



Energy research Centre of the Netherlands

Quick Scan economische gevolgen van een verbod op residuale brandstof in de zeevaart

H.P.J. de Wilde

P. Kroon

M. Mozaffarian

T. Sterker

ECN-E--07-036

Juni 2007

Verantwoording

Deze ‘Quick Scan’ is uitgevoerd in opdracht van het ministerie van Verkeer en Waterstaat. Het project is bij ECN geregistreerd onder de werknaam ‘Verbod Residual Fuel’, met projectnummer 7.7856. De werkzaamheden voor dit project zijn uitgevoerd door Hein de Wilde, Pieter Kroon, Hamid Mozaffarian van de ECN-unit Beleidsstudies en private consultant Thor Sterker. De interne review is uitgevoerd door Marc Londo. De externe begeleiding heeft plaatsgevonden door Dick Brus en Jaap Kolpa van het ministerie van Verkeer en Waterstaat.

Abstract

The Energy Research Centre of the Netherlands has carried out a ‘Quick Scan’ on the economic impact on the Netherlands, resulting from a potential prohibition of residual fuels in international shipping.

The Dutch refinery industry annually produces about 8 million tons of refinery residues, the main component of the presently used shipping fuel. It is technically possible to convert all residues into lighter products, although this process will cause an additional energy use of about one million tons of crude oil and a related CO₂ emission of about 3.5 million tons. A fast introduction would lead to market disruptions and peak prices. These effects could be limited by a gradual introduction over about 6 years, preceded by a preparation phase for the refineries of approximately 6 years. The investment costs for the Netherlands are estimated at about € 1.5 tot 2 billion.

The Rotterdam bunker market processes both domestic and imported refinery residues. The residues are used to blend shipping bunker fuels, which are both sold to ships and exported to other harbors. Rotterdam will not necessarily be able to develop a similar position in import, export and bunkering of distilled shipping fuels. On balance, there is a reasonable chance that the bunker sector, where about 1500 people are employed, would decrease.

Background

The potential prohibition on residual fuels was proposed by the International Association of Independent Tanker Owners (Intertanko) to the International Maritime Organisation (IMO). The proposal involves a switch by 2012 from the presently used residual fuel to distillate fuel with a sulphur content of maximally 1%, to be lowered to 0,5% by 2015. This quick scan focuses on the economic impact of the potential fuel switch on the Dutch refinery sector and the bunker trade market.

Technological changes required

It is technically possible to convert the presently used residual fuels into lighter (distillate) products. Firstly, all residual fuels remaining after atmospheric distillation of crude oil, can be distilled again under vacuum. Subsequently, the vacuum residues can be converted by the petrochemical processes flexicoking and hydro cracking (deep conversion). Alternatively, residual fuels can be gasified for power generation and/or hydrogen production. The present global capacity in deep conversion is about 206 million tons per year, corresponding to about 6% of the total primary refinery capacity. Complete refinery of all the residual fuel used for ship propulsion (200 million ton/year¹), would thus involve a doubling of the present global capacity in deep conversion. A comparable expansion in primary capacity of this size will take about 8 years. The main question is therefore whether the deep conversion can be increased in addition to the autonomous expansion of the primary capacity. Furthermore, refineries match their products as much as possible to the local demand. Expansion of the deep conversion capacity in growing markets, like Southeast Asia, is therefore potentially more attractive than expansion in Western Europe.

¹ Residual fuel is assumed to resemble the composition in the Netherlands, containing vacuum residues, atmospheric residues, and some distillates for blending purposes (see § 3.3.4, 3.3.5).

Costs and willingness to invest

The refineries in the Netherlands produce annually about 8 million tons of residual products. According to the ECN refinery model, the complete deep conversion of these residual products would require investments of about € 1.5 to 2 billion. Based on previous investments in the 80's by the sector, the above increases in deep conversion capacity would cost about € 3.5 billion. This latter estimate, however, also includes a certain level of renovation of the refinery. On the European scale, the deep conversion of about 50 million tons of residual products requires investments in the order of € 9-12 billion, which is lower than the € 30 billion, estimated by the European Petroleum Industry Association (EUROPIA).

We assessed the willingness to invest in deep conversion capacity of the Dutch refineries. Ranging from 'more likely to invest than average' to 'less likely', we ranked them: Shell (21 million tons), Nerefco/BP (20.5 million tons), Total (7.9 million tons), Kuwait (3.8 million tons). The Exxon Mobil refinery (9.1 million tons) does already have a complete conversion of all refinery products. The relatively small Koch refinery (3.5 million tons) does not produce residual products because it uses gas condensate as raw material instead of crude oil.

If a refinery will not invest in deep conversion capacity, its competitiveness will decrease in the long term, especially in times of overcapacities and low refining margins. Presently about 3240 employees are working in the Dutch refineries. Including workers from third companies the number amounts 4000-5000 employees.

Additional crude use and CO₂ emissions

The model calculations indicate that the conversion of the annual stream of 8 million tons of residual products in the Netherlands would involve an additional use of crude oil of about 1 million ton. This additional use of crude will result in an extra CO₂ emission of about 3.5 Mton, corresponding to a 2% increase of the total annual emission in the Netherlands.

Extrapolation of the national additional CO₂ emission to the European scale (50 million ton residuals) and the global scale (200 tons residuals), indicates extra CO₂ emissions of about 22 and 90 million tons, respectively. The European Petroleum Industry Association (EUROPIA), reports extra CO₂ emissions that are about 50% higher. The additional CO₂ emission can affect the reduction levels in the post-Kyoto (after 2012) agreements. It can affect the demand and the price of CO₂ credits in the EU emission trading scheme. In the Netherlands, offset of the extra CO₂ emission, e.g. by carbon capture and storage or renewable energy, would cost in the order of € 200 to 400 million annually.

Bunker fuel market

Rotterdam is the second largest bunker harbour in the world, presently supplying about 15 million tons a year, because of: (1) the bunker production by the local refineries; (2) the deepwater harbour, enabling the biggest ships to port, and (3) a favourable geographical position for bunker imports from Russia and Baltic states. If the Dutch refineries will convert all bunker fuels to lighter distillates, the volume of shipping fuels produced will be moderately reduced. If the distillate fuels produced will be supplied to other markets apart from shipping, the reduction may be more substantial. In addition, the annual import for bunkering and export of about 20 million tons of bunker fuels from Russia will strongly change. A global prohibition of bunker fuels will more likely induce a decrease of the Rotterdam bunker fuel market, than an increase. Since the fuel storage sector also stores crude oil and other products, we do not expect an extensive decrease of the total fuel storage sector. About 1500 employees are directly involved in the bunkering sector.

Additional remarks

The pace of implementation of the Intertanko proposal will have a large impact on the price-making in the crude oil market, the oil products market as well as on the market of sea transport.

It is likely that an abrupt implementation will involve severe market disturbances with high peak prices. The negative impacts may include: shortages and price perturbations of certain oil products, as well as shortages in the engineering capacity and construction capacity for the new deep conversion facilities. A gradual implementation over a time window of 6 to 12 years, for example with an increasing share per ship-owner, will reduce the negative effects.

Inhoud

Lijst van tabellen	7
Lijst van figuren	7
Samenvatting	8
1. Inleiding	13
1.1 Doel van deze studie	13
1.2 Achtergrond	13
1.3 Leeswijzer	13
2. Intertanko-voorstel en scheepvaartbrandstoffen	15
2.1 MARPOL ANNEX VI en het Intertanko-voorstel	15
2.2 Zeevaartbrandstoffen	17
3. Effecten op de raffinage-industrie	18
3.1 Raffinageproces	18
3.1.1 Vereiste aanpassingen om HFO te raffineren	18
3.2 Internationale ontwikkelingen in verwerking van residuen	21
3.2.1 Cokers en flexicokers	21
3.2.2 Residu hydrocrackers	22
3.2.3 Vergassers	22
3.2.4 Totaal beeld	23
3.3 Raffinagecapaciteit in Nederland	23
3.3.1 Zes Nederlandse raffinaderijen	23
3.3.2 Raffinaderijcapaciteit is afgestemd op volume van 'regionale vraag'	25
3.3.3 Eerdere grote aanpassingen Nederlandse raffinaderijen	25
3.3.4 Bunkerolie in de Nederlandse raffinageproductie	26
3.3.5 Oplossingsrichtingen voor overschot residuale brandstof	27
3.3.6 Nadere analyse knelpunten (om)bouwtempo	28
3.3.7 Mogelijke reacties van de Nederlandse raffinaderijen	29
3.4 Modelberekeningen	30
3.4.1 Toekomstige ontwikkeling bunkervraag	30
3.4.2 Modelberekeningen	31
4. De bunkermarkt	35
4.1 Bunkervolumes	35
4.1.1 Toekomstige ontwikkeling bunkervraag	37
4.2 Omvang en kwetsbaarheid	38
4.3 Opslagbedrijven	39
4.3.1 Belang van opslag	39
5. Overige economische effecten	41
5.1 Effect overgang HFO naar destillaat op de crude oliemarkt	41
5.2 CO ₂ -markt	41
5.3 Extra zwavel en petroleumcokes	42
6. Conclusies	43
Referenties	47
Internetsites	49
Afkortingen	50

Bijlage A	Huidige zwaveleisen	51
Bijlage B	Details toekomstige raffinagecapaciteiten	52
Bijlage C	Benuttingsgraad raffinagecapaciteit	55
Bijlage D	Verslag Workshop 28 februari 2007	57
Bijlage E	Reactie Acid Rain (NGO in Zweden) op conclusies workshop	67
Bijlage F	Reactie Intertanko op conclusies workshop	69

Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Intertanko-voorstel</i>	16
Tabel 3.1	<i>Flexicokers gebouwd tussen 1980-1990</i>	21
Tabel 3.2	<i>Wereldwijde coking capaciteit per 1 januari, met 2007 verder uitgesplitst</i>	21
Tabel 3.3	<i>Wereldwijde residu hydrocracker (Hycon) capaciteit per 1 januari 2007</i>	22
Tabel 3.4	<i>Samenvattend overzicht mondiale capaciteit in miljoen ton en toename in %</i>	23
Tabel 3.5	<i>Raffinagecapaciteit in Nederland 2004 (duizend vaten per dag)</i>	24
Tabel 3.6	<i>Directe werkgelegenheid bij de Nederlandse raffinaderijen</i>	24
Tabel 3.7	<i>Bruto productie Nederlandse raffinaderijen (percentages)</i>	27
Tabel 3.8	<i>Reeds in gebruik zijnde verwerkingsmogelijkheden</i>	27
Tabel 3.9	<i>Netto productie raffinaderijen in GE-scenario (WLO)</i>	31
Tabel 3.10	<i>Kwaliteitseisen in het SERUM-model</i>	32
Tabel 3.11	<i>Effect zwaveleis en destillaateis op de extra olievraag en CO₂-emissies ten opzichte van het GE-scenario in 2015</i>	32
Tabel 3.12	<i>Effect van zwavel- en destillaateisen van scheepsbrandstoffen op de kosten van de Nederlandse raffinaderijen in miljoen €/j</i>	34
Tabel 4.1	<i>Historische en toekomstige ontwikkeling bunkervraag</i>	38
Tabel 4.2	<i>Wereldwijde bunkermarkt</i>	38
Tabel 4.3	<i>Gemiddelde bunkerolieprijzen, 1 maart 2007 [\$/ton]</i>	38
Tabel 4.4	<i>Tankopslagbedrijven en capaciteit</i>	39
Tabel 4.5	<i>Doorzet vloeibare goederen in West Europese havens in 2003</i>	40
Tabel 5.1	<i>Toename wereld olievraag in % als functie van het aantal jaren voor overschakelen, bij een groei van de wereldolievraag met 1,5%/j</i>	41
Tabel A.1	<i>Huidige zwaveleisen</i>	51
Tabel B.1	<i>Ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het GE-scenario</i>	52
Tabel B.2	<i>Ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het SE-scenario</i>	53
Tabel B.3	<i>Varianten op GE 2015 met HFO ontzwaveling en 100% destillaat</i>	53

Lijst van figuren

Figuur 2.1	<i>Overzicht IMO/EU-regelgeving en implementatie</i>	15
Figuur 2.2	<i>Mogelijke toekomstige uitbreiding van SECA's wereldwijd</i>	16
Figuur 3.1	<i>Schematisch overzicht van het Hycon proces</i>	19
Figuur 3.2	<i>Schematisch overzicht van het Flexicoker proces</i>	19
Figuur 3.3	<i>Raffinageschema met productie HFO</i>	20
Figuur 3.4	<i>Raffinageschema zonder productie HFO</i>	20
Figuur 3.5	<i>Locatie van de vijf raffinaderijen in het Rotterdamse havengebied.</i>	24
Figuur 3.6	<i>Verandering in Nederlandse raffinagecapaciteit (1980 - 2003)</i>	25
Figuur 3.7	<i>Bruto productie Nederlandse raffinaderij</i>	26
Figuur 3.8	<i>Ontwikkeling oliedoorzet (blauw) en CO₂-emissie (oranje) voor het WLO GE-scenario</i>	31
Figuur 4.1	<i>Bunkering van olie in de afgelopen jaren in Nederland</i>	35
Figuur 4.2	<i>Nederlandse markt zware stookolie en bunkerolie (balans); de som van raffinageproductie en invoer is gelijk aan de som van bunkers, uitvoer en binnenlands verbruik.</i>	36
Figuur 4.3	<i>Invoer en export zware olie per land (> 0,2 miljoen ton)</i>	36
Figuur 4.4	<i>Historische en toekomstige ontwikkeling bunkervraag</i>	37
Figuur B.1	<i>Mogelijke ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het GE-scenario</i>	52
Figuur B.2	<i>Mogelijke ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het SE-scenario</i>	53
Figuur B.3	<i>Varianten op GE 2015 met HFO ontzwaveling en 100% destillaat</i>	54

Samenvatting

Het Energieonderzoek Centrum Nederland heeft in opdracht van het ministerie van Verkeer & Waterstaat heeft een 'Quick Scan' uitgevoerd naar de economische gevolgen van een mogelijk verbod op het gebruik van residuale brandstof in de zeevaart.

Het is technisch mogelijk om de 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. Deze conversie resulteert wel in een extra energiegebruik van circa 1 miljoen ton ruwe olie en een extra CO₂-uitstoot van circa 3,5 miljoen ton. Een snelle invoering leidt tot marktverstoringen en prijsspieken. Deze effecten kunnen beperkt worden door een geleidelijke invoering over circa 6 jaar, voorafgegaan door een voorbereidingsperiode voor de raffinaderijen van ongeveer 6 jaar. De investeringen zijn geraamd op ongeveer € 1,5 tot 2 miljard.

De Rotterdamse bunkermarkt verwerkt zowel de Nederlandse als geïmporteerde raffinage residuen. De hieruit bereide residuale scheepsbrandstof wordt zowel geleverd aan zeeschepen als geëxporteerd naar andere havens. Rotterdam zal niet noodzakelijkerwijs een gelijkwaardige positie kunnen opbouwen in import, export en bunkering van gedestilleerde scheepsbrandstoffen. Daarom moet per saldo rekening gehouden worden met een krimp van de bunkersector, waar ongeveer 1500 mensen werkzaam zijn.

Achtergrond

Het mogelijke verbod op het gebruik van residuale brandstof betreft een voorstel door de International Association of Independent Tanker Owners (Intertanko) aan de International Maritime Organisation (IMO). In plaats van de huidig gebruikte residuale brandstof zou per 2012 overgegaan moeten worden op gedestilleerde brandstof met een zwavelgehalte van maximaal 1%, per 2015 verder aan te scherpen tot 0,5%. Mondiaal gaat het om ongeveer 200 miljoen ton residuale brandstof² per jaar die vervangen zou moeten worden door laagzwavelige destillaatbrandstof. De voorliggende Quick Scan verschaft een visie/inschatting van de economische effecten op de Nederlandse petroleummaatschappijen, de zeevaart-bunkermarkt in Rotterdam en mogelijke effecten voor andere betrokken Nederlandse partijen. De Quick Scan is bedoeld als onafhankelijke onderbouwing voor het Nederlandse standpunt in het IMO-overleg. Een beschouwing in bredere context valt buiten de scope van deze rapportage.

Technologie voor raffinage residuale olie

Bunkerolie voor zeeschepen (HFO) bestaat grotendeels uit de residuen die overblijven bij destillatie van ruwe olie in de raffinaderijen. De ongeveer 8 miljoen ton residuale brandstof die jaarlijks in Nederland wordt geproduceerd kan worden beperkt door eerst al het atmosferisch residu door een vacuüm destillatie te halen (Dit geldt met name voor de Nerefco-raffinaderij). Dit kan in Nederland de hoeveelheid (vacuüm) residu beperken tot 5 miljoen ton. Het is technisch mogelijk om ook de zware en viskeuze residuen, die niet meer verder gedestilleerd kunnen worden, op te werken naar lichte producten (diepe conversie). De Nederlandse Exxon Mobil-raffinaderij bewijst in de praktijk dat dit technisch mogelijk én economisch haalbaar is. De omzetting in lichtere producten kan door ofwel koolstof af te scheiden, zoals bij het flexicoker procedé van Exxon Mobil, danwel door waterstof toe te voegen, zoals bij het Hycon procedé van Shell. De resterende 5 miljoen ton residuale brandstof zou kunnen worden verwerkt door de bouw van 2 of 3 flexicokers. Als alternatief voor diepe conversie kunnen residuale brandstoffen ook vergast

² Residuale brandstof is verondersteld de Nederlandse samenstelling te hebben; een mengsel van vacuüm- en atmosferische residuen op specificatie gebracht door toevoeging van een beperkte fractie destillaten (zie § 3.3.4, 3.3.5).

worden voor elektriciteitsopwekking met gasturbines, eventueel gecombineerd met de productie van waterstof en/of warmte.

Verwerkingscapaciteit en volumestromen

De mondiale primaire raffinagecapaciteit is momenteel ongeveer 3400 miljoen vaten per jaar met een Nederlands aandeel van circa 1,6%. De totale mondiale diepe conversiecapaciteit voor vacuüm residu bedraagt met ongeveer 206 miljoen ton per jaar circa 6% van de totale primaire verwerkingscapaciteit. De additionele raffinage van de residuale brandstof, die thans in de scheepvaart wordt afgezet, zou een verdubbeling vergen van de huidige mondiale capaciteit in diepe conversie. De afgelopen jaren is de diepe conversiecapaciteit bijna 4 maal zo snel toegenomen als de primaire verwerkingscapaciteit. De groei van de diepe conversiecapaciteit komt echter vooral voort uit het zwaarder worden van de ruwe olie en de relatief sterke stijging van de vraag naar relatief lichte producten en staat los van een eventuele overgang van residuale scheepvaartbrandstof naar destillaten.

Als de uitbreiding in diepe conversiecapaciteit in hetzelfde tempo zou blijven groeien als over de afgelopen 7 jaar, dan zou het bijna 35 jaar kosten voordat de gewenste aanvullende jaarlijkse verwerkingscapaciteit voor 200 miljoen ton residuale scheepvaartbrandstof is bereikt. Wereldwijd is de *primaire* conversiecapaciteit in de afgelopen zeven jaar met circa 170 miljoen ton toegenomen, tot het huidige niveau van ongeveer 3400 vaten per jaar. Technisch is het dus vermoedelijk ook mogelijk om in circa zeven jaar ongeveer 200 miljoen ton uit te breiden in capaciteit voor diepe conversie. Knelpunt is dus vooral of de uitbreiding in diepe conversie capaciteit te realiseren is *in aanvulling op* de autonome activiteiten in primaire conversie. Potentiële knelpunten zijn de beschikbaarheid van technische kennis en productiecapaciteit voor het bouwen van nieuwe diepe conversie installaties, alsmede productiedalingen door het tijdelijk stilleggen van raffinaderijen voor het inpassen van de nieuwe installaties.

Verder is de raffinaderijcapaciteit zoveel mogelijk afgestemd op het volume van regionale vraag van de verschillende soorten brandstoffen die uit de raffinage komen. Dit kan voor raffinaderijen een reden zijn om bij voorkeur uit te breiden in groeiemarkten zoals Zuid Oost Azië, waar een toekomstige afzet van alle raffinageproducten erg zeker is.

Economische aspecten Raffinage-industrie

Op dit moment werken er circa 3240 mensen bij de Nederlandse raffinaderijen. Inclusief de werknemers van derden betreft het 4000 tot 4500 werknemers.

Nederland heeft geen industrieën of elektriciteitscentrales (meer) die op zware stookolie 'draaien'. De Nederlandse raffinaderijen hebben dus geen alternatieve thuismarkt om zware stookolie af te zetten en richten zich dan ook hoofdzakelijk op de markt voor bunkerolie.

De benodigde investeringen voor het verder raffineren van de huidige Nederlandse raffinageresiduen zijn geraamd op investering van circa € 1,5 tot 2 miljard, op basis van berekeningen met het ECN-raffinagemodel. De in de literatuur genoemde investeringen voor capaciteitsuitbreiding in diepe conversie lopen aanzienlijk uiteen, afhankelijk van de mate waarin kosten zijn meegenomen voor: (1) inpassing in de raffinaderij, (2) opwerking van de ruwe producten en (3) of het nieuwbouw of retrofit betreft. Uitgaande van daadwerkelijke investeringen in het verleden zou de installatie van de noodzakelijke capaciteit aan flexicokers nu een investering vergen van circa € 3,5 miljard, tenminste als gelijktijdig ook min of meer gerenoveerd wordt. Het Oil en Gas Journal geeft investeringen die aanzienlijk lager liggen, ongeveer 0,3-0,4 miljard voor dezelfde capaciteit. Hier gaat het echter om de 'kale' prijs van de flexicokers die nog vermeerderd moet worden met (hoge) kosten voor installatie en aanpassing van de raffinaderij, alsmede aanzienlijke aanvullende investeringen in capaciteitsuitbreiding van installaties waarmee de ruwe producten uit de flexicoker moeten worden opgewerkt.

Een inschatting van de mogelijke bedrijfsaanpassingen bij de 6 grootste raffinaderijen in Nederland, in reactie op een eventueel verbod van gebruik van HFO in de zeescheepvaart, levert het volgende beeld:

- De Exxon Mobil-raffinaderij, capaciteit circa 9,1 miljoen ton, hoeft haar raffinageproces niet aan te passen omdat zij reeds alle residuale brandstof omzet in lichtere producten.
- De relatief kleine Koch-raffinaderij, capaciteit circa 3,5 miljoen ton, hoeft haar raffinageproces eveneens niet aan te passen omdat de grondstof die zij verwerkt, aardgascondensaat, geen zwaar residu oplevert.
- De Shell-raffinaderij, capaciteit circa 21 miljoen ton, is een complexe raffinaderij die reeds processtappen heeft om het aandeel residuale olie in de productie te verminderen. Samen met de UK is Nederland de 'thuisbasis' van Shell. Shell participeert ook met Exxon Mobil en de Nederlandse overheid in de Gasunie. De kans dat Shell zal investeren om zijn Nederlandse raffinaderij aan de nieuwe situatie aan te passen is dan ook hoger dan gemiddeld.
- Nerefco, capaciteit circa 20,5 miljoen ton, is een relatief simpele raffinaderij, die vanwege een beperkte capaciteit in 'diepe conversie' een relatief grote hoeveelheid zwaar restproduct levert. Daarom zal Nerefco aanzienlijke investeringen moeten doen om haar relatief hoge productie van zware reststromen zelf te verwerken. De kans dat de Nerefco raffinaderij aangepast zal worden wordt als gemiddeld ingeschat.
- Total, capaciteit circa 7,9 miljoen ton, heeft een hydrocracker voor de verwerking van vacuum gasolie en hoeft alleen te investeren in de verwerking van residuale olie. Vanwege de relatief kleine stroom residuale olie zijn de investeringskosten echter relatief hoog. De kans dat de Total raffinaderij zal investeren in noodzakelijke aanpassingen wordt als gemiddeld ingeschat.
- De Kuwait-raffinaderij, capaciteit circa 3,8 miljoen ton, is niet complex, maar heeft al wel een vacuüm destillatie-eenheid. Kuwait heeft recent pogingen gedaan om de raffinaderij te verkopen (ANP-AFX, 2006). De kleine schaal maakt investeringen echter relatief duur. De kans dat de huidige eigenaar bereid is om extra investeringen te doen wordt dan ook als minder dan gemiddeld ingeschat.

Als niet geïnvesteerd wordt in de verwerkingscapaciteit van residuale olie loopt de concurrentiepositie op termijn achteruit, zeker als er opnieuw een situatie met overcapaciteit zou ontstaan en de marges voor de raffinaderijen weer gaan dalen.

Modelberekeningen extra ruwe olievraag en CO₂-emissies en kosten

Met het ECN-raffinaderijmodel SERUM zijn de wijzigingen voor de raffinagesector doorgerekend die implementatie van het Intertanko-voorstel teweeg zou brengen ten aanzien van de extra vraag naar ruwe olie en CO₂-emissies. Uit de berekeningen blijkt dat het vervangen van 8 miljoen ton bunkerolie in Nederland door destillaat brandstof met 0,5% zwavel gepaard gaat met een extra energieverbruik van circa 1 miljoen ton olie en een extra CO₂-uitstoot van circa 3,5 miljoen ton, overeenkomend met ca. 2% van de totale huidige Nederlandse CO₂-emissie.

De huidige Kyoto-afspraken voor CO₂-reductie lopen tot 2012, terwijl de eerstgenoemde implementatie voor het Intertanko-voorstel de periode 2012-2015 betreft. Implementatie van het voorstel, zal daarom vooral invloed hebben op een volgend (post-Kyoto) internationaal klimaatregime, waarover nog weinig bekend is.

Verder laten de modelberekeningen zien dat het alternatief voor destillaatbrandstof, het ontzwallen van bunkerolie (en dus niet destilleren), circa 1,9 miljoen ton extra CO₂-uitstoot oplevert. Het ontzwallen van de bunkerolie vergt circa 0,7 miljoen ton extra olie equivalent aan energie en de eis van destillaat vergt circa 0,9-1,2 miljoen ton olie equivalent.

Lineaire opschaling naar de totale Europese extra destillaatvraag voor de zeevaart van 50 miljoen ton, leidt tot een extra CO₂-uitstoot van 22 miljoen ton. Deze waarde is lager dan de extra CO₂-uitstoot van 35 miljoen ton, zoals gegeven door de European Petroleum Industry Associa-

tion (EUROPIA). Uitgaande van een wereldwijde destillaat vraag van 200 miljoen ton zou de mondiale extra CO₂-uitstoot met circa 90 miljoen ton toe kunnen nemen.

EUROPIA noemt voor de productie van 50 miljoen ton destillaat in Europa een noodzakelijke investering van € 30 miljard. De ECN-berekeningen aan de Nederlandse situatie komen, als ze voor heel Europa zouden gelden, uit op € 9 miljard (met een desinvesteringsmarge oplopend naar 12 miljard).

Indien de raffinaderijen besluiten om hun residuale olie door investeringen in destillaat en andere producten om te zetten gaat dit gepaard met aanzienlijke investeringen. Ook andere oliebedrijven zullen dergelijke investeringen doen en uiteindelijk zal dit zich vertalen in een veranderde prijsstelling voor de diverse producten. Zoals ook in andere markten het geval is, zullen de investeringen uiteindelijk in de meeste gevallen vanuit de opbrengsten (kunnen) worden terugverdiend.

Economische aspecten Bunkermarkt

Het aantal werknemers dat zich direct met oliebunkering bezig houdt ligt op circa 1500. Rotterdam is uitgegroeid tot één van de drie belangrijkste spelers op de bunkermarkt, dankzij: (1) de eigen raffinaderijen, (2) de enorm grote diepwaterhaven, waar ook de grootste schepen kunnen aanmeren, en (3) de gunstige geografische positie als eerste grote bunkerhaven vanuit Rusland en de Baltische Staten. Door deze gunstige factoren kunnen in Nederland bunkerbrandstoffen aangeboden worden tegen een lage prijs in vergelijking met andere belangrijke bunkerhavens. De bunkermarkt in Rotterdam zal een terugval ondervinden als de waarde van de export van olie voor de bunkermarkt wegvalt en als ook een deel van de raffinaderijen zou besluiten niet langer voor de zeescheepvaart brandstoffen te produceren.

Nederland produceerde in 2005 circa 9 miljoen ton residuale brandstof en importeerde circa 20 miljoen ton. Hiervan werd circa 15 miljoen ton gebunkerd door zeeschepen, circa 12 miljoen ton geëxporteerd (o.a. naar Singapore), en de resterende 2 miljoen ton ingezet voor binnenslandsverbruik. Het economische scenario GE geeft aan dat de bunkering van scheepsbrandstof in Nederland groeit van 600 PJ in 2005 tot circa 1060 PJ in 2030, een toename van circa 3% per jaar. Bij de verwerking van residuale olie naar destillaat vindt er een teruggang van het productievolume van scheepvaartbrandstoffen plaats. Dit betekent dat er een krimp verwacht mag worden in de hoeveelheid scheepvaartbrandstoffen die in Rotterdam vanuit eigen productie door raffinaderijen beschikbaar komt. Als door een verbod de bunkermarkt voor residuale brandstoffen in Rotterdam (nu 15 circa miljoen ton per jaar) wegvalt is het niet direct te verwachten dat de positie van Rotterdam op de destillaatmarkt van vergelijkbare omvang wordt. De natuurlijke positie van goedkope raffinage residuen vanuit Rusland valt weg. Hoewel de doorvoer van residuen wel zal blijven bestaan, is het niet vanzelfsprekend dat er in Rotterdam geïnvesteerd zal worden in de enorme extra capaciteit in diepe conversie die nodig zou zijn om ook deze buitenlandse residuen op te werken, in aanvulling op de op de extra verwerkingscapaciteit van Nederlandse residuen, die al een grote inspanning van de raffinaderijen zal vragen. De kans dat de positie achteruit gaat is groter dan de kans op vooruitgang. Omdat de opslagsector ook ruwe olie en andere producten verwerkt zal de achteruitgang voor de hele sector beperkter zijn.

Overige opmerkingen

Op dit moment is het verschil tussen beschikbare raffinagecapaciteit en vraag naar olieproducten kleiner dan deze de afgelopen 25 jaar geweest is. Hoewel er de komende jaren wereldwijd aanzienlijk geïnvesteerd zal worden in extra raffinagecapaciteit, is het uiterst onwaarschijnlijk dat op korte termijn voldoende destillaat geproduceerd kan worden om naast de huidige afzet ook alle zeeschepen hiervan te voorzien. Los hiervan zou dan ook een fors overschot aan olieproducten als HFO ontstaan.

De snelheid van invoering van het Intertanko-voorstel kan grote invloed hebben op de prijsvorming in zowel de oliemarkt, de olieproductenmarkt als de zeetransportmarkt. Verstoringen met

hoge piekprijzen zijn bij een abrupte invoering vrijwel niet te vermijden. Mogelijke ongewenste effecten zijn een tekort aan bepaalde olieproducten, sterke prijsschommelingen in olieproducten en een tekort in capaciteit voor ontwerpen en het bouwen van raffinage-installaties. Geleidelijke invoering over een periode van 6 tot 12 jaar (na besluitvorming), met bijvoorbeeld een toenemend aandeel per reder, kan waarschijnlijk een deel van de ongewenste effecten voorkomen of beperken.

