.ashx>
- European Commission. (2012a). *REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL The state of the European carbon market in 2012*. Geraadpleegd via

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_en.pdf

European Commission. (2012b). Amending Regulation (EU) No 1031/2010 in particular to determine the volumes of greenhouse gas emission allowances to be auctioned in 2013-2020. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/auctioning/docs/swd_2012_xx2_en.pdf

European Commission. (2013a). *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_en.pdf

European Commission. (2013b). *Calculations for the determination of the cross-sectoral correction factor in the EU ETS in 2013 to 2020*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/allocation/docs/cross_sectoral_correction_factor_en.pdf

European Commission. (2013c) *EU energy, transport and GHG emissions*. Geraadpleegd via <http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>

European Commission. (2014a). *Infrastructure in the EU: Developments and Impacts on Growth, European Economy* (Occasional Papers 203). Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2014/pdf/ocp203_en.pdf

European Commission. (2014b). Proposal for a DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2014_20_en.pdf

European Commission. (2015a). *Energy Economic Developments - Investment perspectives in electricity markets* (institutional paper 003). Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/eeip/pdf/ip003_en.pdf

Europese Commissie. (2015b). *Quarterly Report on European Electricity Markets Volume 8, Issue 3, First Quarter 2015*. Geraadpleegd via https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q3_2015.pdf

European Commission. (2015c). *Staatssteun: Commissie opent sectoronderzoek naar mechanismen om de elektriciteitsvoorziening te garanderen*. Geraadpleegd via http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4891_nl.htm

European Commission. (2016a). *2020 climate & energy package*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm

European Commission. (2016b). *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm

European Commission. (2016c). *Free allocation based on benchmarks*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/allocation/index_en.htm

European Commission. (2016d). *Allowances and caps*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/index_en.htm

European Commission. (2016e). *EU ETS 2005-2012*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013/index_en.htm

Europese Commissie. (s.d.). *Annex2- Overview of Europe 2020 targets*. Geraadpleegd via http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/annexii_en.pdf

European Council. (2014). *European Council (23 and 24 October 2014) Conclusions*. Geraadpleegd via http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

Europees Parlement. (2014). *Reform of the EU carbon market From backloading to the market stability reserve*. Geraadpleegd via [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/538951/EPRS_BRI\(2014\)538951_REV1_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/538951/EPRS_BRI(2014)538951_REV1_EN.pdf)

Europese Unie. (2010). *Richtlijn 2010/31/EU van het Europees Parlement en de Raad betreffende de energieprestatie van gebouwen*. Geraadpleegd via <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0031&from=NL>

EWEA. (2011). *Economics of wind energy*. Geraadpleegd via http://www.tudelft.nl/fileadmin/UD/MenC/Support/Internet/TU_Website/TU_Delft_portal/Onderzoek/Kenniscentra/Kenniscentra/DUWIND/EAWE_Summer_school/EAWE-WAUDIT-3rdSchool_Cost_Wind_Energy_Arapogianni_Oct-2011.pdf

EWEA. (2012). *Creating the Internal Energy Market in Europe*. Geraadpleegd via EWEA website: http://www.ewea.org/uploads/tx_err/Internal_energy_market.pdf

EWG. (2007). *Coal: Resources and future production*. Geraadpleegd via http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2014/02/EWG_Report_Coal_10-07-2007ms1.pdf

Febeg (s.d.). *Merit Order*. Geraadpleegd op 5 mei 2016 via <https://www.febeg.be/merit-order>

Fürsch, M., Malischek, R., & Lindenberger, D. (2012). *Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist* (EWI Working Papers 2012-14). Geraadpleegd via EWI website: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12-14_Merit_Order_Effekt.pdf

Gemmel, P., Van Dierdonck R., & Van Looy L. (2013). *Service management : an integrated approach*. Harlow: Financial Times Prentice Hall.

Global CCS Institute. (2016). *Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD)*. Geraadpleegd via <http://www.globalccsinstitute.com/projects/rotterdam-opslag-en-afvang-demonstratieproject-road>

Global CCS Institute. (s.d.). *Notable Projects*. Geraadpleegd via <http://www.globalccsinstitute.com/projects/notable-projects>

Goulder, L.H. (2013). Markets for Pollution Allowances: What Are the (New) Lessons?. *Journal of Economic Perspectives*, 27(1), 87-102

Greenblatt, J.B., Succar, S., Denkenberger, D.C., Williams, R.H., & Socolow, R.H. (2007). *Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation*. *Energy Policy*, 35(3), 1474-1492

Hach, D., & Spinler, S. (2013). *Capacity Payment Impact on Gas-Fired Generation Investments under Rising Renewable Feed-In -- A Real Options Analysis*. Geraadpleegd via SSRN website: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2258386

Het klimaat-en energiebeleid tegen 2030. (s.d.). Geraadpleegd via <http://www.klimaat.be/nl-be/klimaatbeleid/europees-beleid/klimaat-energiepakket-2030>

Hone, D. (2014). *The EU ETS isn't out of trouble just yet*. Geraadpleegd via <http://blogs.shell.com/climatechange/2014/01/etstrouble/>

IAEA. (2008). *Financing of new nuclear power plants* (No. NG-T-4.2). Geraadpleegd via IAEA website: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1345_web.pdf

IEA. (2003). *Power generation investment in electricity markets*. Geraadpleegd via <https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Fraser.gen.invest.elec.mkts.1203.pdf>

IEA. (2009). *Energy Policies of IEA Countries: France*. Geraadpleegd via <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/france2009.pdf>

IEA. (2010). *Projected costs of generating electricity*. Geraadpleegd via https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf

IEA. (2012). Key world energy statistics. Geraadpleegd via http://alofatuvalu.tv/FR/12_liens/12_articles_rapports/IEA_rpt_2012_us.pdf

IEA. (2013a). *World energy outlook*. Geraadpleegd via <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013.pdf>

IEA. (2013b). *Energy Policies of IEA Countries: Germany*. Geraadpleegd via https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Germany2013_free.pdf

IEA. (2014a). *Energy Policies of IEA Countries: The Netherlands*. Geraadpleegd via <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Netherlands2014.pdf>

IEA. (2014b). *Energy Technology Perspectives 2014*.

