

CE

**Oplossingen voor
milieu, economie
en technologie**

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland

De 'vergeten' kosten in beeld

Rapport

Delft, april 2007

Opgesteld door: M.N. (Maartje) Sevenster
H.J. (Harry) Croezen
M. (Martijn) Blom
F. (Frans) Rooijers



Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

M.N. (Maartje) Sevenster, H.J. (Harry) Croezen, M.J. (Martijn) Blom, F.J. (Frans) Rooijers
Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland : De 'vergeten' kosten in beeld
Delft, CE, 2007

Elektriciteitscentrales / Maatschappelijke factoren / Economische factoren /
Productie / Kosten / Milieu / Risico's /

VT:
Externe kosten

Publicatienummer: 07.6016.10

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Opdrachtgever: Stichting Greenpeace Nederland
Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Maartje Sevenster.

© copyright, CE, Delft

CE

Oplossingen voor milieu, economie en technologie

CE is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

De meest actuele informatie van CE is te vinden op de website: www.ce.nl.

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

GREENPEACE

“Voorwaarts is niet vergeten!”¹

Het bestrijden van ‘gevaarlijke’ klimaatverandering vergt een energierevolutie, onder andere bij de productie en het gebruik van elektriciteit. In ons Greenpeace-scenario² gaat de Nederlandse elektriciteitssector binnen veertig jaar over van verspilling en vervuiling naar een schone elektriciteitsvoorziening. Een combinatie van slimmer omgaan met energie, hyperefficiënt stroomgebruik (apparaten en processen) en een pakket duurzame stroomproductie uit hernieuwbare duurzame bronnen (zonnestroom, windenergie, biomassa, waterkracht) maken nieuwe kolen- en kerncentrales overbodig. Dat is de uitdaging om klimaatontwrichting te voorkomen.

Echter, de prikkels voor die energierevolutie ontbreken nog. Sterker nog, de financiële prikkels van nu zijn ‘contrarevolutionair’: vuile stroomproductie wordt niet alleen direct, maar ook indirect gesubsidieerd. Indirect, omdat de milieu- en risicokosten van de fossiele en nucleaire ketens worden afgewenteld op overheid en samenleving. Het gaat daarbij om de kosten van klimaatontwrichting, luchtvervuiling (fijn stof), herstel, gezondheidsschade, sociale misstanden, radioactief afval en schade als gevolg van calamiteiten en (dodelijke) ongevallen bij gaswinning, mijnbouw of bij kerncentrales.

Deze zogenaamde externe kosten worden dus wel betaald, maar niet door de stroomproducent, die ze veroorzaakt. Afwenteling van milieu- en risicokosten op overheid en samenleving is in strijd met het (Europese) principe ‘*de vervuiler betaalt*’, dat ook is vastgelegd in het nieuwe regeerakkoord.

Eerlijke doorberekening van alle ‘vergeten’ kosten aan de stroomproducent maakt bijvoorbeeld kolenstroom en kernenergie duurder en het prijsverschil met stroom, geproduceerd door een biomassa-centrale kleiner.

Dankzij een gelijk spelveld groeit het concurrentievermogen van schone energie, waarvan de externe kosten immers veel geringer of nihil zijn. Positief neveneffect is dat schone energie minder subsidie nodig heeft om snel en fors te groeien.

De actualiteit: stroomproducenten Nuon, Essent, E.on, Electrabel en RWE willen vijf nieuwe grote kolencentrales bouwen en Delta spreekt zelfs van een tweede kerncentrale.

Deze plannen frustreren elke verduurzaming van het Nederlandse stroomproductiepark en de ambities van het nieuwe regeerakkoord. Daarom vroeg Greenpeace aan CE Delft om alle ‘vergeten’ kosten zichtbaar te maken van twee typen kolencentrales, een gasgestookte centrale, een biomassa-centrale en van een kerncentrale.

Uit het CE-onderzoek kunnen we bijvoorbeeld leren dat een kolenvergasser, zoals Nuon in de Eemshaven wil bouwen, een schade van minstens €130 miljoen per jaar afwentelt op onze samenleving. Gerekend over een levensduur van dertig jaar bezorgt een eventuele investeringsbeslissing van Nuon de samenleving een schadepost van ruim €4 miljard.

¹ “Voorwaarts is niet vergeten!” parafraseert het revolutionaire strijdlied ‘Vorwärts und nicht vergessen, die Solidarität’ van Bertold Brecht/Hans Eisler

² The Energy Revolution – A sustainable pathway to a clean energy future for the Netherlands, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, September 2006

Uit het onderzoek blijkt verder dat een biomassacentrale de laagste externe kosten heeft en dat de eerlijke toedeling van onverzekerbare risicokosten een nieuwe kerncentrale onbetaalbaar maakt.

En dit alles nog los van de directe subsidies die vooral de fossiele en nucleaire industrie 'genieten'.

De kolenplannen van de energiebedrijven zijn ook strijdig met het nieuwe regeerakkoord, waarin is vastgelegd dat Nederland in 2020 haar CO₂-uitstoot met 30% reduceert, jaarlijks 2% energie gaat besparen en 20% van de energie duurzaam zal worden opgewekt (geschat aandeel duurzame elektriciteit: >30%). Die doelstellingen voor 2020 zijn noodzakelijke tussenstappen op weg naar een uitstootreductie van broeikasgassen van 80% in 2050.³ Alleen zo kan klimaatverandering binnen relatief veilige grenzen blijven en wordt klimaatontwrichting voorkomen.

Echter, als alle vijf thans geplande kolencentrales worden gebouwd, stijgt de totale CO₂-uitstoot in Nederland in 2020 met circa 12% en van de elektriciteitssector met circa 60% ten opzichte van nu. En uitgaande van een levensduur van dertig tot wellicht veertig jaar worden de nu geplande kolencentrales pas in 2050 weer buiten bedrijf gesteld.

Aan de vooravond van de investeringsbeslissingen van de stroomproducenten staat onze samenleving op een historisch kantelpunt wat betreft de inrichting van ons toekomstige stroomproductiepark.

De overheid moet volgens Greenpeace dan ook alles doen om de bouw van nieuwe kolen- en kerncentrales onmogelijk en overbodig te maken.

Volgens Greenpeace kan (interim)wetgeving op zeer korte termijn de nieuwbouw van vervuilende elektriciteitscentrales voorkomen. Ook moet de overheid eisen stellen aan de maximale uitstoot van CO₂ en andere broeikasgassen, gemeten over de technologische en brandstofketens.

Maar bovenal is doorberekening van alle 'vergeten' kosten aan nieuwe én bestaande elektriciteitscentrales geboden om uit de opbrengst van bijvoorbeeld een heffing de versnelde overgang naar een duurzame efficiënte energievoorziening te financieren.

Het CE-rapport *Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - de 'vergeten' kosten in beeld* geeft politici daartoe de economische onderbouwing en rechtvaardiging.

Voorwaarts met de verduurzaming van onze stroomproductie gaat volgens Greenpeace niet samen met het negeren van de 'vergeten' kosten: "*Voorwaarts is niet vergeten!*".

Greenpeace, april 2007

³ IPCC, 2007

Inhoud

Samenvatting	1
1 Achtergrond	7
1.1 Wat zijn de 'vergeten' kosten?	7
1.2 Hoe kunnen externe kosten meespelen?	8
1.3 Wordt internalisering op dit moment toegepast?	9
1.4 Hoe worden externe kosten bepaald?	9
1.5 Plannen voor nieuwe centrales	11
1.6 Leeswijzer	13
2 Kosten van emissies en ongevallen	15
2.1 Inleiding	15
2.2 ExternE	15
2.2.1 Waardering gezondheidseffecten en sterfgevallen	15
2.2.2 Klimaatverandering	16
2.2.3 Luchtvervuiling	20
2.2.4 Radioactieve stoffen	22
2.2.5 Ongevallen	23
2.2.6 Buiten beeld	27
2.3 Concluderend: basisset schaduwrijzen	29
3 Resultaten	31
3.1 Inleiding	31
3.2 Beschrijving per centrale	32
3.2.1 Biomassa centrale	32
3.2.2 Gascentrale	34
3.2.3 Kolencentrale	35
3.2.4 Kolenvergassing	36
3.2.5 Kerncentrale	38
3.3 Externe kosten per kWh	41
3.3.1 Basisberekening	41
3.3.2 Gevoeligheid voor schaduwrijzen CO ₂	43
3.3.3 Extra aannames	44
3.4 Ongevallen	45
3.5 Concluderend	49
4 Bespreking	53
4.1 Inleiding	53
4.2 Totale kosten	53
4.3 Reikwijdte van effecten	54
4.3.1 Lokaal, regionaal en mondiaal	55
4.3.2 Ongevallen	56
4.4 Van rekenen tot verrekenen	57
4.5 Concluderend	59

Literatuur	61
A Kosten	69
B Detailgegevens biomassacentrale	71
C Detailgegevens STEG	81
D Detailgegevens kerncentrale	85
E Detailgegevens poederkool	101
F Detailgegevens kolenvergassing	113

Samenvatting

Momenteel worden voorbereidingen getroffen voor de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales, waarbij meerdere opties aan de orde zijn. Om een afweging te maken die leidt tot keuze van de beste optie vanuit maatschappelijk oogpunt is naast informatie over rentabiliteit ook inzicht nodig in de effecten op de samenleving, waar externe kosten deel van uitmaken. Deze externe kosten worden in de afweging vaak vergeten of hooguit impliciet of kwalitatief meegenomen.

In deze studie is expliciet gemaakt wat de hoogte van de externe kosten is voor verschillende opties voor een nieuwe centrale. Deze kosten verhouden zich aanmerkelijk anders dan de directe productiekosten voor de verschillende opties. Als alleen wordt gekeken naar productiekosten komt kolen als favoriet uit de bus. De externe kosten van kolenvermogen zijn echter hoog in vergelijking met gasvermogen en op basis van biomassa geproduceerde elektriciteit. De externe kosten van energie uit een kerncentrale zijn in de hoge variant nog iets hoger dan van energie uit een kolencentrale, omdat in deze studie ook 'risicokosten' zijn meegenomen. Dat wil zeggen dat de externe kosten zijn opgebouwd uit 'milieukosten', als gevolg van milieueffecten van normale exploitatie, en 'risicokosten', als gevolg van milieueffecten van calamiteiten.

Kader van deze studie is invulling van nieuw basislastvermogen bij gebleken behoefte daaraan vanuit de markt. Er wordt in deze studie daarom geen vergelijking gemaakt met energiebesparing - die deze behoefte teniet zou doen - en andere vormen van duurzame energie dan biomassa omdat deze niet voor basislast vraag geschikt is (wind, PV, etc.) of omdat er in Nederland onvoldoende potentieel beschikbaar is (geothermische energie, waterkracht)¹.

Per saldo leidt dit onderzoek tot de conclusie dat:

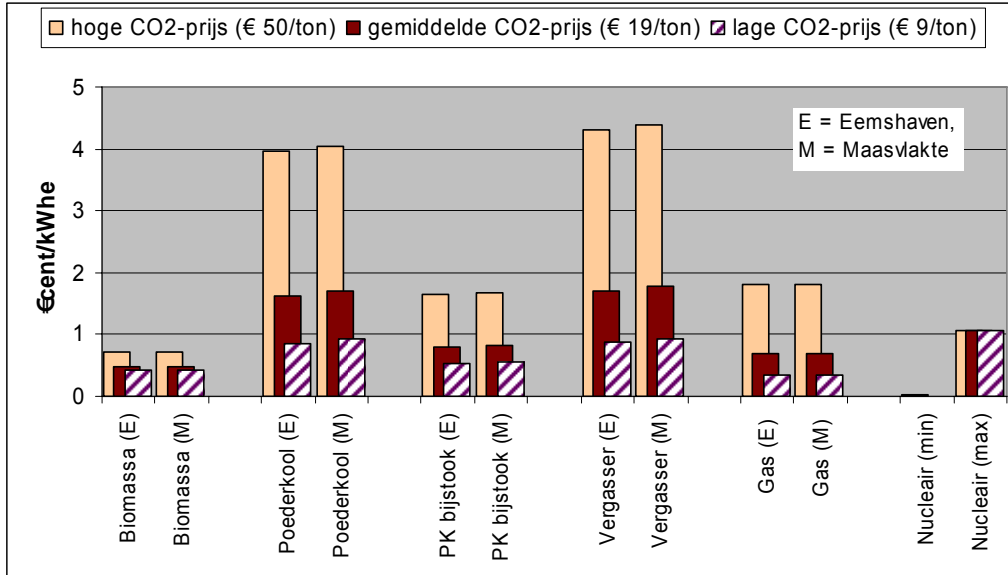
- elke vorm van elektriciteitproductie gepaard gaat met externe kosten en dat er belangrijke verschillen zijn in de omvang van die kosten voor verschillende types centrale en brandstoffen;
- de externe kosten van kolen- en kernenergie mogelijk even groot zijn als de directe kosten; de **wé**rkelijke **productiekosten** zouden twee keer zo hoog zijn;
- productie van elektriciteit op basis van aardgas in principe de laagste totale kosten laat zien, bij zowel hoge als lage inschatting van brandstof- en CO₂-prijzen.

Figuur 1 geeft een beeld van de externe kosten als gevolg van emissies. Hierin zijn de risicokosten nog niet meegenomen. De milieukosten van kernenergie kunnen laag zijn, omdat in de keten relatief weinig CO₂ vrijkomt en de kosten vooral

¹ Hierbij zij opgemerkt dat externe kosten van wind- en waterkracht per kWh in het algemeen laag zijn maar niet nihil (zie bijvoorbeeld <http://externe.jrc.es/>, in de rapporten voor Denemarken, Noorwegen, Spanje, Oostenrijk, Zweden en Groot-Brittannië) en de externe kosten van energiebesparing in de meeste gevallen verwaarloosbaar.

bepaald worden door de herkomst van uranium (verschil tussen minimum en maximum variant).

Figuur 1 Overzicht externe kosten per kWh als gevolg van emissies (zonder ongevallen) zoals bepaald in deze studie (opties zonder CO₂-afvang)



In termen van totale externe kosten per jaar als gevolg van één 1.000 MW centrale leiden de berekeningen tot de volgende resultaten (zie Tabel 1).

Tabel 1 Totale externe kosten per jaar per centrale (basisberekening; lage waarde = Eemshaven, hoge = Maasvlakte, voor kerncentrale minimum en maximum variant). Ongevallen op basis van risicooverse maat voor 'grootste' ongeval wereldwijd in de betreffende keten.²

	Standaard emissies Miljoen €/jaar	Ongevallen Miljoen €/jaar
Biomassa	35-36	
Poederkool	121-127	± 3,5
Poederkool met max bijstook	59-61	± 1,0
Kolenvergassing	129-134	± 3,5
STEG	53	± 1,0
Kernenergie	1-79	~36-360?

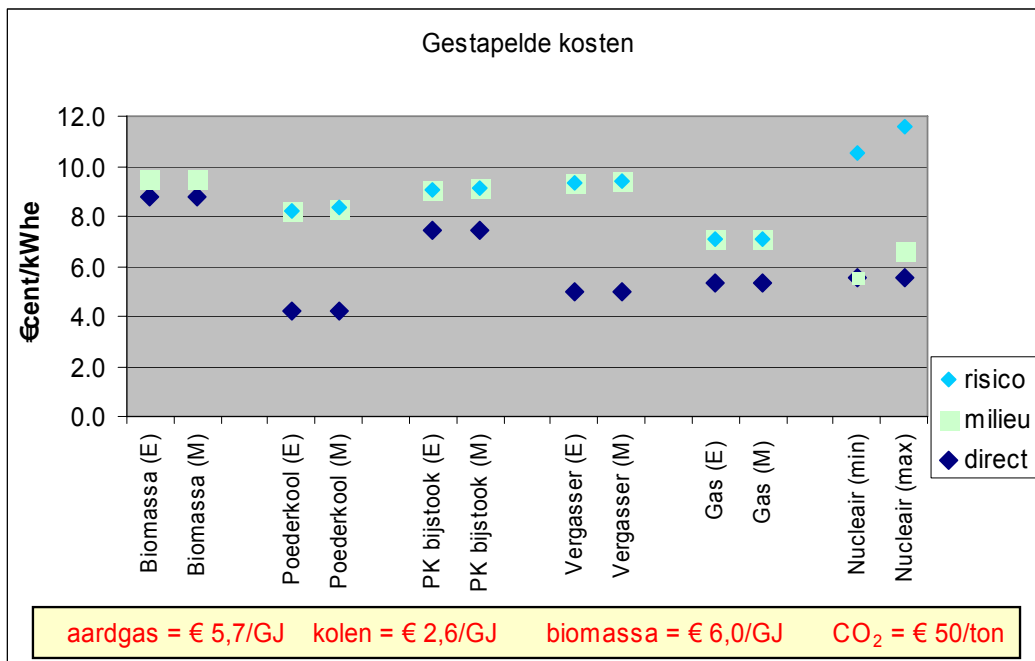
² De kostenschattingen voor emissies moeten worden beschouwd als een minimum waarde omdat niet alle emissies en impacts kunnen worden meegenomen. Ook de risicokosten geven een ondergrens omdat hier alleen gekeken is naar de schade (met risicooverse maat) van het grootste ongeval in de betreffende keten en niet naar de totale 'kansverdeling' van ongevallen.

In Figuur 2 en Figuur 3 worden de milieukosten, risicokosten en directe (productie-)kosten per kWh_e weergegeven in een hoge en een lage variant:

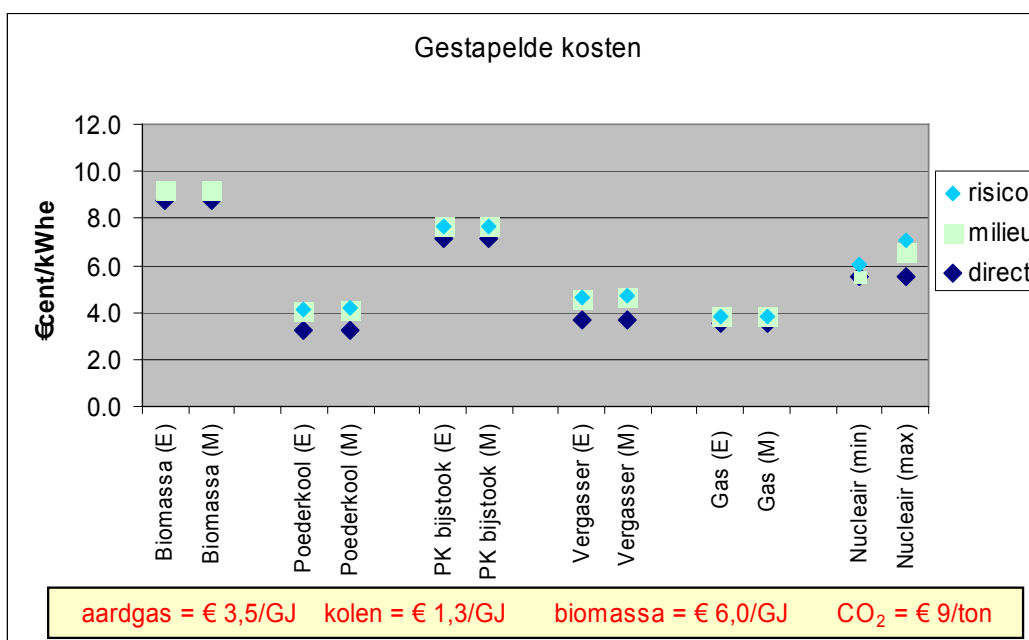
- directe kosten: hoge en lage aanname voor brandstofprijzen (investeerdoperspectief, zonder CO₂-handel);
- schaduwprijs voor CO₂: € 9/ton respectievelijk € 50/ton (gebruikte middenwaarde in deze studie is € 19/ton);
- schatting risicokosten kernenergie op basis van neutrale respectievelijk 'averse' risicomaat.

De gestapelde kosten worden weergegeven voor een biomassacentrale, een poederkoolcentrale zonder en met deels bijstook van biomassa, een kolenvergasser, een STEG (gas) en een kerncentrale.

Figuur 2 Resultaten van deze studie (milieukosten en risicokosten) in verhouding tot directe kosten per type centrale voor locatie Eemshaven en Maasvlakte (hoge variant, opties zonder CO₂-afvang)



Figuur 3 Resultaten van deze studie (milieukosten en risicokosten) in verhouding tot directe kosten per type centrale Eemshaven en Maasvlakte (lage variant, opties zonder CO₂-afvang)



Wat betreft totale kosten komt gas in beide gevallen het laagst uit. Het feit dat bij de meeste types centrale de risicokosten gesuperponeerd lijken op de milieukosten wil zeggen dat ze erg klein zijn. Voor biomassa zijn geen ongevalgegevens bekend. Bij kernenergie is als eerder in de notitie aangegeven een variatie in emissies van radioactieve stoffen vanuit tailingreservoir beschouwd. Deze bandbreedte is in beide figuren weergegeven middels een minimum en een maximum variant waarbij de kwalificatie van de omvang betrekking heeft op de emissies van radioactieve stoffen en daaraan gerelateerde milieu- en gezondheidsschade.

Directe kosten

CE heeft samen met CIEP de directe productiekosten³ van de verschillende opties in kaart gebracht (CE, 2006). Bij lage brandstofprijzen leveren centrales gestookt met kolen en aardgas de laagste productiekosten op. Als de brandstofprijzen stijgen komen de kosten hiervan dichtbij die voor kernenergie te liggen en ook de meerkosten voor biomassa worden lager. Merk overigens op dat de hier gehanteerde kosten maar een deel uitmaken van de elektriciteitsprijs die de consument uiteindelijk betaald.

Externe kosten: milieu en risico's

In de voorliggende studie is onderzocht welke kosten samenhangen met externe effecten van de verschillende vormen van elektriciteitsproductie. Hierin is de ExternE methodiek van de Europese Unie gevolgd.

Onder de externe effecten zijn meegenomen:

- gezondheid- en economische effecten van luchtvervuilende emissies;

³ Alle centrales zijn bekeken als vollast / basislast centrales. Hoewel in de huidige markt basislast centrales meestal nucleair of kolengestookt zijn, wil dit niet zeggen dat dit maatschappelijk gezien de beste optie is. In deze studie is daarom juist niet uitgegaan van de nu marktconforme situatie.

- klimaateffecten van emissies van broeikasgassen;
- gezondheidseffecten van radioactieve straling.

Daarnaast zijn ook de externe kosten van ongevallen bekeken. Omdat het hier om effecten van onvoorziene calamiteiten gaat, noemen we deze kosten 'risicokosten'. Zowel de methodiek voor bepalen van deze kosten als de mogelijkheden tot internaliseren ervan wijken af van de standaard externe kosten.

Alle vormen van energieopwekking die in deze studie zijn bekeken, gaan met externe effecten gepaard. In het geval van gebruik van biomassa op basis van resthout en gas zijn de externe kosten het laagst. Voor kolen zijn de externe kosten in vergelijking met gas een factor 2,5 à 4 hoger per opgewekte kWh. Voor kernenergie is de situatie zeer afhankelijk van de herkomst van het uranium en van de manier waarop risicokosten worden meegenomen. In de andere energieketens komen de risicokosten van ongevallen grotendeels ten laste van de exploitant omdat betreffende calamiteiten in principe verzekerd zijn. Voor kernenergie komt het grootste deel ten laste van de samenleving. Als alle kosten ten laste gebracht zouden kunnen worden van de exploitant, dan is een verzekeringspremie van zeker enkele tientallen Euro's per MWh te verwachten, omdat het hier gaat om een risico met 'groot effect, kleine kans'. Het is overigens onwaarschijnlijk dat een dergelijke verzekering überhaupt zou kunnen worden afgesloten.

CO₂-afvang en -opslag

Voor de centrales is ook gekeken naar de situatie met CO₂-afvang en -opslag (CCS⁴) Hieraan zijn uiteraard directe kosten verbonden, maar de externe kosten kunnen er theoretisch door worden verminderd. Voor kolen- en gascentrales kunnen de externe kosten met 70% tot 80% verminderen. Voor de biomassacentrale geldt zelfs dat CCS tot negatieve externe kosten leidt, omdat de koolstof in de biomassa zelf als kortcyclisch wordt beschouwd en dus effectief CO₂ uit de atmosfeer wordt verwijderd.

CCS neemt in deze studie een aparte positie in, omdat het de enige beschouwde technologie is die nog niet daadwerkelijk direct beschikbaar is. Het is daarom niet zeker dat CCS echt zal gaan plaatsvinden, zelfs als een centrale "capture ready" wordt gebouwd. Indien overheden een bijdrage leveren aan de benodigde financiering voor onderzoek en ontwikkeling in ruwweg het komende decennium dan zijn dit ook kosten die ten laste komen van de samenleving. Dit is in deze studie niet meegenomen.

De onzekerheid ligt in de nog benodigde technische ontwikkeling en het nog niet beschikbaar en aanwijsbaar zijn van de nodige opslagcapaciteit. Daarnaast is nog onduidelijk wie ontwikkeling en beheer van infrastructuur op zich zal nemen en hoe het vergunningtraject en juridisch kader eruit moeten zien. Alleen al van-

⁴ Carbon Capture and Storage (CO₂-afvang en -opslag).

wege onduidelijkheid omtrent infrastructuur en opslagcapaciteit is het niet te verwachten dat opslag voor 2020 reëel is.

Wie betaalt de rekening?

Het feit dat er externe kosten optreden bij elektriciteitproductie op zich is geen reden om aan te nemen dat er sprake is van een niet economisch efficiënte situatie. Het is denkbaar dat de huidige emissies van energiecentrales al dusdanig laag zijn dat de externe kosten plus directe kosten ook voor een kolencentrale lager zijn dan de baten.

Er is echter ook in dat geval wel sprake van onrechtvaardige verdeling van kosten en baten, aangezien de externe kosten ten laste komen van de maatschappij en de baten niet. Dit kan in feite een vorm van subsidiering zijn, waardoor er geen sprake is van eerlijke concurrentie tussen verschillende centrales of andere mogelijkheden voor opwekking van elektriciteit. Er zijn verschillende mogelijkheden om de verdeling van kosten en baten te verbeteren, zoals bijvoorbeeld op goede manier teruggesluisde heffingen (op emissies) of verzekeringen (voor calamiteiten). Dit onderwerp vergt een studie op zich, maar gesteld kan worden dat bij volledige internalisering van externe kosten deze helemaal zouden terug komen in de productiekosten en dus de prijs van elektriciteit. Hiermee zou dan ook energiebesparing - uiteindelijk de meest effectieve manier om milieudruk te verminderen - financieel interessanter worden, evenals het gebruik van andere hernieuwbare energiebronnen, zoals zon en wind.



1 Achtergrond

1.1 Wat zijn de 'vergeten' kosten?

Investeringsbeslissingen worden genomen aan de hand van een vergelijking van kosten en baten. Er zijn verschillende manieren om investeringen af te wegen tegen verwachte toekomstige baten. Wat de methoden gemeen hebben is dat de baten groter moeten zijn dan de kosten. Wanneer dat niet zo is, is de investering niet de moeite waard. Maar is het plaatje wel compleet als alleen naar investerings- en exploitatiekosten en bedrijfsinkomsten wordt gekeken?

Met elk productieproces of activiteit gaan externe effecten gepaard. Dit zijn neveneffecten van die activiteit waarvan de kosten en baten niet bij het bedrijf terechtkomen. Externe kosten worden dus niet verwerkt in de prijs, maar worden door andere partijen gedragen.

Zo is bijvoorbeeld een neveneffect van autorijden dat het wegdek slijt. Voor de automobilist is slijtage een extern effect. De kosten daarvan worden gedragen door de overheid, en indirect door de belastingbetaler. Wanneer een automobilist een keuze maakt om wel of niet te gaan rijden, neemt hij wel de directe kosten (brandstof, bijvoorbeeld, tijd en afschrijving) mee in zijn beslissing, maar niet de externe kosten. De automobilist ervaart autorijden als goedkoper dan het in werkelijkheid is. Hierdoor gaat hij meer autorijden, en veroorzaakt hij meer externe kosten. Het kan worden aangetoond dat dit ten koste gaat van de welvaart van de samenleving.

Voor industriële activiteiten, waaronder het opwekken van elektriciteit, gelden dezelfde principes. Externe effecten van elektriciteitsopwekking zijn onder andere klimaatverandering en verzuring als gevolg van allerlei emissies, gezondheidseffecten van radioactieve straling, ongevallen in mijnen of in de centrale zelf, sociale misstanden die vaak optreden in landen waar grondstoffen gewonnen worden, et cetera. Verreweg de meeste van de kosten die met deze effecten samenhangen worden niet in de uiteindelijke elektriciteitsprijs verdisconteerd: ze zijn niet *geinternaliseerd*.

Ook hier kan de verkeerde prijsprikkel leiden tot overconsumptie van elektriciteit en overproductie van vervuiling. De kosten van de vervuiling worden afgewenteld op de belastingbetaler, met wiens geld de vervuiling wordt opgeruimd, of op de burger, die ziek wordt, of nog weer op andere partijen.

De verhouding tussen directe kosten en externe kosten van verschillende vormen van elektriciteitsopwekking varieert. Sommige vormen van elektriciteitsopwekking, zoals kolencentrales, hebben lage directe kosten maar hoge externe kosten. Andere vormen, zoals elektriciteit uit hernieuwbare bronnen, hebben hogere directe kosten maar lagere externe kosten. De maatschappij zou er daar-

om bij gebaat kunnen zijn als meer hernieuwbare energie werd ingezet, maar de besluitvorming rond nieuwe centrales vindt plaats op basis van directe kosten. Als we als maatschappij een echt 'eerlijk speelveld' willen creëren binnen de elektriciteitssector dan moeten de externe kosten meewegen bij dergelijke beslissingen: externe kosten moeten worden geïnternaliseerd.

1.2 Hoe kunnen externe kosten meespelen?

Het bestaan van externe kosten van elektriciteitsproductie op zich betekent niet dat er sprake is van een economisch inefficiënte situatie. Er is immers al beleid waarmee vervuulende en klimaatveranderende emissies zijn verminderd en het is mogelijk dat daardoor het huidige emissieniveau zo ligt, dat de maatschappelijke kosten, waarvan de externe kosten deel uitmaken, lager zijn dan de maatschappelijke baten. Zelfs als de overgebleven externe kosten dan vanuit dit oogpunt acceptabel zijn, is het nog steeds zo dat er sprake is van afwenteling. De kosten komen voor rekening van de maatschappij, de baten gaan naar de producent (en consument).

Hierin kan op verschillende manieren verandering worden gebracht. Een mogelijkheid is om de gemiddelde externe kosten door te berekenen aan de consument. Dit gebeurt bijvoorbeeld bij autorijden. Een autobezitter betaalt motorrijtuigenbelasting, waarmee het onderhoud van wegen wordt gefinancierd. Hierdoor worden weliswaar deze externe kosten gedekt, maar zoals boven is beschreven geeft de motorrijtuigenbelasting geen goede prikkel aan de automobilist om zijn autogebruik af te stemmen op wat vanuit maatschappelijk oogpunt optimaal is.

Een andere manier is om de 'marginale' kosten - in ons voorbeeld de extra kosten van het rijden van één kilometer - door te berekenen aan de consument. De externe kosten van wegenonderhoud zouden gedekt kunnen worden met een kilometerheffing. Een automobilist zou dan betalen de slijtage die hij veroorzaakt per gereden kilometer. Op die manier zou de automobilist in zijn afweging om al dan niet te gaan rijden de kosten van het wegonderhoud meenemen.

Dit voorbeeld laat zien dat de *manier* waarop externe effecten in rekening worden gebracht van groot belang is voor de optimalisatie van de maatschappelijke welvaart. De welvaart is optimaal wanneer alle marginale externe effecten zijn geïnternaliseerd. De consument houdt dan bij elke beslissing rekening met alle externe effecten die *zijn* gedrag veroorzaakt.

Het internaliseren van externe kosten van elektriciteitsopwekking zou niet alleen in de besluitvormingfase effect hebben, maar ook bij de keuze van consumenten om een bepaald type stroom af te nemen. Op dit moment is de keuze voor afname van groene stroom vooral een morele keuze. Immers, groene stroom is vaak duurder dan conventionele stroom. De consument ervaart hogere directe kosten maar de externe baten komen aan iedereen ten goede, ook aan de afnemer van grijze stroom. Het principe 'de vervuiler betaalt' is dus geenszins van toepassing.

Wanneer externe kosten voor rekening komen van de maatschappij, kunnen ze beschouwd worden als een subsidie op vervuiling (bijvoorbeeld EEA, 2004). Om het beeld van hoe (on)eerlijk het speelveld op dit moment is compleet te maken zouden zowel directe subsidies en belastingvrijstellingen als externe kosten moeten worden geïnventariseerd, maar in deze studie kijken we alleen naar externe kosten.

1.3 Wordt internalisering op dit moment toegepast?

Er is wereldwijd steeds meer beleid waarmee externe kosten deels worden verrekend, dat wil zeggen in de prijs van het betreffende product op te nemen. Hierbij spelen soms externe-kostenbepalingen een rol. Voorbeelden van dergelijk (milieu-)beleid zijn:

- het CO₂-emissiehandelsstelsel in de EU;
- emissiehandelsstelsels voor NO_x en SO₂ in diverse landen;
- heffingen op vervuilende emissies in bijv. Scandinavische landen;
- subsidies voor het afnemen van duurzame energie, deels als 'verkapte' compensatie voor niet doorberekende externe kosten in andere energieketens;
- hogere havengelden voor meer vervuilende schepen;
- hogere luchthavenbelasting voor luidruchtiger vliegtuigen.

We zien zo direct dat er verschillende manieren zijn om externe kosten (deels) onder te brengen in de interne prijs van processen en producten. Vanuit economisch oogpunt zijn deze niet allemaal even efficiënt en effectief, maar ze kunnen worden gezien als eerste stap.

De congestieheffing in Londen

In Londen is in 2003 een zogeheten congestieheffing ingevoerd. Het verkeer in bepaalde delen van de stad was dusdanig druk, dat mensen die per auto de stad ingingen gemiddeld 50% van hun tijd in het trage verkeer doorbrachten. Op basis van persoonlijke overwegingen was dit tijdverlies kennelijk de moeite waard, maar ook hier is sprake van externe effecten. De automobilist doet niet alleen zichzelf tijdverlies aan, maar ook de andere automobilisten. Bereikbaarheid, leefbaarheid en luchtkwaliteit worden in de drukke gebieden zeer slecht.

Op basis van deze overwegingen is besloten om iedereen, die de betreffende delen van de stad per auto in wil, een heffing te laten betalen van £ 8 (in eerste instantie £ 5). Voor veel automobilisten wordt een rit naar de stad dan te duur, zij gaan met openbaar vervoer reizen. Anderen hebben de extra kosten over voor het rijden in veel minder druk verkeer. Zij dragen nog steeds bij aan de externe effecten, maar betalen daar ook voor. In totaal zijn de externe effecten afgenomen: congestie met 30% en emissies met 12% (EEA, 2006). De heffingsgelden worden deels ingezet ter verbetering van openbaar vervoer.

1.4 Hoe worden externe kosten bepaald?

Er zijn diverse manieren om externe kosten te kwantificeren. Omdat externe effecten vaak niet verhandeld worden is het lastig om ze een prijs te geven. Er moet een zogenoemde *schaduwprijs* worden bepaald, de prijs die zou bestaan als er een echte markt bestond voor de betreffende emissie (of milieueffect). De verschillende manieren vallen uiteen in twee hoofdgroepen: schade- en preventiekosten bepalingen.

Schadekosten

In deze methode worden alle effecten van een emissie helemaal doorgerekend tot de verschillende schades die kunnen optreden (aan gezondheid, natuur, landbouwgewassen, etc.). Hiervan wordt vervolgens bepaald wat de kosten zijn. Dit kunnen directe economische schadekosten zijn, bijvoorbeeld van ziekenhuisopname, maar ook meer indirecte kosten. Bijvoorbeeld bij de hinder die mensen ondervinden van geluid is niet altijd te zeggen dat er economische schade optreedt. Toch hebben mensen er extra geld voor over om op een rustige plek te wonen; uit huisprijzen kan dus worden afgeleid wat men er voor over heeft om het geluidniveau te verlagen. Deze methode wordt 'hedonische beprijzing' genoemd. Een meer subjectieve manier is om mensen direct te vragen wat ze ervoor over zouden hebben om bijvoorbeeld geen ongeluk te krijgen ('willingness to pay', WTP) of hoeveel ze betaald zouden willen krijgen om toch in de buurt van Schiphol te wonen ('willingness to accept', WTA). Schadekosten zijn tot op zekere hoogte absoluut - doel is werkelijke schade in beeld te brengen en niet een relatieve maat daarvoor - en kunnen een rol spelen bij beleidvorming. Daarbij moet wel in gedachten worden gehouden dat veel schades nog niet bekend zijn en dat berekende schadekosten in praktijk waarschijnlijk een ondergrens weergeven van werkelijke totale schade.

Bij het berekenen van schadekosten en preventiekosten kunnen zowel de gemiddelde kosten als de marginale kosten worden geschat. Voor schadekosten zijn de marginale kosten de kosten die het gevolg zijn van een kilogram extra emissie. De marginale kosten zijn niet constant. De aanwezige achtergrondconcentratie kan namelijk van invloed zijn op het effect, bijvoorbeeld bij vermisting. Is in een bepaald gebied het bestaande vermistingsniveau heel laag dan kan een extra emissie zelfs een positief effect hebben, maar is het bestaande niveau al hoog dan is het effect negatief. In veel gevallen wordt er echter - soms bij gebrek aan betere kennis - vanuit gegaan dat effecten lineair zijn en onafhankelijk van de achtergrondconcentratie. In dat geval zijn de marginale externe kosten gewoon gelijk aan de gemiddelde externe kosten.

Preventiekosten⁵

In dit geval wordt gekeken naar de huidige doelstellingen (van beleid of mogelijk wetenschappelijk bepaalde duurzaamheidsdoelen) voor reductie van een emissie en hoe duur het zal zijn om deze doelstellingen te halen. Hieruit wordt afgeleid hoeveel het mag kosten om een kg emissie te voorkomen. De maatschappij kiest er kennelijk voor om die prijs voor reductie over te hebben; hoe hoger de prijs voor een bepaalde stof, hoe erger de maatschappij het vindt dat deze stof nog wordt geëmitteerd. De prijs is daarom een maat voor de externe kosten en in zekere zin een soort WTP op maatschappelijk niveau in plaats van individueel. Er is echter geen eenduidige relatie tussen schadekosten en preventiekosten. Preventiekosten zijn beleidvolgend en kunnen een rol spelen bij implementatie (kosteneffectiviteit).

Voor preventiekosten betekent *marginiaal* dat de prijs wordt bepaald aan de hand van de *duurste* maatregel die nog nodig is om het beleidsdoel te halen.