1. Inleiding

1.1 Doel van deze studie

Het ministerie van Verkeer & Waterstaat heeft het Energieonderzoek Centrum Nederland gevraagd om een Quick Scan uit te voeren naar de economische gevolgen van een eventueel verbod op het gebruik van residuale brandstof in de zeevaart, zoals voorgesteld door de International Association of Independent Tanker Owners (Intertanko). In het bijzonder gaat het om een visie/inschatting van de economische effecten op de Nederlandse petroleummaatschappijen, de zeevaart-bunkermarkt in Rotterdam en mogelijke effecten voor andere betrokken Nederlandse partijen. De beoogde quick scan is bedoeld als onafhankelijke onderbouwing voor het Nederlandse standpunt in het overleg luchtverontreiniging van de Internationale Maritieme Organisatie (IMO, een agentschap van de Verenigde Naties), dat plaatsvindt in 2007 en 2008. Een beschouwing in bredere context valt buiten de scope van deze rapportage.

1.2 Achtergrond

In IMO verband worden milieuvorstellen voor de zeevaart besproken. Dit overleg vindt plaats in het kader van de revisie van Bijlage VI van de 'International Convention for the Prevention of Pollution from Ships' (MARPOL). Momenteel worden de mogelijkheden onderzocht om de bestaande luchtkwaliteitsnormen aan te scherpen door de IMO 'Sub-committee on Bulk, Liquids and Gases (BLG) - Working Group on Air Pollution'. Deze werkgroep bereidt voorstellen voor die ter besluitvorming worden voorgelegd aan de IMO 'Marine Environment Protection Committee' (MEPC). Er ligt onder andere een voorstel op tafel van Intertanko om het gebruik van residuale brandstof door de zeevaart te verbieden en wereldwijd over te schakelen naar gedistilleerde brandstof. De gevolgen van dit voorstel voor het milieu en de zeevaartsector worden in IMO-kader door de betrokken partijen uitgebreid besproken en vormen dan ook niet het doel van dit rapport. Het voorstel heeft echter ook gevolgen voor de Nederlandse petroleummaatschappijen, de bunkermarkt in Rotterdam en eventuele derde partijen.

De omvang van de gevolgen zijn op dit moment niet geheel duidelijk. De petroleummaatschappijen zijn kritisch en benadrukken dat er kostbare en langdurende investeringen nodig zijn om op de nieuwe situatie in te springen. De Nederlandse petroleummaatschappijen benadrukken dat de productie en verkoop van residuale olie voor hen een essentieel onderdeel is voor hun bedrijfsvoering, en dat het wegvallen van deze afzet flinke schade zal opleveren. Andere experts benadrukken dat er reeds forse investeringen in verdergaande raffinage zijn gepland, en dat het verder geheel raffineren van brandstoffen in de toekomst toch al een onontkoombare trend is. Een extra vraag van het ministerie van V&W betreft de mogelijke economische gevolgen voor de sterke positie van Rotterdam als bunkerhaven voor de zeevaart. Het ministerie van Verkeer en Waterstaat heeft behoefte aan een onafhankelijk onderzoek om de economische gevolgen voor de Nederlandse petroleummaatschappijen en mogelijk derde partijen objectief in beeld te krijgen.

1.3 Leeswijzer

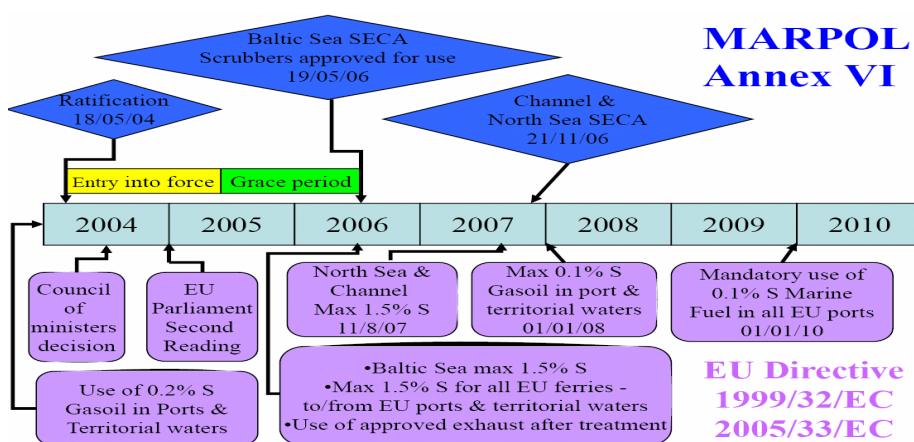
Deze rapportage betreft een verslaglegging van onze bevindingen naar de gevolgen van een eventueel verbod op het gebruik van residuale brandstof in de zeevaart. Onze studie is gebaseerd op: literatuur, modelberekeningen, een workshop met de sector en de jarenlange ervaring van de ECN-unit beleidsstudies met de raffinage-industrie in Nederland. Hoofdstuk 2 geeft een toelichting op de doelstelling en achtergronden van een eventueel verbod van residuale brand-

stof voor de zeescheepvaart. Eveneens wordt een korte schets gegeven van verschillende typen zeevaartbrandstoffen en de bijbehorende prijzen. Vervolgens worden in Hoofdstuk 3 en 4 de verwachte economische effecten beschreven voor respectievelijk de raffinage-industrie en de bunkermarkt in Nederland. Hierbij is er voor gekozen om per sector, in hetzelfde hoofdstuk, de vergelijking te maken tussen de toekomstverwachting bij bestaand beleid en het scenario van een verbod op residuale brandstof. Hoofdstuk 5 geeft een overzicht van de overige economische effecten. In Hoofdstuk 6 zijn de belangrijkste conclusies van deze studie samengevat. In de bijlagen (A t/m F) zijn opgenomen: de zwaveleisen voor scheepvaartbrandstoffen (A); details over de toekomstige raffinagecapaciteit in Nederland (B); de benuttingsgraad van de raffinagecapaciteit (C); een verslag van een met de sector gehouden workshop (D), alsmede de schriftelijke reacties op de conclusies van de workshop door Intertanko (E) en Acid Rain, een Zweedse NGO (F).

2. Intertanko-voorstel en scheepvaartbrandstoffen

2.1 MARPOL ANNEX VI en het Intertanko-voorstel

De doelstelling van de IMO is het bevorderen van de veiligheid van de zeevaart en het verminderen van de milieuvervuiling door schepen. De MARPOL-conventie van IMO is de belangrijkste internationale conventie bedoeld om de milieuvervuiling door schepen te beperken, zowel tijdens normale situaties, alsook ten gevolge van ongelukken. Het MARPOL-verdrag is een combinatie van twee verdragen aangenomen in 1973 en in 1978 die over de jaren up-to-date zijn gebracht met amendementen ('Annexen'). In 1997 is Annex VI aangenomen die gaat over het tegengaan van luchtvervuiling van schepen. Deze Annex is op 19 mei 2005 van kracht geworden. Zie Figuur 2.1 voor een grafische weergave (Mortensen, 2007).

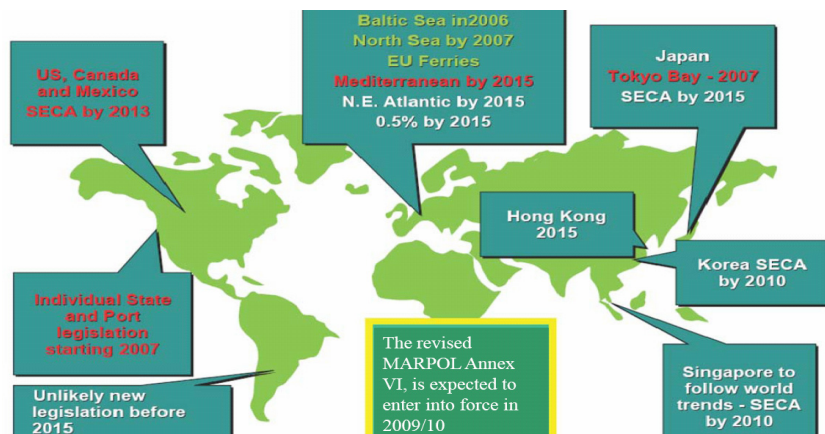


Figuur 2.1 *Overzicht IMO/EU-regelgeving en implementatie*

Annex VI schrijft een mondiaal geldend maximum zwavelgehalte voor van 4,5% ter beperking van verzuring en gezondheidsschade door SO_x -emissies uit de scheepvaart. Daarnaast geeft Annex VI de mogelijkheid om speciale gebieden aan te wijzen waar de emissies van zwaveloxiden worden beperkt (SECA's; SO_x Emission Control Areas). In een SECA geldt momenteel een maximum zwavelgehalte van 1,5% in de brandstof op massabasis. Als alternatief is het schepen ook toegestaan om een rookgasreinigingsinstallatie te installeren³ die de emissie van SO_x reduceert tot het equivalent van 1,5% zwavel in de brandstof.

Sinds 19 mei 2006 heeft de Oostzee de SECA-status en op 21 november 2007 volgen de Noordzee en Het Kanaal. Andere SECA gebieden zullen mogelijk volgen, zie Figuur 2.2 (Mortensen, 2007).

³ In 2005 is door Krytallon een rookgasreiniger op een ferry geïnstalleerd (www.krystallon.com). De rentabiliteit van een dergelijke installatie hangt onder andere af van de grootte van de installatie en het prijsverschil tussen hoog- en laagzwavelige brandstof en de bedrijfstijd. Dit laatste houdt in dat het rendabeler wordt als er meer in SECA gebieden gevaren wordt. Volgens Wärtsilä kunnen rookgasreinigers technisch wel op de meeste schepen aangebracht worden (Henriksson, 2006).



Figuur 2.2 Mogelijke toekomstige uitbreiding van SECA's wereldwijd

Voorafgaand aan de review-bijeenkomst van Annex VI in november 2006 heeft Intertanko een voorstel ingediend (Intertanko, 2006b) om alle schepen in 2010 over te laten schakelen op destillaatbrandstof (zie ook Paragraaf 2.2 over brandstoffen). In een later stadium werd 2010 veranderd in 2012 in verband met zorgen over het brandstofaanbod. De essentie van het Intertankovoorstel aan de the IMO Working Group on revisions of the Marpol Annex VI is samengevat in Tabel 2.1.

Tabel 2.1 *Intertanko-voorstel*

Datum	Voorstel	Maximale Zwavelgehalte
Circa 2012	Alleen nog maar gedestilleerde brandstof	1% S
2015	Idem	0,5% S

* De invoeringsdatum 2012 wordt nader bestudeerd en besproken omdat zij mogelijk onvoldoende tijd geeft voor de noodzakelijke investeringen van de olie-industrie.

In een presentatie geeft Intertanko de volgende toelichting op het voorstel (Intertanko, 2006b) zoals samengevat in Tabel 2.1 (Intertanko, 2006a):

- Intertanko vraagt IMO om destillaat (gasolie) te overwegen als alternatief voor de brandstof HFO (heavy fuel oil).
- Destillaat is ongeveer twee keer zo duur als HFO, maar sommige andere kosten zullen dalen.
- Het gebruik van destillaat als brandstof heeft, naast de gunstige effecten op de luchtkwaliteit, nog andere voordelen boven HFO, bijvoorbeeld op het gebied van bedrijfszekerheid en hieraan gekoppeld veiligheid.
- Er is behoefte aan een verdere analyse van de voordelen en nadelen.

Intertanko geeft aan dat de brandstofkosten wel hoger zijn, maar dat inzet van destillaatbrandstof zal leiden tot een lager brandstofverbruik, alsmede lagere emissies van zware metalen, fijn stof en SO₂, minder afval/drab van de brandstofreiniging aan boord en geen productie van afval door rookgaswassers, het alternatief voor het verlagen van zwavelgehalte in de brandstof.

Verder zijn er aan boord van schepen die SECA's bevaren minder investeringen vereist in: extra tanks en leidingen (voor verschillende kwaliteiten brandstoffen), verschillende soorten smeermiddelen, brandstofbehandelingsinstallaties en rookgaswassers en eventueel andere uitlaatgasreinigingsinstallaties om de uitstoot van stof en SO₂ tegen te gaan. Bovendien verbetert de voorspelbaarheid van de brandstofeigenschappen voor motorfabrikanten en verwacht Intertanko dat de kosten voor het motoronderhoud zullen afnemen (ten gevolge van de meer constante brandstofkwaliteit) en de veiligheid zal toenemen (ten gevolge van grotere bedrijfszekerheid).

In de werkgroep over luchtmissies van IMO worden in 2006 drie opties geschetst:

- A. Handhaven huidige situatie.
- B. Verminderen van het maximale gehalte aan zwavel in de SECA gebieden naar 1% in 2010 en 0,5% in 2015. Eventueel zou ook het maximale zwavelgehalte voor alle scheepvaartbrandstof van bunkerolie kunnen worden gereduceerd.
- C. Het Intertanko-voorstel. Nieuwe motoren zouden vanaf 2015 op destillaat met maximaal 0,5% zwavel moeten draaien (dit laatste is inmiddels aangepast; nu wordt dit voorgesteld voor alle motoren).

Overigens zijn inmiddels zijn nog andere opties/voorstellen ingebracht.

In het voorliggende rapport wordt primair gekeken naar de economische effecten van het Intertanko-voorstel op:

- Nederlandse petroleummaatschappijen
- De zeevaart bunkermarkt in Rotterdam
- Mogelijke effecten voor andere Nederlandse partijen.

2.2 Zeevaartbrandstoffen

In de zeescheepvaart worden twee typen brandstof gebruikt, namelijk zware stookolie (ook wel HFO genoemd: Heavy Fuel Oil) en destillaat, weer verder op te delen in Marine Diesel Oil (MDO) en het lichtere Marine Gasoil (MGO); zie voor prijzen Tabel 4.3.

HFO bestaat grotendeels uit het *residu* dat tijdens het raffinageproces overblijft nadat de lichte producten door destillatie zijn afgescheiden uit de ruwe olie. HFO is dus een residuaal olieproduct en bevat een hoge concentratie aan onzuiverheden als zwavel en (zware) metalen. Om de viscositeit en andere brandstofeigenschappen aan te passen wordt HFO verdund met zogenaamde ‘cutterstock’, dat uit een zeer uiteenlopende reeks van raffinageproducten kan bestaan. HFO is de meest gebruikte naam voor de categorie ‘zware’ zeevaartbrandstof. De volgende engelstalige alternatieve benamingen worden ook veel gebruikt: residual fuel oil (residuale brandstof), bunker fuel, bunker C, fuel oil No 6, industrial fuel oil, marine fuel oil and black oil (CONCAWE, 1998). Zware brandstoffen met vergelijkbare karakteristieken worden eveneens ingezet in middelgrote tot grote energiecentrales en in industriële ketels en fornuizen.

HFO, gebruikt voor de internationale zeevaart, mag conform Marpol Annex VI een maximum zwavelgehalte van 4,5% hebben. Gemiddeld ligt het zwavelgehalte rond de 2,7%. Aan MDO, een veel ‘lichter’ dus minder viskeus product wordt geen cutterstock toegevoegd, zodat de samenstelling meer eenduidig is. Daarnaast bevat deze destillaat brandstof minder onzuiverheden en worden er dus minder vervuilende stoffen uitgestoten. In de binnenvaart wordt alleen gebruik gemaakt van scheepsgasolie (MGO). Dit type destillaat is van betere kwaliteit dan de dieselolie (MDO) gebruikt in de zeescheepvaart en heeft een zwavelgehalte van 0,2% dat per 1 januari 2008 nog verlaagd wordt naar 0,1%. MGO komt het dichtst in de buurt van de diesel die in de transportsector gebruikt wordt.

Vergelijkbaar met het octaangetal (klopvastheid) van benzines⁴ is er voor dieselbrandstoffen het cetaangetal een belangrijke kwaliteitsparameter. Het cetaangetal is een graadmeter voor de snelheid waarmee een brandstof voor een dieselmotor tot zelfontbranding komt. Hoe lager het cetaangetal, des te meer vertraagd de zelfontbranding op gang komt. Vooral in de scheepvaart wordt veel minder goede brandstof gebruikt (lager cetaangetal, dus lagere snelheid van zelfontbranding). Omdat scheepsdiesels over het algemeen bij lagere toerentallen en hogere compressies werken, is de ontbrandingsvertraging, die bij een lager cetaangetal hoort, hier geen bezwaar (Wikipedia, 2007).

⁴ Euro₉₅ staat voor benzine met een octaangetal van 95.

3. Effecten op de raffinage-industrie

Centrale vraag is wat de effecten van de eventuele invoering van het Intertanko-voorstel zijn op de raffinage-industrie in Nederland. Dit is weer nader toe te spitsen in een drietal vragen:

- Wat te doen met het residu dat overblijft na (vacuüm)destillatie en momenteel wordt gebruikt als brandstof voor de zeescheepvaart?
- Hoe te voldoen aan de stijging van de destillaatvraag?
- Op welke termijn zijn benodigde wijzingen te realiseren?

3.1 Raffinageproces

In Figuur 3.3 is een raffinageschema opgenomen. De ruwe olie komt binnen in de atmosferische destillatie waar deze verhit wordt. De lichtere producten, zoals benzine 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, ofwel bunkerolie. De verschillende kwaliteiten scheepvaartbrandstof kunnen gemaakt worden door menging (blending) van diverse residuen en eventueel wat gasolie. Een processtap die soms nog toegepast wordt om de stroperigheid te verminderen is de visbreaker. Marine diesel, het destillaat dat Intertanko voorstelt als substituuut voor HFO, kan gemaakt worden uit de in de Figuur 3.3 aangegeven productstroom gasolie. Gasolie wordt ook gebruikt voor het maken van diesel en huisbrandolie. NB: Gasolie heet in het Engels 'gas oil', niet te verwarren met het Engelse woord 'gasoline', dat benzine betekent.

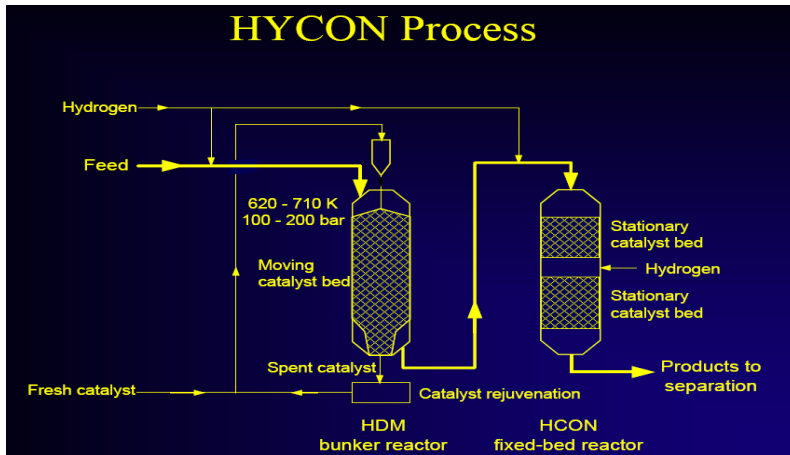
3.1.1 Vereiste aanpassingen om HFO te raffineren

In Figuur 3.4 is hetzelfde schema aangegeven als in Figuur 3.3 maar zodanig aangepast dat alle HFO verder wordt geraffineerd tot lichtere brandstoffen. Dit betekent ten eerste dat er meer geïnvesteerd moet worden in vacuümdestillatie. Daarnaast moet er worden geïnvesteerd in de opwerking van de vacuüm gasoil, o.a. door vergroting van de capaciteit in hydrocrackers, waarmee onder toevoeging van waterstof een goede kwaliteit diesel gemaakt kan worden. In Europa wordt veel geïnvesteerd in hydrocrackers. Door inzet van catcrackers wordt uit (vacuüm) gasoil benzine gemaakt. Ook kan een deel van de vacuüm gasoil, al dan niet met een bewerkingstap, direct in de destillaatbrandstof voor zeeschepen gebruikt worden.

De opwerking van de vacuümresiduen, die gekenmerkt zijn door een hoge koolstof/waterstof verhouding, naar lichtere producten is mogelijk. Het gaat hierbij om processen waarbij de zware residuen worden omgezet door: (1) koolstof af te scheiden, zoals bij het flexicoker procedé van Exxon Mobil; ofwel (2) waterstof toe te voegen, zoals bij het Hycon procedé van Shell. Beide procedés leveren niet alleen destillaat/gasoil op, maar ook andere producten zoals kerosine en benzine. Een ombouw/uitbreiding van de raffinagesector naar volledige verwerking van residuale olie levert naast gedestilleerde scheepvaartbrandstof dus ook altijd andere producten.

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 (zie Figuur 3.1) (bron: Moulijn en Makkee, 2003).

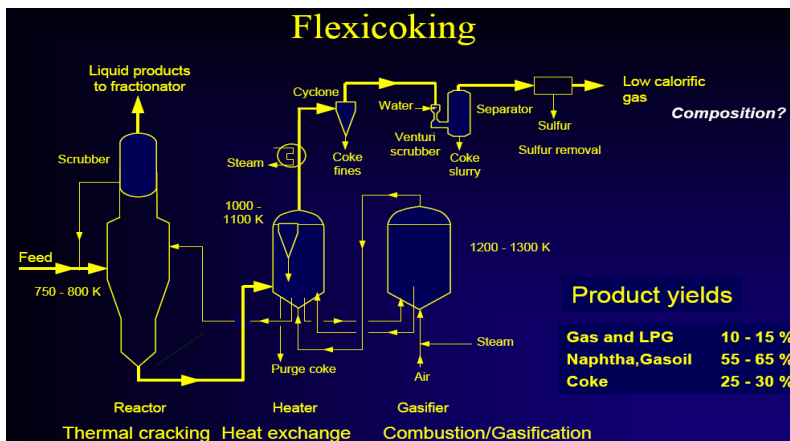
De eerste Hycon-unit ter wereld is in 1989 opgestart bij Shell Pernis. Na het overwinnen van diverse opstart problemen met de installatie en materialen draait de installatie nu gedurende ongeveer een decennium goed (Scheffer et al., 1998).



Figuur 3.1 Schematisch overzicht van het Hycon proces

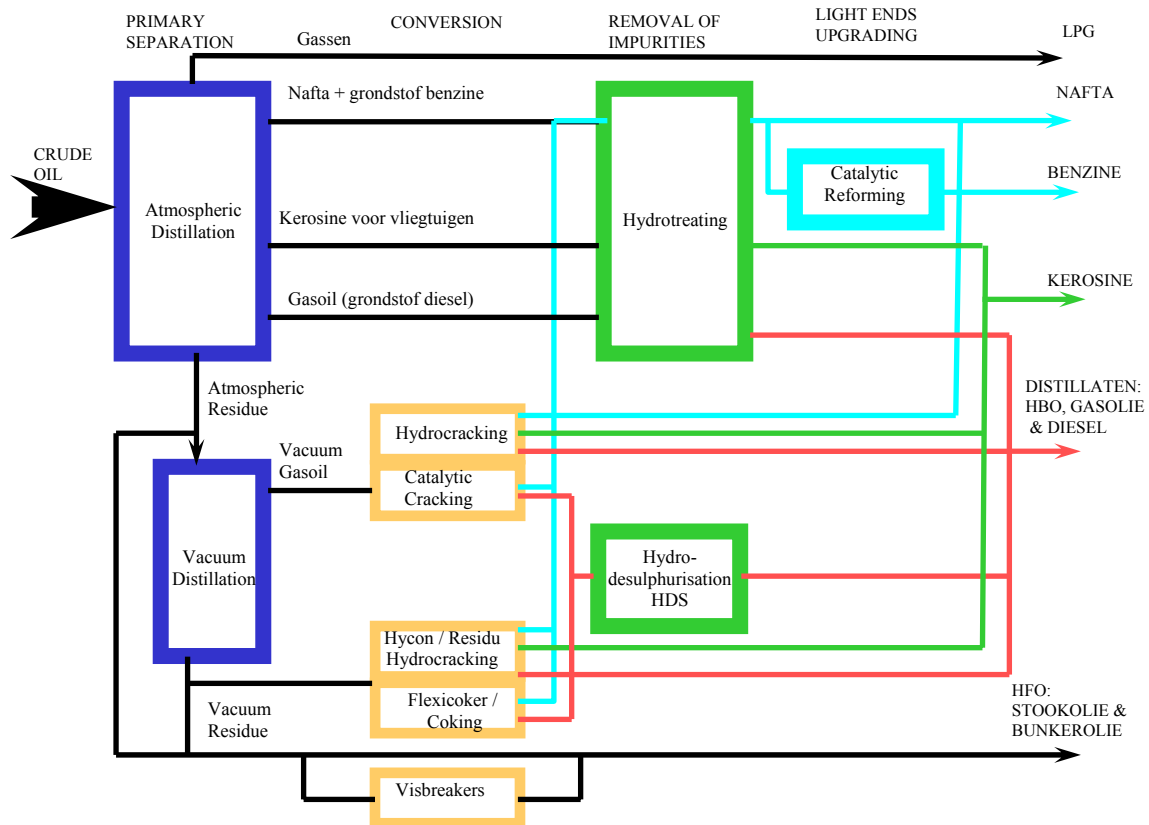
Flexicoking is een speciaal ontwikkeld procédé om zware oliefracties in lichtere te converteren, waarbij koolstof wordt onttrokken. De voeding voor de Flexicoker is het residu uit de zogeheten vacuümdestillatie, de zwaarste oliefractie van de raffinaderij. Deze wordt in de Flexicoker-installaties bij 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).

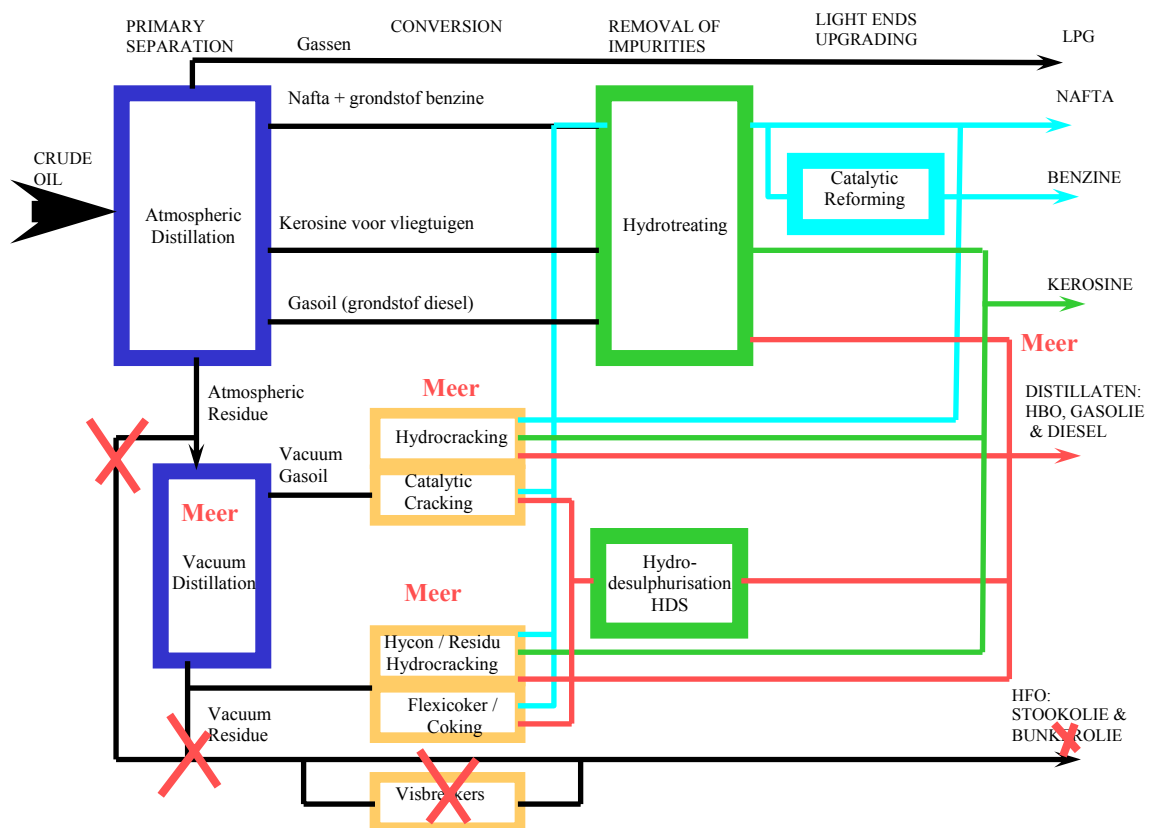


Figuur 3.2 Schematisch overzicht van het Flexicoker proces

Omdat er ook andere toepassingen zijn van HFO, buiten de zeescheepvaart, zoals brandstof voor elektriciteitscentrales en grote industriële ketels en fornuizen, zal geen complete overgang optreden naar de HFO-vrije configuratie zoals weergegeven in Figuur 3.4. In Nederland zal de switch wel relatief groot moeten zijn omdat naast afzet in de zeescheepvaart in ons land vrijwel geen zware stookolie meer wordt gebruikt en omdat de afzetmarkt voor zware stookolie in de omringende landen ook beperkt is.



Figuur 3.3 Raffinageschema met productie HFO



Figuur 3.4 Raffinageschema zonder productie HFO

3.2 Internationale ontwikkelingen in verwerking van residuen

Voor het verwerken van een overschot aan HFO zijn er diverse mogelijkheden (zie ook Paragraaf 3.1.1). De eerste is het in kortere stukken breken van de aardolieketens en het verwijderen van het overschot aan koolstof (cokers en flexicokers). De tweede is om na het in kortere stukken breken van de ketens de open einden van waterstof te voorzien (residu hydrocracker). Beide leveren lichter producten op als benzine en diesel. De eerste levert ook petroleumcokes op of een laagcalorisch gas, de tweede heeft veel waterstof nodig. Een derde toepassing is om de HFO te vergassen en uit het synthesegas chemische producten of waterstof en/of energie te maken.

3.2.1 Cokers en flexicokers

Aan de hand van gegevens uit het Oil & Gas Journal is nagegaan hoe het staat met de ontwikkeling van capaciteit om HFO te converteren. Dit wordt ook wel de capaciteit in 'deep conversion' genoemd. Allereerst staat in Tabel 3.1 een overzicht van flexicokers allen gebouwd tussen 1980 en 1990 (Rooijmans, 2003)⁵. De bijbehorende capaciteit komt uit het Oil & Gas Journal (2006). Onder de veronderstelling dat 1 barrel per capacity day (bpcd), ongeveer overeenkomt met een werkelijke verwerkingscapaciteit van 47 ton/jaar zijn de capaciteiten ook omgerekend naar miljoen ton per jaar. (De eenheid bpcd geeft het aantal vaten olie dat gemiddeld per dag verwerkt kan worden, waarbij rekening is gehouden met onderhoud etc; de eenheid barrel of vat is 159 liter).

De totale verwerkingscapaciteit aan flexicokers en vergelijkbare technologie staat in Tabel 3.2. De totale mogelijke doorzet in 2007 is 206 miljoen ton. Tabel 3.2 laat zien dat de verwerkingscapaciteit sinds 2000 met ongeveer 30 miljoen ton is toegenomen (17%). In dezelfde periode is de verwerkingscapaciteit voor ruwe olie van raffinaderijen (de primaire capaciteit) maar met 4,5% toegenomen van 81,5 miljoen b/cd in 2000 naar 85,2 miljoen b/cd in 2007. Er bestaat dus een trend waarbij de groei in diepe conversie sneller gaat dan de groei in primaire capaciteit. De totale mondiale diepe conversiecapaciteit bedraagt momenteel circa 6% van de totale primaire verwerkingscapaciteit.

Tabel 3.1 *Flexicokers gebouwd tussen 1980-1990*

Plaats	Land	Bedrijf	Capaciteit [b/cd]	Doorzet in miljoen ton/j
Rotterdam	NL	ExxonMobil	41000 (3)	1,9
Baytown	USA-Tx	ExxonMobil	44500 (2), 39000 (3)	2,1 / 1,8
Martinez	USA-Ca	Shell	26800 (2), 21600 (3)	1,2 / 1
TOA	Japan	State-owned	24000 (1)	1,2
Amuay	Venezuela	State-owned	87300 (2)	4,2
<i>Elefsis</i>	<i>Griekenland</i>	<i>HELPE</i>	<i>20000 (aangekondigd)</i>	<i>1</i>

Noot: (1): fluid coking, (2): delayed coking, en (3): anders; zie Oil & Gas Journal (2006) en verwijzingen daarin.

