



Energieonderzoek Centrum Nederland

EU-beleid voor CO₂-emissiereductie in transport en de invloed op de Nederlandse brandstofmarkt en luchtkwaliteit

H.P.J. de Wilde
W.G. Roeterdink

Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van het Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer (VROM). Het project is bij ECN geregistreerd onder nummer 50184. Naast de auteurs hebben diverse ECN medewerkers bijgedragen aan de inhoud van dit rapport. De auteurs danken in het bijzonder voor hun bijdrage: Martine Uyterlinde, Coen Hanschke, Pieter Kroon en Bas van Bree.

Abstract

This report describes the impact of the EU policies for CO₂ emission reduction in transport and their impact on the market for road fuels and the air quality in the Netherlands towards 2020. The two recently adapted EU directives, the *Fuel Quality Directive* and the *Renewable Energy Directive*, force the suppliers of road fuels to reduce the well-to-wheel CO₂ emissions of their fuels and to provide renewable transport fuels. This report provides an overview of the various options for fuel suppliers to meet the EU criteria, along with their costs, CO₂ reduction and likelihood of implementation. The options include: first generation biofuels, second generation biofuels, electric vehicles, natural gas powered vehicles, green gas powered vehicles, and efficiency improvement in the refinery sector. On balance, it is likely that the combined targets of the EU directives will be met by a combination of all options with a relatively large share of biofuels.

None of the above options will have a substantial negative impact on the air quality in the Netherlands.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	8
1.1 Doelstelling	8
1.2 Opbouw rapport	8
1.3 CO ₂ -standaarden wegverkeer	8
1.4 Richtlijn Brandstofkwaliteit (FQD)	9
1.5 Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED)	11
1.6 Richtlijn Biobrandstoffen en Nederlandse implementatie	14
1.7 Overig beleid	14
1.8 Duurzaamheideisen	14
2. Keuzes en kosten voor brandstofleveranciers	16
2.1 CO ₂ -reductieopties brandstofleveranciers	16
2.2 Overzicht potentieel en kosten CO ₂ -reductieopties	17
2.3 Onderbouwing kosten en potentieel CO ₂ -reductieopties	20
2.3.1 Biobrandstoffen	20
2.3.2 Raffinage	23
2.3.3 Elektrisch vervoer	28
2.3.4 Aardgas	31
2.3.5 Groen gas	32
2.3.6 Waterstof	33
3. Toekomstbeelden 2020	34
3.1 Doel van de toekomstbeelden	34
3.2 Toekomstbeeld I: Het effect van 2e generatie biobrandstoffen	35
3.3 Toekomstbeeld II: Efficiëntieverbeteringen van het raffinageproces	36
3.4 Toekomstbeeld III: Groen gas	36
3.5 Synthese verschillende toekomstbeelden	37
4. Invloed op luchtkwaliteit	39
4.1 Algemene inleiding	39
4.2 De invloed van biobrandstoffen op de luchtkwaliteit	40
4.3 Elektrisch vervoer	41
4.4 Raffinage	42
4.5 Aardgas en groen gas	43
4.6 Conclusie gevolgen luchtkwaliteit	44
5. Conclusies	45
Referenties	47
Lijst van afkortingen	50
Bijlage A Toelichting raffinage en trends	51
Bijlage B Broeikasgasketenemissies van fossiele brandstoffen	54
Bijlage C Bijdrage per sector aan de emissies	55
Bijlage D Rekenmethode broeikasgasemissiereductie	56

Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Verwachte kosten brandstofleveranciers voor af te zetten percentage biobrandstof</i>	20
Tabel 2.2	<i>CO₂-uitstoot van de Nederlandse raffinaderijen</i>	25
Tabel 2.3	<i>Kostenraming, geschaald naar capaciteit, voor retrofit van geavanceerde destillatie</i>	26
Tabel 2.4	<i>indicatieve kostenberekening voor efficiëntieverbetering in de raffinage</i>	27
Tabel 2.5	<i>Aanschafkosten elektrische stadsauto's</i>	29
Tabel 2.6	<i>Totale kosten elektrisch vervoer 2010</i>	29
Tabel 3.1	<i>Toekomstbeeld I: Effect op de RED- en FQD-eisen van inzet 2^e generatie biobrandstoffen, ondersteund door inzet EV en/of CNG</i>	35
Tabel 3.2	<i>Toekomstbeeld II: Effect op de RED- en FQD-eisen van efficiëntieverbetering in de raffinage, en eventuele aanvullende inzet CNG</i>	36
Tabel 3.3	<i>Toekomstbeeld III: Effect op de RED- en FQD-eisen van inzet van groen gas, in vergelijking met het alternatief rijden op aardgas (CNG)</i>	37
Tabel 3.4	<i>Mogelijk toekomstbeeld met inbreng van alle opties</i>	38
Tabel 4.1	<i>Uitstoot per landbouwsector in 2008</i>	40
Tabel 4.2	<i>Uitstoot door elektriciteitsproductie in 2007</i>	42
Tabel 4.3	<i>Vergelijk emissies van benzine, diesel en CNG-voertuig</i>	43
Tabel B.1	<i>Broeikasgasketen emissie (bio)brandstoffen</i>	54
Tabel B.2	<i>Broeikasgas keten emissies van verschillende brandstoffen</i>	54
Tabel C.1	<i>Directe uitstoot in Nederland naar categorie in 2008</i>	55

Lijst van figuren

Figuur 1.1	<i>Vereiste bijdrage per lidstaat aan de EU-brede doelstelling van 20% hernieuwbare energie in 2020</i>	11
Figuur 2.1	<i>Indicatief CO₂-ketenreductiepotentieel (FQD-doelstelling) en kostenrange voor verschillende opties vanuit het gezichtspunt van de brandstofleveranciers</i>	17
Figuur 2.2	<i>Broeikasgas ketenemissiereducties voor verschillende biobrandstoffen, gebaseerd op de teelt- en brandstofproductieketens voor zowel 1^e als 2^e generatie grondstoffen</i>	22
Figuur 4.1	<i>Emissies van de relevante sectoren</i>	40
Figuur A.1	<i>Versimpeld schema van een raffinaderij</i>	51
Figuur A.2	<i>Versimpeld schema van een raffinaderij, met volledige omzetting van residuen</i>	52
Figuur A.3	<i>De trend in benzine- en dieselvraag in de VS, Europa en Azië (1995-2004)</i>	53

Samenvatting

Dit rapport beschrijft hoe het Europese beleid om de CO₂-uitstoot in de transportsector te reduceren leidt tot verschuivingen op de Nederlandse brandstofmarkt. Vervolgens wordt aangetoond dat de verschuivingen in brandstofmarkt, brandstofsoorten en brandstofproductieprocessen slechts een geringe invloed zullen hebben op de Nederlandse luchtkwaliteit.

Achtergrond

De brandstofleveranciers dienen te voldoen aan de gecombineerde eisen uit: (1) de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie (Renewable Energy Directive) en (2) de Europese Richtlijn Brandstofkwaliteit (Fuel Quality Directive). Beide eisen worden richting 2020 steeds strenger. De Richtlijn Hernieuwbare Energie vereist in 2020 een inzet van 10% hernieuwbare energie in de transportsector. De Richtlijn Brandstofkwaliteit vereist voor de brandstofleveranciers een CO₂-emissiereductie van 6% in 2020, gemeten over de gehele brandstof levenscyclus (Well-to-Wheel). De brandstofleveranciers kunnen kiezen uit verschillende opties om aan de eisen te voldoen. De Europese eis van 10% hernieuwbare energie in de transportsector kan worden ingevuld door inzet van: biobrandstoffen, elektrische auto's op hernieuwbare elektriciteit en groen gas uit duurzame bronnen. De eis uit de Richtlijn Brandstofkwaliteit voor 6% CO₂-ketenemissiereductie kan worden ingevuld door inzet van: biobrandstoffen, efficiency verbetering raffinage, elektrische voertuigen, rijden op aardgas en groen gas.

Reductiepotentiëlen en kosten

Het potentieel voor de CO₂-ketenemissiereductie in 2020 varieert voor de verschillende opties, namelijk: tot 5% ketenemissiereductie voor biobrandstoffen, 1-2% voor verbetering van de efficiency in de raffinagesector, ongeveer 1% voor rijden op groen gas en elektrisch rijden, en ruim 0,3% voor rijden op aardgas. De bovengenoemde opties voor CO₂-ketenemissiereductie overlappen elkaar in de bandbreedtes voor kosteneffectiviteit, met name in de kostenrange 200-300 €/t CO₂. In de raffinagesector zijn er echter nog opties met negatieve kosten per ton gereduceerde CO₂, zij het op basis van voor de sector ongebruikelijk lange terugverdientijden. Verder is elektrisch vervoer momenteel nog een dure optie waarvoor een zekere implementatie toch realistisch is vanwege het (mondiale) beleid dat deze optie ondersteunt. Daarnaast is het zo dat niet alle kosten voor de bovengenoemde opties voor rekening zullen komen van de brandstofleveranciers.

Toekomstverwachting brandstofmarkt

De keuzes van de brandstofleveranciers - die al dan niet ook eigenaar zijn van (delen van) de voorliggende keten van winning, raffinage en distributie - zullen vooral worden gestuurd door kostenminimalisatie. Echter ook andere factoren zoals timing, haikbaarheid en andere verplichtingen zullen de keuzes van de brandstofleveranciers beïnvloeden. De keuzes zijn vooral beschouwd vanuit het perspectief van de brandstofleveranciers. Om aan de Europese eis van 10% hernieuwbare energie in de transportsector te voldoen zal grotendeels worden ingezet op biobrandstoffen. Dat kan in principe op de volgende twee manieren.

- De inzet kan volledig bestaan uit 10% eerste generatie biobrandstoffen. Echter, deze situatie kent slechts een CO₂-ketenreductie van ongeveer 5%. Om tegelijkertijd ook te voldoen aan de door de Richtlijn Brandstofkwaliteit vereiste 6% CO₂-ketenreductie, dienen dus nog voor 1% aanvullende maatregelen te worden geïmplementeerd. Mogelijkheden zijn extra efficiencyverbetering raffinage, elektrische voertuigen, rijden op aardgas en groen gas.
- De Richtlijn Hernieuwbare Energie staat toe 2^e generatie biobrandstoffen¹ dubbel te laten meetellen, waardoor inzet van de helft van de hoeveelheid volstaat ten opzichte van 1^e generatie biobrandstoffen. Hierdoor is de inzet van dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen

¹ En/of groen gas indien dit eveneens (deels) wordt aangemerkt als dubbeltellende biobrandstof.

(op termijn) een goedkope manier om te voldoen aan de Europese eis voor 10% hernieuwbare energie in de transportsector. De inzet van dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen wordt echter beperkt door de Richtlijn Brandstofkwaliteit. Voor de 6% CO₂-ketenreductie eis uit de Richtlijn Brandstofkwaliteit tellen 2^e generatie biobrandstoffen namelijk niet dubbel. Inzet van 2^e generatie biobrandstoffen leidt dus tot een ‘tekort’ binnen de Richtlijn Brandstofkwaliteit, dat moet worden gecompenseerd door (kostbare) extra inzet van andere opties zoals efficiency verbetering raffinage, elektrisch rijden en rijden op aardgas en groen gas. Op hoofdlijnen geldt dat elke 0,2% surplus in CO₂-ketenemissiereductie, boven de door de Richtlijn Brandstofkwaliteit vereiste 6%, het mogelijk maakt om 2% eerste generatie biobrandstoffen te vervangen door 1% tweede generatie dubbeltellende biobrandstoffen.

Het is aannemelijk dat de balans tussen de Richtlijn Hernieuwbare Energie, de Richtlijn Brandstofkwaliteit, kosten en technische mogelijkheden zal leiden tot een diversificatie van de inzet van opties in de transportsector. In het voorliggende rapport wordt dit ondersteund met uitgewerkte toekomstbeelden. Een reële combinatie van opties, waarbij tegelijkertijd wordt voldaan aan beide Europese richtlijnen, betreft de inzet van 4,5% eerste- en 1,5% tweede generatie biobrandstoffen, aangevuld met ongeveer 250.000 elektrische voertuigen, ruim 100.000 aardgasauto's en ruim 100.000 groen gas auto's. Additioneel is dan nog een bijdrage van 1% nodig door verbetering van de efficiency in de raffinagesector.

Luchtkwaliteiteffecten

Ongeacht de keuzes van de brandstofleveranciers om te voldoen aan de eisen van beide Europese richtlijnen worden geen noemenswaardige effecten verwacht op de Nederlandse luchtkwaliteit.

Als het beschikbare potentieel aan landbouwgrond voor het verbouwen van energiegewassen maximaal wordt benut in Nederland zou dit leiden tot een toename in de emissies van: 1,3 kton NO_x (ca. 0,4%), 0,2 kton PM₁₀ (ca. 0,8%), en 0,4 kton SO₂ (ca. 0,5%). Toekomstige schonere landbouwvoertuigen zullen deze emissies kunnen verlagen. Wel kan grootschalige biobrandstofproductie in het buitenland, voor gebruik in Nederland, in het land van productie leiden tot substantiële emissies van NO_x, SO₂ en PM₁₀.

Alle overige (niet biofuel) opties voor CO₂-ketenreductie zullen waarschijnlijk een neutraal tot licht positief effect hebben op de Nederlandse luchtkwaliteit. De introductie van elektrische voertuigen zal de *lokale* luchtkwaliteit verbeteren doordat deze groep voertuigen geen uitstoot via de uitlaat heeft. Veranderingen in de nationale luchtkwaliteit zullen voornamelijk afhangen van de productiewijze van de benodigde elektriciteit. Optimalisatie van het raffinageproces zal door inzet van nieuwe technologie waarschijnlijk leiden tot beperkt lagere emissies.

Overige effecten

De dubbeltelling van 2^e generatie biobrandstoffen in de Richtlijn Hernieuwbare Energie geldt alleen voor de subdoelstelling voor inzet van 10% hernieuwbare energie in transport. De dubbeltelling geldt dus niet voor de overall doelstelling van de Richtlijn Hernieuwbare Energie aangaande 14% hernieuwbare energie voor Nederland in 2020, gemiddeld over alle sectoren. Inzet van dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen moet dus worden gecompenseerd door extra duurzame energie buiten de transportsector. Het gaat hier bijvoorbeeld om meer duurzame elektriciteit en warmte, waarvan de kosten echter niet voor rekening komen van de brandstofleveranciers.

De raffinaderijen kunnen de hoeveelheid CO₂ per eenheid geproduceerde brandstof niet alleen beïnvloeden door efficiencyverbeteringen, maar ook door enerzijds invoer van relatief koolstofarme brandstoffen of raffinagegrondstoffen en anderzijds door export van koolstofrijke brandstoffen of producten. Deze mogelijke ontwikkelingen kunnen worden aangeduid als ‘Carbon Leakage’. Het maken van beleid of regelgeving om dit soort ongewenste ontwikkelingen te voorkomen - die immers niet leiden tot netto CO₂-reductie - is lastig. De berekening van de ke-

tenemissies van oliewinning tot en met raffinage kan administratief erg ingewikkeld worden. Bovendien spelen er ook nog niet gestandaardiseerde methodologische keuzes bij het toedelen van CO₂-emissies aan raffinageprocessen.

1. Inleiding

1.1 Doelstelling

Deze studie beschrijft hoe het Europese beleid voor CO₂-reductie in transport van invloed is op de Nederlandse brandstofmarkt. Tevens wordt beschreven hoe de verschuivende brandstofmarkt en de bijbehorende veranderingen in brandstoftypen en brandstofproductieprocessen van invloed zijn op de Nederlandse luchtkwaliteit.

Het EU-beleid ten aanzien van CO₂-reductie in transport betreft enerzijds maatregelen om autofabrikanten te dwingen zuinigere voertuigen te maken. Anderzijds is het beleid ook gericht op CO₂-reductie door de brandstofleveranciers en de raffinage-industrie. De brandstofleveranciers en de raffinage-industrie kunnen kiezen uit verschillende opties om hun brandstofmix zodanig samen te stellen dat ze aan de gestelde eisen voor een lagere CO₂-uitstoot voldoen. De verschillende brandstoffen waaruit de leveranciers hun brandstofmixen kunnen samenstellen, verschillen wat betreft hun emissies in de keten van winning, productie en distributie (well-to-tank emissies). Daarom hebben de verschillende keuzes in de brandstofmix ook een verschillend effect op de emissies van luchtverontreinigende stoffen (PM₁₀, NO_x en SO₂) en de hieraan gekoppelde luchtkwaliteit in Nederland. De nu voorliggende studie verschaft inzicht in de mogelijke keuzes van de brandstofleveranciers om aan de toekomstige richtlijnen te voldoen. Tevens wordt uitgelegd hoe de keuzes van de brandstofleveranciers van invloed zijn op de luchtkwaliteit in Nederland.

1.2 Opbouw rapport

Hoofdstuk 1 geeft een overzicht van de verschillende EU-standaarden en -richtlijnen in de transportsector gericht op het verbeteren van de brandstofefficiëntie, het verhogen van de inzet van koolstofarmere brandstoffen en het verlagen van de CO₂-uitstoot in de transportsector tot aan 2020. Eveneens wordt uitgelegd hoe de verschillende Europese beleidslijnen elkaar beïnvloeden. Hoofdstuk 2 geeft inzicht in de kosten en effectiviteit van verschillende CO₂-reductieopties, vanuit het gezichtspunt van de brandstofleveranciers. Hoofdstuk 3 beschrijft tot welke keuzes dit zou kunnen leiden bij brandstofproducenten en -leveranciers. Hiertoe is een aantal toekomstbeelden gedefinieerd die de belangrijkste opties bestrijken voor de toekomstige brandstofmixen. Hoofdstuk 4 beschrijft voor de verschillende brandstoffen de bijbehorende luchtvervuilende emissies die ontstaan in de keten van bron tot aan de tank. Hierbij wordt eveneens gekeken wáár de emissies plaatsvinden (in Nederland of daarbuiten). Vervolgens worden in Hoofdstuk 5 de belangrijkste bevindingen, conclusies en aanbevelingen gepresenteerd.

In aanvulling op de hoofdtekst geeft Bijlage A een toelichting op de raffinagesector, trends en complicerende factoren. De overige Bijlagen B, C, D geven tabellen met data en rekenmethodieken die voor deze studie relevant zijn.

1.3 CO₂-standaarden wegverkeer

Personenauto's

De EU heeft in april 2009 een bindende norm uitgevaardigd voor de CO₂-uitstoot van personenwagens (EC regulation No 443/2009). Voor 2015 gaat het om een norm van 130 gr/km CO₂-emissie voor nieuw verkochte auto's. Het betreft hier de gemiddelde emissie, waarbij een differentiatie naar gewichtsklasse is toegepast. In de jaren 2012, 2013 en 2014 zal deze norm al gelden voor respectievelijk 65%, 75% en 80% van de nieuwe auto's. Daarnaast vermeldt de richt-

lijn dat via aanvullende maatregelen op gebied van o.a. veiligheid en biobrandstoffen wordt gestreefd naar een aanvullende reductie van 10 gr/km voor nieuwe auto's.

Voor 2020 is door de EU een doelstelling gegeven voor een gemiddelde CO₂-uitstoot van 95 gr/km. Deze doelstelling is opgenomen in de huidige Europese wetgeving voor de bovengenoemde norm voor 2015. Deze laatste wet geeft eveneens aan dat elektrische auto's mogen worden gerekend als nul-emissie voertuigen; in ieder geval tot 2015.

Bestelauto's

Recentelijk (oktober 2009) heeft de Europese Commissie een geactualiseerd voorstel gepresenteerd om ook voor bestelauto's CO₂-emissiestandaarden te gaan invoeren. Het voorstel behelst dat de nieuw verkochte bestelauto's in 2016 gemiddeld niet meer dan 175 gram CO₂ per km mogen uitstoten. De beoogde norm zal gefaseerd worden ingevoerd. Daarnaast kent het voorstel een lange termijn doelstelling van 135 gram CO₂ per km in 2020, waarbij wel is aangegeven dat deze doelstelling nog niet vast ligt en nog zal worden geëvalueerd.

Vrachtwagens

Op dit moment zijn er door de Europese Commissie nog geen bindende CO₂-normen voor vrachtauto's aangekondigd.

1.4 Richtlijn Brandstofkwaliteit (FQD)

De richtlijn brandstofkwaliteit - Fuel Quality Directive, (FQD)² - is medio 2009 aangepast met een eis aan brandstofproducenten om de CO₂-uitstoot, gemeten over de hele levenscyclus van deze brandstoffen, in 2020 met minimaal 6 procent verminderd te hebben (artikel 7a). Deze aangepaste richtlijn 2009/30/EC is gepubliceerd in het officiële tijdschrift van de Europese commissie (EU, 2009b). Eind 2010 dienen de lidstaten de eisen uit de richtlijn brandstofkwaliteit te hebben opgenomen in hun nationale regelgeving.

De richtlijn brandstofkwaliteit geldt voor alle energie ingezet in wegtransport, binnenvaart, mobiele werktuigen en dieseltreinen. Elektriciteit voor treinen telt dus niet mee voor de verplichting van 6% reductie in de brandstofketen. De brandstofleveranciers zullen worden verplicht om jaarlijks een overzicht te presenteren van de koolstofintensiteit van de door hen geleverde brandstoffen. De referentiesituatie, waartegen de toekomstige CO₂-reductie zal worden uitgedrukt, betreft de gerapporteerde Europese gemiddelde situatie in 2010. De verplichte 6% ketenreductie van broeikasgassen in 2020 wordt gefaseerd ingevoerd met tussendoelstellingen van 2% in december 2014 en 4% in december 2017. De broeikasgasreductie beslaat naast CO₂ ook de broeikasgassen methaan (CH₄) en lachgas (N₂O), waarvan de klimaatsinvloed via hun zogenaamde 'global warming potential' is uit te drukken in zogenaamde 'CO₂-equivalenten'.

De bovengenoemde emissie betreft de uitstoot van broeikasgassen in de volledige keten van winning/productie, raffinage en distributie, alsmede de verbranding in de motor van het voertuig (well-to-wheel). De uitstoot in de voertuigen zelf, de zogenaamde tank-to-wheel emissie, beslaat bij verbrandingsmotoren echter ongeveer 85% van de ketenemissie. De efficiency van het voertuig kan door de brandstofleveranciers niet worden beïnvloedt. Wel kunnen zij bijdragen aan CO₂-reductie door bijmengen van biobrandstoffen, doordat de koolstof in deze brandstof eerder (elders) is onttrokken aan de atmosfeer. De brandstofleveranciers hebben daarnaast een directe invloed op het ketensegment van winning, raffinage en levering aan het voertuig. Deze well-to-tank emissie beslaat ongeveer 15% van de emissies van de gehele well-to-wheel keten en zou door efficiencyverbeteringen verlaagd kunnen worden. Indien alleen op deze manier aan de volledige 6% doelstelling van de 6% FQD voldaan zou moeten worden, zou dat betekenen dat de 6% reductie in de well-to-wheel keten geheel zou dienen te worden gerealiseerd in het well-to-

² In dit rapport worden de termen 'Richtlijn Brandstofkwaliteit' en de Engelse afkorting FQD beiden gebruikt.

tank gedeelte van deze keten. Dit zou betekenen dat het well-to-tank emissiegedeelte met 6% punt verlaagd zou dienen te worden van 15% naar 9%. Dit komt overeen met een reductie van ongeveer 40% voor de well-to-tank keten, die moet worden gerealiseerd ten opzichte van het referentiejaar 2010. De belangrijkste mogelijkheden om de noodzakelijke reductie te bereiken in het well-to-tank traject betreffen:

- Verbeteren van de efficiëntie van de raffinaderijen.
- Inzet van lichtere (koolstofarmere) aardolie voor de raffinage.
- Reduceren van flaring³ en venting⁴ bij olie en gaswinning.
- De inzet van meer koolstofarme brandstoffen zoals CNG, al dan niet van biologische oorsprong (groen gas).
- Inzet van elektrische auto's op 'CO₂-arm' opgewekte stroom.

Het is echter uiterst onwaarschijnlijk dat een CO₂-emissiereductie van deze orde gerealiseerd kan worden in de well-to-tank keten. Biobrandstoffen zullen daarom naar verwachting de belangrijkste bijdrage gaan leveren aan de 6% reductie die de brandstofleveranciers in 2020 moeten bereiken.

In aanvulling op de bovengenoemde 6% ketenreductiedoelstelling voor 2020, kent de richtlijn brandstofkwaliteit enkele aanvullende maatregelen die op dit moment nog niet bindend zijn, maar waarvan de mogelijke inzet in 2012 zal worden geëvalueerd:

- 2% extra reductie, te bereiken door inzet van elektrische voertuigen of door CCS (Carbon Capture and Sequestration; i.e. ondergrondse CO₂-opslag).
- Nogmaals 2% aanvullende reductie door inzet van het flexibele Kyoto mechanisme CDM (Clean Development Mechanism), waarbij waarschijnlijk vooral bedoeld wordt op de wereldwijde vermindering van flaring en venting.