Een belangrijk discussiepunt bij externe kostenbepalingen is de te gebruiken waarde van de discontovoet. Hiermee worden kosten, die in de toekomst gemaakt moeten worden, verrekend met nu. Er zijn twee redenen om toekomstige kosten en baten minder gewicht te geven dan huidige. Ten eerste hebben mensen een tijdsvoorkeur: wanneer ze voor de keus worden gesteld om nu een bepaald bedrag te krijgen of hetzelfde bedrag over een jaar, kiezen de meeste

⁵ Ook wel vermijdingskosten (avoidance costs) genoemd.

mensen voor een bedrag nu. Bij betaling ligt het andersom. Kennelijk waarderen mensen huidige inkomsten en uitgaven hoger dan toekomstige. Dat impliceert dat investeringen een hoger rendement dienen te hebben naarmate de investering en de opbrengst verder uit elkaar liggen. Ten tweede betekent het investeren in het verminderen van de milieubelasting dat niet in andere zaken geïnvesteerd kan worden. Die andere zaken kunnen wellicht een rendement opleveren waarmee in de toekomst schades kunnen worden bestreden, of die toekomstige schades compenseren. Je zou kunnen zeggen dat toekomstige schades minder zwaar meetellen omdat je er nu al voor zou kunnen 'sparen'.

Een discontovoet heeft een sterke invloed op de waardering van schades in de verre toekomst. In Nederland wordt vaak met een discontovoet van 4% gerekend. Daarmee wordt een schade van € 1 miljoen over 10 jaar gewaardeerd op € 665.000 en van € 1 miljoen over 100 jaar op ongeveer € 17.000. De schade van emissies van broeikasgassen en van radioactieve stoffen kunnen zich over honderden, zo niet duizenden jaren uitstrekken. Elke discontovoet maakt dat schades in de verre toekomst nauwelijks een rol spelen bij beslissingen nu. Het gebruik van een discontovoet bij schades die zich uitstrekken naar toekomstige generaties is echter discutabel (Davidson, 2004)⁶. Met een discontovoet van 0% kan een bovengrens van externe kosten worden bepaald.

In deze studie wordt de methodiek gevolgd die in ExternE (2005, update van het NewExt programma) wordt gehanteerd. Deze methodiek is in opdracht van de Europese Commissie speciaal ontwikkeld om externe kosten van energiegebruik in de EU te bepalen ter ondersteuning van beleidbeslissingen. Dit past bij uitstek bij het doel van deze studie. In ExternE worden voornamelijk schadekosten, met een discontovoet van 3%, gebruikt om externe kosten te berekenen. In hoofdstuk 2 worden de details van de methodiek beschreven.

1.5 Plannen voor nieuwe centrales

Doel van deze studie is dus om te laten zien welke externe kosten zouden samenhangen met het opwekken van elektriciteit in een nieuw te bouwen centrale in Nederland. Hiervoor wordt naar een aantal verschillende centrales gekeken. De gekozen types en specificaties zijn deels gebaseerd op een vijftal concrete voorstellen dat op dit moment ter tafel ligt. Voor zeker 3 daarvan loopt reeds een MER-procedure. Het gaat om de volgende plannen:

- De Electrabel kolencentrale van 800 MW_e
De centrale zal worden gebaseerd op poederkooltechnologie en wordt op Maasvlakte of Eemshaven gerealiseerd. Het is nog onduidelijk wat voor type installatie precies zal worden ingezet. Wel is duidelijk dat de installatie 'capture ready' wordt en een hoog percentage (50%?) biomassa zal kunnen bijstoken. Voor dit initiatief is door de Commissie voor de MER een richtlijnenadvies voor de uiteindelijke MER-rapportage uitgebracht.

⁶ Discontovoet klimaatschade behoeft politieke keuze; Marc Davidson; ESB 4436 (25 juni); blz. 290-293; 2004.

- De NUON 1.200 MW_e multifuel centrale
De centrale zal worden gerealiseerd in Eemshaven en bestaat uit een viertal STEG's gevoed met aardgas en synthesegas van kolen en biomassa en zal een rendement van 40% - 45% hebben. Aardgas wordt vooral voor pieklast productie ingezet. Er is een MER opgesteld inclusief uitbreiding, welke door de MER Commissie wordt getoetst.
- De E'On 1.100 MW_e Maasvlakte kolencentrale
Deze installatie zal worden uitgevoerd als een conventionele poederkool centrale met een rendement van 46%, met mogelijkheden voor biomassa bijstook en CO₂-afvang. Het toetsingsadvies op basis van de MER-rapportage voor het initiatief is inmiddels in behandeling. Het E'On concern heeft begin dit jaar definitief besloten tot investering in de nieuwe centrale.
- De RWE kolencentrale met een vermogen van minimaal 1.600 MW_e
Voor de beoogde 1.600-2.200 MW_e kolengestookte elektriciteitscentrale van RWE Power AG te Eemshaven heeft behandeling van het toetsingsadvies plaatsgevonden. De installatie zal een rendement hebben van 46% en zal deels biomassa, deels kolen gebruiken als brandstof.
- De Essent kolencentrale
Essent overweegt de bouw van een 800-1.100 MWe kolencentrale in Borssele of Geertruidenberg. Voor beide locaties is inmiddels een startnotitie ingediend. In het ontwerp zal niet worden voorzien in eventuele CO₂-afvang.

De overheid heeft aangegeven alleen een centrale te willen vergunnen die 'capture ready' is, waarmee bedoeld wordt dat de centrale klaar moet zijn om op termijn met CO₂-afvang en -opslag (CCS⁷) aan de gang te gaan. Op welke termijn CCS ook daadwerkelijk zal kunnen worden toegepast, en in welke omvang, is nog niet zeker. De techniek neemt in deze studie daarom een aparte positie in, omdat het de enige beschouwde technologie is die nog niet direct beschikbaar is. Het is niet zeker dat CCS echt zal gaan plaatsvinden, zelfs als een centrale 'capture ready' wordt gebouwd. Bovendien is onduidelijk welke partijen de verdere kosten van onderzoek en ontwikkeling op zich zullen nemen; deze zouden ten laste kunnen komen van de samenleving, maar dit is hier niet meegenomen.

De onzekerheid ligt deels in de nog benodigde technische ontwikkeling⁸ en het nog niet beschikbaar en aanwijsbaar zijn van de nodige opslagcapaciteit⁹. Daarnaast zal een aanzienlijke infrastructuur moeten worden aangelegd om vele megatonnen CO₂ per jaar te kunnen vervoeren naar de opslaglocaties. Wie de ontwikkeling van infrastructuur en opslaglocaties gaat betalen en wie ze vervolgens gaat beheren is nog niet in beeld. Een heel belangrijk punt is ook dat er nog onzekerheden zijn over vergunningstraject en juridisch kader. Onduidelijk is ook

⁷ CCS = Carbon Capture and Storage (CO₂-afvang en -opslag).

⁸ Benodigde post-combustion afvang techniek is wel commercieel beschikbaar, maar op een tien keer kleinere schaalgrootte dan hier beschouwd. Opschalen vergt nog enige technische ontwikkeling. Daarnaast is optimalisatie qua operationele kosten en energiegebruik gewenst. De techniek voor afvang van CO₂ bij vergassing is overigens wél beschikbaar op de beschouwde schaalgrootte en wordt bijvoorbeeld toegepast bij de vijf ammoniakfabrieken in Nederland, alwaar per jaar 3,5 Mton aan zuivere CO₂ wordt afgescheiden.

⁹ Afgevangen CO₂ zal waarschijnlijk worden opgeslagen in lege gasvelden vanwege bewezen integriteit, maar deze liggen iha niet in de buurt van beschouwde locaties en er zullen sowieso per centrale meerdere velden moeten worden benut. Afstanden in Rijnmond zullen variëren van 10 - 50 kilometer, in Eemshaven eerder tussen de 50 en 100 kilometer.



wie op de lange termijn verantwoordelijk is voor het opgeslagen CO₂. Het is dan ook uitsluitend op basis van de benodigde infrastructuur en opslagcapaciteit al niet te verwachten dat opslag voor 2020 reëel is.

Vanwege de belangrijke positie van CCS in het huidige klimaatdebat wordt deze techniek echter wel meegenomen. Andere opties, zoals een centrale op gas (STEG), biomassa of kernenergie, hebben op dit moment niet de directe voorkeur van marktpartijen vanwege de hogere kostprijs dan van kolen. Toch zijn ook dit realistische mogelijkheden, zeker op langere termijn, met bovendien andere externe effecten dan een kolencentrale.

Kader van deze studie is als gezegd invulling van nieuw basislastvermogen bij gebleken behoefte daaraan vanuit de markt. Er wordt in deze studie daarom geen vergelijking gemaakt met energiebesparing - die deze behoefte teniet zou doen - en andere vormen van duurzame energie dan biomassa omdat deze niet voor basislast vraag geschikt is (wind, PV, etc.) of omdat er in Nederland onvoldoende potentieel beschikbaar is (geothermische energie, waterkracht)¹⁰.

In deze studie kijken we daarom naar vijf verschillende centrales, namelijk:

- volledig biomassa;
- poederkool, met en zonder biomassa bijstook;
- kolenvergassing;
- aardgas (STEG);
- kerncentrale.

Bij de centrales met verbranding wordt steeds ook de optie met CO₂-afvang en opslag bekeken. Voor goede vergelijkbaarheid nemen we voor alle centrales een vermogen van 1.000 MW_e. Tot slot bekijken we twee locaties: Eemshaven en Maasvlakte. Met name in verband met biomassa- en kolenaanvoer zijn dit de meest voor de hand liggende locaties, zoals ook uit bovenbeschreven plannen blijkt. Daarnaast kunnen de locaties worden beschouwd als in algemenere zin representatief voor dichtbevolkte en minder dichtbevolkte locaties. Rotterdam ligt - letterlijk - onder de rook van de Maasvlakte en dit heeft invloed op de hoogte van de externe kosten.

1.6 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 beschrijven we welke externe kosten als gevolg van emissies en ongevallen worden meegenomen en hoe de hoogte ervan wordt bepaald. Met name voor klimaatverandering en ongevallen (risico's) wordt dit in een bredere context geplaatst. Dit leidt tot schaduw prijzen in bijvoorbeeld €/kg. Vervolgens bespreekt hoofdstuk 3 hoe de centrales en de ketens er in grote lijn uitzien (details zijn te vinden in de bijlagen) en tot welke impacts elektriciteitsproductie in de verschillende vormen leidt. Aan het eind worden deze impacts, met behulp van de in hoofdstuk 2 bepaalde schaduw prijzen, vertaald naar de externe kosten per

¹⁰ Hierbij zij opgemerkt dat externe kosten van wind- en waterkracht per kWh in het algemeen laag zijn maar niet nihil (zie bijvoorbeeld <http://externe.jrc.es/>, in de rapporten voor Denemarken, Noorwegen, Spanje, Oostenrijk, Zweden en Groot-Brittannië) en de externe kosten van energiebesparing in de meeste gevallen verwaarloosbaar.

kWh. Risicokosten als gevolg van ongevallen worden hierbij opzettelijk apart besproken.

In hoofdstuk 4 gaan we in op de resultaten en hoe de maatschappij hiermee om kan gaan. Instrumenten als beprijzing, verzekering en het stellen van randvoorwaarden kunnen hierbij een rol spelen. Dit hoofdstuk wordt afgesloten met een korte conclusie.

Naast dit rapport bestaat een oplegnotitie, geschreven als samenvatting voor beleidsmakers.



2 Kosten van emissies en ongevallen

2.1 Inleiding

2.2 ExternE

In deze studie wordt de methodiek gevolgd die in ExternE (2005, update van het NewExt programma) wordt gehanteerd. Deze methodiek is in opdracht van de Europese Commissie speciaal ontwikkeld om externe kosten van energiegebruik in de EU te bepalen ter ondersteuning van beleidbeslissingen. Dit past bij uitstek bij het doel van deze studie. In ExternE worden voornamelijk schadekosten gebruikt om externe kosten te berekenen. In twee gevallen wordt hier in ExternE van afgeweken en worden preventiekosten gebruikt om de externe kosten van klimaatverandering en van schade aan ecosystemen te bepalen (zie paragraaf 2.2.2 en 2.2.3). Binnen ExternE worden de basisberekeningen gemaakt met een discontovoet van 3%.

2.2.1 Waardering gezondheidseffecten en sterfgevallen

Veel stoffen kunnen leiden tot gezondheidseffecten, voornamelijk doordat ze ingeademd worden (luchtvervuiling). Er wordt in ExternE onderscheid gemaakt naar twee soorten gezondheidseffecten¹¹:

- **Mortaliteit.** Hierbij gaat het om ziekte die daadwerkelijk tot voortijdig overlijden leidt; dit kan acuut zijn of op termijn ('chronisch').
- **Morbiditeit.** Hierbij gaat het om langdurige ziekte die het functioneren en welbevinden van de zieke beïnvloedt.

Het eerste effect wordt uitgedrukt in verloren levensjaren (YOLL) met een daarbij behorende 'value of life year' (VOLY). De aanbevolen waarde is € 50.000 of € 75.000 voor acute sterfgevallen. Deze waarden zijn afgeleid uit WTP-bepalingen (zie tekstbox paragraaf 1.4).

Voor morbiditeit worden een aantal verschillende kostenposten samengenomen. In grote lijn gaat het om:

- *resource costs*: ziektekosten, al dan niet door verzekering betaald, en andere directe kosten, op basis van marktprijzen;
- *opportunity costs*: schade van verminderde productiviteit en vrijetijdsbesteding, op basis van marktprijzen;
- *disutility costs*: schade door pijn, zorgen, trauma van betrokkenen, op basis van WTP/WTA.

¹¹ In praktijk met name hart-longziekten en kanker.

In ExternE (2005) wordt een gedetailleerde lijst gegeven van de verschillende externe kosten per effect (ziekenhuisbezoek, beperkte activiteit, etc.) die worden aanbevolen.

Voor sterfgevallen als gevolg van dodelijke ongelukken wordt niet uitgegaan van verloren levensjaren maar van een waarde voor het leven zelf, de zogenoemde 'value of statistical life' of 'value of prevented fatality' (VSL of VPF). De aanbevoelen waarde hiervoor is € 1.000.000 (WTP-bepaling).

2.2.2 Klimaatverandering

Klimaatverandering is het milieueffect dat wordt veroorzaakt door de emissie van broeikasgassen. Hoewel dit milieuthema op dit moment zeer veel aandacht krijgt in zowel wetenschap als beleid blijkt het nog heel lastig om de schade die met de emissie van een kilogram broeikasgas gepaard gaat te bepalen.

De eerste stappen van de berekeningen zijn makkelijk, omdat broeikasgassen zich heel snel door te hele atmosfeer verspreiden en daardoor een 'globaal' effect veroorzaken: het maakt helemaal niets uit waar de emissie optreedt, het effect is altijd hetzelfde. Dit geldt zeker voor het belangrijkste gas, CO₂. Het bepalen van het *impact potentieel*, in termen van toegenomen infrarood-absorptie in de atmosfeer, is daarom relatief simpel. Wat de bepaling bemoeilijkt is het feit dat de broeikasgassen over het algemeen een lange levensduur hebben en het effect daarom over honderden jaren kan blijven bestaan. Er wordt daarom een tijdhorizon aangenomen voor de effectbepaling van in het algemeen 100 jaar. De effecten van broeikasgassen worden uitgedrukt in CO₂-equivalenten.

Hoe dit impact potentieel zich vertaalt naar daadwerkelijk impacts is met grote onzekerheid omgeven. Wat wordt de gemiddelde temperatuurstijging, hoe beïnvloedt dit weerextremen, zeespiegelniveau en de verspreiding van ziektes? Welke schades en kosten zullen hiermee gemoeid zijn? Zijn doden bij overstromingen in Bangladesh goedkoper dan doden bij overstromingen in Nederland?

De bepalingen van schadekosten per ton CO₂ lopen dan ook uiteen van € -2 tot zo'n € 70 (Tol, 2005). Dit is zo'n brede range dat er nauwelijks iets uit te concluderen valt. Wel lijkt het zeer waarschijnlijk dat schadekosten van CO₂ in de toekomst alleen maar zullen toenemen, omdat klimaateffecten in hoge mate non-lineair zijn. In een Britse studie (Watkiss, 2005) is hierover een en ander gezegd en de Britse overheid gaat er vanuit dat de schadekosten met een pond per jaar toenemen.

In de eerste versie van ExternE werd aangeraden met een range aan schadekosten te werken. In ExternE 2005 (hoofdstuk 8 daarin) worden schadekosten van € 9/ton CO₂ berekend, maar hier worden terecht diverse vraagtekens bij gezet. De uitkomsten van dergelijke berekeningen zijn niet alleen sterk afhankelijk van aangenomen waarden voor de fysieke veranderingen die zullen optreden maar ook van aannames op het gebied van bijvoorbeeld verdiscontering van toekomstige schades en het meewegen van de toegenomen kansen op extreme

weersomstandigheden. De aanbevolen prijs voor CO₂ is € 19/ton, met onder- en bovenwaarde voor eventuele gevoeligheidsanalyse € 9/ton en € 50/ton.

Deze waarden zijn deels gebaseerd op preventiekosten, naast schadekosten (zie tekstbox in paragraaf 1.4). De externe kostenbepalingen voor klimaatverandering zijn daarom intrinsiek anders dan die voor andere milieueffecten en het is niet te zeggen welke schades wel en niet meegenomen zijn in de prijs. Rechtvaardiging hiervoor ligt in het feit dat het effect zelf ook intrinsiek anders is dan de andere en dat door ontbrekende kennis de schadekostenberekeningen op dit moment waarschijnlijk systematisch te lage uitkomsten geven.

Tabel 2 Aanpak voor bepaling externe kosten broeikasgassen

Inventarisatie	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	
Effectbepaling	Globaal voor alle bronnen, tijdhorizon 100 jaar	Waarde GWP100 volgens IPCC 2001 ¹²
Schaduwprijs	€ 19/ton CO ₂ -equivalent	Centrale waarde van schadekosten, preventiekosten en emissiehandelprijs
Gevoeligheid?	€ 9/ton tot € 50/ton	Beperkte schadebepaling / preventiekosten NL

Voorkomen is beter dan genezen?

Zoals in het voorgaande wordt gesignaleerd, komen schadekostenberekeningen vaak lager uit dan preventiekostenberekeningen. In principe zou dit een teken kunnen zijn van 'te zwaar' beleid, waarmee meer kosten gemoeid zijn dan schades worden voorkomen. In het kader van ExternE is duidelijk aangenomen dat dit niet het geval is, omdat waarschijnlijk is dat de schadekostenberekeningen nog verre van compleet zijn.

Naast de al besproken moeilijkheden speelt ook het feit dat de impacts als gevolg van klimaatverandering deels sterk probabilistisch zijn: de kans op orkanen met zware schade neemt waarschijnlijk toe. Bij het meenemen van dergelijke effecten zouden eigenlijk dezelfde overwegingen moeten worden toegepast als wat we bespreken onder paragraaf 2.2.5 (Ongevallen). Als deze risico's op neutrale manier worden meegenomen in schadeberekeningen geeft dit mogelijk te lage uitkomsten. De manier van risicobeoordeling is dan ook één van de bronnen van verschil in schadekosten bepalingen.

Het is dan ook interessant om, naast deze kostenplaatjes per uitstoot van een extra kg CO₂, te kijken naar de totale adaptatiekosten die worden voorzien als gevolg van klimaatverandering. Het is lastig om deze kosten toe te rekenen aan CO₂-uitstoot omdat een deel van deze kosten immers sowieso gemaakt zal moeten worden zelfs als er nu van de ene dag op de andere geen broeikasgassen meer zouden worden uitgestoten.

¹² GWP = Global Warming Potential, de bijdrage aan het broeikaseffect, uitgedrukt in kilo's CO₂-equivalenten. Een GWP100 betekent dat is gekeken naar de bijdrage van stoffen aan het broeikaseffect over een periode van 100 jaar.

Recent is een aantal rapporten verschenen waaruit blijkt dat deze adaptatiekosten buitengewoon hoog kunnen worden als de uitstoot van broeikasgassen niet wordt gereduceerd. Wereldwijd wordt gesproken over US\$ 74 biljoen (Ackerman en Stanton, 2006) of over 5% tot 20% vermindering van BBP (Stern review, 2006). Stern zet dit af tegen kosten voor preventie van 1% van BBP.

Waarom komen deze studies op zulke hoge kosten terwijl we eerder hebben opgemerkt dat schadekosten per ton CO₂ in het algemeen juist laag uitkomen? Er lijkt een discrepantie te zijn tussen 'bottom up' en 'top down' benaderingen van schadekosten, waarbij de laatste meestal hoger uitkomen (zie Kim, 2007 voor een bespreking).

Een deel van de schade zal optreden in ontwikkelingslanden, die zelf weinig aan het probleem hebben bijgedragen. Volgens een recent rapport van de Wereldbank (2006) kunnen de adaptatiekosten als gevolg van een mondiale temperatuurstijging van 2-3°C voor ontwikkelingslanden deze eeuw oplopen tot \$ 40 miljard per jaar. De schattingen variëren van enkele miljarden tot \$ 100 miljard per jaar. De financiële consequentie voor veel ontwikkelingslanden is een reductie van het BNP met 5-10%. Er bestaan geen schattingen van de totale adaptatiekosten aan klimaatverandering. In de praktijk betekent dit dat een boer in Bangladesh zal moeten verhuizen als de zeespiegel verder stijgt; er is geen enkele donor bereid dergelijke bedragen op tafel te leggen. Bovendien is de boer in Bangladesh niet in staat te verhuizen door de enorme bevolkingsdichtheid en de slechte economische situatie. Dit geldt voor de deltagebieden in vrijwel alle ontwikkelingslanden, evenals voor veel eilandstaten.

Voor Nederland en Europa specifiek geven we hieronder een korte beschrijving van de adaptatiekosten van klimaatverandering.

Adaptatiekosten Nederland

Adaptatiekosten maken een belangrijk onderdeel uit van de totale kosten van klimaatbeleid. De schatting van adaptatiekosten is erg onzeker, wat weer zijn oorzaak vindt in de onzekerheid van de klimaatmodellen. Uitgaande van een mondiale temperatuurstijging van 2°C en een zeespiegelstijging van 60 cm in 2100 zijn de belangrijkste kostenposten van het adaptatiebeleid voor Nederland waterbeheer en landbouw. De kostenposten voor waterbeheer bestaan uit aanpassing van regionale watersystemen, aanpassingen in rivieren, IJsselmeer en dijken, en kustverdediging.

De kostenposten voor de landbouw bestaan voornamelijk uit kosten voor verdroging. Regionale watersystemen moeten worden aangepast om de grotere seizoensvariaties en extremen op te kunnen vangen. De zeespiegelstijging maakt zandsuppletie en dijkverhogingen noodzakelijk. De komende vijftig jaar zullen de extra kosten voor waterbeheer maximaal 0,13% van het BBP bedragen (CE, 2004). Na 2050 zal de zeespiegel verder stijgen en kunnen de kosten ook verder oplopen. Deze kosten komen boven de huidige uitgaven aan waterbeheer. Bij deze schatting is geen rekening gehouden met rampen zoals overstromingen en dijkdoorbraken. Die kunnen aanleiding geven tot enorme kosten. De geschatte vervangingswaarde van investeringen in Nederland beschermd door waterkerin-



gen bedraagt meer dan € 4.000 miljard, bijna negen maal het BBP van 2004. De landbouw maakt nu al enorme kosten om de gevolgen van verdroging tegen te gaan. Die zullen de komende jaren verder oplopen. Omdat de economische betekenis van de agrarische sector echter afneemt, blijven de kosten voor de Nederlandse economie beperkt tot ongeveer 0,1% van het BBP.

Voor andere aanpassingen aan klimaatverandering worden thans de eerste concrete beleidstappen in gang gezet. Een deel van de benodigde investeringen vallen onder normale sectorale investeringsontwikkelingen. Om het hoofd te bieden aan klimaatverandering is in concreto een bedrag van ruim € 2 miljard in de periode tot 2015 ingeboekt voor waterafvoer in het rivierengebied (zie tekstbox). Tot 2025 is er mogelijk sprake van een vele malen hoger benodigd bedrag (Vellinga, 2003), maar dit is wat op dit moment concreet is gemaakt.

PKB Ruimte voor de Rivier

De Tweede Kamer heeft de Planologische Kernbeslissing Ruimte voor de Rivier op vrijdag 7 juli (2006) vastgesteld. Daarmee heeft de Kamer groen licht gegeven voor de investering van ruim twee miljard Euro om het rivierengebied beter tegen overstromingen te beveiligen en de ruimtelijke kwaliteit in het gebied te verbeteren. Wanneer ook de Eerste Kamer met de PKB instemt, is de PKB van kracht en kan de verdere uitwerking starten van de in de PKB opgenomen maatregelen. Voor een aantal in de PKB opgenomen maatregelen die de status van koploperproject hebben, is deze verdere uitwerking overigens al eerder begonnen.

De PKB is een gezamenlijk initiatief van VenW, LNV en VROM. De PKB bestaat uit ongeveer 40 maatregelen langs de IJssel, de Neder-Rijn, Lek, Waal en het benedenstroomse deel van de Maas. Voor deze maatregelen zijn locatie en het soort maatregel (dijkverlegging, ontpoldering of uiterwaardvergraving) vastgelegd. Waar voorheen sprake was van dijkversterking om het rivierengebied tegen overstromingen te beschermen, wordt nu gekozen voor rivierverruiming en dijkversterking waar dit niet mogelijk is.

In de PKB zijn onder meer de volgende maatregelen opgenomen: langs de Waal zijn de dijkteruglegging Lent bij Nijmegen en de dijkverlegging Buitenpolder het Munnikenland in de nabijheid van Gorinchem voorzien. Langs de Merwede is gekozen voor het ontpolderen van de Noordwaard in combinatie met de uiterwaardvergraving Avelingen in de omgeving van Gorinchem. Langs de Bergsche Maas wordt de Overdiepsche Polder in de omgeving van Waalwijk ontpolderd.

Het pakket langs de Neder-Rijn/Lek bestaat uit ingrepen in zes uiterwaarden waaronder: Vianen-Hagestein, Doorwerth en Meinerswijk (Arnhem). Langs de IJssel is gekozen voor de aanleg van een hoogwatergeul bij Veessen-Wapenveld aan te leggen in combinatie met drie dijkverleggingen (Cortenoever, Voorster Klei en Westenholte). De maatregelen moeten uiterlijk in 2015 zijn uitgevoerd. Als gevolg van klimaatverandering zullen naar verwachting ook daarna investeringen nodig blijven. Het kabinet heeft daarom in de PKB reeds enkele gebieden gereserveerd om ook in de toekomst rivierverruiming mogelijk te maken, indien dat nodig mocht zijn.

Bron: www.ruimtevoorwater.nl

Adaptatiekosten Europa

De gebieden die het meeste risico lopen zijn getijdendelta's, kustvlakten, zandstranden, eilanden, water- en moerasgebieden langs de kust en estuaria. In Europa lopen de kuststroken in Nederland, Duitsland, de Baltische staten, Oekraïne, Rusland en een aantal delta's rond de Middellandse Zee de grootste risico's (IPCC, 1997). In 1990 woonden in Europa ongeveer 30 miljoen mensen

onder het niveau met een stormvloedkans van 1 maal per 1.000 jaar; een zeespiegelstijging van 1 meter zou dit aantal tot ongeveer 40 miljoen doen toenemen (IPCC, 1997).

Behalve door de stijging van de zeespiegel kunnen kustgebieden ook op andere manieren met klimaatverandering te maken krijgen. In Nederland bijvoorbeeld zou een toename van 10% in de kracht van stormen, waarbij de maximumkracht het belangrijkste is, gepaard met veranderingen in de windrichting, meer schade kunnen aanrichten dan een zeespiegelstijging van 60 cm (Bijlsma, 1996; Peerbolte, 1991). Mogelijke reacties op de dreiging van een stijgende zeespiegel zijn:

- gecontroleerde terugtrekking: land en gebouwen verlaten en landinwaarts verhuizen;
- aanpassing: zich aanpassen aan de dreiging maar de gebieden blijven gebruiken;
- bescherming: kwetsbare gebieden verdedigen.

De kosten van bescherming tegen een zeespiegelstijging van 1 meter zijn voor Nederland geschat op 12,3 miljard US-dollar, voor Polen op minimaal 4,8 miljard USD en voor Duitsland op 30 miljard USD (EEA, 2005). Zonder adaptatie zouden kapitaalverliezen uitkomen op 186 miljard USD (Nederland), 22 miljard USD (Polen) en 410 miljard USD (Duitsland) volgens diezelfde bron.

2.2.3 Luchtvervuiling

Met de term luchtvervuiling wordt een groot aantal emissies aangeduid. Deze emissies hebben niet allemaal dezelfde effecten; het kan gaan om verzurende, vermestende of toxische stoffen en diverse stoffen hebben meerdere effecten, deels doordat ze chemische reacties veroorzaken waarbij weer andere stoffen ontstaan.

De belangrijkste industriële emissies in deze categorie zijn:

- NO_x: stikstofoxiden, effecten verzuring, vermesting, smogvorming (via ozon) en hart-longstoornissen (via nitraten);
- SO₂: zwaveldioxide, effecten verzuring en hart-longstoornissen (via sulfaten);
- PM: de verzameling 'deeltjes' (particulate matter), effecten ademwegstoornissen, aantasting bouwmaterialen ('total suspended particles' of TSP);
- VOS: de verzameling vluchtige organische stoffen, effecten smogvorming (via ozon) met als gevolg ademwegstoornissen en schade aan landbouwgewassen.

Voor deze vier stoffen geldt dat de effecten een complex geheel vormen met deels onderlinge invloeden: het effect van VOS-emissies is bijvoorbeeld afhankelijk van de aanwezigheid van NO_x.

Binnen ExternE kan eventueel ook een aantal andere emissies worden meegenomen, waarvoor de oorzaak-gevolg keten wat minder complex is:

- CO: koolmonoxide, effect hartstoornissen;
- PAK, etc.: kankerverwekkende koolwaterstoffen;
- kankerverwekkende zware metalen (As, Cd, Cr, Ni);
- zware metalen met neuro-toxicologische effecten (Pb).

In deze studie worden de emissies van zware metalen en kankerverwekkende koolwaterstoffen niet meegenomen omdat voor deze stoffen de inventarisatie van emissies per kWh lastig is. De specifieke emissies zijn zeer afhankelijk van precieze geïnstalleerde technologie en brandstofsamenstelling.

Voor de andere emissies wordt ten eerste gekeken naar de *verspreiding*. Hoe ver van de bron kunnen de stoffen nog voorkomen, waar slaan ze neer, tot welke concentratieveranderingen leidt dit? Sommige stoffen hebben alleen zeer lokaal effect, andere regionaal. Weersomstandigheden zijn hierbij een belangrijke factor, want windrichting, UV-straling en neerslag kunnen de verspreiding beïnvloeden. De locatie van emissie is hier dus al van belang, want op verschillende locaties zijn de gemiddelde weersomstandigheden verschillend.

Vervolgens wordt gekeken naar de *blootstelling*. Treden concentratieveranderingen op in dichtbevolkte gebieden (voor gezondheidseffecten) of in landbouwgebieden (voor gewasschade)? Hoeveel mensen, of oppervlakte, worden blootgesteld aan de stof? De locatie van emissie is hier met name van belang, in verband met afstand tot (dicht)bevolkte en/of landbouw gebieden. Vervolgens wordt een *dosis-effect relatie* toegepast. Wat is het gezondheidseffect bij blootstelling van een mens aan een bepaalde (extra) dosis? Hoeveel gewasverlies (opbrengst) treedt op bij blootstelling van een hectare aan een bepaalde (extra) dosis?

Tot slot moet dit effect financieel gewaardeerd worden. De methode om gezondheidseffecten in externe kosten om te zetten is besproken in paragraaf 2.2.1. Bij schade aan bouwmaterialen en landbouwgewassen gaat het om directe economische schades.

Schade aan ecosystemen

Bij verzuring en vermesting (als gevolg van emissie van SO₂, NO_x, NH₃) wordt bovendien binnen ExternE (2005) de schade aan ecosystemen gewaardeerd via preventiekosten. Deze zijn afgeleid uit Europese doelstellingen, met name de NEC-richtlijn. Op dit moment zijn hieruit echter nog geen preventiekosten per eenheid emissie afgeleid; de aanbevolen monetarisering is € 100 per hectare waar de 'critical load' wordt overschreden. Voor deze studie is dit niet hanteerbaar.

In principe zouden we hiervoor de voor Nederland bepaalde preventiekosten voor verzuring en vermesting kunnen gebruiken (CE, 2002). De vraag is echter ook in hoeverre er bij gebruik van preventiekosten sprake zou zijn van dubbeltelling, omdat bij het stellen van de beleidsoelen zeer waarschijnlijk ook rekening is gehouden met gezondheid- en gewasschade.

Tabel 3 Aanpak voor bepaling externe kosten luchtvervuiling

Inventarisatie	NO _x , SO ₂ , PM ₁₀ , VOS, NH ₃ (met schadekosten) CO, HCl, HF (hiervoor geen schadekosten voorhanden)	
Effectbepaling	Regionaal voor on-site emissies (Eemshaven, Maasvlakte) Gemiddeld (EU) voor rest van de keten	EcoSense/ ExternE implementaties
Schaduwprijs	€ 50.000 / € 75.000 per verloren levensjaar Diverse kosten voor morbiditeit Economische schade voor landbouwgewas en bouw materiaal	
Gevoeligheid?	€ 18.000/€ 27.000 (onder) en € 150.000/€ 225.000 (boven)	Niet toegepast

De schoorsteenhoogte is van invloed op de verspreiding van emissies en daardoor op de schades. Omdat de effectbepaling in deze studie niet lokaal is, maar regionaal, blijkt dit in praktijk hooguit 1% verschil te maken in de resultaten. Er is wel duidelijk verschil in schade tussen PM₁₀-emissies op grondniveau en uit de schoorsteen. Emissies op grondniveau treden op bij verwaaiing van fijn stof bij op- en overslag van kolen en deze hebben een zeer sterk lokaal effect. De schade van emissie in dichtbevolkte gebieden is daardoor hoog.

2.2.4 Radioactieve stoffen

Emissies van radioactieve stoffen (radiologische emissies) treden behalve in de nucleaire keten ook in alle fossiele brandstofketens op, maar in de fossiele ketens zijn de effecten in het algemeen verwaarloosbaar. In de nucleaire keten is het de belangrijkste bron van externe kosten. De emissie-naar-schade berekening is voor radioactieve stoffen anders dan voor de andere stoffen.

De schade wordt uitgedrukt in dodelijke en niet-dodelijke kankergevallen en erfelijke afwijkingen. Deze worden vervolgens aan de hand van de VPF (zie paragraaf 2.2.1) in geld uitgedrukt. In NewExt is geen update gemaakt van de methode die in ExternE (1995) is vastgelegd. Wel is een nieuwe bepaling van de VPF gemaakt. Dit betekent dat de volgende schadekosten worden gebruikt:

- Dodelijke kankergevallen en erfelijke afwijkingen worden gewaardeerd met de VPF, dat wil zeggen € 1.000.000 per geval.
- Voor niet-dodelijke kankergevallen wordt in ExternE (1995) een schade van 0,25 MECU per geval gehanteerd. Deze waarde is geen WTP-waarde maar een meer directe bepaling van de schade. In deze studie nemen we die waarde van € 250,000 per geval over.

Nog meer dan voor klimaatverandering is de gebruikte tijdhorizon van groot belang. Omdat radioactieve stoffen nog vele tot honderden duizenden jaren blijven bestaan en dus effect blijven veroorzaken, wordt vaak een tijdhorizon van 100.000 jaar gehanteerd. Met een discontovoet van 3% (zie hoofdstuk 1) zou dit echter helemaal geen zin hebben omdat de schadewaardering daarmee op veel kortere termijn al naar nul gaat. Het is daarom niet ongebruikelijk om voor effecten van radiologische emissies geen discontovoet te gebruiken (0%) temeer om-

dat er op dergelijke termijnen sowieso niets te zeggen is over een realistische hoogte van de discontovoet.

Tabel 4 Aanpak voor bepaling externe kosten radiologische emissies

Inventarisatie	ExternE UK e.a.	
Effectbepaling	manSievert naar kankergevallen en erfelijke afwijking Tijdhorizon 100.000 jaar	Volgens ExternE UK e.a.
Schaduwprijs	Dodelijke kanker/erfelijke afwijking € 1.000.000 per geval Niet-dodelijke kanker € 250.000 per geval Discontovoet 0%	
Gevoeligheid?	In de inventarisatie met name mijnbouw stadium: worst case ('max') en best case ('min') scenario Tijdhorizon 10.000 jaar	

2.2.5 Ongevallen

In alle energieketens kunnen ernstige ongevallen voorkomen. De meest bekende voorbeelden zijn waarschijnlijk die in kerncentrales en kolenmijnen en bij oliebranden of gasexplosies. Ook hernieuwbare energiebronnen zijn er echter niet vrij van, denk bijvoorbeeld aan het instorten van stuwmeerdammen. Dit is wel een reden om waterkracht alleen duurzaam te noemen tot een zekere maximale capaciteit per centrale.

Energiegerelateerde ongelukken worden in databestanden bijgehouden. Op basis hiervan is statistisch gezien bekend hoe groot kansen op ongelukken met een bepaalde omvang (i.e. aantal doden / gewonden) zijn. Deze kansen zijn belangrijk in de bepaling van het risico. De gehanteerde risicomaat, om de impact per kWh (per jaar) te kunnen uitdrukken, is technisch ofwel risiconeutraal:

$$risico = kans \times omvang$$

Voor werkgerelateerde ongevallen (dat wil zeggen, de getroffen zijn alleen werknemers en geen algemeen publiek) hanteert ExternE (2005) voor schade waardering in principe de VPF-waarde als genoemd in paragraaf 2.2.1. Een deel van de externe kosten is in dit geval echter geïnternaliseerd, bijvoorbeeld via verzekeringen en hogere lonen. Aanname is dat in OESO-landen 80% is geïnternaliseerd en daarbuiten 50%. Voor niet-werkgerelateerde ongevallen waarbij publieke slachtoffers vallen wordt dezelfde VPF gehanteerd, maar de mate van internalisering is voor publieke ongevallen kleiner. ExternE geeft 50% (OESO) en 20% (niet OESO) als centrale waarden.

Andere schades die optreden zijn die van gewonden, trauma, het opruimen van vervuild landoppervlak, economische schade van bijvoorbeeld landvervuiling (voedselban), kosten van evacuatie.

