



Ea Energianalyse

Opdatering af samfundsøkonomiske brændselspriser KUL, OLIEPRODUKTER OG NATURGAS

Udarbejdet for Energistyrelsen af Ea Energianalyse og Wazee

04-03-2011

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Wazee
Stormly 50
3500 Værløse
T: 29 29 27 00
Email : jorgen@wazee.eu
Web: www.wazee.eu

Indhold

1	Indledning	4
2	Kul	6
3	Olieprodukter	14
3.1	Metode for kvantificering af pristillæg	15
3.2	Råolieprisen i Danmark an raffinaderi	17
3.3	Raffinaderileddet	18
3.4	Transportleddet; transport, distribution, avancer mv.	31
4	Naturgas	47
4.1	Prisdannelsen på engros markedet	48
4.2	Diskussion af samfundsøkonomiske omkostninger	51
4.3	Aktuelle tariffer og lageromkostninger	54
4.4	Samfundsøkonomiske tillæg	66

1 Indledning

Denne delrapport omhandler prissætningen af de fossile brændsler an forbrugssted. Fremskrivning af fossile priser tager udgangspunkt i statistik og fremskrivningerne fra IEA's World Energy Outlook 2010. Til fremskrivningen er der taget udgangspunkt i scenariet "New Policies". Da fremskrivningen af de danske fossilpriser an forbrugssted skal kobles direkte til den internationale fremskrivning, er metoden bygget op, så der redegøres for historiske koblinger imellem danske og internationale priser på de rå brændsler samt olieprodukter. Ved gennemgang af denne statistik samt sammensætningen af specifikke omkostningselementer etableres en model for, hvorledes de danske priser an forbrugssted bygges op.

Resultatet af arbejdet er sammenfattet i nedenstående tabel i form af de specifikke tillæg, der skal anvendes for fossile brændsler an forbrugssted.

Tabel 1: Samlede tillæg til IEA priserne

2009-DKK/GJ	An kraftværk	An værk	An forbruger
Naturgas	3,06	15,27	23,44
Kul	0,18		
Fuelolie*	-3,6/-4,6		
Gasolie*	15,7/19,8	28,0/32,1	29,3/33,4
Dieselolie*			34,0/38,1
Benzin*			43,1/47,2
JP1*			25,1/29,2

* Olieprodukterne er angivet relativt til IEA råolieprisen i 2010/2030. .

For olieprodukter er relationen imellem råolieprisen og produktprisen udbygget med en begrundet udvikling over tid, og dermed er der tale om tidsserier. For de øvrige angives et bidrag, der holdes konstant i faste 2009 priser.

Til brug for projektet har Energistyrelsen leveret prisrelationen imellem IEA's brændselspriser fra World Energy Outlook og publikationen Energy Prices and Taxes. Det forstås, at World Energy Outlook 2010's fremskrivninger af de tre fossile hovedbrændsler fortolkes som følgende:

- Råolieprisen er givet ved *average cost of total crude imports* for området *IEA Total*.

- Kulprisen er givet ved *steam coal import price* for området *OECD Total*.
- Naturgasprisen beregnes som et vægtet gennemsnit mellem *natural gas (pipeline) import price* og *liquified natural gas import price* for området *EU Member States*. Som vægte anvendes de importerede mængder af henholdsvis *pipeline imports* og *liquified natural gas imports* for området *IEA Europe*.

De fremskrevne internationale priser på både kul, olie og gas kan i lyset af ovenstående variere signifikant fra de priser, der ses af importerende/producerende aktører i Danmark. Første skridt i håndteringen af hvert brændsel er dermed at koble de internationale priser fra Energy Prices and Taxes/World Energy Outlook til historiske prisniveauer i Danmark.

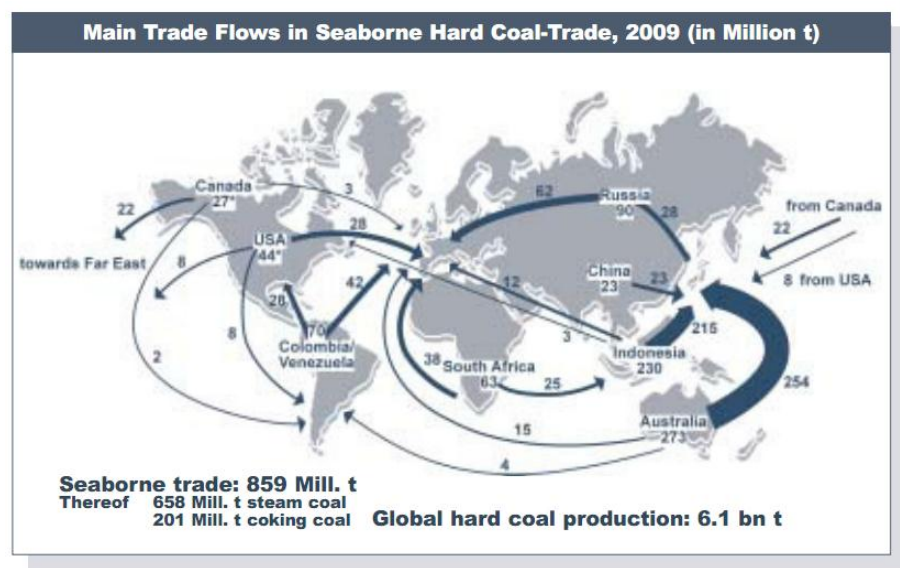
Herudfra opstilles der for hvert af de tre hovedbrændsler en fast prisrelation imellem World Energy Outlook 2010 fremskrivningen og de danske priser:

- An raffinaderi for råolie,
- an kraftværk for kul og
- an dansk transmissionsnet for naturgas.

I de følgende sektioner gennemgås det identificerede datagrundlag, der er blevet anvendt, samt metoden for dets anvendelse.

2 Kul

Al kul, der forbrændes i Danmark, importeres. Da europæisk kulproduktion igennem en årrække har været i tilbagegang, bliver det meste kul importeret fra Rusland, eller oversøisk fra fx Sydafrika og Colombia. Skibe på disse ruter er typisk af størrelsen Panamax (50-80,000 dwt¹) eller Capesize (>80.000 dwt, typisk ca. 175.000 dwt).



Figur 1: Hovedvejene i den internationale handel med kul på verdensplan. (kilde: Verein der Kohlenimporteure e.V., Annual Report 2010).

Kraftværkerne anvender såkaldt kraftværkskul eller dampkul (eng: Steam Coal), der er en undergruppe af Hard Coal (der også indeholder Coking Coal, der har en finere kvalitet, og som anvendes til fx stålproduktion).

Kul anløb til danske kraftværker

De danske kulkraftværker er generelt begunstiget med gode forhold for kulleverancer. Med gode havnedybder og indsejlingsmuligheder kan flere af havnene modtage større skibe². Kun de større kulhavne som Ensted Transit Havn kan modtage de største skibe, hvorfra kullet omlastes og prammes til nogle af kraftværkerne.

Kulprisindeks

Kulpriser rapporteres løbende ved de væsentligste internationale kulhandelspladser. Kul handlet ved ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerp)

¹ dwt = Deadweight tons

² Se Bilag 2 om Havnedybder ved danske kraftværker i rapporten Opdatering af samfundsøkonomiske brændselspriser – Biomasse (Ea Energianalyse og Wazee, 2011).

giver den tætteste kulprisreference til danske forhold. Til forsyning af danske kraftværker kan kullet købes her, blive omlastet til pramme og fragtet til Danmark. Alternativt købes kul ved en udskibningshavn, eksempelvis Richard's Bay i Sydafrika.

Der findes en række såkaldte kul-indeks på relevante handelspladser. Alle de handelspladser, der refereres til i nedenstående (med undtagelse af API6 og Newcastle FOB, se herunder), er prisreferencen koblet til en standard kulkvalitet, der defineres med en brændværdi på 6.000 kcal/kg – ca. 25 GJ/ton. Ved køb af kul med en anden brændværdi, der dog ligger inden for fastsatte specifikationer, korrigeres den endelige købspris i forhold til det faktiske energiindhold.

Argus'/McCloskey's Coal Price Index tjeneste er en af de mest citerede i kommunikation og statistik om kulpriser og anvendes i høj grad som prisreference i indkøbsaftaler³.

API 2 er et gennemsnit af Argus prisen CIF⁴ Rotterdam og McCloskey's Nordvesteuropæiske prisindeks for kraftværkskul.

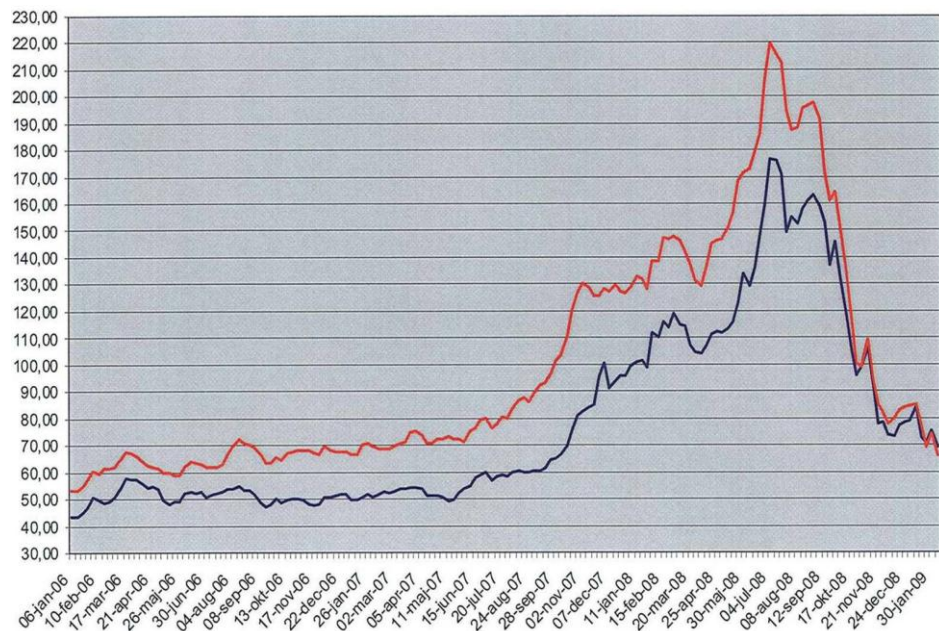
API 4 er et gennemsnit af Argus prisen FOB⁵ ved Richard's Bay og McCloskey's Richard's Bay prisindeks.

API 6 er ligeledes et gennemsnit af Argus' og McCloskey's FOB-priser ved udskibning fra Newcastle i Australien.

³ API er en forkortelse for All Publications Index.

⁴ CIF er en *incoterm* (International Commercial terms) der betegner standardiserede betingelser for handlen. CIF står for Cost, Insurance and Freight – tre elementer der alle betales af sælgeren og derfor er inkluderet i prisen.

⁵ FOB er en incoterm der står for Free on board hvor omkostninger og risiko splittes når varen passerer rælingen på skibet i udskibningshavnen.



Figur 2: Historisk bevægelse af API2 ved Holland (øverst) og API4 (nederst) ved Richard's Bay (USD/ton).

Den historiske rutsjetur for energi (herunder kulpriserne) er velkendt, men her er det også relevant at bemærke de regionale kulprisers afhængighed af fragtraterne, der implicit er givet ved differencen imellem de to kurver.

Skønt Argus/McCloskey indekset anses for at være de væsentligste "papirindeks" for kul, er GlobalCoal's prisindeks det mest transparente indeks for fysisk kulhandel. Indeksene DES⁶ ARA (delivery ex ship), Richard's Bay FOB og Newcastle FOB er direkte pendanter til henholdsvis API 2, API 4 og API 6. GlobalCoal er en online handelsplads for fysiske kulleverancer, hvor købere og sælgere indlægger købs- og salgsbud med forskellige leverancebetingelser. Prisen dannes igennem en transparent vægtning af de udførte transaktioner og åbne positioner for køb og salg. Referencen til åbne bud er nødvendig for at sikre, at en indekspris er kontinuerligt tilgængelig.

Fremskrivning af det danske kulpriseniveau

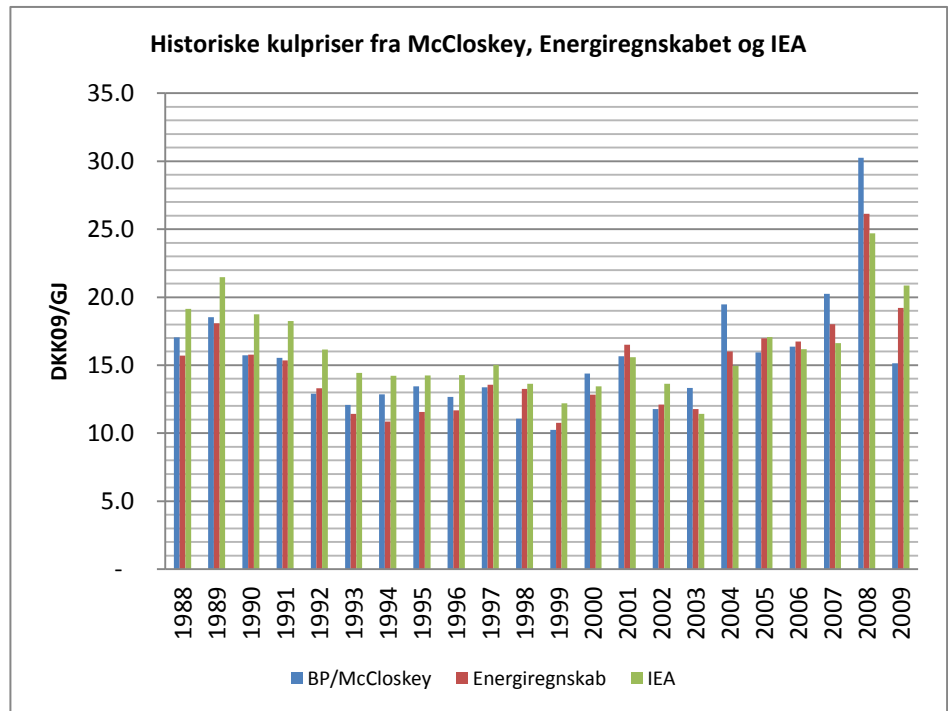
I beregningen af relationen imellem World Energy Outlook's kulprisfremskrivning og en fremskrivning af danske kulpriser an kraftværk tages der udgangspunkt i det historiske prisforhold i tallene fra IEA's Energy Prices and Taxes sammenholdt med kulimport-statistikken fra Danmarks Statistiks Energiregnskab.

⁶ DES er en incoterm der står for Delivery Ex Ship. Ligesom CIF betales fragtomkostningerne af sælger, men ved DES beholder sælger fortsat risiko og ejerskab (title) på varen frem til aflastning.

Kilden til Energiregnskabet er (jf. korrespondance med Danmarks Statistik) Udenrigshandelsstatistikken, hvortil virksomhederne indberetter både mængder og værdier, samt tal fra Energistyrelsens Energistatistik. Energiregnskabet er opdelt på 130 erhverv heriblandt selvstændig elforsyning og varmforsyning. Her er kvantificeret både basispriser, afgifter og i visse tilfælde avancer samt køberpriser inkl. afgifter mv.