De richtlijn schrijft bovendien minimaal vereiste CO₂-ketenreducties voor waaraan biobrandstoffen dienen te voldoen (zie verder ook Paragraaf 1.5).

Elektrische voertuigen gerekend als CO₂-vrij

In de richtlijn brandstofkwaliteit wordt impliciet aangegeven op welke manier met de keten-CO₂-uitstoot van elektrische voertuigen gerekend dient te worden. De richtlijn brandstofkwaliteit vermeldt (in artikel 7a, lid 5, sub d) dat "de methode voor de berekening van de bijdrage van elektrische wegvoertuigen, in overeenstemming moet zijn met artikel 3, lid 4, van de richtlijn hernieuwbare energie". Deze laatste richtlijn (die wordt besproken in de volgende paragraaf) vermeldt hierover in artikel 3, lid 4, sub c: "De Commissie doet, zo nodig, uiterlijk op 31 december 2011 een voorstel op grond waarvan, onder bepaalde voorwaarden, voor alle soorten elektrische voertuigen het volledige aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen in aanmerking mag worden genomen". Er zijn sterke aanwijzingen dat de commissie inderdaad zal besluiten dat de CO₂-ketenemissies van elektrische voertuigen binnenkort op nul gesteld mag worden, althans in de periode tot 2015. De toekomstbeelden en onderbouwingen die verderop in dit rapport worden gepresenteerd zijn daarom gebaseerd op een ketenemissie van nul voor elektrische voertuigen.

Deze argumentatie is overigens ook verdedigbaar vanwege het CO₂-emissieplafond binnen de EU voor elektriciteitsproductie en de grote industrie. Deelnemers kunnen emissierechten onderling verhandelen binnen dit Emission Trading Scheme (ETS). In principe zijn er even veel rechten in omloop als het toegestane emissieplafond. De directe CO₂-emissie van voertuigen met verbrandingsmotor valt buiten het ETS. De elektriciteit die de elektrische voertuigen gebruiken valt echter wel onder het ETS, omdat elektriciteitproductie onder ETS valt. Dit mechanisme ondersteunt de argumentatie om elektrische auto's als CO₂-vrij te beschouwen. Een complicerende

³ Flaring: het affakkelen (verbranden) van brandbaar gas, grotendeels methaan, dat vrijkomt bij oliewinning.

⁴ Venting: het laten ontsnappen naar de atmosfeer van brandbaar gas, grotendeels methaan, dat vrijkomt bij oliewinning.

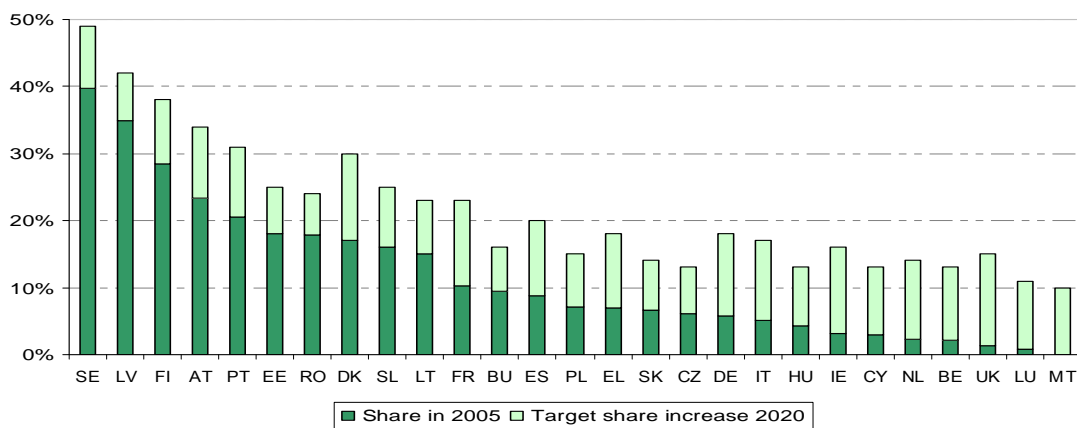
factor is echter dat de CO₂-normering voor voertuigen (zie Paragraaf 1.3) elektrische auto's ook als emissievrij beschouwt. Hierdoor veroorzaakt de opkomst van elektrische voertuigen dat de resterende nieuw verkochte benzine en diesel voertuigen minder zuinig hoeven te zijn. Daarom zal de multelling vooralsnog alleen gelden tot 2015 om de beginnende marktpenetratie van elektrische voertuigen te bevorderen.

NB: Voor het rijden op waterstof vermeldt de richtlijn hernieuwbare energie (zie Paragraaf 1.5) eveneens in artikel 3, lid 4, sub c: "De Commissie doet tevens, zo nodig, uiterlijk op 31 december 2011 een voorstel voor een methode voor de berekening van de bijdrage van waterstof uit hernieuwbare bronnen in de totale brandstofmix".

1.5 Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED)

De Richtlijn Hernieuwbare Energie - Renewable Energy Directive (RED)⁵ - bevat bindende doelstellingen voor lidstaten voor het gebruik van hernieuwbare energie in 2020. De richtlijn gaat dus niet alleen over een transport, maar heeft een veel bredere reikwijdte. In 2009 is de aangepaste richtlijn 2009/28/EC (RED) gepubliceerd in het officiële tijdschrift van de Europese commissie (EU, 2009c). In de aangepaste versie van de richtlijn (2009/28/EC) is een verplichte doelstelling opgenomen (artikel 3.4) om per lidstaat minimaal 10% hernieuwbare energie in te zetten in transport.

De richtlijn geeft aan dat Europese landen gemiddeld 20% hernieuwbare energie in 2020 dienen te hebben gerealiseerd. De individuele doelstellingen verschillen echter per lidstaat, afhankelijk van de mogelijkheden en de in het verleden al gerealiseerde percentages hernieuwbare energie (zie Figuur 1.1). Nederland dient minimaal 14% hernieuwbare energie te hebben gerealiseerd in 2020. De landen rechts in Figuur 1.1, waaronder Nederland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk, zijn gekenmerkt door een relatief laag aandeel hernieuwbare energie in 2005, en relatief hoge aanvullende doelstellingen voor 2020.



Figuur 1.1 Vereiste bijdrage per lidstaat aan de EU-brede doelstelling van 20% hernieuwbare energie in 2020

Noot: Gebaseerd op Annex 1 van de Richtlijn Hernieuwbare Energie.
Bron: EU, 2009c.

Daarnaast schrijft de richtlijn hernieuwbare elektriciteit voor dat duurzame elektriciteit voorrang krijgt bij de toegang tot het net en bij het transport. Tevens worden extra eisen gesteld aan het afgeven van garanties van oorsprong ter bevordering van de handel daarin. Voorgesteld wordt om ook garanties van oorsprong voor verwarming en koeling af te geven.

⁵ In dit rapport worden de termen 'Richtlijn Hernieuwbare Energie' en de Engelse afkorting RED beiden gebruikt.

Transport in de richtlijn hernieuwbare energie

De aangepaste versie van de richtlijn (2009/28/EC), schrijft in artikel 3.4 voor dat alle lidstaten in 2020 minimaal 10% hernieuwbare energie dienen in te zetten in transport. Hierbij moet ook worden voldaan aan duurzaamheidscriteria (zie Paragraaf 1.8). Eind 2010 moeten de lidstaten de eisen uit de richtlijn hernieuwbare energie in hun nationale regelgeving hebben opgenomen.

De transportdoelstelling uit de Richtlijn Hernieuwbare Energie mag op verschillende manieren worden ingevuld, ondermeer door inzet van biobrandstoffen of duurzame elektriciteit in auto's en treinen. Ook de inzet van duurzame waterstof in auto's is toegestaan. Uiterlijk 2014 is een rapport voorzien met een evaluatie van de kosteneffectiviteit van de geïmplementeerde maatregelen, de beschikbaarheid van elektrische en waterstofvoertuigen, de mogelijkheid om op duurzame wijze aan de doelstellingen te voldoen, alsmede een evaluatie van de markcondities.

Definitie van 10% hernieuwbare energie in transport

De omvang van de 10% hernieuwbare energie die per lidstaat ingezet moet worden in transport is gebaseerd op het energiegebruik in wegtransport en dieseltreinen. De mogelijkheden om de vereiste hoeveelheid hernieuwbare energie in transport af te zetten zijn echter veel ruimer gedefinieerd. De hernieuwbare energie mag namelijk in nagenoeg alle vormen van transport worden ingezet. Dus als een lidstaat bijvoorbeeld hernieuwbare brandstoffen inzet in de luchtvaart, dan tellen deze toch mee voor de bovenomschreven 10% eis. Deze ingezette hernieuwbare energie wordt dan ook toegevoegd aan het te energieverbruik waarop de doelstelling betrekking heeft.

De doelstelling van inzet van 10% hernieuwbare energie in transport is in de onderstaande breuk gedefinieerd:

$$\text{Doelstelling} = \frac{\text{hernieuwbare energieverbruik transport}}{\text{energieverbruik transport}}$$

Waarbij onder transport verstaan wordt: wegtransport op benzine en diesel, binnenvaart, dieseltreinen én hernieuwbare energieverbruik in alle vormen van transport. De hernieuwbare energie voor wegtransport, binnenvaart en dieseltreinen bestaat uit de bijdrage biobrandstoffen en hernieuwbare elektriciteit voor wegverkeer. Dit betekent dus dat LPG en CNG ingezet in het wegverkeer niet 'meetellen' in de noemer van de bovenstaande breuk. Eveneens betekent de formulering in de noemer van de breuk 'energiegebruik transport, dat hiermee zowel het verbruik van fossiele brandstoffen als van biobrandstoffen wordt bedoeld, inclusief de hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit voor treinen en auto's.

Beperkte scope

Doordat de huidige richtlijn zich beperkt tot benzine en diesel, betekent dit dat alternatieve brandstoffen zoals LPG, elektriciteit en CNG niet 'meetellen' in de noemer van de bovenstaande breuk (tenzij hernieuwbaar). Hiermee is het mogelijk om door overschakeling op alternatieve brandstoffen aan een deel van de verplichting te ontkomen. Zo pakt het vervangen van dieseltreinen door elektrisch aangedreven treinen gunstig uit voor de doelstelling (noemer neemt af, teller neemt toe).

Elektrische voertuigen - definitie van berekeningen

Hernieuwbare elektriciteit ingezet voor elektrische voertuigen mag met een 'bonusfactor' van 2,5 meetellen voor het behalen van de doelstelling. Hiermee wordt invulling gegeven aan het feit dat een elektrische auto een ongeveer 2,5 maal hoger rendement heeft dan een verbrandingsmotor. Deze bonusfactor geldt echter niet voor inzet van hernieuwbare elektriciteit in treinen. Doordat treinen op elektriciteit niet onder de noemer vallen (behalve voor hun aandeel hernieuwbare elektriciteit), is inzet van hernieuwbare elektriciteit in treinen gunstig voor het behalen van de doelstelling.

Uiteraard mag alleen elektriciteit uit hernieuwbare bronnen worden meegeteld (RES-E). Wat betreft het percentage hernieuwbare elektriciteit waarmee mag worden gerekend kan een lidstaat kiezen uit: (1) het nationale percentage hernieuwbare elektriciteit; of (2) het EU-gemiddelde percentage dat nu nog ligt op ca. 14% (EEA, 2008), maar dat naar verwachting in 2020 naar ca. 35% zal zijn gestegen. In de praktijk zal dit betekenen dat landen die veel hernieuwbare elektriciteit produceren, zoals bijvoorbeeld Zweden, zullen rekenen met hun nationale aandeel. Echter, landen met een laag aandeel hernieuwbare elektriciteit, zoals bijvoorbeeld Italië, zullen rekenen met het bovengenoemde veel hogere EU-gemiddelde van 35%.

Vereiste CO₂-ketenreductie biobrandstoffen

Tot aan 2017 dienen biobrandstoffen slechts een CO₂-ketenreductie te halen van 35% ten opzichte van het fossiele alternatief. Dit geldt ook voor plantaardige oliën die worden ingezet in de elektriciteitsproductie, die ‘bioliquids’ worden genoemd. Vanaf 2017 dient de minimale CO₂-ketenreductie van biobrandstoffen 50% te bedragen. Voor biobrandstoffen geproduceerd in installaties die in 2017 of later in gebruik zijn genomen dient de minimale CO₂-ketenreductie van de geproduceerde biobrandstoffen 60% te zijn (artikel 17.2). Dit artikel beschrijft daarnaast een vrijstelling voor biobrandstofproductiefaciliteiten die in januari 2008 al in bedrijf waren. Deze installaties zijn vrijgesteld van het realiseren van welke CO₂-ketenreductie dan ook tot april 2013.

Dubbeltelling betere biobrandstoffen

De RED, kent een regeling (artikel 21.2) waardoor de hoeveelheid biobrandstoffen - geproduceerd uit respectievelijk afval, residuen en cellulosehoudend materiaal mits niet geschikt als voedsel - dubbel mogen tellen voor het bereiken van de 10% doelstelling in 2020. Overigens geeft artikel 21 (2) aan dat de dubbeltelling alléén geldt voor biobrandstoffen en dus niet voor de in de vorige paragraaf genoemde ‘bioliquids’. Deze dubbeltelling uit de RED is door Nederland geïmplementeerd middels de recent gepubliceerde ‘Regeling dubbeltelling biobrandstoffen’ (Staatscourant, 2009). In de ‘Regeling dubbeltelling biobrandstoffen’ worden eveneens standaardwaarden gegeven voor de CO₂-ketenreductie van tweede generatie biobrandstoffen, waarmee gerekend dient te worden. Bovendien geeft de regeling een rekenmethode voor het bepalen van de broeikasgasemissiereductie (CO₂-ketenreductie) die veroorzaakt wordt door de productie en het gebruik van biobrandstoffen voor vervoer (Zie bijlage D).

De dubbeltelling van betere biobrandstoffen, om bij te dragen aan de verplichte inzet van 10% hernieuwbare energie in transport energie, geldt *niet* voor de doelstelling per lidstaat om te voldoen aan hun overall doelstelling voor inzet van hernieuwbare energie (zie Figuur 1.1) en de toelichting in het begin van deze paragraaf. Voor Nederland bedraagt de overall doelstelling voor in 2020 aanvullend geïmplementeerde hernieuwbare energie 14% (Figuur 1.1). De dubbeltelling van betere biobrandstoffen - die *niet* geldt voor de overall doelstelling hernieuwbare energie - leidt dus tot een hogere opgave voor inzet van alternatieve hernieuwbare energieopties in andere sectoren, waaronder hernieuwbare elektriciteit en warmte. Voor de landen met een hoge nog te realiseren 2020 doelstelling zou dit nog lastig kunnen zijn vanwege de grote traagheid voor implementatie van veranderingen in de elektriciteitssector en de moeilijkheden die lidstaten ervaren bij het verder ontwikkelen van hernieuwbare warmte en koude. Het bovengestane mechanisme vormt hiermee op nationaal niveau dus een ontmoediging voor de inzet van dubbeltellende biobrandstof en is juist een prikkel voor inzet van eerste generatie biobrandstof, waarbij de duurzaamheidsaspecten steeds problematischer worden naarmate de vraag toeneemt (zie ook volgende paragraaf). Echter, zoals in deze studie wordt uitgelegd in Hoofdstuk 2, is dit argument weinig relevant vanuit het gezichtspunt van de brandstofleveranciers, tenzij nationale overheden besluiten een hogere verplichting voor het aandeel hernieuwbare energie voor de transportsector in te stellen.

1.6 Richtlijn Biobrandstoffen en Nederlandse implementatie

De al wat oudere richtlijn biobrandstoffen - Biofuel Directive - verplicht lidstaten om zich in te spannen om biobrandstoffen voor het wegverkeer in toenemende mate in de markt te krijgen. Volgens deze richtlijn (2003/30/EG) zou de energie-inhoud van fossiele brandstoffen uit biobrandstoffen in de EU stapsgewijs dienen op te lopen van 2% in 2005 tot 5,75% in 2010. Deze percentages zijn echter streefwaarden. Lidstaten zijn niet verplicht ze over te nemen, maar moeten dan wel gegronde redenen hebben om hiervan af te wijken, zoals bijvoorbeeld het argument dat een lidstaat al veel biomassa inzet in de elektriciteitsproductie. In 2007 bestond ongeveer 2% van de in Nederland op de markt gebrachte benzine en diesel uit biobrandstoffen. In 2008 was dit percentage gestegen tot 3,25%. In datzelfde jaar echter zijn de biobrandstoffendoelstelling voor 2009 neerwaarts bijgesteld van 4,5 naar 3,75% (VROM, 2008). Voor 2010 is de bijmengverplichting 4%. De belangrijkste reden voor deze bijstellingen zijn de zorgen over de effectiviteit en duurzaamheid van de biobrandstoffen (zie Paragraaf 1.8).

Leveranciers van benzine en diesel moeten door middel van hun administratie aantonen dat ze aan de biobrandstoffenverplichting hebben voldaan. Het bewijs voor administratief verhandelen wordt in de praktijk met de term 'bioticket' aangeduid. Brandstofleveranciers zijn vrij om te bepalen hoe en wanneer aan de richtlijn biobrandstof wordt voldaan, zolang op jaarbasis maar voldaan wordt aan de gemiddelde eis. Momenteel is hier nog wel een schot tussen benzine en diesel aanwezig. Dat wil zeggen dat de doelstellingen voor de bijmengpercentages van benzine en diesel vooralsnog onafhankelijk van elkaar gerealiseerd dienen te worden. De prijs van een bioticket geeft een indicatie van de meerkosten van de bijmengverplichting. De bijdrage van het bioticket aan de brandstofprijs was ongeveer 0,8 €ct per liter in 2009.

1.7 Overig beleid

Naast de reeds besproken Europese richtlijnen zijn er verschillende nationale beleidsinitiatieven om de reductie van CO₂-uitstoot in de brandstofsector te bevorderen.

Via het subsidieprogramma innovatieve biobrandstoffen ondersteunt het ministerie van Verkeer en Waterstaat projecten op het gebied van innovatieve biobrandstoffen. Het betreft hier projecten om innovatieve biobrandstoffen te vervaardigen die leiden tot meer dan 10% CO₂-reductie ten opzichte van gangbare productieprocessen. De eerste tender is afgerond. Of er een vervolg komt is onduidelijk.

Door de ministeries van Verkeer en Waterstaat en Economische Zaken is een Plan van Aanpak uitgewerkt voor Elektrisch vervoer dat in juli 2009 aan de tweede kamer is gepresenteerd. Onderdeel van het Plan zijn het beschikbaar stellen van € 65 miljoen t.b.v. het stimuleren van Elektrisch vervoer in de periode 2009-2011. Ook wordt Elektrisch vervoer fiscaal aantrekkelijk gemaakt (zie Paragraaf 2.1 uit Brief Fiscale vergroening), maar dit betreft voorgenomen beleid. In het Plan van Aanpak is een streefwaarde opgenomen van 200.000 elektrische voertuigequivalenten. Daarnaast zijn er diverse lokale initiatieven, zoals bijvoorbeeld in Amsterdam.

Verder heeft het Ministerie van Financiën recent aangekondigd om het accijnsbeleid op ethanol te herzien.

1.8 Duurzaamheideisen

Zowel nationaal als internationaal loopt er een discussie over de effectiviteit en duurzaamheid van de verschillende biobrandstoffen die op de markt zijn of nog zullen gaan komen. Dit betreft enerzijds de overall CO₂-ketenemissiereductie voor de verschillende brandstoftypen ten opzichte van het fossiele alternatief. Deze aspecten zijn reeds besproken in Paragraaf 1.4 (Richtlijn brandstofkwaliteit) en Paragraaf 1.5 (Richtlijn hernieuwbare energie).

Daarbij betreft de discussie ook de concurrentie met de voedselvoorziening en negatieve invloed op de mondiale biodiversiteit. Hierbij speelt ook het inzicht dat juist een snelle groei in de vraag naar biobrandstoffen aanleiding kan zijn tot niet duurzame ontwikkelingen, zoals is aangekaart in diverse nationale en internationale studies, waaronder (Gallagher et al, 2008 en Bindraban et al. 2009). Van belang hierbij is dat het op dit moment voor veel biobrandstoffen nog onvoldoende mogelijk is om de herkomst en de productieomstandigheden te achterhalen. Ook ontbreekt nog grotendeels een betrouwbaar certificeringssysteem. Deze inzichten hebben er op nationaal niveau toe geleid dat de bijmenging van biobrandstoffen nu in een lager tempo verloopt dan aanvankelijk was voorzien (zie Paragraaf 1.6 over de biobrandstoffen richtlijn).

Zowel de recent aangepaste Richtlijn Brandstofkwaliteit als de Richtlijn Hernieuwbare Energie besteden naast de CO₂-ketenemissiereductie de aandacht aan duurzaamheidsaspecten. Beide richtlijnen die eind 2010 in de nationale regelgeving van lidstaten dienen te zijn opgenomen, geven nagenoeg dezelfde duurzaamheidscriteria en worden daarom hier in deze gecombineerde paragraaf behandeld. Beide richtlijnen geven naast de CO₂-ketenreducties een groot aantal andere duurzaamheidsaspecten waaraan biomassa dient te voldoen om mee te mogen tellen voor het halen van nationale doelstellingen. Over met name de zogeheten indirecte effecten zal de Europese Commissie periodiek rapporteren. De genoemde duurzaamheidseisen zijn maatgevend voor de nationale eisen die de Europese lidstaten, en dus ook Nederland, mogen opleggen aan bedrijven. De in de richtlijnen omschreven overige duurzaamheidsaspecten zijn echter veel minder eenduidig geformuleerd dan de helder omschreven vereiste CO₂-ketenreducties. Het gaat hier bijvoorbeeld om duurzaamheidscriteria waaraan voldaan moet worden om bestaande grond te cultiveren. Zo mag de grond niet gecultiveerd worden als het surplus aan CO₂-uitstoot door cultivatie niet binnen een redelijke tijd gecompenseerd wordt door de CO₂-reductie gekoppeld aan het gebruik van biobrandstoffen. Een inventarisatie van potentiële landbouwgronden laat zien dat natte gronden en bosgebieden met een kruinbedekking van meer dan 30% niet gecultiveerd mogen worden op basis van de hoeveelheid koolstof in de grond. Bosgebieden met een kruinbedekking tussen de 10 en 30% mogen alleen gecultiveerd worden indien aangetoond is dat de grond niet koolstofrijk is. Eveneens mag land dat valt onder de biodiversiteitsrichtlijnen van de Food and Agricultural Organisation of the United Nations niet gecultiveerd worden. Het landbouwgrondpotentieel in Nederland wordt kort besproken in Paragraaf 4.2.

Al met al blijft het onderwerp biobrandstoffen en duurzaamheid zeer controversieel in de lopende maatschappelijke en politieke discussies. Desalniettemin beargumenteren veel studies dat biobrandstoffen een positief effect hebben op het broeikaseffect en brandstofvoorzieningszekerheid, mits ze geleidelijk worden geïmplementeerd en er expliciet aandacht wordt besteed aan het minimaliseren van negatieve effecten. Echter de toekomstige inzet van biobrandstoffen kan nog gemaakt of gebroken worden door grote fundamentele doorbraken of tegenslagen, ondermeer wat betreft de noodzakelijke wereldwijde verhoging van de landbouwproductiviteit (Refuel, 2008).

2. Keuzes en kosten voor brandstofleveranciers

2.1 CO₂-reductieopties brandstofleveranciers

Zoals in Hoofdstuk 1 is beschreven dienen de brandstofleveranciers te voldoen aan de gecombineerde eisen uit zowel de richtlijn brandstofkwaliteit als de richtlijn hernieuwbare energie, die richting 2020 steeds strenger worden. In principe kunnen de brandstofleveranciers kiezen uit verschillende opties om aan de gestelde eisen te voldoen. De brandstofleveranciers staan dus voor keuzes en bijbehorende kosten. De mogelijkheden voor het op de markt brengen van een mix van brandstoffen waarbij aan beide richtlijnen voldaan wordt is in deze studie beschouwd vanuit het perspectief van de brandstofleveranciers. Dit perspectief wijkt daarmee dus af van diverse andere studies, die bijvoorbeeld uitgaan van het perspectief van nationale kosten of de eindgebruiker. De keuzes van de brandstofleverancier, die al dan niet ook eigenaar is van (delen van) de voorliggende keten van winning en raffinage, zullen vooral worden bepaald door het streven naar zo laag mogelijke kosten. Hierbij dient te worden gerealiseerd dat niet alle kosten van de diverse CO₂-reductieopties voor rekening zullen komen van de brandstofleveranciers. Bovendien zullen ook andere factoren zoals timing, haikbaarheid en andere verplichtingen de keuzes van de brandstofleveranciers beïnvloeden.