Verzekering kernongevallen

In Nederland en andere landen die de verdragen van Parijs en Brussel hebben ondertekend zijn exploitanten van kerncentrales verplicht een verzekering af te sluiten die tot een bepaald bedrag de schade als gevolg van een kernongeval dekt. In de WAKO¹³ staat dit bedrag op ongeveer € 340 miljoen, maar dit moet volgens nieuwe afspraken in het kader van de verdragen verhoogd worden tot (een minimum van) € 700 miljoen. De staat legt daar een bedrag van € 500 miljoen bovenop (in de WAKO nog ruim € 2 miljard, waaraan de exploitanten ook nog een deel bijdragen, zie Gelder 2005) en de internationale gemeenschap van ondertekenende landen € 300 miljoen. In totaal is dat dus € 1,5 miljard.

De schade in Oekraïne en Wit Rusland als gevolg van de ramp in Tsjernobyl worden voor de eerste 30 jaar na de ramp op US\$ 436 miljard ingeschat (www.chernobyl.info). Met een door de exploitant te verzekeren bedrag van € 700 miljoen is de mate van internalisering voor een ramp van dergelijke omvang dus 0,2%. De kans dat een dergelijke ramp optreedt is zeer klein. Toch is het totale risico vrijwel onverzekerbaar, juist omdat het een 'Damocles' risico betreft (zie pag. 23).

Als we deze kosten omslaan over alle elektriciteit die in 30 jaar door kerncentrales wereldwijd wordt geproduceerd dan geeft dit met conservatieve aannames¹⁴ ruim 0,5 €cent/kWh (5 €/MWh). Het is natuurlijk niet gezegd dat een dergelijke ramp elke 30 jaar optreedt dus dit getal is als illustratie bedoeld. In een studie voor de Europese Commissie (CE, 2003) zijn ook dergelijke berekeningen gemaakt. Een volledige 'verzekering' zou mogelijk tot 50 €/MWh kosten. NEA (2000) geeft een range van 3 - 36 €/MWh voor omgeslagen kosten van ongelukken in het verleden, maar merkt daarbij op dat het risico niet voor alle types reactor even groot is.

Kerncentrale Borssele betaalt op dit moment waarschijnlijk 450 k€ per jaar aan verzekeringspremie (Gelder, 2005). Dit betreft dus een verzekering voor schade tot maximaal 340 M€. Deze verzekeringspremie wordt in de normale exploitatiekosten van kerncentrales meegenomen. Als ook een schade die nog ruim 1.000 maal hoger is verzekerd zou moeten worden door de exploitant dan zou de premie kunnen oplopen tot tientallen miljoenen Euro per jaar zelfs als er vanuit gegaan wordt dat procentueel gezien de premie 10 maal kleiner is (dit komt min of meer overeen met aanname dat de kans op een ongeluk van die grote omvang 100 maal kleiner is, zie paragraaf over risicomaat). Voor Borssele zou dat 20 €/MWh betekenen.

Als het gaat om een ongeval in de nucleaire keten waarbij radioactieve straling vrijkomt dan gaat het om dezelfde kostenposten alleen zijn de effecten en dus schades waarschijnlijk groter. Daarbovenop zijn er de gezondheidseffecten; bij een kernongeval gaat het immers niet alleen om directe doden en gewonden, ook op lange tot zeer lange termijn zullen er ziekte- en sterfgevallen zijn. De effecten en de bijbehorende schadekosten worden berekend met de COSYMA code, waarbij de schadewaardering in principe is zoals beschreven in paragraaf 2.2.4. De mate van internalisering van deze radiologische schades, met name de laat optredende, ligt waarschijnlijk veel lager dan de bovengenoemde percentages. Zoals de decennia sinds het ongeval in Tsjernobyl hebben laten zien zijn er types kanker die pas na vele jaren beginnen toe te nemen; recente schattingen van het aantal doden als gevolg van dit ongeval lopen van 4.000 in totaal tot rond de 100.000 (Verenigde Naties, 2005; Greenpeace, 2006). Het Zwitserse Paul Scherrer Instituut, dat de ENSAD¹⁵ beheert, gaat voor het totaal aantal doden

¹³ Wet aansprakelijkheid kernongevallen.

¹⁴ Op basis van gemiddeld opgesteld vermogen van 300 GW (in 2002 was dit 360 GW) en productief aantal uren per jaar 7.400 (World Energy Outlook 2004).

¹⁵ Energy-related Severe Accident Database.



('latent fatalities') als gevolg van het ongeval in Tsjernobyl uit van een range van zo'n 9.000 tot ruim 30.000 (Hirschberg, 2004).

Risicomaat

Het is de vraag of voor met name niet-werkgerelateerde ongevallen de technische risicomaat kan worden gebruikt. In ExternE (2005) is de discussie deels opgenomen (hoofdstuk 9 daarin). Vaak wordt in deze discussie gesuggereerd dat de reden dat het publiek technische gelijke risico's toch heel verschillend inschat voornamelijk emotioneel is. Ook in ExternE wordt 'misperceptie' genoemd.

Hoewel hier een kern van waarheid in zal zitten, zijn er ook rationele redenen om een niet-technische risicomaat te hanteren:

- Het risico is voor het publiek grotendeels onvrijwillig, dit blijkt in praktijk de waarde die aan een risico wordt toegekend (willingness to pay) sterk te verhogen en dit heeft deels te maken met marktinefficiënties.
- Ten opzichte van werkgerelateerde ongelukken gaat het meestal om risico's met (veel) kleinere kans maar (veel) groter gevolg, ook wel *Damocles* risico genoemd. Dit geldt met name voor nucleaire ongevallen. Als gekeken wordt naar verzekeringen dan blijkt dat voor dergelijke risico's hogere premies worden betaald ook al is het risico in technisch opzicht even groot als een ander risico. Reden hiervoor is dat de meeste economische spelers *risico-avers* (zie hieronder) zijn en dat de hoge gevolgen (financiële schade) moeilijker te dragen zijn als ze eenmaal optreden.

Zowel individuen als bijvoorbeeld verzekeringsmaatschappijen laten *risicoaversie* zien. In praktijk gaan individuen hier waarschijnlijk vooral gevoelsmatig mee om, terwijl de verzekeringswereld een meer rationele aanpak hanteert. In beide gevallen is het echter zo dat de aversie voortkomt uit een bepaalde 'utiliteitsfunctie'. Voor elk individu is deze functie heel anders en niet zomaar in een formule te zetten. Er zijn tenslotte ook mensen die risico juist heel bewust opzoeken. Voor verzekeringen is de 'utiliteitsfunctie' duidelijker omdat het hen in eerste instantie gaat om het houden van marge en het voorkomen van faillissement.

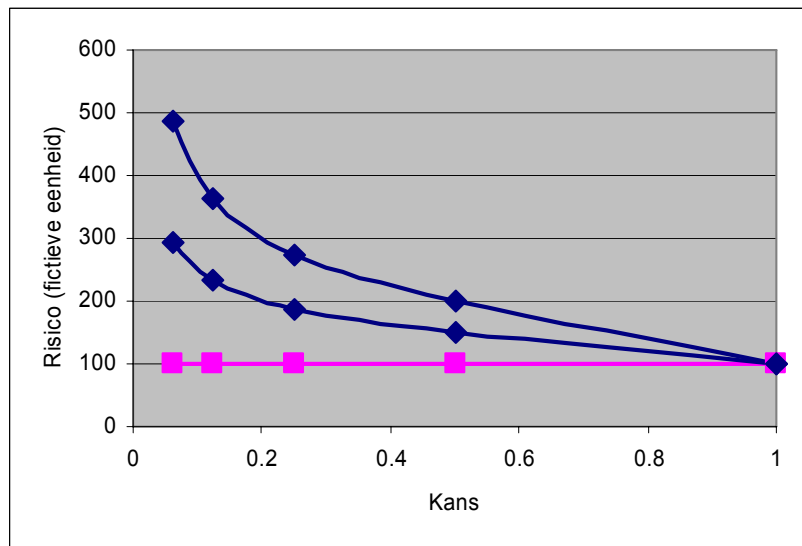
Er wordt veel onderzoek gedaan naar risicomaten die deze risicoaversie beter kwantificeren (zie bijv. Jonkman, 2003). In de bepaling van de schadekosten van ongevallen kijken we daarom naar het effect dat het gebruik van zo'n risico-averse maat daarop zou kunnen hebben. In ExternE Volume 5 (1995) wordt hier al kort naar verwezen, waarbij gezegd wordt dat auteurs met andere schadebenadering tot zo'n 35 maal hoger uitkomen dan de hoogste waarde die in ExternE wordt afgeleid (0,1 mECU per kWh). De OESO (OESO, 2003) geeft aan dat in het geval van kernongevallen een factor voor risico aversie van 'ongeveer 20' kan worden geschat.

In Jonkman (2003) wordt besproken dat een mogelijke risico-averse maat kan bestaan uit:

$$\text{verwachtingswaarde} + [A * \text{standaarddeviatie}]$$

De verwachtingswaarde (simpel gezegd kans x gevolg) is de neutrale risicomaat. De standaarddeviatie, maal eventuele factor, geeft invulling aan het idee dat hoe minder voorspelbaar de gevolgen zijn waar je 'morgen' mee geconfronteerd zult worden, hoe zwaarder ze mee moeten tellen. Figuur 4 weer hoe met een dergelijke maat het risico groter wordt naar mate de kans op het ongeval kleiner wordt, maar de gevolgen (evenredig) groter. De onderste lijn in de figuur geeft het neutrale risico weer, dat in dit theoretisch voorbeeld dus gelijk blijft, met steeds kleinere kans en evenredig groter gevolg.

Figuur 4 Weergave van het effect van verschillende sterkte van 'risico aversie' (blauwe curven) op ongevallen met gelijkblijvend *technisch* risico (roze curve)



Als we aannemen dat we niet te maken hebben met een kansverdeling van risico's maar met één type ongeval met kans P (en dus kans [1-P] dat er niks gebeurt) dan wordt de factor tussen de risico-neutrale en de aangenomen risico-averse beoordeling weergegeven in Tabel 5. De factoren in de tabel komen overeen met de bovenste blauwe curve in Figuur 4.

Tabel 5 Verschilfactor tussen risico-neutrale en risico-averse maat (bij enkelvoudig risico)

Kans	Factor
1	1
0,1	4
0,01	11
0,001	33
1,00E-04	101
1,00E-05	317
1,00E-06	1.001

Een ongeval met dezelfde gevolgen (bijv. aantal doden) maar een kans van 1 op 10.000 in plaats van 1 op 100 zou dus niet 100 maal minder mee moeten wegen, maar slechts 10 maal minder. Voor kernongevallen met een typische kans van



rond de 1 op 100.000 zou een factor voor risico aversie van 300 naar voor komen, in plaats van de eerder genoemde 20 tot 35 (OESO, 2003, ExternE, 1995).

In praktijk hebben we natuurlijk in het algemeen te maken met kansverdelingen, waarbij op elk ongeval van bepaalde omvang een kans bestaat. Zeker voor ongelukken in de kolenketen, met name mijnbouw, zijn hier ook empirische gegevens voor voorhanden (ENSAD, zie Burgherr, 2004; Hirschberg, 2004) maar voor kernenergie is dit niet het geval omdat het aantal ongelukken met directe dodelijke gevolgen nog klein is. Daarom wordt ook gebruik gemaakt van resultaten van een 'probabilistic safety assessment' (PSA) voor een Zwitserse centrale (Hirschberg, 2004).

Tabel 6 Aanpak voor bepaling externe kosten ongevallen

Inventarisatie	Gegevens Paul Scherrer Instituut / ENSAD Voor kernenergie ook ExternE (1995) resultaten	Niet specifiek voor NL
Effectbepaling (risico)	Risicomaat = [kans op ongeval] x [aantal directe doden] Voor kernenergie ook economische schade en latente doden	
Schaduwprijs	€ 1.000.000 per direct sterfgeval ¹⁶ (WTP)	Deels geïnternaliseerd
Gevoeligheid?	Risicomaat op basis van risicoaversie in plaats van risico-neutraal	Als indicatie op basis van wetenschappelijke literatuur

2.2.6 Buiten beeld

Het is onmogelijk om alle ingrepen, effecten en kosten mee te nemen in de beschouwing. We volgen in deze studie de ExternE methode¹⁷, omdat dit de in de EU geaccepteerde methode voor de beoordeling van externe kosten van energiegebruik is, maar deze methode is uiteraard ook niet compleet.

Het is goed zich te realiseren dat externe kosten bepalingen waarschijnlijk nooit compleet zullen zijn. Hiervoor zijn verschillende redenen:

- we weten (nog) niet wat de effecten zijn van een emissie;
- we weten (nog) niet hoe we de effecten financieel moeten waarderen;
- er is nog discussie over of een effect al of niet extern is.

De belangrijkste onderwerpen die in deze studie niet in de (kwantitatieve) eindresultaten naar voren komen zijn landgebruik en schade aan ecosystemen en biodiversiteit, toxische emissies en emissies naar water, sociale aspecten en economische aspecten zoals voorzieningszekerheid.

¹⁶ Dit betekent dat de uitkomsten van Paul Scherrer Instituut zijn gecorrigeerd (VSL van € 1.045.000).

¹⁷ We wijken op een paar punten af: niet-radiologische emissies in de splijtstofketen worden wel meegenomen, andere risicobeoordeling bij grootschalige ongevallen met kleine kans, schade aan ecosystemen niet meegenomen vanwege dubbeltelling. Zie inventarisatie per centrale.

Landgebruik wordt wel bekeken in deze studie, maar blijkt voor de bestudeerde ketens van ondergeschikt belang. Dit is niet voor alle energieketens het geval. Wat betreft schade aan ecosystemen wordt in ExternE (2005) wel een methode voor de financiële waardering besproken, maar deze is nog niet beschikbaar in voor onze studie bruikbare vorm. Bovendien kan het gebruik van preventiekosten naast schadekosten (voor dezelfde stoffen) leiden tot dubbeltelling. Aan financiële waardering van biodiversiteitsverlies als gevolg van verzuring, vermesting en landgebruik wordt gewerkt binnen het 'NEEDS'-project.

Een aantal economische aspecten wordt niet gekwantificeerd. In een rapport van de NEA (OESO, 2003) worden o.a. voorzieningszekerheid en prijsstabiliteit als externe effecten (positief in het geval van kernenergie) genoemd. Voor voorzieningszekerheid is dit waarschijnlijk correct, maar prijsstabiliteit is een volledig geïnternaliseerd effect. Dergelijke effecten worden in deze studie niet meegenomen, maar voorzieningszekerheid kan uiteraard een (extra) argument vormen voor o.a. multifuel centrales. Dit is nauw gerelateerd aan 'hernieuwbaarheid'. De uitputting van grondstoffen leidt tot schaarste met negatieve economische gevolgen, waaronder mogelijk ook voorzieningszekerheid. Dit is dus in ieder geval een post die in het voordeel van hernieuwbare (waaronder biotische) energie is.

Daarnaast vallen onder economische externe kosten ook zaken als rehabilitatie van slecht achtergelaten kolen- of uraniummijnen of slecht gemanagede exploratie activiteiten. Dergelijke effecten passen niet goed binnen de hier gehanteerde methodiek, daarnaast gaan we in deze studie in principe uit 'best practices' zoals die voor de nabije toekomst zijn te verwachten. In het verleden zijn hier zeker veel maatschappelijke kosten mee gemoeid geweest, tegenwoordig is er binnen de mijnbouwsector steeds meer (zelf)regulering en wordt betaald aan rehabilitatie fondsen. Alleen voor uraniummijnen, waar het gaat om effecten van radioactieve stoffen, gaan we expliciet in op de verschillen tussen goed en slecht beheerde mijnen (ook tijdens exploitatie).

Tot slot kunnen nog genoemd worden geluid en visuele vervuiling - dit thema speelt vooral in de VS en is voor de beschouwde ketens waarschijnlijk niet onderscheidend - en koelwatergebruik, waarvoor kan worden aangenomen dat bestaande normen voor maximale temperatuur(verschillen) van geloosd water ervoor zorgen dat schade verwaarloosbaar. Een methodologisch aspect is dat deze analyse zich voornamelijk richt op de zogeheten eerste orde keten. Dit betekent dat alleen de emissies die optreden bij productieprocessen worden meegenomen, maar niet die van de bouw en ontmanteling van centrales (hierover wel een en ander in hoofdstuk 3), van woon-werk verkeer van werknemers, van constructie of reparatie van mijnbouwmachines, et cetera.

2.3 Concluderend: basisset schaduwrijzen

De in dit hoofdstuk beschreven aanpak is grotendeels geïmplementeerd in software binnen het ExternE programma. Van dit Ecosense¹⁸ programma bestaat een 'light' versie (EcoSenseLE) en een versie waarmee voor zeer specifieke locaties emissies van een puntbron (schoorsteen) naar impacts en externe kosten kunnen worden uitgerekend. Hiervoor zijn populatiedichtheden en achtergrondconcentraties in EcoSense opgenomen.

Die achtergrondconcentraties zijn gebaseerd op gegevens voor 1998. Hierin is inmiddels uiteraard het een en ander veranderd. Het bleek bij invoer van de in deze studie berekende jaarlijkse emissies voor centrales gebaseerd op best beschikbare technologie dat dit tot twijfelachtige resultaten leidde, zoals sterk negatieve uitkomsten voor SO₂. Omdat het aanpassen van achtergrondconcentraties niet binnen het bestek van deze studie past, is daarom voor de volgende invulling gekozen.

Waardering van emissies in de keten zijn gebaseerd op de uitkomsten van EcoSenseLE, gemiddeld voor alle Europese landen voor emissies in landelijk gebied uit lage schoorsteen. In Tabel 7 staan deze prijzen in de eerste kolom. Voor NH₃ is aangenomen dat de schades per kg tweemaal zo hoog zijn als voor SO₂ (AEA 2005).

Waardering van emissies op locatie Eemshaven zijn uitkomsten van EcoSenseLE voor emissies uit hoge schoorsteen in Nederlands landelijk gebied. In Tabel 7 staan deze prijzen in de tweede kolom. Voor locatie Maasvlakte zijn deze schadeprijzen vermenigvuldigd met factoren die met het EcoSense programma zijn bepaald. Voor SO₂ is deze factor 1,5 en voor PM₁₀ factor 2,3. Voor de overige emissies zijn specifieke schadekosten (vrijwel) gelijk voor de twee locaties. Voor NH₃ is wederom de factor 2 gehanteerd ten opzichte van SO₂. In Tabel 7 staan deze prijzen in de derde kolom.

Tot slot zijn voor PM₁₀-emissies op grondniveau resultaten uit EcoSenseLE gebruikt voor 'agglomeratie' (Maasvlakte) en 'landelijk gebied' (Eemshaven). Deze schadeprijzen worden gebruikt voor de waardering van verwaaiingsemissies (zie discussie in paragraaf 3.2.3).

¹⁸ Software EcoSense Europe, Version 4.01, by IER, University of Stuttgart. De versie EcoSenseLE is beschikbaar op http://ecoweb.ier.uni-stuttgart.de/ecosense_web/ecosensele_web/frame.php.

Tabel 7 Schaduwrijzen gebruikt voor de basisvergelijking en de bandbreedte voor broeikasemissies

	Keten	Eemshaven	Maasvlakte	
<i>Emissies</i>				<i>Bandbreedte</i>
CO ₂ (€/ton)	19	19	19	9-50
CH ₄ (€/ton)	437	437	437	207-1.150
N ₂ O (€/ton)	5.624	5.624	5.624	2.664-14.800
SO ₂ (€/kg)	3,2	6,6	9,8	
NO _x (€/kg)	3,2	3,2	3,2	
NH ₃ (€/kg)	6,5	13	20	
PM ₁₀ (€/kg)	7,9	16,5	38	
PM ₁₀ op grondniveau (€/kg)		39	773	
VOC (€/kg)	0,57	1,0	1,0	
<i>Radiologische emissies</i>				
€/man Sievert	90.000	90.000	90.000	

3 Resultaten

3.1 Inleiding

Bij alle centrales is uitgegaan van de modernste bestaande techniek. Alle beschouwde centrales, rookgasreinigingsprocessen en de techniek voor afvang en opslag van CO₂ worden al ergens ter wereld met succes in commerciële installaties toegepast. Alleen wat betreft schaalgrootte van CO₂-afvang hebben we de aanname moeten maken dat opschaling haalbaar is. De grootste bij een kolen-centrale toegepaste installatie kan jaarlijks circa 100 kton CO₂ afvangen. De voor een 1.000 MW_e kolen- en/of biomassacentrale benodigde capaciteit is echter ruim 5 Mton en voor een 1.000 MW_e gascentrale ruim 2,5 Mton. Daarom moet ten aanzien van CO₂-afvang en -opslag enig voorbehoud gemaakt worden (zie ook paragraaf 1.5).

In de analyse is milieubelasting gerelateerd aan bouw van de centrale buiten beschouwing gelaten. In praktijk kunnen de beschouwde kapitaalgoederen (biocentrale, gascentrale, kolencentrale en vergasser) aan het eind van hun technische levensduur worden afgebroken met het oog op recycling. Bij recycling worden in de regel primaire grondstoffen vervangen, waardoor de aan de productie van de in de centrales verwerkte materialen gerelateerde milieubelasting min of meer wordt gecompenseerd. Dan blijft nog over emissies en energiegebruik bij bouw en ontmanteling van de structuren. De relatieve bijdrage hiervan aan de milieubelasting per kWh is minimaal, mede vanwege de lange levensduur.

Uitzondering op deze regel is het materiaal dat in de reactor van een kerncentrale is verwerkt. Dit materiaal (circa 5.000 m³ staal) zal moeten worden opgeslagen in een tijdelijke berging en op termijn mogelijk in een ondergrondse eindberging voor langjarig hoogactief radioactief afval. De aan de productie van het 'straks' gestorte staal gerelateerde milieubelasting is wel verdisconteerd, evenals de ermee gepaard gaande straling.

De volgende emissies en ingrepen zijn geïnventariseerd voor de ketens:

- broeikasgasemissies;
- emissies van SO₂, NO_x, NH₃, PM₁₀, CO en VOC naar lucht;
- emissies van PM₁₀ door verwaaiing op grondniveau;
- ruimtebeslag (overgenomen uit Ecolnvent).

Ruimtebeslag speelt eigenlijk alleen een rol bij inzet van steenkool gewonnen in dagmijnbouw en van uranium. Voor de biomassa centrale is uitgegaan van inzet van restproducten uit de houtindustrie met zeer lage marktwaarde. Om die reden is het ruimtebeslag dat aan dit materiaal moet worden toegerekend minimaal. Voor andere biomassa kan dit wel anders liggen. Gaswinning vergt nauwelijks ruimte en levert ook nauwelijks restproducten op, waarvan stort ruimtebeslag zou kunnen veroorzaken. Zelfs bij uraniumwinning is ruimtebeslag relatief klein. De

hoeveelheid tailings per kg uranium is in de orde van tonnen, maar omdat er per kg uranium uiteindelijk een grote hoeveelheid energie vrijkomt is het aan tailings-opslag gerelateerde ruimtebeslag per kWh klein.

Alle centrales hebben een capaciteit van 1.000 MW_e en een jaarproductie van 7.500 GWh. In Tabel 8 wordt een overzicht gegeven van de gebruikte rendementen en brandstoffen.

Tabel 8 Overzicht parameters

	Brandstof	Rendement	
		Zonder CO ₂ -afvang	CO ₂ -afvang (90%)
Biomassacentrale	houtpellets van resthout houtindustrie	42%	34%
Gascentrale	Nederlands aardgas	58%	52%
Kolencentrale			
– Geen meestook	Kolen uit mix van zes landen	47%	39%
– Maximale meestook (70%)	Kolen uit mix van zes landen, houtpellets van resthout houtindustrie	47%	39%
Kolenvergasser	Kolen uit mix van zes landen	42%	37%
Kerncentrale	Uranium, mijnbouw 'worst case' en 'best case'	37%	

3.2 Beschrijving per centrale

In het bijlagenrapport worden details van de ketens gegeven, evenals de precieze emissie-inventarisatie. In deze paragraaf geven we een globale beschrijving per centrale. De ongevallen in de ketens worden hierin nog niet meegenomen, deze worden tezamen besproken in paragraaf 3.4.

3.2.1 Biomassa centrale

Voor de biomassacentrale is uitgegaan van een grote wervelbed verbrandingsoven, waarin de biomassa in een 'bed' van zand wordt verbrand¹⁹. De bij de verbranding geproduceerde rookgassen staan in de ketel hun warmte af en doorlopen vervolgens de rookgasreiniging. Aangenomen is dat de centrale is uitgerust met een zeer goede rookgasreiniging met aparte processen voor afvang van stikstofoxiden, zwavelverbindingen en stofdeeltjes. Eventueel kan een installatie voor CO₂-afvang worden toegevoegd. De afgevangen CO₂ wordt gedroogd, op dusdanig hoge druk gebracht dat het vloeibaar wordt en per pijpleiding naar een injectielocatie getransporteerd voor injectie in een gasveld of aquifer.

¹⁹ Het zand en de biomassa worden in de oven met van onderaf ingeblazen lucht in werveling gebracht, waarbij een 'bed' van een paar meter hoogte aan omhoog geblazen en weer omlaag vallende deeltjes zand en biomassa ontstaat. Deze continue beweging zorgt voor een zeer goede gelijkmatige verdeling van de biomassa over de oven en daarmee een volledig en goed stuurbaar verbrandingsproces.

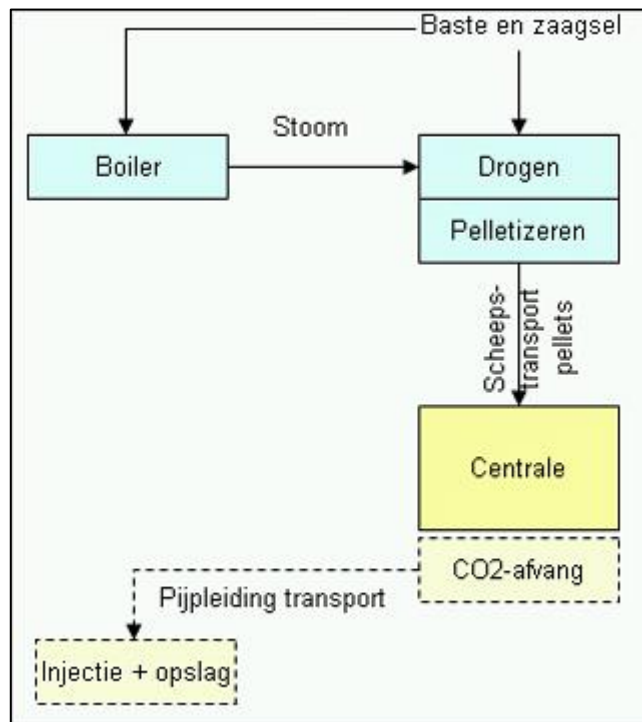
De in de ketel afgestane warmte wordt gebruikt voor het produceren van stoom, die weer wordt gebruikt voor het aandrijven van een stoomturbine. Dankzij hoge stoomtemperatuur en -druk en tussentijdse herverhitting wordt een netto rendement gehaald van 42% (praktijkcijfer) zonder en 34% met CO₂-afvang (eigen schatting). Een praktijkvoorbeeld van een dergelijke grootschalige centrale is de Alholmens II centrale in Pietarsaari in Finland.

De biomassa betreft zaagsel en bast van houtzagerijen afkomstig uit bijvoorbeeld Canada of een ander land met een overschot aan dit soort restproducten van bosbouw. De biomassa wordt bij de houtzagerij tot pellets gegerst en per schip naar Nederland getransporteerd en bij de centrale weer versnipperd om te kunnen worden ingevoerd in de oven.

Wanneer de zaagresten niet zouden worden gebruikt, zou het materiaal in de omgeving van de houtzagerij worden gestort en vergaan. Bij het verrottingsproces zouden methaanemissies optreden, maar er zou ook koolstof in de bodem achterblijven en op die manier aan de mondiale koolstofcyclus worden onttrokken. Beide aspecten - met positief en negatief broeikaseffect - zijn in de milieu-analyse meegenomen (niet als onderdeel van de basisberekening, maar in de aanvullende berekening).

De hele 'keten' van zagerij tot en met schoorsteen is schematisch weergegeven in Figuur 5.

Figuur 5 Schets van de biomassaketen



In Tabel 9 is een globaal overzicht van de emissies gegeven.

Tabel 9 Overzicht emissies per kWhe biomassa elektriciteit

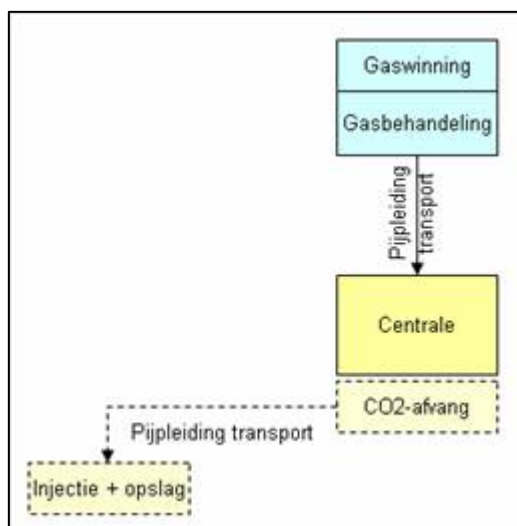
	Zonder CO ₂ -afvang			Met CO ₂ -afvang		
	Keten	Uit- gespaarde rotting	Centrale	Keten	Uit- gespaarde rotting	Centrale
Broeikasgassen (g CO ₂ -eq/kWhe)	17,8	-621,3	0,6	21,7	-758,5	-941,3
Toxische en verzurende stoffen (g/kWhe)	0,6	0,0	0,2	0,7	0,0	0,2
Fijn stof verwaaiing (g/kWhe)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ruimtebeslag (m ² /kWhe)	0	0	0	0	0	0

3.2.2 Gascentrale

Een moderne gascentrale is per definitie een STEG²⁰ oftewel een combinatie van gasturbine en een stoomturbine. Aardgas wordt verbrand in de gasturbine, waarna de warmte van de rookgassen wordt gebruikt voor stoomproductie. De stoom wordt gebruikt voor aandrijven van de stoomturbine. Moderne STEG's halen een elektrisch rendement van 56% - 58%. Zonder CO₂-afvang. We schatten het rendement voor een STEG met CO₂-afvang op 52%.

Het aardgas is uit Nederlandse velden afkomstig. Nederlands aardgas vormt nog steeds het overgrote deel van het op de Nederlandse markt gebrachte aardgas. Aardgas wordt bij winning gezuiverd en gedroogd en op de juiste druk gebracht voordat het in de pijpleiding naar de gascentrale gaat.

Figuur 6 Schets van de gasketen



In Tabel 10 is een globaal overzicht van de emissies gegeven.

²⁰ STEG = stoom- en gasturbine.

Tabel 10 Overzicht emissies per kWh_e aardgas elektriciteit

	Zonder CO ₂ -afvang		Met CO ₂ -afvang	
	Keten	Centrale	Keten	Centrale
Broeikasgassen (g CO ₂ -eq/kWh _e)	6,1	347,6	6,8	38,8
Toxische en verzurende stoffen (g/kWh _e)	0,0	0,1	0,0	0,1
Fijn stof verwaaiing (g/kWh _e)	0,00	0,00	0,00	0,00
Ruimtebeslag (m ² /kWh _e)	0	0	0	0

3.2.3 Kolencentrale

In Nederlandse energiecentrales wordt een mengsel van kolen uit verschillende landen gebruikt. Momenteel zijn dat met name de VS, Zuid-Afrika, Australië, Polen, Indonesië en Colombia en van deze mix is in deze studie uitgegaan. Afhankelijk van land van herkomst en 'kolenveld' worden de kolen in dagbouw mijnen of ondergrondse mijnen gewonnen, gemalen, gereinigd en per schip naar Nederland getransporteerd. Bij mijnbouw optredende emissies van kolengas (methaan) gebruik zijn in deze studie verdisconteerd.

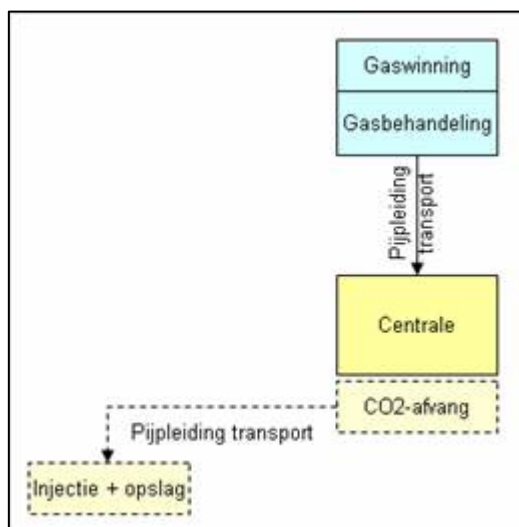
Op de locatie van de kolencentrale worden de kolen uit de verschillende landen op het zogenaamde mengveld buiten de kolencentrale gemengd, waarna het mengsel wordt verpoederd en de zeer fijne kolendeeltjes (< 0,1 mm) in de oven van de kolencentrale worden geblazen.

Opslag, overslaan en de verdere handling van de kolen op het mengveld bij de centrale veroorzaken emissies van fijn stof door verwaaiing. De hoeveelheden PM₁₀ die op deze manier worden geëmitteerd zijn ook in de inventarisatie meegenomen. De samenstelling naar deeltjesgrootte van deze PM₁₀ is echter anders dan van PM₁₀ dat met verbrandingsemissies vrijkomt. Het aandeel zeer kleine deeltjes is kleiner en daarmee ook de schade per kg emissie (onder verder gelijke omstandigheden). In de basisberekening gaan we er vanuit dat de schade ongeveer 10% is van die van verbrandingsemissies van PM₁₀. Op deze manier is een overschatting van het toxische effect van de verwaaiingsemissies vermeden. In een aanvullende berekening wordt gekeken wat het totale effect zou zijn (100%). Merk wel op dat de schadekosten toch hoog liggen omdat de emissie optreedt op grondniveau (zie paragraaf 2.3).

In deze studie is uitgegaan van een moderne kolencentrale zoals bijvoorbeeld de in december 2001 in gebruik genomen 535 MW_e Avedoere II kolencentrale in Kopenhagen, Denemarken. Deze centrale haalt op basis van 100% kolenstook een rendement van 48%. Er kan volgens de ontwerpspecificaties maximaal 70% biomassa worden bijgestookt. De biomassa betreft hout pellets (zie paragraaf 3.2.1), die net als de kolen ter plekke van de centrale worden verpoederd. Ook bij maximale biomassa bijstook wordt een rendement van 48% gehaald.

De centrale is uitgerust met een zeer goede rookgasreiniging met aparte processen voor afvang van stikstofoxiden, zwavelverbindingen en stofdeeltjes. Eventueel kan een installatie voor CO₂-afvang worden toegevoegd. Bij toepassing van CO₂-afvang neemt het rendement naar schatting af tot circa 40%.

Figuur 7 Schets van de keten



In Tabel 11 is een globaal overzicht van de emissies gegeven.

Tabel 11 Overzicht emissies per kWh elektriciteit geproduceerd bij een moderne kolencentrale met of zonder CO₂-afvang en/of biomassa bijstook. In de kolommen 'rot' is aangegeven wat het effect is van het niet ter plekke laten vergaan van de houtresten (zie paragraaf 3.2.1)

	Zonder CO ₂ -afvang		Met CO ₂ -afvang		zonder CO ₂ -afvang 70% biomassa			met CO ₂ -afvang 70% biomassa		
	Keten	Centrale	Keten	Centrale	Keten	Rot	Centrale	Keten	Rot	Centrale
Broeikasgassen (g CO ₂ -eq/kWhe)	35,8	704,0	39,1	86,6	12,4	-370,3	211,2	15,2	-455,7	-555,7
Toxische en verzurende stoffen (g/kWhe)	0,2	0,3	0,2	0,3	0,4	0,0	0,2	0,5	0,0	0,2
Fijn stof verwaaiing (g/kWhe)	0,00	0,04	0,00	0,05	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01
Ruimtebeslag (m ² /kWhe)	0,015	0	0,018	0	0,004	0	0	0,005	0	0

3.2.4 Kolenvergassing

Kolenvergassing is een techniek die nog mondjesmaat wordt toegepast. Mondiaal zijn er ongeveer 5 centrales operationeel waarvan één in Nederland (Bugge-num), voornamelijk om de techniek te demonstreren. Bij kolenvergassing wordt de steenkool in feite in twee stappen verbrand:

- vergassing met zuurstof tot synthesegas (mengsel van CO, H₂, CO₂ en H₂O);
- verbranding van het synthesegas in een STEG (zie 'gascentrale' case).

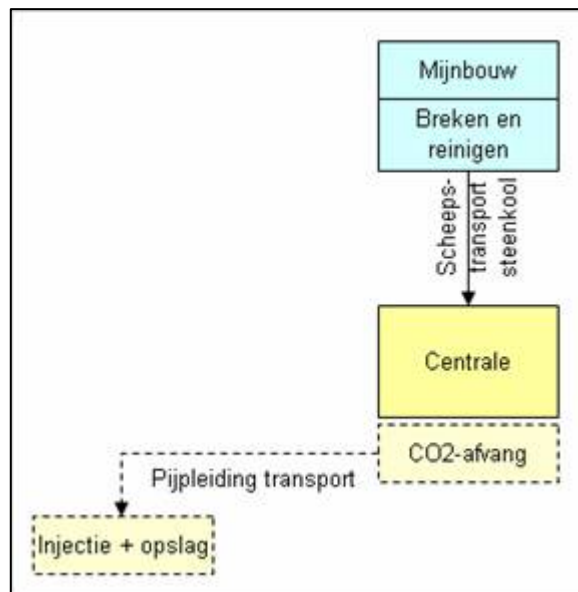
Tussen beide stappen in wordt het synthesegas gereinigd en wordt de warmte gebruikt voor stoomopwekking. De stoom wordt samen met de in de STEG geproduceerde stoom benut voor elektriciteitsopwekking. Eventueel kan tussen vergassing en synthesegas verbranding de koolmonoxide met stoom nog worden

omgezet in H₂ en CO₂, waarna de CO₂ uit het gas wordt gewassen en wordt opgeslagen.

Praktijkervaringen met de paar operationele kolenvergassers wijzen op een rendement van 43% zonder CO₂-afvang, deze waarde is ook in deze analyse gebruikt. Het rendement bij CO₂-afvang is geschat op 37%.

De keten voor de in de vergasser gebruikte steenkool is identiek aan die voor de in de kolencentrale gebruikt steenkool (zie paragraaf 0).

Figuur 8 Schets van de keten



In Tabel 12 is een globaal overzicht van de aan elektriciteitsproductie met een kolenvergasser gerelateerde emissies gegeven.