De historiske kulpriser an kraftværk beregnes på baggrund af Danmarks Statistiks dataserier for kulindkøb og kulforbrug ved danske kraftværker, hvorved kulindkøbet divideres med de fysiske mængder på årsniveau. Disse sammenholdes med de historiske data fra IEA Energy Prices and Taxes, som er kilden til de historiske tal for World Energy Outlook's publikationer, og derfor vurderes de historiske tal at være kongruente med fremskrivningen. De historiske priser er omregnet til faste 2009-priser ved anvendelse af BVT-deflatoren (pyf leveret af Energistyrelsen).

Basispriserne til elforsyningen vurderes at være det mest retvisende mål for den historiske danske kulimportpris an kraftværk. På nedenstående figur redegøres for relationen imellem historiske kulpriser beregnet på baggrund af Energiregnskabet, IEA's Energy Taxes and Prices og McCloskey's kulindeks for NW Europe, som gengivet i BP's Statistical Review 2010.



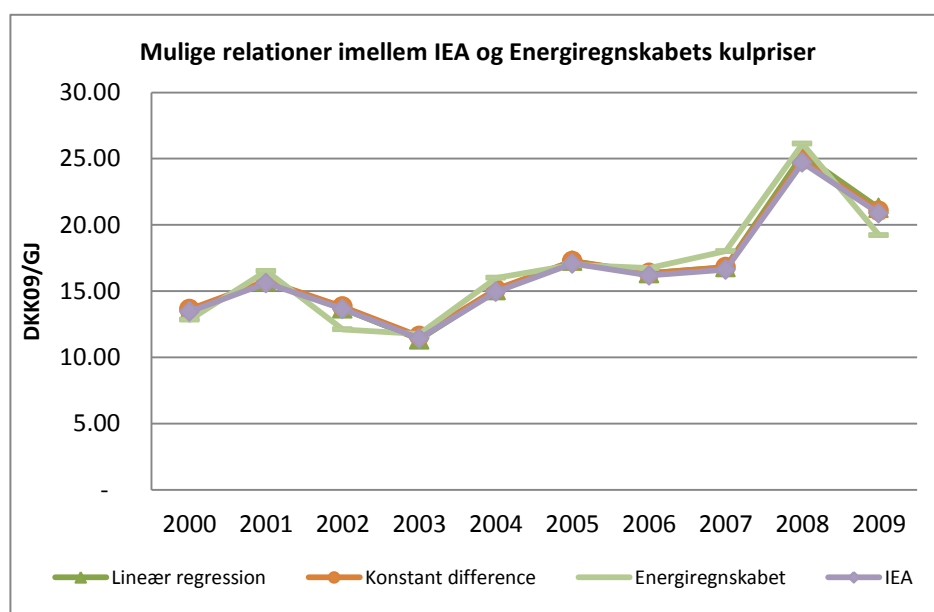
Figur 3: Historiske kulpriser fra McCloskey (NW Europe), Energiregnskabet og IEA's Energy Taxes and Prices.

Figuren indikerer, at selvom der (som forventet) er forskel på de tre sæt kulpriser, er der ikke store systematiske forskelle. IEA's gennemsnitspriser er højere i starten firserne og halvfemserne, men de konvergerer mod Energiregnskabet og McCloskey's omkring årtusindskiftet. Herefter følges IEA's og Energiregnskabet's priser ad inden for 2 DKK/GJ i 00'erne. Der ses en kende større volatilitet i McCloskey's priser især i 00'erne og i årene omkring peak'et på energipriserne (kul og olie) i 2008. Denne tendens kan til dels forklares ved, at ikke al kul sælges og afregnes til spotpriser. Desuden forekommer der ofte regnskabsmæssige opgørelser efter first-in-first-out princippet (til forskel for mark-to-market, dvs. ved markedsprisen ved forbrugstidspunktet), og disse tal må forventes at danne grundlag for opgørelsen over kulpriser ved forbrugt kul. FIFO opgørelsesmetoden vil forsinke gennemslaget af en markedsprisstigning med lagerstørrelsen / forbrugsraten. I årsstatistikker vurderes dette ikke at give en påvirkning over mere end +/-1 år.

Hovedformålet her ikke er at afkode de kortsigtede bevægelser, men snarere at identificere prisrelationer i et længere perspektiv. På denne baggrund vurderes det, at disse forskelle i fluktuationer har ringe betydning for fremskrivningen. Det vurderes dog også, at der er et mere grundlæggende

skift i data omkring årtusindskiftet, når Energiregnskabets tal sammenholdes med IEA's historiske forløb. Årsagen hertil kan ikke umiddelbart identificeres, men mulige forklaringer er forskellig anvendelse af valutakurser, inflation eller forskelle i kulkvalitet. Alternativt er det muligt, at øget globalisering og markedsliberalisering har ført til en konvergens af europæiske kulindkøbsomkostninger. Det vurderes at være mest stabilt at vurdere relationen imellem IEA's og Energiregnskabets kulpriser på grundlag af priserne for årene 2000-2009.

Under hensyntagen til ovenstående er der opstillet to metoder til korrektion af de omregnede IEA kulpriser an dansk kraftværk.



Figur 4: Kulpriser fra 2000-2009 fra Energiregnskabet og IEA, samt to mulige relationer imellem disse.

På Figur 4 vises de to sæt kulpriser og to simple funktionelle sammenhænge til beskrivelse af den danske pris som funktion af IEA-prisen.

Tabel 2: To mulige prisrelationen imellem IEA og Danske priser beregnet over perioden 2000-2009.

Metode ($DK=a*IEA+b$)	a	b
Lineær regression	1,050	-0,63
Konstant difference	1	0,18

Det vurderes, at begge metoder fint kan anvendes. Den maksimale absolutte afvigelse imellem de funktionelt bestemte værdier for den danske kulpris og prisen beregnet på grundlag af Energiregnskabet er 2,05 DKK09/GJ ved lineær regression og 1,83 DKK09/GJ ved tillæg af konstantleddet. Da der ikke

fremstår nogen klare logiske årsagssammenhænge imellem en stigende gennemsnitlig kulpris i Europa og det samme kul leveret til Danmark, og idet tallet i sidste ende ikke er større end som så, anbefales det at anvende den konstante metode, altså et tillæg an kraftværk på 0,18 DKK09/GJ fremadrettet i forhold til IEA-pris. Hermed er der tale om mere end en halvering af det hidtil anvendte tillæg. Det bemærkes at der i tidligere data har været medtaget interne håndteringsomkostninger så som svind, overdækning af kullager, mv. Disse omkostninger er ikke medtaget i denne version, da der er anlagt det perspektiv at dette er en del af kraftværkets almindelige drift og vedligeholdelsesomkostninger. Der kan desuden forekomme yderligere transportomkostninger der ikke er medregnet såfremt det modtagende kul skal prammes videre fra en modtagelsehavn til kraftværket, hvilket især er relevant for oversøisk kul (store skibe) og for kraftværker med mindre havn/indsejling. Det vurderes, at det for kul ikke er relevant at lave fradrag i dette tillæg for sunk costs og at der ikke er tale om overnormale avancer.

Fremskrivning af prisen på kul

Hermed kan relationerne imellem IEA's kulpris og den danske pris an kraftværk opsummeres. Transporttillægget holdes i fremskrivningen konstant i faste 2009-priser.

Figur 5 Fremskrivning af prisen på kul fra IEA's World Energy Outlook og prisen på kul an kraftværk

	IEA kulpris [DKK09/GJ]	Transporttillæg [DKK09/GJ]	Pris an kraftværk [DKK09/GJ]
2010	20,42	0,18	20,61
2011	19,91	0,18	20,09
2012	20,18	0,18	20,37
2013	20,46	0,18	20,65
2014	21,17	0,18	21,35
2015	21,88	0,18	22,07
2016	22,06	0,18	22,25
2017	22,24	0,18	22,43
2018	22,42	0,18	22,61
2019	22,60	0,18	22,79
2020	22,78	0,18	22,96
2021	22,89	0,18	23,07
2022	23,00	0,18	23,18
2023	23,10	0,18	23,29
2024	23,21	0,18	23,39
2025	23,32	0,18	23,50
2026	23,39	0,18	23,57
2027	23,45	0,18	23,64
2028	23,52	0,18	23,70
2029	23,59	0,18	23,77
2030	23,65	0,18	23,84

3 Olieprodukter

Dette afsnit omhandler kvantificering af tillæg for olieprodukter i tre led:

1. Relationen imellem IEA's OECD import råoliepris og den danske råoliepris an raffinaderi.
2. Det fremadrettede niveau for raffinaderiomkostninger og avancer per raffineret produkt, herunder en 'produktpræmie' til differentiering af prisen på individuelle olieprodukter ab raffinaderi.
3. Omkostninger til transport, distribution, avancer mv., idet olieprodukterne bringes frem til forbrugsstedet.

Denne tilgang fremsættes som alternativ til de faste procentuelle relationer imellem råolieprisen og olieproduktpriser, der er anvendt i de tidligere publicerede brændselsprisforudsætninger. Til forskel for tidligere publicerede priser er en større andel af pristillæggene faste frem for varierende proportionalt med råoliepriserne. De resulterende tillæg er sammenfattet i nedenstående tabeller.

Raffinaderi tillæg for olieprodukter (DKK09/GJ)				
	Benzin	Gas-/dieselolie	Fuelolie	JP1
2010				
Difference til IEA	3,48	3,48	3,48	3,48
Raffinaderiomk.	4,99	4,99	4,99	4,99
Raffinaderimargin	3,71	3,71	3,71	3,71
Produktpræmie	2,72	1,59	-17,75	9,35
Total:	14,89	13,77	-5,58	21,52
2030				
Difference til IEA	3,48	3,48	3,48	3,48
Raffinaderiomk.	8,76	8,76	8,76	8,76
Raffinaderimargin	4,04	4,04	4,04	4,04
Produktpræmie	2,72	1,59	-22,81	9,35
Total:	19,00	17,87	-6,53	25,62

Transport tillæg for olieprodukter (DKK09/GJ)							
	Benzin	Diesel	Fyringsolie	Gasolie an værk	Gasolie an kraftværk	Fuelolie an kraftværk	JP1
Transport tillæg	14,6	13,4	4,5	2,9	2,0	2,0	3,6
Avancer	13,6	6,8	11,0	11,3	0,0	0,0	0,0
Total:	28,2	20,2	15,5	14,2	2,0	2,0	3,6

I det følgende afsnit gives en kondenseret beskrivelse af den metode, der er benyttet til beregning af de ovenstående pristillæg, som her også defineres. Herefter gennemgås de fundamentale betragtninger, væsentlige observationer omkring data og de udførte beregninger mere detaljeret. Til

sidst præsenteres effekten af disse valg på olieproduktpriserne an forbrugssted.

3.1 Metode for kvantificering af pristillæg

Metoden har som udgangspunkt bestået i at udlede sammenhængen imellem internationale oliepriser og prisen på danske olieprodukter an forbrugssted med udgangspunkt i historiske observationer i hver ende af forsyningskæden. En omfattende gennemgang af tilgængeligt datamateriale har delvist muliggjort dette.

Der er anvendt prisstatistik fra:

- Energi- og olieforums hjemmeside (www.eof.dk).
- Energiregnskabet fra Danmarks Statistik med den omsatte værdi og energimængde opdelt på erhverv.
- Dansk Fjernvarmes brændselsprisstatistik er anvendt for fyringsgasolie. Der er siden 2004 ingen prisobservationer på fuelolie, da dette generelt ikke anvendes på decentrale værker.

Råolien

Prisrelationerne på samtlige olieprodukter tager udgangspunkt i IEA's råoliepris fra *Energy Taxes and Prices*. Den historiske danske råoliepris an raffinaderi beregnes ud fra Energiregnskabet, og prisforskellen herimellem holdes konstant fremadrettet.

Raffinaderiledet

Raffinaderiomkostninger og -marginer defineres ud fra det historiske danske raffinaderisplit ud fra Energiregnskabet og prisforskellen imellem råolieprisen og de raffinerede olieprodukter. Opsplitningen i omkostninger og margin etableres ved en sammenligning med europæiske raffinaderimarginer fra BP.

Raffinaderiledet justeres fremadrettet med:

1. Fremskrevet indvirkning af råolieprisen på raffinaderiomkostninger.
2. Effekten af CO₂-kvotepreisen på de europæiske raffinaderier.

Produktpræmien fastsættes som et fast bidrag ud fra forskellen imellem den individuelt beregnede produktpris ab raffinaderi og råolieprisen an raffinaderi plus raffinaderiomkostninger samt raffinaderimargin. Produktprisen ab raffinaderi defineres som:

$$\begin{aligned} \text{Produktprisen ab raffinaderi} &= \text{råolieprisen an raffinaderi} \\ &+ \text{raffinaderiomkostningerne} \\ &+ \text{raffinaderimargin} \\ &+ \text{produktpræmie} \end{aligned}$$

Grundet varierende kvalitet af data i Energiregnskabet anvendes den resulterende ab raffinaderipris for dieselolie desuden som grundpris for gasolie og fyringsolie.

Forsyning af
transportbrændstof

Forbrugerprisen (uden afgifter) for motorbenzin og autodiesel findes ud fra Energiregnskabet. Differencen imellem disse priser og de tilsvarende priser ab raffinaderi udgør det samlede transporttillæg.

Ud af dette kvantificeres:

1. Håndteringsomkostninger ved terminal og depot er priskorrigeret ud fra COWIs 2003 rapport og justeret for brændværdien.
2. Omkostninger til distribution estimeres ved gennemgang af årsregnskab fra Skanol A/S.
3. Omkostninger til drift af tankstationer kvantificeres ud fra Danmarks Statistiks regnskabsstatistik for tankstationer.
4. Residualledet anvendes som udtryk for avancer.

Fyringsolie an forbruger

På grund af usikkerhed vedr. datakvalitet, er transportleddet samlet set kvantificeret ud fra dieselprisen an forbruger og den historiske difference imellem dieselpriser og fyringsoliepriser i Energi- og olieforums statistisk.

1. Håndteringsomkostninger ved terminal og depot er priskorrigeret ud fra COWIs 2003 rapport og justeret for brændværdien.
2. Distributionsomkostningen vurderes at være det dobbelte af distributionsomkostningen per liter transportbrændstof.
3. Residualledet anvendes som udtryk for avancer.

Gasolie til
fjernvarmeværker

For disse produkter anvendes Dansk Fjernvarmes brændselsprisstatistik som udgangspunkt for den historiske basispris ved forbrugsstedet. Denne pris renses for afgifter. Differencen imellem denne og gasolie/dieselprisen ab raffinaderi udgør det samlede transporttillæg.

1. Håndteringsomkostninger ved terminal og depot er priskorrigeret ud fra COWIs 2003 rapport og justeret for brændværdien.
2. Distributionsomkostningen vurderes at være ækvivalent med distributionsomkostningen per liter transportbrændstof til en tankstation.
3. Residualledet anvendes som udtryk for avancer.