Met de inzet van de volgende brandstoffen kan CO₂ worden gereduceerd:

- vloeibare biobrandstoffen
- aardgas
- groen gas.

Andere opties zijn:

- efficiëntieverbetering in de raffinage
- elektrisch vervoer
- waterstof
- CCS⁶.

Daarnaast worden vanaf 2012 mogelijk de volgende aanvullende opties opgenomen in de FQD (zie ook Paragraaf 1.4):

- CDM⁷
- ETS⁸.

In de nu volgende paragrafen wordt een indicatief overzicht gegeven van de kosten en potentiëlen voor CO₂-reductie van de verschillende opties waarmee de brandstofleveranciers kunnen voldoen aan de richtlijnen. Deze onderbouwing is met name wat betreft de kosten indicatief van aard. Het gaat vooral om een beeld te krijgen van de relatieve kosten van de verschillende opties, vanuit het gezichtspunt van de brandstofleverancier (marktprijzen), die investeringen moet doen voor de toekomst met lange doorlooptijden. Voor bijvoorbeeld de raffinage moeten beslissingen reeds 5-10 jaar voor oplevering genomen worden en dan spelen de investeringen anno nu ook een belangrijke rol zonder dat daar al baten tegenover staan. Om deze reden worden inschattingen van de kosten en potentiëlen voor de verschillende CO₂-reductieopties gepresenteerd in een indicatief overzicht, voorzien van kostenbandbreedtes. Dit overzicht dient als onderbouwing voor de toekomstbeelden die in het volgende hoofdstuk worden gepresenteerd voor 2020. Deze toekomstbeelden zijn opgebouwd uit een mix van verschillende opties die samen het spectrum aan keuzemogelijkheden voor de brandstofleveranciers bestrijken. De toekomstbeel-

⁶ CCS: Carbon Capture and Sequestration; i.e. ondergrondse CO₂-opslag

⁷ CDM: Clean Development Mechanism; Reductie van CO₂ (equivalenten) door projecten in ontwikkelingslanden.

⁸ ETS: Emission Trading Scheme; i.e. het Europese CO₂-handelssysteem.

den hebben, althans voor de kosten, dus geen ‘directe’ koppeling met de in het onderstaande gepresenteerde indicatieve kosten.

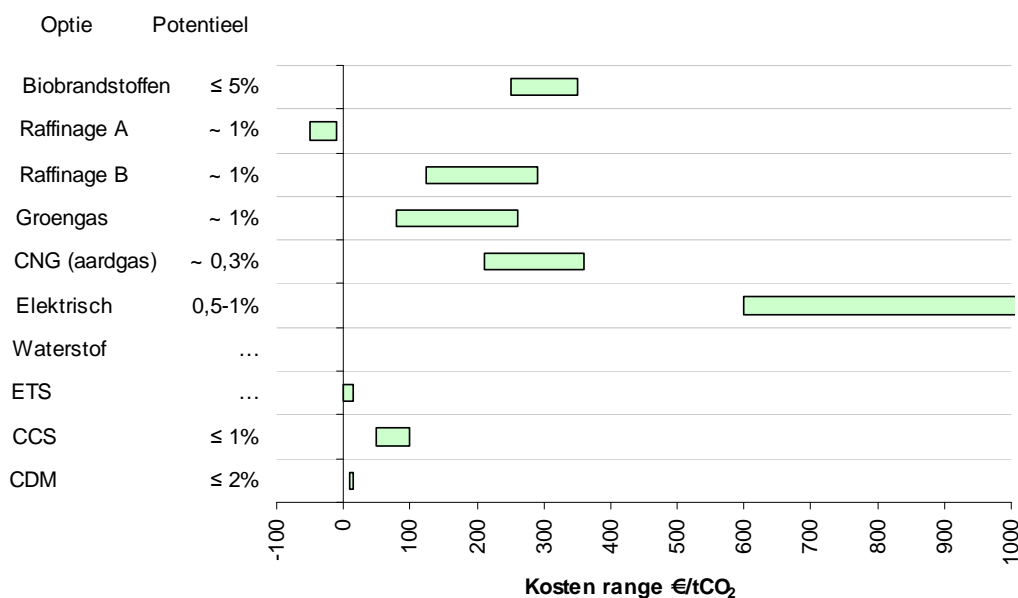
2.2 Overzicht potentieel en kosten CO₂-reductieopties

De keuzes van de brandstofleveranciers zullen vooral bepaald worden door de kosten. Echter, het opstellen van een eenduidige kostencurve om deze keuzes in kaart te brengen is niet mogelijk vanwege de grote onzekerheden in de kosten van de toekomstige CO₂-reductieopties. De belangrijkste onzekere factoren betreffen:

- Ontwikkeling van de olieprijs,
- Toekomstige ontwikkeling van het ETS en de CO₂-prijs,
- Ontwikkeling van de biobrandstofprijzen (1^e, 2^e generatie),
- Kostenontwikkeling voor elektrisch vervoer en waterstofauto's,
- Uiteenlopende kostenschattingen voor energiebesparing in oliewinning en raffinage.

Daarnaast zijn de kosten van sommige CO₂-reductieopties ook verbonden met beperkingen in de timing. Zo zijn bijvoorbeeld tussendoelstellingen in de raffinage lastig te bereiken. Hier geldt dat na een lange aanloop ineens grote uitstootverminderingen gerealiseerd kunnen worden tegen een relatief hoge prijs.

In Figuur 2.1 is voor de verschillende CO₂-reductieopties in de brandstofproductieketen een inschatting is gegeven van de kosten en het CO₂-reductiepotentieel. De in de figuur genoemde CO₂-reductieopties en kosten worden in de hiernavolgende paragrafen onderbouwd en toegelicht. De aannames die worden gegeven in de onderbouwing van de verschillende opties, bijvoorbeeld ten aanzien van het aantal voertuigen of vereiste en beschikbare brandstofpotentiëlen, zijn consistent met de aannames en scenario's in andere lopende projecten, waaronder de referentieraming (2010), tenzij anders vermeld.



Figuur 2.1 *Indicatief CO₂-ketenreductiepotentieel (FQD-doelstelling) en kostenrange voor verschillende opties vanuit het gezichtspunt van de brandstofleveranciers*

- Noten: - Het betreft een inschatting voor de huidige situatie, m.u.v. de bandbreedte voor CCS, een techniek die nu nog niet beschikbaar is en EV, waarvoor de linkerhelft van de bandbreedte in de grafiek de situatie in de nabije toekomst betreft uitgaande van snelle kostendalingen en de rechterhelft de 2009 situatie, die met ca. € 5.000 per ton CO₂ (zie Paragraaf 2.3.3) buiten het kader valt.
- Het potentieel en de kosten voor de beide raffinageopties A en B zijn gebaseerd op de in Paragraaf 2.3.2 beschreven subvarianten A en B. Subvariant A betreft rendabele opties, met een langere terugverdientijd dan in de sector gebruikelijk is, waarvan implementatie zou leiden tot ruim 1% CO₂-ketenreductie. Subvariant B betreft retrofit van geavanceerde destillatie, waarmee nogmaals 1% CO₂-ketenreductie zou kunnen worden gerealiseerd.. De investeringskosten zijn geannualiseerd naar kosten per jaar op basis van aannames zoals beschreven in Paragraaf 2.3.2.
 - De reductiepotentieelschatting EV van <0,5% is gebaseerd op een ketenemissie die de helft is van ICE-voertuigen. Bij beschouwing van EVs als nulemissievoertuigen neemt het potentieel toe tot <1%.
 - De kostenrange van groen gas gaat uit van SDE-subsidie.

Figuur 2.1 toont naast het CO₂-reductiepotentieel hoe de kosten voor de verschillende opties zich ten opzichte van elkaar verhouden, waarbij voor de raffinagesector bedacht moet worden dat de hier gepresenteerde jaarlijkse kosten zijn gebaseerd op geannualiseerde investeringskosten (zie Paragraaf 2.3.2). Hoewel Figuur 2.1 voor wat betreft de kosten vooral een indicatief karakter heeft, geeft de figuur wel een goed beeld van de relatieve kosten van de verschillende opties en daarmee de aantrekkelijkheid voor de brandstofleveranciers om hierin te investeren.

Figuur 2.1 en de hierna volgende toelichtende paragrafen blijkt dat de belangrijkste opties voor CO₂ ketenreductie elkaar overlappen in de bandbreedtes voor kosteneffectiviteit, met name in de kostenrange 200-300 €/t CO₂. Het valt op dat er in de raffinagesector nog opties zijn met een negatieve kosteneffectiviteit (Raffinage A in figuur 2.1; zie ook paragraaf 2.3.2). Het gaat hier om opties die een terugverdientijd hebben in de orde van 6 jaar, gebaseerd op de vaak gebruikte milieukostenmethodiek (zie bijvoorbeeld Daniëls et al, 2006). Deze terugverdientijd is echter veel langer dan de in de sector gebruikelijke terugverdientijden van korter dan 2 jaar. Aan de andere kant van het spectrum valt elektrisch vervoer op als dure optie, die desalniettemin realistisch is vanwege het (mondiale) beleid dat deze optie ondersteunt. Het potentieel voor CO₂ ketenreductie voor de verschillende opties varieert. Hierbij kunnen drie groepen worden onderscheiden:

1. Tot 5% ketenreductie voor biobrandstoffen.
2. Ongeveer 1% ketenreductie voor ieder van de opties: verbetering efficiency raffinage, rijden op groen gas, elektrisch rijden.
3. Ongeveer 0,3-0,4% ketenreductie voor rijden op aardgas.

In de onderstaande paragrafen worden de opties zoals gepresenteerd in Figuur 2.1 kort toegelicht wat betreft het huidige potentieel en kosten. Vervolgens wordt geschetst hoe de kosten zich richting 2020 zouden kunnen ontwikkelen.

Biobrandstoffen

Biobrandstoffen betreffen een gemiddeld geprijsde optie waarbij het reductiepotentieel met 5% aanzienlijk hoger is dan dat van de overige opties. Naar verwachting zullen de kosten van met name 2^e generatie biobrandstoffen op termijn (na 2020) dalen (Refuel, 2008). Dit voordeel kan worden versterkt doordat de reeds beschreven ‘dubbeltelling’ van 2^e generatie biobrandstoffen een lagere inzet mogelijk maakt. De inzet van dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen wordt echter gelimiteerd door de eis van 6% ketenefficiency uit de Richtlijn Brandstofkwaliteit (zie uitgebreide toelichting in Paragraaf 2.3.1).

Efficiencyverbetering raffinage

De kosten van het aanpassen van raffinaderijen betreffen vaak grote investeringen in nieuwe efficiënte technologie die vervolgens jaarlijks tot CO₂-reductie leidt. Om deze optie te vergelijken met de andere opties zijn de eenmalige investeringskosten geannualiseerd (zie Paragraaf 2.3.2). De investeringskosten zijn in principe terug te verdienen, in een tijdspanne van in de orde van zes jaar. Ondanks de hoge kosten van de meeste opties om CO₂ te reduceren, zijn er andere factoren die het desondanks aannemelijk maken dat het CO₂-reductiepotentieel van deze opties on-

der bepaalde condities toch (deels) benut gaat worden (zie de detailbeschrijvingen in de volgende paragrafen).

Groen gas

Figuur 2.1 laat duidelijk zien dat de inzet van groen gas een financieel aantrekkelijke optie is om bij te dragen aan de eisen van de richtlijn brandstofkwaliteit. Het potentieel is echter beperkt tot circa 1% bijdrage aan CO₂-ketenemissiereductie. Het gebruik van groen gas is voor de brandstofleveranciers bovendien alleen aantrekkelijk als de SDE-subsidie gehandhaafd blijft of als groen gas dubbel kan tellen onder de richtlijn Hernieuwbare Energie (zie toelichting in Paragraaf 2.3.5). Voor een uitgebreide discussie over het gebruik van groen gas in de transportsector wordt verwezen naar de studie van Hanschke et al. (2010).

Aardgas

De optie aardgas - Compressed Natural Gas (CNG) - is ongeveer even kosteneffectief als inzet van biobrandstoffen. Het reductiepotentieel van aardgas ligt met ongeveer 0,33% ruim een orde lager dan het productiepotentieel van biobrandstoffen.

Elektrisch rijden

Figuur 2.1 laat zien dat elektrisch rijden een relatief dure optie is. Elektrisch vervoer heeft de hoogste kosten⁹ per vermeden ton CO₂. Deze kosten liggen momenteel nog ver boven de € 1.000. Volgens studies die uitgaan van een zeer hoge penetratie (1 miljoen voertuigen in 2020) zou deze prijs kunnen dalen tot ongeveer € 600 per ton vermeden CO₂ voor PHEV en € 170 per ton vermeden CO₂ voor BEV (Nieuwenhout et al., 2009). In de voorliggende studie wordt echter uitgegaan van een penetratie van ongeveer 250.000 elektrische voertuigen in 2020. Hierdoor zal de prijs per ton vermeden CO₂ hoger liggen. De prijs van een elektrisch voertuig zal voornamelijk bepaald worden door internationale ontwikkelingen en niet zo zeer door ontwikkelingen in Nederland.

Waterstof

Waterstof tenslotte kent zeer hoge kosten en valt daarmee buiten de schaal van de grafiek (orde duizenden euro's per vermeden ton CO₂). Omdat het CO₂-reductie potentieel in 2020 nog zeer gering is zijn de precieze kosten minder relevant.

ETS

In de referentieraming (Daniels en Kruitwagen, 2010) wordt voor ETS uitgegaan van kosten van € 20 per vermeden ton CO₂ in 2020.

Ontwikkeling toekomstige kosten van de CO₂-reductieopties

De vraag is hoe de in Figuur 2.1 genoemde opties zich ten opzichte van elkaar qua kosteneffectiviteit zullen ontwikkelen richting 2020. Voorbeelden zijn de verwachte kostendaling voor EV en de mogelijke kostendaling op termijn van tweede generatie biobrandstoffen. Door schaalvergroting kan de prijs van 2^e generatiebiobrandstoffen gaan dalen. Deze prijsdaling wordt echter pas na 2020 verwacht (Refuel, 2008; IEA, 2009). De huidige prijs van 2^e generatie biobrandstoffen is nog tussen de 10 en 30% hoger dan de prijs van 1^e generatie biobrandstoffen (LNV, 2009).

Door de dubbeltelling van 2e generatie biobrandstoffen in de richtlijn hernieuwbare energie kan er voor de brandstofleveranciers echter wel een kostprijs reductie gerealiseerd worden. Zo geeft inzet van 2^e generatie biobrandstoffen wel een dubbel effect voor de RED doelstelling, terwijl de kosten niet 2 maal zo hoog zullen zijn in vergelijking met 1^e generatie biobrandstoffen.

⁹ Om de consument te bewegen tot rijden in elektrische voertuigen zullen de aanzienlijke meerkosten t.o.v. conventionele voertuigen (zie Paragraaf 2.3.3) moeten worden gecompenseerd. Deze meerkosten komen echter niet noodzakelijkerwijs ten laste van de brandstofleverancier (elektriciteitsproducent), maar zullen ook (mede) gedragen worden door de overheid en/of de voertuigfabrikanten.

De kostenontwikkeling van elektrisch vervoer ligt vooral aan de ontwikkelingen op de internationale markt (RETRANS, 2010). Omdat elektrisch vervoer pas recent sterk in de aandacht staat en er zeer veel verschillende initiatieven worden aangekondigd zijn er nog veel onzekerheden, vooral omdat de massaproductie van de voertuigen nog op gang moet komen. Belangrijk voor de ontwikkeling van elektrisch vervoer is dat overheden de beginnende markten gaan ondersteunen. Frankrijk heeft bijvoorbeeld onlangs aangekondigd om € 4 miljard te investeren in elektrische auto's (zie Paragraaf 1.7 en bijvoorbeeld www.twanetwerk.nl/ duurzaam). Door dit soort initiatieven is het mogelijk dat de kostprijs van elektrische auto's snel zal dalen.

2.3 Onderbouwing kosten en potentieel CO₂-reductieopties

2.3.1 Biobrandstoffen

Er wordt in deze studie vanuit gegaan dat de totale energievraag in 2020 voor door diesel en benzinevoertuigen in wegtransport en dieseltreinen ligt tussen de 420 en 430 PJ. Dit is in lijn met andere studies, waaronder de in voorbereiding zijnde Referentieraming 2010. Hierbij is al rekening gehouden met maatregelen zoals de EU CO₂-doelstelling van 95 gram per kilometer voor personenauto's (zie Paragraaf 1.3). Deze energiebehoefte betekent dat er in 2020 een bijdrage van biobrandstoffen nodig is van 42 á 43 PJ.

Een afzetverplichting voor biobrandstoffen van 10% in 2020 past in een toekomstbeeld waar er geen significante bijdrage komt van alternatieve brandstoffen zoals aardgas, waterstof of elektriciteit en waar ook de raffinage-industrie geen significante CO₂-reductie zou realiseren.

Paragraaf 1.6 over de richtlijn biobrandstoffen vermeldt het mechanisme van 'biotickets'. Biotickets zorgen ervoor dat de kosten van biobrandstoffen voor de brandstofleverancier vrijwel gelijk zijn aan die van fossiele brandstoffen. De prijs van ethanol en biodiesel voor de brandstofleveranciers wordt in Nederland dus bepaald door de prijs van het bioticket. Een bioticketprijs van € 17 per m³ benzine komt overeen met een prijs van € 0,519 per GJ benzine. Wanneer 1 GJ benzine 0,0375 GJ biobrandstof moet bevatten (3,75%), dan kost de ethanol € 13,8 per GJ. Dit komt overeen met een prijs van ongeveer 29 €ct per liter bioethanol. Theoretisch zou het zo moeten zijn dat de meerkosten van het bijmengen van biobrandstoffen gecompenseerd wordt door de prijs van het bioticket, hetgeen in de praktijk redelijk lijkt te kloppen. De werkelijke kosten voor biobrandstoffen liggen momenteel rond de € 30/GJ maar zouden kunnen dalen tot ongeveer € 15/GJ in 2020 door schaalvergroting (Refiel, 2009). Het lijkt dus een reële aanname om voor 2020 de kosten van biobrandstoffen te schatten op € 15 per GJ.

Tabel 2.1 *Verwachte kosten brandstofleveranciers voor af te zetten percentage biobrandstof*

Jaar	Afzet [%]	Energie [PJ]	Biobrandstoffen [PJ]	Kosten [€/GJ]	Kosten [mln €]	CO ₂ -reductie [Mton]	Kosten [€/ton CO ₂]
2010	4	359	14,4	13,8	198	0,6	330
2015	7	392	27,4	14,4	395	1,2	329
2020	10	425	42,5	15,0	638	1,8 - 2,0 ¹	319-354

¹ Verkenning schoon en zuinig (Van Dril, 2009).

Tabel 2.1 laat zien dat de jaarlijkse kosten voor het afzetten van biobrandstoffen stijgen van ongeveer € 200 miljoen in 2010 tot € 640 miljoen in 2020. De totale kosten voor het afzetten van de biobrandstoffen in de periode van 2010 tot 2020 liggen in de orde van ca. € 4,4 miljard. Uit de laatste kolom van Tabel 2.1 volgt dat de jaarlijkse kosten voor 1^e generatie biobrandstoffen dan liggen in de orde van € 330 per ton vermeden CO₂.

Er is echter een limiet aan de hoeveelheid huidige biobrandstoffen die bijgemengd kan worden aan de fossiele brandstoffen¹⁰. Als er meer dan circa 8% (op energiebasis) aan biobrandstoffen wordt bijgemengd kan dit technische problemen opleveren aan conventionele voertuigen met een verbrandingsmotor. Om toch aan de toekomstige 10% afzetverplichting te kunnen voldoen is het hierdoor wellicht noodzakelijk om - naast de reguliere brandstoffen met lage biomassa percentages - eveneens hoge blends van biobrandstoffen te gaan verkopen zoals, E85, B30 of B100, voor toepassing in speciaal aangepaste voertuigen. Uit het oogpunt van de brandstofleveranciers betekenen deze aanvullende investeringskosten in extra tankinfrastructuur voor verkoop van speciale brandstoffen met hogere bijgemengde percentages biobrandstoffen. Uitgaande van een landelijk dekkend netwerk van 300 tankstations, waarvan de extra kosten € 35.000 per tankstation zijn voor de hoge blend biobrandstof tankinstallaties, zijn de infrastructuurkosten € 10,5 miljoen. Dit zijn echter eenmalige kosten die nodig zijn voor 2015. Deze infrastructuurkosten zijn laag ten opzichte van de kosten voor de biobrandstoffen. In 2009 is er een subsidie beschikbaar gesteld voor de aanleg van vulpunten voor vloeibare biobrandstoffen, de TAB (Tankstations Alternatieve Brandstoffen). Deze subsidieregeling betreft in principe genoeg budget om ongeveer 110 vulpunten te realiseren. Deze vulpunten moeten voor september 2010 operationeel zijn.

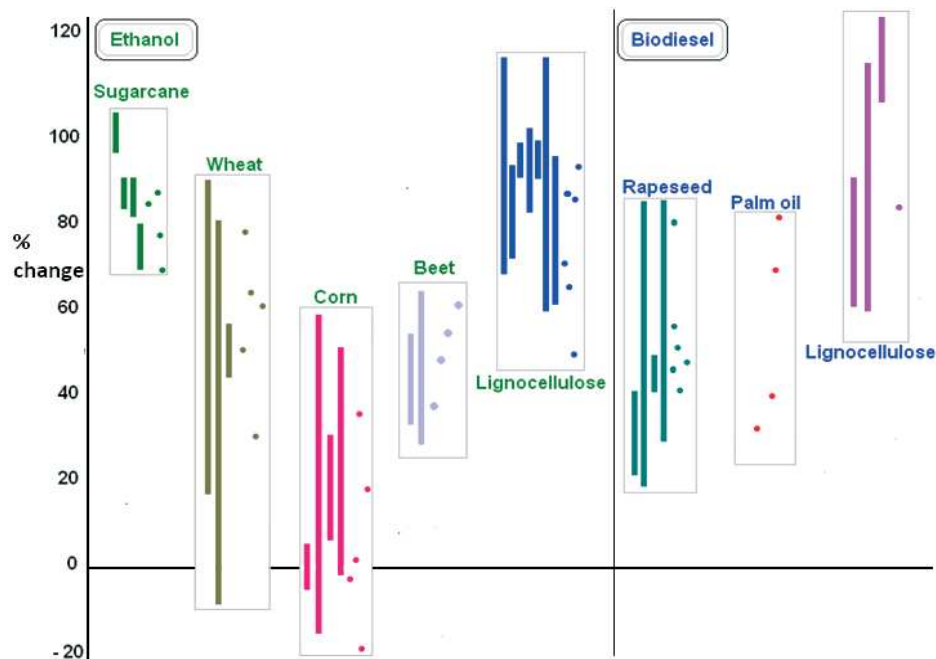
CO₂-reductiepotentieel

Het CO₂-ketenreductiepotentieel van 1^e generatie biobrandstoffen is sterk afhankelijk van het gebruikte landbouwgewas. De gemiddelde broeikasgasreductie voor ethanol (biobenzine) is beduidend hoger dan voor biodiesel, met name door de hoge CO₂-ketenreductie van alcohol uit suikerriet. De in dit rapport gebruikte broeikasgasemissiefactoren zijn overgenomen uit de richtlijn brandstofkwaliteit (zie Bijlage B). Verschillende combinaties van gewassen kunnen de uiteindelijke CO₂-ketenreductie bepalen. Echter, de richtlijn brandstofkwaliteit stelt dat vanaf januari 2017 de eerste generatie biobrandstoffen minimaal een vermindering van 50% op de CO₂-ketenemissie moeten opleveren. Met ingang van januari 2018 geldt voor installaties die in productie zijn gegaan na januari 2017 dat het reductiepercentage 60% dient te zijn (zie ook Paragraaf 1.5). Dit is niet eenvoudig te realiseren met behulp van de huidige broeikasgasemissiefactoren voor 1^e generatie biobrandstoffen. Omdat de CO₂-ketenreductiepercentages van Europese biobrandstoffen hiertoe niet voldoende lijken te zijn, vereist de 60% reductiedoelstelling bijmenging van alcohol uit suikerriet, de enig beschikbare 1^e generatie biobrandstof met een zeer hoge CO₂-ketenreductie (ca. 71%; zie Bijlage B en Figuur 2.2).

Voor de 2^e generatie biobrandstoffen zijn de reductiepercentages aanzienlijk hoger. Tweede generatie bioethanol heeft een reductiepercentage van rond de 80% en 2^e generatie biodiesel zelfs meer dan 90%. Het gewogen gemiddelde reductiepercentage over het hele wagenpark (anno 2020), zoals gehanteerd in de deze studie, is dan voor 2^e generatie biobrandstoffen circa 88%. Bijkomend voordeel van 2^e generatie biodiesel is dat het kwalitatief gelijkwaardig is aan fossiele diesel en dat er dus geen accijnsdifferentiatie of aanpassingen aan het voertuig noodzakelijk zijn.