Tabel 12 Overzicht emissies per kWhe kolenvergasser elektriciteit

	Zonder CO ₂ -afvang		Met CO ₂ -afvang	
	Keten	Centrale	Keten	Centrale
Broeikasgassen (g CO ₂ -eq/kWhe)	35,8	804,5	40,6	91,3
Toxische en verzurende stoffen (g/kWhe)	0,2	0,1	0,2	0,2
Fijn stof verwaaiing (g/kWhe)	0,00	0,04	0,00	0,05
Ruimtebeslag (m ² /kWhe)	0,017	0	0,019	0

3.2.5 Kerncentrale

Voor de kerncentrale is uitgegaan van een centrale gebaseerd op de EPR-technologie²¹, zoals in de praktijk zal worden toegepast in de twee nieuw te bouwen of in aanbouw zijnde Europese kerncentrales in Finland (Olkiluoto) en Frankrijk (Flamanville).

Kernenergie is gebaseerd op inzet van verrijkt uranium²². Uranium wordt in dagbouw of ondergrondse mijnbouw, maar in toenemende mate ook door oplossingsmijnbouw gewonnen. Erts gewonnen in dagbouw en ondergrondse mijnbouw wordt fijngemalen, waarna met een oplosmiddel uranium uit het gesteente wordt opgelost. Het restproduct (tailings) worden gestort. Uit de tailing reservoirs kunnen radonemissies ontsnappen waardoor tot honderden kilometers in de omgeving mensen aan verhoogde doses radioactiviteit blootgesteld worden. De hoogte van deze emissies is zeer sterk afhankelijk van de mate van 'goed beheer' van de tailingreservoirs. In deze studie hanteren we daarom een worst case en een best case scenario.

Bij oplossingsmijnbouw vindt de extractie in de ertslaag onder de grond zelf plaats en ontstaan geen of veel kleinere hoeveelheden tailings. In deze studie is oplossingsmijnbouw echter buiten beschouwing gelaten vanwege gebrek aan informatie over milieubelasting.

Het uranium wordt verrijkt middels centrifugetechnologie. De tails (reststof van het verrijkingsproces) worden grotendeels naar Rusland getransporteerd. Hier vindt deels verdere verarming plaats, maar in deze studie gaan we er van uit dat de tails in Rusland in eindopslag gaan.

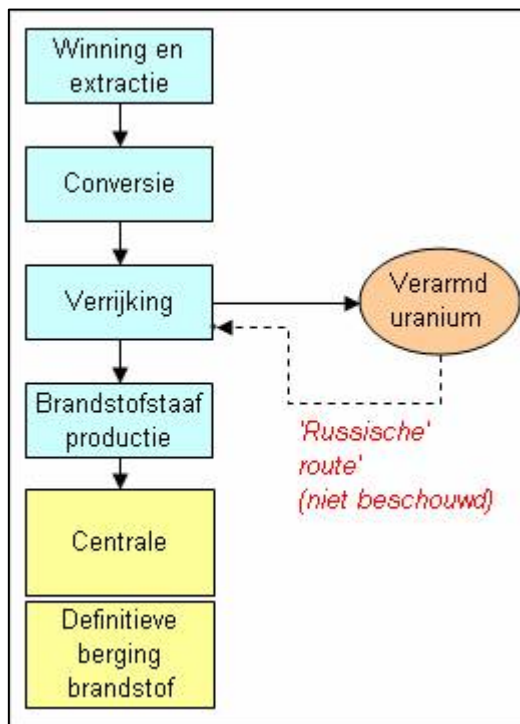
In een kerncentrale worden de brandstofstaven 'gecontroleerd' gebombardeerd met neutronen waardoor het uranium splijt en een grote hoeveelheid warmte vrijkomt. Die warmte wordt gebruikt voor het opwekken van stoom waarmee een stoomturbine wordt aangedreven. De stoomcyclus van de EPR heeft een netto rendement van 37%. Na verloop van tijd is het ²³⁵U gehalte in de brandstofstaven gedaald van 5% tot circa 1% en is de brandstof verbruikt. In de EPR-technologie heeft de uranium brandstof tot dat moment 5.184 TJ/ton of 60 GWdag/ton aan warmte geproduceerd, een zogenaamde opbrand of burnup van 60 GWdag.

In deze studie is aangenomen dat de verbruikte brandstof in tegenstelling tot de praktijk bij de Borssele kerncentrale niet wordt opgewerkt, maar zo snel mogelijk in diepe ondergrond wordt opgeslagen. Hier is nog geen praktijkervaring mee. De inschatting in deze studie gaat uit van een ideale situatie, waarbij ook op termijn geen radioactieve stoffen in de omgeving lekken. In de praktijk kunnen schadelijke effecten hoger uitpakken. Er is verder aangenomen dat - conform de afspraken rond Borssele - de centrale aan het eind van de technische levensduur direct wordt afgebroken.

²¹ European Pressurized Water Reactor.

²² Met verrijkt wordt in dit verband bedoeld dat het uranium in de brandstofstaven een aanzienlijk hoger percentage ²³⁵U isotoop bevat dan van nature (0,7%). In de natuur voorkomend uranium bestaat voornamelijk uit ²³⁸U en kleine percentages andere isotopen.

Figuur 9 Schets van de nucleaire keten



In tegenstelling tot de andere ketens is voor de uraniumketen gekeken naar het *bereik* van de (radiologische) impacts voor verschillende regio's van herkomst. De reden hiervoor is dat de spreiding in specifieke impacts veel groter is dan in de andere ketens en de precieze herkomst van uranium zeer variabel en daardoor slecht bekend. De spreiding komt volledig voor rekening van het mijnbouwstadium en is het gevolg van grote verschillen in management van de tailing reservoirs en daaruit vrijkomende radonemissies.

Onvoorziene omstandigheden bij tailings- en afvalopslag

Er is met name in de nucleaire keten ook in andere ketenschakels dan de centrale zelf sprake van onvoorziene gebeurtenissen met gevolgen voor milieu en gezondheid.

Tailings van uraniummijnbouw evenals de verbruikte brandstof blijven nog honderdduizenden jaren na de sluiting van de kerncentrale radioactief op een niveau waarop schade aan de menselijke gezondheid kan optreden bij blootstelling aan dit materiaal. Dit kan mogelijk optreden bij vrijkomen van het materiaal door lekkage van de opslag, bijvoorbeeld door dambreuken of geologische activiteit. Met name tailing reservoirs bij uraniummijnen vormen een potentieel risico, omdat de radiologische activiteit van dit materiaal in totaal ongeveer 5 maal hoger is dan die van het te gebruiken uranium.

Vrijkomen van het opgeslagen materiaal door lekkage van het reservoirs leidt in principe tot eenzelfde schade (collectieve dosis) zoals berekend voor de worst case situatie in deze studie. Deze situatie treedt op wanneer al het radioactieve materiaal in een periode van enkele honderden of duizenden jaren na mijnbouw en extractie - wanneer verval nog weinig effect heeft gehad op de activiteit van het materiaal in de opslag - uit het reservoir vrijkomt en optimaal in contact is met de buitenlucht. Een dergelijk ongeluk met een reservoir binnen een paar duizend jaar na sluiting van de mijn is niet denkbeeldig. De VS, waar de strengste en meest uitvoerige wetgeving voor ontwerp van talingreservoirs wordt toegepast, worden tailing reservoirs ontworpen conform de eis dat ze niet mogen bezwijken binnen een periode van 1.000 jaar.

De kans op onvoorziene blootstelling bij opslag van verbruikte kernbrandstof is mogelijk lager wanneer de eindopslag van gebruikte brandstof met veel meer veiligheidsmaatregelen omgeven zal worden. Desondanks wordt er bijvoorbeeld ook in het CORA (CORA, 2000) programma voor opslag van radioactief afval in de diepe ondergrond in Nederland vanuit gegaan dat er een kans op lekkage is en dat radioactief materiaal in het milieu terecht zal komen. De blootstellingdoses worden echter als vergelijkbaar met blootstelling aan natuurlijke bronnen van radioactieve straling ingeschat. Dit is echter afhankelijk van de manier en het tijdstip waarop radioactieve stoffen vrijkomen. Er is nog geen ervaring met langdurige opslag van hoogradioactief materiaal. Ook bij opslag van laag en middelactief radioactief afval is kans op vrijkomen van radioactieve stoffen en verspreiding daarvan in het milieu. Dit wordt bijvoorbeeld bewezen door de lekkages van tritium naar grondwater bij de opslaglocatie Centre de Stockage de l'Aube (CSA).

De risico's van dergelijke 'ongevallen' zijn niet expliciet meegenomen in deze studie omdat er, vanwege gebrek aan praktijkervaring, moeilijk kosten aan te verbinden zijn (lekkage of dambreuk bij tailingsreservoir kan vergeleken worden met de 'worst case' voor nucleaire keten).

De spreiding in de collectieve dosis is een factor 1.000. De bepaling van de collectieve dosis is gebaseerd op modelberekeningen door SENES en UNSCEAR.

Tabel 13 Overzicht milieubelasting per kWhe uit kernenergie

	Keten	Centrale
Broeikasgassen (g CO ₂ -eq/kWhe)	4	0,0
Toxische en verzurende stoffen (g/kWhe)	0,0	0,0
Fijn stof verwaaiing (g/kWhe)	0,00	0,00
Ruimtebeslag (m ² /kWhe)	0	0
Collectieve dosis (nano manSievert/kWhe)	0,2 – 128	0,1

De in deze studie berekende verbruiken van brandstof en elektriciteit in de stappen van mijnbouw tot en met brandstofstaaf productie resulteren in een aanzienlijk lagere CO₂-emissie per kWhe dan in andere studies, bijvoorbeeld het IFEU-

rapport (Fritsche, 2006). Volgt uit de onderhavige analyse een waarde van circa 4 g CO₂/kWh, in het IFEU-rapport wordt op basis van diverse referenties een bereik van 30 - 120 g/kWh genoemd, waarbij de range 30 - 60 g/kWh als meest waarschijnlijke wordt betiteld.

Voor deze discrepantie zijn twee redenen:

- De in deze studie beschouwde generatie 3 centrale (EPR) vraagt aanzienlijk minder uranium dan een standaard generatie 2 centrale. Voor de laatste bedraagt het uraniumverbruik bij een productie van 7.500 GWhe volgens de ongeveer 24 ton. De in deze studie beschouwde EPR heeft daar 14 ton uranium voor nodig vanwege hogere verrijkingsgraad en hogere opbrand, een 40% lagere consumptie.
- Er is in deze studie uitgegaan van verrijking middels centrifugetechnologie. Het is waarschijnlijk dat dit in de (nabije) toekomst het geval zal zijn. In andere studies wordt steeds uitgegaan van de huidige situatie van een mix van centrifuge en gasdiffusie technologie. Gasdiffusie vergt 65 maal meer elektriciteit dan centrifuge technologie.

Een derde mogelijk verschil is de gehanteerde CO₂-emissie per eenheid elektriciteitsgebruik. In deze studie is aangenomen dat verrijking in Europa plaatsvindt en is uitgegaan van een gemiddelde emissie van circa 100 kg CO₂/GJ, zoals representatief voor elektriciteit in de EU conform EEA-cijfers voor 2006. Verrijking vindt in de EU plaats in Frankrijk, Nederland, Groot-Brittannië en Duitsland.

3.3 Externe kosten per kWh

3.3.1 Basisberekening

Op basis van de inventarisatie in de vorige paragrafen en de basisset schaduw-prijzen uit hoofdstuk 2 zijn de externe kosten in €/cent/kWh afgeleid voor de verschillende centrales. In Tabel 14 staan de externe kosten die resulteren uit de basisberekening. Dit houdt in dat uitgespaarde rottingsemisies in de biomassa-keten niet zijn meegenomen en dat voor de verwaaiingsemisies van PM₁₀ bij open overslag van kolen 10% van de schadefactor voor verbrandingsemisies van PM₁₀ is gehanteerd (zie paragraaf 3.2.3).

Tabel 14 Externe kosten zonder ongevallen in €cent/kWh over de hele keten voor de twee locaties (basis berekening)

		Eemshaven	Maasvlakte
Biomassa		0,47	0,48
	CO ₂ -afvang	-1,21	-1,20
Poederkool		1,62	1,70
	CO ₂ -afvang	0,39	0,44
Poederkool met max bijstook		0,79	0,82
	CO ₂ -afvang	-0,62	-0,59
Kolenvergassing		1,71	1,78
	CO ₂ -afvang	0,38	0,46
STEG		0,70	0,70
	CO ₂ -afvang	0,13	0,13

Resultaten voor kernenergie staan in Tabel 15. Minimum en maximum resultaat geven aan wat het bereik is van de externe kosten voor extreem slecht en goed management in het mijnbouwstadium.

Tabel 15 Externe kosten zonder ongevallen in €cent/kWh voor een kerncentrale, met minimum en maximum schadebepaling (geen verschil tussen locaties)

		Minimum	Maximum
Kerncentrale			
	Emissies als andere centrales	0,01	0,01
	Radiologische emissies (horizon 100.000 jaar)	0,002	1,04
	Totaal	0,012	1,05

Met een tijdhorizon van 10.000 jaar zouden de impacts van radiologische emissies ongeveer een factor 6 lager uitkomen. Voor het 'minimum' scenario betekent dit dat de totale externe kosten weinig veranderen omdat deze toch al grotendeels door de niet-radiologische emissies worden bepaald. Voor het 'maximum' scenario komen ze op 0,15 €cent/kWh en vallen dus ook binnen de bandbreedte die in de tabel wordt gegeven.

In vergelijking met de centrales met fossiele brandstof zonder CO₂-afvang komt de STEG het best uit, maar biomassa heeft de laagste externe kosten. De externe kosten van een kerncentrale zouden echter nog lager kunnen zijn, bij een ideale langdurige opslag van radioactief afval (bij uraniummijnen en eindberging) waarbij ook op lange termijn radiologische emissies miniem zijn. De totale externe kosten verschillen een factor 100 tussen de gunstigste en meest ongunstige situatie; de radiologische schades in de keten variëren - onder gelijke aannames - met een factor duizend.

Voor centrales met CO₂-afvang geldt dat dit in het geval van biomassa (bijstook) leidt tot negatieve externe kosten. Dit op het eerste gezicht onverwachte resultaat is als volgt te begrijpen. Als biotische CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen dan krijgt de centrale naast energieleverantie nog een andere 'functie': het verwijderen van CO₂ uit de atmosfeer. Terwijl voor fossiele CO₂ alleen gewerkt kan worden aan het verminderen van negatieve effecten kan met biotische CO₂-

opslag daadwerkelijk een positief effect worden bereikt. We zien bovendien dat CO₂-opslag voor de STEG het minste effect heeft, omdat de verbranding van aardgas aanmerkelijk minder CO₂-emissie per kWh tot gevolg heeft dan de andere brandstoffen. Procentueel is het effect bij de gascentrale wel erg groot, omdat de externe kosten vrijwel volledig het gevolg zijn van emissies van broeikasgasen.

3.3.2 Gevoeligheid voor schaduwprijs CO₂

In de basisberekening is een prijs voor CO₂ van 19 €/ton gebruikt. Zoals in paragraaf 2.2.2 is besproken, is dit een redelijke middenwaarde uit een groot bereik aan schade- en preventiekosten. De 19 €/ton geeft goed aan hoeveel de politiek en dus samenleving in Europa over heeft voor het halen van de korte termijn klimaatdoelen. Dit is dus géén schadekostenbepaling. Als bovengrens stelt ExternE 50 €/ton voor; dit is de schaduwprijs op basis van preventiekosten voor het Nederlands beleid.

De resultaten voor hogere en lagere CO₂-prijs in Tabel 16 en Tabel 17.

Tabel 16 Externe kosten zonder ongevallen in €cent/kWh over de hele keten voor de twee locaties (basis berekening maar met hoge schaduwprijs voor CO₂ van 50 €/ton)

		Eemshaven	Maasvlakte
Biomassa		0,72	0,73
	CO ₂ -afvang	-3,82	-3,81
Poederkool		3,96	4,04
	CO ₂ -afvang	0,78	0,83
Poederkool met max bijstook		1,65	1,68
	CO ₂ -afvang	-2,11	-2,08
Kolenvergassing		4,32	4,39
	CO ₂ -afvang	0,80	0,87
STEG		1,80	1,80
	CO ₂ -afvang	0,27	0,27
<i>Kernenergie</i>	<i>Min/max</i>	<i>0,02</i>	<i>1,06</i>

De effecten van CO₂-afvang en opslag worden hiermee nog duidelijker zichtbaar en de externe kosten voor de kolengestookte centrales stijgen naar 4 à 4,5 €cent/kWh (zonder CO₂-afvang).

Tabel 17 Externe kosten zonder ongevallen in €cent/kWh over de hele keten voor de twee locaties (basis berekening maar met lage schaduwprijs voor CO₂ van 9 €/ton)

		Eemshaven	Maasvlakte
Biomassa		0,43	0,44
	CO ₂ -afvang	-0,32	-0,30
Poederkool		0,86	0,94
	CO ₂ -afvang	0,26	0,32
Poederkool met max bijstook		0,54	0,57
	CO ₂ -afvang	-0,10	-0,08
Kolenvergassing		0,88	0,94
	CO ₂ -afvang	0,25	0,33
STEG		0,35	0,35
	CO ₂ -afvang	0,08	0,09
<i>Kernenergie</i>	<i>Min/max</i>	<i>0,01</i>	<i>1,05</i>

Voor de lage CO₂-prijs gebeurt uiteraard het omgekeerde. Voor de biomassacentrale is het verschil met de basisberekening klein, omdat CO₂ hierin slechts een kleine bijdrage heeft. Voor de optie met CO₂-afvang en opslag is het effect echter wel groot. Voor de poederkoolcentrale met biomassa bijstook 'weegt' CO₂-opslag nog maar nauwelijks op tegen de schades van PM₁₀-emissies.

3.3.3 Extra aannames

In de basisberekening is op twee punten een voorzichtige aanname gehanteerd. Ten eerste is het effect van uitsparing van rottingsemisies in de biomassaketen niet meegenomen. Ten tweede is voor de verwaaiingsemisies van PM₁₀ van kolenmengvelden bij de centrale aangenomen dat de schade 10% is van een gelijke hoeveelheid verbrandingsemisies.

In Tabel 18 worden de resultaten gegeven waarin wel rekening wordt gehouden met de uitsparing van rottingsemisies en de schade voor de verwaaiingsemisies gelijk is gesteld aan die van een gelijke hoeveelheid verbrandingsemisies. Voor de gas- en kerncentrale veranderen de externe kosten uiteraard niet.

Tabel 18 Externe kosten zonder ongevallen in €cent/kWh over de hele keten voor de twee locaties (extra aannames voor CH₄-uitsparing en mengveld emissies van PM₁₀)

		Eemshaven	Maasvlakte
Biomassa		-0,81	-0,80
	CO ₂ -afvang	-2,77	-2,76
Poederkool		1,63	1,96
	CO ₂ -afvang	0,40	0,76
Poederkool met max bijstook		-0,01	0,10
	CO ₂ -afvang	-1,58	-1,46
Kolenvergassing		1,73	2,08
	CO ₂ -afvang	0,40	0,80

Met de uitsparing van rottingsemisies in de biomassaketen is de netto externe schade voor de biomassacentrale ook zonder CO₂-afvang negatief. Dit komt omdat weliswaar iets meer CO₂ wordt uitgestoten dan wanneer het resthout op het

land zou blijven liggen maar de methaan emissies van het rottingsproces worden uitgespaard en methaan is een veel sterker broeikasgas. De precieze berekeningen die hieraan ten grondslag liggen zijn complex en de omvang van effecten nog controversieel. De effecten zijn daarom niet in de basisberekening opgenomen.

Met de extreme aanname voor de schade als gevolg van mengveld emissies wordt het verschil tussen de twee locaties voor de kolencentrales beduidend groter. Bij Eemshaven zien we een kleine toename van de externe kosten per kWh, voor de Maasvlakte een toename van zo'n 15%. Deze berekening moet gezien worden als een bepaling van de bovengrens voor schade als gevolg van de verwaaiingsemissies, omdat het aandeel schadelijk PM_{2,5} in deze PM₁₀-emissies lager is dan in verbrandingsemissies.

3.4 Ongevallen

Zoals gezegd in paragraaf 2.2.5 nemen we frequenties van ongevallen en resulterende externe kosten in de verschillende energieketens over uit Hirschberg (2004) en Burgherr (2004). Het betreft hier alleen ongevallen met 5 of meer dodelijke slachtoffers, omdat dit een goede vergelijkbaarheid geeft tussen ketens. Er wordt onderscheid gemaakt naar OESO en niet-OESO landen, omdat vooral in de olie- en kolenketens grote verschillen zijn in zowel aantallen ongevallen als in aantallen slachtoffers.

Dit betekent dat we hier kijken naar de algemene situatie en niet, zoals in het grootste deel van de berekeningen, uitgaan van best beschikbare techniek. In de fossiele ketens gaat het vooral om ongelukken in de winningfase, zodat de inkoop van grondstoffen voor een Nederlandse centrale hier vooral van invloed op is. Inkoop wordt in eerste instantie gedreven door prijs en niet door het al of niet toepassen van best beschikbare techniek door de leverancier, zodat de gemiddelden waarschijnlijk een redelijk beeld geven.

Tabel 19 Aantal **directe** dodelijke slachtoffers in **grootste** ramp in betreffende keten tussen 1969 en 2000 (bron: Burgherr, 2004, Hirschberg, 2004) en gemiddeld per jaar en schatting per GW-jaar (alleen ongevallen met 5 of meer doden)

	Grootste ongeval		Gemiddeld per jaar		Schatting per GW-jaar	
	OESO	Niet-OESO	OESO	niet-OESO	OESO	niet-OESO
Kolen	272	434	71	714	~0,2	~1,5
Olie	577	4375	118	515	~0,3	~0,3
Gas	109	100	31	31	~0,1	~0,1
LPG	498	600	60	63	~3	~6
Nucleair	^(c)	~30 ^(a) (~30.000) ^(b)				~0,05 (~50) ^(b)
Waterkracht	~15	26.000			~0,002	~10

(a) Recent door VN bijgesteld naar 56.

(b) Tussen haakjes 'latente doden'.

(c) Na 2000 wel een ongeval met 5 doden in Japan.

In bovenstaande tabel worden de slachtoffers voor de grootste rampen in verschillende energieketens gegeven als eerste illustratie. Terwijl in de kolen- en

olieketens verreweg de meeste slachtoffers worden gemaakt, is de grootste ramp wat betreft directe dodelijke slachtoffers het instorten van een stuwdam voor waterkracht in China in 1975.

In Tabel 20 geven we de schadekosten en de externe kosten volgens Hirschberg (2004) (hierbij wordt gedeeltelijke internalisering aangenomen, zoals beschreven in paragraaf 2.2.5). Per brandstofketen is het maximum genomen (voor kolen is dat China, voor gas niet-OESO landen).

Tabel 20 Schadekosten en externe kosten als gevolg van directe doden bij zware ongevallen in de energieketens (bron: PSI, ENSAD database; gecorrigeerd voor VSL)

	Schadekosten €cent/kWh	Externe kosten €cent/kWh	Totale schadekosten (incl economisch en latente doden) op basis van PSA
Kolen	1,1E-02	5,8E-03	
Gas	8,8E-04	6,0E-04	
Nucleair (Tsjernobyl)	5,5E-04	2,8E-04	1,1E-03

Deze schade- en externe kosten zijn bepaald op basis van een neutrale (technische) risicomaat (zie paragraaf 2.2.5). Dit betekent dat deze waarden een ondergrens geven, te meer daar alleen zware ongevallen en directe doden in de schadebepaling zijn meegenomen (behalve de waarde op basis van PSA voor kernenergie).

Om een indruk te krijgen van de gevoeligheid voor risicomaat, kijken we ook naar een risico-averse maat voor risicobepaling (zie paragraaf 2.2.5 en Tabel 5) voor het grootste ongeval in elk van de drie ketens. Hiervoor moet de kans bekend zijn. Voor kernenergie is er zoals al eerder besproken maar één voorbeeld (na 2000 nog één in Japan) van een ramp met directe doden: Tsjernobyl. Het is onmogelijk hier kansberekening op los te laten, maar bij gebrek aan beter is dit wel geprobeerd. Daarnaast wordt gebruik gemaakt van modellen ofwel PSA (probabilistic safety analysis). In een PSA wordt berekend wat de theoretische kans is op bepaalde (aaneenschakelingen van) ongewenste gebeurtenissen ('level 1 PSA') en wat de directe gevolgen zijn (lozing) als ze inderdaad optreden ('level 2 PSA'). Een volgende stap is om te kijken wat de effecten daarvan off-site zijn ('level 3 PSA'). PSA wordt onder andere gebruikt tijdens ontwerp en bouw van de Finse EPR centrale (RNSA, 2005) om te testen of het ontwerp voldoet aan de gestelde veiligheidseisen (level 1 en 2). Een theoretische kans is niet hetzelfde als een empirisch bepaalde kans, zoals die voorhanden is voor bijvoorbeeld de kolenmijnbouw, maar PSA geeft een gedegen inschatting van de risico's.

In Tabel 21 wordt voor een aantal types centrale genoemd wat kansen op een zwaar ongeval zijn die in diverse literatuurbronnen worden gegeven.

Tabel 21 Kansen per (reactor) jaar²³ op ongeval ('core melt + release') voor verschillende reactor types gegeven in literatuur

Bron/ centrale	Reactor type	Netto output	Kans op 'core melt'	Kans op 're-lease' (non-conditioneel)	Opmerking
ExternE (1995)	PWR		5:100.000	1:100.000	Gemiddeld aantal studies
Muehleberg (Hirschberg, 2004)	BWR 320	355 MW		1:1.000.000	PSA (per GW-jaar)
Olkiluoto (RNSA, 2005)	EPR	1630 MW	1:100.000	5:10.000.000	Ontwerp specificaties voor max 100 TBq Cesium-137 release
Tsjernobyl (Hirschberg, 2004)	RBMK	~1000 MW		2:10.000	Geschatte kans

De 'kans op Tsjernobyl' die ook aan de externe kosten in Tabel 20 ten grondslag ligt is dus ongeveer 2:10.000. Zoals uit de tabel blijkt wordt het reactortype van Tsjernobyl gezien als relatief onveilig; voor de EPR die in Finland wordt gebouwd en die ook voor deze studie het uitgangspunt is wordt de kans op een 'dergelijk' ongeval 400 maal kleiner ingeschat.

Uit de kansverdelingen van ongelukken in Hirschberg (2004) is af te leiden dat de kans op de grootste ongevallen in de kolen- en gasketen ongeveer 1:10.000 is. Tabel 22 geeft een overzicht van enkelvoudige risico's - het grootst 'mogelijke' ongeluk - en een inschatting van het verschil in bijbehorende schadekosten met neutrale en averse risicomaat (zie paragraaf 2.2.5 en Tabel 5). Voor kolen en gas zijn de kosten bepaald op basis van het gegeven aantal doden met de VPF van € 1 miljoen. De neutrale schadekosten voor 'casus' ExternE zijn overgenomen uit die studie. De neutrale schadekosten voor 'casus' Tsjernobyl zijn afgeleid in 2.2.5. De andere twee casus voor kernenergie (Olkiluoto en Muehleberg) zijn hierin niet opgenomen omdat deze zeer specifiek zijn voor één bepaalde centrale. Wel illustratief is dat die casus gaan om theoretisch veel veiliger centrales, maar dat de hier gehanteerde theoretische aversie factor daardoor ook toeneemt tot meer dan 1.000.

Tabel 22 Schadekosten voor grootst bekende ongeval als gevolg van directe doden met neutrale en averse risicomaat (bron: Hirschberg, 2004). Totale schadekosten voor kernongeval met neutrale en averse risicomaat (bronnen zie Tabel 21). Voor casus 'ExternE' is een reactor van 1.000 MW aangenomen

	Kans per GW-jaar	Aantal doden	Aversie factor	Neutraal €cent/kWh	Avers €cent/kWh
Kolen	1 : 10.000	400	101	4,6E-04	0,046
Gas	1 : 10.000	100	101	1,1E-04	0,012
Nucleair (ExternE, 1995)	1 : 100.000	(totale schade)	317	0,01	3,2
Nucleair (Tsjernobyl)	2 : 10.000	(totale schade)	72	0,5	36

²³ De kans op een ongeval is waarschijnlijk deels van de omvang van de reactor afhankelijk, maar eisen zijn in het algemeen in de vorm van kans per jaar. De gevolgen (hoeveelheid vrijkomend radioactief materiaal) zijn wel direct afhankelijk van de omvang van de reactor.

De kansen op dergelijke ongelukken zijn zeer klein, zodat de aversiefactoren groot kunnen zijn. De echte risico-averse schadekosten moeten worden berekend aan de hand van de volledige kansverdelingen van ongevallen van verschillende omvang (zie Hirschberg, 2004), zoals die ook ten grondslag liggen aan de kosten in Tabel 20. Omdat de schadekosten in Tabel 22 op basis van slechts één ongeval zijn, kunnen ze wel als een ondergrens worden beschouwd voor de gehanteerde aversiefactor.

Het verschijnsel 'latente' doden doet zich alleen voor bij ongevallen waarbij radioactieve straling vrijkomt. Een vergelijking met ongevallen in de kolen- en gasketens waarbij alleen directe doden worden meegerekend is valide, maar er moet wel rekening worden gehouden met het feit dat ook bij ongevallen in de fossiele ketens sprake zal zijn van extra economische schade. Deze zal echter deels geïnternaliseerd zijn via verzekeringen, behalve als het gaat om grootschalige vervuiling bij bijvoorbeeld olierampen. De olieketen komt echter in deze studie niet voor.

Het grootste probleem in het interpreteren van de externe kosten van ongevallen in de verschillende ketens is het ontbreken - gelukkig - van statistieken voor kernongevallen. De kans van 2 : 10.000 voor een 'Tsjernobyl' is geen empirisch gegeven. Het is mogelijk dat zo'n ongeval eens in de 30 jaar voorkomt, maar het is ook mogelijk dat het maar eens in de 3.000 jaar voorkomt. In dat laatste geval zouden de risiconeutrale schadekosten per kWh 100 maal lager zijn. De aversiefactor wordt echter ook hoger. Met de hier gehanteerde maat worden de risico-averse schadekosten per kWh dan slechts 10 maal lager en niet een factor 100.

Dit geeft het volgende beeld:

- Uitgangspunt is dat de schade van Tsjernobyl tot nu toe tot minimaal 0,5 €cent/kWh leidt. Met de gehanteerde aversie (factor 72 bij een kans van 2:10.000) geeft dit 36 €cent/kWh ofwel 360 €/MWh.
- Stel dat de kans op 'Tsjernobyl' slechts ongeveer 2 : 100.000 is, dan zou de omgeslagen schade 0,05 €cent/kWh zijn. Met de gehanteerde aversie (factor 225) geeft dit 11 €cent/kWh ofwel 110 €/MWh.
- Stel dat de kans op 'Tsjernobyl' ongeveer 2 : 1.000.000 is, dan zou de omgeslagen schade 0,005 €cent/kWh zijn. Met de gehanteerde aversie (factor 708) geeft dit 3,5 €cent/kWh ofwel 35 €/MWh.

Ter vergelijking: in eerdere studies wordt gewag gemaakt van 5 €cent/kWh (CE, 2003) en van 0,3 tot 3,6 €cent/kWh (NEA, 2000) voor mogelijke kosten voor volledige 'verzekering'. Dit ligt dus in de orde van grootte van de laatste aanname. We nemen een waarde van 5 €cent/kWh (50 €/MWh) als redelijke schatting.

In Tabel 25 geven we een eindoverzicht van deze discussie. Een definitieve bepaling van de externe kosten per kWh als gevolg van ongevallen is niet mogelijk, met name vanwege de onbekendheid van kansen - en gevolgen - voor nucleaire ongevallen.

Tabel 23 Externe kosten voor ongevallen in €cent/kWh (gehanteerde kans voor Tsjernobyl is 2 : 10.000)

	Directe doden, risico neutraal	Directe doden, risico avers	Lange termijn schade risico neutraal	Lange termijn schade risico avers
	Externe kosten €cent/kWh	Externe kosten €cent/kWh	'beste schatting' €cent/kWh	'beste schatting' €cent/kWh
Kolen	5,8E-03	> 0,05		
Gas	6,0E-04	> 0,01		
Nucleair ("Tsjer- noby!")	2,8E-04	> 0,02	~0,5	~ 5

3.5 Concluderend

In de basis berekening, zonder ongevallen, lopen de externe kosten van -1,2 tot +1,8 €cent/kWh. De resultaten worden in hoge mate bepaald door de effecten van de uitstoot van broeikasgassen. In het basis resultaat, voor opties zonder CO₂-afvang, is de bijdrage hiervan tussen de 30% à 40% - voor de biomassacentrale en de kerncentrale²⁴ - en ongeveer 90% - voor de kolengestookte centrales. Voor een gasgestookte centrale is de bijdrage van klimaatverandering zelfs ruim 95%. Met de hoge schaduwprijs voor klimaatverandering (50 €/ton CO₂-equivalent) worden de externe kosten per kWh uiteraard nog meer gedomineerd door klimaatverandering. De externe kosten voor de kolencentrales lopen dan op tot ruim 4 €cent/kWh.

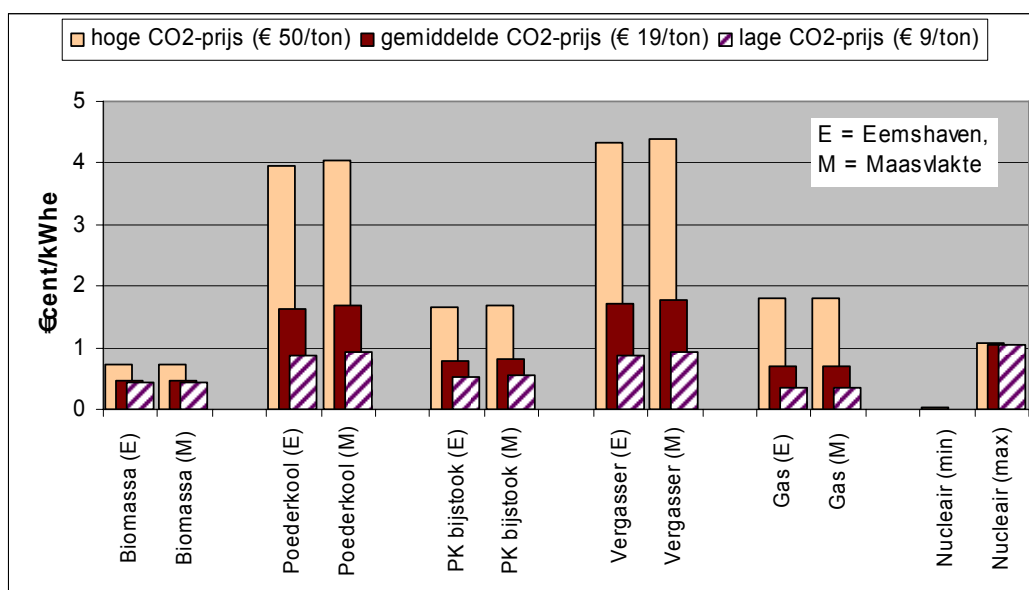
Een interessant resultaat is dat de externe kosten voor energieopwekking uit biomassa bij toepassing van CO₂-afvang negatief zijn. Op gebied van klimaatverandering treden hier daadwerkelijk negatieve externe kosten op, omdat er effectief CO₂ uit de atmosfeer wordt verwijderd. Hierbij moet worden opgemerkt dat niet alle mogelijke maatschappelijke kostenposten in deze resultaten zijn verdisconteerd; niet alle externe effecten kunnen worden gekwantificeerd.

Als ook de niet optredende rottingsemisies van het resthout worden meegenomen in de berekening dan verlagen de externe kosten voor de biomassacentrale en de poederkoolcentrale met bijstook van biomassa zeer sterk.

In Figuur 10 staan de berekende externe kosten per kWh voor basisberekening met variatie van de CO₂-schaduwprijs. Resultaat voor de biomassacentrale is tamelijk ongevoelig voor de CO₂-prijs, evenals voor de kerncentrale. In de keten van kernenergie zijn met name impacts van de mijnbouw bepalend voor de externe kosten. Voor de fossiele ketens zijn de CO₂-emissies bepalend en voor kolen in mindere mate de emissie van PM₁₀ op locatie.

²⁴ Dit geldt voor de minimum variant; de bijdrage van klimaatverandering aan de maximum variant is verwaarloosbaar.

Figuur 10 Resultaten van de berekeningen zonder CO₂-afvang en opslag (E=Eemshaven, M=Maasvlakte) zonder externe kosten van ongevallen (risicokosten)



In termen van totale maatschappelijke kosten per jaar als gevolg van één 1.000 MW centrale leiden de berekeningen tot de volgende resultaten (Tabel 24).

Tabel 24 Totale externe kosten per jaar, voor centrales zonder CO₂-afvang (basisberekening; lage waarde = Eemshaven, hoge = Maasvlakte, behalve voor kerncentrale). Ongevallen op basis van risicoaverse maat voor 'grootste' ongeval wereldwijd in de betreffende keten²⁵

	Standaard emissies Miljoen €/jaar	Ongevallen Miljoen €/jaar
Biomassa	35-36	
Poederkool	121-127	~ 3,5
Poederkool met max bijstook	59-61	~ 1,0
Kolenvergassing	129-134	~ 3,5
Gas	53	~ 1,0
Kernenergie	1-79	~36-360?

Voor de kolencentrales zijn de maatschappelijke kosten zo'n € 130 miljoen per jaar, zeker als de risicokosten (ongevallen) worden meegenomen. Over een levensduur van 30 jaar betekent dat bijna € 4 miljard. De biomassa centrale heeft de laagste jaarlijkse maatschappelijke kosten. De maatschappelijke kosten van kernenergie zouden alleen nog lager kunnen uitpakken als zeer strikt omgegaan zou worden met de herkomst van uranium en opslag van kernafval en als de verzekeringskosten voor grootschalige ongevallen dicht in de buurt van de geschatte risiconeutrale kosten zouden blijken te liggen. In praktijk is hierover niets bekend; de externe kosten van kernenergie zijn dus sowieso met de grootste onzekerheid omgeven.

²⁵ Hiermee zijn deze kosten een ondergrens van de risicokosten, omdat niet de hele kansverdeling van ongevallen is meegenomen, maar alleen het grootste ongeval in de betreffende keten.

De totale Nederlandse elektriciteitlevering in 2005 (Groot, 2006) heeft op basis van deze resultaten naar schatting²⁶ ruim € 900 miljoen aan externe kosten met zich meegebracht.