Tabel 3.2 *Wereldwijde coking capaciteit per 1 januari, met 2007 verder uitgesplitst*

[in 1000 b/cd]	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Aantal
Coking, totaal	3.745	3.826	3.876	4.150	4.206	4.440	4.367	4.389	146
Toename		+81	+50	+274	+56	+234	-73	+22	
Verdeling									
Fluid coking								38	17
Delayed coking								3.380	106
Anders								299	16
Niet gespecificeerd								267	7

⁵ USA heeft 61 coking units (8 fluid coking units, 50 delayed coking units en 3 andere units); Japan heeft twee andere coking units met capaciteiten van 24000 (3) en 22000 (2) b/cd.; Venezuela heeft 1 andere coking unit met een capaciteit van 57600 (3) b/cd.

De gemiddelde investering in een Flexicoker inclusief milieumaatregelen is 3000-4700 \$₂₀₀₃/bpsd (barrels per stream day; zie lijst van afkortingen), bron (Hydrocarbon Processing, 2004). Dit is voor een capaciteit van 2 miljoen ton circa 120 tot 190 miljoen \$.

3.2.2 Residu hydrocrackers

Een andere methode om residuale olie te verwerken is niet het verwijderen van koolstof, zoals in cokers gebeurt, maar het toevoegen van waterstof. Van deze residu hydrocrackers is de Hycon van Shell een voorbeeld (zie ook Paragraaf 3.1.1). In Tabel 3.3 is een overzicht gegeven van de diverse installaties die in gebruik zijn (Oil & Gas Journal, 2006). Per 1 januari 2000 was er volgens het Oil & Gas Journal een doorzet van 16,4 miljoen ton aan capaciteit aanwezig. In 2007 was is dit 22,7 miljoen ton, overeenkomend met een stijging van 6,3 miljoen ton (+38%). De huidige mondiale Hycon capaciteit is met circa 23 miljoen ton per jaar klein ten opzichte van de Flexicoker capaciteit van circa 206 miljoen ton per jaar.

De typische investering voor een Hycon met een doorzet van 1,8 miljoen ton per jaar bedraagt 200 tot 300 miljoen dollar. Het hogere cijfer bevat een geïntegreerde hydrocracker, bron (Hydrocarbon Processing, 2004).

Tabel 3.3 *Wereldwijde residu hydrocracker (Hycon) capaciteit per 1 januari 2007*

Land	Capaciteit [b/cd]	Doorzet in miljoen ton/j
Canada	3600 (c)	0,16
Croatia	12264 (m)	0,57
Germany	29900 (c)	1,4
Iraq	5000	0,24
Italy	23400	1,1
Japan	22500 (c)	1,1
Malaysia	36000	1,7
Mexico	18500	0,87
Netherlands (Shell Pernis)	25400 (c)	1,2
Poland	33500	1,6
Slovakia	23000 (c)	1,1
South Korea	60000 (c)/ 27000 (c)	2,8 / 1,3
Thailand	24613 (c)	1,1
USA	18000 (c)/ 45000/ 57000 (c)/ 29500 (c)	0,85/3,1/2,7/ 1,4
Totaal	494177	23,2

Noot (c): conventional (high pressure) hydrocracking (>100 bar), (m): mild to moderate hydrocracking (<100 bar).

3.2.3 Vergassers

Een andere optie is het vergassen van de HFO voor het produceren van syngas, dat ingezet kan worden voor de productie van chemicaliën, elektriciteit en waterstof. In 2004 werden mondiaal vooral kolen vergast (49% van de capaciteit in 22 installaties), daarna gevolgd door olie (37% van de capaciteit; 16400 MWth in 57 installaties). Ook gas wordt vergast 9% voor het maken van chemische producten en schone motorbrandstoffen en ten slotte nog petrocokes (3%) en biomassa/afval 2%. Vooral bij kolen en gas werd in 2005 een sterke groei verwacht van 41 respectievelijk 43%. Voor olie is dit 8%. De 16400 MWth uit 2004 is equivalent met 44000 ton per dag of 16 miljoen ton HFO en andere olieproducten per jaar. In Europa gaat het om installaties in Nederland, Italië en Duitsland. Nu ligt de capaciteit tenminste op 16.2 miljoen ton. Afgaande op door ECN geïnventariseerde projecten is de stijging tussen 2000 en 2007 circa 4.4 miljoen ton geweest. Bronnen (NETL, 2005), (McGehee, 2006), (Zuideveld, 2003).

3.2.4 Totaal beeld

Geconcludeerd kan worden dat de afgelopen zeven jaar de mondiale residuale verwerkingscapaciteit met 36 miljoen ton (19%) gestegen is, terwijl de primaire capaciteit in dezelfde periode met 5% toenam, zie Tabel 3.4⁶. Inclusief verwerking van residuale olie door vergassing is de stijging circa 41 miljoen ton en 20%. De residuale verwerkingscapaciteit stijgt, relatief gezien, dus ongeveer vier maal zo snel als de primaire capaciteit. Als de uitbreiding in residuale conversiecapaciteit in hetzelfde tempo zou blijven groeien als de 41 miljoen ton capaciteitstoename die over de afgelopen 7 jaar is gerealiseerd, dan zou het bijna 35 jaar kosten voordat een aanvullende verwerkingscapaciteit is bereikt van 200 miljoen ton per jaar.

Tabel 3.4 *Samenvattend overzicht mondiale capaciteit in miljoen ton en toename in %*

	1 januari 2000	1 januari 2007	Toename 2000-2007	
Primaire raffinagecapaciteit	3750	3920	170	5%
Specifiek voor vacuümresidu-opwerking				
Cokers en flexicokers	176	206	30	17%
Residu hydrocrackers	16,4	22,7	6,3	38%
Subtotaal vacuümresidu-opwerking	192,4	228,7	36,3	19%
Vergassing	ca. 11,8	ca. 16,2	ca. 4,4	ca. 37%
Totaal verwerking	204	245	41	20%

Uit Tabel 3.4 blijkt dat de mondiale toename in primaire verwerkingscapaciteit van 5% over de afgelopen zeven jaar overeenkomt met circa 170 miljoen ton conversiecapaciteit. Ook bij primaire capaciteit gaat het met alle er aan gekoppelde systemen om complexe installaties. Technisch lijkt het dus vermoedelijk mogelijk om in circa zeven jaar ongeveer 200 miljoen ton⁷ uit te breiden in capaciteit voor diepe conversie. Knelpunt is dus vooral of de uitbreiding in diepe conversie capaciteit te realiseren is *in aanvulling op* de autonome activiteiten.

3.3 Raffinagecapaciteit in Nederland

3.3.1 Zes Nederlandse raffinaderijen

In Tabel 3.5 is een overzicht gegeven van de Nederlandse raffinagecapaciteit (VNPI) (Havenbedrijf Rotterdam NV, 2007). Van de 66 miljoen ton raffinagecapaciteit is 58 miljoen in het Rotterdamse havengebied gevestigd, zie Figuur 3.5 (bron: Havenbedrijf Rotterdam NV). Per 1 januari 2005 was de wereldwijde raffinagecapaciteit 82 miljoen vaten per dag (Oil & Gas Journal, 2006); (BP geeft op zijn site voor 2005 een hoger getal 85,7 miljoen vaten per dag). Het Nederlandse aandeel bedroeg circa 1,6%. De VNPI verwacht een groei tot 2010/2012 van circa 3% per jaar⁸. Afgezien van een aankondiging van beperkte wijzigingen zijn er geen plannen voor grootschalige investeringen bekend bij ECN. Aangezien het hier om strategische bedrijfsinformatie gaat, worden plannen meestal pas bekend gemaakt als er bijvoorbeeld voor vergunningaanvragen mee naar buiten getreden moet worden.

Van de genoemde raffinaderijen beschikt Exxon Mobil over een flexicoker installatie waarin residuale olie van de eigen raffinaderij én vanuit Antwerpen in lichtere producten omgezet wordt. Hierbij komen ook veel warmte, een restgas en cokes vrij. Door deze flexicoker (zichtbaar in Tabel 3.5 onder thermal operations) produceert deze raffinaderij geen residuale brand-

⁶ Bij een jaarlijkse groei van de olievraag met 1,5%/j (zie 5.1) en een primaire capaciteitsgroei van 0,7% neemt een eventueel overschot in raffinagecapaciteit snel af.

⁷ Residuale brandstof is verondersteld de Nederlandse samenstelling te hebben; een mengsel van vacuüm- en atmosferische residuen op specificatie gebracht door toevoeging van een beperkte fractie destillaten (zie § 3.3.4, 3.3.5).

⁸ Dit kan afgeleid worden uit de stijging van de CO₂-emissie in de XLS sheet 'Emissies van NO_x, SO₂ en CO₂ door Nederlandse raffinaderijen' op de site van VNPI.

stof, en zal dan ook niet (direct) door het Intertanko-voorstel beïnvloed worden. De Exxon Mobil-raffinaderij bewijst dus dat het onder bepaalde (markt)condities zowel technisch als economisch mogelijk is om aardolie volledig op te werken naar lichte producten. De Koch-raffinaderij levert ook geen residuale brandstof op, waardoor ook deze raffinaderij niet direct door het Intertanko-voorstel zal worden beïnvloed. Dit komt echter omdat de Koch installatie geen ruwe olie verwerkt maar aardgascondensaat.



Figuur 3.5 Locatie van de vijf raffinaderijen in het Rotterdamse havengebied.

Tabel 3.5 Raffinagecapaciteit in Nederland 2004 (duizend vaten per dag)

Locatie	Eigenaar	Crude	Vacuum-distillation	Thermal operations	Cat-cracking	Cat-reforming	Hydro-fining	Hydro-treating	Hydro-cracking
Pernis	Shell	418	140	46	48	42	23	233	55
Europoort	Nerefco	400	88	36,7	58,9	31,4	91	176,5	0
Rotterdam	Exxon M.	195	90	40	n.a.	30	n.a.	130	60
Vlissingen	Total	158	59,5	n.a.	n.a.	26,3	n.a.	48	50
Rotterdam	Kuwait	86	41,5	17,5	n.a.	22,6	n.a.	73,5	
Europoort	Koch	75	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

In Tabel 3.6 is de huidige werkgelegenheid van raffinaderijen in 2006 zichtbaar. Het gaat om circa 3240 directe banen (Havenbedrijf Rotterdam NV, 2007; Total: www.trn.nl). Er zijn echter ook talrijke werknemers van derden actief. Total geeft aan dat er dagelijks zo'n 120 man aan derden op het terrein aan het werk zijn. Op basis van deze gegevens kan worden afgeleid dat de totale directe werkgelegenheid waarschijnlijk circa 1000 personen hoger ligt. Dit betekent dat er in totaal tussen de 4000 en 4500 werknemers actief zijn op raffinaderijen.

Tabel 3.6 Directe werkgelegenheid bij de Nederlandse raffinaderijen

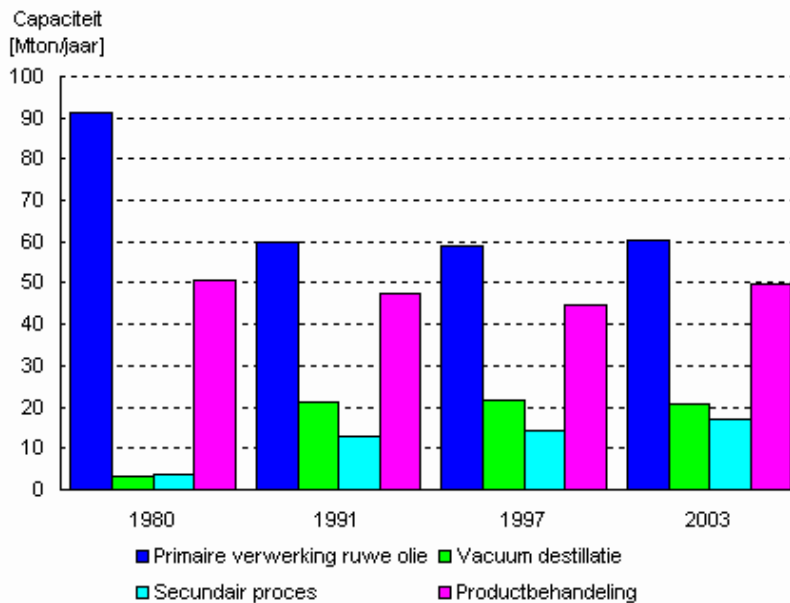
Eigenaar	Aantal directe werknemers
Shell	1458
Nerefco	534
Exxon Mobil	580
Total	340 (en 120 van derden)
Kuwait	305
Koch	25

3.3.2 Raffinaderijcapaciteit is afgestemd op volume van 'regionale vraag'

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. Vervoer van producten is meestal duurder dan het vervoer van ruwe aardolie omdat van kleinere schepen gebruik gemaakt wordt. Daarom is de primaire capaciteit en doorzet van de raffinaderijen mede afgestemd op de lokale vraag.

In Europa rukken biobrandstoffen op. In principe drukt dit de groei van de vraag naar brandstoffen uit aardolie in onze regio. Hiermee neemt ook de bereidheid af om in nieuwe capaciteit te investeren. Als raffinaderijen wel gaan investeren in capaciteitsuitbreiding, betekent dit mogelijk een overschot aan capaciteit, en het wordt daarmee minder interessant voor anderen om dit ook te doen. Een gegarandeerde regionale afzet van het hele spectrum aan lichte producten, waaronder benzine, maakt het voor een raffinaderij aantrekkelijker om uit te breiden in sterke groeiemarkten, zoals Zuid Oost Azië, dan in Nederland. Daar staat tegenover dat raffinaderijen in belangrijke mate de raffinage kunnen sturen richting maximale opbrengst van scheepsbrandstoffen en ander diesel fracties, waarnaar ook in Europa veel vraag bestaat. Dit vergt echter wel aanvullende investeringen in onder andere hydrocracking capaciteit en mogelijk afstoten van reeds bestaande capaciteit in catcrackers⁹.

3.3.3 Eerdere grote aanpassingen Nederlandse raffinaderijen



Figuur 3.6 *Verandering in Nederlandse raffinagecapaciteit (1980 - 2003)*

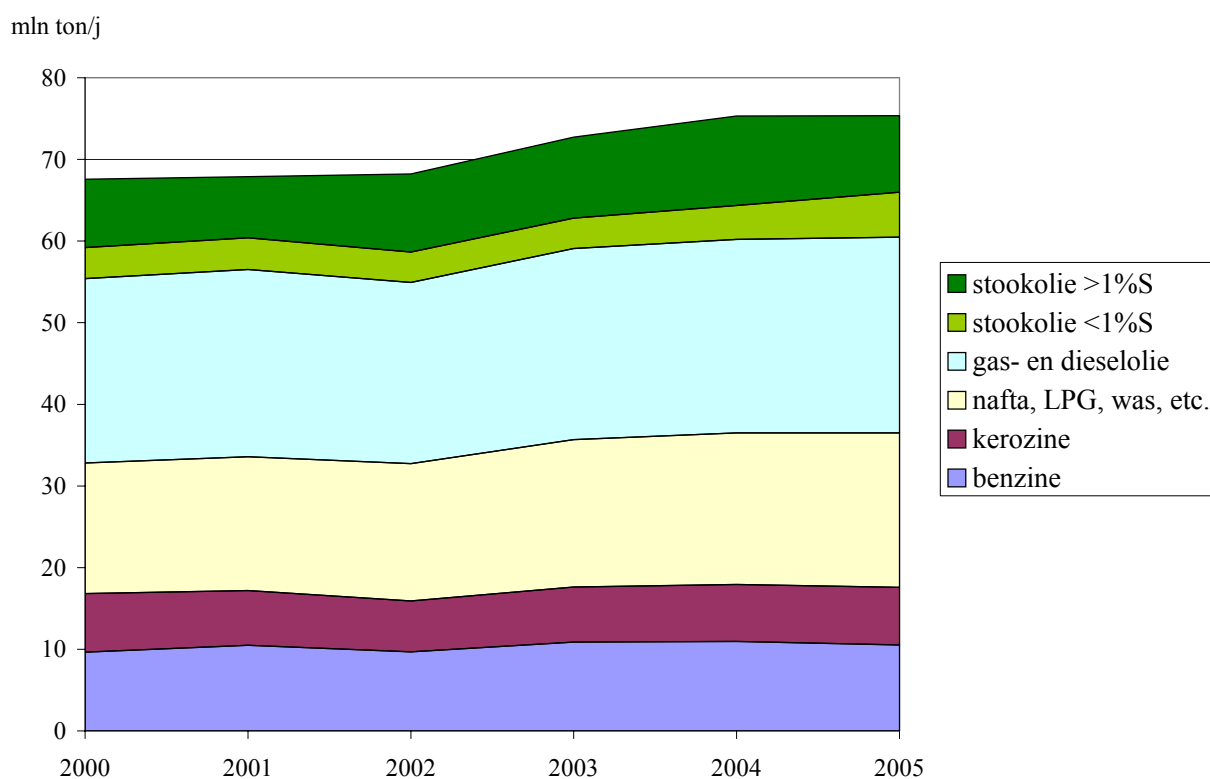
Er zijn vaker grote aanpassingen bij de Nederlandse raffinage-industrie geweest, vooral in de periode 1980 tot 1990; zie Figuur 3.6 (bron: energie.nl). In 1980 werd de olie gedestilleerd en de zware residuen gewoon verkocht als stookolie of bunkerolie. In de jaren '90 werden de residuen voor een deel gescheiden in de vacuümdestillatie. Van het lichte deel werd met krakers weer benzine en diesel gemaakt. Het zware deel ging naar de zeeschepen. Medio 1980 begint Nederland ook de zware residuen te kraken met een Hycon bij Shell en een Flexicoker bij

⁹ Een aanvullende oplossing bij implementatie van het Intertanko-voorstel voor een betere afstemming van de regionale vraag (nog meer diesel behoefte) en aanbod (extra benzine overschot) betreft het fiscaal aantrekkelijker maken van benzine als brandstof voor personenauto's. Dit zal echter wel leiden tot hogere CO₂-emissies door het personenwegtransport, vanwege het lagere rendement van benzinemotoren in vergelijking met dieselmotoren.

Exxon Mobil¹⁰ (zie ook Paragraaf 3.1.1). Van de Flexicoker staan er inmiddels meer in de wereld. Sinds 2003 staat er bij Shell ook een vergasser voor residuen die waterstof en energie produceert. Om uit vacuüm gasolie een hoge kwaliteit diesel te maken wordt de gasolie verder opgewerkt met behulp van een hydrocracker (valt onder kopje ‘secundair proces’ in de legenda van Figuur 3.6). Tijdens het proces van hydrocracking treedt gelijktijdig ontzwaveling op.

3.3.4 Bunkerolie in de Nederlandse raffinageproductie

In Figuur 3.7 is het belang van bunkerolie in de Nederlandse raffinageproductie uitgedrukt in miljoenen tonnen bruto productie¹¹. Nederland heeft geen industrie of elektriciteitscentrales (meer) die zware stookolie gebruiken. De industrie gebruikt voornamelijk gas. De elektriciteitscentrales stoken of gas of kolen. De raffinaderijen hebben dus geen thuismarkt om zware stookolie af te zetten en richten zich dan ook hoofdzakelijk op de markt voor bunkerolie. Overigens is bunkerolie een soort ‘restproduct’. Het wordt verkocht tegen een lagere prijs dan de ruwe olie waaruit het gemaakt is (Zie ook Paragraaf 2.2.).



Figuur 3.7 *Bruto productie Nederlandse raffinaderij*

In Tabel 3.7 zijn de gegevens uit Figuur 4.3 aangegeven in percentages. De hoeveelheid residuale brandstof die in Nederland door de raffinaderijen de afgelopen jaren geproduceerd werd bedroeg circa 10 miljoen ton per jaar. Hierbij moet wel aangetekend worden dat de raffinaderijen ook zware olie inkopen om, via blending hun eigen residuale olie op marktkwaliteit (voornamelijk voor de bunkermarkt) te brengen. Bij het wegvallen van de afzet voor HFO bunkerolie is het dus niet zo dat de raffinaderijen 10 miljoen ton residu overhouden. Dit is een aantal miljoen ton minder. Vermoedelijk ligt de Nederlandse productie van residuale brandstof rond de 8 miljoen ton per jaar. Dit getal blijft een schatting omdat de statistieken geen onderscheid maken

¹⁰ Deze investeringen staan in verband met een Herenakkoord waarin afgesproken was dat Exxon Mobil en Shell als participanten naast de Nederlandse staat in de Gasunie forse investeringen in Nederland zouden doen.

¹¹ Dit wordt niet allemaal uit ruwe olie gemaakt. Raffinaderijen kopen ook halffabrikaten in en olie om hun producten op kwaliteit te brengen.

tussen bunkerolie voor zeeschepen en zware stookolie voor ondervuring in centrales, fornuizen en stoomketels.

Tabel 3.7 *Bruto productie Nederlandse raffinaderijen (percentages)*

[%]	benzine	kerosine	nafta, LPG, was, etc.	gas- en dieselolie	stookolie <1%S	stookolie >1%S
2000	14	11	24	33	6	12,4
2001	15	10	24	34	6	11,1
2002	14	9	25	32	5	14,0
2003	15	9	25	32	5	13,6
2004	15	9	25	31	6	14,6
2005	14	9	25	32	7	12,4

Voor de toekomstige ontwikkeling wordt verwezen naar Paragraaf 3.4.

3.3.5 Oplossingsrichtingen voor overschot residuale brandstof

Bij het volledig omzetten van de in Nederland geproduceerde hoeveelheid residuale brandstof (de residuen uit de atmosferische- en vacuümdestillatie) kan als eerste stap de vacuümdestillatie capaciteit worden uitgebreid, zodanig dat al het residu uit de atmosferische destillatie verwerkt kan worden. Met name bij de Nerefco-raffinaderij is nog een aanzienlijke uitbreiding van de capaciteit in vacuümdestillatie mogelijk, hetgeen de totale hoeveelheid (vacuüm) residu in Nederland kan beperken tot 5 miljoen ton. Tevens ontstaat dan ongeveer 3 miljoen ton vacuüm gasolie die (waarschijnlijk) opgewerkt kan worden tot (zwaar) destillaat voor de zeescheepvaart. De vacuüm gasolie kan echter ook met behulp van katalytische krakers en hydrocrackers opgewerkt kan worden tot hoogwaardige (weg)transportbrandstoffen.

In Nederland zijn nu drie opties aanwezig die residuale olie van de vacuümdestillatie kunnen verwerken, zie Tabel 3.8.

Tabel 3.8 *Reeds in gebruik zijnde verwerkingsmogelijkheden*

	[miljoen ton/j]	
Flexicoker Exxon Mobil	2,1	Maakt lichte producten, warmte en restgas
Hycon Shell	1,3	Maakt lichte producten, heeft waterstof nodig
Vergasser Shell	0,5	Maakt restgas energie en waterstof

Voorbeeld:

Om de 5 miljoen ton vacuümresidu te verwerken die overblijft na de bovengenoemde maximale uitbreiding van de capaciteit in vacuümdestillatie, zouden twee of drie Flexicokers gebouwd kunnen worden met een totale verwerkingscapaciteit van circa 5 miljoen ton per jaar. De investering in de huidige Flexicoker van Exxon Mobil, met een verwerkingscapaciteit van circa 2,1 miljoen ton vacuüm gasolie per jaar, bedroeg rond 1985 ongeveer 2,5 miljard gulden (nu circa € 1,5 miljard). In deze prijs zijn ook andere kosten opgenomen voor gerenoveerde en extra toegevoegde installaties, zoals een vacuümdestillatie-unit, product behandelingsinstallaties en een waterstoffabriek. Het totaal verwerken van de Nederlandse residuen door de bouw van flexicokers zou - als gelijktijdige ook min of meer gerenoveerd wordt - een investering vergen van circa € 3,5 miljard.

De European Petroleum Industry Association (Suensson, 2007) geeft aan dat voor de mondiale productie van 200 miljoen ton scheepvaart distillaat grote investeringen nodig zijn. Voor Europa, betreft het de bouw van circa 50 miljoen ton verwerkingscapaciteit in 'deep conversion', een totale investering van ongeveer € 30 miljard. Hierbij wordt uitgegaan van 50 verwerkingseen-

heden. De flexicoker is mondiaal gezien de meest toegepaste techniek voor diepe conversie. Omgerekend naar de capaciteit van de Exxon Mobil flexicoker in Nederland (2,1 miljoen ton per jaar) gaat het hier, als geen rekening gehouden wordt met schaalfactoren, om een investeringsbedrag van circa € 1,26 miljard. Het Oil en Gas Journal (2006) geeft investeringen in flexicoker capaciteit die bijna een orde van grootte lager liggen, namelijk € 115-180 miljoen bij een capaciteit van 2,1 miljoen ton. Dit zijn echter alleen de kosten van één onderdeel van de noodzakelijke aanpassingen.

Om een indruk te geven van de doorlooptijd van een project: het directiebesluit over de bouw van de flexicoker werd waarschijnlijk in 1980 genomen (uit dat jaar komt ook de eerste kosten-schatting). In 1981 werd het project uitbesteed aan een ingenieurbureau (die het detailontwerp gaat maken, etc). De bouw startte in 1983 en het project is gerealiseerd in 1986. Een dergelijk ingewikkelde procesaanpassing vergde dus een doorlooptijd van ongeveer zeven jaar. Volgens een inschatting in 1985 levert het project permanente werkgelegenheid op voor 250 mensen.

Het zal duidelijk zijn dat er in de wereld maar beperkte capaciteit en expertise is om dit soort projecten uit te werken en de benodigde apparatuur te fabriceren (voor verschillende grote en specifieke componenten bestaan er over de hele wereld nog maar een beperkt aantal producenten). Kijkend naar de Nederlandse capaciteit is het wellicht mogelijk om elke 1½ jaar zo'n project door te voeren (helaas is het niet gelukt om dit door de sector te laten verifiëren). Dit betekent dat nadat de besluitvorming volledig rond is voor drie grote raffinageaanpassingen, de realisatie pas plaats kan vinden tussen zeven jaar (eerste) en elf jaar (derde) na dato. Problemen bij vergunningverlening kunnen de termijnen al snel met enige jaren verlengen. Een langere implementatieperiode verlaagt de kosten en enkele jaren uitstel bevordert de mogelijkheid om ontwikkelingswerk te verrichten aan meer efficiëntere opties.

Andere oplossingsrichtingen voor het verwerken van residuale stromen, die in deze quick scan niet verder worden uitgewerkt, kunnen zijn:

- Vergassen van residu ten behoeve van elektriciteitsproductie.
- Verkoop van het residu aan andere raffinaderijen.
- Verkoop van het residu als industriële brandstof of brandstof voor centrales in ontwikkelingslanden.
- Geen netto capaciteitsuitbreiding maar verschuiving van brandstofstromen tussen markten en sectoren.

3.3.6 Nadere analyse knelpunten (om)bouwtempo

In opdracht van het Department of Energy (EIA, 2007) is onderzoek gedaan naar het groot onderhoud van raffinaderijen. Gedurende een onderhoudsperiode die 20 tot 60 dagen duurt wordt het aantal werknemers van een raffinaderij (circa 500) tijdelijk met 1000 tot 1500 uitgebreid. 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 2½ tot 3 jaar. Het kost vaak 2 of meer jaar om nieuwe reactorvaten, compressoren en turbines te ontwerpen en te produceren. Ook moeten voor het onderhoud kranen en andere apparatuur ruim om tijd gereserveerd worden. Helemaal te plannen is het niet want gemiddeld loopt het groot onderhoud ongeveer 5 dagen uit. Ook zijn er soms storingen die direct onderhoud noodzakelijk maken.

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.

Het is bij ECN niet precies 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 2½ maand (verlies 20% van de jaarproductie). Dit kan voor meer complexe situaties wel tot 1 jaar oplopen. Als 40% van de Europese raffinaderijen in 1 jaar aangepast moet worden betekend dit een capaciteitsverlies van 8 tot 40%. Bij een transferperiode van 5 jaar wordt de marge 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 plaatsvinden.

Ter illustratie van deze effecten het volgende voorbeeld. Bij de situatie rond de orkaan Rita liepen de prijzen in de VS extreem op, terwijl het hier maar om 5% van de productiecapaciteit ging. Hierbij moet wel aangetekend worden dat van te voren bekende wijzigingen anders op de markt doorwerken. Dit leidt tot meer aanvoer van producten en minder van crude in de regio's waar veel onderhoud is of veel raffinaderijen stil liggen¹². Ook kan in beperkte mate een voorraad aangelegd worden. Probleem is wel dat de mutatie wereldwijd plaats moet vinden.

Geconcludeerd kan worden dat de beschikbaarheid van deskundig personeel een zodanig knelpunt vormt dat investeringen over meerdere jaren uitgesmeerd moeten worden. Het is niet duidelijk of een periode van vijf jaar hiervoor voldoende is. Gezien de huidige krapte in raffinagecapaciteit dient ook een spreiding in de tijd plaats te vinden. Bij een ombouw in een korte periode moet er zoveel capaciteit uit bedrijf genomen worden, dat dit grote gevolgen heeft voor de prijs van olieproducten.

3.3.7 Mogelijke reacties van de Nederlandse raffinaderijen

Het is moeilijk om conclusies te trekken voor iedere individuele raffinaderij. Besluiten over investeringen worden door de internationale directies van deze bedrijven genomen. In het onderstaande is een inschatting gegeven van de eventuele bedrijfsaanpassingen bij de zes grootste raffinaderijen in reactie op een eventueel verbod van gebruik van HFO in de zeescheepvaart:

- De Exxon Mobil-raffinaderij (capaciteit circa 9,1 miljoen ton/j) hoeft haar raffinageproces niet aan te passen vanwege de in het voorgaande beschreven Flexicoker die alle residuale brandstof reeds omzet in lichtere producten.
- De relatief kleine Koch-raffinaderij (capaciteit circa 3,5 miljoen ton/j) hoeft haar raffinageproces niet aan te passen omdat geen ruwe aardolie wordt gebruikt als grondstof, maar aardgascondensaat; een grondstof die geen zwaar residu oplevert. Wel is er bij Koch een tendens om ook ruwe aardolie te gaan verwerken.
- De Shell-raffinaderij (capaciteit circa 21 miljoen ton/j) is een complexe raffinaderij die reeds processtappen heeft om het aandeel HFO in de productie te verminderen. Samen met Groot-Brittannië is Nederland de 'thuisbasis' van Shell. Shell participeert ook met Exxon Mobil en de Nederlandse overheid in de Gasunie. De kans dat Shell zal investeren om zijn Nederlandse raffinaderij aan de nieuwe situatie aan te passen is dan ook hoger dan gemiddeld.
- Nerefco is een grote raffinaderij (capaciteit circa 20,5 miljoen ton/j), waaruit één van de partners zich terug gaat trekken. Hierdoor wordt Nerefco 100% eigendom van BP. De raffinaderij beschikt over een katalytische kraakinstallatie voor de verwerking van vacuüm gasolie. Nerefco is een relatief simpele raffinaderij, die vanwege een beperkte capaciteit in 'diepe conversie' een relatief grote hoeveelheid zwaar residu produceert. Daarom zal Nerefco aanzienlijke investeringen moeten doen om haar zware reststromen zelf te verwerken. Het gaat

¹² <http://www.coking.com/forum/m.asp?m=869>.

hierbij niet alleen om de opwerking van de residuen uit de vacuüminstallatie door de bouw van Flexicoker of Hycon verwerkingscapaciteit. Omdat Nerefco momenteel slechts een gedeelte van de residuen uit de atmosferische destillatie verder opwerkt in een vacuümdestillatie, gaat het ook om uitbreiding van de capaciteit in vacuümdestillatie en verwerking van de aanvullend vrijkomende vacuüm gasolie. De kans dat de Nerefco-raffinaderij zal investeren in de noodzakelijke aanpassingen wordt als gemiddeld ingeschat.