In aanvulling op de gemiddelde waarden, zoals gehanteerd in de Richtlijn Brandstofkwaliteit (zie Paragraaf 1.4), geeft Figuur 2.2 een beeld van de spreiding in CO₂-ketenreducties voor verschillende eerste en tweede generatie biobrandstoffen (IEA, 2008). De grote spreiding maakt duidelijk dat de scherp gedefinieerde getallen in de Richtlijn Brandstofkwaliteit in feite gemiddelde waarden zijn.

¹⁰ Verbeek et al. (2009) geven de aanbeveling om op motortechische gronden de alcohol bijmenging (op energiebasis) te maximaliseren tot 10% voor ethanol (E10) en tot maximaal 7% voor biodiesel (B7).



Figuur 2.2 Broeikasgas ketenemissiereducties voor verschillende biobrandstoffen, gebaseerd op de teelt- en brandstofproductieketens voor zowel 1^e als 2^e generatie grondstoffen

Noot: Het in de figuur genoemde 'lignocellulose' betreft houtachtige gewassen; de grondstof voor 2^e generatie biobrandstoffen.

Deze studie gaat uit van een CO₂-ketenuitstoot van 55% in 2020, gebaseerd op de weging van de in het voorgaande besproken minimale ketenreductie van 50% voor brandstoffen geproduceerd in installaties van voor 2017 en van 60% voor jongere installaties. Gebaseerd op deze 55% levert het afzetten van 10% biobrandstoffen in 2020 een vermindering van de ketenuitstoot op van ongeveer 5,5% voor het wegverkeer. Uitgaande van de bioticketprijs voor biobrandstoffen leidt de afzet van 10% biobrandstoffen tot totale kosten voor de brandstofleveranciers van ongeveer € 600 mln in 2020 (zie Tabel 2.1). De kosten inclusief tankinfrastructuur komen dan uit op ongeveer € 330 per vermeden ton CO₂. De productiekosten van 2^e generatie biobrandstoffen liggen 10 tot 30% hoger dan van 1^e generatiebiobrandstoffen (SenterNovem, 2009). Echter volgens de richtlijn hernieuwbare energie mag 2^e generatie biobrandstof dubbel meetellen. Hierdoor hoeven er effectief minder biobrandstoffen te worden afgezet wat de kosten voor het bijmengen van biobrandstoffen kan verlagen¹¹. Indien 2% dubbel tellende 2^e generatie biobrandstoffen worden gebruikt, betekent dit dat nog maar 6% 1^e generatie biobrandstoffen afgezet hoeft te worden. Hierdoor zullen de kosten dalen naar ongeveer € 475 mln. De vermindering van de CO₂-uitstoot bij gebruik van 2% tweede generatie biobrandstoffen is ongeveer 1,6 Mton. De kosten voor deze combinatie van 1^e en 2^e generatie biobrandstoffen ligt dan in de orde van € 295 per vermeden ton CO₂.

Overige aannames

- De meerkosten voor de flexi-fuel voertuigen zijn niet meegenomen in deze berekening.
- Het CO₂-ketenreductiepotentieel in 2020 is geschat op basis van een reductie van de ketenuitstoot van 55% in de sector wegverkeer bij een afzet van 10% biobrandstoffen (zie toelichting in bovenstaande tekst).

¹¹ Dubbeltelling van 2^e generatie biobrandstoffen voor de RED-subdoelstelling op transportgebied leidt mogelijk wél tot extra kosten vanwege de resulterende hogere doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit en warmte. De overall RED-doelstelling van 14% blijft namelijk gewoon staan. De bijbehorende kosten worden echter niet door de leveranciers van transportbrandstoffen gedragen.

Er bestaat geen afzetverplichting voor biobrandstoffen voor de categorie niet-wegverkeer, een categorie die wél onder de FQD valt (binnenvaart, mobiele werktuigen, dieseltreinen; zie Paragraaf 1.4). Daarom ligt het potentieel ongeveer 10% lager dan de in het bovenstaande geraamde 5,5% en komt daarmee dus op ca. 5% voor de totale transportsector. Ook door de dubbeltelling van tweede generatie biobrandstoffen (zie uitleg in Paragraaf 1.5) neemt het ketenreductiepotentieel af. Een bijdrage van 2% tweede generatie biobrandstoffen verlaagt het CO₂-reductiepotentieel verder tot ongeveer 4,5%.

Samenvattend resulteert deze analyse van de optie biobrandstoffen:

- Indicatieve kosten in €/ton CO₂: € 290 – 330,
- CO₂-ketenreductiepotentieel van <5%.

2.3.2 Raffinage

Maatregelen die leiden tot CO₂-emissie vermindering in het raffinage proces dragen ook bij aan de ketenemissie vermindering, zoals vereist door de FQD. Efficiencyverbeteringen in de raffinage hebben effect op het totale spectrum aan brandstoffen dat uit ruwe olie wordt geproduceerd (zie appendix A). De CO₂-reducties door efficiencyverbeteringen in de raffinage betreffen daarom niet alleen de brandstof afgezet in het wegverkeer, maar eveneens de brandstoffen afgezet in de overige transportcategorieën waarop de FQD van toepassing is: mobiele werktuigen, diesel treinen en binnenvaart.

We gaan er in deze studie vanuit dat de verbetering in de efficiëntie van het raffinageproces evenredig is met een vermindering in de CO₂-uitstoot. Er worden binnen deze optie 2 intensiteiten onderscheiden voor efficiëntieverbetering in de raffinage in het jaar 2020. De intensiteiten betreffen de volgende subvarianten die aansluitend worden toegelicht:

- Subvariant A: Maximale CO₂-reductie van 13%.
- Subvariant B: Aanvullende CO₂-reductie van (nogmaals) 13%.

Subvariant A - rendabele opties met een langere terugverdiëntijd

Subvariant A gaat uit van een verbetering van de ketenefficiëntie van 13%. Dit zijn opties die op zich rendabel zijn, maar die een terugverdiëntijd hebben in de orde van 6 jaar, hetgeen aanzienlijk langer is dan in de sector gebruikelijk is¹². Uitgedrukt in euro/ton CO₂ liggen de CO₂-reductiekosten in de range van -40 tot -10 euro/ton CO₂; zie bijvoorbeeld Daniëls et al. (2006) en Plomp en Kroon (2010). Daarnaast zijn er nog opties die in de loop van de tijd ‘autonoom’ zullen worden toegepast. Het autonome besparingspotentieel lag in de raffinage tot 2007 in de orde van 1% per jaar. Een deel van de autonome besparing kan overlappen met de hier genoemde efficiencyverbetering. De basisveronderstelling in de voorliggende studie is dat het deel van de autonome besparing dat nog niet valt onder de 13% CO₂-reductie van subvariant A, gecompenseerd wordt door structureffecten in de sector die juist zullen leiden tot een toename in CO₂-emissies. De raffinagesector gaat (als referentiescenario) namelijk steeds meer energie verbruiken per hoeveelheid geproduceerde brandstof, omdat: (1) de makkelijke olie op is; en (2) er meer brandstof gemaakt gaat worden uit een vat ruwe olie (minder residuen); en (3) de brandstoffen verder ontzwaveld gaan worden; de ontzwaveling, die veel restwarmte genereert heeft (4) daarmee ook een negatief effect op WKK in de raffinage, omdat de WKK-warmte nu op sommige plaatsen overbodig wordt, waardoor de rentabiliteit van de WKK daalt of vervalst; zie ook Appendix A, de nu volgende paragraaf en bijvoorbeeld Daniëls et al. (2010) en Plomp en Kroon (2010).

¹² De terugverdiëntijd van ca. 6 jaar is gebaseerd op de zogenaamde milieukostenmethodiek (Daniëls et al., 2006); in de sector zijn veel kortere terugverdiëntijden gebruikelijk (< 2 jaar).

Subvariant B - retrofit van geavanceerde destillatietechnologie

Subvariant B gaat voor nieuwbouwsituaties uit van een efficiencyverbetering van 20% voor de gehele raffinaderij. Dit is de verbetering die de installatie van een geheel nieuwe raffinaderij zou hebben waarin alle Best Beschikbare Technieken (BBT) gebruikt zijn (zie toelichting verderop in deze paragraaf). Als voorbeeld van de kosteninschatting die hierbij hoort is één techniek van geavanceerde destillatie uitgewerkt. Bij retrofit bereikt deze optie echter niet het totale potentieel. In aanvulling op subvariant A resteert bij implementatie van subvariant B een efficiencyverbetering van nogmaals 13%, zoals in het onderstaande nader wordt toegelicht.

Het nauwkeurig bepalen van de kosten per subvariant is lastig. Het is namelijk niet automatisch zo dat de optie met het kleinste potentieel ook de hoogste kosteneffectiviteit heeft (de 'laaghangend fruit' gedachte). Er wordt in de toekomstbeelden van uit gegaan dat de effectiviteit van de technologie verschilt, onder andere afhankelijk van de wijze waarop de technologie geïnstalleerd wordt. Zo is in de vorige paragraaf beschreven dat een geheel nieuwe raffinaderij (green field) volgens de Best Beschikbare Technieken leidt tot een efficiencyverbetering van ca. 20%.

In het raffinage proces lijken er, boven op subvariant A, verder weinig relatief gemakkelijk implementeerbare reduceeropties meer te zijn. Toch kunnen er nog wel substantiële reducties in CO₂-uitstoot worden gerealiseerd door ingrijpende modificaties van de installaties. Het gaat hierbij om grote investeringen, die gepaard gaan met relatief lange productie onderbrekingen. Een voorbeeld dat onder subvariant B valt wordt in het onderstaande verder uitgewerkt.

Ongeveer 60% van de CO₂-uitstoot van een conventionele raffinaderij komt voor rekening van de destillatie- en vacuümdestillatie processen en aanvullende installaties op diverse plekken in de raffinaderij (ESSO, 2004). De atmosferische destillatie van ruwe olie en de doorgaans hierna volgende vacuümdestillatie dragen het meeste bij aan de CO₂-uitstoot (samen ongeveer 30%). Daarom ligt het voor de hand om de kosten voor het verminderen van de CO₂-uitstoot te schatten uit de kosten voor vervanging van deze twee kolommen door energie-efficiënte varianten. Het gaat hier vanwege de beperkt beschikbare openbare informatie om eerste orde schattingen. In de literatuur worden efficiëntie verbeteringen tot wel 65% gerapporteerd tegen investeringskosten die variëren van € 500 tot € 650 per barre per dag, afhankelijk van de capaciteit van de installatie (Haddad, 2008)¹³. Deze verbetering tot 65% in het destillatieproces komt overeen met een toename van de raffinageketenefficiëntie van ongeveer 20%. Het gaat hier om een geavanceerd concept met een zeer hoog besparingspercentage (bij toepassing bij een compleet nieuw te bouwen raffinaderij). Er zijn ook nog wel de nodige vragen; bijvoorbeeld hoe het systeem zich gedraagt met wisselende voedingssamenstellingen. Andere studies geven voor deze optie (of onderdelen daarvan) echter lagere besparingspercentages, maar noemen ook andere opties (Plomp, 2010).

Het wordt niet verwacht dat in Nederland de komende jaren een compleet nieuwe raffinaderij gebouwd wordt. De optie 'geavanceerde destillatie' zal dan ook 'geretrofit' moeten worden, ofwel ingebouwd worden in een bestaande raffinaderij. Hierdoor zal de effectiviteit van de optie dalen. De publicatie van Haddad (2008) geeft hier geen aanwijzingen voor. In de nu voorliggende studie wordt verondersteld dat ongeveer 1/3 van het effect bij retrofit niet haalbaar is, zodat 2/3, ofwel ongeveer 13% overblijft van de bovengenoemde 20% ketenefficiency verbetering bij nieuwbouw.

De kosten van nieuwe destillatiekolommen zijn hier geschat op basis van:

- Investeringskosten

¹³ Centraal idee hierbij is dat de oliestroom telkens zodanig wordt verwarmd dat alleen die fractie verdampt, die op dat moment afscheiden moet worden. In plaats van twee grote destillatie kolommen (met een temperatuurverschil van circa 140 °C) wordt overgeschakeld naar een groot aantal kleinere kolommen met een temperatuurverschil van circa 16 °C). Bovendien neemt naar mate de olieproducten zwaarder worden ook de druk af, waardoor ook de temperatuurstijging beperkt wordt. Door een zeer goede warmte-integratie wordt de rest van de besparing bereikt.

- Installatiekosten
- Inkomstenderiving door stilleggen raffinaderij
- Extra inkomsten door verkoop surplus raffinagegas.

Om deze eenmalige kosten beter te kunnen vergelijken met de andere opties zoals gepresenteerd in Figuur 2.1 zijn de kosten geannualiseerd. Voor de jaarlijkse kosten van de investering aan rente en afschrijving wordt een annuïteit van 16% (van de investeringskosten) aangehouden. Daarnaast worden de variabele kosten geschat op 3% van de investeringskosten. Deze methode wordt ook toegepast in andere ECN-studies. Voor de gasprijs is in de kostenberekening € 7,5 per GJ (23,8 €/ct/m³) aangehouden (Roeterdink, 2010).

In Tabel 2.2 zijn de productiecapaciteiten en de CO₂-emissies van de vijf grootste raffinaderijen in Nederland weergegeven, met als referentiejaar 2005. Dit referentiejaar is gekozen omdat het overeenkomt met het referentiejaar binnen de ETS. De ETS-richtlijn stelt het CO₂-emissieplafond voor 2020 21% lager vergeleken met 2005.

Tabel 2.2 CO₂-uitstoot van de Nederlandse raffinaderijen

Raffinaderij	Capaciteit ¹ [Barrels/kalenderdag]	CO ₂ -uitstoot ² [Mton/jaar]	CO ₂ -uitstoot [ton*cd/barrel]
Exxon Mobile	188.000	2,1	11,2
Shell	416.000	5,4	13,0
BP	380.000	2,0	5,3
Total	152.373	1,5	9,9
Q8	75.500	0,5	6,6
Totaal		11,5	

¹ Bron: Oil & Gas journal 2005.

² Gemiddelde over 2005-2007, ECN cijfers.

Duidelijk is dat de twee raffinaderijen die gebruik maken van diepe conversie technieken, Exxon Mobile en Shell, een hogere uitstoot van CO₂ per verwerkte barrel hebben. Diepe conversie - een complex proces waarbij ook de residuen die overblijven na de destillatie van de ruwe olie worden opgewerkt naar lichtere brandstoffen - kost namelijk aanzienlijk meer energie per eenheid geleverde brandstof in vergelijking met de productie via de relatief simpele destillatieroute (zie Appendix A). Het primaire destillatieproces waarbij de lichte producten uit de ruwe olie worden gescheiden, wordt in de meeste raffinaderijen gevolgd door een tweede destillatiestap onder vacuüm, waardoor aanvullend brandstoffen aan de ruwe olie kunnen worden onttrokken (zie ook Appendix A, voor een nadere toelichting). De relatief lage CO₂-uitstoot per verwerkte barrel door de BP raffinaderij (zie Tabel 2.2) komt vooral door de beperkte relatieve vacuümdestillatie capaciteit van deze raffinaderij (De Wilde en Kroon, 2007). De Exxon Mobile raffinaderij maakt gebruik van een flexikoker welke zogenaamd laag calorisch gas produceert wat verstoekt wordt in het destillatieproces en gebruikt wordt voor het warm houden van de buizen die de verschillende onderdelen van de installatie verbinden. Het verstoken van dit laag calorische gas levert een belangrijke bijdrage aan de CO₂-uitstoot (ESSO, 2004). De andere gasen die verstoekt worden zijn hoog calorische gasen met een energie inhoud van ongeveer 45,2 MJ/kg (SenterNovem, 2004). Doordat bij een efficiëntieverbetering deze gasen niet meer verstoekt hoeven te worden kan een surplus aan inkomsten gehaald worden door de verkoop van dit hoog calorische gas. Voor de berekening gaan we uit van de eerder beschreven efficiëntieverbetering van 13% en een productieprijs van aardgas van € 7,5 per GJ (23,8 €/ct/m³). Indien een lagere efficiëntieverbetering gehaald wordt, dan zullen de extra inkomsten door de gasverkoop ook navenant lager zijn.

Voor de investeringskosten in Tabel 2.3 zijn de kostenramingen van Haddad (2008) eenvoudig geschaald naar de raffinage capaciteit. Daarnaast is gerekend met een (door ECN veronderstel-

de) opslag van 100% aan installatiekosten¹⁴. Bij retrofit zou het kunnen dat bepaalde onderdelen van de oude installatie kunnen worden hergebruikt (Haddad, 2008). Aan de andere kant geeft dezelfde publicatie aan dat de kosten ook hoger uit zouden kunnen vallen. Uit de publicatie blijkt verder niet duidelijk wat het effect op het elektriciteitsverbruik is. Per saldo zijn er dus behoorlijke onzekerheden in deze kosteninschatting.

De winst van de raffinaderij is hier geraamd op basis van de verkoop van de producten van de raffinage. De brutowinstmarge van LPG, benzine en diesel is ongeveer € 0,014/liter (BOVAG, 2009). Voor de overige producten kon geen eenduidige brutowinstmarge gevonden worden en daarom zijn de winstmarges van LPG, benzine en diesel ook gebruikt voor de andere producten. De omzetzaling, door tijdelijke stillegging van de raffinaderij vanwege de inbouw van efficiëntieverbeterende techniek, is geschaald op de capaciteit om de inkomstenderving te berekenen. Het is niet uitgesloten dat hier een forse onderschatting plaatsvindt omdat personeelskosten, energiekosten en installatiekosten door kunnen lopen tijdens het stilleggen.

In opdracht van het Department of Energy (EIA, 2007) is onderzoek gedaan naar het groot onderhoud van raffinaderijen. Groot onderhoud vindt circa om de 4 tot 5 jaar plaats. Het rapport geeft aan dat de voorbereiding van een groot onderhoud twee jaar vergt, en meer als er ook grote wijzigingen doorgevoerd moeten worden. Gesproken wordt hierbij over een periode van 2,5 tot 3 jaar. Het kost vaak twee of meer jaar om nieuwe reactorvaten, compressoren en turbines te ontwerpen en te produceren. Ook moeten voor het onderhoud hijskranen en andere apparatuur ruim op tijd gereserveerd worden. Helemaal te plannen is het proces niet want gemiddeld loopt het groot onderhoud ongeveer vijf dagen uit. Ook zijn er soms storingen die direct onderhoud noodzakelijk maken.

Tabel 2.3 *Kostenraming, geschaald naar capaciteit, voor retrofit van geavanceerde destillatie*

Raffinaderij	Capaciteit	Investeringskosten [mln €]	Installatiekosten [mln €]	Inkomstenderving [mln € in 2,5 maand]	Surplus gasverkoop [mln €/jaar]
Exxon mobile	188.000	122	122	32	12
Shell	416.000	270	270	72	32
BP	380.000	247	247	66	9
Total	152.373	99	99	26	6
Q8	75.550	49	49	13	2

Het is bij ECN onvoldoende nauwkeurig bekend hoe lang een raffinaderij moet worden stilgelegd om de noodzakelijke uitbreidingen te realiseren. De absolute minimumtijd, waarbij de nieuwe installatie volledig naast de werkende geconstrueerd kan worden en alleen de aansluitingen gerealiseerd moeten worden is toch wel 2,5 maand (verlies 20% van de jaarproductie). Dit kan voor meer complexe situaties wel tot één jaar oplopen, hetgeen ook in de praktijk wordt gerapporteerd (De Wilde en Kroon, 2007). Als 40% van de Europese raffinaderijen in één jaar aangepast zou moeten worden dan zou dit een capaciteitsverlies betekenen van 8 tot 40%, hetgeen zou leiden tot extreme verhogingen van productprijzen. Bij een transferperiode van vijf jaar daalt het gemiddeld te verwachten capaciteitsverlies tot circa 2 tot 8%. Bedacht moet worden dat er wellicht combinaties kunnen zijn met bestaand onderhoud en dat het niet noodzakelijk is dat alle aanpassingen precies in de genoemde periode plaatsvinden¹⁵. Omdat het goed

¹⁴ De installatiekosten zijn hier gelijk gekozen aan hardwarekosten. De literatuur geeft meestal lagere installatiekosten dan hardwarekosten (ca. 50%). De sector zelf daarentegen geeft doorgaans aan dat de installatiekosten aanzienlijk hoger zijn dan de hardwarekosten (orde factor 3!). De geschiedenis toont aan dat het meestal ergens in het midden ligt. Vandaar dat in deze indicatieve kostenraming de installatiekosten gelijkgesteld zijn aan de hardwarekosten.

¹⁵ Een belangrijke rol spelen de bedrijven die het tijdelijke personeel leveren. Uit de studie gericht op groot onderhoud van FCC-installaties blijkt dat op dit moment door gebrek aan personeel de keuzevrijheid voor onderhoud beperkt is. Geen personeel beschikbaar betekent geen onderhoud. Krapte in deskundig, tijdelijk, personeel is dus zeker een relevante factor.

mogelijk is om het uitwisselen van onderdelen van de installatie te laten samenvallen met het grote onderhoud wordt in deze studie uitgegaan van een productieverlies van 2,5 maand, aanvullend op het productieverlies voor regulier groot onderhoud. Verder is hier aangenomen dat de installatiekosten gelijk zijn aan de investeringskosten (zie ook voetnoot 12). De sector zelf geeft doorgaans aan dat de installatiekosten aanzienlijk hoger liggen dan de investeringskosten.

De kosten vermeld in Tabel 2.4 betreffen een optelsom van de investeringskosten, de installatiekosten en de inkomstenderving, zoals gegeven in Tabel 2.3, vermenigvuldigd met de genoemde annuïteit van 14%. Ook is 4% (extra) onderhoud over de investeringskosten en de installatiekosten verondersteld. Bovendien is het surplus van de gasverkoop verrekend met de kosten.

Tabel 2.4 *indicatieve kostenberekening voor efficiëntieverbetering in de raffinage*

Raffinaderij	Totaal kosten [mln €/jaar]	CO ₂ -reductie [kton/jaar] (13%)	Kosten [€/ton CO ₂]
Exxon Mobile	39	0,27	140
Shell	82	0,70	120
BP	95	0,26	370
Total	36	0,20	180
Q8	19	0,07	290
Totaal	270	1,50	180

De technologie en complexiteit van de raffinaderijen verschilt; zie De Wilde en Kroon (2007) voor een overzicht. Daarom zal ook de vermindering van de CO₂-uitstoot per raffinaderij door de implementatie van een nieuwe destillatie-eenheid verschillen. Dit effect is echter niet meegenomen in de berekening. Zoals beschreven in het bovenstaande winnen complexere raffinaderijen meer brandstof uit de ruwe olie en houden daardoor minder residuen over. Doordat deze complexe processen relatief veel energie kosten stoten complexe raffinaderijen gemiddeld meer CO₂ uit per eenheid geproduceerde brandstof. De installatie van nieuwe energie-efficiënte destillatiekolommen zal bij complexe raffinaderijen daarom resulteren in een lagere CO₂-uitstootreductie per eenheid geproduceerde brandstof in vergelijking met eenvoudiger raffinaderijen. Dit effect betekent dat de CO₂-uitstootvermindering van de complexe raffinaderijen Exxon Mobile en Shell in de berekening overschat zijn, waardoor de kosten per ton vermeden CO₂ onderschat zijn. Voor de eenvoudige raffinaderijen geldt het omgekeerde. Afhankelijk van het type raffinaderij liggen de berekende kosten per ton vermeden CO₂ tussen de € 120 en € 290 per jaar, waarbij aangetekend moet worden dat de spreiding in het resultaat mede veroorzaakt wordt door de gekozen berekeningsmethode. De gemiddelde kosten komen uit op 180 €/ton CO₂. Als de aanpassing van de raffinaderij 2 keer zolang duurt dan stijgen de kosten naar 200 €/ton CO₂. Als de energieprijzen verdubbelt dan stijgen de kosten naar 140 €/ton CO₂. Ter vergelijking: de prijs onder ETS is momenteel € 14 per vermeden ton CO₂.