Een aantal belangrijke effecten is moeilijk in kosten uit te drukken. Hierover is wel kwalitatief een en ander te zeggen:

- Landgebruik: er kan wel geïventariseerd worden hoeveel land nodig is voor de productie van een kWh, maar dit als externe kosten uitdrukken is lastig. In de doorgerekende ketens is landgebruik laag, maar voor sommige bronnen van biomassa kan dit anders liggen.
- Hernieuwbaarheid & voorzieningszekerheid: deze twee thema's zijn niet hetzelfde maar wel deels gerelateerd. Bij hernieuwbare bronnen is de voorzieningszekerheid op lange termijn per definitie hoger dan bij niet-hernieuwbare bronnen, daarnaast geldt in praktijk dat niet-hernieuwbare bronnen (grondstoffen) vaak uit minder stabiele geografische regio's afkomstig zijn.
- Afwenteling: in een externe kostenbepaling wordt schade in buitenland en schade in eigen land opgeteld. Voor sommige opties is er mogelijk minder sprake van afwenteling dan voor andere, hierop zou in discussies verder ingegaan moeten worden. Ook afwenteling naar toekomstige generaties, zoals bij klimaatverandering en opslag van radioactief afval, geeft een onderscheid tussen ketens.

²⁶ Geen onderscheid gas met/zonder Cogen, aandeel 'groen' als biomassa gewaardeerd. Merk op dat de externe kosten van het huidige park hoger zullen liggen dan voor de 'beste techniek' die in deze studie als uitgangspunt is genomen.



4 Bespreking

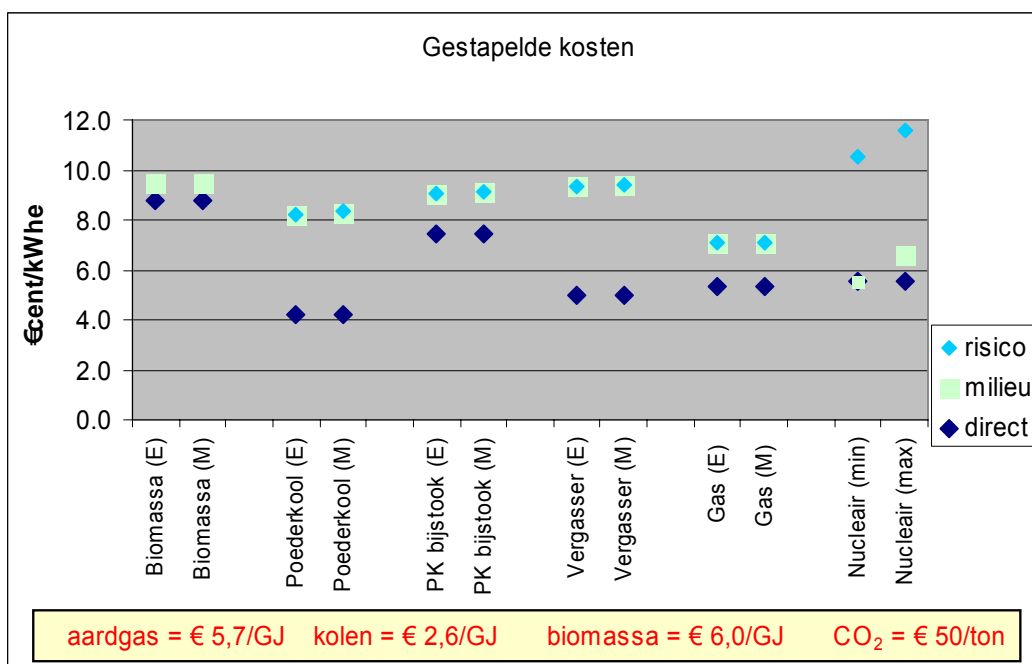
4.1 Inleiding

Het vorige hoofdstuk is afgesloten met een overzicht van de resultaten van de berekeningen van externe kosten voor de verschillende centrales. Dergelijke resultaten dienen, zeker waar verschillende scenario's zijn doorgerekend, met zorg te worden geïnterpreteerd. In dit hoofdstuk geven we aan hoe aan de hand van de resultaten stappen kunnen worden ondernomen richting concrete acties.

4.2 Totale kosten

De keuze voor een bepaald type centrale heeft grote maatschappelijk gevolgen en op dit moment wordt hiermee nauwelijks rekening gehouden. De verhoudingen van de directe kosten per kWh voor de verschillende opties liggen namelijk heel anders dan de verhoudingen van de externe kosten. Kolen zijn de goedkoopste optie (Figuur 11 en Figuur 12) maar hebben de hoogste externe kosten.

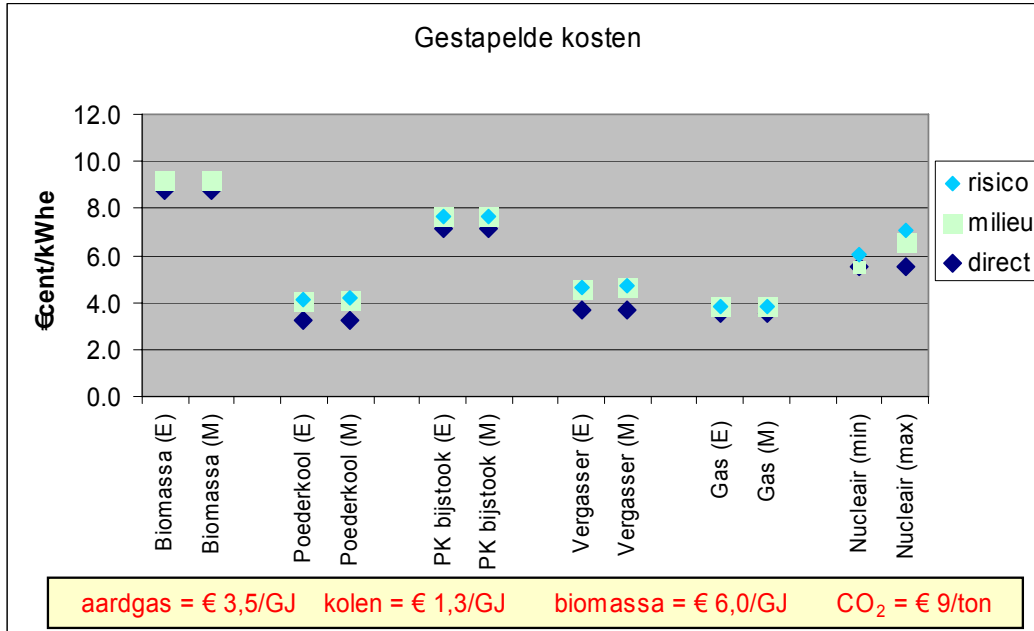
Figuur 11 Resultaten²⁷ van deze studie (externe milieukosten en risicokosten) in verhouding tot directe kosten (CE, 2006) per type centrale Eemshaven en Maasvlakte (hoge variant, opties zonder CO₂-afvang)



²⁷ De cijfers achter Figuur 11 en Figuur 12 worden gegeven in Bijlage A.

Biomassa, van de verbrandingscentrales de optie met de laagste externe kosten, is juist qua directe kosten duur. Wat betreft gestapelde kosten komt gas in beide gevallen het laagst uit.

Figuur 12 Resultaten van deze studie (externe milieukosten en risicokosten) in verhouding tot directe kosten (CE, 2006) per type centrale Eemshaven en Maasvlakte (lage variant, opties zonder CO₂-afvang)



Biomassa is van de verbrandingscentrales de optie met de laagste externe kosten, maar wat betreft directe kosten duur. Wat betreft totale (externe plus directe) kosten komt gas in beide gevallen het laagst uit. Het feit dat bij de meeste types centrale de risicokosten gesuperponeerd lijken op de milieukosten wil zeggen dat ze erg klein zijn. Voor biomassa zijn geen ongevalgegevens bekend. Bij kernenergie is als eerder in de notitie aangegeven een variatie in emissies van radioactieve stoffen vanuit tailing reservoir beschouwd. Deze bandbreedte is in beide figuren weergegeven middels een minimum en een maximum variant waarbij de kwalificatie van de omvang betrekking heeft op de emissies van radioactieve stoffen en daaraan gerelateerde milieu- en gezondheidsschade.

Met een uitbreiding van kolencapaciteit zullen dus in ieder geval meer externe kosten gemoeid zijn dan met een uitbreiding van de gascapaciteit. De vraag is of en hoe hiermee rekening zal worden gehouden. Hierover meer in paragraaf 4.4.

4.3 Reikwijdte van effecten

Bij de berekening van de externe kosten is uiteraard meegenomen wat de reikwijdte van bepaalde effecten is. Hierbij wordt in het algemeen niet apart gekeken naar in hoeverre sprake is 'afwenteling' op het buitenland: veel van de resulterende schade zal mogelijk buiten Nederland optreden. Hieronder bespreken we de resultaten vanuit dit perspectief.

4.3.1 Lokaal, regionaal en mondiaal

Waarom verdient klimaatverandering extra aandacht? Ten eerste gaat het om een **mondiaal** effect, wat betekent dat broeikasgassen die in Nederland worden uitgestoten over ter wereld tot klimaatverandering kunnen leiden. Er is dus in hoge mate sprake van afwenteling van milieubelasting, onder andere op landen die de eventuele gevolgen hiervan moeilijk kunnen dragen. Zoals in paragraaf 2.2.2 is besproken kunnen adaptatiekosten leiden tot een verlaging van het BBP met tot 10%; er zijn zelfs bronnen die zeggen dat adaptatiekosten en BBP rond 2050 even hoog zouden kunnen zijn (NEF, 2004).

Ten tweede is het juist voor klimaatverandering heel lastig om precieze schades te voorspellen, laat staan omvang ervan te bepalen. Het gaat onder andere om risico's met grotendeels onbekende kansen. Vanwege de lange verblijftijd van CO₂ in de atmosfeer is het bovendien lastig om totale schade en adaptatiekosten te vertalen naar de uitstoot van 1 kg CO₂. De schaduwprijs voor broeikasgassen die in de basis berekening is gehanteerd is dan ook op een andere manier tot stand is gekomen dan voor de andere emissies en het is niet te zeggen welke schadekosten wel en niet zijn 'meegenomen'. Wel kunnen we zeggen dat de schaduwprijs van de basis berekening aangeeft hoeveel de Europese politiek op dit moment wil uitgeven aan het voorkómen van verdere klimaatverandering. Adaptatiekosten komen daar nog naast. In Nederland is bijvoorbeeld € 2 miljard uitgetrokken voor verbetering van de dijksystemen (zie tekstbox paragraaf 2.2.2).

Landgebruik heeft weliswaar grotendeels lokale effecten, maar heeft ook mondiale effecten in de zin van schaarser worden van beschikbaar land. In de ketens die in deze studie zijn bekeken speelt landgebruik een kleine rol, met name omdat voor biomassa een restproduct wordt gebruikt. Landgebruik treedt in deze studie voornamelijk op bij open mijnbouw.

De meeste andere schoorsteenemissies hebben een **regionaal** effect. Verzuring, vermesting en gezondheidschade nitraten en sulfaten als gevolg van schoorsteenemissies in Eemshaven of op de Maasvlakte zijn merkbaar over heel Europa. Ook hier is sprake van afwenteling, maar dan voornamelijk naar geïndustrialiseerde landen. Op basis van berekeningen met het programma EcoSense blijkt dat minimaal twee derde van de schades van SO₂ en NO_x in het buitenland optreden. Een ander verschil tussen deze emissies en CO₂ is dat ze zeer significant beperkt kunnen worden met technische maatregelen.

Het belangrijkste **lokale** effect is dat van fijn stof, met name het stof dat verwaait bij op- en overslag van kolen bij de centrale. Omdat deze emissies op grondniveau ontstaan treden depositie en effecten dicht in de buurt van de bron op. De fijn stof emissies zijn dan ook grotendeels verantwoordelijk voor het verschil in externe kosten tussen de twee locaties, hoewel ook lokale effecten van SO₂ een kleine rol spelen. Het verschil in nabije bevolkingsdichtheid tussen de twee locaties ligt hieraan ten grondslag. Voor de volledig kolengestookte centrales, zonder CO₂-afvang, op de Maasvlakte dragen de verwaaiingsemissies enkele procenten bij aan de externe kosten (basis berekening).

Merk hierbij overigens op dat voor een inwoner van Rotterdam en een inwoner van Delfshaven de toename van de kans op ziekte even groot is. Het **individuele** effect is niet afhankelijk van de locatie van de centrale, maar het **collectieve** effect wel.

Radiologische emissies hebben lokale tot regionale effecten. In de kernenergieketen treden de meeste van deze emissies op in het buitenland. Ook hier is dus sprake van belangrijke mate van afwenteling op andere landen. De effecten van radioactiviteit bij de mijnbouw kunnen een factor 1.000 variëren en de externe kosten per kWh variëren als gevolg daarvan effectief met een factor 100. De herkomst van uranium is dus bepalend voor de externe kosten van kernenergie.

Na de broeikasgassen in de kolenketen zijn radiologische emissies in de kernenergieketen potentieel de belangrijkste kostenpost per kWh elektriciteit (ruim 1 €cent/kWh; maximum variant).

4.3.2 Ongevallen

In alle energieketens - behalve biomassa - komen vrij grootschalige ongevallen voor. In de fossiele ketens treden deze vooral op bij mijnbouw en winning en exploratie. Deze ongevallen zijn relatief frequent, wereldwijd tientallen per jaar, en kunnen in extreme gevallen honderden directe doden tot gevolg hebben.

In de nucleaire keten is met name de centrale zelf een bron van risico. Vanwege sterke veiligheidsmaatregelen komen ongevallen heel weinig voor, maar gevolgen zijn potentieel enorm en bovendien van zeer langdurige aard. Daarnaast vormen opslag van afval en, aan het begin van de keten, tailings een risico. De gevolgen van onvoorzien vrijkomen van deze materialen zijn zeer waarschijnlijk van andere orde dan die van een ramp in de centrale zelf. In het geval van terroristische aanslag op een bovengrondse afvalberging zouden de gevolgen wel op een nucleair ongeval kunnen lijken. Dergelijke risico's zijn in deze studie niet kwantitatief bekeken.

Dit alles betekent dat de verschillende ketens zeer verschillende types risico met zich meebrengen. Gewoonlijk worden deze risico's door middel van 'technische' ofwel 'neutrale' bepalingen meegenomen in externe kosten. Deze aanpak doet echter geen recht aan het feit dat economische spelers, zowel individuen als bijvoorbeeld verzekeringsmaatschappijen, altijd risico-avers zijn ingesteld. Dit betekent dat risico's met hele kleine kansen relatief zwaarder mee moeten wegen dan bij een neutrale benadering het geval is.

Dit geldt bijvoorbeeld voor een ongeval van klasse 'Tsjernobyl'. Hoe groot de kans op dit ongeval was kan niet empirisch worden bepaald, maar het is algemeen aanvaard dat de kans klein is. De gevolgen van de ramp zijn echter enorm; voor Wit-Rusland en Oekraïne alleen al worden schades over de eerste 30 jaar na de ramp op US\$ 436 miljard geschat. Omgelagen over alle kernenergie die in de wereld is geproduceerd in de afgelopen 30 jaar betekent dit ongeveer 0,5 €cent/kWh. Dit is de risiconeutrale bepaling; voor risico-averse kosten, als

schatting van bijvoorbeeld een verzekeringpremie, moet dit wellicht nog met een factor 10 tot 70 worden vermenigvuldigd, afhankelijk van de kans op een dergelijk ongeval. Een definitieve bepaling van de externe kosten per kWh als gevolg van ongevallen is vanwege de onbekendheid van kansen op dit moment niet haalbaar.

Voor de fossiele ketens liggen deze kosten waarschijnlijk op een paar procent van de externe kosten als gevolg van emissies zoals bepaald in de basisberekening. Voor kernenergie zijn de externe kosten van ongevallen minimaal van dezelfde orde als de externe kosten van de basisberekening, maar mogelijk tot vele ordes hoger. Een range van 0,5 tot 5 €cent/kWh als externe kostenpost lijkt een redelijke aanname. Hiermee wordt zelfs de hoge variant van de externe kosten voor kernenergie met 50% tot 500% verhoogd.

4.4 Van rekenen tot verrekenen

Met de elektriciteitsproductie in Nederland zijn jaarlijks zeker een miljard Euro's aan externe kosten gemoeid. Afhankelijk van de gemaakte keuzes kunnen deze kosten voor een nieuwe centrale met minimaal een factor 4 variëren. De keuze voor een bepaald type centrale heeft dus grote maatschappelijk gevolgen en het is belangrijk dat hiermee rekening wordt gehouden.

Het feit dat er externe kosten optreden bij elektriciteitsproductie op zich is geen reden om aan te nemen dat er sprake is van een niet economisch efficiënte situatie. Het is denkbaar dat de huidige regulering, waaraan alle beschouwde centrales in principe ruimschoots voldoen, al dusdanig is dat de maatschappelijke kosten (externe plus productiekosten) ook voor een kolencentrale lager zijn dan de maatschappelijke baten. De situatie kan echter alleen duidelijk worden als de externe kosten worden meegenomen in de beslissingen rond nieuwe centrales. Op dit moment is dat hooguit deels²⁸ het geval en daardoor *lijken* kolen de goedkoopste optie.

Afgezien van of de externe kosten al dan niet leiden tot een economisch inefficiënte situatie, is er sprake van onrechtvaardige verdeling van kosten en baten, aangezien de externe kosten ten laste komen van de maatschappij en de baten niet. Dit kan in feite een vorm van subsidiering zijn, waardoor er geen sprake is van eerlijke concurrentie tussen verschillende centrales of andere mogelijkheden voor opwekking van elektriciteit. Er zijn verschillende mogelijkheden om de verdeling van kosten en baten te verbeteren, zoals bijvoorbeeld op goede manier teruggesluisde heffingen (op emissies) of verzekeringen (voor calamiteiten). Dit onderwerp vergt een studie op zich, maar gesteld kan worden dat bij volledige internalisering van externe kosten deze helemaal zouden terug komen in de productiekosten en dus de prijs van elektriciteit. Hiermee zou dan ook energiebesparing - uiteindelijk de meest effectieve manier om milieudruk te verminderen - financieel interessanter worden, evenals het gebruik van andere hernieuw-

²⁸ Bijvoorbeeld CO₂-emissiehandel zou mogelijk een deel van de externe kosten kunnen internaliseren. In hoeverre dat op dit moment echter het geval is, met gratis toedeling van rechten en een ruim emissieplafond, is zeer de vraag.

bare energiebronnen zoals zon en wind. Een nieuwe centrale zal - hoe modern ook - een toename van emissies en impacts betekenen, terwijl dat bij energiebesparing niet het geval is. Ook op meer kwalitatieve punten 'scoort' energiebesparing goed: van uitputting, afwenteling of problemen met voorzieningszekerheid is geen sprake.

De manier waarop gewonnen gelden, in het geval van een heffing, worden ingezet is van belang voor de effectiviteit en de maatschappelijke acceptatie van het instrument. Zoals de gelden van de congestieheffing in Londen worden ingezet ter verbetering van openbaar vervoer, zouden heffingen op elektriciteitsproductie kunnen worden ingezet bij het overbruggen van investeringsbarrières in duurzame energie.

Bij het opleggen van een eventuele heffing moet wel oog zijn voor het feit dat veel kostenposten nog ontbreken in de externe kosten berekeningen en dat ook dit tot ongewenste effecten kan leiden. Met vrij lage externe kosten per kWh kan bijvoorbeeld biomassa bij invoering van een dergelijke heffing nog interessanter worden als energiebron. Het ontbreken van financiële waardering van landgebruik en biodiversiteitsverlies kan echter slechte gevolgen hebben voor het milieu wanneer niet een restproduct wordt gebruikt als energiebron. Hiervoor zouden extra randvoorwaarden kunnen worden gesteld, bijvoorbeeld door bepaalde gewassen of regio's van herkomst uit te sluiten.

Ditzelfde geldt voor kernenergie. In de berekeningen in dit rapport is al expliciet ingegaan op het grote verschil in ketenimpact voor verschillende plaatsen van herkomst van uranium. Met één heffing voor een kWh kernenergie kan de markt geen rekening houden met deze verschillen en een daadwerkelijk gedifferentieerde heffing is in praktijk ingewikkeld. Randvoorwaarden kunnen hier een oplossing voor bieden. Hierbij valt te denken aan eisen aan tailingsmanagement of rehabilitatiefondsen voor mijnen waar uranium van betrokken.

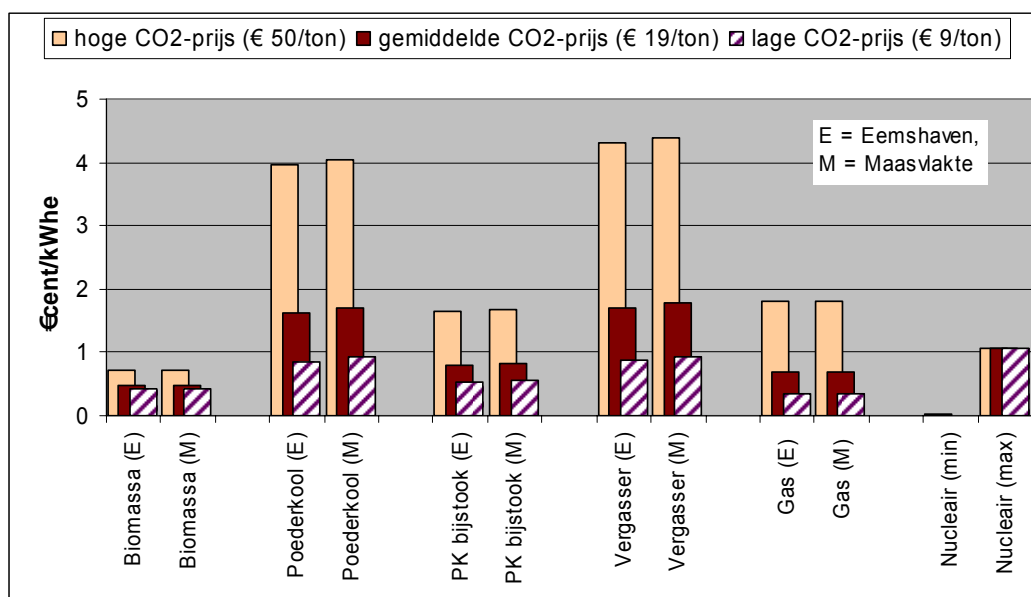
Als CO₂-afvang en -opslag een reële optie wordt voor de nieuwe centrale rijst de vraag hoe dit mee te nemen in klimaatbeleid. Op dit moment is het geen onderdeel van het emissiehandelsysteem, maar het is zeker denkbaar dat dit in de toekomst wel zo zal zijn. In dat geval zou de logische consequentie zijn dat biomassa(bijstook)centrales met CO₂-afvang en -opslag voor effectief negatieve emissies gecrediteerd worden.

De in dit rapport besproken risicokosten voor kernenergie lenen zich niet voor een heffing, omdat de schades onvoorspelbaar zijn (zowel qua tijdstip als qua omvang). De geëigende manier om de schadekosten echt te internaliseren is via (marktconforme) verzekering. Een andere optie is om de risico's door eisen aan het ontwerp dusdanig terug te brengen dat ze wel verzekeraar zijn. Of het een of het ander in praktijk haalbaar of betaalbaar is, is daarbij de vraag. Een andere optie is om te aanvaarden dat een deel van het risico een maatschappelijke kostenpost blijft; dit betekent een indirecte subsidiering van kernenergie.

4.5 Concluderend

Alle vormen van energieopwekking die in deze studie zijn bekeken gaan met externe kosten gepaard. In het geval van gebruik van biomassa (resthout) en gas zijn de berekende kosten het laagst. Voor kolen zijn de externe kosten een factor 2 à 3 hoger per kWh.

Figuur 13 Resultaten van de berekeningen zonder CO₂-afvang en opslag (E=Eemshaven, M=Maasvlakte) zonder externe kosten van ongevallen



Voor kernenergie is het resultaat zeer sterk afhankelijk van de herkomst van het uranium. Daar komt nog bij dat de effecten van rampen met kerncentrales niet goed kunnen worden opgeteld bij de andere externe kosten. Een door de markt bepaalde verzekeringspremie voor de totale omvang van een grootschalige ramp zou hierin inzicht kunnen bieden. De theoretische beschouwing in deze studie geeft alleen een eerste beeld.

Tabel 25 Overzicht van alle effecten die kwantitatief of kwalitatief zijn beschouwd.

	Externe kosten emissies	Effect CO ₂ -afvang (19 €/ton CO ₂)	Extra effecten?	Ongelukken	Voorzieningszekerheid / hernieuwbaar	Afwenteling andere landen
	€cent/kWh					
Kolen	~0,9 tot 4,4	-1,3 €cent/kWh	grotere impact van verwaaiingsemissies?	hoge frequentie, gemiddelde gevolgen. Bijdrage aan externe kosten paar procent	niet hernieuwbaar, herkomst divers	klimaateffecten, ongelukken in mijnbouw, luchtvervuiling
Biomassa	0,43 tot 0,73	-1,7 €cent/kWh → netto 'baten', effectief CO ₂ uit atmosfeer verwijderd	uitgespaarde broeikasemissie van rottend hout?		hernieuwbaar, herkomst voor berekende optie uit Canada	bij sommige vormen van biomassa mogelijk groot (landgebruik) bijvoorbeeld palmolie, luchtvervuiling in de keten
Gas	0,35 tot 1,8	-0,6 €cent/kWh		gemiddelde frequentie, gemiddelde gevolgen. Bijdrage aan externe kosten paar procent	niet hernieuwbaar, wel herkomst uit NL	klimaateffecten
Kernenergie	0,01 tot 1,06	n.v.t.	(herkomst uranium sterk van invloed)	zeer lage frequentie, maar mogelijk zeer grote gevolgen. Bijdrage 0,5-5 €cent/kWh? opslag afval en tailings	niet hernieuwbaar, herkomst zeer divers	radiologische emissies van mijnbouw, grensoverschrijdende gevolgen van ongeval; afwenteling naar de toekomst

De externe kosten per kWh geven een andere beeld dan de productiekosten per kWh. Zolang geen sprake is van een gedegen beschouwing van maatschappelijke kosten en baten van een nieuwe centrale is het waarschijnlijk dat de keuze zal vallen op de nu goedkoopste optie met hoge externe kosten: kolen.

Literatuur

Ackerman, 2006

F. Ackerman, E. Stanton
Climate change: the costs of inaction
Friends of the Earth, 2006

AEA, 2003

M. Holland, et al.
Damages per tonne emission [...] from each EU25 Member State [...]
Oxon UK : AEA Technology, 2005

Burgherr, 2004

P. Burgherr, S. Hirschberg
Severe accidents in fossil energy chains: individual chain results and aggregated evaluations
PSAM7 conference, 2004

Chapel, 1999

Dan G. Chapel, Carl L. Mariz, John Ernest
Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends
Originally presented at the Canadian Society of Chemical Engineers annual meeting
October 4-6, 1999, Saskatoon, Saskatchewan, Canada

Chiesa, 2003

Paolo Chiesa, Stefano Consonni, Thomas G. Kreutz, Robert H. Williams
Second Annual Conference on Carbon Sequestration Washington, May5-8, 2003
Co-production of Hydrogen, Electricity and CO₂ from Coal using Commercially-Ready Technology

CE, 2003

B. Leurs, et al.
Environmentally harmful support measures in EU Member states
Delft : CE Delft, 2003

CE, 2004

F.J. (Frans) Rooijers, et al
Klimaatverandering, klimaatbeleid
Delft : CE Delft, 2004

CE, 2006

H.J. Croezen, J.T.W. Vroonhof, F.J. Rooijers
Welke nieuwe energiecentrale in Nederland?
Delft : CE Delft, 2006

CIEP, 2006

S. Slingerland, et al.

Uraniumwinning : Voorzieningszekerheid, milieu- en gezondheidseffecten en relevantie voor Nederland

Clingendael International Energy Programme, Den Haag, 2006

CORA, 2001

Terugneembare berging, een begaanbaar pad? : Onderzoek naar de mogelijkheden van terugneembare berging van radioactief afval in Nederland

Den Haag : Commissie Opberging Radioactief Afval, Ministerie van Economische Zaken, februari 2001

COVRA, 2006

H. Codée

Nuclear waste disposal : options and realities

Vlissingen : COVRA N.V., Clingendael International Energy Programme, January 2006

Damen, 2004

K. Damen, A. Faaij

A Life Cycle Inventory of existing international biomass import chains for 'green' electricity production

In : Journal : Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, May 2004

EC, 2003

External costs, research results on socio-environmental damages due to electricity and transport

Brussels : European Commission, DG Research, 2003

EEA, 2005

Technical report nr 7, Vulnerability and adaptation to climate change in Europe

Copenhagen : European Environment Agency, 2005

EEA, 2006

TERM fact sheet nr 26, Progress in charge structures and internalisation policies, te downloaden van EEA website

Copenhagen : European Environment Agency, 2006

EPZ, 2004

Opwerking: hergebruik van splijtstof

Geertruidenberg : EPZ, januari 2004

ExternE BRD

W. Krewitt et al.

ExternE national implementation Germany

IER : Stuttgart, 1997



ExternE NL, 1997

C. Dorland, et al.
ExternE implementation Report for the Netherlands
Amsterdam : IVM, 1997

ExternE UK, 1998

J.E. Berry
Power generation and the environment - a UK perspective
London : AEAT, 1998

ExternE, 2005

P. Bickel, R. Friedrich
Externalities of Energy, Methodology 2005 update
2005

ExternE, 1995

Externalities of Energy, volume 5
In : Nuclear, 1995

Fritsche, 2006

Uwe R. Fritsche
Comparison of Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Cost of Nuclear and
Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective
Öko-Institut, Darmstadt, January 2006

Gelder, 2005

J.W. van Gelder
Verlengde opening Borssele: risico's en kosten
Profundo, 2005

Greenpeace, 2006

D. Santillo, et al. (editors)
The Chernobyl Catastrophe; consequences on human health
Amsterdam : Greenpeace, 2006, Netherlands

Groot, 2006

M. Groot
Achtergrondgegevens stroometikettering 2005
CE Delft, 2006

Hirschberg, 2004

S. Hirschberg, P. Burgherr, A. Hunt
Accident risks in the energy sector: comparison of damage indicators and
external costs
PSAM7 conference, 2004

IPCC, 1997

R. Watson, et al.

Special report on the regional impacts of climate change: an assessment of vulnerability

IPCC, Cambridge University Press

IPCC, 2001

Third assessment report : climate change 2001

Geneva : IPCC, Switzerland

IPCC, 2005

B. Metz, et al. (editors)

Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005

Jonkman, 2003

S. Jonkman, P. van Gelder, J. Vrijling

An overview of quantitative risk measures for loss of life and economic damage,

In : Journal of Hazardous Materials A99, 1-30, 2003

Kim, 2007

S-H Kim

Evaluation of negative environmental impacts of electricity generation: neoclassical and institutional approaches

In : Energy Policy 35, p.413, 2007

Loos, 2005

M. Loos, L. Meyer

IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage ; Edited by Bert Metz Ogunlade Davidson Heleen de Coninck

S.I. : Intergovernmental Panel on Climate Change 2005

MIT, 2003

Masachussetts Institute of Technology

The Future of Nuclear Power

Cambridge : Masachussetts Institute of Technology, 2003

NEA, 2000

Methodologies for Assessing the Economic Consequences of Nuclear Reactor Accidents

Paris, France

NEF, 2004

A. Simms, D. Woodward, P. Kjell

Cast adrift : How the rich are leaving the poor to sink in a warmer world

London UK : NEF, 2004

OESO, 2003

Nuclear Electricity Generation: what are the external costs?
NEA 4372, 2003

RNSA, 2005

Safety assessment of the Olkiluoto 3 nuclear power plant unit for the issuance of the construction license
Radiation and nuclear safety authority 21.1.2005

Ross, 2000

Ross E. McMurtrie; Roderick C. Dewar, Belinda E. Medlyn and Mark P. Jeffreys
Effects of elevated (CO₂) on forest growth and carbon storage: a modelling analysis of the consequences of changes in litter quality/quantity and root exudation
In: Plant and Soil 224: 135-152, 2000

SDC, 2006

Anonymus
The role of nuclear power in a low carbon economy
In: Paper 6: Safety and security, an evidence-based report by the Sustainable Development Commission with contributions from Large & Associates and AMEC NNC, March 2006

Stern review report, 2006

Prepublicatie beschikbaar op:
http://www.hmtreasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm

Tol, 2005

R.S. Tol
The marginal damage costs of carbon dioxide emissions
In : Energy Policy 33, 2064-2074, 2005

Vellinga, 2003

P. Vellinga
Erasmus lezing 2003 : klimaatverandering en de veiligheid van Nederland
Zeist : Erasmus Liga, 2003

VN, 2005

Chernobyl : the true scale of the accident
IAEA/WHO/UNDP, 2005

Watkiss, 2005

P. Watkiss, et al.
The social cost of carbon, final report for DEFRA
2005

Wereldbank, 2006

Wereldbank

Managing Climate Risk

Washington USA : World Bank Group, 2006

Websites:**SENES**

D.B. Chambers, L.M. Lowe & R.H. Stager

Long Term Population Dose due to Radon from Uranium Mill Tailings

SENES Consultants Limited en The Uranium Institute

Bijdrage aan: Twenty-Third Annual Symposium, 10–11 September 1998: London

<http://www.world-nuclear.org/sym/1998/chambe.htm>

Unscear, 2000

L. Anspaugh, et al.

Report of the United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation to the General Assembly

United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, Vienna, 2000

http://www.unscear.org/unscear/en/publications/2000_1.html



CE

**Oplossingen voor
milieu, economie
en technologie**

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland

De 'vergeten' kosten in beeld

Bijlagen

Rapport

Delft, april 2007

Opgesteld door: M.N. (Maartje) Sevenster
H.J. (Harry) Croezen
M. (Martijn) Blom
F. (Frans) Rooijers





A Kosten

De gebruikte kosten in de figuren van gestapelde kosten in samenvatting, oplegnotitie en hoofdstuk 4 van dit rapport worden gegeven in Tabel 26.

Tabel 26 Achtergrond gegevens bij figuren van gestapelde kosten in €cent/kWh. Directe kosten uit (CE, 2006), overige cijfers dit rapport

	milieukosten		risicokosten		directe kosten		totaal	
	laag	hoog	laag	hoog	laag	hoog	laag	hoog
Biomassa (E)	0,43	0,72	Verwaarloosbaar		8,77	8,77	9,20	9,49
Biomassa (M)	0,44	0,73			8,77	8,77	9,21	9,50
Poederkool (E)	0,86	3,96	0,05		3,21	4,24	4,12	8,24
Poederkool (M)	0,94	4,04			3,21	4,24	4,20	8,32
PK bijstook (E)	0,54	1,65	0,01		7,10	7,41	7,65	9,07
PK bijstook (M)	0,57	1,68			7,10	7,41	7,68	9,10
Vergasser (E)	0,88	4,32	0,05		3,70	5,00	4,62	9,37
Vergasser (M)	0,94	4,39			3,70	5,00	4,69	9,44
Gas (E)	0,35	1,80	0,01		3,50	5,30	3,86	7,11
Gas (M)	0,35	1,80			3,50	5,30	3,86	7,11
Nucleair (min)	0,01	0,02	0,5	5	5,53	5,53	6,04	10,55
Nucleair (max)	1,05	1,06			5,53	5,53	7,09	11,60



B Detailgegevens biomassacentrale

B.1 Welke biomassa?

De in deze studie beschouwde biomassa betreft pellets van houtresten uit de houtverwerkende industrie. Deze focus is om een aantal redenen gekozen:

- Een grootschalige biomassa centrale of meestoken van hoge percentages biomassa in een kolencentrales vergt een verzekerde aanvoer van lang hout(d)bare brandstoffen van constante kwaliteit om goed te kunnen functioneren. Het variërend, op basis van actuele prijzen inkopen van biomassa is alleen mogelijk bij beperkte meestook. Natte biomassa is niet lang houdbaar.
- Voor een goede beschikbaarheid van de centrale, lage operationele kosten, een goede kwaliteit van reststoffen en lage verwijderingskosten voor deze reststoffen is een brandstof met lage gehalten aan halogenen, zwavel, alkali-verbindingen en as in het algemeen nodig. Hout voldoet aan dit criterium.
- Voor houtresten bestaat al sinds langere tijd een markt in met name Scandinavië. Voor andere biomassa stromen moet deze nog ontwikkeld worden.

Aangenomen is dat de houtpellets afkomstig zijn uit Rusland, Baltische staatjes en Canada. Houtresten in Scandinavië vinden in de regel al de weg naar de regionale industrie en particulieren.

B.2 Beschrijving van het systeem

In deze studie zijn twee varianten beschouwd:

- een centrale met CO₂-afvang;
- een centrale zonder CO₂-afvang en met enkel krachtproductie.

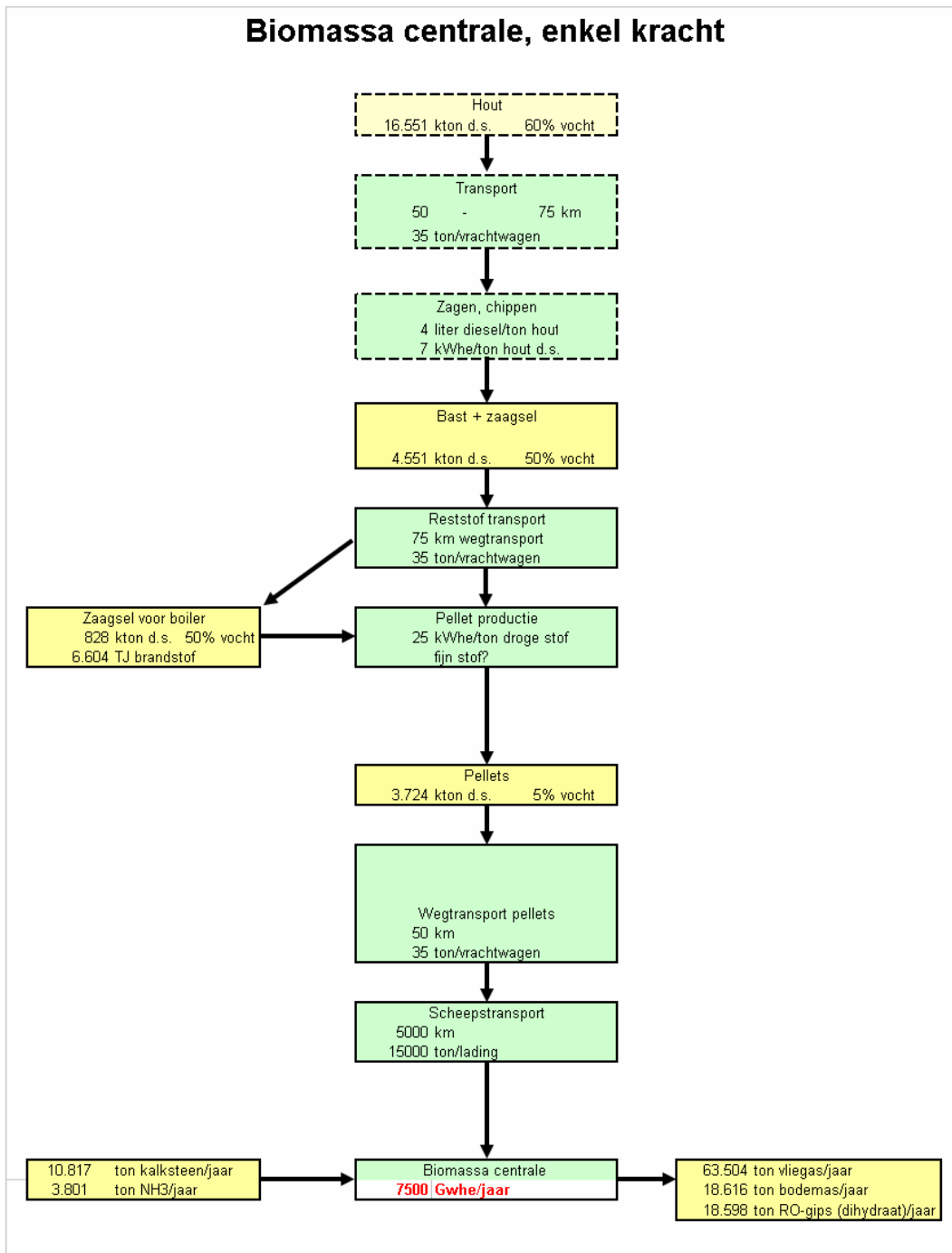
In Figuur 14 is een flow sheet gegeven van het systeem voor de bereidstelling van de houtpellets en de inzet in de centrale en is een massabalans voor beide varianten gegeven.