Olieprodukter til centrale værker

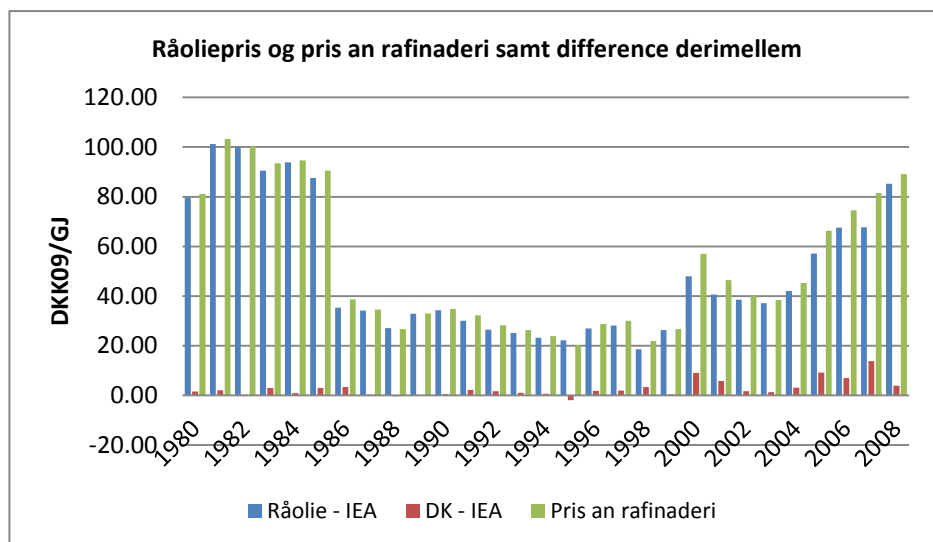
Gasolie og fuelolie antages indskibet til centrale værker. Med udgangspunkt i COWIs 2003 studie opdateres forudsætninger om prisen på fragt og håndteringsomkostninger. Der påregnes ikke yderligere avancer.

Jet fuel (JP1) til lufthavnen

Her tages der også udgangspunkt i COWIs 2003 studie, som priskorrigeres og korrigeres bedst muligt for at afspejle forbrugsstigning. Desuden tillægges en fragtrate til indskibning til prøvestenen.

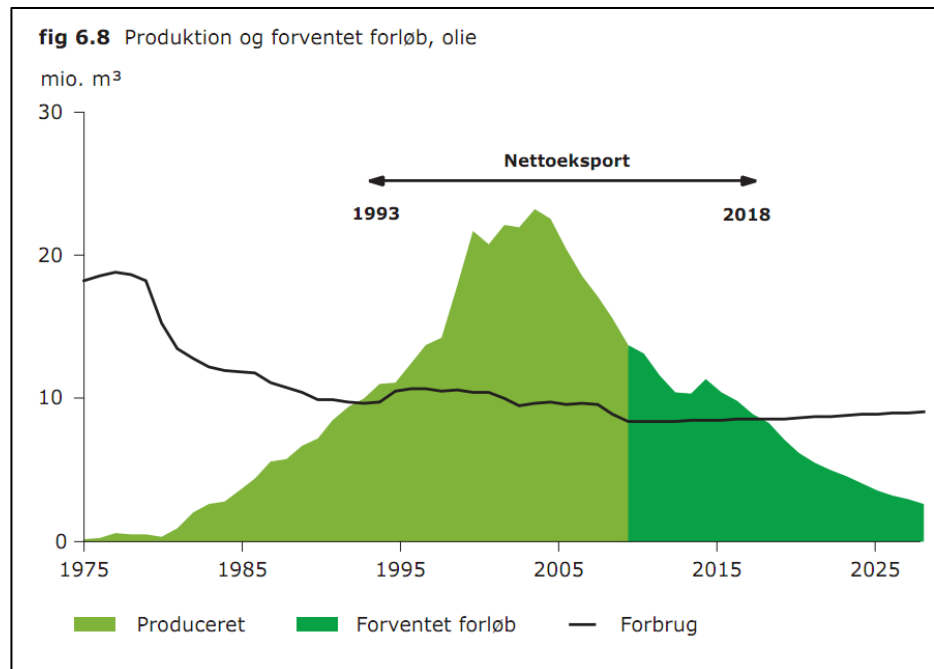
3.2 Råolieprisen i Danmark an raffinaderi

Råolieprisen fra World Energy Outlook, som olieproduktprisfremskrivningen skal kobles op på, har det niveau, som i IEA's Energy Prices and Taxes angives historisk med beskrivelsen *average cost of total crude imports* for området *IEA Total*. Hermed forstås, at der er tale om et vægtet gennemsnit af råolieimporten i IEA's medlemslande. I det følgende sammenlignes den historiske prisserie med en dansk pris på råolie an raffinaderi. Denne fremkommer ved division af omkostningerne ved råolieindkøb i erhvervet "Mineralolieindustri m.v." med råolie forbruget i GJ. Disse tal udtrækkes fra Danmarks Statistiks Energiregnskab.



Figur 6: Råolieprisen for 'IEA Total' og råolieprisen an raffinaderi i Danmark.

Ifølge denne statistisk har den danske råoliepris historisk ligget lidt over IEA's. I perioden efter årtusindskiftet er differencen blevet større. I perioden 1980-2009 har den gennemsnitlige difference været 2,79 DKK09/GJ, mens den i perioden 1990-2009 i gennemsnit lå på 3,48 DKK09/GJ.



Figur 7: Historisk forbrug og produktion af råolie samt fremtidigt forventet forløb (Kilde: Energistyrelsen, 2010).

Olieproduktion i Nordsøen, herunder den danske del, er aftagende, og det kan forventes, at råolieprisen leveret til danske raffinaderier vil være svagt stigende relativt til IEA's gennemsnitspriser. Dette vil følge af reduceret udslibning af dansk råolie og gennemsnitligt længere fragt på indskibet råolie. Stigningsniveauet kan dog ikke underbygges kvantitativt, men må forventes at være beskedent.

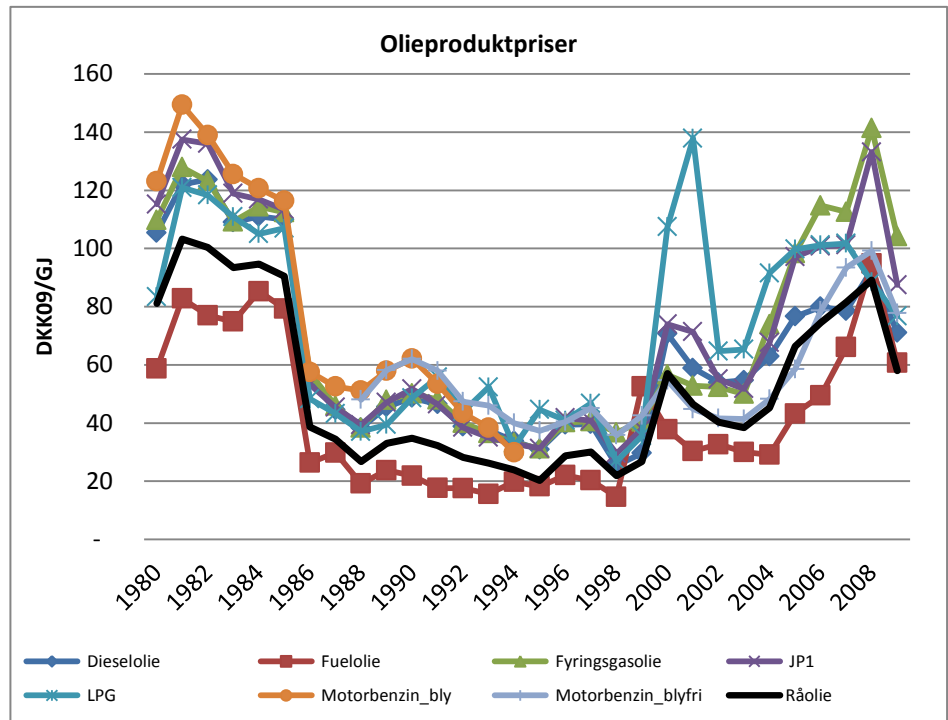
Det anbefales at fastholde en difference baseret på gennemsnit over perioden 1990-2009 på 3,48 DKK09/GJ.

3.3 Raffinaderiledet

Metodisk er der valgt at opdele prisforskellen imellem råolieprisen an raffinaderi og produktpriserne ab raffinaderi i tre led, som i det følgende betegnes:

1. Raffinaderiomkostning – dvs. alle variable omkostninger og fast energiomkostning i raffinaderiet.
2. Raffinaderimargin – differencen imellem salgsværdien af de raffinerede olieprodukter, fratrukket råolieprisen og raffinaderiomkostningen.
3. Produktpræmien – differencen imellem ab raffinaderiprisen på det individuelle olieprodukt og den gennemsnitlige produktblanding.

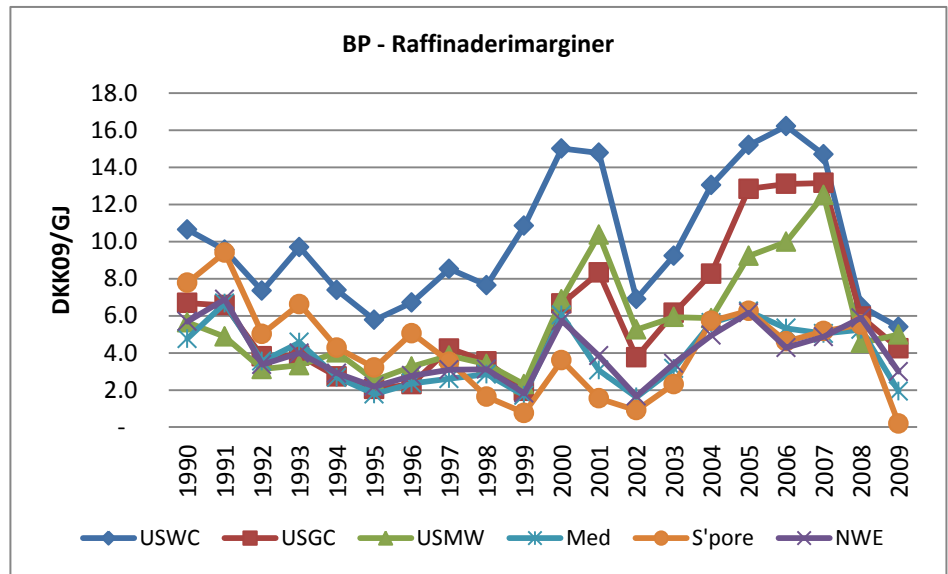
Raffinaderileddet for de forskellige produkter er fremkommet med udgangspunkt i omkostninger til råolie i basispriser opgjort ved raffinaderiet på den ene side og basispriserne for det resulterende produktsplit på den anden side. På nedenstående figur er vist den historiske udvikling i det samlede raffinaderiled for forskellige produkter, som er beregnet på baggrund af Energiregnskabet.



Figur 8: Årsmiddelpriisen på råolie an raffinaderi og basispriser på olieprodukter ab raffinaderi/terminal (egne beregninger, Energiregnskabet).

Raffinaderimarginer internationalt

BP offentliggør regionale raffinaderimarginer i deres Statistical Review of World Energy. Disse opgørelser sker i USD/tønde råolie. I nedenstående er BP's tal for raffinaderimarginer omregnet til faste DKK09/GJ for forskellige regioner.

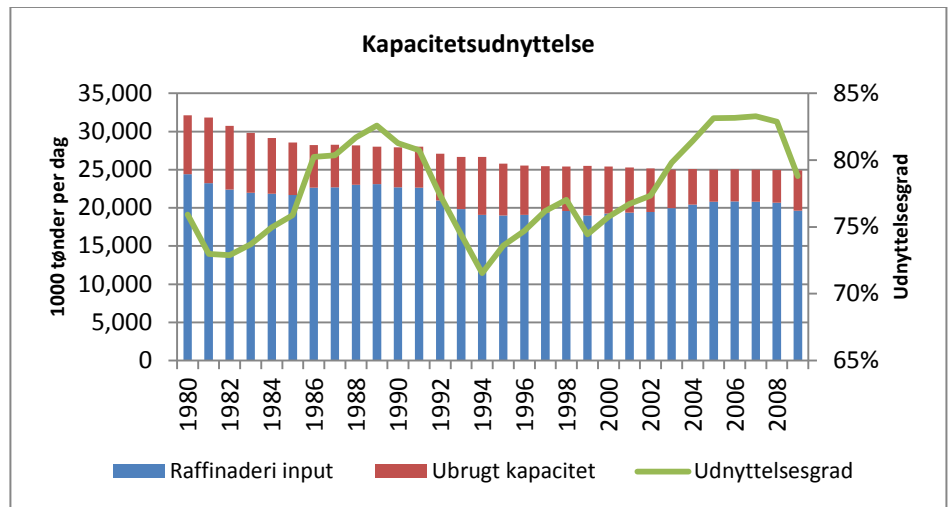


Figur 9: Figuren viser, at der er vidt forskellige niveauer af raffinaderimarginer i de forskellige regioner. (BP)

USWC = US West Coast, USGC = US Gulf Coast, USMW = US Mid West, NWE = North West Europe, Med = Mediterranean, S'pore = Singapore.

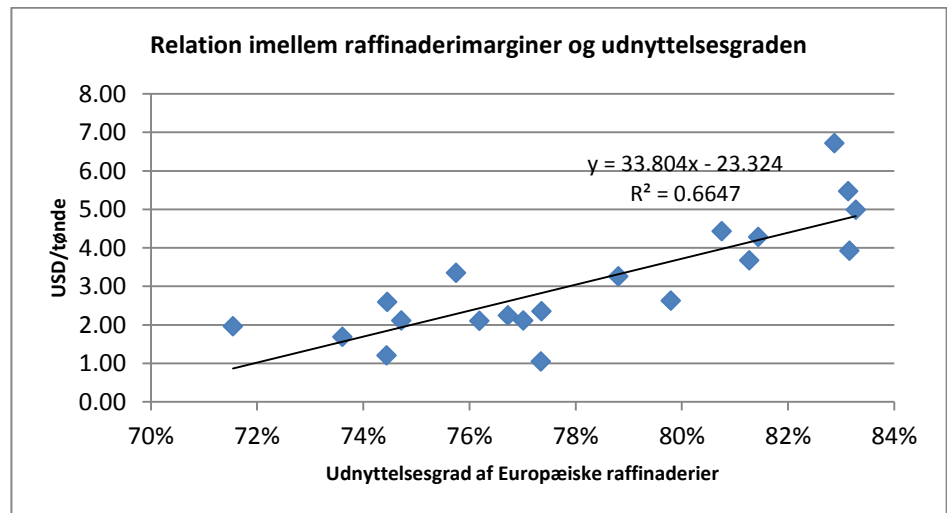
“NOTE: In each case, they are based on a single crude oil appropriate for that region and have optimized product yields based on a generic refinery configuration (cracking, hydrocracking or coking), again appropriate for that region. The margins are on a semi-variable basis, i.e. the margin after all variable costs and fixed energy costs.”- BP

Den lineære tendenslinje er indtegnet på basis af udviklingen i raffinaderimarginerne i Nordvesteuropa over perioden. Den giver en indikation om, at der ikke er belæg for at argumentere for en stigende eller faldende tendens i niveauet over perioden på 19 år i faste priser. Dermed indikeres også et forventeligt niveau for raffinaderimarginerne på omkring 4 DKK/GJ råolie. Det svingende niveau i raffinaderimarginer kan i høj grad forklares af skiftende niveauer af kapacitetsudnyttelse i det globale raffinaderimarked.