Zoals al aangegeven zitten in het berekende cijfer van 180 €/ton aanzienlijke onzekerheden. Bij retrofit speelt hierbij de aanname mee dat de oude installatie nog goed genoeg was om nog jaren te gebruiken en de complete investering dus als extra investering geldt. Bij een nieuwe raffinaderij speelt dit niet en gaat het er om of dit nieuwe concept duurder is dan een conventioneel concept. Volgens (Haddad, 2008) is dit - met het nodige voorbehoud - niet het geval. Wat de keuze voor dit nieuwe concept direct rendabel zou maken (negatieve kosten per ton CO₂). De vraag blijft dan wel of: (1) de genoemde kostencijfers kloppen; (2) of het systeem voldoende bewezen is; en (3) of het voldoende flexibel is. Er zijn echter inmiddels wel raffinaderijen gebouwd waar richtingen van dit concept worden toegepast. Bijvoorbeeld een nieuwe raffinaderij waarbij de atmosferische destillatie over twee kolommen is verdeeld en in de eerste eerst de lichte componenten worden afgescheiden.

Mogelijke neveneffecten

Zoals beschreven in het voorgaande biedt de Richtlijn Brandstofkwaliteit mogelijkheden om CO₂ te reduceren binnen de raffinagesector door het implementeren van energie-efficiënte technologieën. Hierdoor wordt er per geproduceerde hoeveelheid brandstof minder CO₂ uitgestoten. Echter, de raffinaderijen en brandstofleveranciers kunnen de hoeveelheid CO₂ per liter geproduceerde brandstof ook beïnvloeden door: (1) invoer van relatief koolstofarme brandstoffen of raffinagegrondstoffen en/of (2) export van koolstofrijke brandstoffen of producten. Deze mogelijke ontwikkelingen zouden kunnen worden aangeduid als 'Carbon Leakage'. Het maken van beleid of regelgeving om dit soort ongewenste ontwikkelingen - die immers niet leiden tot netto CO₂-reductie - te voorkomen is lastig. Raffinaderijen zijn complex en de tussenproducten en grondstoffen worden ook ingevoerd of geëxporteerd, dan wel afgezet aan of juist aangekocht bij andere partijen. Het is dus niet ondenkbeeldig dat de raffinagesector hier een zekere ruimte zal gaan benutten om 'administratief'¹⁶ de ketenemissie van de geleverde brandstoffen te verlagen.

De efficiëntieverbetering in de raffinage leidt tot een lagere warmtebehoefte voor met name het verwarmen van de nieuwe energie-efficiënte destillatiekolommen. Dit zou de mogelijkheden kunnen beperken voor inzet van huidige en/of toekomstige WKK¹⁷ die proceswarmte levert.

CO₂-reductiepotentieel

De emissies van een gemiddelde raffinaderij beslaan - afhankelijk van de geproduceerde brandstofsoort benzine of diesel - ongeveer 8 tot 10% van de totale uitstoot in de well-to-wheel brandstofketen¹⁸. Dit betekent dus dat de emissiereductie van 13% in 2020 voor de raffinagesector - die in de voorliggende studie realistisch wordt geacht - overeenkomt met een CO₂-ketenreductiepotentieel van ongeveer 1,1%.

Samenvattend resulteert deze analyse van de efficiencyverbetering in de raffinage in de volgende kosten en CO₂-reductiepotentiëlen

Subvariant A (rendabele opties met een langere terugverdientijd):

- Indicatieve kosten in €/ton CO₂: € -40 tot -10.
- CO₂-ketenreductiepotentieel van ongeveer 1,1%.

Subvariant B (retrofit van geavanceerde destillatietechnologie):

- Indicatieve kosten in €/ton CO₂: € 120 tot 290.
- CO₂-ketenreductiepotentieel van nogmaals 1,1%.

2.3.3 Elektrisch vervoer

De kostenindicaties voor elektrische auto's - Electric Vehicles (EV's) - in de nationale en internationale literatuur verschillen sterk, afhankelijk van de gemaakte aannames voor ondermeer de gekozen voertuigen (actieradius), verwachte toekomstige kostendalingen etc. Het is belangrijk om te realiseren dat de exacte kostenonderbouwing van EV's voor deze studie niet essentieel is: in alle gevallen is inzet van EV's op dit moment een zeer dure optie om CO₂ te reduceren, in vergelijking met de meeste alternatieve opties zoals gepresenteerd in Figuur 2.1.

Ook bij andere kostenramingen voor EV zal de relatieve kosteneffectiviteit van deze optie voor CO₂-reductie maar beperkt verschuiven en dus weinig invloed hebben op de toekomstbeelden zoals gepresenteerd in Hoofdstuk 3. De (meer)kosten van elektrisch vervoer zijn sterk afhanke-

¹⁶ Overigens kan de administratieve kant er voor de sector erg ingewikkeld worden. Het is nog niet duidelijk hoe alle methodologische keuzes worden afgedekt.

¹⁷ WKK: Warmte Kracht Koppeling; lokale elektriciteitsopwekking - bijvoorbeeld met een gasmotor of gasturbine, gekoppeld aan een generator - waarbij de overtollige warmte nuttig wordt gebruikt.

¹⁸ Deze percentages worden mede bepaald door methodologische keuzes voor het toerekenen van CO₂-emissies aan de verschillende producten binnen het raffinageproces.

lijk van het type voertuig dat vervangen gaat worden. Met name de actieradius is belangrijk, omdat die samenhangt met de vereiste capaciteit van de zeer kostbare accu en daarmee bepalend is voor de totale prijs van het elektrische voertuig. Vanwege de beperkte actieradius zullen elektrische voertuigen naar verwachting in eerste instantie vooral ingezet worden als stadsauto's. De kosten voor een stadsauto zijn daarom als referentie gebruikt om de kosten van een elektrische auto te berekenen; zie Tabel 2.5.

Tabel 2.5 *Aanschafkosten elektrische stadsauto's*

Type	Verbruik [Wh/km]	Accu [kW]	Aanschafkosten [€]	Actieradius [km]
Citroen EV ie	145	30	17.000	110
efDetroit Electric S	86	30	22.500	300
Bolloré	?	30	20.000	250
Think	157	30	20.000	180
Referentie ICE	620	-	10.000	800

Bron: <http://www.olino.org/articles/2007/12/13/overzicht-elektrische-personen-autos>; de hier genoemde kosten zijn begin 2010 nog steeds realistisch.

Uitgaande van een afschrijving in zes jaar en een verkeersprestatie van 15.000 kilometer per jaar kunnen de kosten per kilometer berekend worden. Aangenomen is dat de aanschafkosten van een elektrisch voertuig ongeveer € 10.000 hoger zijn dan van een vergelijkbaar voertuig met een interne verbrandingsmotor (in overeenstemming met de voorbeelden in Tabel 2.5). Verder is aangenomen dat de restwaarde van elektrische voertuigen na zes jaar € 5.000 is en dat de restwaarde van het te vervangen benzinevoertuig dan € 2.000 is. Er zijn echter ook rapporten waarin de restwaarde van een elektrische auto hoger verondersteld wordt (bijvoorbeeld Kampman et al., 2008).

Tabel 2.6 *Totale kosten elektrisch vervoer 2010*

Kosten [€/km]	EV	ICE
Afschrijvingskosten	0,167	0,089
Brandstofkosten ¹	0,042	0,086
Onderhoudskosten	0,030	0,030
Wegenbelasting ²	0,0	0,013
Totaal	0,217	0,239

¹ Daniels en Kruitwagen, 2010

² MRB ICE € 188 per jaar.

In de literatuur is ook niet eenduidig bepaald wat de onderhoudskosten van een elektrisch voertuig zijn. In een studie van CE wordt er van uitgegaan dat de onderhoudskosten van een elektrisch voertuig een factor anderhalf hoger liggen (CE, 2008). Echter in de meeste andere studies worden de onderhoudskosten juist lager geschat. In de nu voorliggende studie is uitgegaan van gelijke onderhoudskosten. Uit Tabel 2.6 volgt dat de kosten per kilometer voor een elektrisch voertuig lager liggen dan de kosten voor een vergelijkbaar voertuig met een interne verbrandingsmotor. In zes jaar kunnen dan ongeveer € 2.000 van de meerkosten van een elektrisch voertuig terugverdiend worden. De meerkosten van een elektrisch voertuig ten opzichte van een vergelijkbaar voertuig met een verbrandingsmotor bedragen in de voorliggende studie daarmee ongeveer € 8.000 over een periode van zes jaar. Echter de initiële aanschafprijs van een elektrisch voertuig zal nog steeds een drempel zijn voor de consument. De geselecteerde elektrische voertuigen zijn kleine auto's tegen de prijs van een middenklasser. De meerkosten van deze voertuigen liggen vooral in de kosten van de lithium ionen accu's. De meerkosten van een elektrisch voertuig ten opzichte van een vergelijkbaar voertuig met een interne verbrandingsmotor in deze studie bedraagt daarmee ongeveer € 7.000. Het verbruik van een kleine elektrische stadsauto ligt rond de 150 Wh/km (Smokers, 2009), zie Tabel 2.5. Onder de aanname van een CO₂-

emissie voor elektriciteitsproductie van ongeveer 500 g/kWh (Daniels, 2009), volgt dat een kleine elektrische auto ongeveer 65% van de CO₂-uitstoot heeft van een vergelijkbare auto met verbrandingsmotor. De absolute CO₂-uitstootvermindering is hierdoor ongeveer 630 kg CO₂ per auto per jaar.

Bovenstaande berekening van meerkosten en CO₂-reductie laat zien dat de kosten per vermeden ton CO₂ neerkomen op ongeveer € 11.000 vanuit het eindgebruikerperspectief. Echter, indien voor een elektrisch voertuig de ketenemissie als nul beschouwd mag worden (zie Paragraaf 1.4) - en de vermeden CO₂-reductie dus geheel gebaseerd is op de vermeden CO₂-uitstoot van het gesubstitueerde voertuig met verbrandingsmotor - dan dalen deze kosten tot ongeveer € 5.000 per vermeden ton CO₂.

Zoals reeds vermeld lopen de kostenramingen voor de toekomst sterk uiteen. Indien er voldoende elektrische voertuigen komen zullen de meerkosten van het accupakket drastisch dalen. Zo gaat de ITM studie bijvoorbeeld uit van het zeer optimistische scenario van 1 miljoen elektrische voertuigen in Nederland in 2020 (Nieuwenhout et.al, 2009) schat de meerprijs van de PHEV en BEV in 2020, onder de aanname dat de kosten voor de accu in 2020 zijn gedaald tot € 250 per kW. Dit levert voor PHEVs in 2020 meerkosten op van ongeveer € 600 per vermeden ton CO₂ en voor BEV meerkosten van € 170 per vermeden tonCO₂.

Echter in deze studie zal uitgegaan worden van een penetratie van ruim 250.000 elektrische voertuigen in 2020, waardoor de kosten per vermeden ton CO₂ ook aanzienlijk hoger zullen liggen.

Overige aannames

Voor de indicatieve kosten per ton vermeden CO₂ zijn de kosten van de infrastructuur niet meegenomen. Als deze kosten wel meegenomen worden leidt dit tot hogere kosten per vermeden ton CO₂. In het gebruikte scenario wordt aangenomen dat er ruim 250.000 equivalenten elektrische voertuigen zijn in 2020. Dit zijn 250.000 Battery Electric Vehicles (BEVs) of 500.000 Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV's).

Doordat de laadtijd van een elektrische auto relatief lang is wordt er in de meeste studies vanuit gegaan dat er 2,2 laadpalen per voertuig nodig zijn. Een simpele laadpaal kost ongeveer € 1.500, dus de totale kosten voor de infrastructuur komen dan rond de M€ 860 te liggen. Indien de kosten voor de infrastructuur wel meegenomen zouden worden, dan stijgen de eerdergenoemde kosten per vermeden ton CO₂ voor een nulemissie-voertuig van € 5000 naar € 800. Deze kosten zullen echter niet (geheel) voor rekening komen van de brandstofleverancier (elektriciteitsproducent); zie ook voetnoot 8.

Verder wordt er in deze berekening vanuit gegaan dat 20% van de elektriciteitsproductie duurzaam is in 2020.

CO₂-reductiepotentieel

Voor het ketenreductiepotentieel is uitgegaan van een bijdrage van 1,0% aan het energieverbruik van het wegverkeer met een CO₂-ketenemissiereductie van 50%. Dit resulteert in een CO₂-ketenemissiereductiepotentieel ongeveer 0,5% voor het wegverkeer. Indien de elektrische voertuigen meetellen als voertuigen zonder emissie - zoals momenteel past in het EU-beleid (zie Paragraaf 1.4) - dan komt dit overeen met een CO₂-ketenemissiereductiepotentieel van ongeveer 1%.

De conclusie is dat elektrisch vervoer veruit de duurste oplossing is van de mogelijke opties die brandstofleveranciers en oliemaatschappijen hebben om de CO₂-uitstoot te verminderen. Deze conclusie verandert niet, ook indien uitgegaan wordt van meer optimistische aannames omtrent de kosten(ontwikkeling) van elektrisch vervoer. Duidelijk is dat de overheid het initiatief zal moeten nemen voor de introductie van elektrisch vervoer omdat de initiële kosten te hoog zijn.

Samenvattend resulteert deze analyse van de optie:

- Indicatieve kosten in €/ton CO₂: € 5.000 in 2009 tot € 600 in 2020 (bij ruim 250.00 EVs)
- CO₂-ketenreductiepotentieel van 0,5 - 1%.

2.3.4 Aardgas

Aardgas

De introductie van aardgasvoertuigen, en op termijn groen gas voertuigen, kan een bijdrage leveren aan de CO₂-ketenuitstootvermindering. In het voor deze studie gebruikte wagenparcscenario wordt uitgegaan van 200.000 tot 230.000 aardgasvoertuigen in 2020. Dit aantal is in lijn met o.a. (Daniels en Kruitwagen, 2010).

Een CNG voertuig is ongeveer € 2.500 duurder dan een vergelijkbaar benzinevoertuig. Echter, doordat de brandstofkosten van een aardgasvoertuig lager liggen dan voor een benzinevoertuig kunnen de meerkosten van het aardgasvoertuig door de consument op termijn terugverdiend worden. Daarnaast zijn er meerkosten voor aardgas als transportbrandstof vanwege de noodzakelijke tankinfrastructuur. Om tussen de 200.000 en 230.000 auto's van aardgas te voorzien is een landelijk dekkend netwerk nodig van tussen de 90 - 300 aardgastankstations (Roeterdink et al., 2010). De CO₂-prijs voor aardgas is berekend uitgaande van het aanloopverlies voor de CNG infrastructuur. Aangenomen is dat van 2010 tot 2020 het aantal CNG vulpunten stijgt van 50 naar 300. Daarnaast is verondersteld dat het wagenpark van CNG voertuigen stijgt van 1000 voertuigen in 2010 naar ongeveer 230.000 voertuigen in 2020. Verder is uitgegaan van een investeringskosten van k€350 per vulpunt en een brutowinstmarge van 0,217 €/kg verkochte CNG. Dit scenario levert een aanloopverlies op van ongeveer 55 mln euro tot 2015.

Deze investeringkosten voor een aardgas vulpunt zijn relatief beperkt, ten opzichte van een vulpunt voor een alternatieve brandstof als E85. Toch levert aardgas een betere business case op dan bioethanol omdat de brutowinstmarges per eenheid verkochte aardgas relatief hoog zijn. Aangenomen is dat de brutowinstmarge per kilo aardgas ongeveer € 0,217 is (Hanschke et al., 2010). Deze hoge brutowinstmarge komt door de relatief lage accijns op aardgas. Het is dus afhankelijk van de accijnsontwikkeling in de toekomst of deze goede business case zal blijven bestaan. Indien er voldoende CNG voertuigen zullen komen - dus ongeveer 200.000 voertuigen in 2020 - dan ligt de terugverdientijd van de investering in de tankinfrastructuur onder de tien jaar.

CO₂-reductiepotentieel aardgas

Uitwisseling van 200.000 tot 230.000 aardgasvoertuigen met benzine- en dieselveertuigen uit hetzelfde verkoopsegment levert een CO₂-uitstoot vermindering op van ongeveer 150 kton CO₂. Deze vermindering van de WTW CO₂-uitstoot is als volgt berekend (Hanschke et al., 2009):

- De verhouding tussen het aantal benzine- en dieselveertuigen dat door CNG voertuigen wordt vervangen. In deze studie is uitgegaan van een verhouding van 0,85 : 0,15 voor de te vervangen benzine- en dieselveertuigen.
- Het CNG-voertuig is aangenomen af fabriek reeds een CNG-voertuig te zijn: retrofit heeft over het algemeen een hogere CO₂-uitstoot.
- De oorsprong van het aardgas moet Nederlands zijn. Buitenlands aardgas heeft doorgaans een hogere ketenemissie. Dit komt door de lange transportlijnen en het bijbehorende hogere energieverbruik voor gastransport alsmede de hogere lekverliezen van aardgas (dat zelf een relatief sterk broeikasgas is ten opzichte van CO₂)

De bijdrage van aardgasvoertuigen aan het energieverbruik is in dit scenario ongeveer 1,8% (~230.000 CNG-voertuigen). De efficiëntie van een CNG-voertuig is gelijk gekozen aan de efficiëntie van een gelijkwaardig benzinevoertuig. Vanwege het lagere koolstofgehalte in CNG leidt dit toch tot aanzienlijk lagere CO₂-emissies. De CO₂-uitstootvermindering kan als volgt berekend worden: De CO₂-ketenemissie van aardgasvoertuig is 62,6 g/MJ tegen een ketenemis-

sie van een benzinevoertuig van 82,8 g/MJ (Hanschke et al., 2009). Dit levert een WTW CO₂-reductie op van 24,3%. Aangenomen is echter dat 15% van de aardgasvoertuigen uitgewisseld zijn tegen een dieselvoertuig wat geen CO₂-winst oplevert. Het uiteindelijke CO₂-reductiepercentage is dus ongeveer 0,37%. Gecorrigeerd voor het niet-wegverkeer resteert dus een CO₂-ketenreductiepotentieel voor de FQD-eis in de orde van 0,33%.

Op basis van de bovenstaande beschrijving en aannames liggen de kosten per vermeden ton CO₂ voor de aardgasvariant tussen de € 200 en € 360.

Samenvattend resulteert deze analyse van de optie CNG:

- Indicatieve kosten in €/ton CO₂: 200 - 360
- CO₂-ketenreductiepotentieel van ruim 0,3%.

2.3.5 Groen gas

Groen gas is biogas waarvan de kwaliteit en energie-inhoud nagenoeg gelijk zijn aan aardgas. Het gebruik van groen gas voor transport wordt gezien als een logische opvolger van aardgas nadat er voldoende productiecapaciteit beschikbaar gekomen is. De tankinfrastructuur voor aardgas kan gebruikt worden voor groen gas zonder dat hiervoor aanpassingen gemaakt hoeven te worden. Echter, zonder SDE-subsidie¹⁹ is de verkoop van groen gas voor transport niet economisch haalbaar vanwege de hoge productiekosten, en ook met de SDE subsidie liggen de productiekosten nog hoger dan die voor aardgas. De winstmarges voor de brandstofleveranciers liggen voor groen gas dus lager dan voor aardgas (zie ook Roeterdink et al, 2010). Meer informatie over het beleidskader voor groen gas is te vinden in (Hanschke et al, 2010).

CO₂-reductiepotentieel

Het potentieel van groen gas om de CO₂-ketenuitstoot te verlagen is relatief groot. Indien alle aardgasvoertuigen uit dit scenario groen gas gaan gebruiken zal de CO₂-uitstoot in 2020 met ongeveer 410 kton verminderen. Deze reductie ligt een factor 2,7 hoger dan voor aardgas. Het CO₂-ketenreductiepotentieel ligt dus rond de 0,9%. Door het hogere CO₂-reductiepercentage zijn de kosten voor de groen gas variant ook lager: ongeveer € 78 tot € 260 per ton vermeden CO₂ uitgaande van 90 tot 300 groen gas tankstations.

Het is op dit moment niet geheel duidelijk of groen gas ‘dubbel’ geteld mag worden onder de richtlijn hernieuwbare energie. Het lijkt er echter op dat alleen wanneer het groen gas geproduceerd is uit afval of residuen, dit dubbel mag meetellen. Residuen zijn stromen waarvoor er geen hoogwaardige toepassing is dan verbranden of vergisten. De productie van stortgas is een beperkte bron van groen gas. De belangrijkste bron van groen gas voor vervoer is co-vergisting van mest en de vergisting van overige biomassa. Momenteel zijn er ongeveer 110 mest(co)vergisters operationeel in Nederland. Deze produceren voldoende groen gas voor ongeveer 300.000 voertuigen. Dit is ruim voldoende om aan het hier gepresenteerde toekomstbeeld te kunnen voldoen. Echter in deze mestvergisters wordt energiemaïs gebruikt om het proces op gang te houden. Hierdoor valt dit groen gas niet - of wellicht alleen gedeeltelijk - onder de dubbelbellingregeling. De toekomstige rentabiliteit van groen gas is afhankelijk van de ontwikkelingen rond het beleidskader voor groen gas.

Samenvattend resulteert deze analyse van de optie groen gas:

- Indicatieve kosten in €/ton CO₂: 78 - 260
- CO₂-ketenreductiepotentieel van <1%.

¹⁹ SDE: Stimulering Duurzame Energieproductie, zie www.agentschapnl.nl.

2.3.6 Waterstof

Waterstof kent nog zeer hoge kosten. Omdat het te potentieel in 2020²⁰ zelfs in optimistische scenario's nog zeer gering is zijn de precieze kosten minder relevant en daarom in deze studie buiten beschouwing gelaten.

²⁰ 'Het nu lopende project 'Thrive' gaat uit van een verwaarloosbaar percentage waterstofvoertuigen in de periode voor 2030; www.thrive.nu

3. Toekomstbeelden 2020

3.1 Doel van de toekomstbeelden

In het vorige hoofdstuk is een overzicht gegeven van de verschillende CO₂-reductieopties, de bandbreedtes in CO₂-reductiepotentiëlen en kosten, en de implementatiekansen op korte en langere termijn. In dit hoofdstuk zijn een drietal toekomstbeelden gegeven. De toekomstbeelden zijn bedoeld om inzicht en ‘gevoel’ te krijgen voor realistische combinaties van opties die de brandstofleveranciers kunnen implementeren; het gaat hier dus uitdrukkelijk niet om beleids-scenario’s. De toekomstbeelden zijn opgebouwd uit verschillende combinaties van CO₂-reductieopties die samen de belangrijkste keuzemogelijkheden voor de brandstofleveranciers bestrijken, binnen de randvoorwaarden van de EU-richtlijnen. De drie verschillende toekomstbeelden voor 2020 en hun subvarianten zijn steeds zodanig opgebouwd dat de mix van gepresenteerde CO₂-reductieopties, tegelijkertijd voldoet aan: (1) de RED-eis van 10% hernieuwbare energie in de transportsector, en (2) de FQD-eis van 6% CO₂-ketenemissiereductie. Om ook aan deze laatste eis te kunnen voldoen dienen de geselecteerde toekomstbeelden soms nog beperkt aangevuld te worden met extra inzet van opties voor CO₂-ketenreductie, waaronder:

- Inzet van biobrandstoffen
- Verhoging van de energie-efficiency in de raffinagesector
- Een ‘fuelswitch’ van benzine- en dieselveertuigen naar aardgas en/of groen gas.

Zie voor een nadere toelichting de beschrijvingen per optie in Hoofdstuk 2, alsmede de nu volgende beschrijvingen voor de diverse toekomstbeelden.

In alle toekomstbeelden wordt de basis gevormd door inzet van 1^e generatie biobrandstoffen, die de belangrijkste bijdrage leveren aan het voldoen aan de criteria van de beide EU-richtlijnen. De toekomstbeelden verschillen vooral wat de betreft de keuzes voor een zo hoog mogelijke inzet van, respectievelijk:

- Toekomstbeeld I: Inzet tweede generatie biobrandstoffen
- Toekomstbeeld II: Inzet efficiëntieverhoging raffinageproces
- Toekomstbeeld III: Inzet groen gas.

Binnen de verschillende toekomstbeelden is, waar nodig, een aanvullende inzet voorzien van elektrisch vervoer en/of aardgas, om aan de Europese richtlijnen te kunnen voldoen.

De gepresenteerde toekomstbeelden zijn realistisch omdat ze gebaseerd zijn op de indicatieve kostenonderbouwingen en potentieelschattingen zoals gepresenteerd in het vorige Hoofdstuk (2). De toekomstbeelden sluiten aan bij de strategie van de brandstofleveranciers om tegen de laagste kosten te kunnen voldoen aan de richtlijnen. De toekomstbeelden hebben echter geen ‘directe’ koppeling met de in Hoofdstuk 2 gepresenteerde indicatieve kosten. Tenslotte wordt in Bijlage A nog nader ingegaan op de factoren en trends die de hier gepresenteerde toekomstbeelden beïnvloeden.

In Hoofdstuk twee zijn de uitgangspunten van de verschillende opties reeds in detail beschreven. Enkele belangrijkste punten die voor de nu gepresenteerde indicatieve toekomstbeelden van belang zijn betreffen:

- CNG levert een bijdrage van 1,8% in de energiebehoefte van het wegverkeer, dit komt overeen met 210.000 - 230.000 aardgasvoertuigen, zowel personen als bestelwagens (zie Paragraaf 2.3.4).
- Elektrisch vervoer levert een bijdrage van 1,0% in de energiebehoefte, dit komt overeen met ongeveer 250.000 elektrische voertuig equivalenten (zie Paragraaf 2.3.3).