Hout uit bossen wordt bij zagerijen verwerkt tot constructiehout (balken en planken). Het daarbij vrijkomende restmateriaal in de vorm van bast en zaagsel wordt vervolgens bij een aparte pelletiseerinstallatie gedroogd en tot pellets geperst, die op de boot naar Nederland gaan. De voor drogen gebruikte warmte wordt geproduceerd door een deel van de biomassa te verstoffen. Bij de centrale worden de pellets gebroken en verstoekt.

We hebben in navolging van Damen (2004) aangenomen dat zaagsel en bast van zaagmolens normaliter zou zijn 'gestort' als een waardeloos restproduct. Tijdens het vergaan van dit materiaal ontstaat waarschijnlijk methaan als gevolg van anaërobe omzetting. Het alternatief voor pelletproductie – productie van spaanplaat en MDF – hebben we buiten beschouwing gelaten. We hebben aangenomen dat de behoefte aan MDF en spaanplaat al wordt gedekt door zaagresten uit andere bronnen en door resthout uit grof huisvuil en industrieel afval. De

in deze studie beschouwd biomassa betreft het overschot aan houtresten van de houtverwerkende industrie.

Figuur 14 Stroomschema voor biomassa



Voor de grootschalige opwekking van elektriciteit op basis van 100% biomassa komt op dit moment eigenlijk maar één technologie in aanmerking: een circulerende wervelbed installatie ontwikkeld door Aker Kvaerner en zoals toegepast in de Ahlholmens Kraft II centrale in Pietarsaari in Finland. Er zijn op dit moment

voorzover ons bekend geen andere aanbieders van boilers van een dergelijke omvang voor biomassa.

Figuur 15 Alholmens Kraft eenheid II in Pietarsaari



Bron: Opet.

Een 1.000 MWe centrale zal bestaan uit 3 tot 4 boilers. Gebruik van superkritische stoom in wervelbed boilers is tot nu toe nog maar in één centrale bewezen en is alleen nog toegepast in een kolengestookte centrale (Lagisza, Polen). We hebben daarom aangenomen dat in het in deze studie beschouwde ontwerp dezelfde stoomparameters worden aangehouden als in de centrale Alholmens Kraft II:

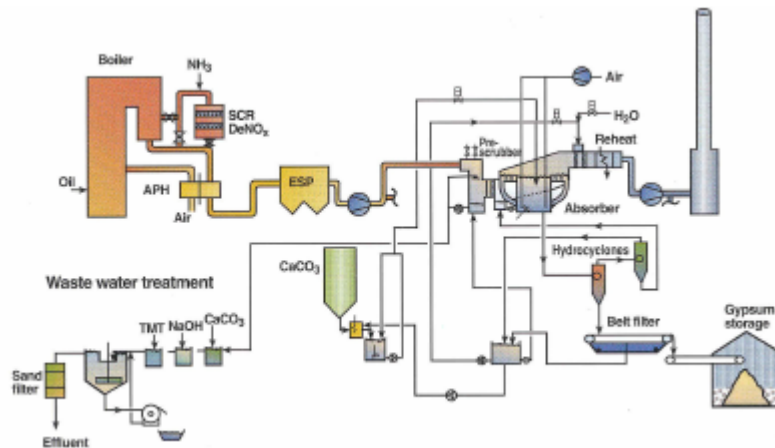
- verse stoom van 165 bar, 545°C;
- herverhitte stoom van 37 bar, 545°C;
- condensatie tegen zeewater bij circa 15°C.

De centrale heeft een rendement van circa 42%.

Voor reiniging van de rookgassen wordt in het beschouwde ontwerp gebruik gemaakt van de volgende technieken:

- Een SNCR/high dust SCR hybride DeNO_x, zoals bijvoorbeeld toegepast in de Essent centrale in met een rendement van tenminste 80%.
- Een 'bubble bed' natte rookgasontzwaveling met kalksteen, zoals toegepast in de Karlshamm energiecentrale in Zweden, met een rendement van tenminste 98%.
- Een 4-velds elektrofilter met een rendement van tenminste , zoals toegepast bij de Essent Amer 9 poederkoolcentrale in Geertruidenberg.

Figuur 16 KarlshamnKraft AB. Centrale met hoog efficiency absorber voor ontzwaveling



Bron: KarlshamnKraft AB.

Met schoon hout als brandstof is deze rookgasreiniging voldoende om de rookgassen schoon genoeg te maken voor CO₂-afvang.

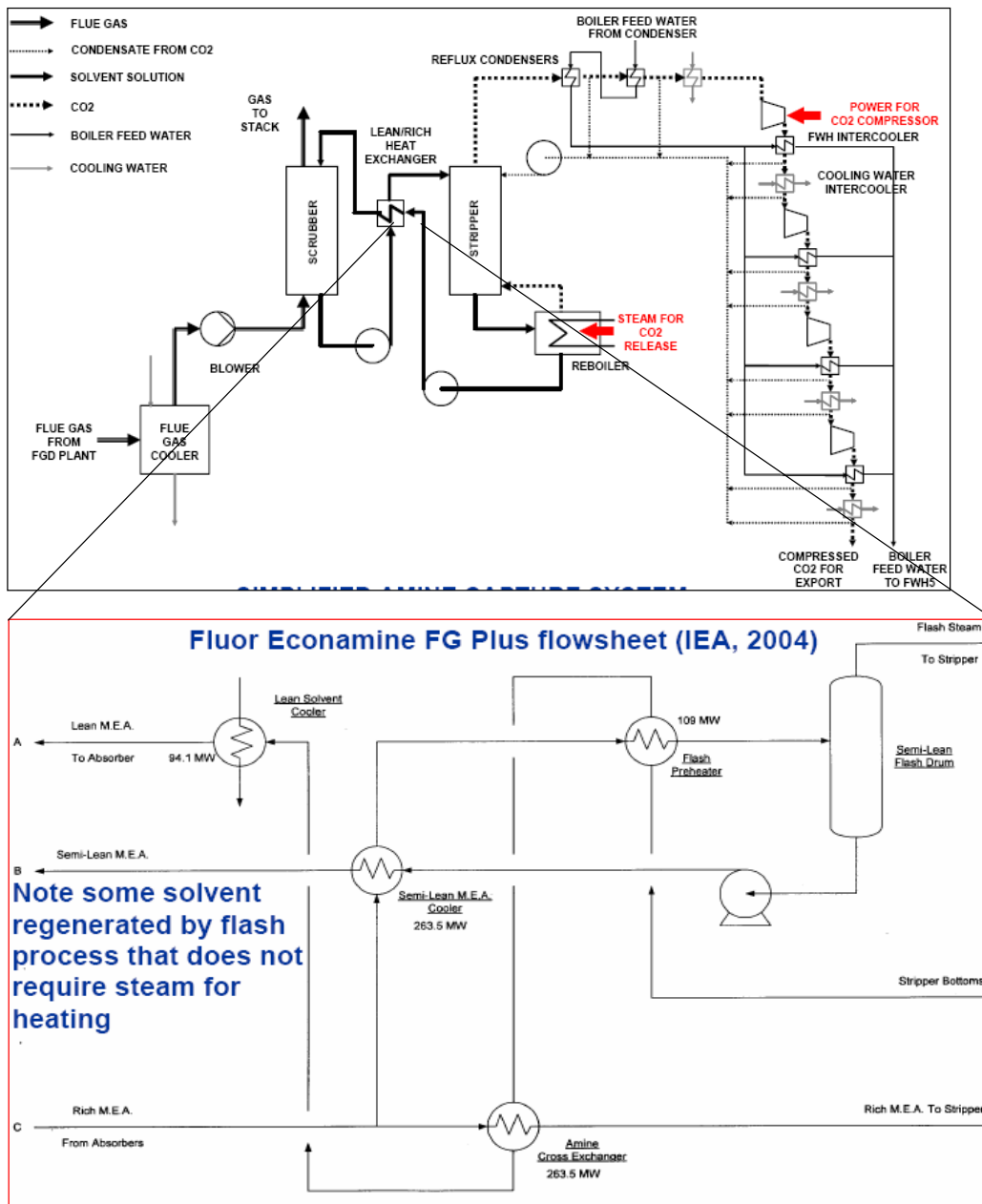
In het geval van CO₂-afvang worden de gereinigde rookgassen gewassen met een oplossing van MEA in water waarmee de CO₂ in de rookgassen chemisch wordt geabsorbeerd. Het verreweg meest toegepaste, technisch bewezen en commercieel verkrijgbare systeem heet Econamine Plus en wordt aangeboden door FluorDaniel (zie IPCC, 2005).

De met CO₂ beladen MEA wasvloeistof wordt in dit Econamine Plus door verhitting en flashing geregenereerd. De benodigde stoom wordt geleverd door aftapstoom van de lage druk stoomturbine. De regeneratie is volledig geïntegreerd met de stoomcyclus van de elektriciteitscentrale waardoor het verlies aan rendement beperkt blijft en het rendement van een centrale met CO₂-afvang uitkomt op ongeveer 34%. Hierin is niet alleen daling van het rendement door stoomgebruik voor MEA regeneratie meegenomen, maar bijvoorbeeld ook energieverbruik voor compressie van CO₂, rondpompen van de MEA-oplossing en gebruik voor de rookgasventilator (zie verder (Croezen, 2006).

We hebben overigens aangenomen dat het warmtegebruik wordt geminimaliseerd door de restwarmte uit het regeneratiesysteem zo optimaal te gebruiken als mogelijk, bijvoorbeeld voor de opwarming van ketelvoedingswater.

We hebben aangenomen dat het systeem wordt gevolgd door een laatste natte wasser voor de afvang van vervluchtigde MEA en ammoniak gevormd door MEA-omzetting. De emissie van MEA na de wasser is verwaarloosbaar, de concentratie van ammoniak wordt met 90% gereduceerd.

Figuur 17 Het Econamine Plus CO₂-absorptie systeem



De afgevangen CO₂ wordt gedroogd en gecomprimeerd tot een druk van circa 110 bar en per pijpleiding afgevoerd naar de injectielocatie en daar in een gasveld, olieveld of aquifer geïnjecteerd.

B.3 Verantwoording cijfermateriaal

In Tabel 27 is een overzicht gegeven van de geschatte milieubelasting in de keten van biomassa naar elektriciteit.

Tabel 27 Emissies (ton/jaar) in de keten voor 1.000 MWe biomassacentrale zonder CO₂-afvang

Emissies (ton/jaar), kracht								Netto emissies (ton/jaar)
	Transport resthout	Pellet productie	Zaagsel boiler	Pellet weg-transport	Pellet zee-transport	Bio-centrale	Uitgespaard: vergaan resthout	
CO ₂	22.882	79.643		12.481	4.491	4.755	392.232	516.484
CH ₄	25	5	211	14	4		-219.650	-219.390
N ₂ O		1	26					27
SO ₂	21	740	165	11	54	141		1.132
NO _x	266	333	858	145	93	1.286		2.981
NH ₃								
HCl								
HF								
CO	42	1	330	23	4			399
PM ₁₀	9	33	1.342	5	6	13		1.407

Tabel 28 Emissies (ton/jaar) in de keten voor 1.000 MWe biomassacentrale met CO₂-afvang

	Transport resthout	Pellet productie	Zaagsel boiler	Pellet transport		Elektriciteit opwekking	Uitgespaard: vergaan resthout	Netto emissie
				Weg	Zee			
CO ₂	27.936	97.234		15.238	5.483	-7.059.891	1.976.946	-4.937.055
CH ₄	31	7	258	17	5		-425.618	-425.301
N ₂ O		1	32					34
SO ₂	25	904	202	14	66	1,05		1.211
NO _x	324	406	1.048	177	114	1.570		3.639
NH ₃						147		147
HCl								
HF								
CO	51	1	403	28	4			487
PM ₁₀	11	40	1.638	6	8	8		1.710
VOS								
Brandstof (TJ)								64,286

B.3.1 Milieubelasting bij bereidstelling van pellets en verstoken van pellets

De milieubelasting in de bereidstellingsfase van de pellets zijn gebaseerd op (Damen, 2004) Uit deze studie zijn cijfers overgenomen met betrekking tot transportafstanden en het gebruik aan hout en elektriciteit bij pelletproductie. Het opgegeven elektriciteitsgebruik en het gebruik aan houtresten in het droogproces zijn vergeleken met gegevens in andere bronnen (ExternE Finland, 1997), (Ecolnvent).

Ook is in navolging van (Damen, 2004) aangenomen dat de in de pellets verwerkte zaagresten en bast normaliter worden gestort in de nabijheid van de houtzagerij en dat tijdens het vergaan van de resten methaan vrijkomt.

De emissies gerelateerd aan transporten en elektriciteit zijn berekend op basis van de uit (Damen, 2004) overgenomen gebruiken en transportafstanden en de

emissies per transportkilometer en eenheid elektriciteit zoals we hebben gebruikt in een tweetal eerdere studie in het kader van een vergunning voor meestoken van biomassa in de Electrabel Gelderland 13 centrale in Nijmegen (CE, 2006).

Emissies gerelateerd aan elektriciteit productie zijn bepaald aan de hand van de gehanteerde chemische samenstelling van de biomassa (zie bijlage E) en de in voorgaande subparagraaf genoemde rendementen. Voor NO_x is overigens uitgegaan van een productie van 100 g/GJ brandstof, waarvan als aangegeven 80% wordt verwijderd.

Ammoniakemissies bij CO_2 -afvang zijn geschat op basis van de aanname dat 1,5 kg MEA wordt omgezet (in 0,2 kg NH_3) per ton afgevangen CO_2 . Door verwijdering van 90% van de ammoniak in de laatste wasser resteert een emissie van circa 0,02 kg ammoniak per ton CO_2 .

We hebben ook emissies gerelateerd aan productie en inzet van ammoniak en kalksteen in de gasreiniging van de biomassa centrale verdisconteerd. De gebruiken zijn berekend op basis van de verwijderingsrendementen van NO_x en SO_2 in SNCR/SCR DeNO_x en rookgasontzwaveling en de daarbij optredende reacties. Inzet van kalksteen leidt tot een extra CO_2 -emissie door omzetting van CaCO_3 in CaO en CO_2 .

B.3.2 Uitgespaarde emissies door vermijding rottingsproces

In navolging van (Damen, 2004) is aangenomen dat de in de pellets verwerkte zaagresten en bast normaliter worden gestort in de nabijheid van de houtzagerij en dat tijdens het vergaan van de resten methaan vrijkomt.

Aan de andere kant wordt tijdens stort of desnoods tijdens het verspreiden van de residuen zogenaamde stabiele koolstof uit de reststoffen vastgelegd in de bodem als passieve koolstof en daarmee voor in ieder geval honderd jaar onttrokken aan de koolstofkringloop. Het verbranden van de reststoffen voorkomt deze vastlegging en leidt daarom tot 'extra' CO_2 -emissie.

Beide aspecten worden hieronder nader toegelicht.

Methaanemissies

De hoeveelheid methaan is geschat op basis van de voor het 'Russfin Biomass CHP Plant Project' CDM project gebruikte methodologie voor het schatten van de aan dit project gerelateerde broeikasgassen balans. Het Russfin project in Chili betreft net als de analyse in deze studie een met restproducten van zagerijen gestookte elektriciteitscentrale.

Volgens de in het project methodologie wordt circa 15% van de in snel afbreekbare houtfracties aanwezige koolstof – metabolische koolstof - omgezet in methaan:

- van de snel afbreekbare verbindingen breekt 40% anaëroob en 60% aëroob af;
- het anaëroob afgebroken materiaal wordt voor 23% omgezet in oplosbare producten en voor 77% in gasvormige, de helft daarvan (34%) methaan;
- $40\% \times 34\% \approx 15\%$.

Het gehalte aan metabolische koolstof is geschat conform de modelmatige benadering uit het Amerikaanse Century programma voor de balansen van stikstof, koolstof en andere elementen in de bodem²⁹:

$$FM \text{ (in\%)} = 85 - 18\% \cdot \frac{\text{ligninegehalte}}{\text{stikstofgehalte}}$$

Op basis van een lignine gehalte van hout (circa 30%) en het stikstofgehalte in schors (0,2%)³⁰ en zaagsel (0,1%)³⁰ - gemiddeld 0,15% - wordt het gehalte aan niet metabolische koolstof geschat op van 50% van het totale koolstofgehalte. Het gehalte aan koolstof in schors en zaagsel bedraagt 45% - 50% van de droge stof, zodat het gehalte aan metabolische koolstof in de biomassa circa 23% bedraagt.

Combinatie van al deze percentages geeft een uitgespaarde methaanemissie van $15\% \times 235 \times 16/12 \approx 45 \text{ kg CH}_4/\text{ton droge biomassa}$.

Verloren gegane opslag van passieve koolstof

Wanneer wordt aangenomen dat 50% van de koolstof in de biomassa voorkomt in relatief snel afbreekbare biomassa, dan komt de overige 50% dus voor in niet of langzaam afbreekbare houtcomponenten.

Met name de lignine in het hout zal als gezegd maar gedeeltelijk en langzaam vergaan en de in die zeer langzaam of geheel niet afbrekende verbindingen aanwezige koolstof zal onderdeel worden van de humuslaag in de bosbodem of in ieder geval langer dan 100 jaar daarin aanwezig zijn. Deze 'passieve koolstof' wordt in de LCA-methodologie is als opgeslagen koolstof gewaardeerd. Door verbranding van het hout gaat de natuurlijke opslagmogelijkheid verloren.

Hamvraag is welk deel van de niet metabolische koolstof in zaagsel en schors langer dan 100 jaar in de bodem achterblijft en welk deel binnen deze 100 jaar alsnog wordt afgebroken. Omzettingstijden voor langzaam afbreekbare hout- en schorscomponenten variëren van 50 jaar tot meer dan 1.000 jaar³¹.

Conform de LCA voor GFT compostering uitgevoerd in het kader van het MER-LAP³² is aangenomen dat circa 10% van de niet metabolische koolstof normaliter als passieve koolstof gedurende meer dan 100 jaar in de bodem blijft.

De overeenkomstige niet uitgespaarde emissie van CO₂ bedraagt $235 \times 10\% \times 44/12 \approx 85 \text{ kg CO}_2/\text{ton droge biomassa}$.

Resultaten voor een 1.000 MWe biomassa basislast centrale

Resulterende emissies zijn gegeven in Tabel 29 en Tabel 30.

²⁹ Zie <http://www.life.uiuc.edu/plantbio/wimovac/soilcand.htm>.

³⁰ Zie Phyllis database: <http://www.ecn.nl/phyllis/>.

³¹ Zie bijvoorbeeld McMurtrie, et al. (2000).

³² Zie http://www.aoo.nl/images1/aoo_nl/bestanden/IVAM_rapport_0417.pdf.



Tabel 29 Resulterende milieubelasting voor een biomassacentrale zonder CO₂-afvang

Emissies (ton/jaar), kracht								Netto emissies (ton/jaar)
	Transport resthout	Pellet productie	Zaagsel boiler	Pellet weg-transport	Pellet zee-transport	Bio-centrale	Uitgespaard: vergaan resthout	
CO ₂	22.882	79.643		12.481	4.491	4.755	392.232	516.484
CH ₄	25	5	211	14	4		-219.650	-219.390
N ₂ O		1	26					27
SO ₂	21	740	165	11	54	141		1.132
NO _x	266	333	858	145	93	1.286		2.981
NH ₃								
HCl								
HF								
CO	42	1	330	23	4			399
PM ₁₀	9	33	1.342	5	6	13		1.407
Brandstof (TJ)								64.286

Tabel 30 Resulterende milieubelasting voor een biomassacentrale met CO₂-afvang

Emissies (ton/jaar), kracht								Netto emissies (ton/jaar)
	Transport resthout	Pellet productie	Zaagsel boiler	Pellet weg-transport	Pellet zee-transport	Bio-centrale	Uitgespaard: vergaan resthout	
CO ₂	27.936	97.234		15.238	5.483	-7.059.891	478.864	-6.435.137
CH ₄	31	7	258	17	5		-268.164	-267.846
N ₂ O		1	32					34
SO ₂	25	904	202	14	66	1,05		1.211
NO _x	324	406	1.048	177	114	1.570		3.639
NH ₃						147		147
HCl								
HF								
CO	51	1	403	28	4			487
PM ₁₀	11	40	1.638	6	8	8		1.710
Brandstof (TJ)								78.484

B.4 Niet beschouwde vormen van milieubelasting en hun relevantie

Bouw van de centrale en uiteindelijke afbraak en verwerking van de gesloopte centrale zijn niet beschouwd en geven ook een verwaarloosbare bijdrage aan de totale milieubelasting.

Het Econamine Plus CO₂-afvangsysteem, de wasser na dit systeem en de waswater zuivering van deze installaties en van de rookgasontzwaveling gebruiken allemaal extra hulpstoffen, zoals natronloog, MEA, actieve kool, etc. De aan deze gebruiken gerelateerde milieubelasting is niet meegenomen omdat de gebruiken relatief klein zijn in vergelijking met de gebruiken van ammoniak en kalksteen in de rookgasreiniging. De aan de gebruiken van ammoniak en kalksteen gerelateerde milieubelasting is laag, vrijwel verwaarloosbaar. Daarom is aangenomen dat de milieubelasting gerelateerd aan de in kleinere hoeveelheden gebruikte hulpstoffen ook op z'n best/slechts vrijwel verwaarloosbaar is.

Ondanks zuivering zal er toch emissie van zware metalen en andere milieubelastende stoffen naar oppervlaktewater ontstaan. Deze emissies zijn niet verdisconteerd vanwege de beperkte diepgang van de studie. Bovendien moet dan bekend zijn welke zware metalen in de biomassa aanwezig zijn. Dit hangt weer sterk af van de locatie waar de oorspronkelijke bomen groeiden en de bodemsamenstelling, grondwatersamenstelling en eventuele blootstelling aan immissies van metalen en dergelijke via de lucht. Kortom, het is met geen mogelijkheid met enige zekerheid aan te geven wat de omvang van emissies naar water zal zijn.

C Detailgegevens STEG

C.1 Herkomst aardgas

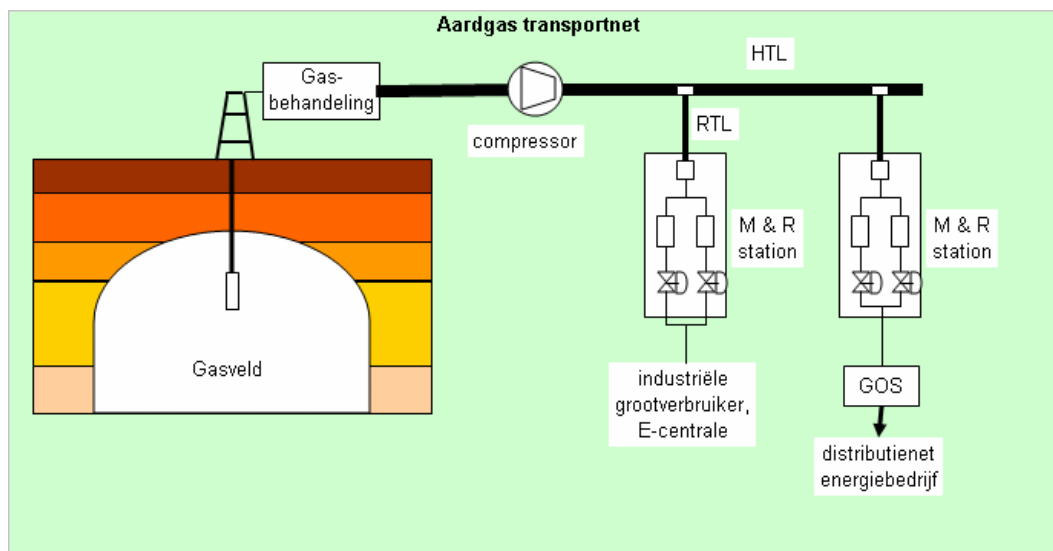
Voor de herkomst van het aardgas is voor consistentie op beide locaties uitgegaan van productie in Nederland. De gasmarkt voor grootgebruikers is in Nederland nog steeds een markt voor Nederlands gas. Alleen de Eemscentrale in Groningen wordt direct via een aftakking van een gasleiding tussen Noorwegen en Duitsland (Norpipe) over import/export station Oude Staten Zijl en compressor station Spijk voorzien van Noors gas. De aanvoer van Russisch gas betreft voornamelijk doorvoer, terwijl het aandeel op de Nederlandse markt toch nog steeds beperkt is. Deze situatie zal de komende jaren zo blijven.

In de studie worden een locatie op de Maasvlakte en een locatie op de Eemshaven beschouwd. In het eerste geval is aanvoer van Russisch of Noors gas nog minder waarschijnlijk als bij locatie op de Eemshaven. De Maasvlakte ligt direct naast de gasvelden in Zuid-Holland en naast de aanlandende gasleidingen voor de offshore gasvelden in die regio. Het is voor een gasverkoper logisch om de transportweg zo kort mogelijk te houden. Bij vestiging op de Eemshaven is Noors of Russisch gas vanwege de nabije ligging van import/export station Oude Staten Zijl een optie. Via Oude Staten Zijl wordt echter ook veel Nederlands gas geëxporteerd, terwijl in de omgeving van de Eemshaven het Groningerveld, Friese gasvelden en via de NGT-pijpleiding aangeland offshore gas beschikbaar zijn. Het is om die reden net zo aannemelijk dat een nieuwe gascentrale op de Eemshaven Nederlands gas afneemt.

C.2 Beschrijving

In de studie is als gezegd uitgegaan van in Nederland geproduceerd aardgas. Dit gas wordt zowel on shore als offshore gewonnen. Na afscheiding van gecondenseerd water en gecondenseerde koolwaterstoffen wordt het gas ontdaan van waterdamp en indien nodig op druk gebracht om via hoge druk transmissie systeem (HTL-systeem) om direct vanaf dit transportsysteem of na overstort in RTL aan de energiecentrale geleverd.

Figuur 18 Schema gasproductie en gastransport



Een nieuwe grote gasgestookte basislast eenheid is onwaarschijnlijk gezien de huidige hoge aardgasprijzen. Maar stel dat er één gebouwd zou worden (vergelijkbaar met de Electrabel Eemscentrale in de Eemshaven), dan zou deze bestaan uit een aantal grootschalige gasturbines in de vermogensrange van 250 – 350 MWe met één gezamenlijk stoomsysteem met hoge druk, middendruk en lage druk stoom. Dit principe wordt bijvoorbeeld toegepast bij de Intergen centrale in de Rijnmond.

Een dergelijk modern ontwerp kan een rendement van circa 58% worden gerealiseerd wanneer geen CO₂ wordt afgevangen of warmte wordt geleverd. Middels een dry low NO_x-brander concept kan een NO_x-emissie van 12 g/GJ worden gegarandeerd.

Bij afvang van CO₂ uit de rookgassen wordt net als bij de biomassa centrale gebruik gemaakt van het Econamine FG Plus proces van FluorDaniel. Gebruik van aftapstoom, compressie van CO₂ en andere posten leiden tot een daling van het rendement van de centrale van 58% tot circa 52%. Rendementverlies wordt wederom geminimaliseerd door optimalisatie van de warmte-integratie tussen centrale en Econamine FG Plus proces.

C.3 Verantwoording cijfermateriaal

In Tabel 31 en Tabel 32 is een overzicht gegeven van de geschatte milieubelasting in de keten van biomassa naar elektriciteit.

Tabel 31 Emissies (ton/jaar) in de keten voor 1.000 MWe gascentrale zonder CO₂-afvang

	Gaswinning en Productie	Transmissie	Elektriciteit opwekking	Netto emissie
CO ₂	27,740	6,478	2,606,897	2,641,114
CH ₄	408	100		507
N ₂ O				
SO ₂	4			4
NO _x	84	11	559	654
NH ₃				
HCl				
HF				
CO	67			67
PM ₁₀				
VOS	147			147

Tabel 32 Emissies (ton/jaar) in de keten voor 1.000 MWe gascentrale met CO₂-afvang

	Emissies (ton/jaar), kracht			Netto emissies (ton/jaar)
	Gaswinning	Transmissie	Centrale	
CO ₂	30.941	7.225	290.769	328.935
CH ₄	455	111		566
N ₂ O				
SO ₂	5			5
NO _x	94	13	623	730
NH ₃			55	55
HCl				
HF				
CO	75			75
PM ₁₀				
VOC	164			164

Emissies gerelateerd aan gaswinning en gastransport zijn overgenomen uit een studie die CE heeft uitgevoerd voor IGU (CE, 2006b). De cijfers zijn gebaseerd op actuele milieugegevens van NAM en andere gasproducenten en van Gasunie Transportservices.

Omvang van door de energiecentrale geëmitteerde luchtverontreinigende stoffen zijn gebaseerd op de aangehouden specifieke NO_x-emissie per GJ brandstof en - voor CO₂ - op de aanname dat Groningen gas of een vergelijkbare gaskwaliteit wordt gebruikt. Overigens varieert de specifieke CO₂-emissie per GJ brandstof niet zoveel als functie van de gaskwaliteit en ligt deze altijd tussen de 54 en 60 kg/GJ, ongeacht de herkomst van het gas.

Emissie van NH₃ bij de centrale met CO₂-afvang betreft weer de specifieke emissie van 0,02 kg NH₃ per ton CO₂ vanwege degeneratie van MEA.

C.4 Niet beschouwde vormen van milieubelasting en hun relevantie

Bij offshore gaswinning treedt emissie van koolwaterstoffen en zware metalen op naar water op doordat geassocieerd water met de daarin opgeloste verontreinigingen wordt geloosd. De emissies hebben op een totale Nederlandse gasproductie van circa 80 miljard Nm³/jaar een omvang van ongeveer een ton zware metalen en enkele honderden kilo's koolwaterstoffen (zie RIZA-doc).

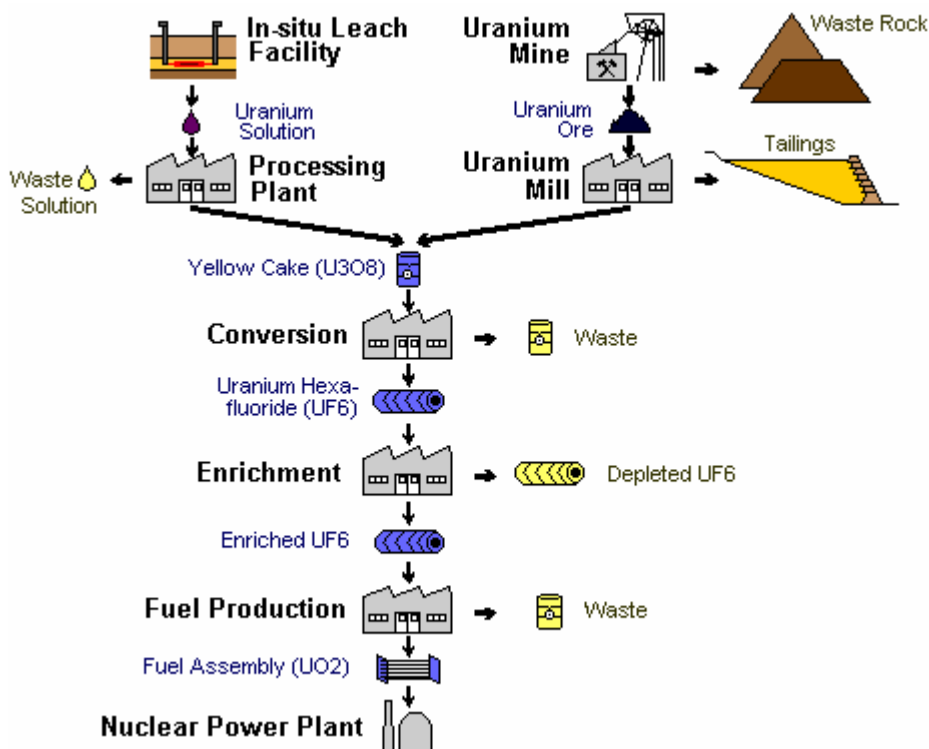
D Detailgegevens kerncentrale

D.1 Beschrijving van de keten

Kernenergie is de productie van elektriciteit op basis van de bij verval van het uranium isotoop U^{235} vrijkomende warmte. Om U^{235} te kunnen gebruiken in een energiecentrale is echter een proces nodig van 3 - 4 stappen waarin uranium uit de aarde wordt gewonnen en wordt geconcentreerd en vervolgens het natuurlijke isotoop U^{235} wordt geconcentreerd in 'verrijkt' uranium. Dit verrijkte uranium wordt verwerkt tot zogenaamde 'brandstofstaven' die in de kerncentrale worden gebruikt.

Het totale systeem is geïllustreerd in Figuur 19.

Figuur 19 De kernenergieketen in vogelvlucht³³



Uranium wordt middels mijnbouw gewonnen in ertsen met concentraties van voornamelijk 0,1% - 0,4%, hoewel er rijkere ertsen zijn in met name Canada. Daarnaast wordt in situ logging gebruikt als winningmethodiek. De verhouding tussen mijnbouw en in situ logging bedraagt momenteel ongeveer 70% : 30%.

³³ Bron: <http://www.wise-uranium.org/nfp.html>.

Tailings – het erts, waaruit het uranium is verwijderd/geïsoleerd – worden bij dagbouw mijnbouw en ondergrondse mijnbouw opgeslagen in een soort van stuwmeren die bij een gedegen constructie met een goede bovenafdichting en onderafdichting vergelijkbaar zijn met stortplaatsen in Nederland. In de tailings zijn zware metalen en radioactieve stoffen en vervalproducten aanwezig. Tijdens verder verval van de radioactieve elementen ontstaat gasvormig en radioactief radon. Wanneer de tailing reservoirs geen goede bovenafdekking hebben kan dit radioactieve materiaal ontsnappen en zich verspreiden over de omgeving.

In de reservoirs kan ook door intreden van water en zuurstof en door de aanwezigheid van sulfide houdende stoffen zoals pyriet zwavelzuur worden gevormd. Door de inwerking van dit zwavelzuur op de tailings kan uitloging van zware metalen optreden. Dit mechanisme wordt acid mine drainage (AMD) genoemd. Het wegsijpelen van de resulterende oplossing met zware metalen geeft belasting van bodem en oppervlaktewater.

Milieubelasting kan worden voorkomen of beperkt door de tailings 'in te pakken' middels een goede bovenafdichting en een goede onderafdichting. Net als bij stortplaatsen in Nederland wordt dit bereikt door vooral het gebruik van klei of bentoniet, al dan niet in combinatie met 'geotextiele' folie en korstvormende stoffen. AMD kan ook worden beperkt of voorkomen door kalk of een ander basische stof toe te voegen.

Het uranium wordt uit erts geïsoleerd middels loging met een rendement van gemiddeld $95\% \pm 2\%$ (zure loging). De daarbij geproduceerde yellow cake heeft een concentratie van 85% - 90% U_3O_8 .

Voor toepassing in kerncentrales wordt vervolgens het gehalte aan U^{235} verrijkt van de natuurlijke 0,72% in uranium tot 3% – 5%. Gebruik in militaire reactoren en in kernwapens vergt hogere verrijgingsgraden, 20% en hoger.

Verrijking vindt altijd in de dampfase plaats. Om uranium in de dampfase te kunnen brengen wordt het eerst omgezet van U_3O_8 in het vluchtige UF_6 met een rendement van vrijwel 100%. De verrijking zelf vindt vervolgens plaats middels centrifugeren van de UF_6 damp of gasdiffusie over een membraam.

Bij verrijking ontstaat 'verarmd' nog steeds radioactief uranium met een typische restconcentratie aan U^{235} van $0,31\% \pm 0,05\%$. Dit materiaal moet als radioactief afval worden opgeslagen. Kleine hoeveelheden worden toegepast in bijvoorbeeld antitankgranaten.

Het verrijkte uranium wordt in brandstofstaven verwerkt. Daarbij wordt de UF_6 eerst in twee chemische reactiestappen omgezet in UO_2 . Het gevormde UO_2 poeder wordt vervolgens tot tabletten geperst die vervolgens in een standaard maat buis worden geperst, waarna de buis wordt dichtgelast. Het hele proces heeft een rendement van 99,5%.

D.1.1 Centrale

Bij toepassing van de UO_2 'brandstof' wordt de U^{235} door beschieting met neutronen gesplitst in steeds 2 atomen per uraniumatoom. Bij het splijten komen gemiddeld 2,5 neutronen vrij en ongeveer 1 GWdag³⁴/gram U^{235} aan energie. De

³⁴ GWdag = GigaWatt dag = $1 \cdot 10^9$ J/sec x 3.600 x 24 = 86.400 GJ.

gevormde producten zijn radioactieve verbindingen als strontium (Sr^{90}), Xenon (Xe^{143}), krypton (Kr^{89}), barium (Ba^{144}), en Cesium (Ce). Ook een deel van de U^{238} wordt omgezet, ondermeer in plutonium. De vrijkomende neutronen houden het bombardement van U^{235} op gang en kunnen wanneer ze niet gedeeltelijk worden afgevangen de kettingreactie veroorzaken waarop atoomwapens zijn gebaseerd. De brandstof wordt zolang gebruikt tot een groot deel van de U^{235} is opgebruikt. Het verbruik wordt uitgedrukt in GWd/ton U in brandstof en bedraagt voor moderne reactoren 40 – 55 GWd/ton U. Per GWdag wordt ongeveer 0,66 kg U^{235} en 0,60 kg U^{238} omgezet. Er wordt circa 0,26 kg Pu-isotopen, circa 0,98 kg splijtingsproducten en circa 20 gram actiniden³⁵ geproduceerd.