- Total, een wat kleinere raffinaderij in Vlissingen (capaciteit circa 7,9 miljoen ton/j), heeft een hydrocracker voor de verwerking van vacuüm gasolie. De raffinaderij van Total is daarmee complexer dan de raffinaderij van Nerefco. Total hoeft alleen te investeren in de verwerking van residuale olie. Omdat de raffinaderij van Total minder HFO produceert dan de raffinaderij van Nerefco, zijn de investeringskosten echter relatief hoog. De kans dat de Total-raffinaderij zal investeren in de noodzakelijke aanpassingen wordt als gemiddeld ingeschat.
- De Kuwait-raffinaderij is nog een slag kleiner dan Total (capaciteit circa 3,8 miljoen ton/j), is minder complex, maar heeft bijvoorbeeld al wel een vacuümdestillatie-eenheid. Kuwait heeft recent pogingen gedaan om de raffinaderij te verkopen (ANP-AFX, 2006). De kans dat de huidige eigenaar bereid is om extra investeringen te doen wordt dan ook als minder dan gemiddeld ingeschat. Daar komt bij dat investeringen relatief duurder worden naarmate de schaal van de installaties kleiner wordt.

Als niet geïnvesteerd wordt in de HFO-verwerking loopt de concurrentiepositie op termijn achteruit, zeker als er opnieuw een situatie met overcapaciteit zou ontstaan.

3.4 Modelberekeningen

ECN beschikt over een raffinaderijmodel (SERUM) waarmee wijzigingen in de Nederlandse raffinagesector doorgerekend kunnen worden (Oostvoorn, 1998; Kok, 1997)¹³. Met dit model zijn ten opzichte van een bestaand scenario de effecten van het Intertanko-voorstel voor Nederland doorgerekend. Het model geeft een goede indruk van de richting en een bruikbare indicatie van de mogelijke omvang van de effecten. Het model is in zoverre beperkt dat de individuele bedrijven niet apart zijn gemodelleerd.

3.4.1 Toekomstige ontwikkeling bunkervraag

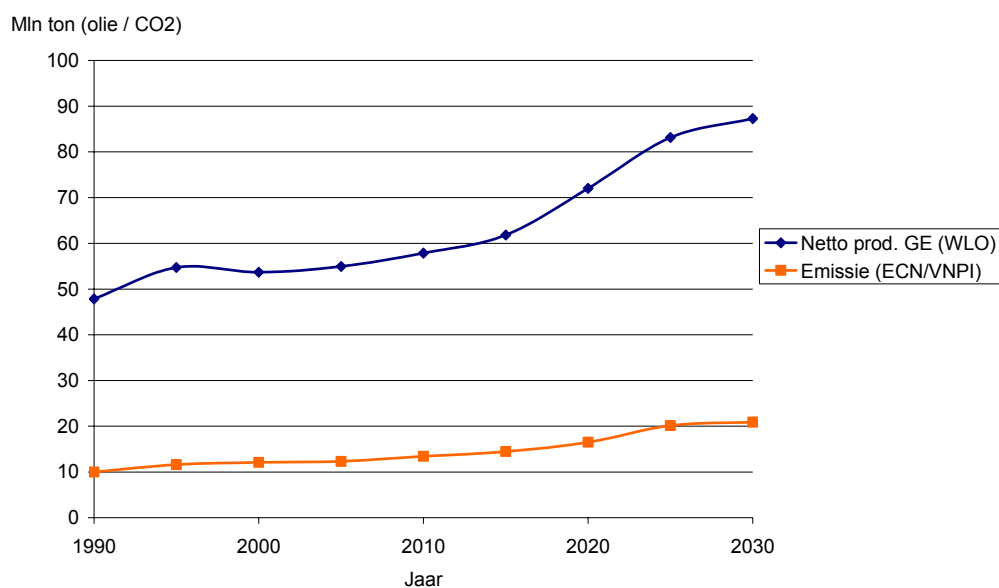
In Tabel 3.9 is uit de WLO-studie (Janssen et al., 2006) aangegeven hoe de productievraag van de raffinaderijen zich ontwikkelt voor het zogenaamde Global Economy (GE) scenario (zie Paragraaf 4.1.1 voor een korte toelichting). Het gaat hierbij om de netto productie. Producten die de raffinaderijen hierbij inkopen (zoals olie voor het blenden met scheepvaartbrandstoffen) zijn hierbij afgetrokken van de bruto productie. Deze ontwikkelingen zijn wel geraamd voor een scenario waarin het aandeel biobrandstoffen in Nederland aanvankelijk tot 2% beperkt zou blijven. Inmiddels is de EU doelstelling voor het aandeel biobrandstoffen voor transport verhoogd naar 5,75 in 2010 en naar 10% in 2020.

¹³ Het ontwikkelde LP-model (Lineair Programming Model), genaamd SERUM (Static ESC Refinery Utility Model) kan verschillende veranderingen die op de raffinaderijen afkomen doorrekenen, zoals wijzigingen in de productvraag, productspecificaties en emissie-eisen. Het model, dat in opdracht van het ministerie van Economische Zaken ontwikkeld is, beschrijft de verwerking van een mix van drie soorten ruwe olie (Brent Blend, Iranian Light en Arabian Heavy) in eindproducten zoals benzine, diesel en zware stookolie.

Tabel 3.9 *Netto productie raffinaderijen in GE-scenario (WLO)*

[miljoen ton olie]	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
LPG	1,2	1,1	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
Benzine	11,2	10,9	11,3	11,7	14,1	18,0	19,6
Nafta	4,4	5,3	5,9	6,6	6,5	6,5	6,5
Kerosine	5,8	6,1	7,4	8,6	11,9	14,8	15,4
Autodiesel	13,0	12,9	13,5	14,0	16,9	20,2	21,5
Ov gasolie	7,5	7,3	7,6	7,7	7,8	7,8	7,8
Zware stookolie/bunker fuel	9,2	10,1	10,0	11,0	12,5	13,5	14,0
Asfalt	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Smeemiddelen en was	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Netto productie totaal	53,7	54,9	57,8	61,8	72,0	83,1	87,3

In Figuur 3.8 is zichtbaar hoe de fysieke CO₂-emissie van de sector hierbij verandert. De emissieontwikkeling vanaf 2000 loopt redelijk gelijk op met de productie van de raffinaderijen. Tot 2010 is er wel sprake van een iets sterkere stijging van de emissies, die veroorzaakt wordt door de extra energie die nodig is om de schonere brandstoffen voor het wegverkeer te maken. In het gegeven GE-scenario wordt er rond 2020 geïnvesteerd in capaciteitsuitbreiding van de raffinage, waardoor de doorzet verder toeneemt.



Figuur 3.8 *Ontwikkeling oliedoorzet (blauw) en CO₂-emissie (oranje) voor het WLO GE-scenario*

Productie van schone wegbrandstoffen (10 ppm diesel en benzine) en HFO met 1,5% zwavel voor de SECA's is al wel in deze berekeningen verwerkt.

3.4.2 Modelberekeningen

Om met het model de effecten van het Intertanko-voorstel op de extra ruwe olievraag en CO₂-emissies door te kunnen rekenen, dienen de nieuwe brandstofkwaliteiten conform het Intertanko-voorstel in het raffinaderijmodel te worden opgenomen. De voorgestelde eisen aan de destillaat brandstoffen lijken op wat "the International Council on Combustion Engines (CI-MAC)" DB noemt, met een viscositeit van 11 cSt bij 40 °C. Er is nog een zwaarder destillaat (DC met een maximale viscositeit van 14) en er zijn nog twee lichtere destillaten (DX en DA met een maximale viscositeit van 5,5 respectievelijk 6,0). Het ECN-model bevat de belangrijkste

ste kwaliteitseisen van gangbare olieproducten. Voor viscositeit rekent het model met een index die het mogelijk maakt om hier verder mee te rekenen, via volume aandelen, zoals bij dit soort modellen gebruikelijk is. De viscositeit uit het Intertanko-voorstel (Intertanko, 2006b) van 11 cSt bij 40 °C is hiervoor vertaald in 7 cSt bij 130 °F. De andere eisen kunnen wel direct in het model gebruikt worden (zie Tabel 3.10).

Tabel 3.10 *Kwaliteitseisen in het SERUM-model*

Eisen	Bunker brandstof	Destillaat(Intertanko)	Destillaat in model
Soortelijk gewicht	0,99	0,9	0,9
Viscositeit	0,7 index	11 cSt bij 40 °C	0,431 index (7 cSt bij 130 °F)
Carbon residu	22%	0,3%	0,3%
Zwavel	3%	1%	1%

Er zijn een tweetal sets berekeningen uitgevoerd voor het jaar 2015 voor het eerder genoemde GE-scenario van de WLO (Janssen et al., 2006). De standaardberekening is uitgevoerd bij een olieprijs van 22,7 \$/vat (180 €₂₀₀₀/ton). Het GE-scenario heeft ook een hoge olieprijsvariant van 36,2\$/vat, ofwel 290 €₂₀₀₀/ton. Dit hoge olieprijsscenario is als gevoeligheidsanalyse ook door-gerekend. Rekening houdend met de koers van de euro en de dollar, alsmede de inflatie sinds het jaar 2000, komt de hoge olieprijsvariant in de buurt van de huidige hoge olieprijsen in €₂₀₀₇/ton. Om een goed beeld van de gevolgen te krijgen, ten aanzien van extra ruwe olievraag en CO₂-emissies, is ook gerekend met het stapsgewijs aanscherpen van de zwaveleisen. De resultaten zijn zichtbaar in Tabel 3.11 en Tabel 3.12.

Tabel 3.11 *Effect zwaveleis en destillaateis op de extra olievraag en CO₂-emissies ten opzichte van het GE-scenario in 2015*

Zwavelgehalte bunkerbrandstof	3% & 1,5% SECA's	1,5%	1%	0,5%	Verschil 0,5% versus 3% S
Emissie [Mton CO₂]					
Alleen zwavel (GE)	13,4	14,0	14,7	15,3	1,9
Destillaat (GE)			16,8	17,1	3,7
Alleen zwavel (GE HP)	14,3	15,0	15,5	16,2	1,9
Destillaat (GE HP)			17,5	17,7	3,4
Energieaanvoer [miljoen ton olie eq]					
Alleen zwavel (GE)	67,3	67,5	67,7	68,0	0,7
Destillaat (GE)			68,5	68,5	1,2
Alleen zwavel (GE HP)	67,7	67,9	67,7	68,4	0,7
Destillaat (GE HP)			68,5	68,6	0,9

In deze berekeningen van het standaardscenario zijn de olieprijsen op een relatief laag niveau (22,7 dollar/vat (180 €₂₀₀₀/ton). Ondanks de lage olieprijs blijkt het in het GE beeld toch rendabel, gezien verschuivingen in de vraag naar olieproducten, om in 2015 toch al wat extra residuale conversie capaciteit te bouwen. Gebeurt dit niet, dan zijn de productiekosten nauwelijks hoger, zijn er lagere kapitaalslasten en er wordt meer in de import van olie en andere energiedragers geïnvesteerd. Er bestaat dus een zeker evenwicht tussen enerzijds het investeren in de eigen raffinaderij en anderzijds het kopen van een duurdere ruwe olie. De berekeningsresultaten kennen in dit opzicht wel een behoorlijke marge.

Op een zeker moment ziet het model geen kans meer om alle zware olie voldoende op te werken en wordt een deel ervan 'weggegooid'. De reden hiervan is dat er wel Noordzee olie aangevoerd wordt, maar dat er geen mogelijkheden zijn om de residuen tot voldoende lichte producten te verwerken, in de meest gebruikelijke versie het model. De parameters in het model, voor zowel

de hycon als flexicoker, zijn ingericht op het verwerken van zwaardere residuen dan die van Noordzeeolie (Brent Blend). Om dit op te lossen is een coker in het model 'aangezet', waarvan wel parameters beschikbaar waren om het betreffende residu te verwerken. Het model wordt hiermee wel gebruikt buiten zijn normale grenzen.

In het GE-beeld van 2015 wordt verondersteld dat van de 11 miljoen ton residuale olie er circa 3 miljoen ton afgezet wordt als zware stookolie en 8 miljoen ton in de vorm van bunkerolie. Het is deze 8 miljoen ton die ontzwaveld moet worden of vervangen moet worden door destillaat. Tabel 3.11 laat zien dat het ontzwavelen van de bunkerolie circa 1,9 Mton extra CO₂-uitstoot oplevert en het maken van ontzwaveld destillaat (0,5% zwavel) circa 3,4-3,7 Mton. Opmerkelijk is dat de eisen aan destillaat zodanig zijn dat in de gebruikte raffinagestructuur het zwavelgehalte automatisch tot circa 0,8% terugloopt. Modelberekeningen met de eis van destillaatbrandstof én met een zwavelgehalte hoger dan 0,8% (bijvoorbeeld 1%, 1,5% of 3%) leveren telkens dezelfde oplossing op. Tabel 3.11 laat zien dat ontzwavelen van de bunkerolie circa 0,7 miljoen ton extra olie equivalent aan energie vraagt en de eis van destillaat circa 0,9-1,2 miljoen ton olie equivalent.

Als rekening gehouden wordt met het feit dat 1 miljoen ton ruwe olie bij verbranding ongeveer 3,1 miljoen ton CO₂ oplevert, wordt de relatie tussen energie-inzet en CO₂-uitstoot duidelijk. De verschillen die daarna zichtbaar zijn, hebben voor een belangrijk deel te maken met verschuiving in de inkoop van aardgas. Naarmate de eisen opgevoerd worden, neemt binnen het model de (prijs) druk toe om voor ondervuring HFO in te zetten in plaats van aardgas.

Uit de berekeningen kan geconcludeerd worden dat het vervangen van 8 miljoen ton bunkerolie door destillaat gepaard gaat met een extra CO₂-uitstoot van circa 3,5 Mton en een extra energieverbruik van circa 1 miljoen ton olie.

De European Petroleum Industry Association (EUROPIA) noemt voor de wereldwijd benodigde hoeveelheid destillaat van 200 miljoen ton, waarvan 50 miljoen ton in Europa, een extra CO₂-uitstoot in Europa van 35 miljoen ton. De ECN-berekeningen aan de Nederlandse situatie komen - bij opschaling naar de Europese destillaatvraag van 50 miljoen ton - uit op een extra CO₂-uitstoot van $(50 * (3.5/8) =) 22$ miljoen ton, dus lager dan de door Europa gegeven waarde van 35 miljoen ton. Uitgaande van 200 miljoen ton destillaatvraag zou de mondiale CO₂-uitstoot circa 90 miljoen ton toe kunnen nemen.

De kosten van de raffinaderijen bij de berekeningen in Tabel 3.11 staan in Tabel 3.12. De eerste regel bij 'GE 2015' en 'GE 2015 met hoge olieprijs' laat zien dat de jaarlijkse kapitaalasten bij de productie van 8 miljoen ton destillaatbrandstof toenemen met circa 120-130 miljoen (1150 minus 1020 respectievelijk 1030). Met de gebruikte annuïteitfactor in het model is dit equivalent met circa € 1500 miljoen aan extra investeringen. Dit getal kan hoger uitvallen als eerst gecorrigeerd wordt voor investeringen in installaties die niet meer nodig zijn. Dit zou de investeringen nog wat hoger uit kunnen laten vallen (maximaal € 500 miljoen; het model laat alleen de kosten zien van installaties die gebruikt worden, en niet van installaties die waarschijnlijk nog aanwezig zijn, maar in de modelberekening niet gebruikt worden) maar met het ECN-model valt dit niet goed te bepalen. Deze € 1,5 (cq. 2) miljard is dus lager dan de € 3,5 miljard die voor de flexicokers (capaciteit 5 miljoen ton/jr) wordt genoemd Alinea 3.3.5.

De European Petroleum Industry Association (EUROPIA) noemt voor de productie van 50 miljoen ton destillaat in Europa een noodzakelijke investering van € 30 miljard. De ECN-berekeningen aan de Nederlandse situatie komen, als ze voor heel Europa zouden gelden, uit op $(50 * (1,5/8) =) € 9$ miljard (met een desinvesteringssmarge tot 12 miljard). Het verschil wordt niet verklaard doordat ECN nog in euro's 2000 rekent.

Rekening houdend met de nodige onzekerheden in het ECN-model, kan voorzichtig geconcludeerd worden dat de EUROPIA cijfers niet onmogelijk zijn, maar aan de hoge kant lijken.

Tabel 3.12 *Effect van zwavel- en destillaateisen van scheepsbrandstoffen op de kosten van de Nederlandse raffinaderijen in miljoen €/j*

Zwavelgehalte bunkerbrandstof	3% & 1,5% SECA's	1,50%	1%	0,50%	destillaat 1%	destillaat 0,5%
GE 2015						
Kapitaal kosten	1020	1050	1120	1080	1140	1150
Jaarlijkse vaste kosten	270	270	270	290	290	300
Variabele kosten	130	140	170	140	140	130
Aankoop grondstoffen	13830	1400	14010	14040	14160	14180
Totale kosten	15250	15450	15580	15550	15730	15760
GE 2015 met hoge olieprijs						
Kapitaal kosten	1030	1090	1100	1140	1140	1150
Jaarlijkse vaste kosten	270	280	290	300	290	300
Variabele kosten	130	150	150	150	140	140
Aankoop grondstoffen	20630	20690	20760	20840	21150	21170
Totale kosten	22060	22220	22310	22430	22720	22760

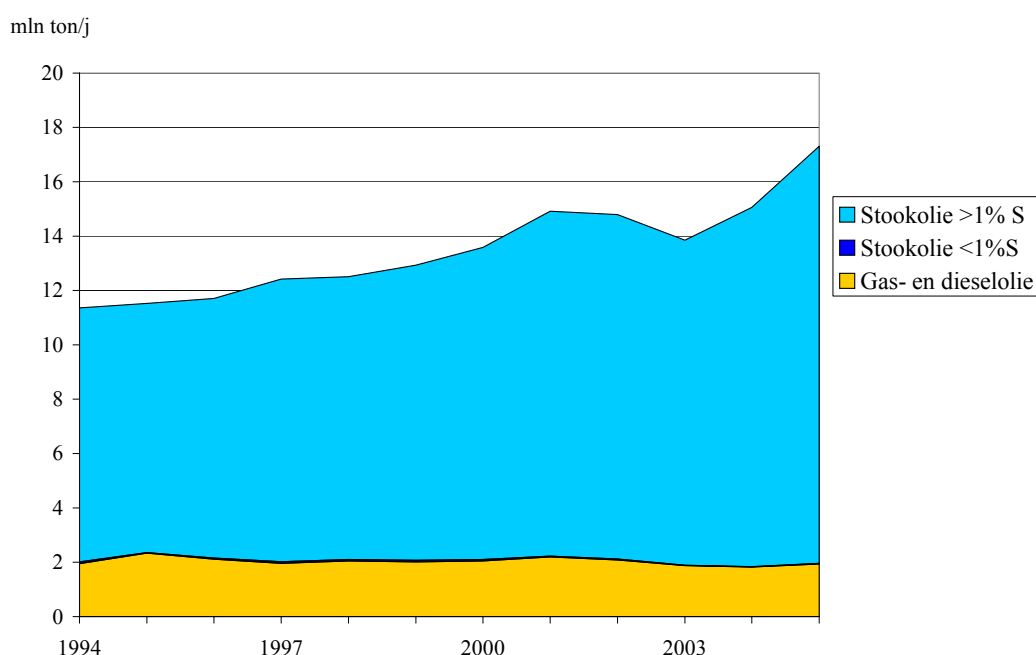
In Bijlage B wordt nog ingegaan op de capaciteiten van de diverse type installaties in de modelberekeningen. Er bestaat een tendens om meer diepe conversie capaciteit te gebruiken door de toenemende doorzet in het GE-scenario, het gemiddeld zwaarder worden van de ruwe olie en door de daling van het aandeel HFO in de afzet. Om de onzekerheden te schetsen is in de bijlage ook een ander scenario opgenomen (SE) waar op een zeker moment de olievraag weer gaat dalen door veel besparing op het energiegebruik. Hier neemt de diepe conversiecapaciteit veel minder toe, en gaat zelfs op een zeker moment weer dalen.

Het is niet zo dat de wereldwijde tendens om meer in diepe conversie te investeren automatisch leidt tot een verschuiving van HFO naar destillaat in de scheepvaartsector. Naar mate de productie van HFO afneemt ten opzichte van de vraag, zal de prijs hoger worden. Dit maakt het voor andere raffinaderijen minder interessant om ook in verwerking van HFO te investeren. Er zal altijd een verschil in prijs bestaan tussen HFO en destillaat omdat de verwerking van HFO tot lichtere producten aanzienlijke investeringen vergt en de nodige energie kost. Dit prijsverschil is zo groot dat het, in de business as usual beelden, voor een belangrijk deel van de zeeschepen altijd interessant blijft om op HFO te varen.

4. De bunkermarkt

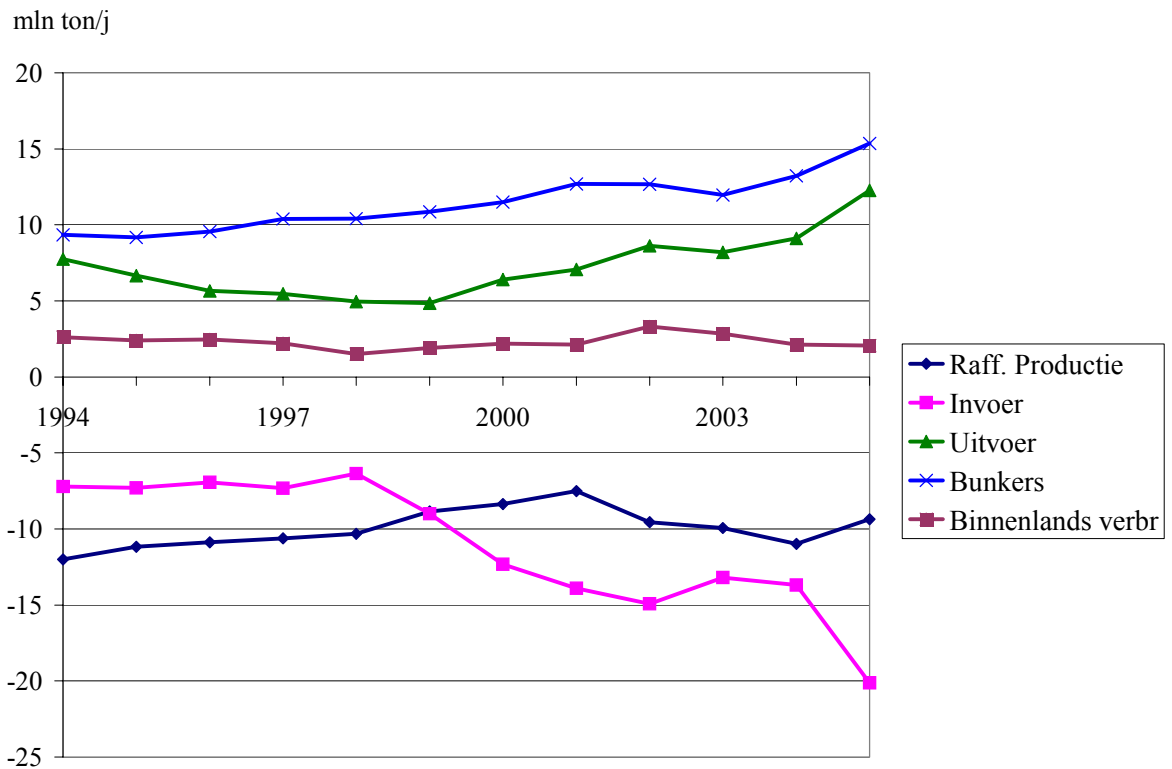
4.1 Bunkervolumes

In Figuur 4.1 is de verkoop van bunkerolie vanuit Nederland te zien. De stijging van de bunker-afzet is duidelijk zichtbaar. De afzet van stookolie met een zwavelgehalte beneden 1% is tot 2005 nog zeer beperkt in omvang (het dunne donkerblauwe lijntje boven de 'gas- en dieselolie' in Figuur 4.1), maar is daarna aanzienlijk toegenomen, sinds de instelling van de eerste SECA gebieden in 2006. De afzet van Marine diesel (ook aan de binnenvaart) blijft in Nederland min of meer constant ('gas en dieselolie' in de legenda van Figuur 4.1). Niet in de figuur staan de vliegtuigbunkers, in 2005 inmiddels opgelopen naar 3,5 miljoen ton.

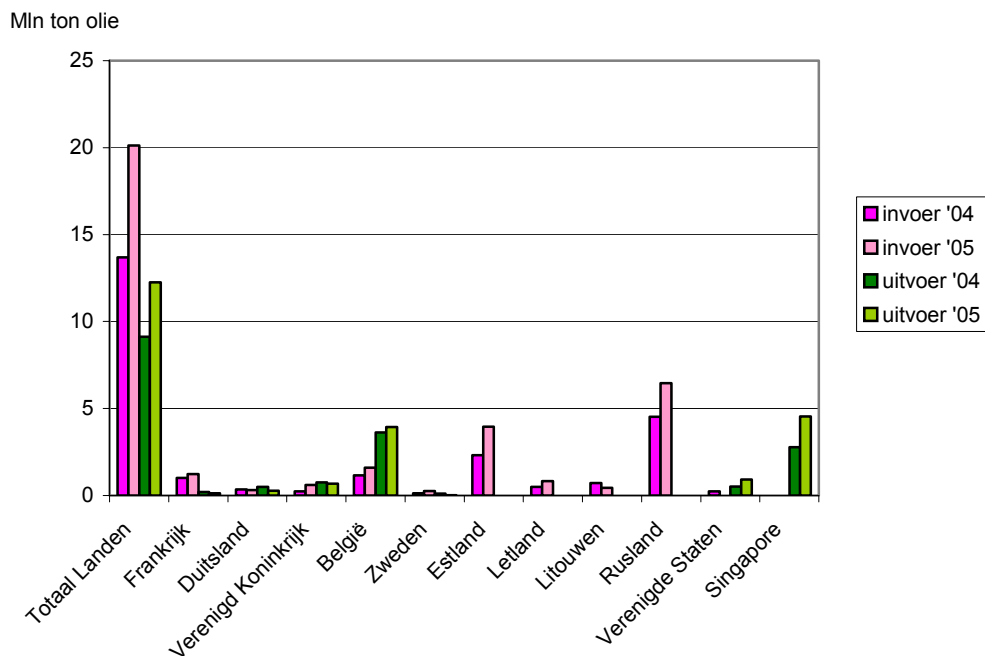


Figuur 4.1 *Bunkering van olie in de afgelopen jaren in Nederland*

In Figuur 4.2 is de Nederlandse bunkermarkt in meer detail te zien. De figuur geeft de balans van enerzijds productie en import (uitgedrukt in negatieve getallen), en anderzijds de afvoer- en verbruikstermen (uitgedrukt in positieve getallen). Onderaan in Figuur 4.2 staan in negatieve getallen de binnenlandse (bruto) productie die rond de 10 miljoen ton/j schommelt en de import vooral uit Rusland en Estland (zie Figuur 4.3). Het binnenlands verbruik is vooral de hoeveelheid zware olie die de raffinaderijen zelf inkopen (voor een belangrijk deel om bij hun eigen bunkerproductie te verwerken; maar er wordt ook zware olie ingekocht voor de verwerking in destillatietorens en krakers). De forse stijging van de invoer komt voor een deel terug in de uitvoer naar Singapore. Deze export is aantrekkelijk omdat de gemiddelde bunkerolieprijs in Rotterdam gemiddeld in de orde van 10% lager ligt dan die in Singapore (zie Tabel 4.3). Het gaat hier vooral om een stuk doorvoer van 'Russische' olie (zie ook Bijlage D). Wat ook opvalt in Figuur 4.3 is de relatief grote export naar België. De omvang van de bunkering in Antwerpen is de laatste jaren gestegen en bedraagt nu ongeveer de helft van de bunkering in Nederland. Verder verwerkt de Exxon Mobil-raffinaderij in Rotterdam zware olie van de Exxon Mobil-raffinaderij in Antwerpen.



Figuur 4.2 Nederlandse markt zware stookolie en bunkerolie (balans); de som van raffinageproductie en invoer is gelijk aan de som van bunkers, uitvoer en binnenlands verbruik.



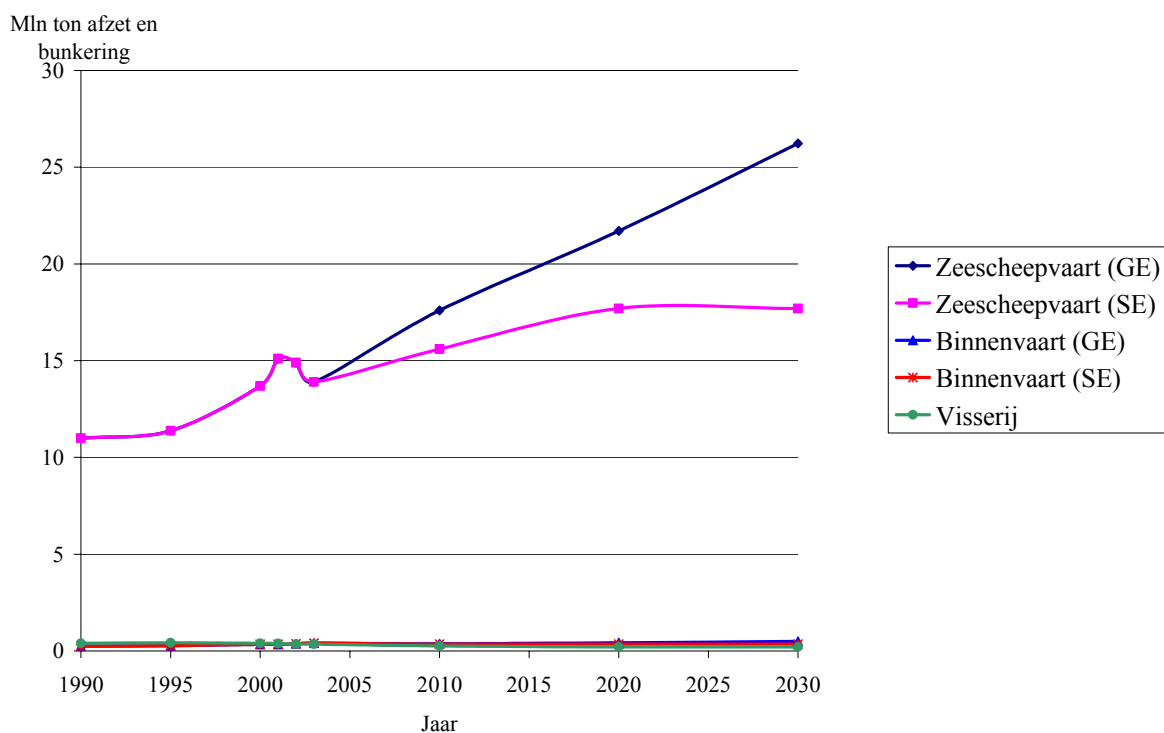
Figuur 4.3 Invoer en export zware olie per land (> 0,2 miljoen ton)

Figuur 4.2 en Figuur 4.3 laten zien dat in 2005 de invoer van 20 miljoen ton bunkers samen met een productie van 8 miljoen ton bunkers door de Nederlandse raffinaderijen, in evenwicht is met een uitvoer van 12,5 miljoen ton en 15,5 miljoen ton bunkeren (tanken) van zeeschepen.