3.2 Toekomstbeeld I: Het effect van 2^e generatie biobrandstoffen

De richtlijn hernieuwbare energie stelt dat het aandeel 2^e generatie biobrandstoffen dubbel mag meetellen om aan de 10% hernieuwbare energie te voldoen (zie toelichting in Paragraaf 1.5), zoals ook recentelijk overgenomen in nationale wetgeving (Staatscourant, 2009). Echter binnen de richtlijn brandstofkwaliteit geldt deze dubbeltelling niet voor de te behalen reductie van de CO₂-ketenuitstoot (zie toelichting in Paragraaf 1.4).

Door inzet van 10% 1^e generatie biobrandstoffen wordt een CO₂-ketenemissieuitstoot behaald van ongeveer 4,9%. Echter, omdat aangenomen is dat het ketenreductiepercentage van de biobrandstoffen 55% bedraagt, zou eigenlijk een vermindering van 5,5% verwacht worden, in plaats van de aangegeven 4,9%. Dit verschil wordt veroorzaakt door het feit dat de afzetverplichting van biobrandstoffen alleen geldt voor het wegverkeer (zie toelichting biobrandstoffenrichtlijn in Paragraaf 1.6 en uitleg in Paragraaf 2.3.1, sectie CO₂-reductiepotentieel).

Eerste generatie biobrandstoffen hebben een reductiepercentage van ongeveer 55% (zie Paragraaf 2.3.1). Tweede generatie biobrandstoffen hebben een CO₂-ketenemissie reductiepercentage van ongeveer 88% (zie Paragraaf 2.3.1). Tweede generatie biobrandstoffen hebben dus wel een aanzienlijk hogere ketenefficiëntie dan 1^e generatie brandstoffen; maar de efficiëntie ligt niet twee maal zo hoog. Daarom is het duidelijk dat substitutie van 1^e generatie biobrandstoffen door een halve hoeveelheid voor de RED doelstelling dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen leidt tot een ‘tekort’ aan CO₂-ketenreductie binnen de richtlijn brandstofkwaliteit. Dit probleem wordt geïllustreerd in Tabel 3.1. Het percentage CO₂-ketenreductie dat gehaald wordt neemt af met een toenemende hoeveelheid 2^e generatie biobrandstoffen. Zo levert het bijmengen van 10% 1^e generatie biobrandstoffen een CO₂-ketenemissie reductie op van 4,9%. Echter substitutie van 4% 1^e generatie biobrandstoffen (van de 10% uit het basisscenario), door 2% dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen levert een FQD-ketenemissiereductie op van nog maar 4,5%. Hierdoor is het ‘gat’ om aan de 6% FQD-eis te voldoen groter geworden en zijn extra aanvullende maatregelen nodig, zoals inzet van CNG (zie laatste kolom Tabel 3.1). Volledige substitutie van de 10% 1^e generatie biobrandstoffen door 5% dubbeltellende biobrandstoffen zou leiden tot een additioneel ‘FQD-gat’ van ongeveer 1%. Zoals ook uit de hiernavolgende toekomstbeelden blijkt bestaan er combinaties van andere opties voor CO₂-ketenreductie die dit ‘FQD-gat’ kunnen dichten. Onder bepaalde condities is het dus wel mogelijk om volledig 2^e generatie biobrandstoffen in te zetten.

Tabel 3.1 *Toekomstbeeld I: Effect op de RED- en FQD-eisen van inzet 2^e generatie biobrandstoffen, ondersteund door inzet EV en/of CNG*

Samenstelling toekomstbeeld	RED % hernieuwbare energie in wegverkeer	FQD % ketenreductie voor opties 1 ^e kolom	FQD % reductie voor 1 ^e kolom én CNG
10% 1 ^e gen. biob.	10,0	4,9	5,2
+ 1,0% EV*	10,5	5,3-5,8	5,7-6,2
7% 1 ^e + 1,5% 2 ^e	10,0	4,6	4,9
+ 1,0% EV*	10,5	5,0-5,5	5,4-5,9
6% 1 ^e + 2% 2 ^e	10,0	4,5	4,8
+ 1,0% EV*	10,5	4,9-5,4	5,3-5,8

* De hier voor EV's gehanteerde 0,5% reductie voor de RED-eis (kolom 2) is gebaseerd op het te verwachten Europese gemiddelde van 20% hernieuwbare elektriciteit (RES-E), waarmee lidstaten mogen rekenen, gecombineerd met de ‘bonusfactor’ van 2,5 voor duurzame elektriciteit die RED hanteert (zie Paragraaf 1.5). Het gepresenteerde aanvullende reductiepercentage voor de FQD door inzet van elektrische auto's (kolom 2 en 3) loopt uiteen van 0,5% tot 1%. Het reductiepercentage van 0,5% geldt indien de CO₂-emissie van elektriciteitsproductie voor EVs wel moet worden meegenomen; De reductie neemt toe tot 1% indien EV's mogen worden gerekend als nulemissie-voertuigen (zie uitleg Paragraaf 2.3.3).

Noot: Zoals elders toegelicht in deze studie is gerekend met een CO₂-ketenreductie van 55% voor 1^e generatie biobrandstoffen en 88% voor 2^e generatie biobrandstof.

Een belangrijke conclusie is dat des te meer 2^e generatie biobrandstoffen worden gebruikt, des te groter het tekort aan CO₂-ketenemissie vermindering onder de richtlijn brandstofkwaliteit. Dit CO₂-gat moet dan opgevuld worden door andere maatregelen zoals elektrisch vervoer, het gebruik van groen gas of door efficiëntie verbeteringen in het raffinageproces.

3.3 Toekomstbeeld II: Efficiëntieverbeteringen van het raffinageproces

In dit toekomstbeeld wordt uitgegaan van een efficiëntieverbetering van het raffinage proces (zie beschrijvingen in Paragraaf 2.3.2.). Hierbij worden twee subvarianten onderscheiden.

Zoals uitgelegd in Paragraaf 2.3.2, kunnen diverse ‘rendabele’ maatregelen, met voor de sector lange terugverdientijden van ca. 6 jaar, circa 13% energie-efficiency opleveren (subvariant A). Het inpassen van nieuwe geavanceerde destillatiekolommen in een bestaande raffinaderij zou de efficiëntieverbetering kunnen verdubbelen (subvariant B). Het zogenaamde ‘green field’ niveau van 30% efficiëntieverbetering bij complete nieuwbouw wordt niet bereikt en wordt momenteel ook niet realistisch geacht omdat de sector nieuwbouw op korte tot middellange termijn uitsluit.

Ook in het toekomstbeeld raffinage wordt in de basis uitgegaan van 10% afzet van 1^e generatie biobrandstoffen en een verwaarloosbare bijdrage van 2^e generatie biobrandstoffen. Eveneens is er in dit toekomstbeeld geen bijdrage van de elektrische auto’s aan de verkeersprestatie voorzien. Efficiëntieverbeteringen in het raffinageproces verbeteren de CO₂-ketenemissie, maar dragen uiteraard niet bij aan de fractie hernieuwbare energie. Daarom is in de basissituatie van dit toekomstbeeld een 10% bijdrage van 1^e generatie biobrandstoffen opgenomen, om aan de richtlijn hernieuwbare energie te voldoen.

De meest realistisch geachte variant van 13% efficiëntieverbetering (Variant A) heeft reeds tot gevolg dat al bijna aan de FQD-eis van 6% ketenefficiëntieverbetering kan worden voldaan, in aanvulling op de inzet van 10% eerste generatie biobrandstoffen (zie tabel 3.2, subvariant A). Een aanvullende fuelswitch naar CNG is dus overbodig. Dit relatief grote effect kan verklaard worden door het feit dat de CO₂-ketenuitstoot vermindering ook plaatsvindt in het niet-wegverkeer deel, te weten de brandstof voor binnenvaart en dieseltreinen.

Tevens kan de conclusie getrokken worden dat eventueel verdergaande efficiëntieverbetering dan 13% ‘ruimte’ geeft voor substitutie van 1^e generatie biobrandstoffen door 2^e generatie biobrandstoffen. Het in toekomstbeeld I uitgelegde FQD ‘gat’, door de binnen de RED dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen zou effectief kunnen worden gecompenseerd door extra efficiëntieverbetering in de raffinage. Tabel 3.2 met toekomstbeeld II geeft diverse combinaties waarbij de CO₂-ketenreductie toeneemt tot boven de 7%. Hierdoor zou volledige vervanging mogelijk worden van de 10% biobrandstoffen in het basisscenario door 5% dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen.

Tabel 3.2 *Toekomstbeeld II: Effect op de RED- en FQD-eisen van efficiëntieverbetering in de raffinage, en eventuele aanvullende inzet CNG*

Samenstelling toekomstbeeld	% Hernieuwbare energie in wegverkeer RED	FQD % ketenreductie voor opties 1 ^e kolom	FQD % reductie voor 1 ^e kolom én CNG
10% 1 ^e gen. Biob.	10,0	4,9	5,2
+ raffinage subv. a	10,0	5,9-6,2	6,2-6,5
+ raffinage subv. b	10,0	6,9-7,6	7,2-7,9

3.4 Toekomstbeeld III: Groen gas

In dit toekomstbeeld wordt in de basissituatie opnieuw uitgegaan van een afzet van 10% 1^e generatie biobrandstoffen in 2020, en dus een verwaarloosbare bijdrage van 2^e generatie

biobrandstoffen. Ook is er geen bijdrage aangenomen van elektrische auto's aan de verkeersprestatie.

In dit toekomstbeeld wordt gekeken naar de inzet van zoveel mogelijk groen gas. Zoals is uitgelegd in Paragraaf 2.3.5 heeft groen gas een vergelijkbare kwaliteit als aardgas. Groen gas levert een maximale CO₂-reductie van ruim 1% op. Dit percentage is gebaseerd op ca. 230.000 groen gas voertuigen, waarbij de substitutie 85% benzinevoertuigen betreft en 15% dieselveertuigen (zie Paragraaf 2.3.4. en 2.3.5). Het is op dit moment niet geheel duidelijk of groen gas dubbel mag meetellen onder richtlijn hernieuwbare energie. Het lijkt er echter op dat groen gas alleen dubbel mag meetellen indien het geproduceerd is uit afval of residuen (zie discussie in Paragraaf 2.3.5). De onduidelijkheid over de mate waarin groen gas uit de co-vergister meetelt onder de dubbeltellingregeling is alleen van invloed op het percentage hernieuwbare energie in het wegverkeer (RED) en heeft geen consequenties voor het percentage CO₂-ketenreductie (FQD).

Tabel 3.3 *Toekomstbeeld III: Effect op de RED- en FQD-eisen van inzet van groen gas, in vergelijking met het alternatief rijden op aardgas (CNG)*

Samenstelling toekomstbeeld	toe- % Hernieuwbare energie in wegverkeer RED	FQD % ketenreductie voor opties 1 ^e kolom	FQD % reductie voor 1 ^e kolom én CNG
10% 1 ^e gen. biob	10,0	4,9	5,2
1,8% Groen gas*	11,8 (13,6**)	6,0	-

*) Zie Paragraaf 2.3.4 en 2.3.5. voor een aanvullende toelichting op het gehanteerde percentage groen gas, de gesubsitueerde voertuigen, het energieverbruik en CO₂ emissies.

**) Indien groen gas geheel gerekend zou mogen worden als dubbeltellende 'betere biobrandstof', zie Paragraaf 2.3.5, dan zou de bijdrage aan de RED doelstelling oplopen tot maximaal 3,6%, resulterend in 13,6% RED bijdrage, in combinatie met inzet van 10% 1^e generatie biobrandstoffen.

Het toekomstbeeld III, zoals gepresenteerd in Tabel 3.3., laat zien dat maximale inzet van groen gas, in combinatie met 10% 1^e generatie biobrandstoffen, resulteert in het tegelijkertijd voldoen aan de eisen van zowel de RED (kolom 2, laatste rij) als de FQD (kolom 3, laatste rij). In dit geval wordt de 6% FQD-eis net gehaald. Dit betekent dat er geen 2^e generatie (vloeibare) biobrandstoffen kunnen worden ingezet, vanwege het 'FQD-gat' dat dan zou ontstaan (zie toelichting in de vorige 2 paragrafen). Echter, ook in dit toekomstbeeld III zou aanvullende inzet van elektrisch vervoer en/of raffinage leiden tot extra CO₂-ketenreductie en daarmee ruimte voor substitutie van een deel van de 1^e generatie biobrandstoffen door 2^e generatie biobrandstoffen.

Verder geldt dat groen gas ook een bijdrage levert aan de RED doelstelling die kan oplopen van 1,8% tot maximaal 3,6%, afhankelijk van het percentage waarin groen gas mag dubbeltellen voor de RED (zie voorgaande discussie en Paragraaf 2.3.5). Inzet van voldoende elektrisch vervoer en/of raffinage, waardoor de CO₂-ketenreductie oploopt tot boven de 6% eis van de FQD, geeft daarmee ook ruimte voor de brandstofleveranciers om tot 3,6% minder vloeibare biobrandstoffen in te zetten.

3.5 Synthese verschillende toekomstbeelden

De in de voorgaande paragrafen gepresenteerde toekomstbeelden - met verschillende accenten in geselecteerde opties om aan de richtlijnen te voldoen - maken het mogelijk om enkele algemene conclusies te trekken over de te verwachten keuzes van de brandstofleveranciers richting 2020.

Het voldoen aan de eisen van 10% hernieuwbare energie binnen de RED zal dominant worden ingevuld door inzet van biobrandstoffen. Deze inzet zou in beginsel kunnen bestaan uit 10% eerste generatie biobrandstoffen. Deze uitgangssituatie kent een CO₂-ketenreductie van ongeveer 5%. Om aan de tegelijkertijd te voldoen aan de FQD-eis van 6% ketenreductie, dienen dus nog voor 1% aanvullende maatregelen te worden geïmplementeerd om de CO₂-ketenreductie te

verbeteren. Dit kan door extra implementatie van aardgas, verbetering van de raffinage-efficiency, of elektrisch rijden. Indien de 6% FQD-eis nu net wordt bereikt bestaat er geen ruimte om 1^e generatie biobrandstoffen te substitueren door 2^e generatie (dubbeltellende) biobrandstoffen. In dat geval zou er namelijk het eerder beschreven ‘FQD-gat’ ontstaan.

Indien het gecombineerde effect van de aanvullende maatregelen voor verbeterde CO₂-ketenefficiency wel uitstijgt boven de 6% FQD-eis, is er ruimte om een deel van de 1^e generatie biobrandstoffen te vervangen door een halve hoeveelheid ‘dubbeltellende’ 2^e generatie biobrandstoffen (en/of groen gas indien dit eveneens (deels) wordt aangemerkt als dubbeltellende biobrandstof). De hoeveelheid 1^e generatie biobrandstoffen die kan worden vervangen door dubbeltellende 2^e generatie hangt af van de omvang van het ‘FQD-surplus’ boven de 6%. Op hoofdlijnen geldt dat elke 0,2% surplus van de ketenefficiency boven de 6% FQD-eis, het mogelijk maakt om 2% eerste generatie biobrandstoffen te substitueren door 1% tweede generatie dubbeltellende biobrandstoffen.

Substitutie van 1^e generatie biobrandstoffen door slechts een halve hoeveelheid (op energiebasis) van 2^e generatie biobrandstoffen, levert (op termijn) een kostenvoordeel op voor de brandstofleveranciers. Dit is dus aantrekkelijk. Daar staat tegenover dat de verdergaande aanvullende maatregelen voor het creëren van een ‘FQD-surplus’ boven de 6% ook kosten en technische uitdagingen met zich mee brengen (voor extra inzet van aardgas en/of verbetering van de raffinage-efficiency en/of elektrisch rijden). In de onderstaande tabel 3.4 is daarom nog een aanvullend indicatief toekomstbeeld gegeven, met inbreng van alle opties, rekening houdend met bovengenoemde overwegingen van de kosten en baten voor inzet van 2^e generatie biobrandstoffen.

Tabel 3.4 *Mogelijk toekomstbeeld met inbreng van alle opties*

Samenstelling toekomstbeeld	% Hernieuwbare energie in wegverkeer RED	FQD % CO ₂ -reductie voor opties 1 ^e kolom
4,5% 1 ^e gen. biofuels	4,5	2,1
1,5% 2 ^e gen. biofuels	3,0	1,2
1,0% EV	0,5 ²¹	1,0 ²²
0,9% CNG	0,0	0,17
0,9% Groen gas	1,8 ²³	0,45
Raffinage	0,0	1,0
Totaal	9,8	5,9

²¹ Dit percentage is gebaseerd op het te verwachten Europese gemiddelde van 20% hernieuwbare elektriciteit (RES_E), waarmee lidstaten mogen rekenen, gecombineerd met de ‘bonusfactor’ van 2,5 voor duurzame elektriciteit die RED hanteert (zie Paragraaf 1.5).

²² Gebaseerd op het mogen tellen van EVs als CO₂-vrij voor de FQD; zo niet dan daalt het percentage tot ca. 0,5%

²³ Dit percentage is gebaseerd op het voor 50% rekenen van groen gas als betere ‘dubbeltellende’ biobrandstof

4. Invloed op luchtkwaliteit

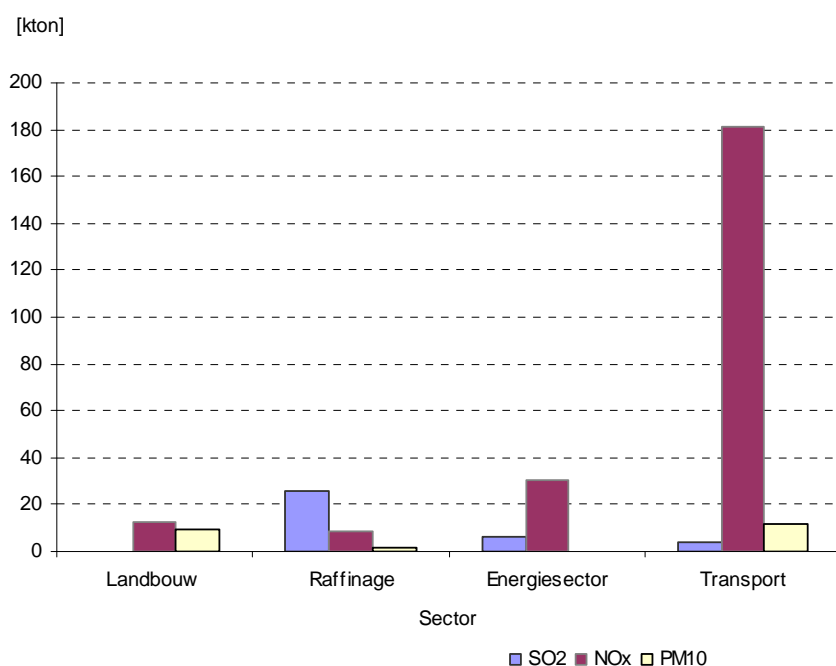
4.1 Algemene inleiding

In dit hoofdstuk worden de effecten besproken op de luchtkwaliteit in Nederland, die zouden kunnen worden veroorzaakt door verdere implementatie van de verschillende opties om de CO₂-ketenuitstoot te verminderen, door de brandstofleveranciers in reactie op de eisen uit de Richtlijn Brandstofkwaliteit. Het gaat in deze studie om de balans voor de emissies van luchtverontreinigende stoffen binnen Nederland als geheel. Dit betekent dat lokale factoren buiten beschouwing worden gelaten, zoals: de plek van de emissies, de verspreiding van emissies, de blootstelling en hieraan gekoppelde mate van gezondheidsschade.

In Figuur 4.1 zijn de luchtverontreinigende emissies gegeven voor de meest relevante sectoren. Uit deze figuur blijkt duidelijk dat de sector transport verreweg de grootste bijdrage levert aan de nationale emissies van NO_x- en PM₁₀. Door de introductie van vloeibare biobrandstoffen en groengas zullen de emissies uit de landbouwsector toenemen. Daarnaast zullen meer elektrische voertuigen door de verhoogde elektriciteitsvraag leiden tot extra emissies uit de elektriciteitssector. Echter, zoals uit Figuur 4.1 blijkt zal de dominante invloed van de directe emissies uit de sector verkeer ertoe leiden dat substitutie van deze emissies naar een andere sector in het algemeen zal leiden tot overall lagere emissies. Denk hierbij aan elektriciteitsproductie voor elektrisch vervoer en de introductie van (groen) gas. De diverse CO₂-reductieopties, zoals gepresenteerd in Hoofdstuk 2 van deze studie, hebben geen (of een geringe) invloed op de directe verkeeremissies.

- Het gebruik van vloeibare biobrandstoffen leidt soms tot een geringe toename van de directe NO_x en PM₁₀ uitstoot, met name bij dieselvoertuigen. Dit effect zal door het gebruik van gesloten roetfilters en NO_x-beperkende technieken zoals SCR echter grotendeels teniet gedaan worden.
- Een toename van elektrisch vervoer zal leiden tot een hogere elektriciteitsvraag. De wijze van elektriciteitsgeneratie is dominant voor de hieraan gekoppelde emissies (zie Paragraaf 4.3).
- Aardgas en groen gas. De substitutie van benzine en dieselauto's door (groen)gas voertuigen zal leiden tot een afname van de directe NO_x- en PM₁₀-uitstoot. Ook hier zal in ieder geval geen verslechtering van de directe (tank-to-wheel) emissies voor NO_x, SO₂ en PM₁₀ optreden.
- Efficiëntieverbeteringen in de raffinage zullen naar verwachting ook leiden tot verbeteringen van de luchtkwaliteit. De nieuwe zuinige technologie zal ook schoner zijn omdat nieuwe installaties doorgaans moeten voldoen aan strengere vergunningseisen. Overigens is het zo dat de introductie van alternatieve brandstoffen - waardoor de vraag naar fossiele brandstoffen binnen Nederland zal afnemen - niet zal leiden tot mindere productie van de raffinaderijen. De productie in de raffinage is immers ook bedoeld voor export.

Al met al kan worden geconcludeerd dat de inzet van de verschillende CO₂-reductieopties, zoals besproken in dit rapport, in ieder geval niet zullen leiden tot een noemenswaardige verslechtering van de Nederlandse luchtkwaliteit. Enkele opties, zoals efficiëntieverbetering in de raffinage, hebben juist een beperkt positief effect. Deze conclusie wordt in de onderstaande paragrafen kort onderbouwd voor de belangrijkste afzonderlijke CO₂-reductieopties.



Figuur 4.1 *Emissies van de relevante sectoren*

4.2 De invloed van biobrandstoffen op de luchtkwaliteit

In deze studie wordt niet ingegaan op het directe effect op emissies van voertuigen door substitutie van fossiele brandstoffen door biobrandstoffen (tank-to-wheel emissies). Diverse studies, waaronder Bolk I (2009) hebben laten zien dat deze effecten beperkt zijn²⁴. De voorliggende studie beperkt zich dus tot well-to-tank emissies. Door de introductie van biobrandstoffen kunnen de emissies in de akkerbouw toenemen, onder meer door de inzet van meer machines voor de bewerking van het land en oogst. In principe zal door de introductie van biobrandstoffen de totale emissie van NO_x, SO₂ en PM₁₀ toenemen. Deze emissies zullen echter vooral plaatsvinden in het land waar de gewassen voor de biobrandstof verbouwd worden; dus veelal niet in Nederland vanwege het beperkte productiepotentieel. Ter illustratie van de omvang van deze effecten geeft Tabel 4.1 een schatting van de huidige bijdrage van deze emissies door de sector akkerbouw.

Tabel 4.1 *Uitstoot per landbouwsector in 2008*

Sector	[CO ₂ Mton]	[CO kton]	[SO ₂ kton]	[NO _x kton]	[PM ₁₀ kton]
Landbouw mobiel	1,3	3,7	0,7	13,3	0,7
Landbouw stationair	8,7	1,5	0,1	12,5	9,5
<i>waarvan:</i>					
Tuinbouw	6,6	1,1	0,1	9,5	0,5
Veeteelt	2,0	0,3	0,0	2,9	8,5
Akkerbouw stationair	0,1	0,1	0,0	0,1	0,5
Akkerbouw mobiel	0,7	1,9	0,4	6,7	0,4
Akkerbouw totaal	0,8	2,0	0,4	6,8	0,9

Bronnen: CBS, 2009, WUR, 2007.

In het onderstaande zijn de luchtverontreinigende emissies voor de productie van biobrandstoffen in Nederland op 2 verschillende manieren bepaald (zie onderstaande berekening 1 en berekening 2).