Joskow, P. (2013). Symposium on 'Capacity Markets'. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 2(2). v-vi

Joskow, P., & Tirole, J. (2007). Reliability and competitive electricity markets. *RAND Journal of Economics*, 23(1), 60-84

Joskow, P.L., & Parsons, J.E. (2009). *The economic future of nuclear power*. Geraadpleegd via <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:kz1rSG4TyegJ:dspace.mit.edu/openaccess-disseminate/1721.1/51889+&cd=1&hl=nl&ct=clnk&gl=be>

Joskow, P.L., & Parsons, J.E. (2012). *The Future of Nuclear Power After Fukushima*. Geraadpleegd via <http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2012-001.pdf>

Kennedy, D. (2007). New nuclear power generation in the UK: Cost benefit analysis. *Energy Policy*, 35, 3701-3716

Kessides, I.N. (2010). Nuclear power: Understanding the economic risks and uncertainties. *Energy Policy*, 38, 3849-3864

Koch, N., Fuss, S., Grosjean, G., & Edenhofer, O. (2014). Causes of the EU ETS price drop: Recession,

- CDM, renewable policies or a bit of everything?—New evidence. *Energy Policy*, 73, 676-685
- KPMG. (2011). Power sector development in Europe-Lenders Perspectives 2011. Geraadpleegd via <https://www.kpmg.com/FR/fr/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/Power-Sector-Development-in-Europe-2011.pdf>
- Laleman, R., Balduccio, L., & Albrecht, J. (2012). The Role of Biomass in the Renewable Energy System. Geraadpleegd via <https://biblio.ugent.be/publication/3097303/file/6783263.pdf>
- Levinson, A. (2010). *Belts and Suspenders: Interactions Among Climate Policy Regulations* (NBER Working Paper No. 16109). Geraadpleegd via NBER website: <http://www.nber.org/papers/w16109>
- Linares, L., & Isoard, S. (2001) *Effects of energy markets de/re-regulation onto EU's technology portfolio: Conventional and emerging technologies* (2). Geraadpleegd via <http://ftp.jrc.es/EURdoc/eur19829en.pdf>
- Linares, P., & Conchado, A. (2013). The economics of new nuclear power plants in liberalized electricity markets. *Energy Economics*, 40, 119-125
- Luickx, P.J., Delarue, E.D., & D'haeseleer, W.D. (2010). Impact of large amounts of wind power on the operation of a electricity generation system: Belgian case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2019-2028
- Manigart, S., & Meuleman, M. (2004). *Financing entrepreneurial companies How to raise private equity as a high-growth company*. Gent: Larcier
- MIT. (2003). *The future of nuclear power*. Geraadpleegd via <http://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-full.pdf>
- NEA. (2012). *Nuclear Energy and Renewables, System effects in Low-carbon Electricity Systems*. Geraadpleegd via <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf>
- NEA. (2015). *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*. Geraadpleegd via http://enygf2015.org/download_files/ENYGF2015_J.Horst_Keppler.pdf
- Neuhoff, K., Schopp, A., Boyd, R., Stelmakh, K., & Vasa, A. (2012). *Banking of Surplus Emissions Allowances Does the Volume Matter?*. Geraadpleegd via https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.394484.de/dp1196.pdf
- Newbery, D. (2010). A Nuclear Future? UK Government Policy and the Role of the Market. *Economic Affairs*, 30 (2), 21-27
- Newbery, D. (2015). *Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors* (Cambridge Working Paper in Economics No. 1513). Geraadpleegd via http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/03/1508_updated-July-20151.pdf
- Newell, R.G., Pizer, W.A., & Raimi, D. (2012). *Carbon Markets: Past, Present, and Future* (NBER Working Paper No. 18504). Geraadpleegd via NBER website: <http://www.nber.org/papers/w18504>
- Nicholson, M., Biegler, T., & Brook, B.W. (2010). How carbon pricing changes the relative competitiveness of low-carbon baseload generating technologies. *Energy*, 36, 305-313
- Nicolosi, M., & Fürsch, M. (2009). The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany. *ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 03, 246-254

Nieuwenhout, F., & Brand, A. (2011). The Impact of Wind Power on Day-ahead Electricity Prices in the Netherlands. Paper gepresenteerd op de 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), Zagreb, Kroatië. Geraadpleegd via <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5953013>

Nordhaus, W. (2011). Designing a friendly space for technological change to slow global warming. *Energy Economics*, 33, 665-673

Regering overweegt sluiting kolencentrales. (9 april 2016). NOS. Geraadpleegd via <http://nos.nl/artikel/2098052-regering-overweegt-sluiting-kolencentrales.html>

Pedraza, J. (2015a). *Electrical Energy Generation in Europe: The Current Situation and Perspectives in the Use of Renewable Energy Sources and Nuclear Power for Regional Electricity Generation*. Switzerland: Springer.