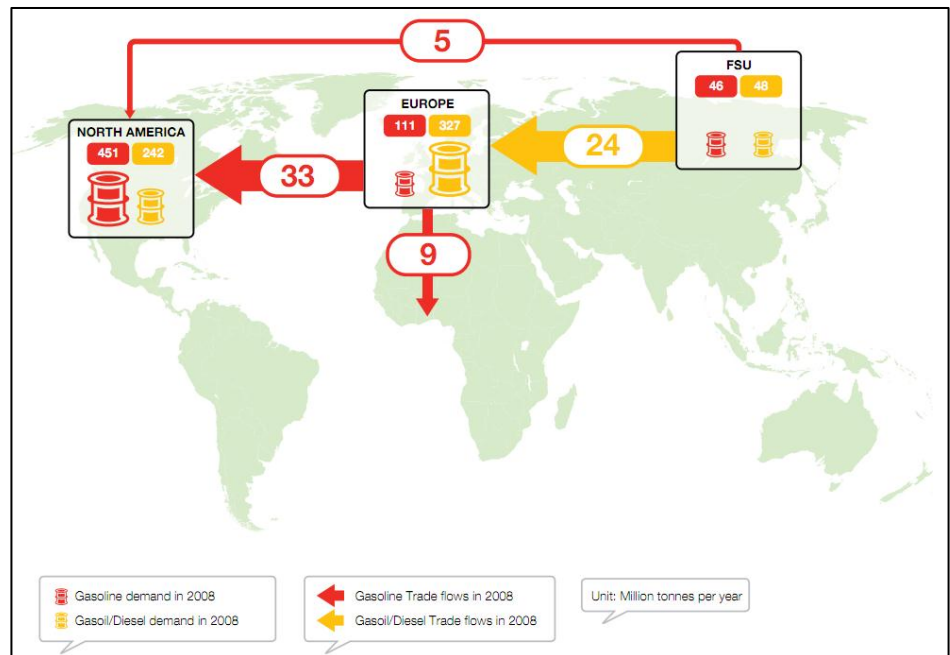
Figur 10: Kapacitetsudnyttelsen af Europas raffinaderikapacitet (BP + egne beregninger). [Europe and Eurasia]

Raffinaderiudnyttelsen har korrelation med især stigende efterspørgsel efter olieprodukter. Når produktefterspørgsel stiger, lægger dette et pres på (giver et incitament til) raffinaderierne til at øge produktionen.



Figur 11: Relation imellem europæiske raffinaderimarginer og udnyttelsesgraden af europæiske raffinaderier (BP + egne beregninger). [Europe and Eurasia]

Der er en tydelig og intuitiv sammenhæng imellem historiske raffinaderimarginer og udnyttelsesgraden af raffinaderikapaciteten. Figur 11 viser denne tendens på europæisk plan, men olieprodukter ligesom råolie i høj grad handles globalt.



Figur 12: Europæisk handelsbalance med benzin og diesel (Kilde: Wood Mackenzie, 2010 gengivet fra Europias årsstatistik 2009).

Omfanget af den kobling, der eksisterer imellem produktmarkederne, kan afledes af figuren. Europas relativt høje forbrug af diesel i forhold til benzin giver en situation, hvor der netto importeres diesel, mens der netto eksporteres benzin.

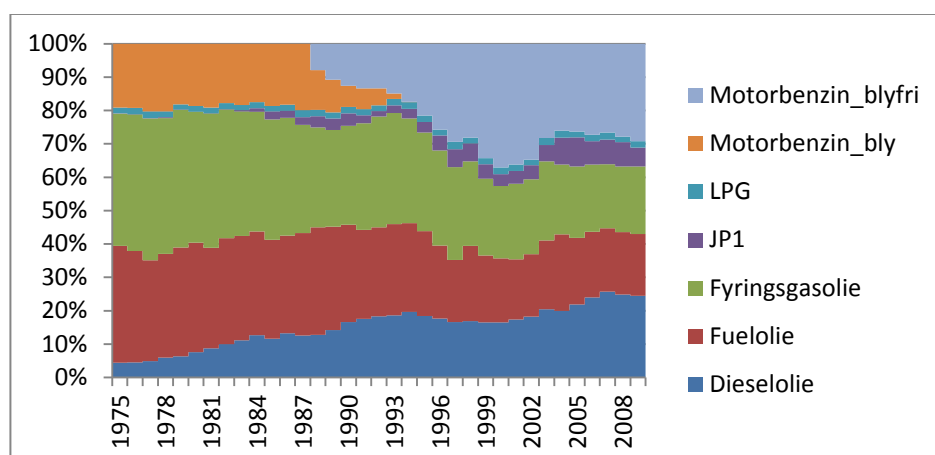
Danske raffinaderimarginer

I følgende illustreres mere detaljeret opbygningen af de danske raffinaderimarginer. Formlen for beregning af raffinaderimarginerne er:

$$\text{Raffinaderimargin} = \sum P_i * A_i - P_{\text{råolie}}$$

Hvor, P_i er produktprisen af raffinaderi for produkt i , og A_i er den energimæssige andel af raffinaderi-outputtet af produkt i .

Fordelingen af outputtet fra danske raffinaderier er vist på nedenstående figur.



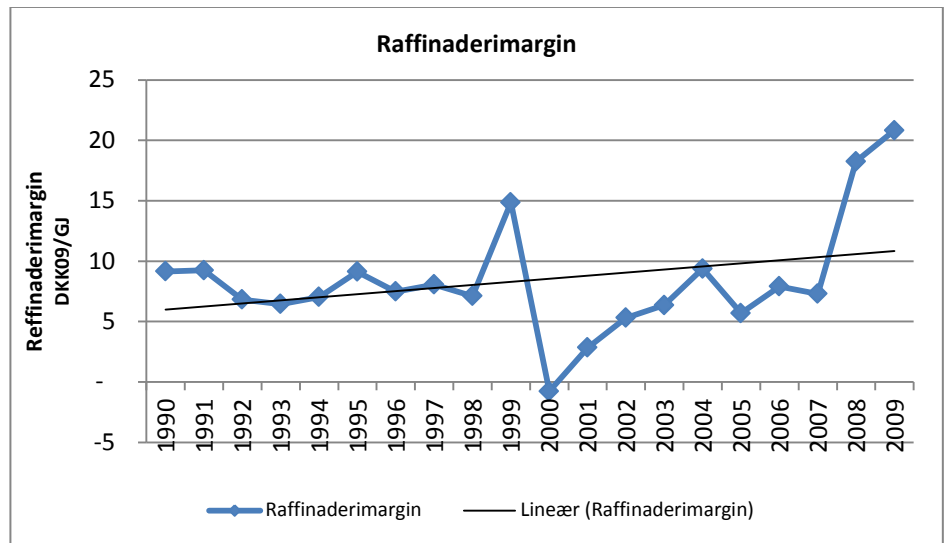
Figur 13: Raffinaderisplit på danske raffinaderier. Halvfabrikater, raffinaderigas og LVN er ikke medtaget, men antages primært at blive anvendt i raffinaderiprocessen.

I 2009 var raffinaderisplittet således:

Figur 14 Raffinaderisplit

Produkt	Produktsplit
Dieselolie	25%
Fuelolie	18%
Fyringsgasolie	20%
JP1	6%
LPG	2%
Motorbenzin_blyfri	29%

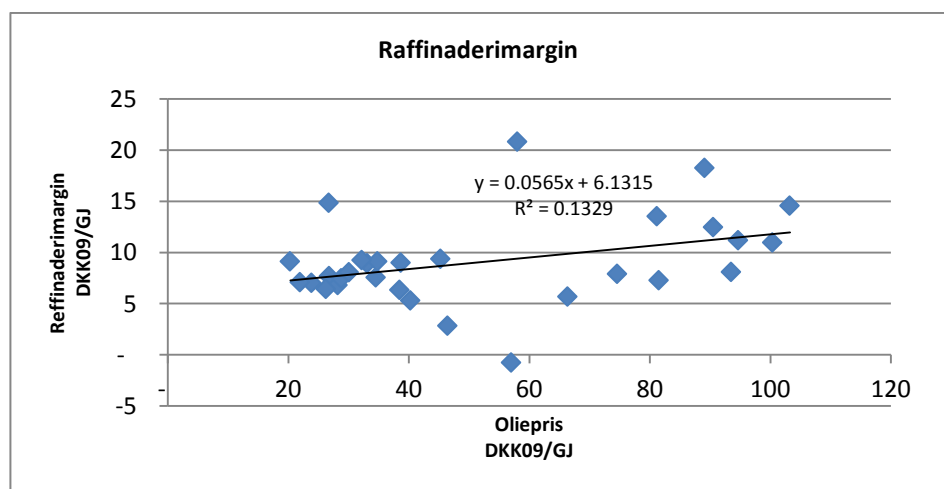
I nedenstående er illustreret de rå raffinaderimarginer på danske raffinaderier ud fra ovenstående fordeling af produkter. I disse tal er der modsat BP's tal ikke fratrukket øvrige variable omkostninger eller fast energiforbrug (processtab mv.). Det er valgt at betragte samme periode (1990-2009) som for BP's tal.



Figur 15: Beregnede raffinaderimarginer, hvor kun råolieprisen er fratrukket de vægtede produktpriser og uden beregning af tab.

Modsat BP's tal er her en lille stigning i tendensen for marginernes udvikling. Denne er dog ikke signifikant og kan alene forklares ved, at de danske basispriser for olieprodukter ikke er faldet ligeså meget som de gennemsnitlige nordvesteuropæiske. Den gennemsnitlige raffinaderimargin over perioden er beregnet til 8,4 DKK09/GJ råolie forstået som værditilvæksten i på energien i form af produkter af raffinaderi over råolie an raffinaderi.

Hertil bør lægges den betragtning, at en del af raffinaderiomkostningen er energiforbrug i raffineringsprocessen. Ved lineær regression af den årlige gennemsnitlige raffinaderimargin, som beregnet her, fås nedenstående figur.



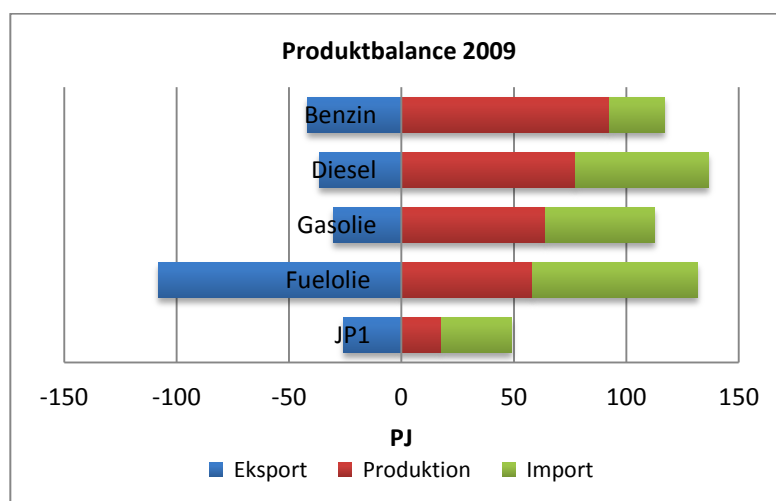
Figur 16: Relationen imellem den årsaktuelle oliepris og raffinaderimarginen (1980-2009).

Skønt den forventede relation imellem oliepriserne og raffinaderimarginen kan identificeres på figuren, står det også klart, at denne ikke alene kan forklare bevægelserne i raffinaderimarginer. Det ser ud til, at raffinaderimarginen har en lineær kobling til olieprisen, som dog kun forklare en lille del af marginens historiske bevægelse. Det er derfor et valg, om denne relation skal inddrages eller ej. I en fremadrettet anvendelse af disse tal må det forventes, at den gennemsnitlige margin for raffinering holdes konstant i faste termer, med mindre der er argumenter for, at specifikke omkostningselementer vil være stigende i fremtiden. Af mulige årsager nævnes øget behov for arbejdskapital som følge af stigende oliepriser, øgede krav til afsøvling af fuelolie, skift i efterspurgt produktmix som forårsager behov for investeringer og CO2-kvoter. Sidstnævnte behandles senere i denne rapport.

Skønt Figur 9 og Figur 10 tydeligt viser, at den globale udnyttelse af raffinaderikapaciteten har stor indflydelse på raffinaderimarginer, kan denne sammenhæng ikke med rimelighed indgå i den fremadrettede model med et jævnt udviklingsforløb i oliepriser.

Omkostninger ved raffinaderi

Olieprodukter forbrugt i Danmark er ikke nødvendigvis produceret i Danmark, ligesom deres prisdannelse afhænger af en international prissætning (typisk noteret af Platts). På nedenstående figur ses balancen imellem produktion og import/eksport på olieprodukter i 2009.



Figur 17: Produktion, import og eksport af olieprodukter i 2009. (DS: Energiregnskabet)

Figuren er indikativ for en omfattende handel med olieprodukterne, hvor de samme produkttyper både importeres og eksporteres. Det danske

raffinaderiled må derfor forventes at være i ligevægt med øvrige nordvesteuropæiske raffinaderier.

Raffinaderiomkostningerne vurderes historisk at have ligget på forskellen imellem den gennemsnitlige prisforskel imellem råolie-inputprisen og prisen på produktblandingen, fratrukket den gennemsnitlige nordvesteuropæiske raffinaderimargin, som illustreret på Figur 9.

1. Raffinaderiomkostningen historisk: 4,43 DKK09/GJ.
2. Raffinaderimarginen historisk: 3,98 DKK09/GJ.

CO₂-prisens indvirkning på raffinaderimarginer

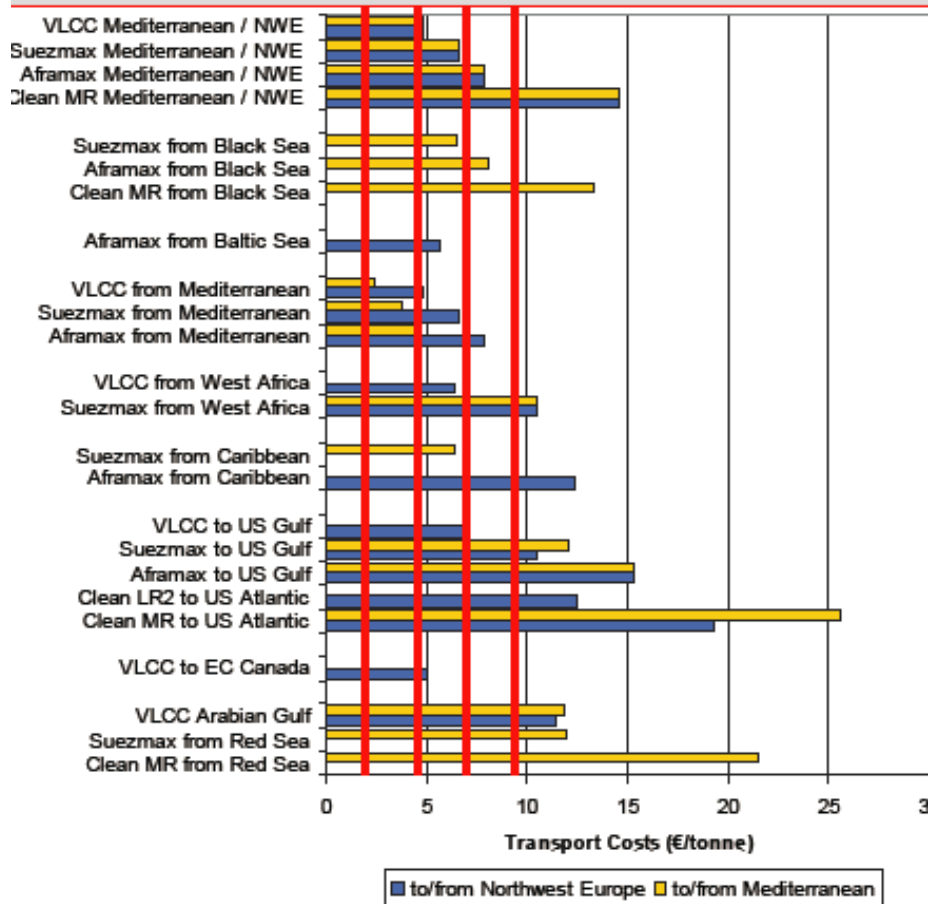
Raffinaderier er underlagt EU's kvotehandelssystem ETS. Raffinaderierne modtager gratiskvoter, men ligesom i elsektoren har dette ingen betydning for driftsincitamentene. CO₂-kvoterne vil i fremtiden påvirke europæiske raffinaderiers raffinaderimargin. Der vil formentligt hovedsageligt ske en direkte ændring i de variable raffinaderiomkostninger til køb af kvoter/opportunity value af kvoterne. En mindre effekt vil desuden være en stigning af produktpriserne i EU. Denne må dog forventes at være mindre end stigningen i variable omkostninger på de europæiske raffinaderier pga. CO₂-lækage.