4.1.1 Toekomstige ontwikkeling bunkervraag

In Figuur 4.4 en in Tabel 4.1 zijn historische cijfers en de toekomstverwachtingen van de afzet van bunkerbrandstoffen aangegeven, zoals deze binnen Nederland momenteel gebruikt worden, (zie o.a.: Hoen, 2006). Voor de toekomst zijn twee economische scenario's gebruikt die door het CBP zijn opgesteld namelijk het 'Global Economy' (GE) en het 'Strong Europe' (SE). Het SE-scenario heeft een gematigde groei en een sterke publieke verantwoordelijkheid en het GE-scenario heeft een hoge groei en een sterke oriëntatie op private verantwoordelijkheid. Hoewel beide scenario's in beleidsdocumenten voorkomen wordt vooral het GE-scenario het meest als referentie-scenario gebruikt.

Voor de toekomstverwachtingen is de groei van de zeescheepvaartbunkers gebaseerd op de groei van het brandstofverbruik van zeeschepen, zowel binnengaats als op het Nederlands Continentaal Plat (NCP). Historisch gezien leverde dit een redelijke correlatie met de bunkervraag op (Hoen, 2006). Uit de analyse van de opbouw van de bunkermarkt blijkt dat dit verband meer een gelijktijdige ontwikkeling is, dan dat het om een oorzaak-gevolg relatie gaat. Voor de volledigheid zijn ook de binnenlandse afzet aan de binnenvaart en de zeevisserij opgenomen, hoewel deze stromen zeer klein zijn in vergelijking met de afzet voor de zeevaart. Een verdere onderverdeling van de diverse typen scheepsbrandstof is voor de toekomstscenario's niet beschikbaar.



Figuur 4.4 Historische en toekomstige ontwikkeling bunkervraag

Tabel 4.1 *Historische en toekomstige ontwikkeling bunkervraag*

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2010	2020	2030
Zeescheepvaart (GE)	11,00	11,38	13,70	15,10	14,90	13,90	17,60	21,70	26,23
Zeescheepvaart (SE)	11,00	11,38	13,70	15,10	14,90	13,90	15,60	17,70	17,70
Binnenvaart (GE)	0,24	0,27	0,34	0,34	0,37	0,40	0,37	0,42	0,49
Binnenvaart (SE)	0,25	0,27	0,34	0,34	0,37	0,41	0,35	0,35	0,35
Visserij	0,39	0,42	0,40	0,39	0,35	0,35	0,26	0,21	0,21

4.2 Omvang en kwetsbaarheid

De sterke stijging van de bunkerolievraag in Nederland komt vooral door containerschepen. Deze schepen zijn de voornaamste bunkeraars op de Nederlandse markt. Daarnaast worden er ook andere producten aan de schepen geleverd wordt zoals smeerolie. Het aantal werknemers dat zich direct met oliebunkering bezig houdt ligt op circa 1500 (Havenbedrijf Rotterdam NV, 2007).

Wordt naar het totale bunkerplaatje gekeken (inclusief marine diesel) dan leverde Nederland in 2000 met circa 13 miljoen ton ongeveer 5% van de wereldvraag aan scheepvaartbunkers. In 2005 was de bunkering van Rotterdam reeds gestegen tot circa 15,5 miljoen ton.

Tabel 4.2 *Wereldwijde bunkermarkt*

Miljoen ton olie (2000)	Wereld	in EU regio
Totaal	252	51
EU-vlaggen	66	24
Naar en van EU haven	51	
In havens	10	3

Met 1,6% van de raffinagecapaciteit in de wereld en 5% van de zeescheepvaart bunkering in de wereld zal de Nederlandse haven relatief zwaar beïnvloed worden bij implementatie van het Intertanko-voorstel.

Rotterdam is uitgegroeid tot één van de drie belangrijkste spelers op de bunkermarkt, dankzij: (1) de eigen raffinaderijen, (2) de enorm grote diepwater haven, waar ook de grootste schepen kunnen aanmeren en (3) de gunstige geografische positie als eerste grote bunkerhaven vanuit Rusland en de Baltische Staten. Door deze gunstige factoren kan Nederland bunkerbrandstoffen aanbieden tegen een structureel lage prijs in vergelijking met andere belangrijke bunkerhavens, zie Tabel 4.3. De bunkermarkt in Rotterdam zal een terugval ondervinden als de waarde van de export van olie voor de bunkermarkt wegvalt en als ook een deel van de raffinaderijen zou besluiten niet langer voor de zeescheepvaart brandstoffen te produceren. Het voordeel om in Nederland te tanken vervalt in dat geval met name voor de schepen die ook aanleggen in het Midden Oosten of het Verre Oosten.

Tabel 4.3 *Gemiddelde bunkerolieprijzen [\$/ton] op 1 maart 2007*

Kwaliteit	IFO380 (HFO)	IFO180 (HFO)	MDO (marine diesel; geen wegdiesel)	MGO (Marine gas oil)
Fujairah	314	323	585	591
Houston	273	286	531	
Rotterdam	266	285	487	539
Singapore	296	308	535	541

Bron: bunkerworld.com.

In de periode 1998-2002 waren de olieprijsen aanzienlijk lager. De 5 jaar gemiddelde prijzen over de periode 1998-2002 lagen voor HFO 100 \$/ton en voor MDO/MGO rond de 180 \$/ton.

4.3 Opslagbedrijven

Op- en overslag van olie is in tonnage gezien het belangrijkste product van de Rotterdamse haven. Er zijn een groot aantal opslagbedrijven actief in de Rotterdamse haven. Zie Tabel 4.4; Bronnen: Votob, Vopak, (Havenbedrijf Rotterdam NV, 2007). Deze bedrijven slaan niet alleen vloeibare producten op maar bij bunkerolie brengen ze ook producten op kwaliteit (zie ook Paragraaf 2.2).

Tabel 4.4 *Tankopslagbedrijven en capaciteit*

Leden VOTAB	[1000 m ³]
Koole Tankstorage Pernis B.V.	300
LBC Rotterdam B.V.	80
Oiltanking	1075
Odfjell Terminals (Rotterdam)	1500
Petroplus	190
Vopak	6544
Europoint Terminals Netherlands B.V	1250
Subtotaal	10939
Oliemaatschappijen	11885
Totaal	22824

4.3.1 Belang van opslag

De positie van Nederland op het gebied van tankopslag kan ook geïllustreerd worden aan de hand van de doorzet van vloeibare producten, zoals weergegeven in Tabel 4.5 (CRA, 2004). Ten aanzien van ruwe olie moet opgemerkt worden dat Rotterdam, Wilhelmshaven en Le Havre de enige havens zijn die grote tankers van 175.000 - 440.000 ton vanuit het Midden-Oosten kunnen bedienen. Ruwe olie in andere havens wordt onder andere met kleinere tankers (90000 ton) aangevoerd vanuit de Noordzee.

De functie van op- en overslag bij de wereldwijde uitwisseling van bulkproducten is erg belangrijk. Chemische fabrieken en raffinaderijen hebben een continue stroom van grondstoffen nodig en produceren ook een continue stroom van producten. De aan- en afvoer van grondstoffen en producten via scheepvaart is daarentegen juist niet geleidelijk: er wordt in één keer veel aan- of afgevoerd. Met name de minder frequente verbindingen hebben een sterk stapsgewijze capaciteit. De tanks van Rotterdam vormen hierbij de noodzakelijke buffer, die de producten voor de tankschepen in de loop van weken geleidelijk verzamelen of de tanklading in de loop van weken (via kleinere schepen of pijpleidingen) afvoeren.

De positie van Rotterdam richting de export van HFO naar het Verre Oosten wordt hiermee ook duidelijk. Hier worden de olieproducten aangevoerd (vanuit o.a. Rusland) en verzameld. Vervolgens kan dan in één keer een enorme hoeveelheid bunkers met een mammoettanker worden afgevoerd. Er zijn hiervoor weinig alternatieven.

Tabel 4.5 *Doorzet vloeibare goederen in West Europese havens in 2003*

	Ruwe olie		Olie producten		Overige vloeibare bulkproducten	
	Doorzet in 2003 [miljoen ton]	Marktaandeel [%]	Doorzet in 2003 [miljoen ton]	Marktaandeel [%]	Doorzet in 2003 [miljoen ton]	Marktaandeel [%]
Rotterdam	99,8	55	27,5	29	25,2	60
Antwerpen	6,9	4	21,2	22	7,1	17
Amsterdam	0	0	11,6	12	2	5
Wilhelmshaven	27,9	15	8,6	9	0,3	1
Le Havre	35,2	19	7,7	8	1,7	4
Duinkerken	6,8	4	5,5	6	0,9	2
Hamburg	4,1	2	5,3	6	2,2	5
Zeebrugge	0	0	4,7	5	0,2	0
Bremen	0	0	1,9	2	0	0
Gent	0	0	0,8	1	2,2	5
Totaal	180,7	100	94,8	100	41,8	100

5. Overige economische effecten

5.1 Effect overgang HFO naar destillaat op de crude oliemarkt

Uitgaande van de 1 miljoen ton extra verbruik voor de diepe conversie van 8 miljoen ton residuale olie in Nederland zou voor de mondiale conversie van 200 miljoen ton het wereld olieverbruik met 25 miljoen ton olie kunnen stijgen. Ten opzichte van het wereldverbruik in 2005 van 3840 miljoen ton (waarvan 700 miljoen ton in EU-25) zou de wereldolievraag hierdoor met 0,65% kunnen stijgen.

Door EUROPIA (Suenson, 2007) wordt gesproken voor Europa over een extra CO₂-emissie van 35 Mton. Minus een besparing bij de schepen, vanwege de betere brandstofkwaliteit, levert dit per saldo voor Europa een CO₂-emissie op van 20 Mton. De bij omschakeling benodigde EU destillaatvraag voor de zeevaart ligt met circa 50 miljoen ton een factor 4 lager dan de mondiale vraag van ongeveer 200 miljoen ton. Mondiaal zou de CO₂-emissie daarom ongeveer 4 keer zo hoog zijn, dus circa 80 Mton. Ofwel een stijging van de olievraag met 45 miljoen ton (1,2%) en als alle zeeschepen ook de efficiencywinst zouden kunnen behalen daalt dit extra verbruik in de mondiale olievraag naar 27 miljoen ton (0,7%).

Het directe effect op de wereldolievraag hangt af van de periode waarin overgeschakeld wordt (zie Tabel 5.1). Kijken we naar de ontwikkeling van de olieprijs dan is er geen duidelijke relatie te zien tussen de stijging van de vraag, of de stijging van de olievraag minus olieproductie en een stijgende olieprijs. In twee situaties waarin er een groot overschot was aan olieproductie (1986 en 1997) daalde de olieprijs. De afgelopen 15 jaar was er 1 jaar met een stijging van de vraag met 3,9% en twee jaren met 2,6% (dit waren echter ook jaren waarin de productie fors steeg).

Tabel 5.1 *Toename wereld olievraag in % per jaar als functie van het aantal jaren voor overschakelen, bij een groei van de wereldolievraag met 1,5%/j*

[%]	Aantal jaren voor overschakelen		
	1 jaar	5 jaar	10 jaar
Basis	1,5	1,5	1,5
0,65% (ECN-berekening)	2,2	1,63	1,56
Max 1,2% (Suenson, 2007)	2,7	1,7	1,6

Bij overschakeling in 1 jaar, kan een effect op de wereldolieprijs verwacht worden met de orde grootte van 2 \$/vat (met een ruime marge). Wordt het over meerdere jaren uitgesmeerd dan valt er weinig over te zeggen omdat de olieprijs voornamelijk bepaald wordt door de balans tussen (groei van) aanbod en (groei van) vraag.

5.2 CO₂-markt

Het verwerken van HFO tot destillaat leidt tot een verhoging van het energieverbruik van de raffinaderijen en daarmee ook van de CO₂-uitstoot. In de manier van toewijzing van emissierechten zoals in Nederland en andere EU landen gehanteerd krijgen de bedrijven emissierechten

toegewezen op basis van hun historische emissies. Wettelijk is het mogelijk om extra CO₂-markt toe te wijzen als een sector extra energie verbruikt in verband met milieumaatregelen¹⁴.

Uiteindelijk zal de hogere emissie van de raffinaderijen leiden tot een grotere toewijzing van de rechten aan de raffinagesector. Tot 2012 is de totale emissie van de EU beperkt tot de in Kyoto afgesproken niveaus. Een extra emissie zal dan ook opgelost moeten worden door ergens anders te reduceren. Per saldo zal in de CO₂-markt de prijs oplopen. Een effect waarvan alle handelende bedrijven de nadelen (of voordelen) zullen ondervinden. Voor zover mogelijk zullen de extra kosten uiteindelijk aan de afnemers worden doorberekend.

Voor de periode na de huidige Kyoto afspraken zijn er twee mogelijkheden. De hogere CO₂-prijs heeft effect op de bereidwilligheid om tot verdere reductie te komen en een minder vergaande reductie wordt afgesproken. Een andere mogelijkheid is dat toch vastgehouden wordt aan de gewenste reductie wat betekent dat de vraag naar CO₂-rechten ook in de toekomst hoger ligt. Dit verhoogt uiteindelijk de kosten om een bepaalde reductie binnen de EU te realiseren.

De voor Nederland geschatte toename met 3 tot 4 Mton CO₂-uitstoot uit Paragraaf 3.4.2 betekent een toename van de emissies in het huidige handelssysteem van bijna 4% (en ook een 2% hogere Nederlandse emissie). In onderhandelingen over een volgend klimaat-regime na 2012 (de zogenaamde post-Kyoto-periode) zou Nederland, om de situatie voor de andere Nederlandse bedrijven niet slechter te maken kunnen streven naar een 2% hoger plafond. Hoewel heel veel landen effecten zullen ondervinden, zijn de effecten in Nederland relatief hoog.

Hierbij moet wel opgemerkt worden dat zelfs de hoofdlijnen voor de post-Kyoto-periode of het vervolg van het Europese emissiehandelssysteem niet bekend zijn. Als de emissies van grote bedrijven en elektriciteitscentrales Europees breed worden toegewezen of geveild is er nauwelijks nog direct belang voor Nederland om voor deze installaties meer of minder CO₂-emissieruimte te vragen.

Zou men de extra emissie binnen Nederland op willen vangen dan zou dit kunnen met extra CO₂-opslag of duurzame energie. Voor zover beschikbaar, want het hangt sterk af wat er reeds allemaal gebeurd op dit vlak, zou dit bij 4 Mton/j jaarlijks in de orde van grootte van € 200 tot 400 miljoen kosten.

5.3 Extra zwavel en petroleumcokes

De conversie van HFO naar lichtere producten levert twee reststromen op namelijk extra zwavel uit de ontwavelingsinstallaties en petroleum cokes uit de cokers (flexocokers maken hier een gas van, zie ook Paragraaf 3.1.1). Voor petroleum cokes, dat als brandstof of grondstof wordt gebruikt, is er een markt die wellicht een toename van de productie kan opnemen. Zwavel is een grondstof die in de natuur voorkomt en gebruikt wordt voor producten variërend van zwavelzuur tot autobanden. Op dit moment bestaat er al een overschot aan zwavel door de grote productie in de raffinaderijen en wordt er naar nieuwe afzetmarkten gezocht (TSI, 2004). Volgens TSI bedraagt de productie in 2004 65 miljoen ton, waarvan 90% als bijproduct. Het Intertankovoorstel kan hier nog eens 5 miljoen ton zwavel aan toevoegen.

¹⁴ In de Criteria voor de Nationale toewijzingsplannen van CO₂-emissierechten staat: "Het plan moet in overeenstemming zijn met andere wetgevende instrumenten en beleidsinstrumenten van de Gemeenschap. Er moet rekening worden gehouden met de onvermijdelijke toename van emissies als gevolg van nieuwe wettelijke eisen."

6. Conclusies

De kernconclusies van deze Quick Scan naar de economische gevolgen van een eventueel verbod op het gebruik van residuale brandstof in de zeevaart zijn in de onderstaande ‘bullets’ weergegeven en in de aansluitende alinea’s beknopt toegelicht:

- Het is technisch mogelijk om de 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. Deze conversie resulteert wel in een extra energiegebruik van circa 1 miljoen ton ruwe olie en een extra CO₂-uitstoot van circa 3,5 miljoen ton. Een snelle invoering leidt tot marktverstoringen en prijsspieken. Deze effecten kunnen beperkt worden door een geleidelijke invoering over circa 6 jaar, voorafgegaan door een voorbereidingsperiode voor de raffinaderijen van ongeveer 6 jaar. De investeringen zijn geraamd op ongeveer € 1,5 tot 2 miljard.
- De Rotterdamse bunkermarkt verwerkt zowel de Nederlandse als geïmporteerde raffinage residuen. De hieruit bereide residuale scheepsbrandstof wordt zowel geleverd aan zeeschepen als geëxporteerd naar andere havens. Rotterdam zal niet noodzakelijkerwijs een gelijkwaardige positie kunnen opbouwen in import, export en bunkering van gedestilleerde scheepsbrandstoffen. Daarom moet per saldo rekening gehouden worden met een krimp van de bunkersector, waar ongeveer 1500 mensen werkzaam zijn.

Verwerkingscapaciteit en volumestromen

De mondiale primaire raffinagecapaciteit is momenteel ongeveer 3400 miljoen vaten per jaar met een Nederlands aandeel van circa 1,6%. De totale mondiale diepe conversiecapaciteit voor vacuüm residu bedraagt met ongeveer 206 miljoen ton per jaar circa 6% van de totale primaire verwerkingscapaciteit. De additionele raffinage van de residuale brandstof, die thans in de scheepvaart wordt afgezet, zou een verdubbeling vergen van de huidige mondiale capaciteit in diepe conversie. Op dit moment groeit de diepe conversiecapaciteit wel, maar deze groei komt vooral voort uit het zwaarder worden van de ruwe olie en de relatief sterke stijging van de vraag naar relatief lichte producten en staat los van een eventuele overgang van residuale scheepvaartbrandstof naar destillaten. Het is niet zo dat de wereldwijde tendens om meer in diepe conversie te investeren automatisch leidt tot een verschuiving van HFO naar destillaat in de scheepvaartsector. Naarmate de productie van HFO afneemt ten opzichte van de vraag, zal de prijs hoger worden. Dit maakt het voor andere raffinaderijen minder interessant om ook in verwerking van HFO te investeren. Er zal altijd een verschil in prijs bestaan tussen HFO en destillaat omdat de verwerking van HFO tot lichtere producten aanzienlijke investeringen vergt en de nodige energie kost. Dit prijsverschil is zo groot dat het, in de business as usual beelden, voor een belangrijk deel van de zeeschepen altijd interessant blijft om op HFO te varen. Grootschalige overschakeling naar destillaatbrandstof in de zeevaart zal dus niet zonder beleidsprikkels tot stand komen.

De afgelopen 7 jaar is de mondiale residuale verwerkingscapaciteit met 36 miljoen ton (19%) gestegen, terwijl de primaire capaciteit in dezelfde periode met 5% toenam, zie Tabel 3.4¹⁵. Inclusief vergassing is de stijging circa 41 miljoen ton en 20%. De residuale verwerkingscapaciteit stijgt dus 4 keer zo snel. Als de uitbreiding in residuale conversiecapaciteit in hetzelfde tempo zou blijven groeien als de 41 miljoen ton capaciteitstoename die over de afgelopen 7 jaar is gerealiseerd dan zou het bijna 35 jaar kosten voordat de gewenste aanvullende verwerkingscapaciteit van 200 miljoen ton residuale scheepvaartbrandstof is bereikt. Wereldwijd is de *primaire*

¹⁵ Bij een jaarlijkse groei van de olievraag met 1,5%/j (zie 5.1) en een primaire capaciteitsgroei van 0,7% neemt een eventueel overschot in raffinagecapaciteit snel af.

conversiecapaciteit in de afgelopen 7 jaar met circa 170 miljoen ton toegenomen. Technisch is het dus vermoedelijk mogelijk om in circa zeven jaar ongeveer 200 miljoen ton uit te breiden in capaciteit voor diepe conversie. Knelpunt is dus vooral of de uitbreiding in diepe conversie capaciteit te realiseren is *in aanvulling op* de autonome activiteiten. Potentiële knelpunten zijn de beschikbaarheid van technische kennis en productiecapaciteit voor het bouwen van nieuwe diepe conversie installaties, alsmede productiedalingen door het tijdelijk stilleggen van raffinaderijen voor het inpassen van de nieuwe installaties.

Verder is de raffinaderijcapaciteit zoveel mogelijk afgestemd op het volume van regionale vraag van de verschillende soorten brandstoffen die uit de raffinage komen. Dit kan voor raffinaderijen een reden zijn om bij voorkeur uit te breiden in groeimarkten zoals Zuid Oost Azië, waar een toekomstige afname van alle raffinageproducten erg zeker is.

Economische aspecten Nederlandse raffinage-industrie

Op dit moment werken er circa 3240 mensen bij de Nederlandse raffinaderijen. Inclusief de werknemers van derden betreft het 4000 tot 4500 werknemers.

Nederland heeft geen industrieën of elektriciteitscentrales (meer) die op zware stookolie 'draaien'. De Nederlandse raffinaderijen hebben dus geen alternatieve thuismarkt om zware stookolie af te zetten en richten zich dan ook hoofdzakelijk op de markt voor bunkerolie.

De benodigde investeringen voor het verder raffineren van de huidige Nederlandse raffinageresiduen zijn geraamd op investering van circa € 1,5 tot 2 miljard, op basis van berekeningen met het ECN-raffinagemodel. De in de literatuur genoemde investeringen voor capaciteitsuitbreiding in diepe conversie lopen aanzienlijk uiteen, afhankelijk van de mate waarin kosten zijn meegeenomen voor: (1) inpassing in de raffinaderij, (2) opwerking van de ruwe producten en (3) of het nieuwbouw of retrofit betreft. Uitgaande van daadwerkelijke investeringen in het verleden zou de installatie van de noodzakelijke capaciteit aan flexicokers nu een investering vergen van circa € 3,5 miljard, tenminste als gelijktijdig ook min of meer gerenoveerd wordt. Het Oil en Gas Journal geeft investeringen die aanzienlijk lager liggen, ongeveer 0,3-0,4 miljard voor dezelfde capaciteit. Hier gaat het echter om de 'kale' prijs van de flexicokers die nog vermeerderd moet worden met (hoge) kosten voor installatie en aanpassing van de raffinaderij, alsmede aanzienlijke aanvullende investeringen in capaciteitsuitbreiding van installaties waarmee de ruwe producten uit de flexicoker moeten worden opgewerkt.

Een inschatting van de mogelijke bedrijfsaanpassingen bij de 6 grootste raffinaderijen in Nederland, in reactie op een eventueel verbod van gebruik van HFO in de zeescheepvaart, levert het volgende beeld:

- De Exxon Mobil-raffinaderij, capaciteit circa 9,1 miljoen ton, hoeft haar raffinageproces niet aan te passen omdat zij reeds alle residuale brandstof omzet in lichtere producten.
- De relatief kleine Koch-raffinaderij, capaciteit circa 3,5 miljoen ton, hoeft haar raffinageproces eveneens niet aan te passen omdat de grondstof die zij verwerkt, aardgascondensaat, geen zwaar residu oplevert.
- De Shell-raffinaderij, capaciteit circa 21 miljoen ton, is een complexe raffinaderij die reeds processtappen heeft om het aandeel residuale olie in de productie te verminderen. Samen met de UK is Nederland de 'thuisbasis' van Shell. Shell participeert ook met Exxon Mobil en de Nederlandse overheid in de Gasunie. De kans dat Shell zal investeren om zijn Nederlandse raffinaderij aan de nieuwe situatie aan te passen is dan ook hoger dan gemiddeld.
- Nerefco, capaciteit circa 20,5 miljoen ton, is een relatief simpele raffinaderij, die vanwege een beperkte capaciteit in 'diepe conversie' een relatief grote hoeveelheid zwaar restproduct levert. Daarom zal Nerefco aanzienlijke investeringen moeten doen om haar relatief hoge productie van zware reststromen zelf te verwerken. De kans dat de Nerefco raffinaderij aangepast zal worden wordt als gemiddeld ingeschat.

- Total, capaciteit circa 7,9 miljoen ton, heeft een hydrocracker voor de verwerking van vacuum gasolie en hoeft alleen te investeren in de verwerking van residuale olie. Vanwege de relatief kleine stroom residuale olie zijn de investeringskosten echter relatief hoog. De kans dat de Total raffinaderij zal investeren in noodzakelijke aanpassingen wordt als gemiddeld ingeschat.
- De Kuwait-raffinaderij, capaciteit circa 3,8 miljoen ton, is niet complex, maar heeft al wel een vacuüm destillatie-eenheid. Kuwait heeft recent pogingen gedaan om de raffinaderij te verkopen (ANP-AFX, 2006). De kleine schaal maakt investeringen echter relatief duur. De kans dat de huidige eigenaar bereid is om extra investeringen te doen wordt dan ook als minder dan gemiddeld ingeschat.

Als niet geïnvesteerd wordt in de verwerkingscapaciteit van residuale olie loopt de concurrentiepositie op termijn achteruit, zeker als er opnieuw een situatie met overcapaciteit zou ontstaan en de marges voor de raffinaderijen weer gaan dalen.

Modelberekeningen extra ruwe olievraag en CO₂-emissies en kosten

Met het ECN-raffinaderijmodel SERUM zijn de wijzigingen voor de raffinagesector doorgerekend die implementatie van het Intertanko-voorstel teweeg zou brengen ten aanzien van de extra vraag naar ruwe olie en CO₂-emissies. Uit de berekeningen blijkt dat het vervangen van 8 miljoen ton bunkerolie in Nederland door destillaat brandstof met 0,5% zwavel gepaard gaat met een extra energieverbruik van circa 1 miljoen ton olie en een extra CO₂-uitstoot van circa 3,5 miljoen ton, overeenkomend met ca. 2% van de totale huidige Nederlandse CO₂-emissie.

De huidige Kyoto-afspraken voor CO₂-reductie lopen tot 2012, terwijl de eerstgenoemde implementatie voor het Intertanko-voorstel de periode 2012-2015 betreft. Implementatie van het voorstel, zal daarom vooral invloed hebben op een volgend (post-Kyoto) internationaal klimaatregime, waarover nog weinig bekend is.

Verder laten de modelberekeningen zien dat het alternatief voor destillaatbrandstof, het ontzwaren van bunkerolie (en dus niet destilleren), circa 1,9 miljoen ton extra CO₂-uitstoot oplevert. Het ontzwaren van de bunkerolie vergt circa 0,7 miljoen ton extra olie equivalent aan energie en de eis van destillaat vergt circa 0,9-1,2 miljoen ton olie equivalent.

Lineaire opschaling naar de totale Europese extra destillaatvraag voor de zeevaart van 50 miljoen ton, leidt tot een extra CO₂-uitstoot van 22 miljoen ton. Deze waarde is lager dan de extra CO₂-uitstoot van 35 miljoen ton, zoals gegeven door de European Petroleum Industry Association (EUROPIA). Uitgaande van een wereldwijde destillaat vraag van 200 miljoen ton zou de mondiale extra CO₂-uitstoot met circa 90 miljoen ton toe kunnen nemen.

EUROPIA noemt voor de productie van 50 miljoen ton destillaat in Europa een noodzakelijke investering van € 30 miljard. De ECN-berekeningen aan de Nederlandse situatie komen, als ze voor heel Europa zouden gelden, uit op € 9 miljard (met een desinvesteringsmarge oplopend naar 12 miljard).

Indien de raffinaderijen besluiten om hun residuale olie door investeringen in destillaat en andere producten om te zetten gaat dit gepaard met aanzienlijke investeringen. Ook andere oliebedrijven zullen dergelijke investeringen doen en uiteindelijk zal dit zich vertalen in een veranderde prijsstelling voor de diverse producten. Zoals ook in andere markten het geval is, zullen de investeringen uiteindelijk in de meeste gevallen vanuit de opbrengsten (kunnen) worden terugverdiend.

Economische aspecten Bunkermarkt

Het aantal werknemers dat zich direct met oliebunkering bezig houdt ligt op circa 1500. Rotterdam is uitgegroeid tot één van de drie belangrijkste spelers op de bunkermarkt, dankzij: (1) de eigen raffinaderijen, (2) de enorm grote diepwaterhaven, waar ook de grootste schepen kunnen aanmeren, en (3) de gunstige geografische positie als eerste grote bunkerhaven vanuit Rusland en de Baltische Staten. Door deze gunstige factoren kunnen in Nederland bunkerbrandstoffen aangeboden worden tegen een lage prijs in vergelijking met andere belangrijke bunkerhavens. De bunkermarkt in Rotterdam zal een terugval ondervinden als de waarde van de export van olie voor de bunkermarkt wegvalt en als ook een deel van de raffinaderijen zou besluiten niet langer voor de zeescheepvaart brandstoffen te produceren.

Nederland produceerde in 2005 circa 9 miljoen ton residuale brandstof en importeerde circa 20 miljoen ton. Hiervan werd circa 15 miljoen ton gebunkerd door zeeschepen, circa 12 miljoen ton geëxporteerd (o.a. naar Singapore), en de resterende 2 miljoen ton ingezet voor binnenslandsverbruik. Het economische scenario GE geeft aan dat de bunkering van scheepsbrandstof in Nederland groeit van 600 PJ in 2005 tot circa 1060 PJ in 2030, een toename van circa 3% per jaar. Bij de verwerking van residuale olie naar destillaat vindt er een teruggang van het productievolume van scheepvaartbrandstoffen plaats. Dit betekent dat er een krimp verwacht mag worden in de hoeveelheid scheepvaartbrandstoffen die in Rotterdam vanuit eigen productie door raffinaderijen beschikbaar komt. Als door een verbod de bunkermarkt voor residuale brandstoffen in Rotterdam (nu 15 circa miljoen ton per jaar) wegvalt is het niet direct te verwachten dat de positie van Rotterdam op de destillaatmarkt van vergelijkbare omvang wordt. De natuurlijke positie van goedkope raffinage residuen vanuit Rusland valt weg. Hoewel de doorvoer van residuen wel zal blijven bestaan, is het niet vanzelfsprekend dat er in Rotterdam geïnvesteerd zal worden in de enorme extra capaciteit in diepe conversie die nodig zou zijn om ook deze buitenlandse residuen op te werken, in aanvulling op de op de extra verwerkingscapaciteit van Nederlandse residuen, die al een grote inspanning van de raffinaderijen zal vragen. De kans dat de positie achteruit gaat is groter dan de kans op vooruitgang. Omdat de opslagsector ook ruwe olie en andere producten verwerkt zal de achteruitgang voor de hele sector beperkter zijn.

Overige opmerkingen

Op dit moment is het verschil tussen beschikbare raffinagecapaciteit en vraag naar olieproducten kleiner dan deze de afgelopen 25 jaar geweest is. Hoewel er de komende jaren wereldwijd aanzienlijk geïnvesteerd zal worden in extra raffinagecapaciteit, is het uiterst onwaarschijnlijk dat op korte termijn voldoende destillaat geproduceerd kan worden om naast de huidige afzet ook alle zeeschepen hiervan te voorzien. Los hiervan zou dan ook een fors overschot aan olieproducten als HFO ontstaan.