Tijdens de bedrijfsvoering komt laag- en middelactief radioactief afval vrij in de vorm van:

- restproducten van de reiniging van afvalwater en afgassen (ionenwisselaar, hars, slib);
- persoonlijke beschermingen van personeel;
- vervangen installatieonderdelen.

Het volume aan afval is volgens (EcoInvent, 2003) proportioneel met de productieomvang van de centrale. Bij Borssele komt 50 m³ afval per jaar vrij bij een productiecapaciteit van ongeveer 3.500 GWh_e/jaar. Dit afval wordt in Nederland bovengronds opgeslagen bij COVRA. In Duitsland heeft men dergelijk afval gedurende enkele decennia ondergronds opgeslagen.

D.1.2 Afvalfase

De brandstofstaven worden na verbruik van een groot deel van de oorspronkelijk aanwezige U^{235} vervangen. De gebruikte brandstof wordt vervolgens óf geconditioneerd en volledig opgeslagen als afval óf opgewerkt.

Opwerking

Bij opwerking wordt de mantel van de staaf aan stukken gezaagd en verwijderd, waarna de inhoud in heet salpeterzuur wordt opgelost. Vanuit de oplossing worden splijtingsproducten en actiniden verwijderd en worden de overgebleven uranium en de gevormde Pu^{239} gezuiverd voor gebruik als brandstof (EPZ, 2004; EcoInvent, 2003). Uranium en plutonium worden met rendementen van 97% en 99,5% geïsoleerd. De rest eindigt in de fractie van splijtingsproducten en actiniden.

Splijtingsproducten en actiniden worden in boorglas gegoten in een roestvrij stalen vat en worden gedurende 100 jaar gecontroleerd bovengronds opgeslagen in afwachting van lange termijnopslag. De mantel en procesafval van de opwerking worden in een roestvrij stalen vat in beton gestort.

De uranium, die vaak nog 1% U^{235} bevat wordt soms weer toegevoerd aan het verrijkingproces of vermengd met hoogverrijkt uranium uit kernonderzeeërs.

³⁵ Door invang van neutronen gevormde atomen, zoals plutonium, americium, curium, etc.

Overigens wordt in MIT (2003) opgemerkt dat verrijking van gebruikt uranium niet plaatsvindt vanwege de ongunstige isotopische samenstelling van het uranium, waarin veel U^{236} aanwezig zou zijn.

Teruggewonnen plutonium bestaat voor 55% - 65% uit het voor kernwapens en kerncentrales nuttige Pu^{239} , de rest betreft voornamelijk uit Pu^{240} en een hoeveelheid Pu^{214} en Pu^{242} die toeneemt met toenemende burnup van de oorspronkelijke uranium brandstof. Plutonium met circa 60% Pu^{239} wordt gemengd met verarmd uranium (0,31% U^{235}) in een verhouding van 7% : 93%³⁶ om een brandstof te verkrijgen die vergelijkbaar is met uranium brandstof die is verrijkt tot 4,5% U^{235} 'mixed oxide fuel' (MOX).

De teruggewonnen uranium en plutonium worden idealiter weer in brandstofstaven verwerkt en ingezet in de kerncentrale. De door menging van UO_2 en PuO_2 gevormde 'mixed oxide fuel' (MOX) wordt na gebruik niet meer opgewerkt³⁷.

Opwerking vindt eigenlijk alleen plaats in Japan, Groot-Brittannië en Frankrijk. De overige naties waar kernenergie wordt toegepast slaan de gebruikte brandstofstaven op als afval. Dit gebeurt deels vanuit de wens de verspreiding van plutonium – dé 'grondstof' voor kernwapens – te voorkomen. Daarnaast speelt ook dat opwerking duur is. Opwerking is tevens een proces waarbij nogal wat radioactieve materialen in het milieu terecht komen. De opwerkingsfabrieken in La Hague en Sellafield zijn dusdanig vervuilend dat dit (mede?) heeft geleid tot het afzien van opwerking door Duitsland, België en Zweden. Ook is het geïsoleerde plutonium minder aantrekkelijk voor verwerking omdat de in het plutonium isotopen mengsel aanwezige Pu^{241} snel vervalt tot gamma uitstralende Am^{241} . Na circa 5 jaar opslag zou handling van de plutonium niet meer verantwoord zijn vanwege het hoge gehalte aan Am^{241} .

Directe opslag

Bij directe opslag worden de staven na een tussenopslag om de radioactiviteit en warmteproductie te laten afnemen in een container geplaatst en naar een opslag gebracht.

Ook in dit geval wordt warmteproducerend afval eerst in een geconditioneerde en beheerste tussenopslag gebracht en opgeslagen voor een periode van 100 jaar in afwachting van lange termijnopslag.

³⁶ Pu^{239} heeft een iets hogere warmteafgifte per gram dan U^{235} .

³⁷ Bij inzet van MOX en een burnup van 50 GWd/ton U+P wordt circa 30% van de aanwezige Pu omgezet, circa 50% van de aanwezige Pu^{239} . De resterende hoeveelheid Pu^{239} is te weinig en er zijn teveel splijtingsproducten aanwezig om nog te kunnen gebruiken als brandstof. Opwerken van Pu vindt niet plaats.



Figuur 20 Cilinder voor directe opslag van brandstofstaven



D.1.3 Stillegging en afbraak van de centrale

Een kerncentrale is in principe ontworpen voor een gebruikstijd van 40 jaar, maar kan soms mee tot 60 jaar.

Na sluiting zal de resterende brandstof moeten worden verwijderd. Voor wat daarna gebeurt zijn er weer twee opties:

- de afbraak van de centrale wordt een bepaalde periode – bijvoorbeeld 40 jaar – uitgesteld om radioactieve componenten te laten verouderen;
- de kerncentrale wordt direct afgebroken.

In het eerste geval zal er tijdens afbraak minder radioactief afval te verwijderen omdat een deel van het materiaal dusdanig verouderd is, dat het niet meer als radioactief geclassificeerd zal worden. Ook is de stralingsbelasting van de voor afbraak ingeschakelde werknemers lager.

In het tweede geval is het terrein direct weer herbruikbaar voor andere economische activiteiten. De mensen, die de installatie kennen zijn nog aanwezig om de benodigde kennis te kunnen leveren. Bovendien is er geen bewaking van de installatie nodig, hoeft er geen onderhoud te worden gepleegd aan gebouwen, die misschien niet ontworpen zijn op een dergelijke lange levensduur en hoeven er geen systemen operationeel te blijven als ventilatie en filters. Het uitstellen van ontmanteling betekent bovendien dat een toekomstige generatie wordt opgezaald met milieuproblemen veroorzaakt door de huidige generatie.

Het beleid in de verschillende EU-lidstaten verschilt:

- In Duitsland, Finland, Italië, Litouwen, Spanje en Slovenië is gekozen voor een directe afbraak beleid. Ook in Nederland is voor wat betreft Borssele in het convenant met betrekking tot het openhouden van de centrale tot 2033 gekozen voor directe afbraak.
- In Tsjechië, Hongarije en Slowakije is gekozen voor een 'uitgestelde afbraak' beleid.

- Groot-Brittannië, Frankrijk, België en Zweden hebben nog geen beleidskeuze gemaakt.

De hoeveelheid laag- en middelactief afval die zal vrijkomen bij de stillegging van Borssele (450 MW_e) bedraagt 2.500 m³ (EPZ, 2004) - 5.000 m³ (Codée, 2006). Voor Dodewaard (50 MW_e) is een bereik gevonden van 1.700³⁸ m³ – 2.500 m³. De totale gereserveerde opslagcapaciteit bij COVRA voor hoogradioactief, niet warmteproducerend ontmantelingsafval bedraagt in totaal 2.000 m³. De capaciteit voor laag- en middelactief radioactief afval van ontmanteling bedraagt 18.000 m³ (CORA, 2001). Dit is inclusief het afval dat vrij zal komen bij afbraak van Dodewaard en onderzoeksreactoren. Hoeveel afval vrij zal gaan komen bij de afbraak van een moderne 1.000 MW_e of grotere kerncentrale is niet te achterhalen.

D.1.4 Eindberging, in een mijn?

Radioactief afval wordt over het algemeen bovengronds opgeslagen in roestvrij stalen vaten. Het betreft in feite tijdelijke opslag faciliteiten. Voor definitieve verwijdering van het afval uit het leefmilieu wordt voornamelijk gedacht aan opslag in de diepe ondergrond in rotskoepels, zoutkoepels of kleilagen.

In Duitsland heeft opslag in zoutkoepels in de diepe ondergrond plaatsgevonden. Berging in zoutkoepels is echter gestaakt, doordat de koepels – anders dan gedacht – in verbinding stonden met aquifers en tijdens de berging onderliepen. Koepels voor opslag van gevaarlijk afval – zoals Herfa Neurode (Hessen, sinds 1972), Zielitz (NiederSachsen, sinds 1994), Heilbronn (Baden-Württemberg, sinds 1987 en Borth – schijnen duurzamer te zijn. Het betreft daarbij steeds oude zoutmijnen met mijngalerijen, waarvan de duurzaamheid van de constructie al bewezen is tijdens de exploitatie. In Nederland wordt brijnwinning toegepast, waardoor zulke mijnen niet beschikbaar zijn: er wordt een stroom heet water omhoog gestuurd en een geconcentreerde zoutoplossing opgepompt. Anders gezegd; de infrastructuur voor fysieke opslagruimten en ondergrondse infrastructuur die er wel is bij mijnen in Duitsland ontbreekt bij de Nederlandse mijnen. Dat zal inrichting van een locatie in een zoutlaag in Nederland als stort c.q. opslag voor definitief te verwijderen afval duurder maken dan in Duitsland. Het tarief in Duitsland bedraagt naar schatting € 180/ton.

Op dit moment wordt gewerkt aan nieuwe opslagcapaciteiten in rotskoepels in Finland (Onkalo), V.S. (Yucca mountain) op diepten van 500 – 1.000 meter. Deze faciliteiten zouden volgens plan in respectievelijk 2010 en 2020 operationeel moeten zijn.

In België lijken concrete plannen te worden gesmeed voor een diepe opslag van 70.000 m³ in klei op 220 meter diepte in de buurt van Boom. Een beslissing hierover wordt dit jaar verwacht.

³⁸ <http://www.geocities.com/capitolhill/1557/art-dodewaard.html>.

Er is inmiddels binnen de EU vanuit Brussel politieke druk om te komen tot de bouw van ondergrondse opslagfaciliteiten voor radioactief afval. Dit plan stuit echter op weerstand vanuit bepaalde lidstaten, met name Nederland. Een Directive waarin de lidstaten verplicht werden om voor 2018 een plek voor definitieve ondergrondse berging toe te wijzen is inmiddels weer ingetrokken vanwege de weerstand. Met andere woorden: er is nog geen duidelijkheid in de meeste lidstaten over de toekomstige bestemming van radioactief afval.

D.2 Invulling van deze casestudie

D.2.1 Type kerncentrale

Voor een nieuwe kerncentrale zou in principe kunnen worden gekozen uit verschillende technologieën:

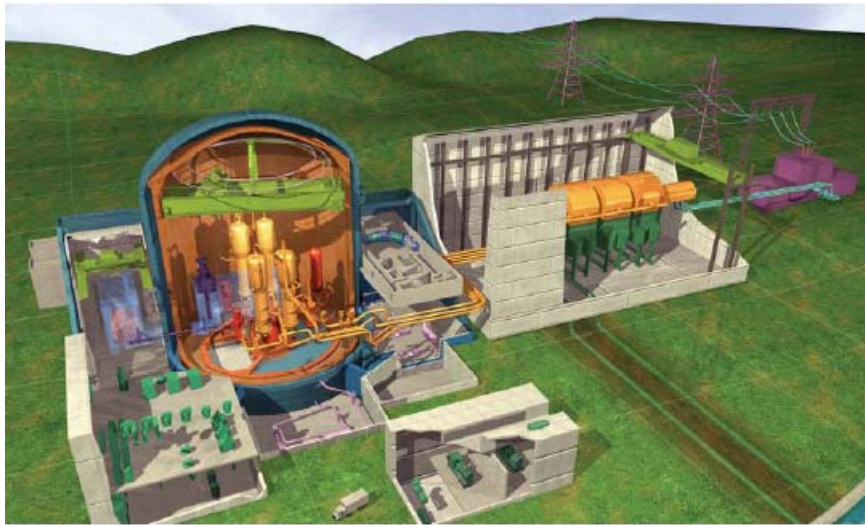
- boiling water reactor;
- pressurized water reactor.

De trend in Europa is om te investeren in drukreactor techniek. Deze trend wordt versterkt doordat de belangrijkste Europese technologie aanbieder Framatome ANP GmbH een nieuwe generatie drukreactoren - het EPR-concept³⁹ - heeft ontwikkeld met als doel kernenergie veiliger en goedkoper te maken. Het ontwerp zou een kernsmelting kunnen weerstaan en zou bestand zijn tegen een botsing met een vliegtuig. Er wordt inmiddels een EPR centrale gebouwd in Finland (Olkiluoto) en er is een investeringsbeslissing genomen voor de bouw van een tweede EPR centrale in Frankrijk (Flamanville).

Gezien de discussie in Nederland over ondermeer de veiligheid van kernenergie en aangezien Siemens tot nu toe steeds de hofleverancier van nucleaire technologie in Nederland is geweest lijkt het logisch aan te nemen dat als er een centrale in Nederland zou worden gebouwd het een dergelijk ontwerp zou betreffen.

³⁹ European Pressurized Reactor.

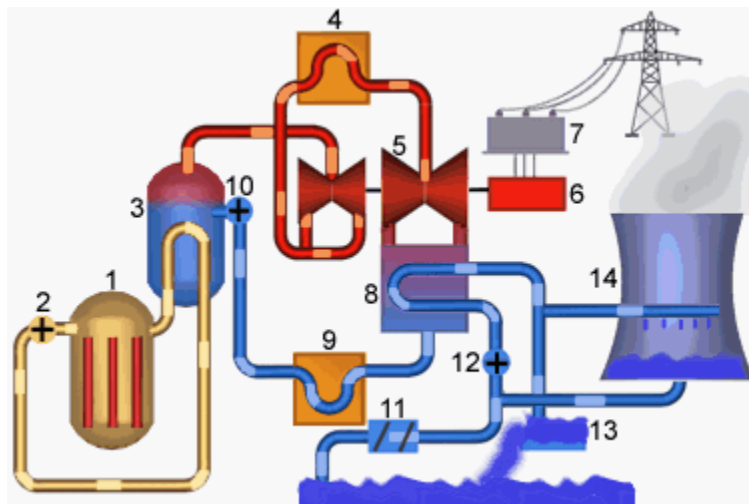
Figuur 21 Belangrijkste veiligheidsmaatregelen geïntegreerd in het EPR-ontwerp



Ter illustratie zijn hieronder enige specificaties van het EPR ontwerp gegeven:

- netto elektrisch vermogen 1.600 MW_e;
- gebruikt 5% ²³⁵U brandstof in de vorm van UO₂ en kan ook MOX gebruiken;
- thermische efficiency van 37%;
- input 4.300 MW_{th};
- koelvloeistof op 155 bar, 295 – 326°C, 22.150 kg/s;
- turbine c.q. secundaire stoom: 75 bar 325°C;
- technische levensduur van 60 jaar;
- hoge burnout van brandstof van 60 GWd/ton U.

Figuur 22 Stoomcyclus kerncentrale



- | | | | |
|---|-------------------------|----|-----------------------|
| 1 | Reactor | 8 | Condenser |
| 2 | Reactor koelwaterpompen | 9 | Herverhittingssysteem |
| 3 | Stoom generator | 10 | Condensaat pomp |
| 4 | Herverhitter | 11 | Koelwatersysteem |
| 5 | Stoomturbine | 12 | Koelwater pompen |
| 6 | Generator | 13 | Koelwaterinname |
| 7 | Omzetter | 14 | Koeltoren |

Ter vergelijking: bij de momenteel in gebruik zijnde drukreactoren wordt een uitbrand van 50 GWd/ton brandstof gerealiseerd terwijl in de reactoren daarnaast vaak geen MOX kan worden ingezet.

D.2.2 Kentallen voor de beschouwde varianten

Een EPR van 1.000 MW_e verbruikt bij een burnup van 60 GWd/ton U ongeveer 14 ton brandstof per jaar.

Bij directe opslag van de brandstofstaven worden de staven eerst een jaar afgekoeld in het tussenopslag bassin van de centrale en enkele tientallen jaren in een geconditioneerde bovengrondse berging opgeslagen. De vaten worden vervolgens ingesloten in een container en worden opgeslagen in een nog te realiseren eindberging. Het afvalvolume bedraagt circa 2,5 m³/ton (EcoInvent, 2003). Daarnaast komt ongeveer 75 m³/jaar vrij aan laag- en middelactief radioactief afval⁴⁰ in de vorm van reststoffen van gas en waterbehandeling, beschermende kleding en apparatuur van medewerkers en vervangen installatieonderdelen.

D.2.3 Brandstofcyclus

De gebruikte brandstof kan als aangegeven in voorgaande hoofdstuk óf worden geconditioneerd en daarna direct worden opgeslagen óf worden opgewerkt.

De huidige praktijk voor de kerncentrale Borssele is opwerking bij La Hague in Frankrijk. Er schijnt een contract voor opwerking tot 2013 te zijn afgesloten. Maar als gezegd zijn er een aantal zaken die opwerking in de toekomst en voor een nieuwe centrale minder waarschijnlijk maken. Er is inmiddels zelfs politieke druk vanuit bijvoorbeeld de Kanaaleilanden op Nederland in OSPAR-kader om te stoppen met het versturen van splijtingsafval. Vanwege de negatieve perceptie binnen OSPAR en andere nadelen zijn we uitgegaan van een scenario zonder opwerking.

D.2.4 Opslag van radioactieve reststoffen, tijdelijk of definitief en hier of elders?

Voor de eindberging van radioactief afval is in Nederland al een standpunt neergezet door de verantwoordelijke ministeries. Vanaf 2130 zal het radioactieve afval van kernenergiecentrales, van ziekenhuizen, onderzoeksreactoren, olie- en gasindustrie, fosforindustrie, etc. in een ondergrondse eindberging worden opgeslagen. De investeringen worden betaald uit een fonds dat wordt gevuld via de bij tijdelijke opslag bij COVRA betaalde tarieven.

⁴⁰ Bij de centrale Borssele komt jaarlijks circa 35 m³ aan dergelijk afval vrij. Het volume aan dergelijk afval is volgens (EcoInvent, 2003) min of meer evenredig met het opgewekte vermogen. De schatting van 75 m³/jaar volgt uit de productie bij de centrale in Borssele en de verhouding tussen het vermogen van de beschouwde EPR (1.000 MW_e) en de centrale in Borssele (450 MW_e).

Het voor een nieuwe 1.000 MW_e kerncentrale benodigde opslagvolume hebben we geschat op circa 12.000 m³:

- De ontmanteling van Dodewaard en Borssele levert naar schatting 18.000 m³ laag- en middelactief afval en 2.000 m³ hoogactief afval op (CORA, 2001). De ontmanteling van de kerncentrales in België (5.760 MW_e) geeft een volume van circa 35.000 m³ laag- en middelactief afval.
- Op basis van deze gegevens hebben we geschat dat ontmanteling van een 1.000 MW_e centrale ongeveer 5.000 m³ laag- en middelactief afval en 1.000 m³ hoogactief afval zal opleveren.
- Laag- en middelactief radioactief afval bestaat in de regel voor gemiddeld 10% uit langlevend radioactief afval, dat ook na 300 jaar nog als radioactief afval (CORA, 2001; STORA, 2005) wordt gekarakteriseerd, en voor 30% uit materiaal dat na 100 jaar nog radioactief afval is.
- Een 1.000 MW_e centrale waarin een burnup wordt gerealiseerd van 60 GWd/ton brandstof geeft per jaar circa 14 ton aan verbruikte brandstofstaven, die zonder opwerking een volume van 35 m³ vertegenwoordigen. Over een levensduur van 40 – 60 jaar een totaal volume van maximaal 2.000 m³.
- Daarnaast komt jaarlijks circa 75 m³ aan laag- en middelactief afval vrij, in een periode van 60 jaar bedrijfstijd een totaal volume van 4.500 m³.

D.3 Verantwoording cijfermateriaal

D.3.1 Overzicht emissie cijfers en cijfers voor gebruiken van energiedragers en hulpstoffen

In Tabel 33 is een overzicht gegeven van de aan kernenergie gerelateerde emissies en gebruik van energie en chemicaliën.

Tabel 33 Emissies (ton/jaar) voor een 1.000 MW_e kerncentrale

	Emissies (ton/jaar),				Netto emissies (ton/jaar)
	Mijnbouw en extractie	Transporten	Conversie, verrijking, brandstof productie	Centrale	
CO ₂	15.205		9.004		24.209
CH ₄	14		4		18
N ₂ O	0				0
SO ₂	37		8		45
NO _x	60		8		68
NH ₃					
HCl					
HF					
CO	21		2		23
PM ₁₀	6		0		6

Blootstellingdoses en effecten van blootstelling zijn per ketenstap weergegeven in Tabel 34. In de tabel zijn voor mijnbouw en extractie in de drie onder elkaar geplaatste rijen de uitkomsten van de drie stappen in het proces van vrijkomen van radioactiviteit tot schade weergegeven:

- vrijkomen radioactieve stoffen;
- blootstelling van mensen aan de vrijgekomen radioactieve stoffen;
- schade als gevolg van blootstelling⁴¹.

Tabel 34 Blootstellingdoses en gevolgen per ketenstap voor 7.500 GWhe kernenergie (zichtperiode 100.000 jaar)

	Mijnbouw en extractie			Transporten	Centrale	Totaal		
	gemiddeld	maximaal	minimaal			gemiddeld	maximaal	minimaal
Dosis (manSv)	43,49	869,87	0,87	0,01	0,50	44,00	870,38	1,38
Gebeurtenissen								
- sterfgeval door kanker	2,17	43,49	0,04	0,0005	0,03	2,2002	43,5189	0,0690
- niet terminale kanker	5,22	104,38	0,10	0,0012	0,06	5,2804	104,4453	0,1656
- erfelijke afwijkingen	0,43	8,70	0,01	0,0001	0,01	0,4400	8,7038	0,0138

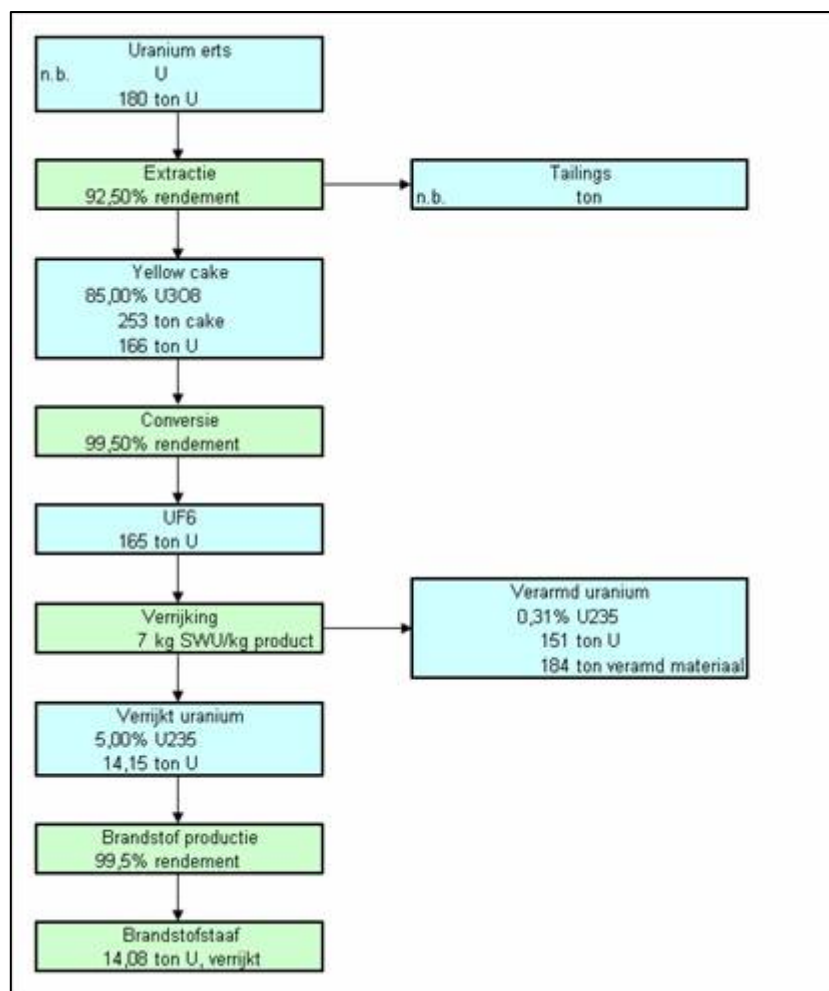
Voor transporten en voor de kerncentrale zelf zijn enkel de blootstellingsdoses en schade ingevuld, overgenomen uit literatuurbronnen (Externe rapporten voor Nederland, Duitsland en UK en Ecolnvent) Voor mijnbouw en extractie zijn de blootstellingsdoses als functie van het vrijkomen - de emissie - van radioactieve radon genomen. De relatie tussen emissie en blootstelling wordt in één van de onderstaande subparagrafen verder besproken.

De omvang van de milieubelasting wordt bepaald door de milieubelasting per kilo uranium en het benodigde aantal kilo's uranium. De aangehouden massabalans voor een 1.000 MW_e kerncentrale met een productie van 7.500 GWhe/jaar is gegeven in Figuur 23.

⁴¹ Conform (ICRP) is voor de relatie tussen blootstellingsdosis en schade uitgegaan van de volgende factoren:

- 0,05 sterfgevallen als gevolg van kanker per persoon-Sv;
- 0,12 gevallen van geneesbare kanker per persoon-Sv;
- 0,01 gevallen van de geboorte van personen met een erfelijke afwijking per persoon-Sv.

Figuur 23 Massabalans voor uranium mijnbouw en verwerking een 1.000 MWe kerncentrale bij een jaarproductie van 7.500 GWhe



Een nadere bespreking van de cijfers volgt hieronder in aparte subparagrafen.

Mijnbouw en extractie

De milieubelasting die tijdens de ertswinning en extractie van uranium uit het erts optreedt houdt verband met⁴²:

- het gebruik van energie tijdens deze processen;
- het gebruik van zwavelzuur en ammoniak tijdens de extractie;
- emissies van radioactieve (stof)deeltjes erts en yellow cake;
- emissies van radioactieve elementen en zware metalen naar water tijdens de ertswinning en extractie, met name als gevolg van Acid Mine Drainage (AMD)⁴³;

⁴² De Informatie is met name ontleend aan UNSCEAR, SENES en het Europese ExternE project. Daarnaast is gebruik gemaakt van EcoInvent.

⁴³ AMD is Het oplossen van zware metalen in mijnwater of water in tailing reservoirs kan worden versterkt door een mechanisme dat Acid Mine Drainage (AMD) wordt genoemd: het ontstaan van zwavelzuur door oxidatie van pyriet in tailings en mijngangen. Het zwavelzuur stimuleert vervolgens het oplossen van zware metalen.

- emissies vanuit de tailingreservoirs van het radioactieve, gasvormige radon naar lucht en van radioactieve elementen en zware metalen naar water.

Met name emissies van radon en van zware metalen naar water kunnen sterk bijdragen aan de aan uranium mijnbouw gerelateerde milieubelasting. De mate van milieubelasting hangt sterk af van de na het vullen van het tailingreservoir aangebrachte afdekking. Deze afdekking kan aan de ene kant ontsnappen van het gasvormige radon naar de lucht beperken of elimineren en kan aan de andere kant intreden van water en zuurstof beperken of elimineren en daardoor het proces van Acid Mine Drainage voorkomen⁴⁴.

In Tabel 35 is voor de radonemissies een gemiddelde, maximale en minimum waarde per gewichtseenheid uranium genomen. In een voor VROM uitgevoerde studie (CIEP, 2006) is vastgesteld dat – zeker gezien de toenemende vraag naar uranium voor kernenergie – uraniumlevering aan Nederlandse kerncentrales hoogst waarschijnlijk enkel uit Australië, Canada, Kazachstan, Niger of Namibië zal worden toegeleverd. EPZ ontvangt op dit moment uranium geproduceerd in Kazachstan.

De milieubelasting gerelateerd aan mijnbouw in deze landen varieert enorm als functie van de maatregelen die worden genomen om vrijkomen van radon en van zware metalen uit de tailing reservoirs te beperken. In Australië en Canada worden vergelijkbare normen gehanteerd ten aanzien van reductie van milieubelasting als in Nederland. Over Kazachstan is geen informatie beschikbaar – ook niet bij EPZ. De mijnbouw in Namibië en Niger veroorzaakt grote milieubelasting.

Omdat niet kan worden voorspeld waar het uranium de komende jaren vandaan zal komen is in deze studie het complete palet aan uitersten en gemiddelden beschouwd.

De emissieschattingen per eenheid uranium zijn geschat door de auteurs conform de methodiek gehanteerd in (UNSCEAR, 2000) op basis van een typische emissie per oppervlakte-eenheid tailingreservoir⁴⁵:

- De maximale waarde heeft betrekking op een emissie van radon van 20 Bq/m²/sec en is representatief voor onafgedekte tailing reservoirs in droge klimatologische gebieden, bijvoorbeeld het Zuiden van de V.S. of landen als Namibië en Kazachstan. In de praktijk worden incidenteel waarden zelfs tot 40 Bq/m²/sec gemeten (zie UNSCEAR, 2000).
- De minimumwaarde is gerelateerd aan een emissie van radon van 0,02 Bq/m²/sec - de gemiddelde natuurlijke radon emissie op aarde - en is representatief voor tailing- reservoirs met een goede afdekking of voor tailingreservoirs die onder water zijn gezet. Hierbij moet qua afdekking worden

⁴⁴ De mate waarin radon vrijkomt uit de tailings hangt af van de mate waarin de tailings zijn afgedekt en van het vochtgehalte van de tailings. Radon is niet in staat zich te verplaatsen door water of door dicht materiaal als klei en kan worden ingesloten in het reservoir door dit af te dekken met een dikke laag klei of door de tailings onder een laag water op te slaan. Vanwege de lange halfwaardetijd van de zwaardere vervalproducten Radium (Ra-226) en Thorium (Th-230) moet de afdichting eeuwigdurend zijn en gedurende die tijd bestand zijn tegen bijvoorbeeld erosie.

⁴⁵ Deze berekeningsmethodiek sluit aan bij de milieuwetgeving rond tailingreservoirs. Voor tailingreservoirs worden eisen gesteld aan de emissie van radon per m² oppervlak aan bovenafdichting.

gedacht aan bijvoorbeeld een laag klei van meerdere meters met daarbovenop lagen grind of keien en aarde voor verdere afdichting en om erosie tegen te gaan⁴⁶.

- Het gemiddelde is gerelateerd aan een emissie van radon van $1 \text{ Bq/m}^2/\text{sec}$ – volgens (UNSCEAR, 2000) de gemiddelde emissie voor niet meer in gebruik zijnde en afgedekte tailing reservoirs wereldwijd. Hierbij moet qua afdekking gedacht worden aan een laag aarde van één of meerdere meters.

Conform (UNSCEAR, 2000) is aangenomen dat een verbruik van 210 ton uranium (elementair) in erts ongeveer 1 hectare oppervlak aan tailingreservoir oplevert. De opgegeven vrijkomende hoeveelheid radioactiviteit per kilo uranium hangt ook af van de termijn die wordt beschouwd. Hiervoor zijn in het veld verschillende waarden gangbaar:

- door UNSCEAR wordt een periode van 10.000 jaar beschouwd;
- in ExternE wordt een periode van 100.000 jaar beschouwd;
- in de risico-analyse voor eindberging van langjarig radioactief afval in de Nederlandse ondergrond (CORA programma) is een zichtperiode van 500.000 jaar gehanteerd.

Conform ExternE methodiek is in deze studie een periode van 100.000 jaar aangehouden. Voor de volledigheid is ook de collectieve dosis voor een zichtperiode van 10.000 jaar gegeven.

Conform UNSCEAR bedraagt de collectieve blootstellingdosis voor een gebruik van 210 ton uranium in uranium bij een gemiddelde radonflux van $1 \text{ Bq/m}^2/\text{sec}$ en een zichtperiode van 10.000 jaar circa $7,5 \text{ mens}\cdot\text{Sv}$. (UNSCEAR, 2000). De collectieve dosis is bij een tien maal langere zichtperiode ongeveer 6,8 maal hoger vanwege toenemende depletie in de tijd van radium en andere leden van de uranium vervalreeks door verval.

In deze studie wordt uitgegaan van een consumptie van 180 ton uranium in erts en om die reden is een $(1-180/210) = 1/7$ lagere collectieve dosis van $6,4 \text{ mens}\cdot\text{Sv}$ bij gemiddelde radon fluxen een zichtperiode van 10.000 jaar aangehouden. De collectieve doses bij langere zichtperiodes en/of minimale en maximale radon emissies zijn in Tabel 35 gegeven.

⁴⁶ Dit soort afdekkingen is overigens vanwege de druk van het gewicht alleen toepasbaar bij tailings, die droog en vrij grof zijn, zodat de inhoud van het reservoir niet gaat schuiven onder invloed van het gewicht van de afdekking. Het voorbeeld is alleen bedoeld ter illustratie en moet niet worden gezien als algemeen geldend principe.

Tabel 35 Blootstelling aan en gevolgen van blootstelling aan radioactieve stoffen gerelateerd aan uranium bereidstelling voor een 1.000 MWe kerncentrale *range is steeds voor zichtperiode van 10.000 – 100.000 jaar)

	gemiddeld		maximaal		minimaal	
Dosis (manSv)	6,4	43,5	128,4	869,9	0,1	0,9
Gebeurtenissen						
- sterfgeval door kanker	3,2E-01	- 2,2E+00	6,4E+00	- 4,3E+01	6,4E-03	- 4,3E-02
- niet terminale kanker	7,7E-01	- 5,2E+00	1,5E+01	- 1,0E+02	1,5E-02	- 1,0E-01
- erfelijke afwijkingen	6,4E-02	- 4,3E-01	1,3E+00	- 8,7E+00	1,3E-03	- 8,7E-03

Conversie, verrijking, brandstofproductie

Milieubelasting gerelateerd aan conversie, verrijking en brandstofproductie zijn vooral een gevolg van het energiegebruik in deze stappen. Het overgrote deel van het energiegebruik in de uraniumwinning komt voor rekening van de verrijkingsfase. Het energiegebruik in deze schakel is geschat op basis van de aanname dat bij verrijking uitsluitend centrifuge technologie wordt toegepast. Dit is een cruciale aanname: het elektriciteitsgebruik bij gasdiffusie is namelijk 60 maal hoger als bij centrifugeren.

Tabel 36 Milieubelasting per kg U in brandstof

	Erts winning	Extractie (milling)	Conversie	Verrijking	Brandstof productie	Totaal
Milieubelasting per kg U in brandstof						
MJ brandstof	2.170	2.758	7.249		30	12.207
Dieselaggregaat	1.085					1.085
Mobiel werktuig	1.085					1.085
Olie		2.758				2.758
Gas			7.249	1.147	35	8.431
MJ elektriciteit		6.557	362	1.147	35	8.101

De aanname is mede gebaseerd op de verwachting van o.a. het Ministerie van VROM dat gasdiffusie binnen afzienbare tijd volledig zal zijn vervangen door centrifugeren. De bestaande gasdiffusie installaties zijn oud en afgeschreven en de energiekosten maken centrifugeren goedkoper. Deze trend wordt ook geïllustreerd door het feit dat alle tot nu toe gerealiseerde nieuwe verrijkingsinstallaties op centrifuge technologie zijn gebaseerd.

Energiecentrale

Voor de kerncentrale is enkel belasting door radioactieve straling meegenomen. Andere vormen van directe milieubelasting zijn er feitelijk niet, terwijl eigen energiegebruiken door de opgewekte elektriciteit worden gedekt.

Voor de blootstelling aan straling vanuit de kerncentrale is uitgegaan van een maximale collectieve dosis van 0,5 manSv/jaar. Dit is de limiet die in Finland wordt gehanteerd voor de collectieve dosis veroorzaakt door de in aanbouw zijnde EPR-centrale Olkiluoto III (zie SDC, 2006)

Afbraak en afval opslag

In deze studie zou – om de vergelijking met de andere opwekkingstechnieken consistent te houden – alleen de aan afbraak van de energiecentrale gerelateerde blootstelling aan radioactieve stoffen kunnen worden meegenomen. Hierover is echter geen informatie gevonden.

Tussentijdse opslag en eindberging geven volgens ExternE een verwaarloosbare milieubelasting in de vorm van blootstelling aan radioactieve straling van respectievelijk $4 \cdot 10^{-5}$ en $6 \cdot 10^{-7}$ manSv/TWhe (ExternE NL)⁴⁷ oftewel 0,0003 en 0,0000045 manSv per productiejaar. Daarin de praktijk echter nog geen ervaring is met eindberging, is dit een schatting op basis van het ideale scenario, waarbij ook op lange termijn geen radioactieve stoffen in de omgeving verspreiden. Deze blootstelling doses zijn in de milieuanalyse verder verwaarloosd.

Voor afbraak zijn geen gegevens over blootstelling en andere vormen van milieubelasting gevonden.

Transporten

Van de aan transporten gerelateerde milieubelasting is enkel de component blootstelling aan straling meegenomen. Gezien de – in vergelijking met steenkool – kleine hoeveelheid brandstof is de overige aan transport gerelateerde milieubelasting bij benadering verwaarloosbaar.

Transport geeft volgens (ExternE NL) een blootstelling van $1,33 \cdot 10^{-3}$ /TWhe of 0,01 manSv/jaar voor de beschouwde kerncentrale.

D.3.2 Lacunes in de informatiebronnen

In bovenstaande paragrafen is geen informatie opgenomen over incidentele vervuiling door ongelukken, weglekken van vloeistoffen of door dambreuken bij tailingreservoirs. De ernst van de vervuiling en de frequentie van met name weglekken verschilt ook sterk van mijn tot mijn, maar de gevolgen voor het omliggende milieu kunnen ernstig zijn. Ook kan verwaaiing optreden van de fijnkorrelige tailings wanneer deze niet goed zijn afgedekt en het vochtgehalte in de tailings laag is.

⁴⁷ <http://externe.jrc.es/reports.html>.

E Detailgegevens poederkool

E.1 Inleiding

In deze studie zijn een viertal varianten op het thema kolencentrale beschouwd:

- centrale zonder biomassa bijstook en CO₂-afvang;
- centrale met maximale biomassa bijstook;
- centrale met CO₂-afvang;
- centrale met één maximale biomassa bijstook en CO₂-afvang.

Kortom een mix aan energie centrale configuraties en brandstoffen.

In onderstaande paragraaf wordt kort ingegaan op de herkomst van de verstoekte steenkool en wordt een tipje van de sluier opgelicht wat betreft de aan steenkool bereidstelling gerelateerde milieubelasting. Voor de biomassa bereidstelling wordt verwezen naar bijlage A.