²⁴ Hierbij dient wel te worden aangetekend dat mogelijke kleine veranderingen in tank-to-wheel verkeersemissies, wellicht toch relevant zijn, vanwege de relatief grote omvang van deze bron, met name voor NO_x (zie Figuur 4.1).

Berekening 1: luchtverontreiniging door productie biobrandstoffen

De uitstoot in de sector akkerbouw is als referentie gebruikt voor de berekening van de extra emissies door het verbouwen van biobrandstofgewassen. Het totale grondgebied in Nederland dat gebruikt wordt voor akkerbouw bedroeg in 2009 ongeveer 1 mln hectare. Hieruit volgt, in combinatie met Tabel 4.1, dat de akkerbouw een gemiddelde uitstoot veroorzaakt van 6,8 kg NO_x, 0,4 kg SO₂ en 0,9 kg fijn stof per hectare.

Nederland heeft een landbouwpotentieel voor biobrandstoffen van ongeveer 260 duizend hectare, bestaande uit 70 duizend hectare akkerbouwgrond en 190 duizend hectare tijdelijk grasland (WAB2009, CBS2009). Nu zal alleen het omzetten van het tijdelijke grasland in akkerbouwland voor de productie van biobrandstoffen een bijdrage leveren aan de extra SO₂, NO_x en fijn stof emissies.

Dit levert een extra uitstoot van 1,3 kton NO_x, 0,08 kton SO₂ en 0,17 kton fijn stof op; in alle gevallen dus een zeer geringe toename ten opzichte van de totale Nederlandse emissies (zie Figuur 4.1).

Berekening 2: luchtverontreiniging door productie biobrandstoffen

Berekening 1 kan vergeleken worden met de ketenemissiefactoren voor de productie van biobrandstoffen zoals deze gepubliceerd zijn in de studie BOLK II (2009). Deze emissiefactoren zijn gerelateerd aan de hoeveelheid biobrandstoffen die geproduceerd zijn op basis van energie. Hiervoor moet dus eerst geschat worden wat de opbrengst aan biobrandstoffen per hectare is. In deze studie wordt uitgegaan van gemiddeld 69 GJ per hectare (WUR, 2003; WAB, 2009). Dit betekent dat het potentieel van 260 duizend hectare akkerbouwgrond ongeveer 18 PJ aan biobrandstoffen kan opleveren. Echter om tot een inschatting van de SO₂, NO_x en fijn stof emissies te komen, moet er ook bepaald worden wat de verdeling tussen ethanol producerende en biodiesel producerende gewassen is. Een verdeling van 30% ethanol en 70% biodiesel producerende gewassen levert een gemiddelde opbrengst van 69 GJ per hectare op zoals deze verondersteld wordt in de studies (WUR, 2003, WAB, 2009). Door gebruik te maken van de well-to-wheel emissiefactoren uit de BOLK II studie kan de extra uitstoot berekend worden. Ook nu is alleen uitgegaan van het uitwisselen van het tijdelijke grasland. Dit levert een extra uitstoot van 1,2 kton NO_x, 0,4 kton SO₂ en 0,13 kton fijn stof op.

Uit deze berekening blijkt dat de CBS-emissiegegevens en de BOLK II (2009) emissiefactoren consistent zijn, behalve voor de SO₂-uitstoot.

Samenvattend kan geconcludeerd worden dat bij de inzet van het maximaal beschikbare landbouwpotentieel voor biobrandstoffen in Nederland van 260 duizend hectare, dit zal leiden tot een extra jaarlijkse uitstoot van NO_x, SO₂ en fijn stof van:

- NO_x: 1,2 - 1,3 kton (ca. 0,4% van emissies transportsector)
- PM₁₀: 0,1 - 0,2 kton (ca. 0,6% van emissies transportsector)
- SO₂: 0,1 - 0,4 kton (ca. 0,5% van emissies transportsector).

De toename van de uitstoot is echter sterk afhankelijk van de snelheid waarmee roetfilters, SCR systemen en laag zwavelige brandstof in de landbouwsector zullen worden ingevoerd.

4.3 Elektrisch vervoer

Door het vervangen van voertuigen met een interne verbrandingsmotor door elektrische voertuigen zullen er enerzijds emissies van ICE voertuigen op de weg vermeden worden. Anderzijds zal er door de elektriciteitssector extra elektriciteit moeten worden geproduceerd om de accu's van de elektrische voertuigen te laden. Echter deze toename van de directe emissies in de energiesector zal klein zijn ten opzichte van de afname van de directe emissies in de sector mobiele bronnen. De emissies ten gevolge van extra elektriciteitsopwekking hangen sterk af van de pro-

ductiemethode van de elektriciteit. Hernieuwbare elektriciteitsbronnen zoals wind- en zonne-energie hebben geen uitstoot van schadelijke stoffen, evenals het gebruik van kernenergie. Echter bij het gebruik van kolengestookte elektriciteitscentrales is de afname van de schadelijke uitstoot aanzienlijk minder.

De directe uitstoot van NO_x en SO₂ van een elektrisch voertuig is nul. De directe uitstoot van fijnstof door een volledig elektrisch voertuig bestaat alleen uit remstof. Door het gebruik van regeneratief remmen zal de hoeveelheid remstof aanzienlijk minder zijn dan bij conventionele voertuigen. De indirecte uitstoot van NO_x, SO₂ en PM₁₀ komt vrij bij de elektriciteitsproductie. De emissies van de totale elektriciteitsproductie in 2007 staan weergegeven in Tabel 4.2. De totale elektriciteitsproductie in 2007 bedroeg 118 TWh. De emissiefactoren (per km) van de Battery Electric Vehicle (BEV) zijn berekend aan de hand van een energieverbruik van 0,2 kWh/km (Smokers, 2009).

Tabel 4.2 *Uitstoot door elektriciteitsproductie in 2007*

Uitstoot	CO ₂ *	NO _x	SO ₂
Elektriciteitsproductie	50,5 Mton	46 kton	9,3 kton
Emissiefactor	428 g/kWh	0,390 g/kWh	0,079 g/kWh
BEV	86 g/km	0,078 g/km	0,058 g/km
Euro 5 benzinevoertuig	nvt	0,076 g/km	nvt

* Binnen de EU is er een CO₂-emissie plafond voor de grote industrie en elektriciteitsproductie.

Bron: Daniëls, 2009.

Elektriciteitsproducenten kunnen emissierechten onderling verhandelen in dit zogenaamde Emission Trading Scheme (ETS), er zijn precies even veel rechten in omloop als het toegestane emissieplafond. Emissies van het wegverkeer vallen hier op dit moment buiten. De elektriciteit die elektrische auto's verbruiken valt echter wel automatisch onder dit ETS, omdat elektriciteitsproductie hieronder valt. Vanuit dit gezichtspunt geldt dat elektrische auto's geen CO₂-emissie hebben; alle extra emissies zullen ergens anders in de industrie bespaard of groen opgewekt dienen te worden.

Samenvattend kan worden geconcludeerd, op basis van de gemiddelde elektriciteitsproductie in 2007, dat substitutie van ICE voertuigen door elektrische auto's zal leiden tot:

- Lagere PM₁₀-emissies in Nederland
- Vergelijkbare NO_x-emissies in Nederland
- Licht hogere SO₂-emissies; die echter beperkt zijn t.o.v. de totale emissies in Nederland.

Hoewel de emissie van NO_x voor een elektrisch voertuig in absolute zin niet lager ligt dan van een euro 5 benzine voertuig is het voordeel dat de emissies niet lokaal plaatsvinden maar op een plek waar er geen luchtkwaliteitsprobleem is.

Tenslotte zal de trend om meer elektrische voertuigen te koppelen aan duurzame elektriciteit ook leiden tot lagere emissies (zie bijvoorbeeld RETRANS, 2010).

4.4 Raffinage

Het raffinageproces levert een substantiële bijdrage aan de emissie van SO₂. Door het gebruik van biobrandstoffen zou het theoretisch zo kunnen zijn dat er minder fossiele brandstoffen nodig zijn. Echter de oliemaatschappijen opereren op een internationale markt en het ligt niet in de verwachting dat de vraag naar fossiele brandstoffen af zal nemen in de nabije toekomst tot 2020. In de richtlijn brandstofkwaliteit wordt gesteld dat met ingang van 1 januari 2011 het maximaal toelaatbare zwavelgehalte van gasolie gebruikt door mobiele machines, zoals de binnenvaart, pleziervaart, landbouwmachines en bosbouwmachines gedaald moet zijn van 1000 mg/kg naar 10 mg/kg. Hiermee is het zwavelgehalte in de brandstof voor deze sector gelijk getrokken aan

het zwavelgehalte voor de brandstof in de sector wegverkeer. Om de reductie in zwavelgehalte te realiseren, zal extra energie verbruikt gaan worden in het raffinageproces. Om zowel aan verregaande ontzwaveling als beperkt energiegebruik te voldoen, is toepassing van nieuwe technologie gewenst in de Nederlandse petroleumindustrie. Een overzicht van technologische mogelijkheden tot het bereiken van dit doel is beschreven in een recent ECN rapport (Plomp en Kroon, 2010). Enkele belangrijke (doorbraak)technologieën zijn al wel commercieel beschikbaar, zoals de Dividing Wall Column, Catalytic Distillation, verregaande procesintegratie (gecombineerd met gas turbine generatoren), ontzwaveling met SynSat Technology, ontwikkelde Claus Tail-Gas Units en totale coke vergassing. De Dividing Wall Column biedt mogelijkheden om tijdens destillatie (grootste energieverbruik tijdens raffinage) een forse energiebesparing (~30%) te behalen, terwijl bij Catalytic Distillation in één unit zowel destillatie als ontzwaveling wordt uitgevoerd. Door verregaande integratie van bijv. de destillatie units en de coker kan ~9% energie worden bespaard, gecombineerd met de inzet van gas turbine generatoren kan een raffinaderij elektriciteit exporteren i.p.v. importeren. SynSat Technology maakt gebruik van zowel nieuwe katalysatoren als een nieuw reactorontwerp, waardoor verregaande ontzwaveling haalbaar is. Claus Tail Gas Units vangen de slipstream van Claus Units af en verminderen zo de zwaveluitstoot van de raffinaderij. Totale coke vergassing is zeker niet nieuw, maar gecombineerd met de nieuwste technologie wordt dit meer en meer gezien als de toekomst om aan verregaande ontzwaveling te voldoen en ook veel waterstof ter beschikking te krijgen. Hierdoor zullen stookoliën niet meer worden geproduceerd. Meerdere studies laten zien dat bovenstaande technieken (en ook andere nieuwe ontwikkelingen) in vergelijking met bestaande raffinaderijconfiguraties commercieel interessant zijn en terugverdientijden hebben tot ~6 jaar. In het algemeen schaalde de NO_x-emissie met de CO₂-uitstoot, als er minder gas verstoekt hoeft te worden zal er ook minder NO_x geproduceerd worden. Een vermindering van de CO₂-uitstoot van raffinaderijen door efficiëntieverbeteringen zal dus ook een vermindering van de NO_x-uitstoot opleveren. Deze uitstootvermindering levert in principe geld op voor de raffinaderij onder het NO_x-emissiehandelsysteem. Op dit moment is er nauwelijks een markt voor NO_x-rechten. Bovendien is de hoeveelheid rechten direct gekoppeld aan brandstofverbruik. Daling van het brandstofverbruik betekent ook direct dat je minder rechten krijgt en er dus niet te verkopen valt.

4.5 Aardgas en groen gas

Hoewel de directe CO₂-uitstoot van een aardgasvoertuig vergelijkbaar is met de directe CO₂-uitstoot van een diesellootvoertuig is de uitstoot van de overige emissies vergelijkbaar met die van een benzinevoertuig. Door de introductie van gesloten roetfilters is het verschil in fijnstofuitstoot tussen een aardgasauto en een diesellootvoertuig echter verwaarloosbaar geworden. Voor de NO_x-uitstoot zijn nog reducties te halen door het gebruik van aardgas- of groen gas voertuigen.

In een TNO-onderzoek voor het VARA-programma Nieuwslight zijn de emissies vergeleken van een Citroën C3 op respectievelijk benzine, diesel en aardgas (TNO, 2009):

Tabel 4.3 *Vergelijk emissies van benzine, diesel en CNG-voertuig*

Brandstof	CO ₂ [g/km]	NO _x [g/km]	PM ₁₀ [g/km]
Benzine	165	0,076	0
Diesel	139	0,237	0,003
CNG	144	0,009	0

Duidelijk is dat aardgas voertuigen een bijdrage kunnen leveren aan het verbeteren van de luchtkwaliteit.

4.6 Conclusie gevolgen luchtkwaliteit

In de voorgaande paragrafen van dit hoofdstuk is duidelijk geworden dat geen van de CO₂-ketenreductieopties waaruit de brandstofleveranciers kunnen kiezen zal leiden tot noemenswaardige luchtkwaliteitsproblemen in Nederland. Binnen de landbouwsector geeft biobrandstofproductie in Nederland extra uitstoot van PM₁₀ en NO_x en SO₂. Omdat het potentieel binnen Nederland niet groot is zijn de luchtkwaliteitgevolgen beperkt (orde van 0,5% extra uitstoot of lager). Alle overige (niet biofuel) CO₂-reductieopties zullen waarschijnlijk weinig negatieve of licht positieve effecten hebben op de Nederlandse luchtkwaliteit.

5. Conclusies

De analyse van de invloed van het EU-beleid voor CO₂-emissiereductie in transport op de Nederlandse brandstofmarkt en luchtkwaliteit leidt tot de volgende conclusies.

Opties, reductiepotentiëlen en kosten

- De brandstofleveranciers kunnen kiezen uit verschillende opties om te voldoen aan de gecombineerde eisen van enerzijds de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie en anderzijds de Europese Richtlijn Brandstofkwaliteit. De Europese eis van 10% hernieuwbare energie in de transportsector kan worden ingevuld door inzet van: biobrandstoffen, elektrische auto's op hernieuwbare elektriciteit en groen gas uit duurzame bronnen. De eis uit de Richtlijn Brandstofkwaliteit voor 6% CO₂-ketenemissiereductie kan worden ingevuld door inzet van: biobrandstoffen, efficiencyverbetering raffinage, elektrische voertuigen, rijden op aardgas en groen gas.
- Het potentieel van de verschillende opties voor reductie van de CO₂-ketenemissie in 2020 varieert van 5% voor biobrandstoffen; 1-2% voor efficiencyverbetering raffinage; ongeveer 1% voor de opties rijden op groen gas en elektrisch rijden; tot ruim 0,3% ketenreductie voor rijden op aardgas.
- De bandbreedtes voor kosteneffectiviteit van deze opties voor CO₂-ketenemissiereductie overlappen elkaar, met name in de kostenrange 200-300 €/t CO₂. In de raffinagesector zijn er nog opties met negatieve kosten per ton gereduceerde CO₂, zij het op basis van voor de sector ongebruikelijk lange terugverdientijden. Verder is elektrisch vervoer vooralsnog aanzienlijk duurder per ton gereduceerde CO₂. Toch is een implementatiegraad van circa 250 duizend elektrische voertuigen in 2020 naar verwachting realistisch vanwege de internationale belangstelling. Als er op internationale schaal voldoende grootschalige beleidsondersteuning blijft voor deze belangrijke lange termijn optie dan kunnen de kosten van elektrisch vervoer substantieel dalen.

Keuzes brandstofleveranciers

- De Richtlijn Hernieuwbare Energie staat toe om 2^e generatie biobrandstoffen 'dubbel' te laten meetellen. De inzet van dubbel tellende 2^e generatie biobrandstoffen is een goedkopere manier om te voldoen aan de Europese eis van 10% hernieuwbare energie in de transportsector.
- De inzet van dubbel tellende 2^e generatie biobrandstoffen wordt echter beperkt door de Richtlijn Brandstofkwaliteit. Voor de 6% CO₂-ketenreductie eis uit de Richtlijn Brandstofkwaliteit tellen 2^e generatie biobrandstoffen namelijk niet dubbel. Dit 'tekort', moet worden gecompenseerd door (mogelijk kostbare) extra inzet van andere opties zoals efficiencyverbetering raffinage, elektrisch rijden en rijden op aardgas en groen gas.
- Op hoofdlijnen geldt dat elke 0,2% surplus in CO₂-ketenemissiereductie, boven de door de Richtlijn Brandstofkwaliteit vereiste 6%, het mogelijk maakt om 2% eerste generatie biobrandstoffen te vervangen door 1% tweede generatie dubbel tellende biobrandstoffen. Bij een erg kostbare maximale inzet van andere opties is het in theorie dus mogelijk om alleen 2^e generatie biobrandstoffen in te zetten.
- Het is aannemelijk dat de balans tussen de Richtlijn Hernieuwbare Energie, de Richtlijn Brandstofkwaliteit, kosten en technische mogelijkheden zal leiden tot een diversificatie van de inzet van opties in de transportsector. Een reële combinatie van opties, waarbij tegelijkertijd wordt voldaan aan beide Europese richtlijnen, betreft de inzet van 4,5% eerste- en 1,5% tweede generatie biobrandstoffen, aangevuld met ongeveer 250.000 elektrische voertuigen, ruim 100.000 aardgasauto's en ruim 100.000 groen gas auto's. Additioneel is dan nog een bijdrage van 1% nodig door verbetering van de efficiency in de raffinagesector.

Luchtkwaliteit

Ongeacht de keuzes van de brandstofleveranciers om te voldoen aan de eisen van beide Europese richtlijnen worden geen noemenswaardige effecten verwacht voor de Nederlandse luchtkwaliteit.

- Maximale productie van energiegewassen in Nederland zou leiden tot een toename in de emissies van: 1,3 kton NO_x (ca. 0,4%), 0,2 kton PM₁₀ (ca. 0,8%), en 0,4 kton SO₂ (ca. 0,5%). Toekomstige schonere landbouwvoertuigen zullen deze emissies kunnen verlagen.
- Grootschalige biobrandstofproductie in het buitenland, voor gebruik in Nederland, kan in het land van productie wel leiden tot substantiële emissies van NO_x, SO₂ en PM₁₀.
- Veranderingen in de nationale luchtkwaliteit door de introductie van elektrische voertuigen zullen neutraal tot licht positief zijn, afhankelijk van de productiewijze van de benodigde elektriciteit. Elektrische voertuigen zullen wel altijd de *lokale* luchtkwaliteit verbeteren omdat zij helemaal geen uitlaatgassen uitstoten.
- Optimalisatie van het raffinageproces zal door inzet van nieuwe technologie waarschijnlijk leiden tot beperkt lagere emissies.

Overige conclusies

- De dubbeltelling van 2^e generatie biobrandstoffen in de Richtlijn Hernieuwbare Energie geldt alleen voor de subdoelstelling voor inzet van 10% hernieuwbare energie in transport. De dubbeltelling geldt dus niet voor de overall doelstelling van de Richtlijn Hernieuwbare Energie aangaande 14% hernieuwbare energie voor Nederland in 2020, gemiddeld over alle sectoren. Inzet van dubbeltellende 2^e generatie biobrandstoffen moet dus worden gecompenseerd door extra duurzame energie buiten de transportsector.
- De raffinaderijen kunnen de hoeveelheid CO₂ per eenheid geproduceerde brandstof niet alleen beïnvloeden door efficiencyverbeteringen, maar ook door: (1) invoer van relatief koolstofarme brandstoffen of raffinagegrondstoffen; en (2) export van koolstofrijke brandstoffen of producten. Deze mogelijke ontwikkelingen kunnen worden aangeduid als ‘Carbon Leakage’.
- De berekening van de ketenemissies van oliewinning tot en met raffinage kan administratief erg ingewikkeld worden. Bovendien spelen er ook nog niet gestandaardiseerde methodologische keuzes bij het toedelen van CO₂-emissies aan raffinageprocessen.
- De in de Richtlijn Brandstofkwaliteit genoemde CO₂-ketenemissiereducties voor 1^e generatie biobrandstoffen van 50% tot 60% zijn ambitieus, zeker voor het aandeel biodiesel.

Referenties

- Bindraban, P., E. Bulte, S. Conijn, B. Eickhout, M. Hoogwijk, H.M. Londo (2009): *Scientific Can biofuels be sustainable by 2020? An assessment for an obligatory blending target of 10% in the Netherlands*. Assessment and Policy Analysis report WAB 500102 024.
- BOLK I (2009): *Impact of biofuels on air pollutant emissions from road vehicles, phase 2*. TNO report MON-RPT-033-DTS-03976, R. Verbeek, B. Kampman, E.L.M. Rabe, X. Rijkkee en S. Bleuanus, 18 december 2009.
- BOLK II (2009): *Local Emissions Biofuel scenarios Follow up*. Draft report BOLK II, ECOFYS, M. Koper, M. van den Berg en C. Hamelinck, 2009.
- BP (2005): *Statistical Review of World Energy*, juni 2005.
- CBS (2009): www.cbs.nl
- Daniëls, B.W. et.al. (2009): *Actualisatie referentieraming 2009*, rapport ECN-E-09-010, ECN Petten, 2009.
- Daniëls, B.W. & J.C.M. Farla (2006): *Optiedocument energie en emissie 2010/2020*. ECN-C--05-105 / MNP 773001038, ECN, Petten, 2006.
- Daniëls, B.W. en S. Kruitwagen (2010): *Referentieraming energie en emissies 2010-2020*. Rapportnummer ECN-E--10-004, April 2010.
- EEA (2008): *Energy and environment report 2008*. European Environment Agency. Report No 6/2008.
- EIA (2007): *Refinery Outages: Description and Potential Impact on Petroleum Product Prices*. SR/OOG/2007-01 Energy Information Administration Office of Oil and Gas U.S. Department of Energy Washington, DC 20585, March 2007.
- EU (2003): 'Biofuel Directive'. *Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport*. Brussels, European Parliament and European Council.
- ESSO (2004): *CO₂/NO_x monitoringsprotocol*. ESSO Raffinaderij Rotterdam.
- EU (2009a): (CO₂ standards LD): *Official Journal of the European Union L 140/1 I (Acts adopted under the EC Treaty/Euratom Treaty whose publication is obligatory) REGULATIONS REGULATION (EC) No 443/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 setting emission performance standards for new passenger cars as part of the Community's integrated approach to reduce CO₂ emissions from light-duty vehicles*.
- EU (2009b): (FQD): *Official Journal of the European Union 5.6.2009; DIRECTIVE 2009/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL; of 23 April 2009 amending Directive 98/70/EC as regards the specification of petrol, diesel and gas-oil and introducing a mechanism to monitor and reduce greenhouse gas emissions and amending Council Directive 1999/32/EC as regards the specification of fuel used by inland waterway vessels and repealing Directive 93/12/EEC*.
- EU (2009c): (RED): *Official Journal of the European Union 5.6.2009 DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC*.
- Gallagher, E. et al. (2008): *The Gallagher Review of the indirect effects of biofuels production*. Renewable Fuels Agency, UK. pp. 1-90.

- Haddad, H.N., D.B. Manley (2008): *Improve crude oil fractionation by distributed distillation*. Hydrocarbon processing, Mei 2008.
- Hanschke, C.B., M.A. Uytterlinde, P. Kroon, H. Jeeninga, H.M. Londo (2009): *Duurzame innovatie in het wegverkeer*. ECN-E--08-076.
- Hanschke, C.B. et al. (2010): ECN rapport 'Groen toerekenen'. In voorbereiding.
- IEA (2008): *From 1st to 2nd generation biofuels technologies - A review of current industry and RD&D activities*. Paris, International Energy Agency.
- IEA (2009): *Bioenergy - A review of status and prospects*. Paris, Bioenergy Agreement of the International Energy Agency.
- Kampman B.E., M.B.J. Otten, R. Smokers (2008): *Duurzamer leasen; Effecten van het Duurzame Mobiliteitsplan van Athlon Car Lease*, CE Publicatienummer: 08.4789.59, Delft, november 2008.
- LNV (2009): *Economic Feasibility of Second Generation Ethanol with and without indirect Greenhouse Gas Reduction Benefits*. F. Lagares Tavora, R. Bakker, M. Stojanovic and W. Elbersen.
- Moulijn, J.A. en M. Makkee (2003): *Hydrocarbon Processes in the Oil Refinery, Industrial Catalysis*, DelftChemTech, Delft University of Technology, The Netherlands, <http://www.dct.tudelft.nl/race>, fall 2003.
- Nieuwenhout, F.D.J., et al (2009): *WP3 Financial and economic analysis of electric vehicles and heat pumps*. F.D.J. Nieuwenhout, C. Kolokathis, Ö. Özdemir en K. Schoots.
- Plomp, A.J., P. Kroon (2010): *Raffinaderijen naar 2030; De ideale raffinaderij*. Concept rapport ECN, Petten, in voorbereiding
- REFUEL (2008): *Eyes on the track, mind on the horizon*. Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Utrecht University, COWI, Chalmers University of Technology, EC-BREC, Joanneum University, Petten, The Netherlands, p. 48.
- RETRANS (2010): *Opportunities for the Use of Renewable Energy in Road Transport Policy Makers Report*. Gezamenlijke studie van TNO, ECN en RWTH in opdracht van de IEA.
- Roeterdink, W.G., et al (2010): *Groen Tanken: Inpassing van alternatieve brandstoffen in de tank- en distributie infrastructuur*. W.G. Roeterdink, M.A. Uytterlinde, P. Kroon en C.B. Hanschke. Rapportnummer ECN-E--09-082, Mei 2010.
- Scheffer B., M.A. van Koten, K.W. Robschlagel, F.C. de Boks (1989): *The shell residue hydroconversion process: development and achievements*. Catalysis Today, Volume 43, Number 3, 27 August 1998, pp. 217-224(8).
- SenterNovem (2004): *Nederlandse lijst van energiedragers en Standaard CO₂ emissiefactoren*. H.H.J. Vreuls.
- SenterNovem (2009): *Besluit biobrandstoffen wegverkeer 2007*.
- Suenson, M., L. White (2007): *Refining for Lower Sulphur Marine Fuels; The Logistics and Environmental Consequences of Change*. IMO BLG 11, 16 april 2007
- Smokers, R. (2009): *Het CO₂-voordeel van elektrische voertuigen*. TNO-notitie, 2 oktober 2009.
- Staatscourant (2009): *Nr.18709, Regeling van de Minister van VROM, 27 november 2009, nr.K&L2009063964, houdende uitvoering van de zwaardere weging van betere biobrandstoffen (Regeling dubbeltelling betere biobrandstoffen)*. Gepubliceerd 9 december 2009.