De snelheid van invoering van het Intertanko-voorstel kan grote invloed hebben op de prijsvorming in zowel de oliemarkt, de olieproductenmarkt als de zeetransportmarkt. Verstoringen met hoge piekprijzen zijn bij een abrupte invoering vrijwel niet te vermijden. Mogelijke ongewenste effecten zijn een tekort aan bepaalde olieproducten, sterke prijschommelingen in olieproducten en een tekort in capaciteit voor ontwerpen en het bouwen van raffinage-installaties. Geleidelijke invoering over een periode van 6 tot 12 jaar (na besluitvorming), met bijvoorbeeld een toenevend aandeel per reder, kan waarschijnlijk een deel van de ongewenste effecten voorkomen of beperken.

Referenties

- ANP-AFX (2006): *Kuwait overweegt verkoop raffinaderij Rotterdam*, 13 februari 2006
- CONCAWE (1998): *Product dossier no. 98/109, heavy fuel oils, Prepared by CONCAWE's Petroleum Products and Health Management Groups*. CONCAWE, Brussels, May 1998.
- CONCAWE (2006): *Techno-economic analysis of the impact of the reduction of sulphur content of residual marine fuels in Europe*. Report no. 2/06, CONCAWE, Brussels, June 2006 (en nog uit te brengen rapport van dezelfde auteurs over 'Intertanko' fuel quality).
- CPB/MNP/RPB/ECN (2006): *Bijlage Energie (MNP/CPB/RPB/ECN) in: Welvaart en Leefomgeving - een scenariostudie voor Nederland in 2040, Achtergronddocument, CBP/MNP/RPB*, Den Haag, ISBN 90-6960-150-8.
- CRA (2004): *Study on the Port of Rotterdam - Market Definition and Market Power*. Rapport gemaakt voor de NMA; NMa ref: P_600019/6.B309), Charles River Associates, Brussels, December 2004.
- ECN&MNP (2005): *Referentieramingen energie en emissies 2005*. Energieonderzoek Centrum Nederland en Milieu- en Natuurplanbureau, ECN-C--05-018 / MNP-773001031, Petten/Bilthoven, mei 2005.
- EG (1999): *Richtlijn 1999/32/EG van de Raad van 26 april 1999 betreffende een vermindering van het zwavelgehalte van bepaalde vloeibare brandstoffen en tot wijziging van Richtlijn 93/12/EEG*. Publicatieblad van de Europese Unie L 121/13, 11 mei 1999.
- EG (2005): *Richtlijn 2005/33/EG van het Europese Parlement en de Raad van 6 juli 2005 tot wijziging van Richtlijn 1999/32/EG wat het zwavelgehalte van scheepsbrandstoffen betreft*. Publicatieblad van de Europese Unie L 191/60, 22 juli 2005.
- 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.
- Havenbedrijf Rotterdam NV (2007): *Facts and Figures on Rotterdam's oil and chemical industry*. Havenbedrijf Rotterdam NV, Rotterdam, January 2007.
- Henriksson, T. (2006): *SO_x Scrubber Technology and SECA*, Service Seminar, Gothenburg,
- Hers, J.S. (2007): Persoonlijke communicatie over effecten vraagtoename op oliemarkt. ECN, Petten, 21 maart 2007.
- Hoen, A., et. al. (2006): *Verkeer en vervoer in de Welvaart en Leefomgeving; Achtergronddocument bij Emissieprognoses Verkeer en Vervoer*. MNP rapport 500076002/2006, <http://www.mnp.nl/bibliotheek/rapporten/500076002.pdf>, Milieu- en Natuurplanbureau (MNP), Bilthoven, oktober 2006.
- Hydrocarbon Processing: *Refining Processes 2004*.
- Intertanko (2006a): *Intertanko's Submission on Marpol annex VI and Possible Impacts on the Industry*, C/WP(2006)30, OECD Shipbuilding Workshop, Paris, 18-19 December 2006.
- Intertanko (2006b): *Proposed amendments to MARPOL Annex VI, the NO_x technical code and related guidelines*. Submitted by INTERTANKO. BLG-WGAP 1/2/517 October 2006.
- Janssen, L.H.J.M., V.R. Okker, J. Schuur (2006): *Welvaart en leefomgeving. Een scenariostudie voor Nederland in 2040*. Centraal Planbureau, Milieu- en Natuurplanbureau, Ruimtelijk Planbureau. ISBN 90 6960 149 4.

- Kasifa S.C (2001): *Mogelijkheden voor emissiereductie*. RIVM rapport 773002019/2002, Scheepvaart en Milieu. augustus 2001.
- Kok, I.C., P. Kroon (1997): *Raffinagemodel SERUM in hoofdlijnen; Toets en illustratie van de werking*, ECN-C--96-066, ECN, Petten, maart 1997.
- McGehee, J. (2006): *Solvent Deasphalting in Today's Deep Conversion Refinery*. Jim AIChE-Chicago Symposium, Refinery Processing and In-Plant Energy Conservation and Optimization, Oct 2, 2006.
- Mortensen, N.B. (2007): *Air Pollution, MARPOL and the IMO*. Presentatie op de BIMCO 39 - ImarEST Meeting London 17 januari 2007.
- 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.
- Mueller, R. (2007): *Shifting global products specs push more refinery investment*. Oil & Gas Journal, 19 March 2007, pp. 44-48.
- NETL (2005): *Current industry perspective Gasification Robust Growth forecast*, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, september 2005.
- Oil & Gas Journal (2006): *Worldwide refineries-capacities as of January 1, 2007*. (en vergelijkbare eerdere publicaties over 2000 tot en met 2006) 18 december 2006.
- Oostvoorn, F. van, A.V.M. de Lange, P. Kroon (1989): *SERUM, Een model voor de Nederlandse raffinage industrie*. ESC-49, ECN, Petten, oktober 1989.
- Petroleum Economist (2006): *'Profits Boom on strong demand'*. September 2006, pp. 8-12.
- Rooijmans, A. (2003): *Flexicoking at Exxon Mobil Rotterdam*. Exxon Mobil Nederland BV, Flexicoker, Rotterdam Refinery, oktober 2003.
- Scheffer B., M.A. van Koten, K.W. Robschlager, 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).
- Sustainable shipping (2007): Nieuwsbericht: *Abrupt Switch to distillates 'not feasible'*. www.sustainableshipping.com, 28 februari 2007.
- TSI (2004): *Persbericht: International Sulphur Symposium Shows Solutions to Growing Surplus*, The Sulphur Institute, Londen, April 13, 2004.
- Zuideveld, P., J. de Graaf (2003): *Overview of Shell Global Solutions' Worldwide Gasification Developments*. Gasification Technologies 2003, San Francisco, California, USA, October 12-15, 2003.

Internetsites

<http://www.imo.org/Conventions/>
<http://www.coking.com>
<http://www.vnpi.nl>
<http://www.trn.nl/> (Total raffinaderij)
<http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table36.xls>
<http://www.energie.nl> (ECN site met energie-informatie)
<http://www.votob.org/> (vereniging olieopslag)
<http://www.vopak.com/> (tankopslagbedrijf)
<http://www.bunkerworld.com>
<http://www.portofrotterdam.com/nl/home/>
<http://www.wartsila-nsd.com/>
<http://www.ksandt.com> (Koch raffinaderij)
<http://www.bp.com/> (B Statistical Review of World Energy June 2006)
<http://www.krystallon.com/> (SO₂-verwijdering aan boord van schepen)
<http://www.wikipedia.com>
<http://www.exxonmobil.com/refiningtechnologies/index.html>
<http://www.coking.com/forum/m.asp?m=757>
<http://www.gasification.org/>
<http://www.hgs.org/en/articles/printview.asp?432>

Afkortingen

BLG	IMO-Sub-committee on Bulk, Liquids and Gases
Bpcd	Barrels per capacity day; Vaten olie per dag dat gemiddeld verwerkt kan worden, waarbij rekening is gehouden met onderhoud etc.
Bpsd	Barrels per stream day; Capaciteit in vaten olie per dag
Europia	European Petroleum Industry Association
HFO	Heavy fuel oil (zware stookolie en bunkerolie voor zeeschepen)
IMO	International Maritime Organization
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
MDO	Marine diesel oil (zware diesel olie voor scheepsdieselmotoren)
MEPC	Marine Environment Protection Committee
MGO	Marine gas oil (enigszins vergelijkbaar met huisbrandolie en diesel)
SECA's	SO _x Emission Control Areas
VNPI	Vereniging Nederlandse Petroleum Industrie

Bijlage A Huidige zwaveleisen

Tabel A.1 *Huidige zwaveleisen*

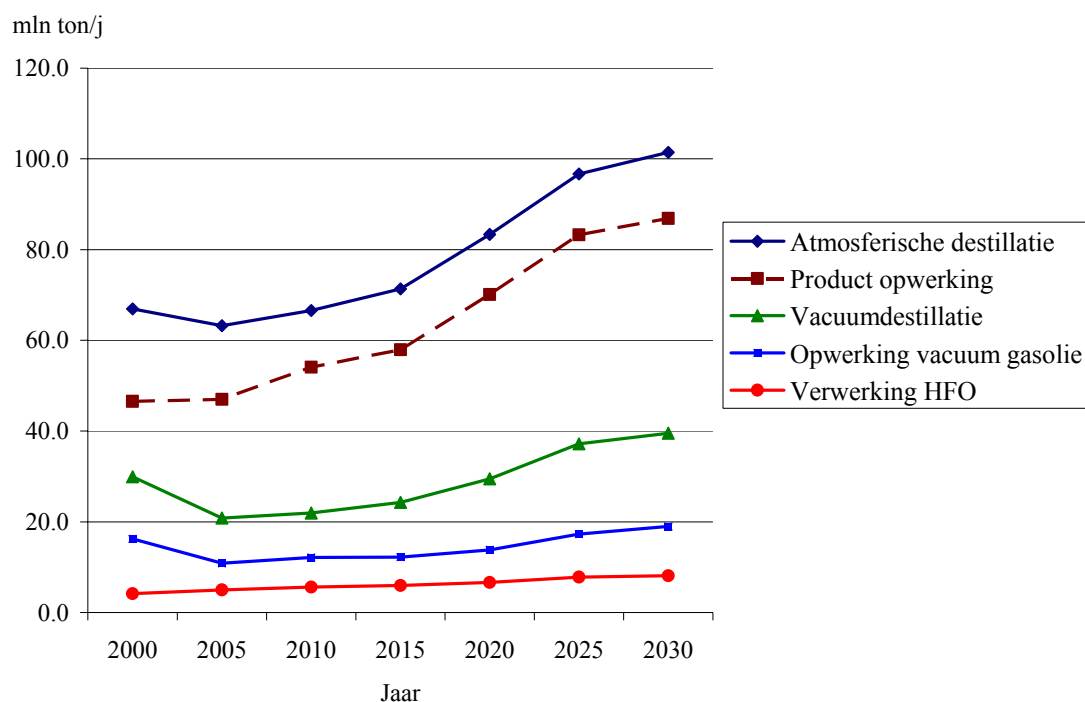
	Waar	Max gewichts % S	Wetgeving
HFO	Grondgebied	1% (evt tot 3%) per 1-1-2003 of met rookgasontzwaveling 1%	(EG, 1999)
Gasolie	Gondgebied	0,2 per 1 juli 2002 en 0,1% per 1 januari 2008	(EG, 1999)
HFO	Baltische zee/Noordzee	1,5% per 11 augustus 2006 resp. 11 augustus 2007	(EG, 2005)
Scheepvaartdiesel	Verkoop in EU	1,5% 11 augustus 2006	(EG, 2005)
Alle scheepvaartbrandstoffen	Binnenvaart, schepen op ligplaats in de haven	0,1 per 1 januari 2010	(EG, 2005)
Gasolie voor zeescheepvaart	Verkoop in EU	0,1% per 1 januari 2010	(EG, 2005)
Brandstof passagiersschepen	Op geregelde dienst van/naar EU havens	1,5% vanaf 11 augustus 2006	(EG, 2005)
Alle	Brandstof in SECA gebied; Baltische zee/Noordzee	1,5% 19 per mei 2006, resp. 21 november 2007	Marpol Annex VI
Alle	Alle scheepvaartbrandstoffen	4,5% per 19 mei 2005	Marpol Annex VI

Bijlage B Details toekomstige raffinagecapaciteiten

In deze bijlage wordt stilgestaan bij de ontwikkeling in de capaciteiten van de diverse installaties, zoals deze uit de modelberekeningen naar voren komt. In Tabel B.1 en Figuur B.2 is de ontwikkeling weergegeven zoals deze in het GE-scenario (CPB/MNP/RPB/ECN, 2006) is berekend. Het jaar 2000 is hierbij een simulatie, waarbij de op dat moment beschikbare capaciteiten, en de werkelijk verwerkte typen ruwe olie bepalend zijn. Voor het jaar 2005 en volgend heeft het model meer keuzevrijheid. In het GE-beeld neemt de oliedoorzet in de tijd toe en maar neemt de vraag naar HFO minder snel toe. Per saldo resulteert deze aanname in een toenemende vraag naar verwerkingscapaciteit voor HFO.

Tabel B.1 *Ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het GE-scenario*

Benodigde capaciteit [miljoen ton/j]	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Atmosferische destillatie	66.9	63.2	66.6	71.3	83.4	96.7	101.4
Product opwerking	46.5	47.0	54.1	57.9	70.1	83.2	86.9
Vacuümdestillatie	29.9	20.8	21.9	24.3	29.5	37.2	39.5
Opwerking vacuüm gasolie	16.2	10.8	12.2	12.2	13.8	17.3	19.0
Verwerking HFO	4.1	5.0	5.6	6.0	6.6	7.8	8.1

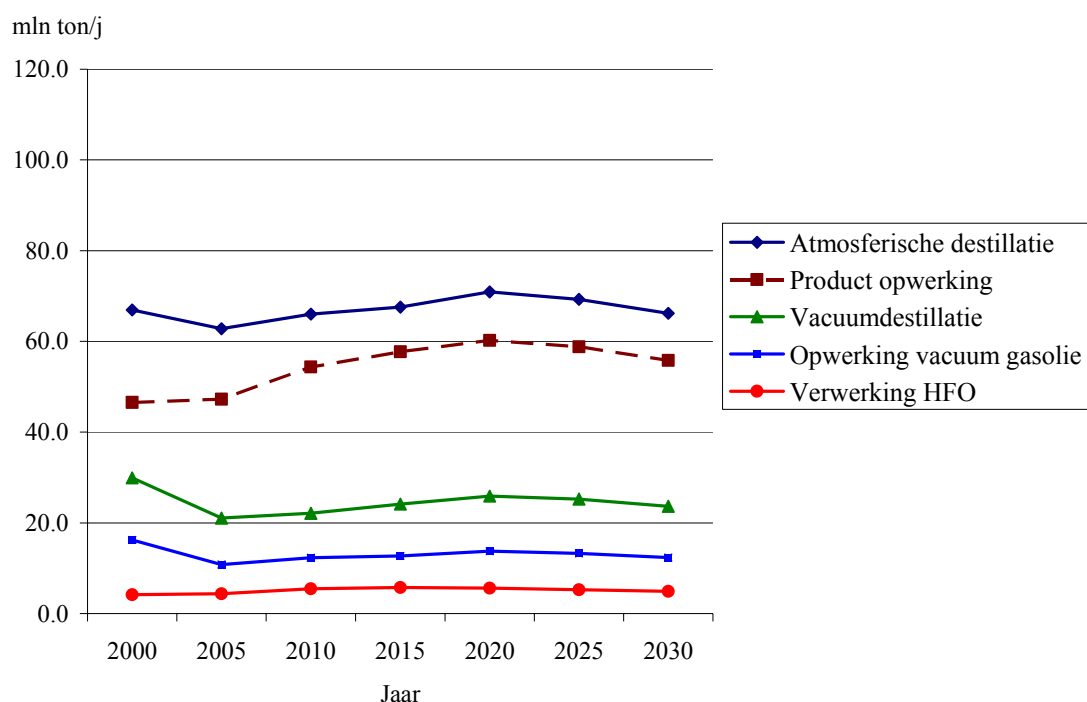


Figuur B.1 *Mogelijke ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het GE-scenario*

Een andere ontwikkeling is ook denkbaar. Zie hiervoor bijvoorbeeld het SE-scenario, waarin veel beleid op het gebied van CO₂-reductie is verondersteld en ook de economische groei lager is. Hierin is nauwelijks een groei bij de HFO verwerking zichtbaar. Zie Tabel B.2 en Figuur B.2.

Tabel B.2 *Ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het SE-scenario*

Benodigde capaciteit [miljoen ton/j]	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Atmosferische destillatie	66.9	62.8	66.0	67.5	70.9	69.3	66.2
Product opwerking	46.5	47.2	54.4	57.7	60.2	58.8	55.8
Vacuümdestillatie	29.9	21.1	22.1	24.1	25.9	25.2	23.6
Opwerking vacuüm gasolie	16.2	10.8	12.3	12.7	13.8	13.3	12.4
Verwerking HFO	4.1	4.4	5.5	5.7	5.6	5.3	4.9

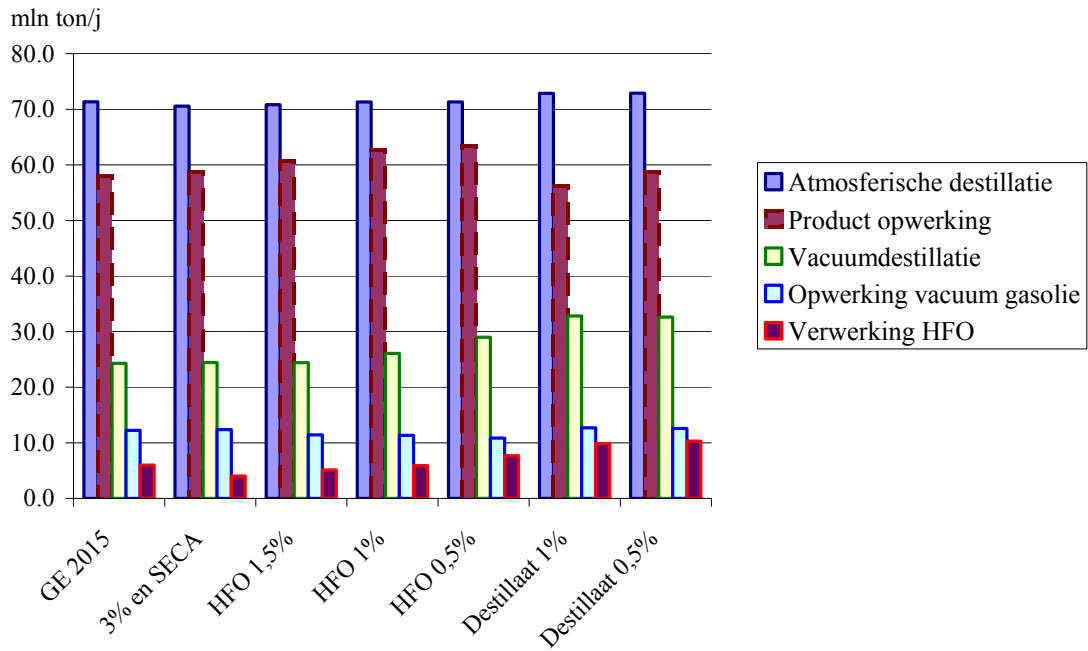


Figuur B.2 *Mogelijke ontwikkeling van de raffinagecapaciteit in het SE-scenario*

In Tabel B.1 zijn de capaciteiten uit de gemaakt berekeningen weergegeven. Het gaat hierbij om de capaciteiten bij ontzwaveling van de HFO en de twee varianten voor destillaat (1% zwavel en 0,5% zwavel). In de tabel is zichtbaar dat de capaciteit voor de verwerking van de HFO (9,9 tot 10,3 miljoen ton) die normaal in zeeschepen gaat tot destillaat hoger is dan in het GE-scenario in 2030 bereikt zou worden (8,1 miljoen ton). Het is dus niet zo dat op termijn al het HFO in de scenariobeelden vanzelf wel tot lichtere producten verwerkt gaat worden.

Tabel B.3 *Varianten op GE 2015 met HFO ontzwaveling en 100% destillaat*

Benodigde capaciteit [miljoen ton/j]	GE 2015	3% en SECA	HFO 1,5%	HFO 1%	HFO 0,5%	Destillaat 1%	Destillaat 0,5%
Atmosferische destillatie	71.3	70.6	70.8	71.3	71.3	72.9	72.9
Product opwerking	57.9	58.8	60.8	62.6	63.4	56.1	58.7
Vacuümdestillatie	24.3	24.5	24.4	26.1	29.0	32.8	32.6
Opwerking vacuüm gasolie	12.2	12.4	11.4	11.3	10.8	12.7	12.6
Verwerking HFO	6.0	4.0	5.1	5.9	7.7	9.9	10.3

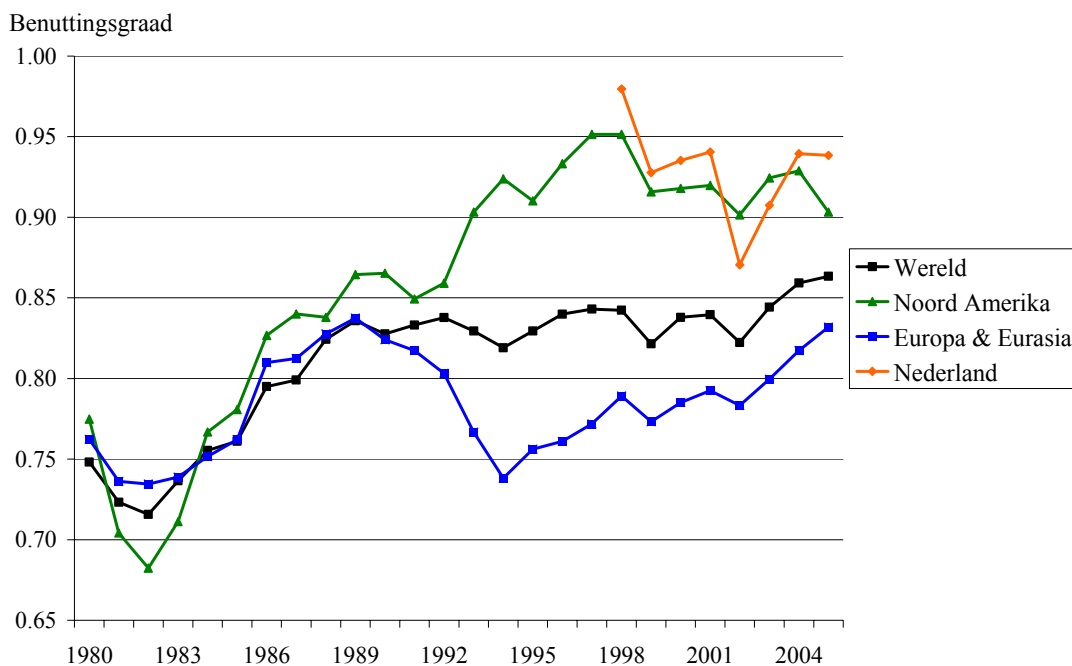


Figuur B.3 Varianten op GE 2015 met HFO ontzwaveling en 100% destillaat

In Figuur B.3 zijn de capaciteiten grafisch weergegeven. In de verwerking van HFO zitten hier de Flexicoking, Coking, Hycon en vergassing. De productopwekking in de destillaat variant lijkt hier soms wat lager. Dit komt o.a. door een in de figuur niet zichtbare verschuiving in de opwerking van vacuüm gasolie van catcrackers naar hydrocrackers.

Bijlage C Benuttingsgraad raffinagecapaciteit

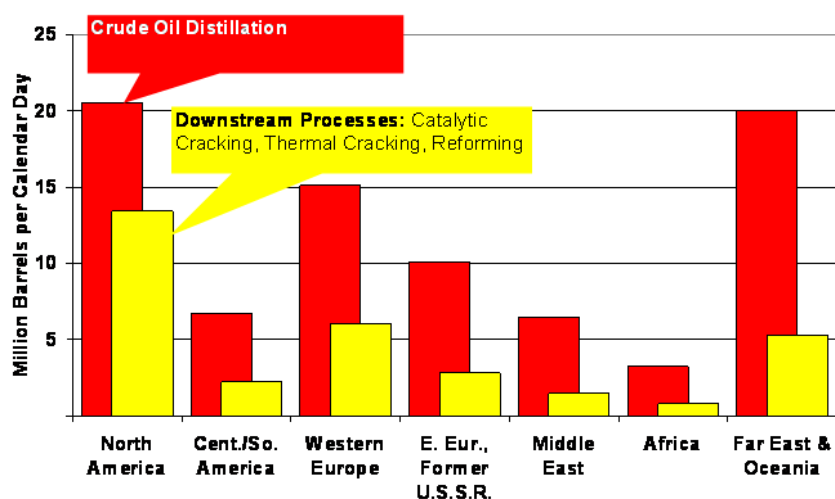
Een vraag die ook beantwoord moet worden is of de extra destillaat niet met de huidige raffinagecapaciteit geproduceerd kan worden. Hierbij wordt dan voorbijgegaan aan het overschot aan andere producten, waaronder met name HFO, dat dan ontstaat. Figuur C.1 geeft de benuttingsgraad van de raffinagecapaciteit weer (bron: www.bp.com, behalve voor Nederland). Dit is de werkelijke doorzet gedeeld door de maximumcapaciteit. In de hier gehanteerde maximumcapaciteit is al rekening gehouden met het feit dat raffinaderijen jaarlijks voor onderhoud een aantal weken stilgelegd. Het lijkt alsof er nog extra productieruimte is, maar dit is maar beperkt. De werkelijk doorzet wordt namelijk ook beperkt door storingen bij de installaties en door noodzakelijke verbouwingen en renovaties (buiten het normale onderhoud). Bovendien kunnen er andere installaties (bedoeld voor de opwerking van de producten) in de raffinaderij zijn die de capaciteit, bij de gebruikte crudes, beperken. Ook kan het gebruik van halffabricaten, de capaciteit voor het verwerken van ruwe olie beperken. Dat de capaciteit in Noord Amerika krap is bleek tijdens de Orkaan Katrina. Toen raakte een deel van de raffinagecapaciteit (9 stuks) voor een week uit bedrijf en vloog de benzineprijs met 1/3 omhoog.



Figuur C.1 *Benuttingsgraad raffinagecapaciteit*

De Nederlandse raffinaderijen laten de afgelopen jaren een minder hoge benuttingsgraad zien dan de VS. Dit komt door onderhoud, individuele oorzaken (storingen) en de aanzienlijke investeringen in ontzwaveling (die ook tot extra stilstand leiden). Wat verdeling van raffinage capaciteiten betreft kan nog opgemerkt worden dat 24% zich in Noord Amerika bevindt, 29% in Europa en Eurasia, en 1,4% in Nederland. De wereldraffinagecapaciteit is, vergeleken met de doorzet, in 2005 (het laatste jaar uit de figuur krappert) dan hij de afgelopen 25 jaar geweest is. In 2006 is de raffinagecapaciteit met ruim 2,3% uitgebreid, in 2007 wordt circa 0,9% verwacht en in de jaren daarna circa 1,8%/jaar (Mueller, 2007).

World Refining Capacity, 2003



Deze figuur laat het verband zien tussen de atmosferische destillatie (hoeveel ruwe olie er maximaal in kan) en de capaciteit om producten nog een keer te bewerken om deze lichter of beter te maken. In Noord Amerika is dit erg hoog, omdat daar veel benzine gebruikt wordt. In de voormalige USSR landen is die lager dan in Europa. Vanwege de lage capaciteit voor verwerking van atmosferisch residu in de voormalige USSR landen wordt dit vervoerd naar markten voor bunkerbrandstof. Rotterdam is hierbij de eerste grote bunkerhaven die vanuit de Baltic op weg naar het zuiden wordt aangedaan. In Rotterdam wordt deze olie gebruikt om eventuele erg zware residuen op kwaliteit te brengen. Uiteindelijk wordt een fors deel van de Russische olie, al dan niet gemengd met andere residuen met zeer grote tankschepen afgevoerd naar bunkerhavens in het verre Oosten (o.a. Singapore). Rotterdam is dus een belangrijke op- en overslaghaven voor deze olie. Omdat opwerkingscapaciteit veel kapitaal vergt, en dit op dit moment slechts beperkt beschikbaar is in Rusland (en de voormalige USSR staten) mag verwacht worden dat deze residuale oliestroom, ook na implementatie van het Intertanko-voorstel, waarschijnlijk nog voor een belangrijk deel via Rotterdam zal worden vervoerd.

Bijlage D Verslag Workshop 28 februari 2007

Op 28 februari 2007 is een workshop georganiseerd in het NOVOTEL in Rotterdam. Hierbij waren naast het projectteam aanwezig:

- Ing. D.W. Anink (KVNR; Koninklijke Vereniging van Nederlandse Reders)
- Erik de Vries (NOVE; de Nederlandse Organisatie Voor de Energiebranche)
- Ronald A. Backers (Havenbedrijf Rotterdam N.V.)
- Martin Smits (Argos Ceebunkers B.V.)
- Eric van Neerbos (Vopak)
- Martin Mærsk Suenson (EUROPIA; European Petroleum Industry Association) op verzoek van VNPI (De Vereniging Nederlandse Petroleum Industrie).

Tijdens de workshop zijn er een drietal presentaties gehouden, die in het onderstaande besproken worden. De diverse opmerkingen, ook die tijdens de presentaties zijn gemaakt, volgen daarna. In dit verslag is het commentaar verwerkt op een conceptversie door de volgende deelnemers/belanghebbenden: Ronald Backers, Maurits Prinssen; Martin Suenson, David Anink en Martin Smits. De door de betrokken deelnemers/belanghebbenden ingebrachte standpunten hoeven niet noodzakelijkerwijs overeen te komen met de visie van het projectteam. Tevens hebben wij de conclusies van de workshop ter becommentariëring voorgelegd aan Dhr. Rauta, technical director van INTERTANKO, alsmede aan Acid Rain, een Zweedse NGO die een langjarige kennispositie heeft op het gebied van scheepvaartemissies (zie de volgende bijlagen).

Inleiding door ECN

In een inleidende presentatie wordt de vraagstelling geschetst en de structuur van de workshop toegelicht. De focus van de workshop ligt op de economische effecten voor Nederland, waarbij het uitgangspunt is: stel dat het Intertanko-voorstel wordt geïmplementeerd, wat zijn dan de economische consequenties voor met name de raffinagesector, de bunkermarkt en eventuele andere actoren?

Voorstel Intertanko

Intertanko heeft IMO gevraagd om wereldwijd destillaat te gaan gebruiken in plaats van HFO (heavy fuel oil). Destillaat is wel twee keer zo duur maar op andere kosten kan worden bespaard. Ook heeft het gebruik van destillaat andere voordelen, maar er is nog wel nader onderzoek naar de voor- en nadelen nodig. Het voorstel is om 2012 over te gaan op destillaat met 1% zwavel en in 2015 op 0,5% zwavel.

In de workshop staan een drietal onderwerpen centraal, hieronder aangeduid met A, B en C.

A Economische analyse huidige raffinagesector en bunkermarkt en toekomst bij bestaand beleid.

Specifieke vragen hierbij:

- Omvang in €/\$, toegevoegde waarde en werkgelegenheid.
- De afzet van bunkerfuels in NL, de soorten, prijzen en handelspartijen.
- De productie door raffinage in Nederland en de import van brandstoffen.
- De invloed van 'pijplijnbeleid' en trends zoals de stijgende dieselvraag.
- De factoren die de huidige sterke positie van NL in de bunkerfuels bepalen.
- Reeds geplande investeringen, met name capaciteit voor extra distillaat.
- Positie Nederland ten opzichte van het buitenland.