På kort sigt betyder dette, at det bliver mindre rentabelt at anvende de europæiske raffinaderier i forhold til at bruge raffinaderikapacitet i fx USA, Mellemøsten eller Nordafrika. Under forudsætning af konkurrence vil et eksisterende raffinaderi blot reducere sin driftsavance (som kompenseres af gratiskvoterne), da store dele af raffinaderiomkostningerne er faste. På længere sigt vil det i teorien være mere attraktivt at investere i ny raffinaderikapacitet uden for Europa.

I figuren nedenfor er foretaget en sammenligning CO₂-omkostningerne med øgede transportomkostninger for at vurdere, hvor meget CO₂-prisen kan slå igennem på det europæiske split imellem råolie og produkter.

Emissions Cost

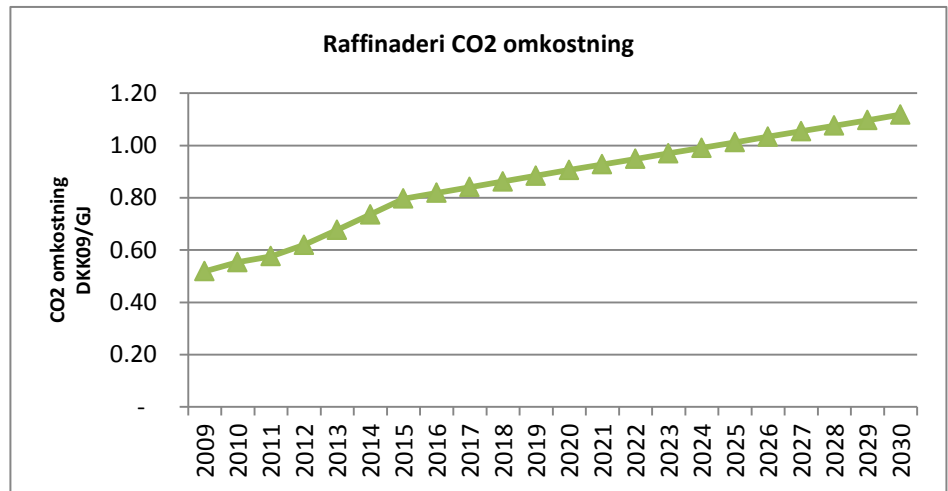
(allowance price in €/tCO₂) 10 20 30 40



Figur 18: NERA Economic Consulting har beregnet den ekstra raffinaderiomkostning ved forskellige CO₂-priser og sammenlignet disse med gængse transportomkostninger.

NERA angiver, at de europæiske raffinaderiers CO₂-emissioner i gennemsnit ligger på ca. 0,21-0,24 tCO₂/ton raffineret produkt. Med ca. 42 GJ/ton giver det 5,3 kgCO₂/GJ produkt.

Med udgangspunkt i ovenstående kan der beregnes en fremtidig ekstra omkostning til CO₂ per raffineret produkt, som er illustreret herunder, med brug af CO₂-priser leveret af Energistyrelsen.

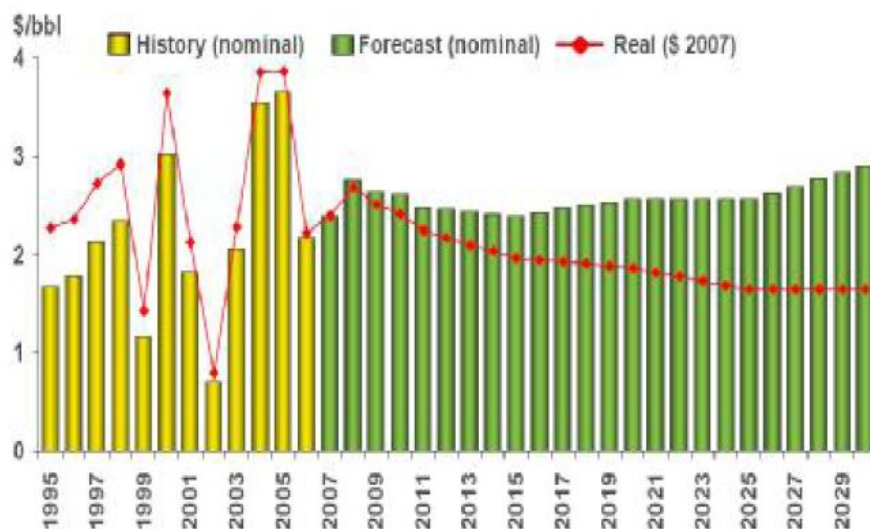


Figur 19: Fremtidig CO₂-omkostning i raffinaderiledet per GJ olieprodukt.

CO₂-omkostningen formodes ikke at have samme gennemslag på prisen på fuelolie. Fuelolie bliver ofte brugt i en videre raffinaderiproces enten på det samme raffinaderi, eller på et andet. Dermed virker fuelolie som et konkurrerende raffinaderiinput til råolie. Såfremt denne prissættes med fuldt gennemslag af CO₂-omkostningen, vurderes det, at markedet vil foretrække råolien. I beregningen trækkes CO₂-omkostningen derfor fra i produktpræmien for fuelolie fremadrettet.

Fremtidig udvikling i raffinaderiomkostninger

NERA Economic Consulting har fremskrevet niveauet af nordvesteuropæiske raffinaderimarginer, med udgangspunkt i opgørelsen fra Wood McKinsey (2008).



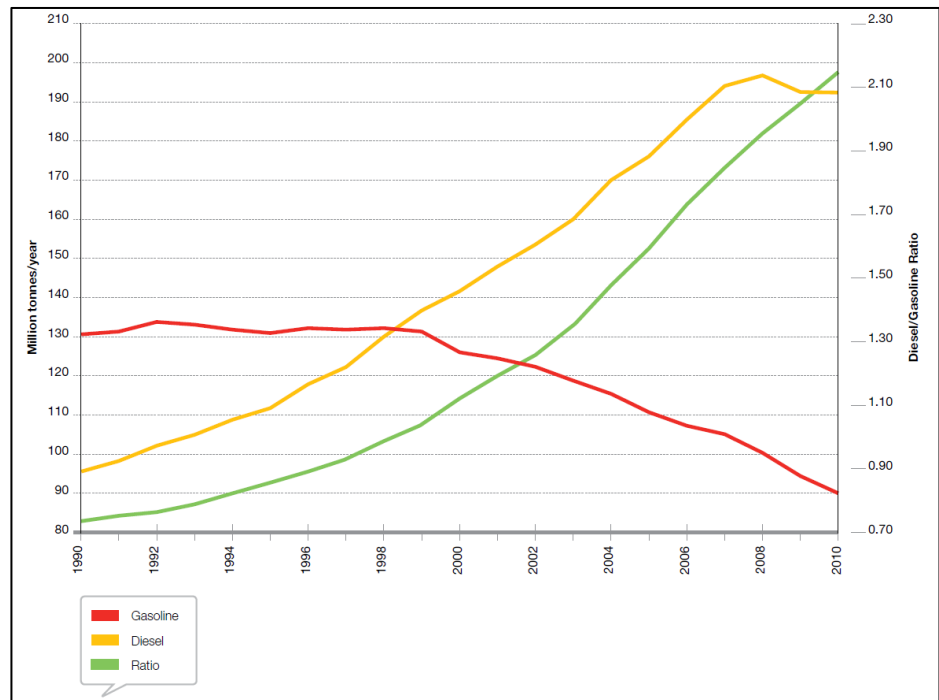
Source: NWE margins reproduced from Wood MacKenzie (2007).
Note: Margins presented do not account for investment, fixed, or non-fuel variable costs. The historical data appear to correspond to IEA data for NWE cracking refineries using Brent crude, which tend to have somewhat lower margins than other reference refineries in Europe.

Figur 20: Fremskrivning af nordvesteuropæiske raffinaderimarginer.

Fremskrivningen begrundes i følgende hovedtrends:

1. Forventning om mindre stram raffinaderikapacitet som konsekvens af europæiske politikker til at fremme energieffektivitet.
2. Stigende omkostninger til processer med høje procesomkostninger, herunder primært diesel-/gasolie.
3. Amerikanske investeringer i raffinaderikapacitet reducerer det europæiske eksportpotentiale (benzin).

Den primære årsag til at Europa anvender relativt meget diesel til transport i forhold til resten af verden er en europæisk konsensus om høje afgifter på transportbrændstof. De høje afgifter på brændstof har historisk givet relativt højere priser for forbrugerne. De højere europæiske forbrugerpriser for brændstof har givet incitament til at bruge de mere brændstoføkonomiske dieselmotorer frem for benzinmotorer. Dette er desuden blevet forstærket af en afgiftsfordel på diesel relativt til benzin.



Figur 21: Udviklingen i europæisk forbrug af benzin og diesel til vejtransport (Kilde: Wood Mackenzie, 2010 gengivet fra Europias årsstatistik 2009).

Stigende oliepriser over tid har yderligere styrket det privatøkonomiske incitament til at vælge diesel. På denne baggrund kan det være rimeligt at antage et fortsat stigende pres på dieselforbruget, i takt med at oliepriserne forventes at stige, som fx i New Policies scenariet. Effekten må dog forventes at være ydmyg, da scenariets stigningstakst ikke er rabiat i forhold til det sidste årti, og da afgifterne dæmper den oplevede prisstigning for forbrugerne.

Opsamling på raffinaderimarginer

Til fremskrivningen af olieproduktpriser er der taget udgangspunkt i det historiske niveau for forholdet imellem råoliepriserne an dansk raffinaderi og produktpriserne i perioden 1990-2009.

Raffinaderiomkostningen tager udgangspunkt i det estimerede historiske niveau på 4,41 DKK09/GJ, hvilket holdes konstant i faste priser. Dette korrigeres dog for to elementer:

1. Stigning i råolieprisen jf. New Policies scenariet.
2. Stigning i CO₂-omkostningen jf. styrelsens CO₂-prisfremskrivning.

NERA's forventede fald i europæisk efterspørgsel er ikke i tråd med New Policies scenariet fra IEA. Her falder vækstraten af olieforbruget, men ikke

olieforbruget, og dermed reducerer det ikke behovet for den allerede etablerede raffinaderikapacitet.

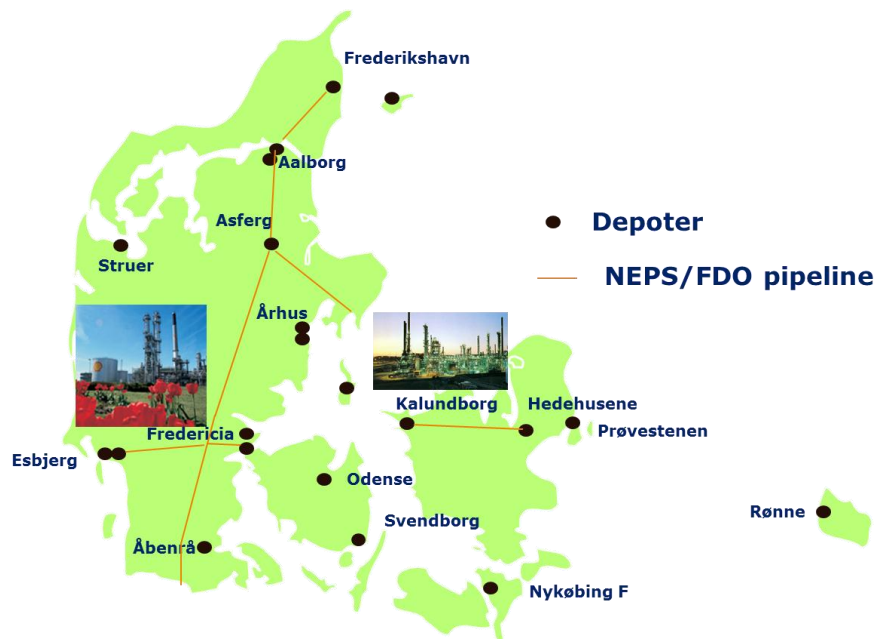
Den samlede prisdifference imellem råolie og olieprodukt, er altså stigende med stigende oliepriser. Figur 16 indikerer en stigning på produktpriser på 0,065 DKK09/GJ ved 1,0 DKK09/GJ stigning i råolieprisen. Denne stigning indlægges i udviklingen af den samlede prisdifference. Den antages, at fordeles med 80% på energiomkostninger og forrentning af arbejdskapital og 20% som øget mulighed for at tage avancer i markedet. Opdelingen er primært tænkt til illustration, da det ikke har været muligt at dokumentere den historiske årsag til ændringen prisdifferencen ved ændrede priser. Produktprisstigningen ved stigende råoliepriser og CO₂-priser fratrækkes dog fueloliens produktpræmie. Dette sker, da fuelolie kan ses som et konkurrerende raffinaderiinput til råolie, og på denne baggrund vurderes det, at markedet ikke vil betale de ekstra raffinaderiomkostninger to gange.

Produktmarginer
(raffinaderi)

I det gennemgåede datamateriale fra især Energiregnskabet er der forholdsvist store differencer i produktmarginerne af raffinaderi, på produkter der ikke er særligt forskellige. Dette gælder især den historiske relation imellem gasolie og dieselolie basispriser. Det kan ikke opklares til fulde, hvilke af disse forskelle der skyldes markedsmæssige forskelle, og hvilke der skyldes forskellige tilgang til arbejdet med kildematerialet. Dieselolie er groft sagt gasolie med lidt additiver, hvilket grundlæggende set ville underbygge en svagt højere omkostning, som grundlag for prisen af raffinaderi fremadrettet. Statistikken giver det modsatte billede. På denne baggrund vurderes, at tallene for diesel fremstår bedst underbyggede, og at der her er størst harmoni datakilderne imellem. Derfor anvendes fremskrivningen for dieselolie som grundlag for af raffinaderipriser for både gas- og dieselolie.