- Van Dril, A.W.N. van, et al. (2009): *Verkenning Schoon en Zuinig, Effecten op energiebesparing, hernieuwbare energie en uitstoot van broeikasgassen*. ECN rapport - E--09-022, April 2009.
- Verbeek et al. (2009): *Impact of biofuels on air pollutant emissions from road vehicles*. TNO rapport MON-RPT-033-DTS-2008-01737.
- VROM (2008): *Brief Minister Cramer aan de Voorzitter van de Tweede Kamer over Biobrandstoffendoelstellingen*, d.d. 13 oktober 2008, kenmerk DGM 2008099192.
- WAB (2009): *Can biofuels be sustainable by 2020?* Rapportnr 500102024, P. Bindraban, E. Bulte, S. Conijn, B. Eickhout, M. Hoogwijk en H.M. Londo.
- Wilde, H.P.J. de, P. Kroon, M. Mozaffarian, Th. Sterker (2007): *Quick Scan of the Economic Consequences of Prohibiting Residual Fuels in Shipping*. Published by the Energy. Energy research Centre of the Netherland, Report ECN-E--07-051 juli 2007; 76p.
- Wilde, H.P.J. de, P. Kroon (2008): *Cleaner shipping: trade-off between air pollution, costs and refinery CO₂ emissions*. Proceedings of the 2nd international conference on Harbours, Air Quality and Climate Change, Rotterdam, The Netherlands, 29-30 mei 2008.
- Wilde, H.P.J. de, H.M. Londo (2009): *Market analysis biofuels. Implications for the armed forces in the Netherlands*. ECN publicatienummer: ECN-E--09-039.
- WUR (2003): *Biobrandstoffen, Een alternatief voor de Nederlandse landbouw?* M.P.J. van der Voort.
- WUR (2007): *Animal Science Group, Activiteiten aan hotspot emissies van fijnstof en NO_x*. P. Roelofs en A. Aarnink, WUR, 2007.
- WUR (2008): *Geschiede of vruchtbare landbouwgronden in Nederland en Europa*. Alterra, Wageningen UR 2008, M.J.D Hack-ten Broeke, R.P.J.J. Rietstra, P.F.A.M. Römken en F de Vries.

Lijst van afkortingen

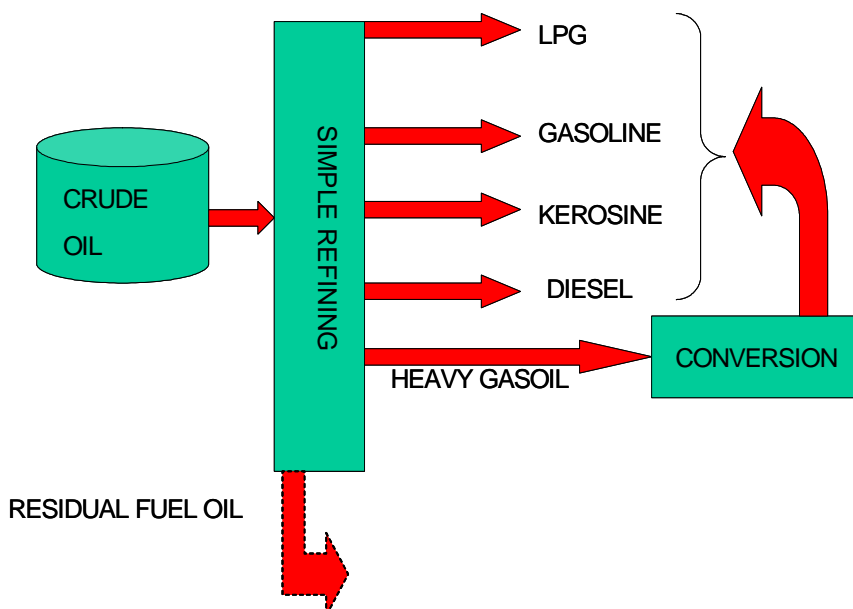
CCS	Carbon Capture and Sequestration; i.e. ondergrondse CO ₂ -opslag
CDM	Clean Development Mechanism
CNG	Compressed Natural Gas (aardgas onder druk)
ETS	Emission Trading Scheme
FQD	Fuel Quality Directive
N ₂ O	Nitrous oxide; lachgas, een krachtig broeikasgas
NO _x	Stikstofoxide, een luchtverontreinigende component
PM ₁₀	Particulate Matter < 10 micro meter; fijn stof
RED	Renewable Energy Directive (Richtlijn Hernieuwbare Energie)
SO ₂	Zwavel dioxide, een luchtverontreinigende component
CTL	Coal to liquids; omzetten van kolen in vloeibare brandstof
GTL	Gas to liquids; omzetten van (aard)gas in vloeibare brandstof
BEV	Battery Electric Vehicle; elektrische auto
WKK	Warmte-Kracht koppeling
GTL	Gas To Liquids; productie van vloeibare brandstoffen uit (aard)gas
VNPI	Vereniging Nederlandse Petroleum Industrie
Europia	European Petroleum Industry Association
Bpcd	Barrels per capacity day; vaten olie per dag dat gemiddeld verwerkt kan worden, waarbij rekening is gehouden met onderhoud etc.
HFO	Heavy fuel oil (zware stookolie en bunkerolie voor zeeschepen)
IMO	International Maritime Organization

Bijlage A Toelichting raffinage en trends

In deze bijlage is een beknopt overzicht gegeven van de belangrijkste raffinageprocessen. Dit overzicht is bedoeld om beter inzicht te krijgen in de mogelijke reacties van de raffinagesector op de Richtlijn Brandstofkwaliteit.

Toelichting raffinageproces

In de onderstaande figuur is een versimpeld raffinageschema opgenomen (Suenson, 2007). De ruwe olie (crude oil) komt binnen in de atmosferische destillatie waar deze verhit wordt. De lichtere producten, zoals benzine (gasoline) en diesel verdampen omdat ze een lager kookpunt hebben en worden zo afgescheiden van de zware producten. Het zware residu (atmosferisch residu) kan daarna: (1) direct gebruikt worden voor inzet als heavy fuel oil, of (2) nog een keer gedestilleerd worden onder lagere druk (vacuümdestillatie). Tijdens de vacuümdestillatie zal een deel van het residu alsnog verdampen (vacuüm gasoil), een ander deel blijft onder in de toren achter (vacuümresidu). Atmosferisch residu en vacuümresidu vormen de grondstof voor HFO (heavy Fuel Oil), in het onderstaande schema aangeduid als Residual Fuel Oil; in het Nederlands ook wel aangeduid met de termen bunkerolie, residuale olie of (zware)stookolie.



Figuur A.1 *Versimpeld schema van een raffinaderij*

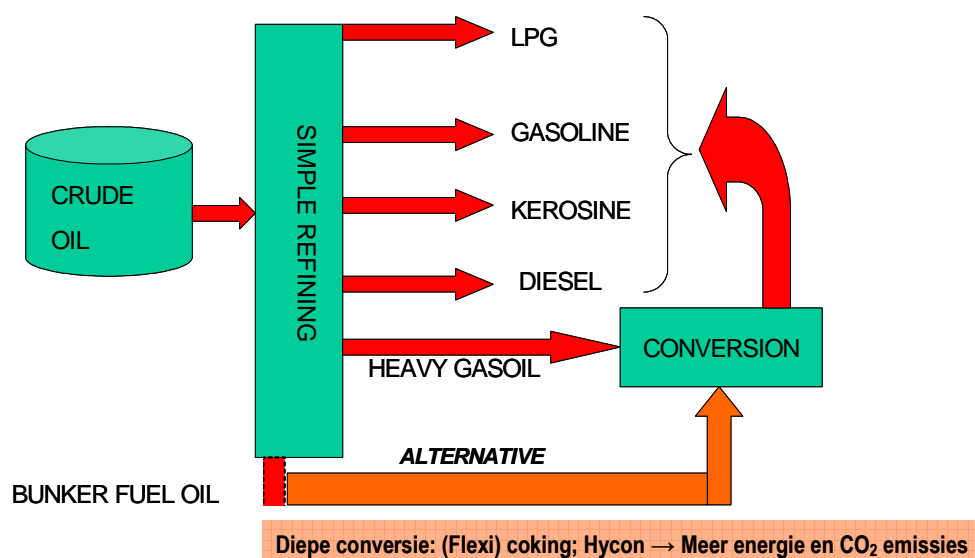
Verdere raffinage van residuen: kostbaar en hoge CO₂-emissies

Het is moegetijk om de zware en koolstofrijke residuen (residual oil) die overblijven na de (vacuüm)destillatie nog verder te raffineren naar lichte brandstoffen. Hierbij worden de vacuümresiduen - die gekenmerkt zijn door een hoge koolstof/waterstof verhouding - omgezet worden naar 'lichtere' producten (met een lagere kool/waterstof verhouding). Het gaat hierbij om processen waarbij de zware residuen worden omgezet door: (1) koolstof af te scheiden, zoals bij het flexicoker²⁵ procedé van Exxon Mobil; ofwel (2) waterstof toe te voegen, zoals bij het Hycon²⁶

²⁵ Flexicoking is een speciaal ontwikkeld procedé om zware oliefracties in lichtere te converteren, waarbij koolstof wordt onttrokken. De voeding voor de Flexicoker is het residu uit de zogeheten vacuümdestillatie, de zwaarste oliefractie van de raffinaderij. Deze wordt in de Flexicoker-installaties bij hoge temperaturen omgezet in 70% lichte olieproducten en cokes. Een Flexicoker levert dus geen vloeibaar residu op. De zware metalen blijven achter in een cokes restproduct. Deze cokes zet men vervolgens om in een laagcalorisch gas voor de opwarming van de verschillende eigen fabricageprocessen. De zeer geringe hoeveelheid as die uit de cokes overblijft, vindt zijn weg naar de cementindustrie (Moulijn en Makkee, 2003).

procedé van Shell. Beide procedés, die in het onderstaande nog kort worden toegelicht, leveren een spectrum van lichtere raffinageproducten op waaronder benzine, kerosine en diesel. In de onderstaande figuur is hetzelfde schema als hierboven gegeven maar zodanig aangepast dat alle HFO verder wordt geraffineerd tot lichtere brandstoffen. Beide processen zijn wel kostbaar om te implementeren en kennen een hoog energieverbruik en bijbehorende CO₂ emissies (De Wilde en Kroon, 2007). In Figuur 5.2 staat een versimpeld schema van een raffinaderij, waarbij alle residuen door diepe conversie processen worden omgezet in lichtere brandstoffen; bron (Suenson, 2007), hier licht aangepast.

Uit een ‘Quick scan’ die ECN in 2007 heeft uitgevoerd in opdracht van het ministerie van Verkeer & Waterstaat blijkt dat het technisch mogelijk om de gehele Nederlandse raffinage-industrie zodanig aan te passen dat de jaarlijkse productie van ca. 8 miljoen ton residuen, die nu worden afgezet als scheepsbrandstof, geheel wordt geconverteerd in lichtere producten. Een volledige conversie zou wel resulteren in een extra energiegebruik van circa 1 miljoen ton ruwe olie en een extra CO₂-uitstoot van circa 3,5 miljoen ton. Om marktverstoringen en prijsspieken te beperken is een geleidelijke invoering, over een periode van 6-12 jaar, gewenst. De investeringen zijn geraamd op ongeveer € 1,5 tot 2 miljard (De Wilde en Kroon, 2007).



Figuur A.2 Versimpeld schema van een raffinaderij, met volledige omzetting van residuen

Mondiale trends

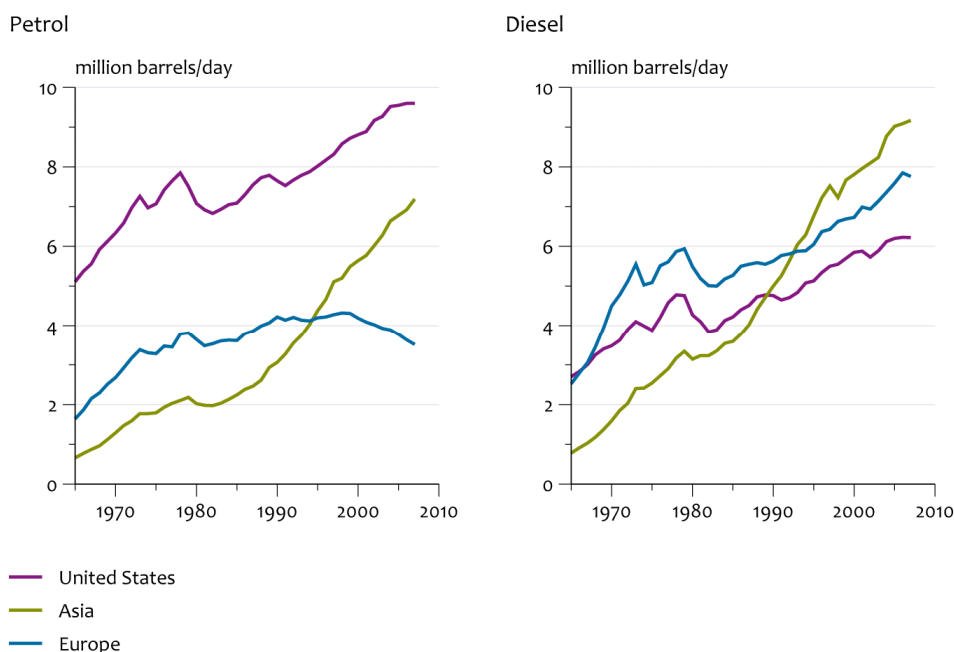
Er zijn meerdere mondiale ontwikkelingen die leiden tot een wereldwijde toename van de capaciteit in diepe conversietechnologie, ondanks de hoge investeringkosten:

- De nog beschikbare voorraden van aardolie zijn steeds zwaarder van aard, dat wil zeggen dat ze visceuzer en vaak ook zwavelrijker en zuurder zijn. Eveneens worden steeds meer onconventionele voorraden aangesproken zoals bijvoorbeeld teerzanden. Dit fenomeen dat vaak wordt aangeduid met de term ‘The easy oil is finished’, maakt het aantrekkelijker om te investeren in de bovengenoemde diepe conversietechnieken. Diepe conversie maakt het immers mogelijk om meer lichte producten te winnen uit de grondstof.
- Er is mondiaal een krapte op de oliemarkt. De vraag stijgt sneller dan het aanbod van nieuwe voorraden. Daarom is het aantrekkelijk voor raffinaderijen om te investeren in diepe conversie, zodat ze - ondanks de hogere marginale kosten - extra lichte brandstoffen kunnen produ-

²⁶ In het Hycon-proces worden residuen uit de vacuümdestillatie, met een hoog gehalte aan zwavel en zware metalen, grotendeels omgezet in destillaten. Er blijft nog wel een residuale oliestroom over. Bij het Hycon-proces wordt waterstof toegevoegd. De zware metalen worden er in de eerste stap uitgehaald en blijven op de katalysator achter. Een belangrijk kenmerk van het proces is de continue vervanging van de katalysator. De eerste Hycon-unit ter wereld is in 1989 opgestart bij Shell Pernis. Na het overwinnen van diverse opstart problemen met de installatie en materialen draait de installatie nu gedurende ongeveer een decennium goed (Scheffer et al., 1998).

ceren uit een vat olie. Deze trend wordt ook wel aangeduid met de term ‘bottom of the barrel’.

- De vraag naar diesel olie neemt wereldwijd sneller toe dan de vraag naar benzine. Deze mondiale trend, die vaak wordt aangeduid met de term ‘diesel crunch’, is weergegeven in de onderstaande figuur; zie Figuur 5.3. (BP, 2005). Na 2004 heeft deze trend zich voortgezet. Europa en Azië hebben een dieselttekort. In Europa is er zowel een tekort aan kerosine, die wordt ingevoerd uit het Midden Oosten, als een tekort aan diesel, die wordt aangevoerd vanuit Rusland. Een overschot aan benzine wordt geëxporteerd naar de VS. De raffinaderijen proberen de diesel/benzine verhouding zoveel mogelijk te verschuiven naar de dieselkant. Dit kan o.a. door extra hydrocracking capaciteit te plaatsen en minder catcracking. Deze ingrepen zijn echter onvoldoende om het dieselttekort bij te benen. De dieselcrunch vormt daarom een extra drijfveer voor het investeren in diepe conversie, omdat hierdoor extra diesel kan worden geproduceerd.



Figuur A.3 De trend in benzine- en dieselvraag in de VS, Europa en Azië (1995-2004)
Bron: BP, Statistical Review of World Energy, juni 2005.

De trend in benzine- en dieselvraag in de VS, Europa en Azië (1995-2004); na 2004 heeft deze trend zich voortgezet. Om de luchtverontreiniging door zeeschepen te beperken zal het zwavelgehalte van zeevaartbrandstoffen gemiddeld 2,7% nu tot maximaal 0,5% in 2020. Binnen de International Maritime Organization (IMO) is hierover in oktober 2008 een akkoord bereikt (www.imo.org). Wel zal de doelstelling in 2018 opnieuw worden beoordeeld worden, wat mogelijk zou kunnen leiden tot uitstel tot 2025. Deze ontwikkelingen zullen de vraag naar laagzwavelige scheepvaartbrandstof geleidelijk doen toenemen tot het moment van de wereldwijde omschakeling in 2020 naar brandstof met een zwavelgehalte van 0,5% (De Wilde en Kroon, 2007; 2008). Momenteel wordt een groot deel van de raffinageresiduen afgezet als zware scheepvaartbrandstof. Omdat dit straks niet meer mag vormen investeringen in diepe conversiecapaciteit een mogelijkheid om deze overbodige reststromen om te zetten in hoogwaardige lichte brandstoffen.

Tenslotte bestaat er ook een trend om meer gasvormige brandstoffen om te zetten in vloeibare brandstoffen (GTL, Gas to liquids). De in aanbouw zijnde nieuwe grote fabriek van Shell in Qatar²⁷ is hier een goed voorbeeld van. Naar verwachting zal de capaciteit in GTL de komende jaren mondiaal aanzienlijk worden uitgebreid.

²⁷ Zie: http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy/major_projects_2/pearl/

Bijlage B Broeikasgasketenemissies van fossiele brandstoffen

Broeikasgasketenemissies voor 1e en 2e generatie biobrandstoffen. De ketenemissiefactoren zijn overgenomen de richtlijn brandstofkwaliteit 2009/30/EC.

Tabel B.1 *Broeikasgasketen emissie (bio)brandstoffen*

Gewas	GHG emissie Totaal [gCO ₂ eq/MJ]	Ketenemissie vermindering [%]
1 ^e generatie		
Suikerbieten ethanol	40	52
Graan ethanol	55	34
Maïs ethanol	43	48
Suikerriet ethanol	24	71
Koolzaadolie biodiesel		
Zonnebloemolie biodiesel	41	52
Sojaolie biodiesel	45	47
Palmolie biodiesel	58	32
2 ^e generatie		
Geteeld hout ethanol	13	84
Geteeld hout FT diesel	6	93
Fossiele benzine	82.8*	
Fossiele diesel	85.4*	

* Uit het rapport Duurzame innovatie in het wegverkeer van ECN.

Tabel B.2 *Broeikasgas keten emissies van verschillende brandstoffen*

Brandstof	[GHG (gCO ₂ eq)/MJ]		
	Extractie	Raffinage	Well-To-Wheel
Benzine	4,5	7	85,8
Diesel	4,6	8,6	87,4
LPG			73,6
CNG			76,7
Teer zand	25	8,6	107
CTL	100	1	172
CTL met CCS	9	1	81
GTL	25	1	97
H ₂ hernieuwbaar elektrisch			9
H ₂ stoom reformeren			72-82
H ₂ uit kolen			190
H ₂ uit kolen met CCS			6
Brandstof op basis van plastic			86

Bijlage C Bijdrage per sector aan de emissies

De Europese Gemeenschap heeft zich tot doel gesteld om in 2020 tot een 20% vermindering van de CO₂-uitstoot te komen. Alle sectoren, zoals vermeld in Tabel D.1, moeten bijdragen aan deze vermindering. In deze tabel staat de directe bijdrage van het verkeer vermeld, deze draagt rond de 23% bij aan de totale CO₂-emissie. Naast het wegverkeer komt een groot deel van de directe CO₂-uitstoot voor rekening van de energiesector en de industrie. In deze studie wordt uitgegaan van de CO₂-ketenemissie van het wegverkeer. Om tot de CO₂-ketenemissie van het verkeer te komen moet hier ook een gedeelte van de uitstoot van raffinage bij opgeteld worden. Doordat de makkelijk winbare fossiele brandstoffen steeds schaarser worden en door het aanstaande verbod op zware dieselolie voor de scheepvaart, zal de CO₂-emissie van de raffinaderijen langzaam omhoog gaan in de toekomst. Deze stijging van de CO₂-uitstoot zal dus de CO₂-ketenemissie van het wegverkeer verhogen. Aan de andere kant zal door het bijmengen van bio-brandstoffen de ketenemissie van het wegverkeer worden verlaagd.

Tabel C.1 *Directe uitstoot in Nederland naar categorie in 2008*

Categorie	CO ₂ [Mton]	CO [kton]	SO ₂ [kton]	NO _x [kton]	PM ₁₀ [kton]
Landbouw stationair	8,3	1,5	0,1	12,5	9,5
Raffinage	11,8	4,0	25,7	8,6	1,3
Industrie totaal	31,9	146,6	14,2	30,1	8,3
Huishoudens	17,3	54,0	0,5	13,0	3,4
Energiesector	50,8	4,7	6,3	30,2	0,3
HDO en bouw	11,6	3,0	0,5	12,1	1,0
Milieu dienstverlening	2,4	2,0	0,2	3,8	0,0
Mobiele bronnen*	39,6	231,4	4,0	181,5	11,5
waarvan Landbouw mobiel	1,3	3,7	0,7	13,3	0,7
Landbouw totaal	10,0	5,2	0,8	25,8	10,2
Overig	0,8	1,4	0,1	1,0	1,4
Totaal	174,5	448,6	51,6	292,8	36,6
NEC doelstelling 2010			50	260	

• Exclusief zeescheepvaart.

Bron: CBS, 2009.

Bijlage D Rekenmethode broeikasgasemissiereductie

De 'Regeling dubbeltelling betere broeikasgassen' (Staatscourant, 2009) geeft de wijze waarop broeikasgasemissies door de productie en het gebruik van biobrandstoffen voor vervoer dienen te worden berekend:

$$E = eec + ep + etd + eu - esca - eccs - eccr - eee,$$

Waarbij:

- E: de totale emissies ten gevolge van het gebruik van de brandstof,
- eec: emissies ten gevolge van de teelt of het ontginnen van grondstoffen,
- ep: emissies ten gevolge van verwerkende activiteiten,
- etd: emissies ten gevolge van vervoer en distributie,
- eu: emissies ten gevolge van de gebruikte brandstof,
- esca: emissiereductie door koolstofaccumulatie in de bodem als gevolg van beter landbouwbeheer,
- eccs: emissiereductie door het afvangen en geologisch opslaan van koolstof,
- eccr: emissiereductie door het afvangen en vervangen van koolstof,
- eee: emissie reductie door extra elektriciteit door warmte krachtkoppeling.

Met de emissies ten gevolge van de productie van machines en apparatuur wordt geen rekening gehouden.