B Implementatie Intertanko-voorstel: Vereiste aanpassing Nederlandse raffinagesector

Specifieke vragen hierbij:

- Aanpassingen processen en installaties: de invloed op de productstromen, energiegebruik en emissies (ECN werkt met raffinagemodel SERUM).
- Economische effecten en werkgelegenheid, rekening houdend met alternatieve afzetmogelijkheden.
- Optreden van neveneffecten, zoals extra CO₂-emissies.
- Positie Nederland ten opzichte van het buitenland.

C Mogelijke reacties van de Nederlandse bunkeroliemarkt op verschuivingen in de raffinagesector

Specifieke vragen hierbij:

- Kosten, aanvoer en afzet van zware stookolie.
- Positie Nederland ten opzichte van het buitenland en mogelijke verschuivingen van de handel en productiecapaciteit naar buitenland.
- De gevolgen, in positieve of negatieve zin, voor derden zoals handelaren en/of opslagbedrijven etc. ; alternatieven.
- Additionele effecten voor de haven Rotterdam, zoals ruimtebeslag extra raffinagecapaciteit en opslag.

Benadrukt wordt dat het bij punt A vooral gaat, om de positie van Nederland ten opzichte van het buitenland. Gaat Nederland (bij C) zijn sterke positie verliezen en zijn er gevolgen voor opslag of is er vraag naar extra ruimtebeslag. Er is tijdens de workshop maar beperk tijd voor alternatieve oplossingsrichtingen.

Presentatie Martin Mærsk Suenson van Europia

Suenson geeft allereerst aan geen inzicht te hebben in de feitelijke investeringen en investeringsplannen van de leden.

Suenson geeft in zijn presentatie aan dat de vraag naar laagzwavelige brandstof voor de huidige SECAs vooral wordt gedekt door verschuivingen via selectie van crude en het apart houden van stromen met een laag zwavelgehalte. De aanpassingen van de raffinaderijen waren daarom relatief gemakkelijk en snel te realiseren. Bij het Intertanko-voorstel gaat het daarentegen om grote volumes aan laagzwavelige residuale brandstof, erg lage zwavelgehalten en destillaten in plaats van HFO. Dit kan niet door verschuivingen of beperkte investeringen worden gerealiseerd maar vergt grote investeringen in de structuur van de raffinaderijen.

Het is niet zo dat er capaciteit over is om zomaar de extra destillaat te maken. Dit zou je kunnen concluderen op basis van overzichten van de capaciteitsbenutting van raffinaderijen. Het is inderdaad zo dat er een verschil is tussen capaciteit en doorzet. Echter, dit komt omdat er ook onderhoud gepleegd moeten worden en omdat het niet alleen de (primaire capaciteit) is die de doorzet beperkt, maar ook de raffinagestappen die hierna volgen (beperkingen in secundaire capaciteit). Een benuttingsgraad van 90% is al heel goed.

Met een schema laat Suenson twee opties zien voor verbetering van de bunkerbrandstoffen. De eerste is het ontzwavelen van deze brandstof. Dit levert een HFO op met een lager zwavelgehalte. De andere optie is de omzetting van HFO in lichtere producten, hierbij ontstaan niet alleen destillaten/diesel maar ook andere producten als kerosine, benzine en LPG.

Als in plaats van HFO alleen diesel in schepen gebruikt mag worden betekent dit wereldwijd een additionele vraag naar destillaat van 200 miljoen ton/j. Om dit in perspectief te zetten: Met de wereldwijd gemiddelde raffinagestructuur vergt het 600 miljoen ton ruwe olie om 200 miljoen ton destillaten te maken. Dit is meer dan de jaarlijkse productie van Saoedi-Arabië. Voor

Europa gaat het om 50 miljoen ton destillaat extra. Op dit moment importeert Europa, wegens een te lage eigenproductie, al 33 miljoen ton destillaat (onder andere uit Rusland).

Opties om aan de extra vraag te voldoen zijn:

- Meer importeren (maar dit biedt weinig mogelijkheden, omdat de omschakeling wereldwijd gebeurt). Destillaat dat in andere markten gebruikt wordt vervangen (bijvoorbeeld huisbrandolie vervangen door wat anders).
- Investeren in raffinaderijen. Voor Europa (EU-25) gaat het dan over het bouwen van circa 50 raffinaderijcomplexen (dit kost € 30 miljard). Deze aanpassing kost meer dan 20 jaar en de nieuwe raffinagesituatie veroorzaakt uiteindelijk een extra uitstoot van 35 miljoen ton CO₂/j (20 miljoen ton als gecorrigeerd wordt voor mogelijke efficiency winst bij schepen bij het gebruik van destillaat i.p.v. HFO en het lagere koolstofgehalte). Het niveau van de CO₂-uitstoot van de EU-raffinaderijen ligt nu op 175 Mton. Het eigen verbruik van de 'normale' raffinaderij gaat omhoog van 7,5% van de doorzet naar 10,5%.
- Een raffinaderij kan de bunkermarkt laten zitten en HFO proberen af te zetten op andere markten. Bijvoorbeeld HFO stoken in ketels en centrales met rookgasreiniging.

De reactie van de sector zal een mix zijn van deze opties worden.

Over de gevolgen kan alleen in kwalitatief opzicht wat gezegd worden. Gevolgen die zeer waarschijnlijk op zullen treden zijn:

- De aanbodsituatie van olie(-producten) wordt onzeker.
- De kosten van scheepvaartbrandstof zullen verdubbelen. Brandstof is een belangrijke kosten post, dus dit kan aanleiding zijn voor modal shift (verschuiving van zeescheepvaart naar een andere manier van vervoer).
- Ook andere producten zullen in prijs stijgen zoals diesel, kerosine en huisbrandolie.
- Europa wordt meer afhankelijk van olie-import.
- De prijs voor gas en de import van gas gaat omhoog.

Conclusies

- Grootschalige wijzigingen in de markt voor scheepvaartbrandstoffen.
- Verstoring e markt van deze brandstoffen en veroorzaken onzekerheden.
- Veranderingen in de raffinaderijen kunnen alleen gelijdelijk en kosten 20 tot 30 jaar.
- Levering van scheepvaartbrandstoffen moet dit patroon volgen en kan dan ook alleen geleidelijk worden aangepast.
- Tijdens de overgangperiode zijn er schepen op destillaat en schepen op HFO.
- Dit proces vergt goede planning en management omdat marktverstoringen zullen optreden tenzij er internationale maatregelen getroffen kunnen worden om het prijsverschil tussen HFO en destillaten te compenseren.
- Ook andere energiemarkten zullen de gevolgen merken.

Tenslotte wordt nog ingaan op de kosteneffectiviteit van de reductie. Wordt de emissie van de Middellandse zee en de Atlantische oceaan vergeleken met de Noordzee en de Oostzee dan is de emissie 2½ keer hoger maar het effect op de verzuring een factor 10 lager. Er moet niet alleen naar de hoogte van de emissie gekeken worden maar ook naar de milieugevolgen.

Presentatie Ronald A. Backers, Havenbedrijf Rotterdam NV

Olie is de grootste in tonnen overslag voor de Rotterdamse haven gevolg door kolen
Ruwe olie komt grofweg voor 1/3 van de Noordzee, voor 1/3 uit het Midden Oosten en voor 1/3 uit Rusland (en voormalige sovjet republieken). Het aandeel van Russische olie is sinds 2002/2003 sterk gestegen.

Van de 3,8 miljard ton olie die er wereldwijd in 2005 verbruikt werd ging er 0,7 miljard ton naar Europa en daarvan weer 102 miljoen ton via Rotterdam. In Rotterdam zijn er 6 terminals voor ruwe olie met een totale capaciteit van 12,7 miljoen m³ en 5 raffinaderijen die 57,9 miljoen ton olie kunnen verwerken. In Noord West Europa wordt uit crude 12% fuel oil gemaakt, 14% gasoil en 22% diesel.

Ook de overslag van olieproducten in Rotterdam is fors gestegen naar circa 42 miljoen ton in 2005 (27,3 miljoen ton inkomend en 14,8 miljoen ton uitgaand). Hiervan was meer dan 50% HFO, 16% gasolie (een combinatie van zowel diesel als gasolie) en 14% nafta. Daarnaast was er 12,5 miljoen ton bunkering (die steeds zwaarder wordt), werden er 48 miljoen ton olieproducten geproduceerd in de raffinaderijen en werd er 49 miljoen ton naar het achterland afgevoerd, via binnenvaart, spoor, pijpleiding en wegtransport. In 2006 is de overslag van olieproducten verder gestegen naar 45 miljoen ton. De Rotterdamse haven richt zich sterk op de export van olieproducten. In 2006 is de doorzet van olieproducten al gestegen met 7% ten opzichte van de bovengenoemde situatie voor 2005. De overslag bedroeg bijna 46 miljoen ton, waarvan 29,7 miljoen ton inkomend en 16,1 miljoen ton uitgaand.

Maar liefst 75% van de import en productie wordt geëxporteerd. Met jaarlijks 31000 schepen die Rotterdam bezoeken is Rotterdam een van de grootste bunker markten van de wereld. In Rotterdam wordt per bezoek relatief veel getankt door bulkcarriers en Containerschepen. Deze laatste nemen de bulk van de HFO bunkering voor hun rekening. Gezien de uitbreidingsplannen van de Rotterdamse haven, met name in de container vervoer, zou de bunkering over 30 jaar nog wel 3 keer zo hoog kunnen worden.

Een belangrijke bijdrage in de stookolie-handel via Rotterdam vormen de mammoettankers (Very Large Crude Carriers en soms zelfs Ultra Large Crude Carriers). Deze nemen in grote bulk stookolie mee naar andere havens. Een belangrijk deel van deze schepen levert eerst ruwe olie in Rotterdam af. Van de HFO werd in 58% afgevoerd naar Singapore in 2005. Gesteld kan worden dat Rotterdam een belangrijke rol vervult als verzamelpunt in de exportketen van Russische olieproducten. Om belastingtechnische redenen verkopen Russische Oliemaatschappijen liever producten dan ruwe olie.

Opslag van ruwe olie vindt plaats bij: MOT 4,1 miljoen m³, Nerefco 1,3 Shell 2,1, TEAM 2,8 MET 1,4 en Vopak 1,0 miljoen m³. In HFO-cluster zijn actief Nerefco, ETT/Vitol, Vopak, STR, Odfjell en Argos.

Reacties tijdens de workshop

Emissie-eisen

Verwezen wordt naar de richtlijnen waarin de EU het zwavelgehalte van zeescheepvaartbrandstoffen regelt: EG/1992/32 en EG/2005/33. Binnenvaartschepen en schepen aan de kade gaan al naar 0,1% zwavel. In de SECA gebieden en voor passagiersschepen geldt nu 1,5%.

De Vries geeft aan dat niets doen geen optie is. De zwavelnorm gaat naar 1% en daarna naar 0,5%. Als IMO niets doet gaat de EU wel wat doen. Ofwel hij verwacht dat er sowieso een zwavel reductie komt. Suenson geeft aan dat er nog niets besloten is.

Prinssen: Als IMO niets doet, gaat de EU wel wat doen": wat is hiervan de bron, of is dit een gedachte van iemand?

Er worden diverse gebieden genoemd als potentiële SECA's (of andere lokaal ingestelde zones met een lager zwavelgehalte). Bij de VS een geldt een zone van 200 miles rond de kust waar alleen nog 0,1% zwavel gebruikt mag worden. Prinssen: "Bij de VS een geldt een zone van 200 miles rond de kust waar alleen nog 0,1% gebruikt mag worden: welke bron? ik denk dat het vervolg over california wel klopt, maar deze zin sluit niet aan op mijn belevingswereld". Er wordt

gesproken over een 24 miles zone bij Californië voor 0,1% S. Ook wordt een eventuele wereldwijde verlaging van het maximum zwavelgehalte van 4,5 naar 3% genoemd.

Problemen met zwavelarme brandstof

Er zijn wel problemen met de zwavelarme brandstof. Destillaat brandstof is dunner. Volgens Anink is de veiligheid van motoren gegarandeerd tot 1,5% zwavel. Bij 0,1% kan dit problemen met de motor geven zoals afzettingen op de cilinder kop en met de smeermiddelen.

Anink na de workshop: Het varen op laagzwavelige brandstof is geen probleem. Problemen ontstaan wanneer schepen ingesteld zijn op varen met hoogzwavelige brandstof en vervolgens op heel laag zwavelige brandstof moeten overschakelen. Er zullen dan problemen ontstaan met de cilindersmering.

Opgemerkt wordt dat de laagzwavelige HFO voor de SECA's pas verkocht werd 1 week voor de ingangsdatum van het verbod. Handelaren kochten het niet eerder, want er was geen vraag naar. Het overschakelen voor een SECA gebied gaat tegenwoordig veel makkelijker, door automatisering: er hoeft alleen maar op een knop te worden gedrukt, waarna het gehele overschakelingproces in gang wordt gezet. Afhankelijk van het fuel-systeem, de tankcapaciteit etc, moet de overschakeling tot ongeveer een dag van te voren worden aangezet. Anink: Om als schip goed in staat te zijn om snel over te kunnen schakelen naar laagzwavelige brandstof, moet het eigenlijk uitgerust zijn met een dubbele set dag en settling tank. Hiermee worden ook de risico's vermeden die ontstaan wanneer verschillende partijen brandstof gemend moeten worden

Prijverschillen HFO versus destillaat

Martin Smits merkt op dat in 2006 bunkerolie ongeveer 290 \$/ton deed en destillaat 575 \$/ton. De prijsverdubbeling die Intertanko aangeeft klopt met de huidige situatie. Bunkerolie wordt vaak aangeduid met de viscositeit. Genoemd worden kwaliteiten van 700, 500 en 380 cst (centistokes). Kost 380 cst 290 \$/ton en destillaat 575 \$/ton dan is het prijsverschil dus 285 \$/ton. Dit is dan wel met MDO (DMB) norm en niet de dieselnorm voor het wegverkeer.

Bij een jaarlijkse bunkering van 13 miljoen ton (de hoeveelheid HFO in Rotterdam) gaat het dus om bijna € 4 miljard aan extra kosten.

Ronald Backers: Prijverschillen HFO en destillaat: op dit moment is destillaat inderdaad 2 keer zo duur. Het is echter zeer onzeker of dit zo blijft als de vraag van destillaat met 200 miljoen ton toeneemt en de vraag naar HFO met 200 miljoen afneemt. Mijn onderbuikgevoel zegt dat dit niet zo zal zijn en dat destillaat duurder zal worden en het verschil dus ook meer.

Raffinaderij proces

Er is ook voorgesteld om zeer lage zwavel HFO voor te schrijven. Dit gaat echter al sterk richting het maken van destillaat brandstof. De raffinaderijen moeten dan ook kiezen tussen het maken van 0,5% S stookolie of verder raffineren naar de kwaliteit van wegtransportdiesel waaraan meer verdiend kan worden bij een stabiele afzetmarkt. Het ontzwavelen van HFO vergt grote investeringen. Wellicht dat bepaalde raffinaderijen nu een stukje terugnemen en trachten de stookolie op de industriële markt te slijten in plaats van het zelf op te werken.

Ronald Backers: HFO ontzwavelen en het maken van destillaat zijn twee geheel verschillende processen in een raffi. Wellicht is het wel zo dat ze qua hoogte van de investeringen bij elkaar in de buurt komen. Dus dan is het vanuit economisch belang dat een raffi kijkt naar het verschil tussen de investering en de inkomsten uit de producten.

Is dit wel kosteneffectief om het milieu te verbeteren?

De EU heeft voor luchtkwaliteit de CAFE norm (Clean Air For Europe). Belangrijk is waar de regio's zijn met een dichte bevolking, hoe gevoelig de bodem is voor verzuring, en wat de overheersende windrichting is. Pas daarna kan gekeken worden wat de beste optie is voor het verbeteren van de luchtkwaliteit. Volgens Suenson is er nog geen bewijs dat een switch naar zwavelarme destillaat brandstof ook leidt tot een betere luchtkwaliteit. De afstand tussen emissiepunt

en de te verbeteren regio is hiervoor te groot. In de logica van Annex VI van het Marpol verdrag speelt kostenefficiëntie een belangrijke rol. Wordt deze weg nu verlaten? Suenson geeft aan dat de hele wereld van schone brandstof voorzien wel dure methode is om de luchtkwaliteit te verbeteren. Locale maatregelen zijn in het algemeen meer kosteneffectief.

Opmerkingen bij de argumentatie van Intertanko

Een citaat: “sinds 1945 zijn we de vuilverbrander van de petrochemie”. Duidelijk is dat Intertanko een imago probleem heeft. Er komen steeds strengere eisen en de sector wil werken aan een Groen-imago.

- *Intertanko geeft aan dat het varen op meerdere brandstofkwaliteiten lastig is.*
Bij de huidige SECA's zijn de problemen beperkt.

- *Het verminderen van maatregelen aan boord.*

Intertanko pretendeert om in 1 keer alle problemen op te lossen, maar dit is niet zo. Dit geldt wellicht voor de ontzwaveling aan boord, maar zeker niet voor fijn stof. Aan het schadelijkste deel, de hele kleine deeltjes, doe je niets. Bovendien wordt naar voren gebracht dat juist in het havengebied, door het schakelen tussen halve en volle kracht, roetdeeltjes die zich eerder hebben opgehoopt in het uitlaatsysteem daar in één keer naar buiten worden geblazen. HFO geeft grotere deeltjes dan diesel die wellicht minder schadelijk zijn. Suenson merkt op dat je onderscheid moet maken tussen primair fijn stof en secundair stof (dat bijvoorbeeld uit sulfaatdeeltjes en nitraten in de lucht gevormd kan worden). Prinssen: ‘alinea onderaan: de relatie tussen zwavel en fijnstof is nog niet goed onderzocht. Er wordt m.i. een beleving/waarneming beschreven, die mogelijk niet goed aansluit bij onderzoeken die uitgevoerd worden. MinV&W/DGTL heeft TNO onderzoek laten uitvoeren naar de emissiefactoren van zeeschepen. De resultaten hiervan zouden in dit betoog meegenomen kunnen worden.’

- *Het minder optreden van storingen aan boord.*

Martin Smits merkt op dat er meer blackouts (stil vallen van de motoren) optreden bij schepen varende op destillaat dan bij schepen varende op HFO. KVNVR kan dit niet steunen. Slechts het systeem waarbij men tegenwoordig op 1 soort brandstof vaart heeft de bedrijfszekerheid vergroot. Het maakt niet uit op welk type brandstof het schip dan vaart. Kansen op blackouts worden slechts door het overschakelen vergroot. De reden hiervoor is dat destillaat van verschillende producenten bij menging in tanks problemen oplevert. Tegenwoordig zijn er ook schepen die de destillaat centrifugeren/filteren net als HFO. Voordeel van destillaat is dat de brandstof niet warm gehouden hoeft te worden, maar dat gebeurde toch al met restwarmte van de motor, dus dit kost geen extra brandstof.

Als de kosten worden doorbelast aan de eigenaar heeft de reder geen last. Later wordt opgemerkt dat bij tankvaarders degene die de vracht levert, regelmatig ook de brandstof levert. De tankvaart sector zelf heeft in dit geval dus helemaal geen last van een verandering van brandstof).

Men vraagt zich af of het Intertanko-voorstel eerst wel uitvoerig met de leden besproken is. Anink geeft aan dat de KVNVR hier anders in staat dan Intertanko.

De trend is momenteel juist dat schepen overschakelen van destillaat op HFO

Iedere reder kan nu al kiezen of hij een motor in zijn schip zet die draait op diesel of HFO. Daar is hij vrij in. Door dit voorstel dwingen ze de scheepvaartindustrie een switch te maken die grote investeringen vergt. Op dit moment worden er nieuwe schepen gebouwd waarbij zowel de hoofdmotor als de hulpmotor op HFO draaien. Ook worden veel schepen omgebouwd van diesel naar HFO. Daarnaast is er een trend waarbij motoren worden ingezet die lopen op steeds zwaardere kwaliteiten HFO (700 cst). Diverse voorbeelden worden aangehaald.

Prinssen: motoren worden juist ontworpen om op HFO te kunnen varen. Indien er andere brandstof in wordt verbrand, kan het rendement lager worden.

Schepen die weinig ruimte hebben om een uitgebreide brandstofreiniging te plaatsen, bijvoorbeeld vissersschepen, varen standaard op destillaat. Smits: zeer grote vissersschepen varen ook op HFO.

Vervoerskosten

Smits geeft aan dat het plan van A tot Z bekeken moet worden en dus niet alleen naar de schepen. Wat scheepvaart betreft kan er schade optreden in de wereldwijde handel, met name bij de 'lage kosten' ladingen (vervoer waarvan de vervoersopbrengst gering is, zoals bijvoorbeeld transport van aardappels naar Mozambique). Hier kun je door de hogere transportkosten terugval krijgen. Een schip van 140 m verbruikt grofweg 35 ton brandstof per dag, overeenkomend met een kostenpost van ongeveer 10000 €/dag.

Het aandeel brandstof in de transportsector is volgens 30-40% voor normale zeevaart. Bij hele grote schepen over lange afstanden kan dit naar 60% oplopen. KNVR wil hier eventueel nog wel extra gegevens over leveren

Aangegeven wordt dat schepen langzamer kunnen gaan varen om brandstof te besparen. De omschakeling van bijvoorbeeld 25 naar 20 knopen (48 -> 38 km/h) levert een vermindering van het brandstofverbruik op van 30-35%. Op dit moment is dit een issue wat reders met hun klanten bespreken. Hoe verhoudt de besparing op brandstofkosten zich tot de kosten van de extra reistijd. Anink: Langzamer varen houdt ook in dat er meer schepen ingezet moeten worden.

Ombouw raffinaderijen

Opgemerkt wordt dat de snelheid van een switch van HFO naar destillaten niet alleen stuit op beperkingen in engineeringcapaciteit (ontwerp), maar ook op capaciteitsproblemen bij de productie van speciale onderdelen, zoals de benodigde (druk)vaten van de reactoren. Voor drukvaten zijn wereldwijd weinig fabrikanten beschikbaar. Ook de afsluiters in de grote leidingen worden slechts door een beperkt aantal fabrikanten geleverd.

Er is discussie over de plaats waar in raffinaderijen geïnvesteerd gaat worden. Gaat dit in het Midden-Oosten gebeuren of in Europa? In Europa krijg je er een CO₂-rekening bij, en is op een zeker moment de rek eruit. Gesproken wordt over een raffinaderij die van Europa naar Azië verplaatst is. Nieuwbouw vindt op dit moment vooral plaats in Zuid-Oost Azië. Suenson geeft aan dat de afgelopen 15 jaar in Europa vooral defensief is geïnvesteerd. Primair de, uit milieuoogpunt noodzakelijke, investeringen zijn gedaan.

Ronald Backers: Ombouw raffinaderijen, 2e alinea, over de raffi die verplaatst is. Dit klopt niet; waarschijnlijk gaat dit over de raffi van Nerefco in Pernis, die wellicht verplaatst zou worden. Uiteindelijk is dit niet gebeurd en is hij gesloopt.

Daarnaast zou ik iets scherper formuleren dat de kans dat er in Europa geïnvesteerd wordt op grootschalige aanpassingen, lager is dan dat het ergens anders gebeurd

Prinssen: CO₂-emissie handel: zie hiervoor het laatste voorstel van EC (Jos Delbeke).

Opgemerkt wordt dat ook de CO₂-uitstoot zal stijgen.

Kwaliteiten op bunkermarkt

Er is wat discussie over het aandeel van destillaat in de scheepvaartbrandstoffen, dit is veel minder dan de 50% die door Intertanko wordt genoemd. De zwaarste HFO die geproduceerd wordt heeft een viscositeit van 500-700 centistokes. Vroeger werd dit, door destillaat bijmenging teruggebracht tot 350 centistokes. De nieuwere containerschepen kunnen echter gewoon op 700 centistokes varen, en gebruiken dit zelfs in hun hulpmotoren. (Toevoeging Ronald Backers na de workshop: volgens enkele marktpartijen bedraagt het aandeel 500 centistokes in Rotterdam zelfs al 40% van de verkochte bunkers, mede omdat deze bunkers enkele dollars per ton goedkoper zijn).

Opgemerkt wordt bij de drie brandstoffen:

HFO: wordt vaak op kwaliteit gebracht (verlaging viscositeit) door bijmenging van destillaat;

MDO: kwaliteitseisen bieden ruimte om wat HFO bij te mengen

MGO: lijkt wat eigenschappen betreft meer op diesel voor het wegverkeer.

Oliemarkt

Europa heeft een tekort aan destillaat en een overschot aan benzine. Destillaat halen we uit Rusland en de voormalige Sovjet staten. Kerosine importeren we uit het Midden Oosten en Korea.

Ronald Backers, na de workshop; waar het verhaal op neer kwam, is het volgende:

“Op dit moment vervult Rotterdam een belangrijke positie in de export van Russische olieproducten, en dan vooral stookolie en gasolie. Voor deze producten is Rotterdam een logische voorraadplaats. Een deel van deze producten gaat daarna verder in deze handelsmarkt, tezamen met in Rotterdam geproduceerde olieproducten en producten uit andere regio's. Zo gaat er veel stookolie vanuit de Rotterdamse opslag naar Singapore/China. Een andere markt is de bunkermarkt: door de invoer van Russische stookolie is Rotterdam een van de goedkoopste bunkerhavens ter wereld, gecombineerd met de mogelijkheden om veel blendmateriaal te kopen in Rotterdam. Deze twee markten zijn in feite gescheiden van elkaar, maar beïnvloeden elkaar wel.

Bij overgaan op destillaat is het de vraag of Rotterdam zijn positie kan behouden. Voor destillaat is er een tekort in Europa en een overschot in het Midden-Oosten en India en ook wel Rusland. Daarom komt er nu al destillaat uit die regio's naar Rotterdam toe. Het gaat dan voor een deel ook om gewone autodiesel (die dus niets met scheepsbrandstof heeft te maken). Als het op grote schaal moet gaan gebeuren omdat de vraag naar destillaat toeneemt, is het vraag wat er gaat gebeuren. Het zal zorgen voor een forse marktverstoring. Het is ons inziens in ieder geval niet logisch om het destillaat dan eerst naar Rotterdam te brengen om te gebruiken in de bunkermarkt, te meer omdat de grote gebruikers van bunkers (de containerschepen tussen Azië en Europa) langs het MO en India varen. De kans dat Rotterdam hierdoor zijn positie als grote bunkerhaven verliest, is zeer zeker aanwezig.

Hoe de positie van Rotterdam blijft op de handelsmarkt, is ook de vraag. Dat hangt voor een deel af van wat bijvoorbeeld de Russische raffinaderijen gaan doen aan investeringen.”

Transport van producten vindt plaats voor de 'balancing' van de raffinaderijen. Raffinaderijen sluiten zo goed mogelijk aan bij de locale/regionale markt. Tekorten en overschotten worden aan- en afgevoerd. Het is duurder om geraffineerde producten te vervoeren dan om crude te vervoeren. Crude kan namelijk met grotere schepen worden vervoerd. Als je benzine wilt verscheppen moet je bijvoorbeeld aparte tanks hebben voor Euro₉₅ en Euro₉₈. Gekeken moet worden naar de prijsverschillen tussen Rusland en Singapore. Dit is een reflectie van de transportkosten maar op korte termijn is het een marktprijs. De prijs in Rotterdam wordt ook bepaald door die in Singapore en de transportkosten

Als de EU een tekort aan destillaten heeft; wat is dan het nut om destillaten naar de EU te vervoeren en hier te bunkeren als de schepen zelf ook in India aanleggen.

In Europa kan HFO ook op het land niet overal gestookt worden (bijvoorbeeld in elektriciteitscentrales) vanwege de begrenzing van maximaal 1% zwavel. Op bijvoorbeeld de Filippijnen of in Afrika zijn deze begrenzingen er niet. Afhankelijk van de prijs zullen sommige raffinaderijen daarom besluiten om de HFO verder te gaan kraken.

Volgens Anink blijft de keten Rusland, Rotterdam, China (Singapore) voorlopig actief, zolang Rusland hiervoor zelf geen verwerkingscapaciteit heeft. Het zelf verwerken kost veel kapitaal. De positie van Rotterdam is gunstig om dat dit vanuit Rusland en de voormalig Sovjet republie-

ken de eerste grote haven is op de route naar het zuiden waar ze langs komen. |Rotterdam heeft dus een strategische ligging. Het systeem is gewoon meegegroeid. Platts Rotterdam is een markt aangeven handelsplatform.

De productie in de Noordzee gaat de komende 15 jaar dalen. Dit levert juist een relatief lichte crude op.

Verder wordt opgemerkt dat de bunkering in Antwerpen inmiddels al op het niveau van de helft van Nederland is (6 miljoen ton).

Opslag

Er is wat discussie over het aantal mensen dat in de bunkeroliesector werkzaam is. Het door het Havenbedrijf genoemde aantal van circa 1500 personen lijkt het meest robuust. Bij het eveneens genoemde cijfer van 4000 personen, worden wellicht ook activiteiten in andere producten meegerekend.

Er wordt fors geïnvesteerd in de bunkerbrandstoffensector. Voor 1 opslagbedrijf wordt een bedrag genoemd van € 250 miljoen aan investeringen in opslag/en laad/losplaatsen over de afgelopen 5 jaar. Ronald Backers na de workshop: “Het getal van € 250 miljoen slaat op het gehele bunker ‘systeem’ in Rotterdam, dus steigers, pijpleidingen, meetsystemen, nieuwe bunkerbarges e.d. Het is dus niet 1 opslagbedrijf die dit heeft geïnvesteerd.” Tankopslag bedrijven kunnen de doorzet nog wat verhogen. De vraag is of de investeringen nog wel worden terugverdiend als de bunkermarkt wegvalt. Een aspect dat hier ook speelt is dat bunkerolieopslagcapaciteit kostbare verwarmingsinstallaties kent. Deze kostbare installaties zijn niet nodig voor de opslag van destillaatbrandstoffen. Toevoeging Smits na de workshop: tevens wordt er ook nog fors geïnvesteerd in dubbelwandige bunkerlichters, welke de HFO van de laadterminal naar het te bunkeren zeeschip brengen.

In het tankpark vindt op grote schaal blending van HFO plaats. Ongeveer 40% van de residuale olie kan direct gebruikt worden door containerschepen; ongeveer 60% moet eerst lichter gemaakt worden (verlaging viscositeit) door het bijmengen van destillaat.

Alternatieven

Suenson geeft als andere opties de inzet van biofuels of het reinigen van uitlaatgassen op het schip. Een algemene regel is dat een wet geen techniek zou moeten voorschrijven. Als het goedkoper is om aan boord de uitlaatgassen te reinigen zou je dit niet op voorhand uit mogen sluiten. Scrubbers zijn achter de motor geschakelde installaties die zwavelverbindingen uit het rookgas halen, vooral SO₂. Momenteel is het aantal in bedrijf zijnde scrubbers op schepen beperkt. Aan twee projecten wordt nog gewerkt.

De deelnemers geen uitgesproken ideeën over hoe de situatie zich over dertig jaar ontwikkelt (“de olie raakt toch een keer op”).

Samenvatting ingebrachte standpunten workshop

Ten aanzien van de economische vraagstelling, kunnen de ingebrachte standpunten als volgt worden samengevat:

- Voor de Rotterdamse bunkeroliemarkt is de algemene verwachting dat de overschakeling negatief uitpakt (de kans op negatieve effecten is groter dan de kans op positieve effecten). Er werken tussen de 1500 en 4000 mensen in deze sector. Bovendien wordt er fors geïnvesteerd in installaties en bunkerlichters gericht op de huidige markt van HFO.
- De algemene verwachting rond de raffinagesector is dat dit zowel negatief als positief uit kan vallen. De kans is reëel dat er raffinaderijen ‘afhaken’. In principe is het goedkoper om al-

leen de zwavel te verwijderen, maar dit kost al zoveel aan investeringen dat de sector dan verder zal gaan en voor het wegverkeer (diesel) gaat produceren (stabielere en beter bekende markt). De noodzakelijke aanpassingen zullen minimaal 20 jaar vergen. Tijdens deze periode zullen de nodige destillaten alleen geleidelijk beschikbaar komen, waardoor concurrentie effecten zullen optreden, tenzij men internationale compensatiemaatregelen invoert.