Pedraza, J. (2015b). *Electrical Energy Generation in Europe: The Current and Future Role of Conventional Energy Sources in the Regional Generation of Electricity*. Switzerland: Springer

Pérez-Arriaga, I.J. , & Meseguer, C. (1997). Wholesale marginal prices in competitive generation markets. *IEEE Transaction on Power Systems*, 12 (2), 710-717

Prognos, EWI, & GWS. (2011). *Energieszenarien 2011*. Geraadpleegd via http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf

Rooijers, F., Hers, S., Afman, M., & Kampman, B. (2014). *Investerings- en perspectieven op aanpassingen*. Geraadpleegd via http://www.ce.nl/art/uploads/file/Denktank/Notities/CE_Delft_Notitie_InvesteringsProductie.pdf

Routekaart naar een 'koolstofarme' maatschappij tegen 2050. (s.d.). Geraadpleegd via <http://www.klimaat.be/nl-be/klimaatbeleid/europees-beleid/routekaart-2050>

Sandbag. (2016). *Review of the European Power Sector in 2015*. Geraadpleegd via https://sandbag.org.uk/site_media/pdfs/reports/Sandbag_2015_Review_of_Euro_Power_Sector.pdf

Sensfuß, F., Ragwitz, M., & Genoese, M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36(8), 3076-3084

SCK•CEN/VUB. (2004). *Kernenergie en maatschappelijk debat*. Geraadpleegd via <http://ist.vito.be/nl/pdf/rapporten/kernenergie.pdf>

Thomas Reuters. (2012). *Carbon 2012 A market waiting for Godot*. Geraadpleegd via http://archive.annual-report.thomsonreuters.com/2012/files/pdf/carbon_2012.pdf

Van den Bergh, K., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2013). Impact of renewables deployment on the CO₂ price and the CO₂ emissions in the European electricity sector. *Energy Policy*, 63, 1021-1031

Van Renssen, S., & Belin, H. (23 juni 2015). Dimitri Pescia, Agora Energiewende: "No more baseload in 2030, no case for new nuclear in Europe". *Energypost*. Geraadpleegd via <http://www.energypost.eu/interview-dimitri-pescia-agera-energiewende-baseload-germany-2030/>

VEMW (s.d.). *Prijsvorming Hoe komt de elektriciteitsprijs tot stand?*. Geraadpleegd via <http://www.vemw.nl/Elektriciteit/Elektriciteitsmarkt/Prijsvorming.aspx>

US Energy Information Administration. (2005). *World net electricity generation by type*. Geraadpleegd via <http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>

US Energy Information Administration. (2010). *Annual Energy Outlook*. Geraadpleegd via http://www.eia.gov/oiaf/aeo/electricity_generation.html

World Nuclear Association. (2011). *Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources*. Geraadpleegd via http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf

World Nuclear Association. (2016a). *The Economics of Nuclear Power*. Geraadpleegd op 24 maart 2016, via <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

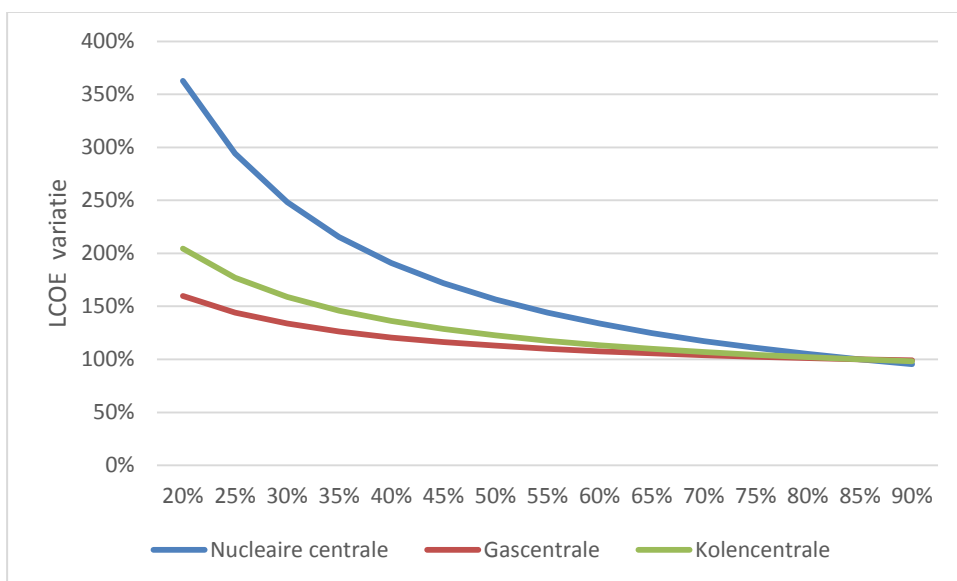
World Nuclear Association. (2016b). *Nuclear Power in France*. Geraadpleegd via <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>

Würzberg, K., Labandeira, X., & Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices : Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics*, 40 (Suppl. 1), S159–S171

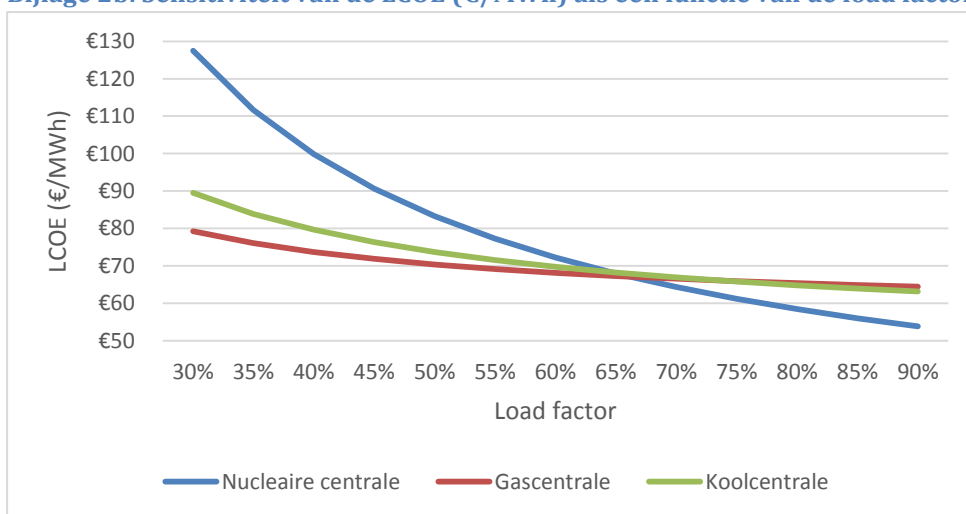
Bijlage 1: Overzicht van de verschillende parameters in het basisscenario