E.2 Het systeem kolencentrale beschreven

E.2.1 Kolen mijnbouw

Een keten definiëren voor steenkool is geen sinecure omdat prijs sterk bepalend is voor de herkomst van de steenkool en de goedkoopste aanbieders sterk variëren in de tijd. Kwam steenkool medio jaren 90 nog voornamelijk uit Australië en de V.S., tegenwoordig is o.a. Zuid-Afrika een favoriete leverancier.

Om die reden is in deze studie een profiel per land van herkomst bepaald, waarna een actuele verdeling van de herkomst is verdisconteerd. In Tabel 37 wordt deze verdeling weergegeven.

Tabel 37 Herkomst kolen in huidige situatie (CBS Statline)

	Percentage brandstofmix
VS	17%
Canada	
Zuid-Afrika	26%
Australië	15%
Rusland	0%
Polen	9%
Indonesië	12%
Latijns Amerika (Colombia)	20%

Op basis van deze mix van grondstofketens zijn de emissies in de keten en de centrale bepaald.

Kolen voor de Nederlandse markt zijn zoals aangegeven in voorgaande subparagraaf afkomstig uit circa zes verschillende landen. De kolensector in elk van die landen heeft zijn eigen kenmerken wat betreft kolenkwaliteit, typen mijnbouw (ondergronds of dagbouw) en qua milieubelasting en gebruiken van energie en andere hulpmiddelen.

Op basis van Ecolnvent is een aantal parameters met betrekking tot de bij winning optredende milieubelasting verzameld (zie Ecolnvent, 2003)

De kolen worden na winning voorbereid. Kolen direct uit de mijn (ook wel ROM genoemd – run-of-mine) bevatten ongewilde bestanddelen als stenen en aarde. Voor de verwijdering van deze ongerechtigheden en om aan de gevraagde specificaties te voldoen wordt de ROM gebroken en in verschillende fracties gescheiden. Grote fracties worden via drijf-zink methode gescheiden van onzuiverheden. Kleinere fracties worden behandeld in centrifuges of ook met drijf-zink methoden.

Na een transport van mijn naar overslaghaven met vrachtwagens, soms pijpleiding of trein, worden de gebroken kolen met bulkcarriers naar Nederland verscheept.

E.2.2 De centrale

Een nieuwe kolencentrale in Nederland zal vergelijkbaar zijn met nieuwe centrales zoals recentelijk in Duitsland en met name Denemarken zijn gerealiseerd. Nieuwe centrales gerealiseerd in deze landen hebben rendementen van 46% - 48% dankzij de toepassing van ultrasuperkritische stoomcycli en geavanceerde stoomturbines. Voorwaarde voor zulke rendement is wel dat koeling met oppervlaktewater kan worden toegepast.

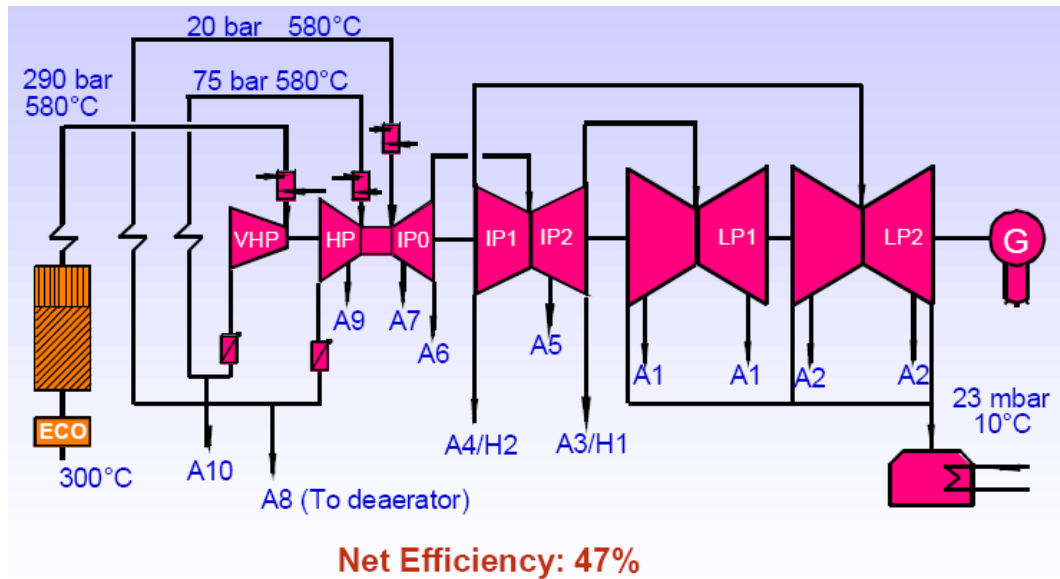
In deze studie is aangenomen vanwege de publieke weerstand tegen nieuw kolenvermogen, het beoordelingskader van VROM en DCMR en de uitspraken van Electrabel dat een nieuwe kolencentrale een zeer goede rookgasreiniging zal hebben. Bij combinatie met CO₂-afvang zal de rookgasreiniging overigens zoals in voorgaande bijlagen aangegeven sowieso zeer goed moeten hebben.

Bij de analyse voor een kolencentrale is uitgegaan van een nieuw te bouwen installatie van het model van de sinds 1998 operationele Nordjyllandvaerket 3 kolencentrale, door Elsam gebouwd in Aalborg Denemarken. De installatie heeft een vermogen van 385 MWe maximaal met een drietreks ketel en tweevoudige herverhitting met stoomparameters:

- hoge druk stoom 290 bar, 580°C;
- midden druk stoom 75 bar, 580°C;
- lage druk stoom 20 bar, 580°C.



Figuur 24 Stoomsysteem NordjyllandVaerket 3 te Aalborg, Denemarken



De boiler efficiency bedraagt 94% en de rookgassen hebben een temperatuur van 140°C. Het bruto rendement bedraagt 50% en het netto rendement is 47%.

In deze theoretische analyse is verder aangenomen dat de installaties wordt gestookt met laagzwavelige kolen met een zwavelgehalte van 0,6% - 1,0% conform Nederlands gebruik. Er is verder uitgegaan van een rookgasreiniging voorzien van:

- Low NO_x branders en een SCR met een verwijderingsefficiency > 90% door zeer goede premixing van rookgassen en ammoniak-oplossing (zie B&W, 2001);
- 4 velds elektrofilter met > 99,95% rendement (zie Amer 9);
- Bubble bed SO₂ wasser met > 99% efficiency.

De restconcentraties zijn geminimaliseerd met het oog op CO₂-afvang én toekomstige regelgeving. Haalbare restconcentraties (bij 6 vol% O₂, droog rookgas) zijn:

- NO_x = 20 mg/Nm³;
- SO₂ = 15 mg/Nm³;
- PM₁₀ = 0,3 mg/Nm³.

Dit betreft geen exorbitante technische prestaties, maar praktijkcijfers van moderne installaties en sluit bovendien aan bij de strenge emissie-eisen voor nieuw kolenvermogen in bijvoorbeeld Japan.

Biomassa kan in moderne poederkool centrales als Avedoere II en Maelarenergi Vaesteras ketel 4 worden meegestookt tot percentages van 70% - 75% van de energie-inhoud van de brandstof. Voldoende harde pellets en briquetten kunnen in iets aangepaste kolenmolens tot voldoende kleine deeltjes worden verpoederd.

Het netto rendement is blijkens ervaringen bij Avedoere II voor de meegestookte biomassa vergelijkbaar met het rendement voor de kolen: 47%.

E.2.3 Het CO₂-afvang systeem

De installatie is voor CO₂-afvang voorzien van een geoptimaliseerde Econamine FG Plus systeem – een verbeterde versie van het sinds 20 jaar in gebruik zijnde Econamine systeem.

Het systeem gebruikt MEA in een 30 gew% concentratie in water. De absorbens belading van beladen en geregenereerde amine bedraagt respectievelijk 0,5 mol/mol MEA en 0,28 mol/mol MEA (zie Trimeric, 2005; Chapel, 1999). Het systeem verwijderd 90% van de CO₂ in de rookgassen.

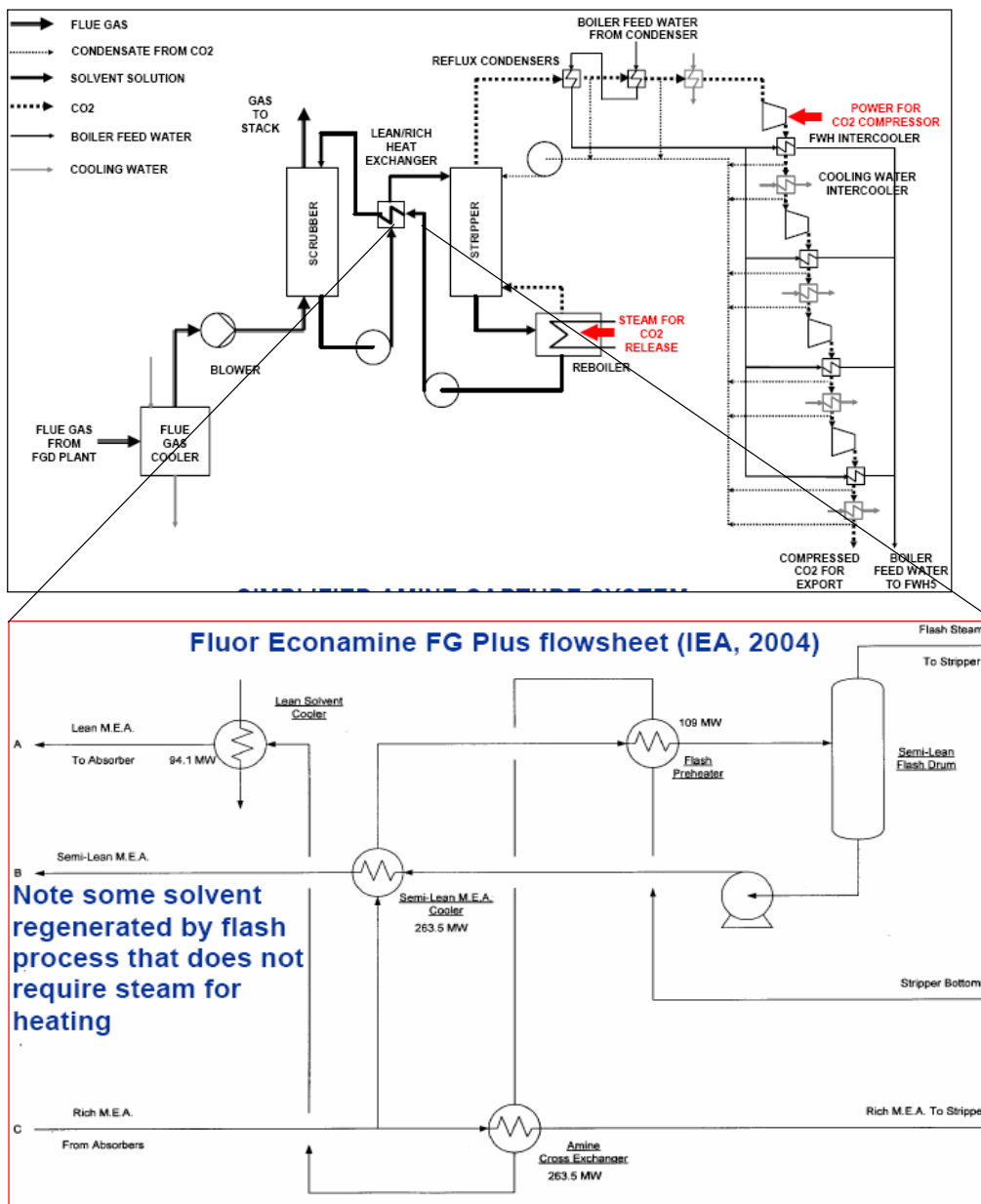
Het systeem maakt gebruik van een split flow systeem. De amine wordt deels vergaand geregenereerd met aftapstoom bij circa 120°C (stripper bodem) en 2 bar, terwijl de rest wordt geregenereerd door 'flashing', waarbij de druk plotseling wordt verlaagd door expansie van de vloeistof in een vat.

Regeneratie vergt circa 3 MJ/g CO₂ (zie VGB, 2003; IPCC, 2005)⁴⁸. De stripper overhead van 105°C wordt gekoeld tot 30°C door warmtewisseling met ketelvoeding water op 30°C en vers koelwater. Op die manier wordt warmte teruggewonnen en nuttig toegepast in het systeem.

De voor de reboiler en stripper benodigde warmte wordt aangeleverd als aftapstoom. De reboiler is een warmtewisselaar waarin de aftapstoom warmte overdraagt aan de te regenereren beladen absorbens. Vanwege de benodigde warmte overdracht coëfficiënt wordt stoom van 150°C gebruikt. De condenserende stoom wordt op 120°C geretourneerd naar de stoomcyclus.

⁴⁸ Hiervan is 1,9 MJ/kg CO₂ voor de reactie-enthalpie van de reactie tussen MEA en CO₂, 0,5 GJ/ton CO₂ voor waterverdamming – er verdampt 1 mol H₂O per mol gestripte CO₂ - en 0,5 GJ voor opwarmen van de met CO₂ beladen vloeistof.

Figuur 25 Geoptimaliseerd MEA systeem van FluorDaniel: Econamine Plus



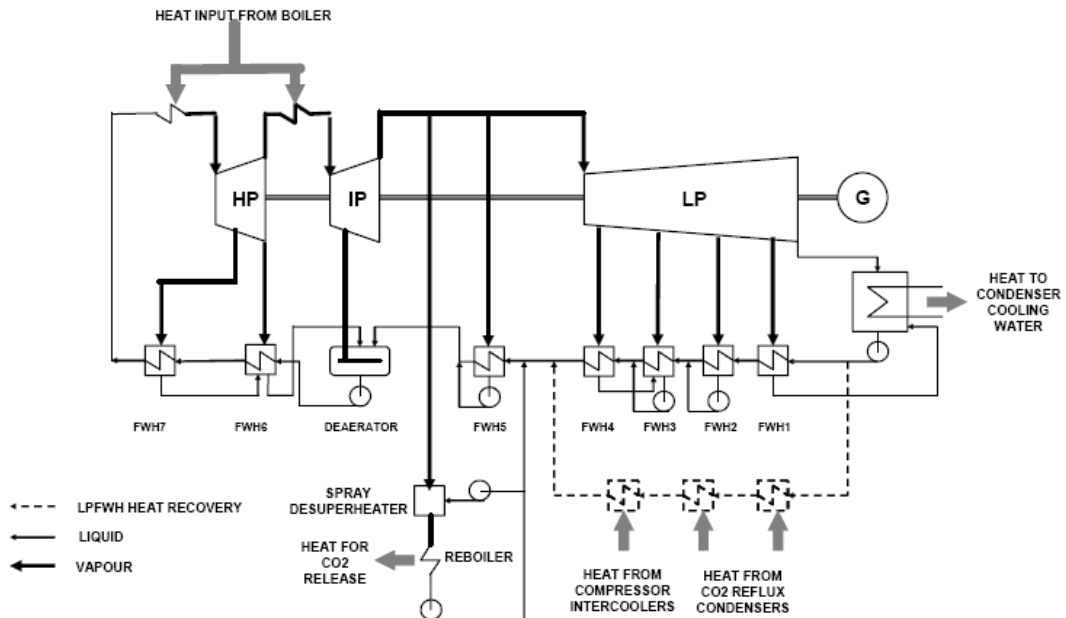
De geregenereerde absorbens van 120°C wisselt eerst warmte uit met de uit de absorber komende beladen te flashen oplossing en wordt daarna tegen koelwater gekoeld tot 40°C. De te regenereren absorbens oplossing wordt opgewarmd tot 110°C.

Vrijgekomen CO₂ wordt gedroogd en met gascompressors in vier stappen tot 86 bar gecompriemd. De tot vloeistof gecompriemde CO₂ wordt vervolgens met een pomp op een druk van 110 bar gebracht en per pijpleiding afgevoerd.

Zoals aangegeven in Figuur 26 is er een aanzienlijke mate van integratie met de stoomcyclus van de kolencentrale nodig, waardoor energiegebruik door de CO₂-

afvang installatie wordt gereduceerd. Deze opties zijn in de analyse meegenomen. Desondanks zal het rendement van de centrale bij CO₂-afvang bij zowel maximale kolenstook als bij maximale biomassa meestook dalen tot circa 39%. Voor een verdere onderbouwing wordt verwezen naar (Croezen, 2006).

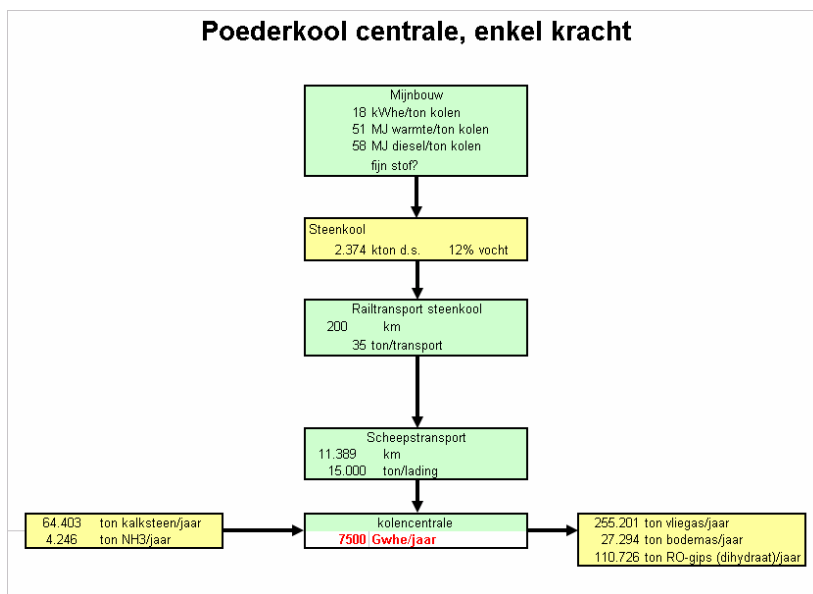
Figuur 26 Integratie stoomcyclus met amine-systeem (met helaas geëxpandeerde IP stoom inzet i.p.v. afgetapte LD-stoom)



E.3 Cijfers

De resulterende emissies in de keten en de centrale zijn gegeven in Figuur 27 t/m Figuur 30.

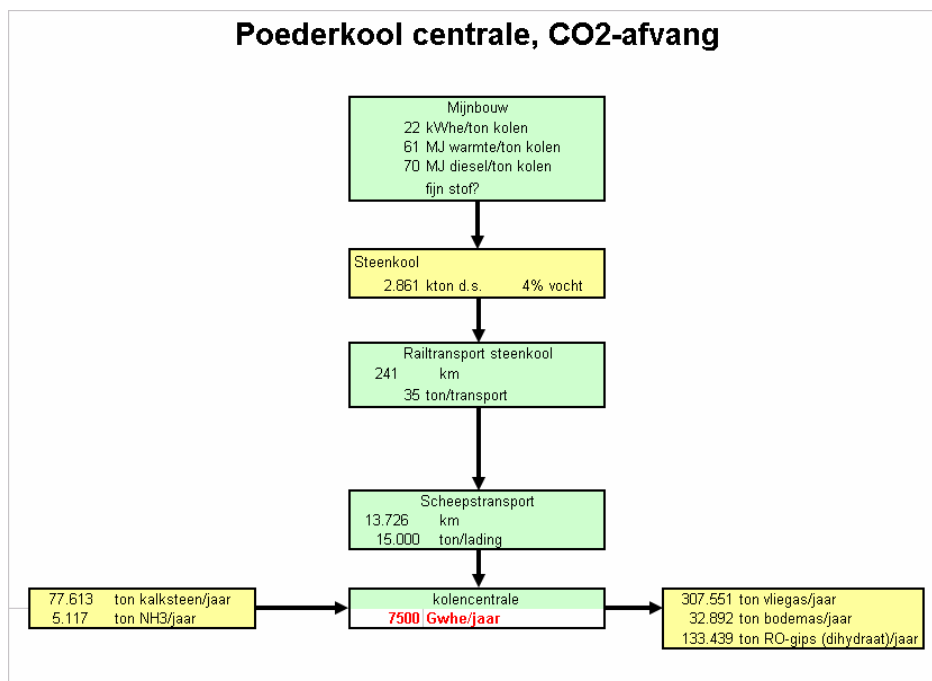
Figuur 27 Schema voor poederkoolcentrale zonder CO₂-afvang en zonder biomassa meestook



Tabel 38 Emissies in keten en bij centrale bij 100% kolenstook zonder CO₂-afvang

	Emissies (ton/jaar), kracht						Netto emissies (ton/jaar)
	Mijnbouw steenkool	steenkool rail transport	Pellet zee-transport	Centrale mengveld	Centrale directe emissies	Centrale hulpstoffen	
CO ₂	51.500	14.071	6.521		5.392.166	34.508	5.498.766
CH ₄	7.274	15	6			0	7.296
N ₂ O	0					0	0
SO ₂	131	23	79		840	0	1.074
NO _x	77	215	136		1.436	4	1.868
NH ₃							
HCl							
HF							
CO	12	22	5			0	40
PM ₁₀	10	294	294	285	51	0	934
Brandstof (TJ)							57.447

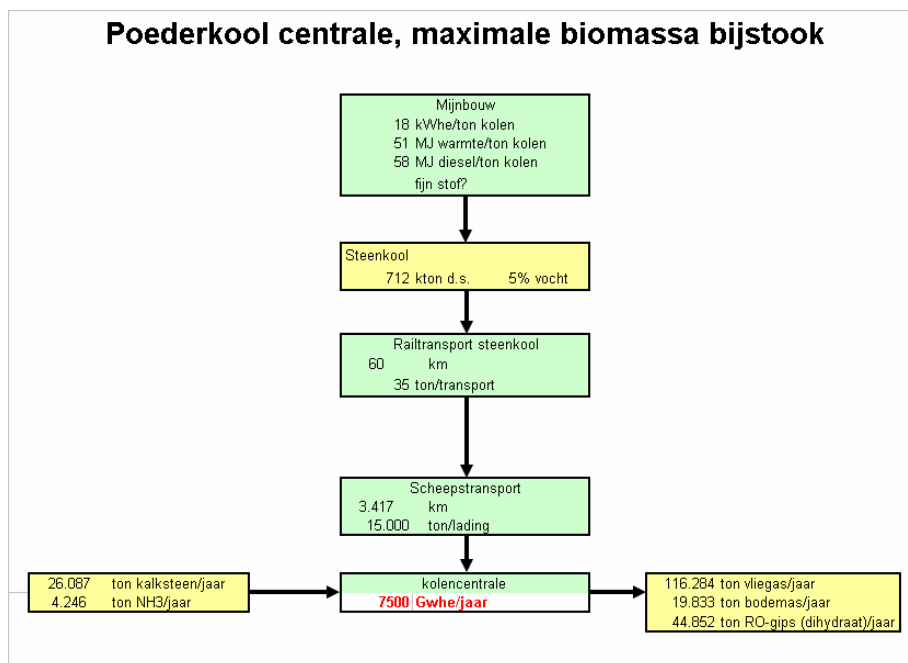
Figuur 28 Schema voor poederkoolcentrale met CO₂-afvang en zonder biomassa meestook



Tabel 39 Overzicht emissies in keten en bij centrale bij 100% kolenstook met CO₂-afvang

	Emissies (ton/jaar), kracht						Netto emissies (ton/jaar)
	Mijnbouw steenkool	steenkool rail transport	Pellet zee-transport	Centrale mengveld	Centrale directe emissies	Centrale hulpstoffen	
CO ₂	62.064	16.957	7.859		649.825	4.159	740.864
CH ₄	8.766	19	8			0	8.792
N ₂ O	0					0	0
SO ₂	158	28	95		5	0	286
NO _x	92	260	163		1.731	5	2.251
NH ₃					123		123
HCl							
HF							
CO	14	26	6			0	48
PM ₁₀	12	28	28	34	34	0	136

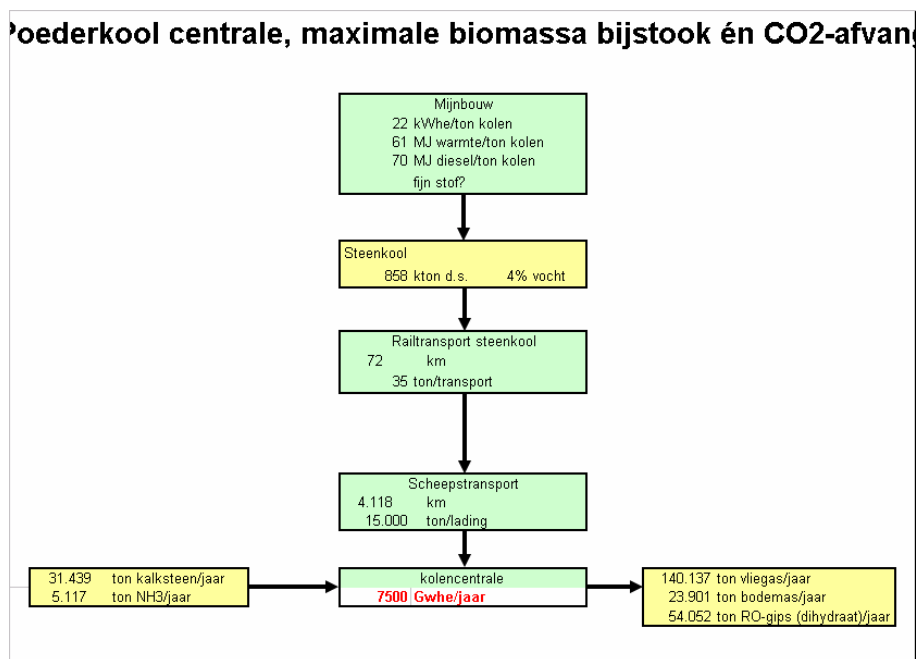
Figuur 29 Schema voor poederkoolcentrale zonder CO₂-afvang en met maximale biomassa meestook



Tabel 40 Overzicht emissies in keten en bij centrale bij maximale kolenstook zonder CO₂-afvang

Emissies (ton/jaar), kracht								Netto emissies (ton/jaar)
	Mijnbouw steenkool	steenkool rail transport	Pellet zee-transport	Biomassa pellets bereidstelling	Centrale mengveld	Centrale directe emissies	Centrale hulpstoffen	
CO ₂	15.450	4.221	1.956	320.103		1.617.650	17.666	1.977.047
CH ₄	2.182	5	2	-137.235			0	-135.047
N ₂ O	0			17			0	17
SO ₂	39	7	24	620		340	0	1.030
NO _x	23	65	41	1.060		1.436	4	2.629
NH ₃								
HCl								
HF								
CO	4	7	2	250			0	262
PM ₁₀	3	7	7	872	9	23	0	921

Figuur 30 Schema voor poederkoolcentrale met CO₂-afvang en met maximale biomassa meestook



Tabel 41 Overzicht emissies in keten en bij centrale bij maximale kolenstook met CO₂-afvang

	Emissies (ton/jaar), kracht							Netto emissies (ton/jaar)
	Mijnbouw steenkool	steenkool rail transport	Pellet zee-transport	Biomassa pellets bereidstelling	Centrale mengveld	Centrale directe emissies	Centrale hulpstoffen	
CO ₂	18.619	5.087	2.358	385.765		-4.167.888	21.290	-3.734.768
CH ₄	2.630	6	2	-165.386			0	-162.749
N ₂ O	0			21			0	21
SO ₂	48	8	28	747		2	0	834
NO _x	28	78	49	1.278		1.731	5	3.168
NH ₃						128		128
HCl								
HF								
CO	4	8	2	301			0	315
PM ₁₀	4	8	8	1.051	10	14,0	0	1.096

De emissiecijfers voor de bereidstellingsprocessen zijn weer bepaald aan de hand van

- de gebruiken van energiedragers en hulpstoffen en transporten per ton steenkool (Figuur 27 t/m Figuur 30);
- de specifieke emissies per eenheid energiedrager, transport of hulpstof.

Emissiecijfers voor kolenstoken en biomassa meestoken zijn net als bij de biomassa centrale bepaald aan de hand van de chemische samenstelling van de brandstoffen en de rendementen van de rookgasreinigingsprocessen.

Er is voor steenkool rekening gehouden met verwaaiingsemissies vanaf het kolen mengveld. De emissiefactor is geschat op 6 gram PM₁₀ per ton omgeslagen steenkool per locatie. Aangenomen is dat de kolen na zeetransport bij een stu-

wadoorsbedrijf worden gelost en worden overgeslagen in kleinere schepen voor regionaal transport. Daarom is de totale fijn stof emissie door verwaaiing in Nederland geschat op $2 \times 6 = 12$ g/ton. De resulterende emissies zijn van dezelfde orde van grootte als de schoorsteen emissies van fijn stof.

De emissiefactor is overgenomen uit (Vrins, 1999; EMO, 2004; MNP, 2006) en is gebaseerd op praktijkmetingen bij kolen overslagbedrijf EMO in de Rotterdamse haven. Het bedrijf gebruikt windschermen en sproeit water met een korstvormende oplossing over de kolenbergen. Aangenomen is dat bij kolencentrales even zorgvuldig met het materiaal wordt omgegaan als bij EMO. Ook bij kolenoverslag bedrijf OBA zijn dergelijke maatregelen genomen⁴⁹.

In (RAINS, 2003) wordt overigens een aanzienlijk hogere emissiefactor van 60 g/ton aangehouden. Deze waarde wordt verder niet onderbouwd, zodat niet duidelijk is hoe representatief deze waarde is voor Nederlandse kolencentrales.

E.4 Niet beschouwde vormen van milieubelasting en hun relevantie

Emissies naar water en emissies van specifieke zware metalen in de keten en bij de centrale zijn buiten beschouwing gelaten. Ook milieubelasting gerelateerd aan productie van chemicaliën gebruikt bij CO₂-afvang zijn niet verdisconteerd en verwaarloosd.

⁴⁹ <http://www.aquaco.nl/wistudat.php?id=0d64&PHPSESSID=b8f1c2336624c1bb2b67ac2f28c66e7a>.

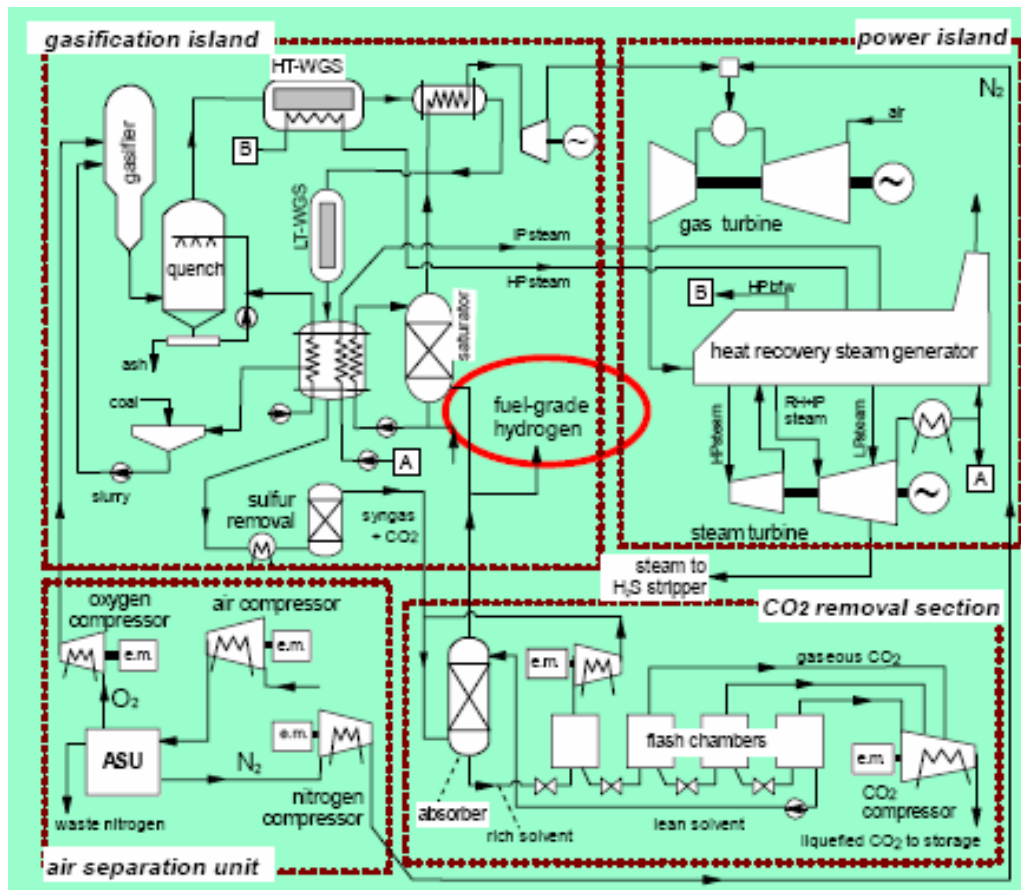


F Detailgegevens kolenvergassing

F.1 Herkomst grondstof

Voor kolenvergassing is van dezelfde herkomst van de kolen uitgegaan als voor de poederkool centrale. Het in deze case analyse beschouwde concept voor de kolenvergasser is linea recta overgenomen van (Chiesa, 2003). Het systeem bestaat uit een Texaco vergasser met quench⁵⁰. Bij CO₂-afvang zijn een water-gas shift reactor met warmte terugwinnig en een Selexol proces voor verwijdering van H₂S en CO₂ (zie Figuur 31) in de gasreiniging opgenomen.

Figuur 31 Configuratie voor kolenvergasser met CO₂-afvang



De keuze voor deze bron als referentie is gebaseerd op het detailniveau van de verstrekte informatie en de kwaliteit van de gebruikte uitgangspunten. Het con-

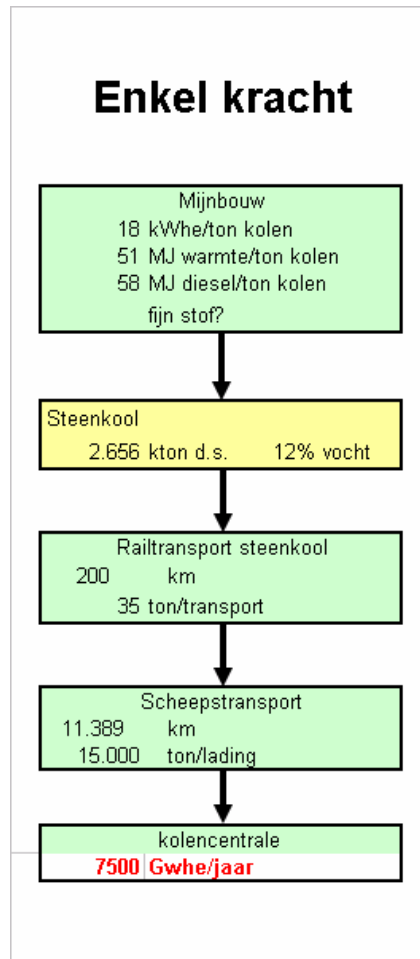
⁵⁰ Tegenwoordig General Electric. In dit systeem wordt het synthese gas in één keer gekoeld - gequenched - door het door een waterbad te leiden. In het Shell proces worden de gassen gekoeld in een warmtewisselaar. Dit is weliswaar energetisch efficiënter, maar ook dusdanig veel duurder dat het systeem daardoor niet concurreren kan met het Texaco systeem.

cept is gedetailleerd uitgewerkt. Bovendien zijn de resultaten ook redelijk tot goed vergelijkbaar met praktijkfeiten:

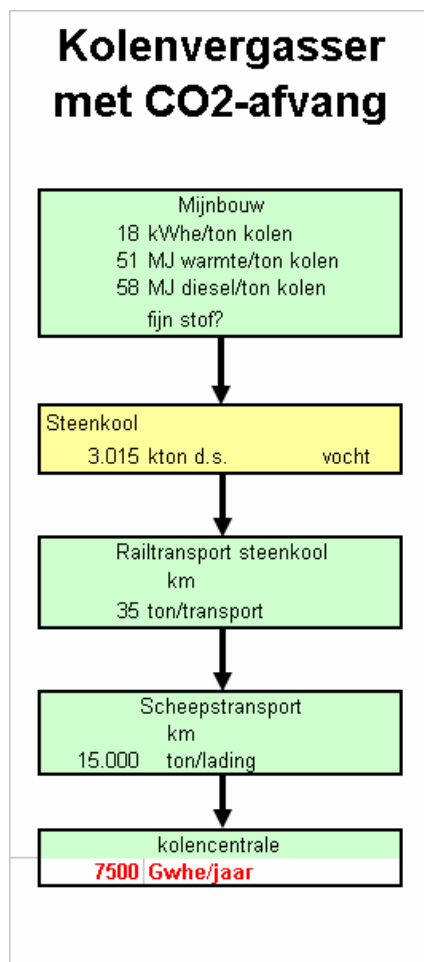
De centrale heeft een rendement van 43% zonder en circa 36% met CO₂-verwijdering. Er is uitgegaan van een verwijderingsefficiëncy voor zwavelverbindingen en stof van respectievelijk 99% en 99,98%. Emissies van NO_x door de gasturbine zijn geschat op 9 g/GJ syngas.

Resulterende emissiecijfers zijn gegeven in Tabel 42 en Tabel 43.

Figuur 32 Systeem voor een kolenvergasser zonder CO₂-afvang



Figuur 33 Schema voor een systeem van kolenvergasser met CO₂-afvang



Tabel 42 Overzicht emissies (ton/jaar) gerelateerd aan 1.000 MWe kolenvergasser zonder CO₂-afvang

	Emissies (ton/jaar), kracht					Netto emissies (ton/jaar)
	Mijnbouw steenkool	steenkool rail transport	Pellet zee-transport	Centrale mengveld	Centrale directe emissies	
CO ₂	57.631	15.746	7.298		6.034.091	6.114.765
CH ₄	8.140	17	7			8.164
N ₂ O	0					0
SO ₂	147	26	88		470	731
NO _x	86	241	152		567	1.046
NH ₃						
HCl						
HF						
CO	13	25	6			44
PM ₁₀	11	329	329	319	57	1.045

Tabel 43 Overzicht emissies (ton/jaar) gerelateerd aan MWe kolenvergasser met CO₂-afvang

	Emissies (ton/jaar), kracht					Netto emissies (ton/jaar)
	Mijnbouw steenkool	steenkool rail transport	Pellet zee-transport	Centrale mengveld	Centrale directe emissies	
CO ₂	65.419	17.874	8.284		684.951	776.527
CH ₄	9.240	20	8			9.267
N ₂ O	0					0
SO ₂	167	29	100		534	830
NO _x	97	274	172		644	1.187
NH ₃						
HCl						
HF						
CO	15	28	7			50
PM ₁₀	13	373	373	362	65	1.186