3.4 Transportleddet; transport, distribution, avancer mv.

Distribution og transport af olieprodukter sker igennem en infrastruktur baseret på rørledninger, lagre, depoter, tankvogne mv. I det følgende omtales den totale difference imellem produktpriserne af raffinaderi og forbrugerpriserne (uden afgifter) som 'transportleddet'.



Figur 22: Infrastrukturen i distributionen af olieprodukter i Danmark (EOF).

Driften af lagre og depoter optimeres igennem samhandelsaftaler eksempelvis exchange aftaler, hvor et selskab henter et produkt hos et andet selskabs depot mod en tilsvarende modydelse. Gennemløbsaftaler omfatter, at selskaberne desuden stiller ledig kapacitet til rådighed til de andre selskaber mod betaling.

Det sidste led i distributionen sker fortrinsvis ved tankbiler. Disse drives dels af olieselskaberne, men også i høj grad igennem udlicitering til vognmandsforretninger.

Hertil kommer for transportbrændslernes vedkommende drift af tankstationer, hvis økonomi i de senere år er blevet i stigende grad sammenblandet med drift af nærbutikker.

Beredskab

Foreningen for Danske Olieberedskabslagre er en selvejende institution, der sikrer 50% af det danske olieberedskab på 81 dages forbrug. Resten af lagerbeholdning ligger hos olieselskaberne.

Energiregnskabet tal for transportomkostninger, engros- og detailavancer

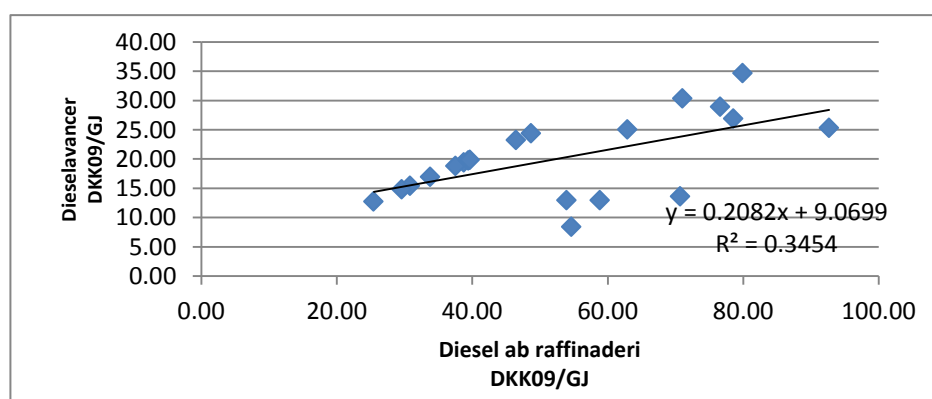
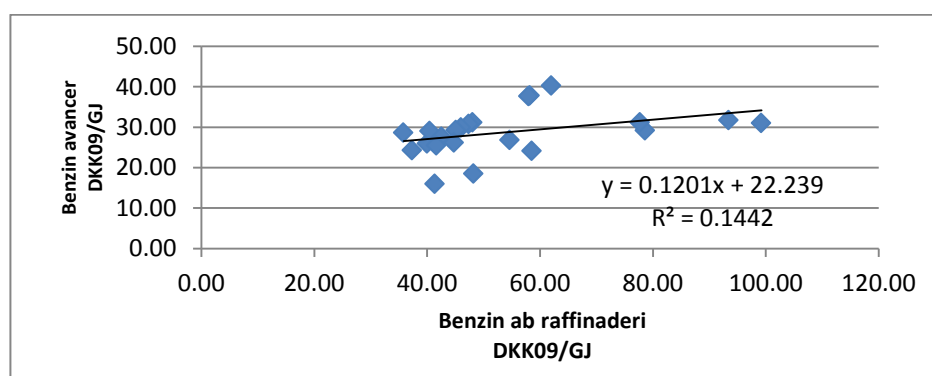
I Energiregnskabet fremgår historiske aggregerede tal for transport, engros og detailavancer (transportleddet), hvilket benævnes "Avancer" i statistikken. Som nævnt ovenfor er der forskellige kvalitets- og detaljeringsgrader i flere af Energiregnskabet tal. I nedenstående tabel ses de antagelser, der formodes

at være anvendt til at fremstille nogle af Energiregnskabet's "Avancer"/transportleddet.

Produkt (og erhverv)	Transportleddet
Fyringsolie (husholdninger)	40% af basisprisen
Gasolie (elforsyning, varmforsyning)	20% af basisprisen
Fuelolie (elforsyning, varmforsyning)	10% af basisprisen
JP1 (lufttransport)	25% af basisprisen

Disse tal fremkommer altså ikke ud fra direkte observationer, men baseres på nøgletal og en parametrisk model, hvor brændselsomkostningen af raffinaderi indgår som eneste bestemmende faktor.

For benzin og dieselolie har tallene derimod grundlag i observationer før og efter transport- og distributionsleddet. Disse tal vurderes at kunne anvendes som grundlag for fremskrivningen.



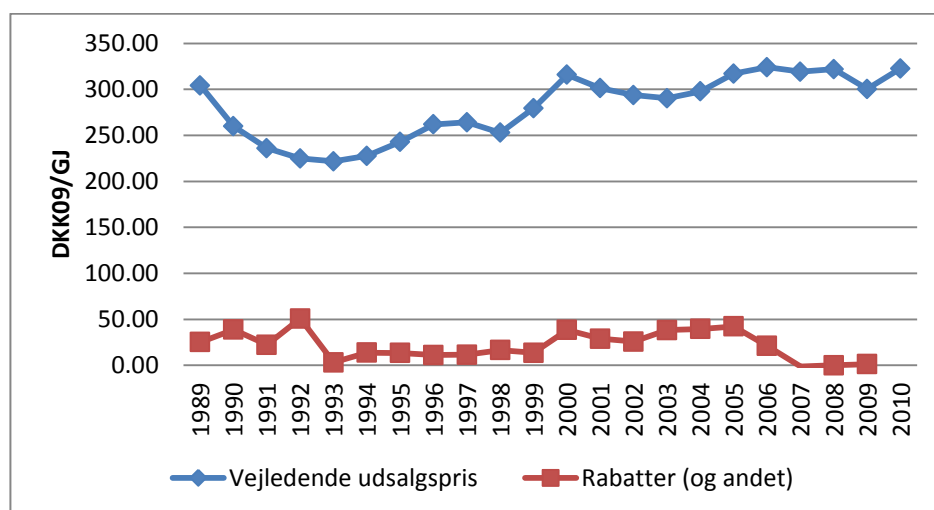
Figur 23: Transportleddet som funktion af produktprisen af raffinaderi.

Transportleddet for benzin og diesel er afbilledet på Figur 23. Både for benzin og diesel ses en svag korrelation med udviklingen i produktpriserne af

raffinaderi, men det er også tydeligt, at priserne også bestemmes af andre faktorer. Indlejret i fremskrivningen af de to transportbrændstoffer er en underliggende tendens, som betyder, at stigende oliepriser vil give en svagt stigende pris på diesel sammenlignet med benzin i Danmark. Det vurderes dog, at der ikke findes tilstrækkeligt belæg for at antage, at transporttillægget skal stige fremadrettet. Dette holdes derfor konstant i faste priser. Det gennemsnitlige niveau for transportleddet af benzin og diesel er henholdsvis 28,05 og 20,09 DKK09/GJ i perioden. Dette svarer til henholdsvis 0,92 DKK09/l og 0,72 DKK09/l.

Rabatter

Gennem sammenligning af markedspriserne beregnet på baggrund af Energiregnskabet og Energi- og olieforums prisstatistik er det fremkommet, at tallene i Energiregnskabet udtrykker de faktiske gennemsnitsomkostninger, mens Energi- og olieforums tal baseres på olieselskabernes vejledende udsalgspriser.



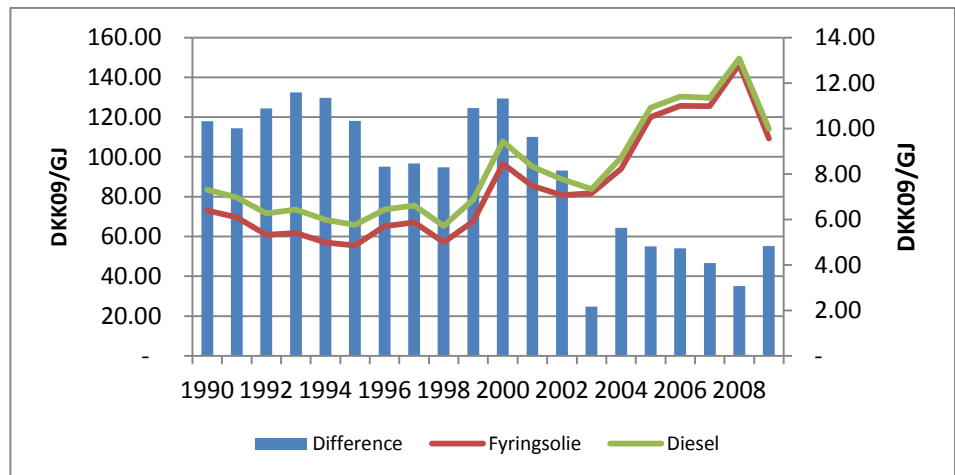
Figur 24: Øverst: Årsgennemsnit af Energi- og olieforums publicerede benzinpriser baseret på olieselskabernes vejledende udsalgspriser. Nederst: Difference imellem forbrugerpriser baseret på Energiregnskabet og EOFs prisdata.

Figur 24 viser, at der i perioden fra årtusindskiftet frem til 2007 var priskrig på benzinmarkedet og omfattende rabatter i forhold til vejledende udsalgspriser. Det skal tilføjes, at der foruden rabatter er tale om årsager til forskel imellem de to statistikker, eksempelvis at kun Energiregnskabets tal er forbrugsvægtede, hvorimod tallene, der fremkommer fra EOFs statistik, er gennemsnit over observationer i løbet af året.

Transportleddet på fyringsolie

Som tidligere nævnt er det vurderet at være bedre at tage udgangspunkt i data for dieselpriiser af raffinaderi end de tilsvarende data for fyringsolie.

Hertil skal der føjes et transportled for fyringsolien. Det antages i denne sammenhæng, at relationen mellem vejledende udsalgspriser på fyringsolie og diesel, som opgjort i Energi- og olieforums statistik, vil give et retvisende billede af forholdet mellem transportleddet for de to brændsler.



Figur 25: Historisk udvikling i vejledende udsalgspriser på fyringsolie og dieselolie (venstre akse) og differencen derimellem (højre akse). [Kilde: Energi- og olieforum]

Figur 25 viser den historiske udvikling i denne difference. Der er en tendens til en indsnævring i differencen efter årtusindskiftet. Et blik på tilsvarende værdier for 2010 afslører at produktprisen på fyringsolie det sidste år har været højere end diesel. Tendensen kan muligvis forklares ved reduceret forbrug af fyringsolie totalt set, og især per leverance punkt. Dette medfører at den gennemsnitlige leverance er mindre og dermed at distributionsomkostningerne per GJ leveret stiger.

Med dette forbehold anvendes der i fremskrivningen et gennemsnit over perioden 2002-2009 til fastsættelse af differencen i transportleddet på fyringsolie til husstande og motordiesel. Dette resulterer i, at fyringsolieprisen ligger 4,63 DKK09/GJ under dieselprisen. Det anbefales dog at tage denne antagelse op til revision på et senere tidspunkt, hvis tendensen om relativt lavere dieselproduktpriser fortsætter igennem 2011.

Opsplitning af transportleddet

I dette afsnit dekomponeres de forskellige omkostninger og avancer, der samlet giver forskellen imellem priserne af raffinaderi og an forbrugssted.

Terminal og depot omkostninger

Omkostninger til håndtering af terminal og depot er priskorrigeret i forhold til COWIs 2003 studie. Det har ikke været muligt at fremskaffe nyere relevante informationer.

Håndteringsomkostninger ved terminal og depot		
COWI (2003)	0,040	DKK02/I
Priskorrigeret	0,047	DKK09/I
Brændselsspecifikt	DKK09/GJ	
Gas-/fyringsolie	1,30	
Dieselolie	1,30	
Benzin	1,42	

Bidragene differentieres igennem brændværdien, da det antages, at omkostningerne er knyttet til volumen snarere end energiindholdet.

Omkostninger til distribution af transportbrændsler og fyringsgasolie

I det følgende er der udarbejdet et estimat af distributionsomkostningerne ved at benytte Skanol A/S som eksempel. Skanol er et aktieselskab, der ejes af Frode Laursen A/S (50%) og Uno-X Energi A/S (50%). Selskabet har ca. 115 tankbiler i drift. Det står for 20% af distributionen af benzin og diesel til tankstationer og fyringsolie til husholdninger (<http://www.frode-laursen.dk>). Det antages, at dette betyder 20% af transportbrændstoffet og 20% af fyringsolieleverancerne⁷.

På baggrund af Skanols årsregnskab 2009 opstilles nedenstående regnestykke:

⁷ Denne vurdering er bekræftet at være nogenlunde rigtig på baggrund af telefonsamtale med Skanol.

Beregning af distributionsomkostning	
Tankvogne	115
Markedet i 2009 (EOF):	<i>1.000 m³</i>
Autobenzin	2.205
Autodiesel	3.044
Fyringsolie	705
Markedsandel	20%
Vægtning af omkostninger	
Transportbrændsler	79%
Fyringsolie	21%
Regnskabstal (Skanol A/S)	
Bruttofortjeneste	76.825
Personaleomkostninger	-50.928
Afskrivninger	-19.484
Nettofortjeneste	6.413
Distributionsomkostning	<i>kr/l</i>
Transportbrændsler	0,058
Fyringsolie	0,115
Distributionsomkostning	<i>kr/GJ</i>
Autobenzin	1,8
Autodiesel	1,6
Fyringsolie	3,2

Det antages i ovenstående regnestykke, at omkostningen til distribution af fyringsolie er ca. dobbelt så stor som omkostningen til distribution af motorbrændsler til tankstationer. Avanceniveauet vurderes at være 'normalt' og dermed udtryk for en rimelig forrentning på den investerede kapital. Det er dermed inkluderet i den samfundsøkonomiske omkostning.

Omkostninger til drift af tankstationer

For benzin og diesel tillægges endvidere relevante samfundsøkonomiske omkostninger for driften af tankstationer. Disse estimeres på baggrund af Danmarks Statistiks Regnskabsstatistik, se nedenstående regnestykke.