	Load factor (%)	Levensstermijn (jaar)	Brandstofkosten (€/MWh)	O&M kosten (€/MWh)	CO2-kosten (€/MWh)	Investeringskost (€/kW)
Nucleaire centrale	85	50	7	10	0	5300
Gascentrale	30	30	45	4	8	900
Kolencentrale	70	35	25	7	18	1700

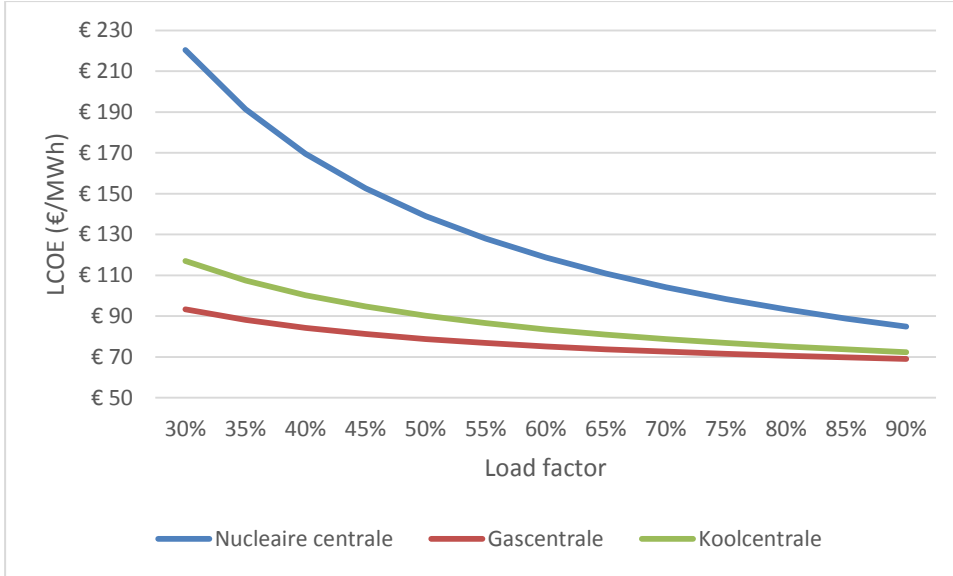
Bijlage 2a: Sensitiviteit van de LCOE als een functie van de load factor met r=10%



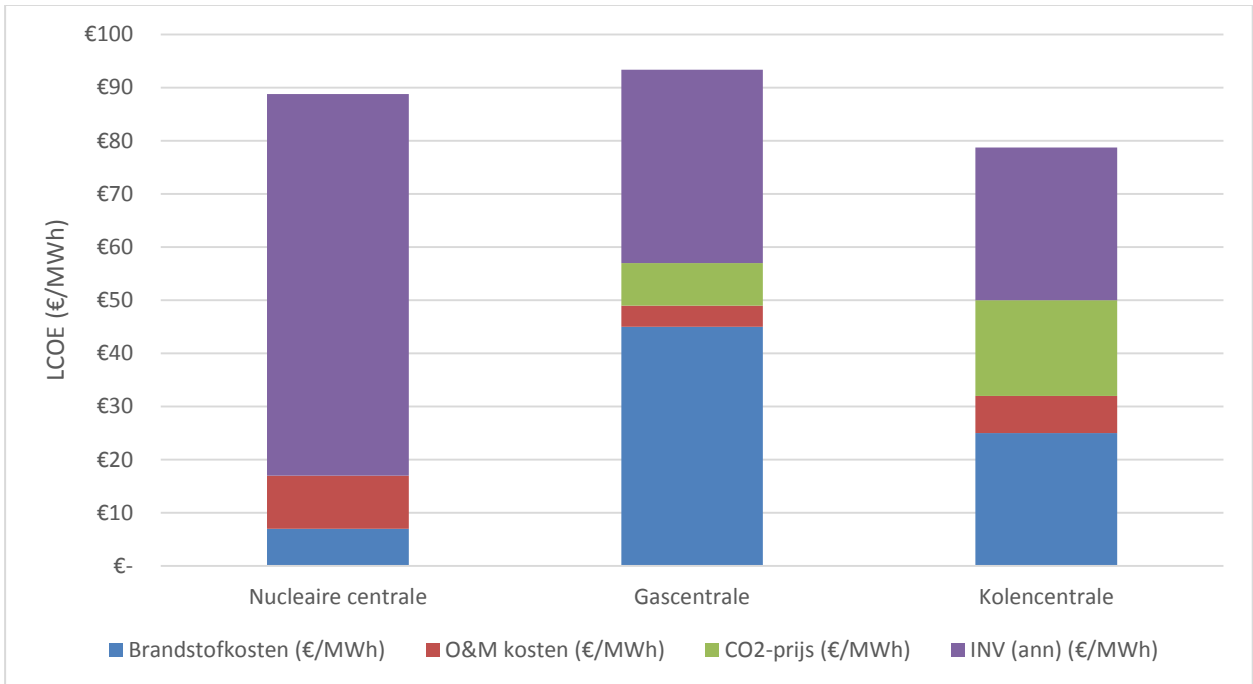
Bijlage 2b: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als een functie van de load factor met r=5%