Prinssen:

- Sommige effecten zijn niet onderzocht of worden niet onderbouwd in het voorstel.
- Ik mis de inschatting van economische consequenties voor de bunkermarkt, Rotterdam als zij de bunkerpositie gaan verliezen, raffinageindustrie en de reders.

Andere standpunten:

- Het Intertanko-voorstel mist een gedegen onderbouwing. Sommige effecten die geclaimd worden zijn twijfelachtig. Het gaat hierbij onder andere over de vermindering van de stofuitstoot (ook bij gasolie/destillaten is er sprake van fijn stof uitstoot; en naar verwachting zijn dit kleinere deeltjes) en het aantal storingen waarbij door de brandstofproblemen de motor uitvalt.
- Verder is het de vraag of een overgang naar laagzwavelige destillaatbrandstof een kosteneffectieve maatregel is. De maatregel levert op veel plaatsen geen noemenswaardige milieuwinst op, met name bij uitstoot in open zee, ver van land. Het is kosteneffectiever om maatregelen te nemen die specifiek gericht zijn op de kwetsbare locaties.

Ronald Backers, Eric van Neerbos: ik zou de conclusie dat de overschakeling naar destillaat negatief uitpakt voor Rotterdam, steviger omschrijven.

Bijlage E Reactie Acid Rain (NGO in Zweden) op conclusies workshop

Met nadruk wordt verwezen naar de reactie van Sweden op het IMO voorstel BLG 11/5/19 dd 16 February 2007

- The Intertanko Proposal lacks a thorough foundation, and certain claimed effects are doubtful.

Comment: In my view, this type of sweeping statements tells more about those who criticise than about what they criticise...

- It concerns, among others, the emission reduction of the particulate matters, as there are also such emissions by using gas oil, and even smaller particles are expected in that case.

Comment: As the critics claims that the Intertanko Proposal “lacks a thorough foundation”, it would be interesting to know the foundation for their statement that implies that PM total emissions would remain, and that there would be a transition towards smaller particles. I’m certainly not an exhaust expert, but to me it appears logic that a ‘cleaner’ fuel (e.g. with less ash content) will result in less PM emissions. Emission measurements on board ships has confirmed this (see for example: “Exhaust emissions from ships at berth”, by D.A. Cooper, published in Atmospheric Environment (2003)).

- Also the number of blackouts due to the fuel-related problems, is expected to be more when sailing on gas oil.

Comment: This is certainly news to me. Again, it would be interesting to know the foundation for this statement. It would appear logic that using (one) cleaner, well-defined fuel would reduce the risk of fuel-related engine problems, as compared to using several (usually much dirtier, and sometimes blended) types of fuel. It is my understanding that usage of gas oil (instead of residual oils) will reduce the exposure to mechanical wear and therefore also potential breakdowns.

- The question is, whether the Intertanko Proposal is a cost-effective measure. The measure does not lead to any considerable environmental benefit in many places, especially by emission in open sea, far from the land. It would be better to take measures, which are directed specifically to vulnerable locations.

Comment: The vast majority (about 80%) of shipping - and thus also of the associated emissions - takes place near (within approximately 200 nautical miles, or 320 kilometres) the coast, and only about 20% are in areas away from the coast (Sources: “Study of greenhouse gas emissions from ships” by IMO (2000), and “Global nitrogen and sulfur emissions inventories for oceangoing ships” by J. Corbett et al (1999)).

As there are several other advantages (apart from the emission reductions as such) of moving to one well-defined type of distillate fuel globally (some of those additional advantages are mentioned in the Swedish submission to IMO, document BLG 11/5/19, enclosed), the combined positive effects speaks in favour of

the Intertanko Proposal. To the extent possible, you need to consider all the pros and cons of a proposal when evaluating it.

Implementation of the Intertanko Proposal does not exclude the possibility to take additional measures “directed specifically to vulnerable locations”, such as the wider use of shore-side electricity in ports in cities.

Moreover, as the residence time for sulphur dioxide, secondary sulphate aerosols, and fine particles (PM) usually is between one and ten days, typical travel distance of these pollutants may be up to about 1000 kilometres or more, so reducing ship emissions also further away from land would most likely also bring some health and environmental benefits.

- The share of distillates in the shipping fuels is much less than 50%, as is presented by Intertanko (referred to Mr. Ranheim’s presentation). The heaviest HFO produced, has a viscosity of 500-700 centistokes. Formerly, the viscosity was reduced down to 350 centistokes by blending with distillates. However, the newer container ships can sail on 700 centistokes, and this is even used in their axilliary motors.

Comment: This is outside my area of knowledge - I suggest you approach Intertanko directly to let them better explain the basis for their calculations. Without a fair comparison between the apparently different ways of calculating, you are not likely to be able to come to a fair conclusion...

- In principle, it is cheaper to remove the sulphur, but this requires such a high investment, that the sector will go further to produce diesel (road transportation fuel), as this is a more stable and a better known market.

Comment: Interestingly, the ICCT recently recommended that in the long term, fuel standards for marine fuels should be harmonised with standards for on-road fuels (i.e. reducing sulphur levels down to 10-15 ppm). See “Air pollution and greenhouse gas emissions from ocean-going ships” by the ICCT (2007) (www.theicct.org). But as a step before that, the ICCT recommends a uniform global fuel sulphur standard of 0.5 per cent.

- A reasonable transition period for the required adjustments would take more than 20 years.

Comment: Before being able to comment on this statement, I would need some facts and calculations showing how this figure of 20 years was arrived at. It appears highly unfair to require ‘foundation’ only from Intertanko, but not from the stakeholders that criticise Intertanko’s proposal by making their own unfounded claims...

Christer Ågren

Bijlage F Reactie Intertanko op conclusies workshop



INTERTANKO
THE INTERNATIONAL ASSOCIATION OF INDEPENDENT TANKER OWNERS
-FOR SAFE TRANSPORT, CLEANER SEAS AND FREE COMPETITION-
WWW.INTERTANKO.COM

OSLO OFFICE
BOGSTADVEIEN 27B
P.O. Box 5804 MAJORSTUEN
N-0308 OSLO, NORWAY
TEL: +47 22 12 26 40
FAX: +47 22 12 26 41
E-MAIL: OSLO@INTERTANKO.COM

Mr. Hamid Mozaffarian
Energy Research Centre of the Netherlands (ECN).

13 April 2007
Our Ref.: DR-30167/10154

Dear Sir,

INTERTANKO proposal to the IMP Working Group on revision of the Marpol Annex VI

This message is in response to your e-mail of 23rd March 2007 and it consists of two parts:

Response to the question you raise and marked by text in red
Additional information on data and assessments made by INTERTANKO with regard to the critical issues raised in response to our submission to IMO in November 2006.

With regard to the second point above, I would like to advise upfront that any assessment of the INTERTANKO submission to IMO needs to be done in comparison with all other alternative solutions for the revision of the MARPOL Annex VI which IMO has for consideration. The comparison should be done on the same criteria: availability, environmental impact and costs.

1. Response to specific questions from the Energy research Centre of the Netherlands (ECN).

'The Intertanko Proposal lacks a thorough foundation, and certain claimed effects are doubtful. It concerns, among others, the emission reduction of the particulate matters, as there are also such emissions by using gas oil, and even smaller particles are expected in that case. Also the number of blackouts due to the fuel-related problems, is expected to be more when sailing on gas oil.'

The above statement, particularly the first sentence is obviously not well thought. Basically, ships are equipped with Diesel Engines and thus it is more than natural that these engines can safely run on Marine Diesel Oils (MDO).

LONDON OFFICE
ST. CLARE HOUSE
30-33 MINORIES
LONDON EC3N 1DD, UK
TEL: +44 (0)20 7977 7010
FAX: +44 (0)20 7977 7011
LONDON@INTERTANKO.COM

ASIAN OFFICE
5 TEMASEK BOULEVARD
#12-07 SUNTEC CITY TOWER 5
SINGAPORE 038985
TEL: +65 6333 4007
FAX: +65 6333 5004
SINGAPORE@INTERTANKO.COM

US OFFICE
801 NORTH QUINCY STREET, SUITE 200,
ARLINGTON, 22203 VA (VIRGINIA)
UNITED STATES OF AMERICA
TEL: +1 703 373 2269
FAX: +1 703 841 0389
WASHINGTON@INTERTANKO.COM



The statement above puts a spin in what INTERTANKO suggested. Basically, in switching to MDO, one eliminates the source of PMs of medium and high sizes, including PAH and heavy metals which are not present in MDO but present only in residual fuels. If continuing to use residual fuels, the containment of PM emissions has to be done through a series of filters of different densities/sizes that need to be continuously washed/cleaned to avoid clogging. If ships use MDO, the technical and practical solutions are much simpler and the PM emissions reduction more efficient.

The last sentence in the statement above is completely wrong. Historically, ships have switched from residual fuels to MDO when approaching the coast lines. They did this to avoid engine troubles because of the residual fuels. So, by switching to MDO, ships will minimise or even eliminate the black outs due to fuels. MDO is cleaner and it has strict quality specifications. Fuel test laboratories have always issued warnings on fuels off specifications for residual fuels and not for MDO.

As advised, one should consider whether other alternatives are better than MDO on these criteria. We understand that you do not have experience in operating ships and thus can ensure you that use of MDO is much reliable and less prone to problems than in operating scrubbers, installations that are still to be tested and assessed. As stated by oil companies, it seems that the use of Low Sulphur Residuals will not be an option because a large increase in demand will require high investments and thus high prices, close to the MDO prices.

'The question is, whether the Intertanko Proposal is a cost-effective measure. The measure does not lead to any considerable environmental benefit in many places, especially by emission in open sea, far from the land. It would be better to take measures, which are directed specifically to vulnerable locations.'

The environmental global benefit is undisputable by using cleaner fuels like the MDO. There are even cleaner fuels for use, like Marine Gas Oil but we suggested maybe a radical change to what we believe is realistic and efficient to be applied to ALL existing ships' engines. As with regard to the efficiency of the INTERTANKO proposal that can be only assessed in line with the IMO and Governments' expectations and decisions. However, please note that our suggestion is based on the aim of significant reduction of air emissions from ships and a long term, foreseeable and predictable regulatory regime.

'The share of distillates in the shipping fuels is much less than 50%, as is presented by Intertanko (referred to Mr. Ranheim's presentation). The heaviest HFO produced, has a viscosity of 500-700 centistokes. Formerly, the viscosity was reduced down to 350 centistokes by blending with distillates. However, the newer container ships can sail on 700 centistokes, and this is even used in their auxiliary motors.'

I noted there is disagreement with our assessment on the share of distillate used to make up the residual fuels. We would appreciate to learn of a better estimate from those who have better expertise. I agree that 50/50 is not the usual make up. Let us assume that the make up is 20% distillates and 80% resids, which in our view is under the average. According to the INTERTANKO Suggestion, this amount of 80% resids needs to be replaced by MDO. This additional amount of MDO is still around 10% of the current total amount of medium and heavy distillates produced by refineries. We do not say it is easy but we only say it is possible over a certain period of time.

We noted that ships are pushed to use 500 cSt and now you acknowledge the use of 700 cSt fuels. These residual fuels will emit even a larger number and a larger size variety of PMs and thus more pollution. Such residual fuels will pose serious problems to

ship engines in coping with efficient systems to reduce NOx emissions to the level Governments intend to require.

We do not actually understand the point which was made in the text above: is anyone proposing that ships should have engines that run on residuals alone? Is anyone suggesting that ships should become the refineries' incinerators?

'In principle, it is cheaper to remove the sulphur, but this requires such a high investment, that the sector will go further to produce diesel (road transportation fuel), as this is a more stable and a better known market.'

According to the CONCAWE Study (report no.2/2006), de-sulphurisation on residual fuels is not cheap. At a sulphur content of 0.5% in fuels, as Governments consider to require (at least for SECAs), this operation makes the low sulphur residuals as expensive as the MDO.

The last part of the statement above is difficult to understand. The market for MDO will be extremely stable and significant for the amounts to be supplied, should MDO be mandated by regulators.

'A reasonable transition period for the required adjustments would take more than 20 years.'''''

We agree that a transition period is required. We disagree that it would take 20 years. However, has anyone assessed how much time is needed to equip all commercial ships with at least 3 or 4 scrubbers/ship? We made some assessments which are provided below.

2. Data and assessments made by INTERTANKO with regard to the critical issues raised in response to our submission to IMO last November

Availability - This section assesses the availability of the currently alternative solutions for lowering SOx and PM emissions.

MDO

The question of availability of MDO is principally relevant only if:

- ships will be required to use only this type of fuel on a global basis or if the extent of SECAs and other regional requirements will require use of low sulphur fuels (e.g. max. 0.5% or even 1.0%). and
- there would be strict limitation on PM emissions

INTERTANKO takes the extreme case scenario with all ships using MDO only, on a global basis. To assess the need for demand of additional MDO, one needs to find out:

1. the total amount of MDO to be supplied
2. the capacity of refineries to produce medium distillates
3. how much increase would this additional MDO supply be from the total refinery production of medium distillates?

1. Total amount of additional MDO supply - According to professional assessments made by M.A.N. (Horst Koehler, NOx emissions from ocean going ships: calculation

and evaluation, Proceedings of ICES03, 2003 Spring Technical Conference of the ASME Internal Combustion Engine Division, Salzburg, Austria, May 2003):

MARINE FUEL CONSUMPTION =	281 mill. t/year
DISTILLATES =	90 mill. t/year
RESIDUAL FUELS =	191 mill. t/year

However, the 191 MT of residual fuels are blends between distillates and residuals. The content of distillates in the residual fuels is variable, depending on the type of crude oils blended prior to the distillation process and the density and viscosity of resids remaining after distillation and which would be dedicated to produce residual fuels.

There are different expert views on the actual make up of residual fuels. Therefore, the table below gives a wider perspective. The table below considers a large variety of MDO/Resids ratio, on a conservative approach as a make up of the residual fuels delivered to ships.

2. The World Refinery Production capacity for medium distillates - According to BP Quantify Energy - BP Statistical Review of World Energy of June 2006.

The world crude oil refining throughput = 4.4 bill t/year (12 mil. t/day)

According to IPIECA paper to IMO (IMO document BLG 11/5/14, February 2007),

33% of it represents heavy distillate production = 1.45 bill. t/year

Table below gives the INTERTANKO assessment of the added MDO production in each case scenario of a make up ratio between MDO and resids.

MDO/Resids ratio	MDO (t/year)	Resids (t/year)	Medium Distillate Production (t/year)	MDO additional supply %
40/60	76	115	1,450	8.0
30/70	57	134	1,450	9.0
20/80	38	153	1,450	10.5
10/90	19	182	1,450	12.6

The bold figures represent the increase of additional MDO to be supplied as a percentage of the current refinery capacity of medium distillate production. These are all lower than the data given by IPIECA (e.g. 200 t/year). [Apparently, IPIECA seems to assume that the entire amount of residual fuels currently used by ships need to be replaced by MDO which would obviously be incorrect since the distillates blended into these are already produced.]

No matter the actual ratio between the MDO and Resids that make up the residual fuels, the table indicates that the additional supply of MDO is not an unrealistic increase even though not an easy task. The principal issue therefore is more one of timing and availability.

INTERTANKO believes that the data provided by IPIECA to IMO (IMO document BLG 11/5/14, February 2007) is not presented in a balanced manner and it does not give the reader a proper system of reference to properly understand the level of the increase and possibilities to provide the additional MDO.

Based on data published by the oil industry itself, INTERTANKO can assess that the additional MDO required will NOT be obtained by a large amount of new units. To the contrary, INTERTANKO has reasons to believe that a large part of the additional MDO (which we estimate to 120 mill t/year to 140 mill t/year) could be provided by the current refinery capacity and by the new capacities that are already under construction or the capacities that are under expansion. Some relevant data to support the INTERTANKO views is as follows:

- the projects for new units/substantial conversions already underway (reported as 9 million barrels/day - as assessed in 2006 - of new or expanded primary-distillation capacity) (Petroleum Economist, Profits boom on strong demand, September 2006)
- the new distillation capacity, mostly targeted for completion by 2011, represents an increase of 10.4% over the world's end-2005 capacity (Petroleum Economist, Profits boom on strong demand, September 2006)
- some foresee even larger expansions (e.g. IEA forecasted a rise by close to 14% over the end-2005 capacity) which even created concerns of over-expansion in case China's economical growth slows down (Petroleum Economist, Profits boom on strong demand, September 2006)
- re-distribution of current stream productions (e.g. ADO mixed with 10% - 15% bio-component = more capacity for producing MDO)
- efficiency of conversion
- better utilisation of production capacities; the 2005 average utilisation of refinery capacity was (Petroleum Economist, Profits boom on strong demand, September 2006):
 - World wide - 86.3%
 - EU - 92.4%
 - Asia-Pacific - 91.5%
 - North America - 89.4%

INTERTANKO recognises the refinery capacity is stretched and one could never get close to a 100% utilisation but the increase capacity reported, combined with a better utilisation by 1% or 2% on a world wide basis and a better re-utilisation of the production streams could supply much of the additional MDO without any of the additional costs and investments predicted by IPIECA (IMO document BLG 11/5/14, February 2007).

Low Sulphur residuals

According to CONCAWE (The Oil Companies European Association for Environment, Health and Safety in Refining and Distribution) (*Techno-economic analysis of the impact of the reduction of sulphur content of residual marine fuels in Europe, Report no.2/06, June 2006*), the amount of low sulphur residuals is limited and a significant increase for supply will only be obtained through de-sulphurisation of residual fuels. This is not a trivial task and will require high investments and upgrades to refineries, the type of upgrades that currently are not under consideration. The CONCAWE report goes as far as stating that in case of limiting the sulphur cap in current SECAs and additional SECAs at 0.5%, the price of low sulphur residual fuels can be comparable with the price of the heating oil/distillates which will then make ship owners opt for MDO and eventually make the initial investment for de-sulphurisation economically unattractive.

Examples (direct quotations) from the CONCAWE report are relevant (emphasis added):

European refineries have no real incentive to produce LS RMFO unless the premiums are such that its price would resemble distillates

Commercially speaking, refineries would have a clear incentive for further conversion of its entire residual streams to distillate products compared to residue desulphurisation to produce more LS RMFO

Ship owners may just as well resort to burning MDO to meet the 1.5% sulphur cap

INTERTANKO would conclude that, if in 10 years ahead the legislation will require extensive use of fuels with very low sulphur content, the low sulphur residuals will not be an option.

Scrubbers

The scrubbing technology is not new as it is applied to tankers' inert gas systems. However, application of scrubbing technology to main and auxiliary engines is different and more challenging. There are scrubbers installed on a few existing ships, particularly on ferries operating in the Baltic Sea. We are however unaware of the efficiency and reliability of such scrubbers. There is little data provided and the fact that SeAT has initiated a specific project to design and test scrubbers for ships may indicate that the existing scrubbers are not working properly.

Another important element is that the scrubber technology developed by SeAT will only work with sea water and currently is inefficient with fresh water or with water with reduced salinity. As a result of this, Wärtsila has set up a new project to develop scrubbers that would use caustic soda as the prime medium. We have no information on any detail of this technology.

The question is however, would scrubbers be available and how much time will it take to phase in such a demand? To make the assessment, one needs to make a few assumptions:

how many scrubbers will be needed
how much time will it take to install them/ship
number of shipyards that can do the job
how much time will be needed to phase-in a scrubber solution

1. How many scrubbers will be needed - According to Fairplay database, the number of commercial ships that could be subjected by MARPOL Annex VI limitations on low sulphur and low PM emissions are 46,340. Each ship will need one scrubber for the main engine and possibly one scrubber for each auxiliary engine. Although the current test onboard Pride of Kent runs with one scrubber/auxiliary engine, there are views that one could reduce the number of scrubbers that would treat the exhaust emissions from the auxiliaries. Roughly, we could say there would be between 3 and 5 scrubbers/ship. Thus, the potential number of scrubbers to be supplied to all these ships is of some 140,000 and 230,000. Even if only half or one-third of the fleet will need to be supplied with scrubbers (taking only the case of 3 scrubbers/ship), the numbers (70,500 and 47,000 respectively) are impressive.

2. How much time will it take to install 3 to 5 scrubbers/existing ship - Not known but various views estimate between 30 days and 45 days. However, expert opinion (i.e. designers who looked into project for such retrofitting estimate it may take as much as 90 days).

3. Number of shipyards that can do the job - If we limit the assessment to ships of 30,000 dwt and above, there are not too many ship repair yards to do the job. Roughly one could estimate between 50 and 100.

4. How long will it take to retrofit scrubbers to the existing fleet - Assuming that 10,000 and 15,000 ships over 30,000 dwt will be expected to retrofit scrubbers, the time needed will be:

10,000 ships x 30 days/ship / 365 days/year / 100 ship repair yards = **8+ years**

15,000 ships x 30 days/ship / 365 days/year / 100 ship repair yards = **12.5 years**

Note that we took a conservative view and the time for retrofitting on a limited number of existing ships is extremely long provided that ship repair yards work for all this period every single day, including week-ends. Assuming a 45 days retrofitting time for each ship, the phase-in retrofitting period will be 12 years and 15.5 years respectively.

OVERALL CONCLUSIONS:

1. Oil companies have lately recognised that if required by regulations, they will be able to supply the necessary amount of additional MDO. The only element which counts is time. Although they predict at least 10 years, the official reports on investments in expansion and construction on new distillation units plus better utilisation of the existing capacities and change on the current production streams indicate oil companies could make MDO available in sufficient amounts sometime between 2012 and 2015 if IMO indicates that MDO will be mandated by that time.

2. The low sulphur residual fuels are most likely not a solution in case of a higher demand for use of low sulphur fuels by ships. They would cover a smaller part of the demand. However, residual fuels, even with low sulphur still do not adequately address the requirements for lower PM emissions as MDO does.

3. Scrubbers, yet not in production in series. Tests are yet to be performed on main engines. Test results on auxiliaries still to be revealed. The option to use scrubbers would require a long time for retrofitting in all ships that would cross SECAs. This does not take into account the significant demand in manufacturing large numbers of scrubbers in a short period of time. It also does not address the materials to be used for the pipes and other fittings of the installation after treatment. Due to the high acidity, we understand that these elements are for the time being made of titanium. A large number of scrubbers would require a large amount of such special materials of which availability is not known to us.

Environmental Impact - CO₂ emissions

MDO

There has been a campaign on alleged increase of CO₂ emissions in case of a request to supplement MDO supply. From the outset, INTERTANKO would say that all these allegations are not properly founded but, just made to oppose the idea of using MDO by ships.

There is no proof that additional supply of MDO will result in 15% increase of CO₂ emissions from refineries (IMO document BLG 11/5/14, February 2007). To the contrary, the exclusive use of MDO by all ships will be the alternative that would have the

lowest impact, IF any, in additional CO₂ emissions as compared with the other alternatives.

We have only incomplete data but, can state that de-sulphurisation of residual fuels will produce more CO₂ than adding up to 10% more MDO supply of the total refinery production capacity for heavy distillates. Taking into account the new projects for improving the distilling capacity world wide given in the section before (Petroleum Economist, Profits boom on strong demand, September 2006), one can assume that in theory there would be a marginal possible CO₂ additional emissions by adding MDO.

Moreover, the use of MDO by ships is the only alternative that would actually reduce the fuel consumption from operating ships with at least 4%. This too was challenged but, it can be also reflected by the data provided by IPIECA. In brief, the CO₂ emissions are accounted as a direct measure of the mass of fuel consumed by an engine. On one hand, due to its lower density, the same volume of MDO as compared with HFO is some 10% lower by mass. On the other hand, due to the fact that the calorific value is measured in energy produced/mass, the MDO needed to maintain the same power output, will not be 10% but only 4% lower by mass as compared with the mass of HFO that would be used for the same trip and the same speed. (calorific value of MDO is 42 MJ/kg: calorific value of HFO is 38 MJ/kg). In conclusion, to keep the same power output as using HFO, a diesel engine will use less MDO by mass than when using HFO by some 4%. This will mean at least a 4% reduction of CO₂ emissions.

Low Sulphur Residual Fuels

Significant supply of Low Sulphur Residual Fuels will be provided by de-sulphurisation of residual fuels. This implies indeed conversion of refinery units and the de-sulphurisation such as hydro de-sulphurisation (HDS) which will result in a by-product such as hydrogen sulphide (H₂S) which is lethal and will need to be burned. In a nutshell, the process of obtaining significant amounts of low sulphur residuals will produce significant additional CO₂ emissions with no deductible reduction for ship operations as in case of using MDO.

Scrubbers

In case of scrubbers, the additional CO₂ emissions from manufacturing 40,000 - 70,000 scrubbers need to be seriously considered. In addition, there would be additional CO₂ emissions from energy used to operate the large pumps (up to 2 MW and 3 MW) needed to supply of large water flow required by these systems.

OVERALL CONCLUSION

A rough environmental assessment based on potential additional CO₂ emissions from alternative solutions shows:

- a) HFO with scrubbers = highest CO₂ impact
- b) De-sulphurisation of HFO (to 1% or 0.5%) = second highest CO₂ impact
- c) low sulphur distillate (0.5%) = marginal CO₂ impact

Cost Assessment

There is limited information available to assess the capital and the running costs of scrubbers and SCR. However, INTRTANKO has made a cost assessment based on

the best information which has been made available by manufacturers. Some of the cost assessments and the source of the information are given as follows:

Scrubbers - Krystallon indicates that the capital cost of a scrubber is calculated on price differential and a payback time of 3.5 years for an average fuel consumption of a tanker.

SCRs - Sources like Haldor Topsøe and Munters gave capital costs as function of the installed power as follows:

for 15 MW - USD500,000
for 30 MW - USD850,000 - USD900,000

The running costs/urea consumption was given as between USD200/tonne and USD285/tonne.

According to these cost estimates, INTERTANKO made a rough assessment of costs to ship owners by using scrubbers and SCRs (Selective Catalytic Converters). The fleet size, the average of the main engine power and the average of auxiliaries' power were taken from the Fairplay database. The usage of main engine and auxiliaries was made by INTERTANKO.

ASSUMPTIONS

Fleet size:	46,340 ships
Average main engine size:	5.6 MW
Three auxiliaries:	750 kW/each
Main engine usage:	300 days/year
Auxiliary usage:	365 days/year

CAPITAL COST ONLY

Scrubber main engine:	US\$40 billions
Scrubber aux. (3):	US\$20 billions
SCR main engine:	US\$13 billions
SCR aux. (3):	US\$5 billions
TOTAL	US\$78 billions
TOTAL (50% of fleet to install)	US\$39 billions

According to IPIECA, the costs to refineries to provide the needed MDO was estimated to some US\$38 billions

However,

IPIECA prices based on 200 mill tons MDO

Reality is lower than that 120 - 140 mill tons MDO (60% - 70%)

Price for refineries most likely 23 - 27 bill USD if we accept the 38 bill USD given by IPIECA was correct

There would be a similar cost level for ship owners if only 28% to 36% of the commercial fleet will be retrofitted

However, according to BP, the capital costs for scrubbers in new buildings, as given above are some 60% to 70% of the costs of retrofitting the same in existing ships.

The capital cost provided above is based on cost expectation indicated by manufacturers who did not commit a price. If scrubbers are a solution and they would be the alternative most ships will look for, one could anticipate a shortage of available units with the consequent price increases as per the demand-supply.

Use of MDO will only require simpler, low cost modifications like modification of fuel pumps, injection system in engines and boilers, etc which can be done in a few days with no need to dry-dock.

Note to be taken that the cost estimates above did not include:

expenses for each ship to dry-dock and spend a month in retrofitting the installations
cost of operating scrubbers (running some 10,000 t to 20,000 t of water per day - Krystallon data: 45 t/hr/MW; waste disposal of some 50 kg to 100 kg/day of hazardous waste - Krystallon data: 5 Kg/day/MW) (see Appendix 1)
eventual losses when scrubbers will not work in SECAs - Krystallon had problems with the monitoring equipment, the quantum cascade laser technology used to measure the SO_x, CO₂, NO_x and PM levels. According to BP (ref. 8) these problems were resolved but we do not know whether this QCL probe is going to become a similar sensitive monitoring system that ships have experienced with the Oil Counter Meter.
the "cost" of waste in residual fuels taking into account the sludge which is part of the originally paid fuel (the extent of oil sludge generation from a purifier is approximately 0.7% of the bunkers consumed (figures from DNVPS and FOBAS); this means that the total oily sludge generation from bunkers per annum is 1,337,000 tonnes (based on the 191million tonnes used per annum globally); taken at a current price for HFO of USD250/t, the ship owners pay some USD335 mill/year for the amount of component of the residual fuels that would turn as sludge and that would cost further to be disposed of)

OVERALL CONCLUSION:

It is not easy to make a cost comparison between the current alternative solutions because:

there is very little information on the costs of the abatement technologies still under development;
there is no indication what would be their actual price in case the demand will go far beyond the supply (no data on the production capability from different and very few manufacturers);
it is difficult to predict the costs for ships for running these after-treatment installation and the costs to segregate and dispose the solid waste;
it is not easy to predict the price difference between MDO and HFO few years ahead.

It is however easy to conclude that no matter the outcome of the IMO revision of MARPOL Annex VI, the costs for ship owners will be significant.

One can predict that use of MDO only will be among the more expensive solutions but there are serious doubts that the difference would be as high as predicted by some.

Final comments

The INTERTANKO approach to consider use of MDO as the dedicated fuel for ships is based on a concept of creating a stable and predictable regulatory regime. It would probably be difficult to believe that in 10 years from now, ships running along the EU coasts and in bays, estuaries and fjords will be allowed to use residual fuels, even with low sulphur content. Use of scrubbers might then be an alternative but would coastal states accept whether the waste generated by scrubbers is processed or discharged in coastal waters? However, if ships engaged in coastal trade will use scrubbers, then what would be the problem to strip the sulphur from fuels at refineries on shore? Are

ships better plants to treat fuels than refineries? Last but not least, high reduction of NOx emissions would ultimately require use of low sulphur MDO because any of the current methodology to reduce NOx emissions gets more complicated, with fuel penalties and more difficult to operate if ships burn residual fuels.

Comparison between the three alternatives shows that in practical terms the MDO is the simplest and fastest solution that can be obtained and it is the only solution that can realistically be applicable in a short period of time to ALL ships.

Additional conclusions could also be drawn:

- if refiners cannot supply 10% more MDO, a product that has been produced for several decades and used by ships for a long period of time, it would be highly unrealistic to expect a new product like scrubbers to become an efficient solution;
- operational efficiency of scrubbers onboard ships in bad weather is not yet demonstrated; it would be more efficient to provide MDO by use of known technology from less than 700 refineries world wide than to equip 20,000 - 40,000 commercial ships with complete new technologies and demand all these ships to operate a new equipment and to handle a significant amount of waste.

Concluding, we are positive to the fact that the INTERTANKO paper to IMO has finally generated an open and more transparent discussion on alternative solutions and their practicalities for reducing air emissions from ships.

Should you have more information, please do not hesitate to contact us.

Yours sincerely,
INTERTANKO

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'J. Park', is positioned below the typed name 'INTERTANKO'. The signature is written in a cursive style with a large initial 'J'.