Bregning af omkostning til drift af tankstationer					
Information	2004	2005	2006	2007	2008
Antal firmaer	751	675	636	611	585
Antal beskæftigede (i årsværk)	5.209	4.959	3.694	3.598	5.736
Regnskabsstatistik for tankstationer (mkr)					
Bruttoavance	2.559	2.388	1.523	1.733	3.789
Køb af lønarbejde, underentrepriser (mio. kr.)	-	-	-	-	-
Løn, pension mv. (mio. kr.)	1.064	1.031	793	803	1.701
Af- og nedskrivninger (mio. kr.)	95	87	86	79	496
Øvrige ordinære omkostninger (mio. kr.)	981	783	388	582	1.920
ORDINÆRT RESULTAT (mio. kr.)	419	488	257	270	-329
Salg af transportbrændsler 1.000 m3					5.491
Andel af omkostninger tilskrevet brændstofsælget					50%
Omkostninger til drift af tankstationer (kr/l)					0,37
Benzin (kr/GJ)					11,4
Diesel (kr/GJ)					10,5

I fremskrivningen indgår omkostninger til drift af tankstationer med 11,4 DKK09/GJ for benzin og 10,5 DKK09/GJ for diesel.

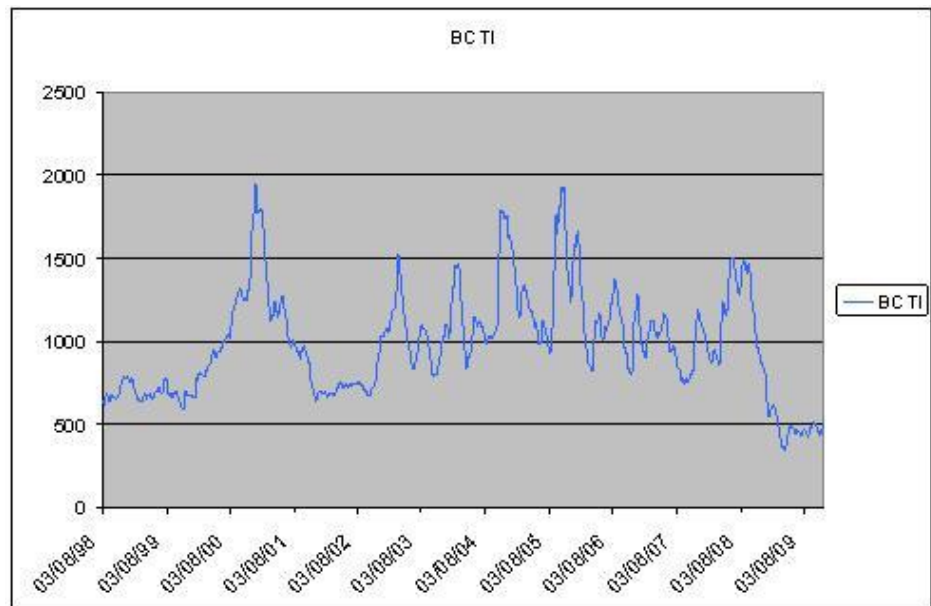
Transportleddet for gasolie an værk

Ligesom for fyringsolien antages det, at gasolien ab raffinaderi vil have samme pris som dieselolien. Der tages udgangspunkt i historiske gasoliepriser an værk fra Dansk Fjernvarmes prisstatistik. Her er tale om et simpelt gennemsnit af forbrugsvægtede kvartalspriser per år. Historiske niveauer for CO₂-afgifter og energiafgifter fratrækkes. Hermed opnås en basispris uden afgifter an værk. Differencen imellem denne pris og diesel-/gasolieprisen ab raffinaderi udgør transportleddet for gasolie an værk.

Det vurderes, at distributionsomkostningerne til fjernvarmeværker svarer til distributionsomkostningerne ved forsyning af en tankstation. Dermed er omkostningerne til forsyning af et fjernvarmeværk sat til 1,3 DKK09/GJ for terminal og depot, plus 1,6 DKK09/GJ for distribution. Handelsavancen i forhold til an værk prisen kan dermed beregnes til 11,26 DKK09/GJ.

Transportleddet for gasolie og fuelolie an kraftværk

Gasolie og fuelolie leveres primært til større kraftværker med skib. Det har ikke været muligt i dette projekt at få adgang til specifik information om fragtrater for olieprodukter. Nedenstående figur illustrerer de meget voldsomme udsving, der har været i fragtraterne siden 2003.



Figur 26: Baltic Clean Tanker Index (olieprodukter). Indekset viser udviklingen i fragtraterne relativt over tid.

I nærværende rapport er det antaget, at de internationale fragtrater holder sig på nuværende niveau, uanset at flere forhold kan bidrage til at presse raterne i vejret, både på kort og mellemlang sigt (fortsat kraftig økonomisk vækst i Asien og Sydamerika) og på lang sigt (krav til nedsat brændstofforbrug øger omkostningerne).

På denne baggrund estimeres det, at omkostningen for indskibning af gas og fuelolie er på niveau med det angivne i COWIs studie fra 2003 i faste priser; det vil sige 1,67 DKK09/GJ plus 15% oveni til dækning af omkostninger til håndtering og administration. Samlet set 1,92 DKK09/GJ.

Det antages, at der ikke er forskel i fragtomkostningerne på gasolie i forhold til fuelolie. Det vurderes, at der ikke indgår yderligere avancer end de, som er indeholdt i fragten.

Transport og avancer for jet fuel (JP1)

I Københavns Lufthavn drives brændstoflageret af interessentskabet Brændstoflageret, Københavns Lufthavn I/S, der ejes af olieselskaberne i fællesskab. Den samlede opbevaringskapacitet var i 2004 4.140 m³ (Københavns Lufthavns Miljørapport 2004). Brændstoffet modtages igennem en rørledning fra en pumpestation på Prøvestenen. Det føres videre til "pitbrønde", hvorfra flyene tankes. I 2008 blev der foretaget 121.783 tankninger med et samlet volumen på 945 millioner liter jet fuel (Københavns Lufthavns Miljørapport 2008).

Fragten af JP1 til prøvestenen antages at have samme omkostning som for fuelolie og gasolie, som defineret ovenfor. Hertil kommer en justering af estimatet beregnet i COWIs 2003 rapport på baggrund af et øget volumen på 8%. Det vurderes, at elementerne til administration, salg og markedsføring ikke vil ændres som konsekvens af den øgede volumen.

Transporttillæg	DKK09/GJ
Fragtrate	1,93
Håndtering/transport	0,99
Administration	0,55
Salg og markedsføring	0,09
Kapacitetsomkostninger	0,01
Total	3,56

Fremskrivning af priser på olieprodukter

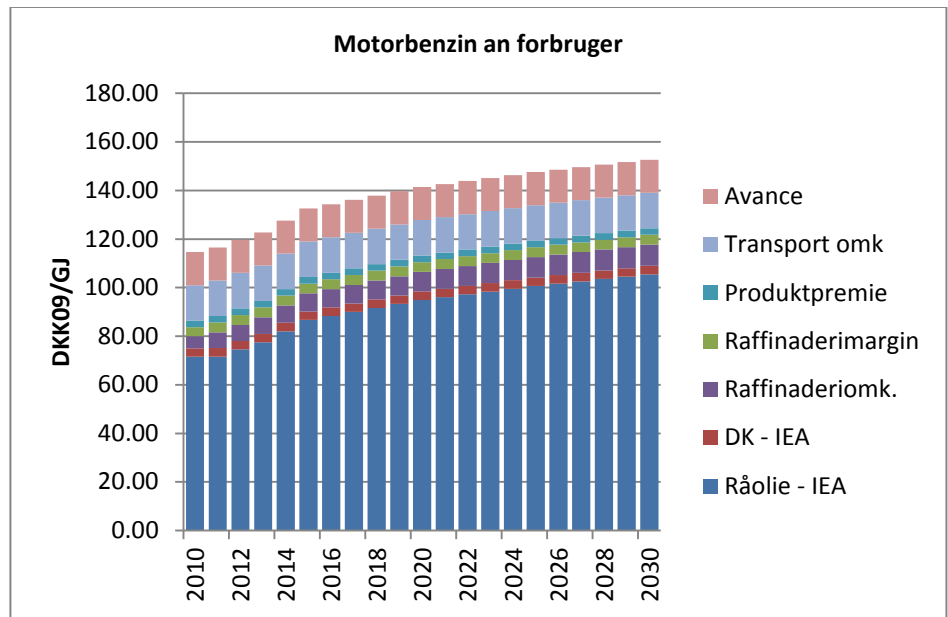
Hermed kan relationerne imellem IEA's råoliepris og de samfundsøkonomiske omkostninger for forbrug af olieprodukter opsummeres. Analysen af forsyningskæden for olieprodukter resulterer i det følgende oplæg til fremskrivning af priser på olieprodukter an forbrugssted. Transporttillæg og avancer på olieprodukter holdes konstant i faste priser. Det vurderes at kun en mindre del af de samlede omkostninger hænger sammen med olieprisen herunder omkostninger til brændstof forbrugt ved distribution og forrentning af større arbejdskapital (lager). Desuden vurderes det at det ikke vil være muligt på at opretholde større avancer på længere sigt som ikke er begrundet i højere driftsomkostninger og forrentning af kapital.

Tabel 3: Fremskrivning af prisen på olieprodukter ab raffinaderi og IEA's råoliepris (DKK09/GJ).

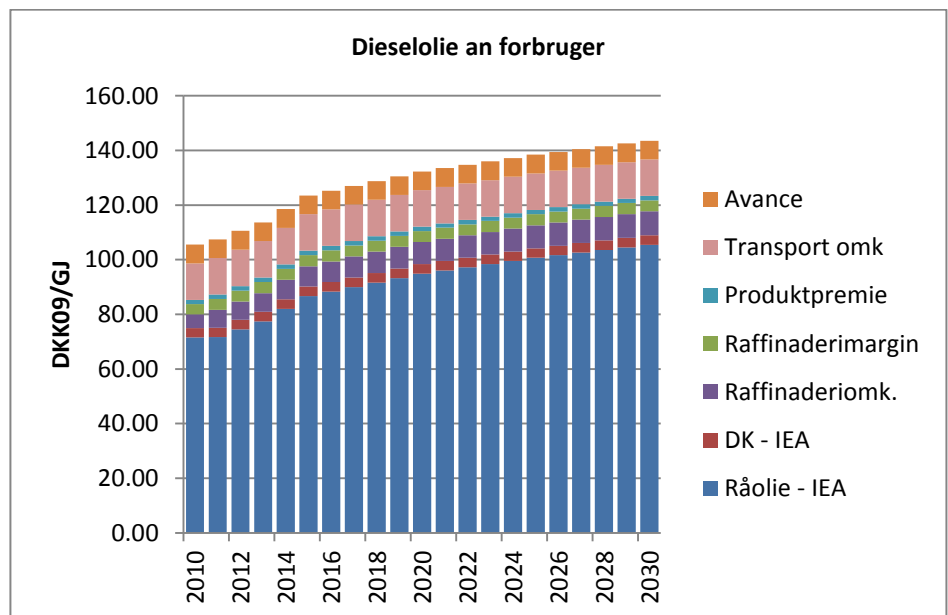
	IEA råoliepris [DKK09/GJ]	Fuelolie	Gasolie/Diesel	Benzin	JP1
2010	71,53	66,0	85,3	86,4	93,1
2011	71,65	65,5	87,2	88,3	95,0
2012	74,55	68,4	90,3	91,4	98,1
2013	77,45	71,2	93,4	94,5	101,2
2014	82,01	75,7	98,3	99,4	106,0
2015	86,68	80,4	103,3	104,4	111,0
2016	88,33	82,0	105,0	106,2	112,8
2017	89,98	83,6	106,8	107,9	114,5
2018	91,63	85,3	108,6	109,7	116,3
2019	93,28	86,9	110,3	111,4	118,1
2020	94,93	88,5	112,1	113,2	119,8
2021	96,08	89,7	113,3	114,4	121,1
2022	97,23	90,8	114,5	115,7	122,3
2023	98,38	91,9	115,8	116,9	123,5
2024	99,53	93,1	117,0	118,1	124,8
2025	100,68	94,2	118,2	119,4	126,0
2026	101,64	95,2	119,2	120,4	127,0
2027	102,60	96,1	120,3	121,4	128,0
2028	103,56	97,1	121,3	122,4	129,1
2029	104,52	98,0	122,3	123,5	130,1
2030	105,48	98,9	123,3	124,5	131,1

Tabel 4: Fremskrivning af prisen på olieprodukter an forbrugssted og IEA's råoliepris (DKK09/GJ). K = An Kraftværk, V = An Værk, F = An Forbruger

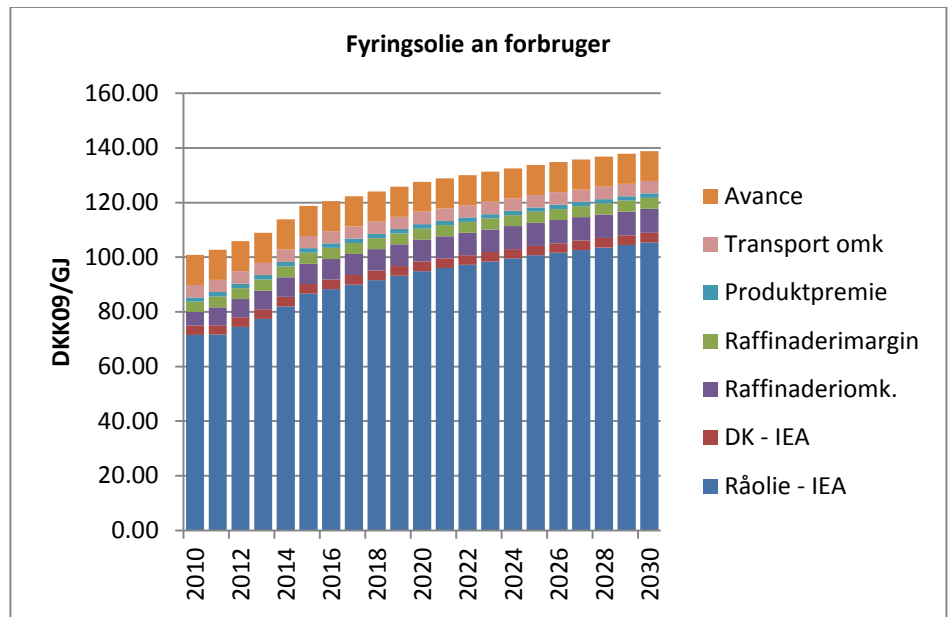
	IEA	Fuelolie K	Gasolie K	Gasolie V	Benzin F	Diesel F	Fyringsolie F	JP1 F
2010	71,53	67,9	87,2	99,5	114,6	105,5	100,8	96,6
2011	71,65	67,4	89,2	101,4	116,6	107,4	102,7	98,6
2012	74,55	70,3	92,3	104,5	119,7	110,5	105,8	101,7
2013	77,45	73,2	95,4	107,6	122,8	113,6	108,9	104,8
2014	82,01	77,7	100,2	112,5	127,6	118,5	113,8	109,6
2015	86,68	82,3	105,2	117,5	132,6	123,5	118,8	114,6
2016	88,33	84,0	107,0	119,2	134,4	125,2	120,6	116,4
2017	89,98	85,6	108,7	121,0	136,1	127,0	122,3	118,1
2018	91,63	87,2	110,5	122,7	137,9	128,8	124,1	119,9
2019	93,28	88,8	112,3	124,5	139,7	130,5	125,9	121,7
2020	94,93	90,5	114,0	126,3	141,4	132,3	127,6	123,4
2021	96,08	91,6	115,3	127,5	142,7	133,5	128,8	124,7
2022	97,23	92,7	116,5	128,7	143,9	134,8	130,1	125,9
2023	98,38	93,9	117,7	130,0	145,1	136,0	131,3	127,1
2024	99,53	95,0	118,9	131,2	146,3	137,2	132,5	128,3
2025	100,68	96,2	120,2	132,4	147,6	138,4	133,8	129,6
2026	101,64	97,1	121,2	133,4	148,6	139,5	134,8	130,6
2027	102,60	98,1	122,2	134,5	149,6	140,5	135,8	131,6
2028	103,56	99,0	123,3	135,5	150,6	141,5	136,8	132,6
2029	104,52	100,0	124,3	136,5	151,7	142,5	137,9	133,7
2030	105,48	100,9	125,3	137,5	152,7	143,6	138,9	134,7