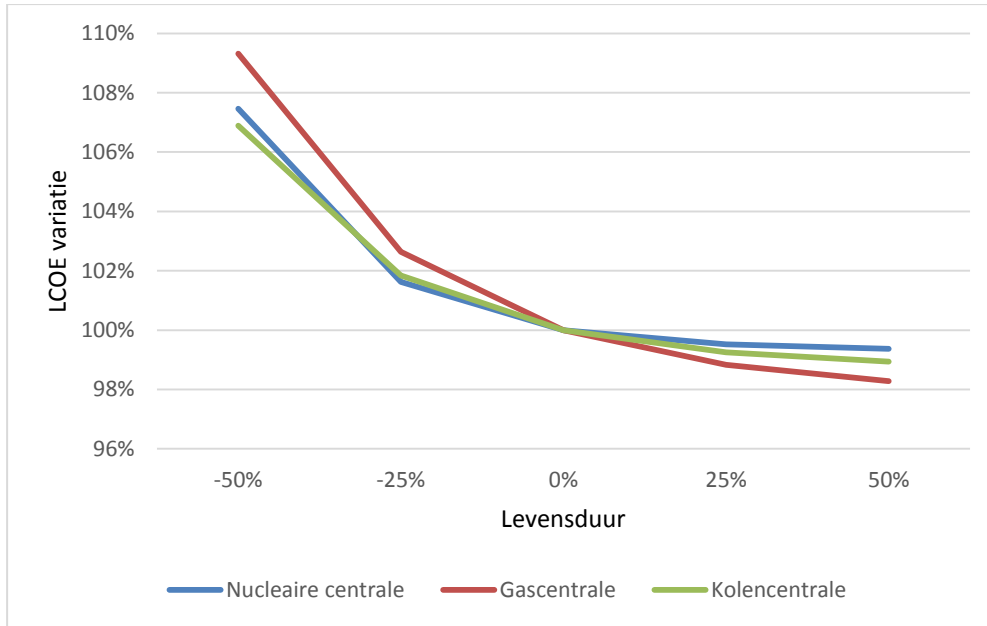
Bijlage 2c: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als een functie van de load factor met r=10%



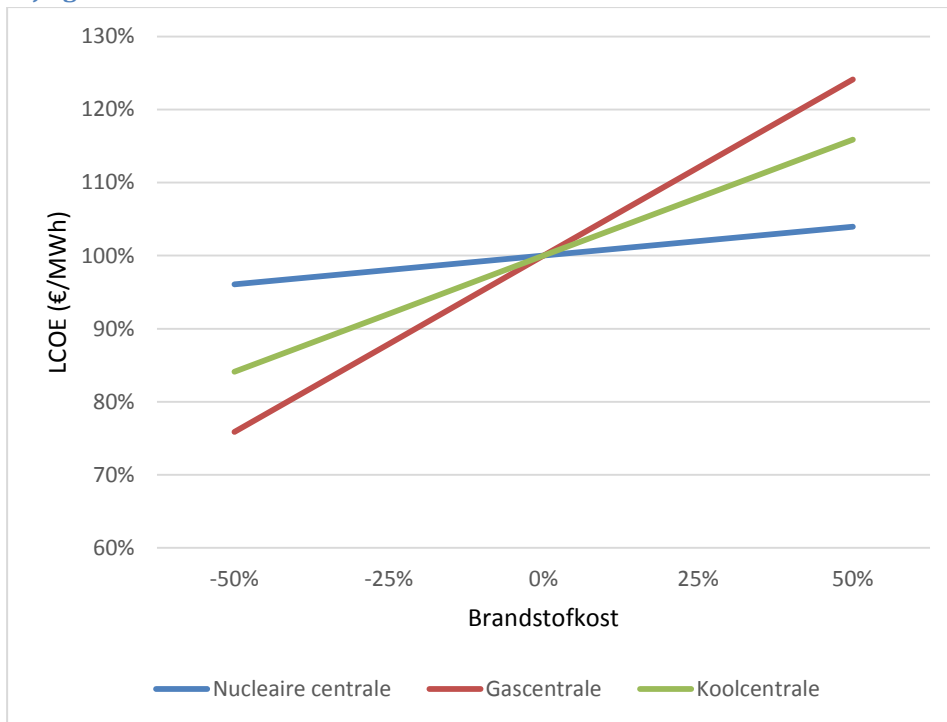
Bijlage 3: Aandeel kostencomponenten in de LCOE met r=10%



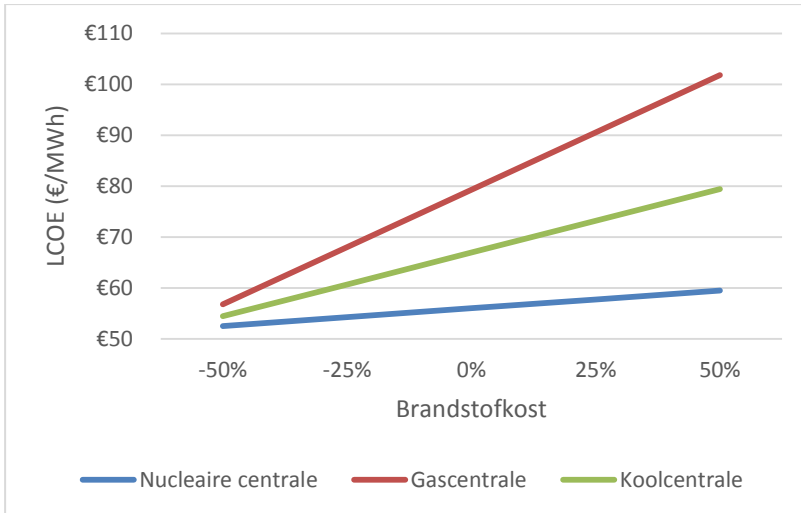
Bijlage 4: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de levensduur met r=10%



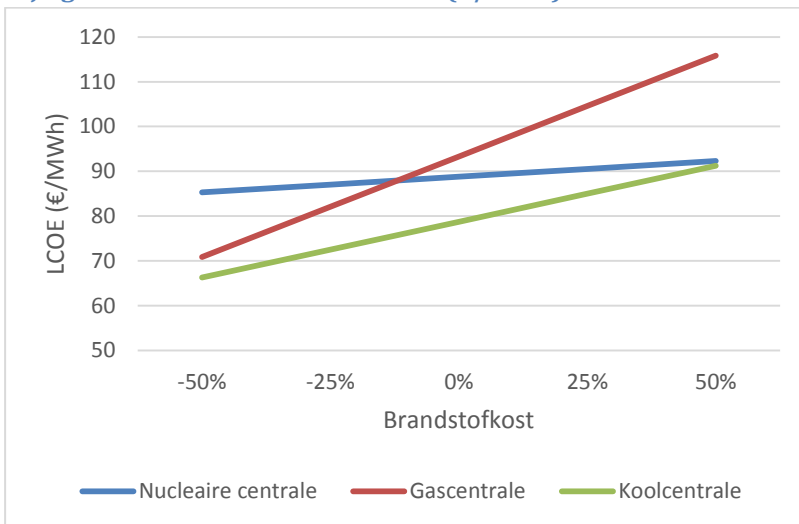
Bijlage 5a: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de brandstofkost met r=10%



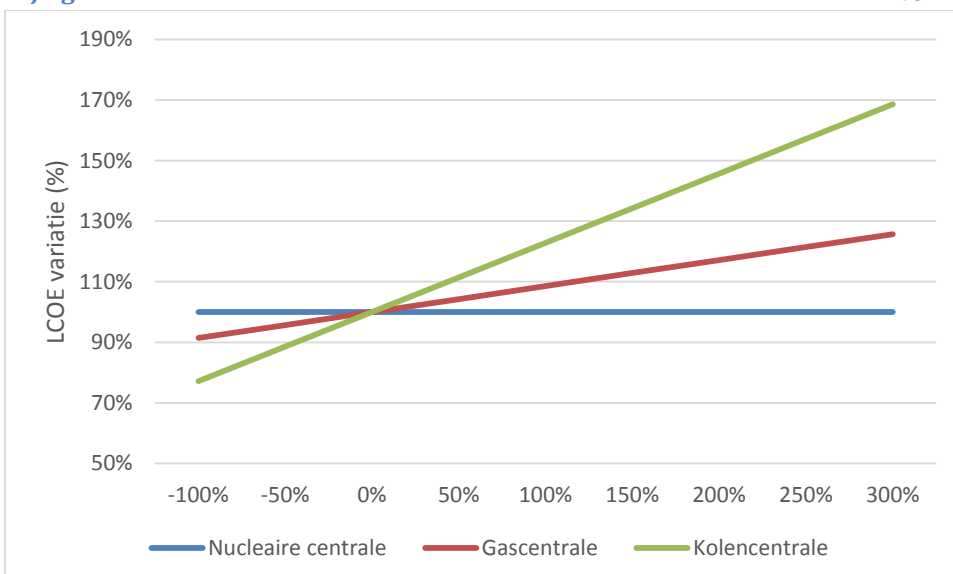
Bijlage 5b: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de brandstofkost met r=5%



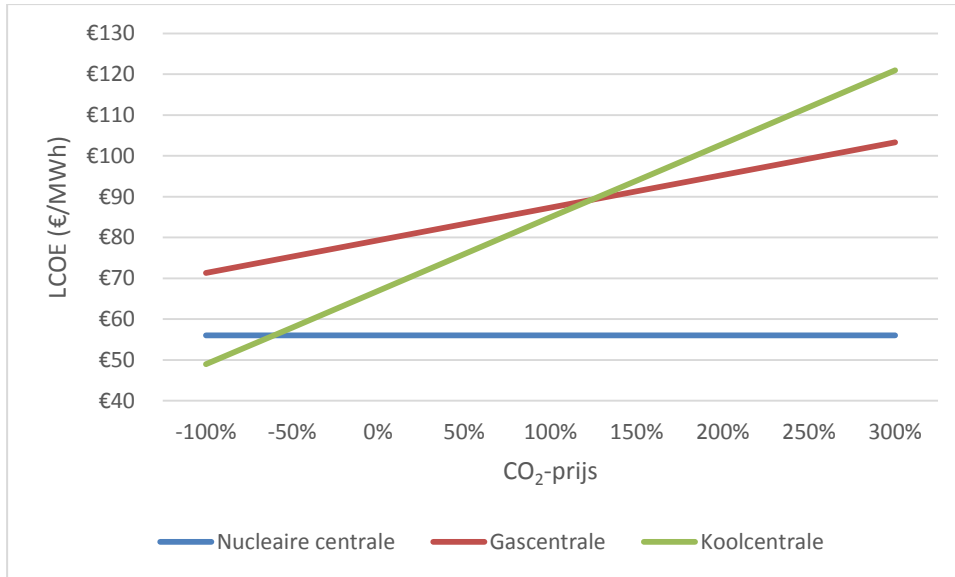
Bijlage 5c: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de brandstofkost met r=10%



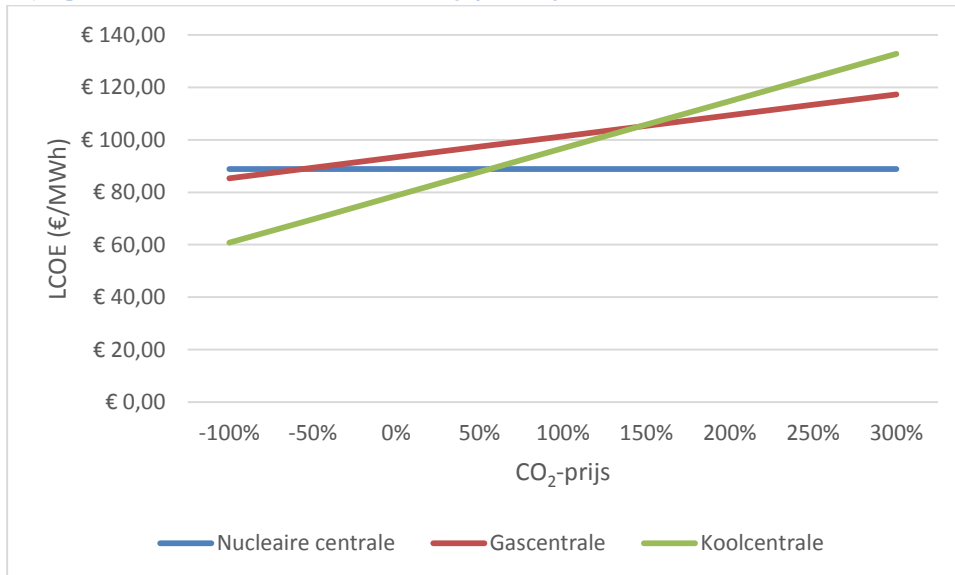
Bijlage 6a: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO2-kost met r=10%



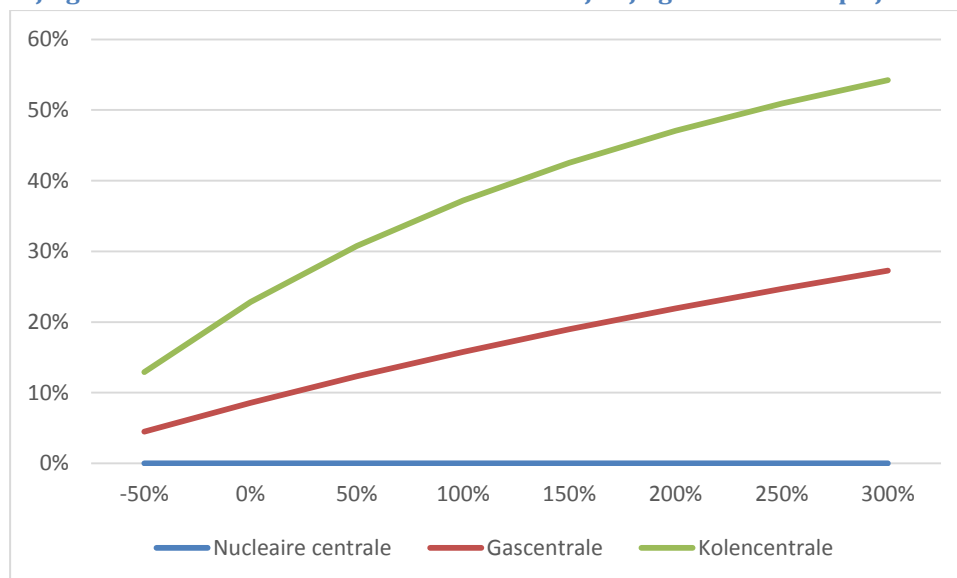
Bijlage 6b: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de CO₂-kost met r=5%



Bijlage 6c: Sensitiviteit van de LCOE (€/MWh) als functie van de CO₂-kost met r=10%



Bijlage 7: Aandeel koolstofkosten in de LCOE bij wijzigende koolstofprijs met r=10%



Bijlage 8: De load factor voor gascentrales in België, Frankrijk, Duitsland en Nederland

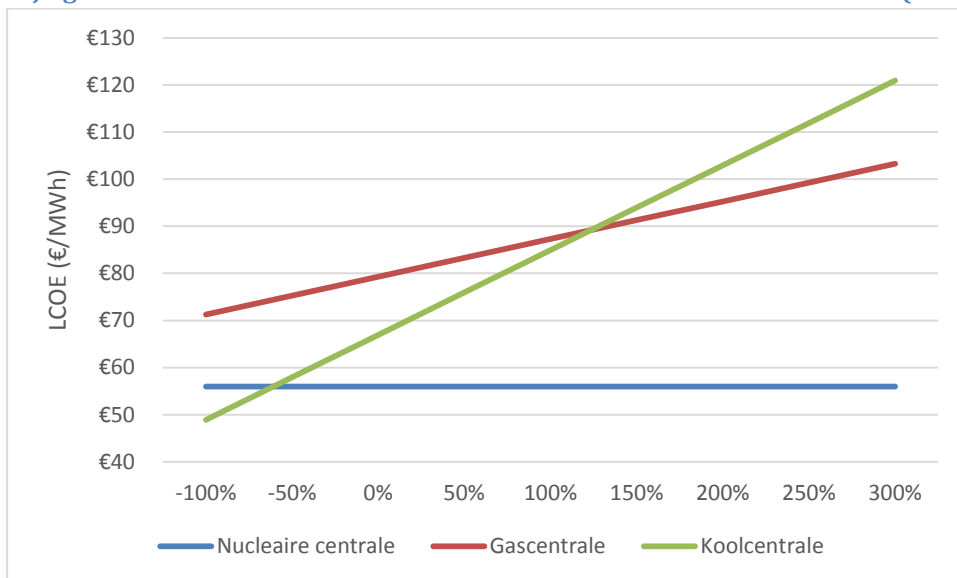
België	2012	2013	2014
Gas	37%	34%	41%
Kool	57%	75%	52%
Nucleair	74%	78%	62%

Nederland	2012	2013	2014
Gas	28%	32%	24%
Kool	84%	78%	68%
Nucleair	92%	68%	97%

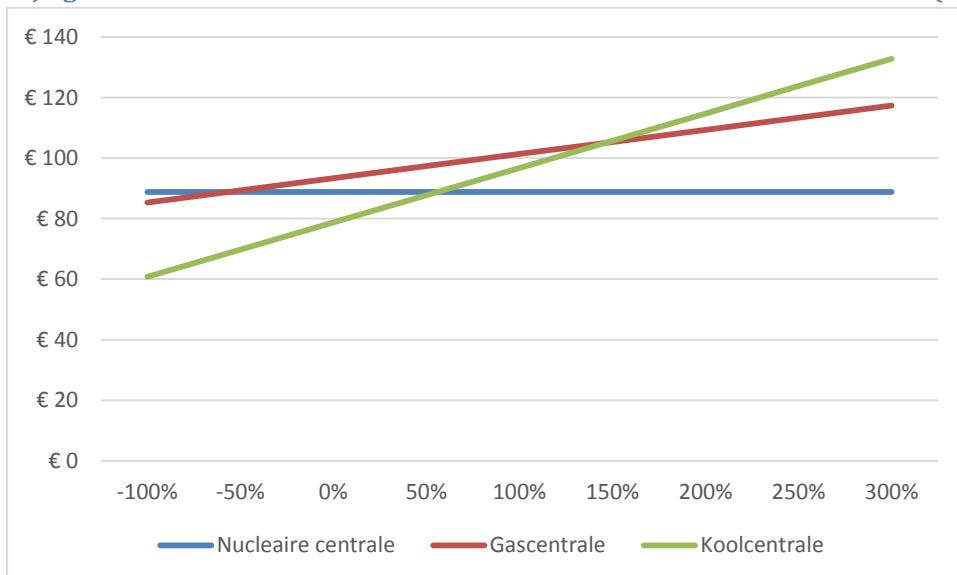
Duitsland	2012	2013	2014
Gas	31%	26%	23%
Kool	48%	51%	47%
Nucleair	89%	87%	87%

Frankrijk	2012	2013	2014
Gas	25%	20%	15%
Kool	25%	36%	21%
Nucleair	73%	73%	75%

Bijlage 9: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO2-kost met r=5% (Basisscenario=0%)



Bijlage 10: Sensitiviteit van de LCOE als functie van de CO2-kost met r=10% (Basisscenario=0%)



Bijlage 11: Piekproductie zonnepanelen in Duitsland en België (Eurelectric, 2015)

PEAK SOLAR						
	Peak Solar powered generation in 2013 in 15 min interval	Date of Peak Solar generation			Final consumption in the 15 minutes of peak solar production	% covered by Solar
GERMANY	5988	21	Jul	2013	10743	56%
BELGIUM	2.062	20	Apr	2013	7.119	29%

Bijlage 12: Bespreking effect inkomstendaling en capaciteitsaanpassing

De aanbodcurve S1 komt overeen met een situatie met weinig tot geen intermitterende, hernieuwbare technologieën. De aanbodcurve S2 toont wat er gebeurt als de penetratie van intermitterende, hernieuwbare technologieën met lage variabele kosten toeneemt. Aanbodcurve S3 stelt het aanbod voor bij nog grotere penetratie van intermitterende, hernieuwbare technologieën wanneer deze de technologiemix domineren. Deze curve wordt niet verder besproken. Deze hernieuwbare, intermitterende technologieën verhogen de aanwezige capaciteit waardoor er eerst een tijdelijke overcapaciteit wordt gecreëerd (Q'2). Bijgevolg zullen energiecentrales met de grootste operationele (variabele) kosten, met name de gascentrales, de markt verlaten. Er ontstaat dan een nieuw evenwicht bij een lagere prijs (P2) vanwege de technologieën met lagere variabele kosten dan de huidige technologiemix (Europese Commissie, 2015a).

Het gebied AB''CD stelt de afname van de inkomsten voor elektriciteitsproducenten die een hoeveelheid Q1 produceren ten gevolge van de lagere prijs. De afname van de capaciteit van Q'2 naar Q2 wordt weergegeven d.m.v. de driehoek A'B'B. Deze overcapaciteit produceert geen elektriciteit aangezien er hiervoor onvoldoende vraag voor is, waardoor er een afname is van Q'2 naar Q2. Daarnaast kan er ook het netto effect van de capaciteitsaanpassing uit Figuur 41 worden afgeleid. Dit is namelijk de toename van Q1 naar Q2. Het netto effect is nihil aangezien de winst voor de consument gecompenseerd wordt door een afname van de inkomsten van de producent.

Het totale effect bij overgang van S1 naar S2 kan worden voorgesteld door (Europese Commissie, 2015):

$$\text{Totale effect} = \text{effect inkomstendaling (DB'DC)} + \text{effect capaciteitsaanpassing (B'AB)}$$