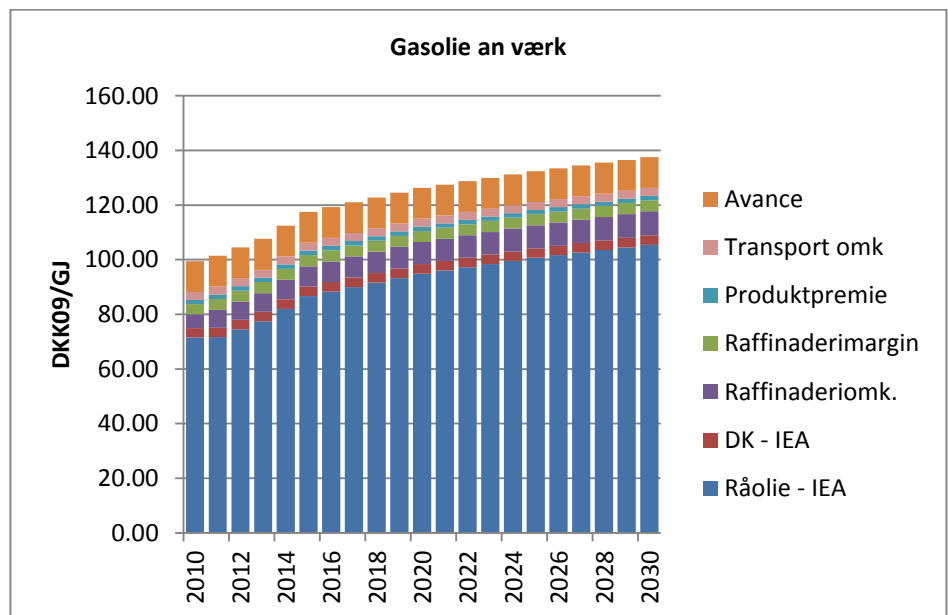
Figur 27: Fremskrivning af prisen på motorbenzin.



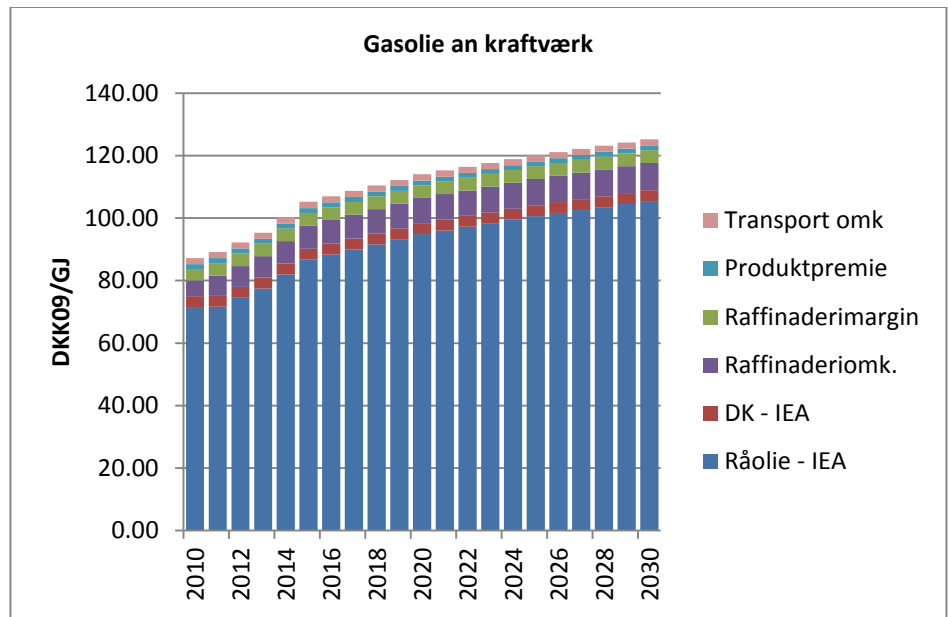
Figur 28: Fremskrivning af prisen på diesel.



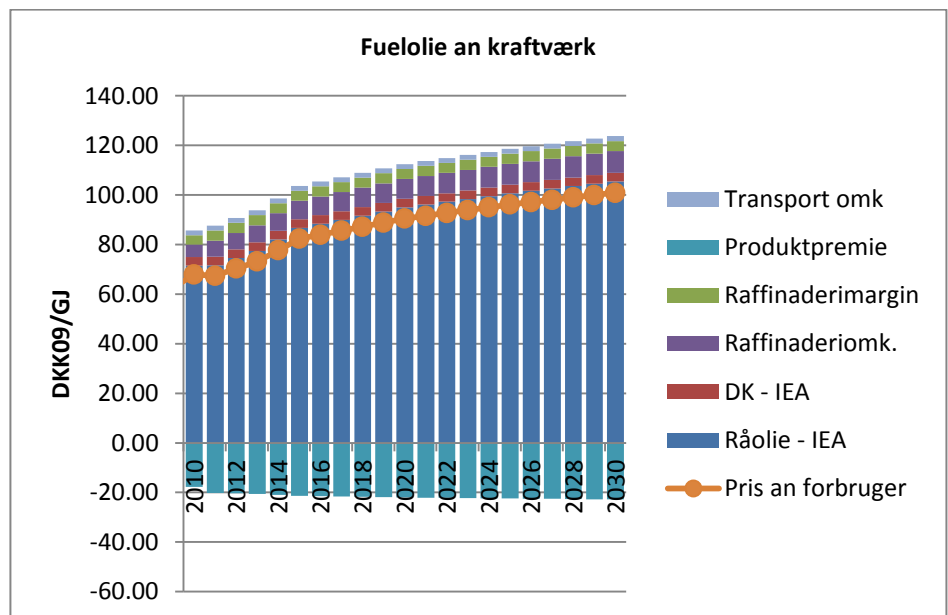
Figur 29: Fremskrivning af prisen på fyringsolie.



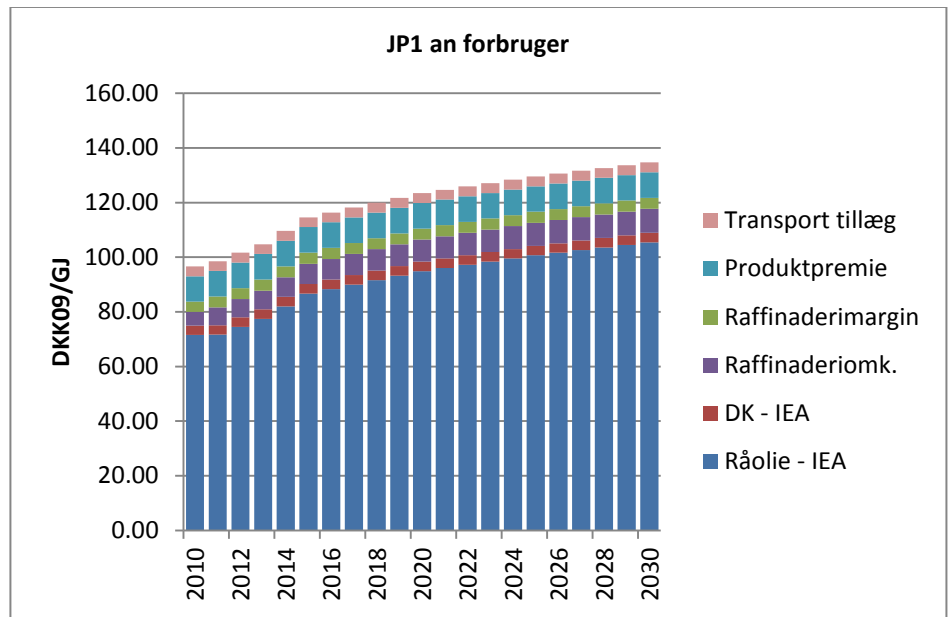
Figur 30: Fremskrivning af prisen på gasolie an værk.



Figur 31: Fremskrivning af prisen på gasolie an kraftværk.



Figur 32: Fremskrivning af prisen på fuelolie an kraftværk.



Figur 33: Fremskrivning af prisen på jet fuel (JP1).

4 Naturgas

Formålet med dette kapitel er at beskrive en metode til at beregne den samfundsøkonomiske pris for naturgas an forbrugssted.

De samfundsøkonomiske brændselspriser skal som tidligere beskrevet opgøres efter "full cost" princippet. Det indebærer, at omkostningerne som udgangspunkt skal svare til de observerede priser på markedet, hvor det er muligt. Opgørelsen skal dog samtidig tage hensyn til, at en del af de samlede omkostninger er afgifter og andre dele er sunk cost (primært allerede afholdte investeringer i gasnettet) eller forbrugsafhængige driftsomkostninger, der som udgangspunkt ikke bør medregnes, hvis de ikke reduceres ved et lavere forbrug.

For at tilvejebringe et så grundigt grundlag som muligt for analysen forsøges den samlede naturgaspris opdelt på alle relevante underelementer. Herefter tages der stilling til, om de enkelte elementer bør indgå i den samfundsøkonomiske beregningspris.

Et andet væsentligt spørgsmål er, hvordan IEA's fremadrettede vurdering af prisen på naturgas skal tolkes i en dansk kontekst. IEA's naturgaspris beregnes som et vægtet gennemsnit mellem natural gas (pipeline) import price og liquified natural gas import price for området "EU Member States". Som vægte anvendes de importerede mængder af henholdsvis pipeline imports og liquified natural gas imports for området IEA Europe.

I analysen arbejdes med følgende hovedelementer i gasprisen:

- En gros-pris
- Transmission, nødforsyning
- Distribution
- Lageromkostninger
- Handelsavancer

Til forbrugernes pris skal dertil lægges afgifter, som dog ikke behandles i denne analyse.

Analysen er struktureret omkring et antal underafsnit med følgende overskrifter:

Prisdannelsen på engros markedet

Der gives en kort redegørelse for prisdannelsen på naturgas engros markedet med henblik på at vurdere, hvorvidt IEA-prisen er et fornuftigt udtryk for en dansk grænsepris.

Diskussion af samfundsøkonomiske omkostninger

Der foretages en kort metodisk diskussion af, hvordan sunk cost, forbrugsafhængige omkostninger og over-normale avancer bør/kan indregnes i den samfundsøkonomiske beregningspris.

Aktuelle tariffer og lageromkostninger

Der gives et bud på størrelsen af omkostningselementer og fordeling af omkostninger på sunk cost, forbrugsafhængige omkostninger mv. på baggrund af aktuelle prisdata fra Gasprisguiden, Energinet.dk's regnskaber og de regionale gasselskabers regnskaber. Med henblik på at vurdere avancen for forskellige kundegrupper foretages en sammenligning af historiske engros priser inkl. tariffer og lageromkostninger mv. med de oplevede priser for danske gaskunder ifølge Dansk Fjernvarme og Danmarks Statistik.

Konklusion: Samfundsøkonomiske gaspriser til 2030.

Der opstilles en samlet metode til beregning af samfundsøkonomiske naturgaspriser frem til 2030 for de forskellige kundegrupper.

4.1 Prisdannelsen på engros markedet

Markedspriser på naturgas opdeles i to kategorier. Traditionelt har der i Europa været anvendt olieindeksering som grundlag for afregning i langtidskontrakter. Efter liberaliseringen af gasmarkederne er der opstået en række handelspladser for naturgas, hvor der handles med spot-gas – typisk day-ahead.

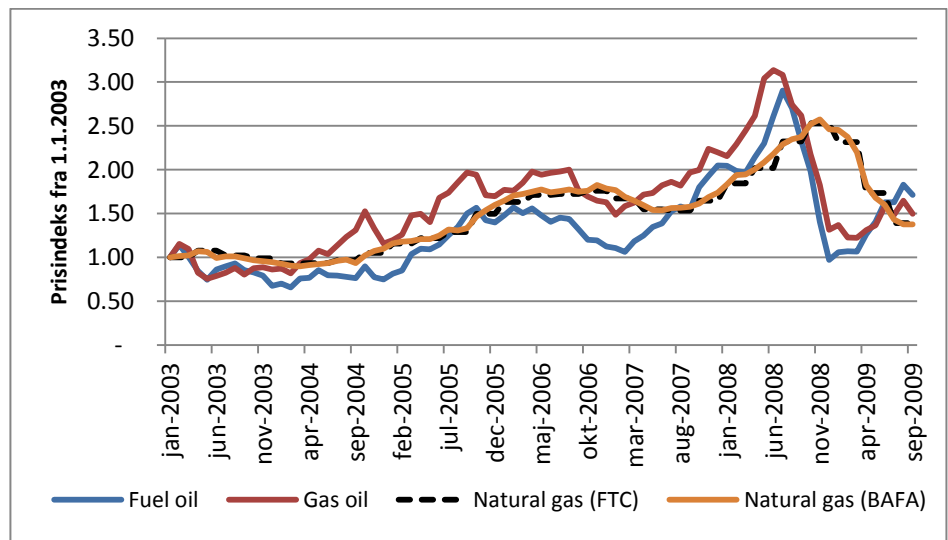
Olieindeksering

De olieindekserede kontrakter er typisk bundet op på et vægtet gennemsnit af prisen på gasolie og fuelolie. Den typiske prisformel kan, lettere forsimplet beskrives ved: $P = P_0 + A*(F - F_0) + B*(G - G_0)$, hvor P_0 er gasprisen ved indgåelse af kontrakten, F_0 og G_0 er henholdsvis fuelolieprisen og gasolieprisen ved indgåelse af kontrakten. F og G er månedspriser for fuelolie og gasolie og A og B er den kontraktfastsatte vægtning, der afgør, hvor meget ændringer i niveauet af henholdsvis fuelolie og gasolie skal indvirke på prisen. F og G er desuden typisk fastsat ud fra et løbende gennemsnit af prisen i de seneste 6-9

måneder, hvilket giver en forsinkelse i gennemslaget af prisfluktuationer på oliemarkedet.

BAFA prisen som proxy
of olieindekserede
gaspriser

Den såkaldte BAFA-pris publiceres på baggrund af obligatoriske indberetninger til det tyske Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Den udtrykker en månedlig gennemsnitlig importpris ved den tyske grænse. Figur 34 viser udviklingen i BAFA-prisen, gasolieprisen og fuelolieprisen frem til september 2009, samt en kaliberet beregning af fastpriskontrakten. Figuren viser, at den kontraktstruktur kan forklare bevægelsen i BAFA-prisen, og er dermed en fornuftig proxy for den gennemsnitlige gasforsyning på langtidskontrakter. Figuren giver i øvrigt en indikation af, at handlen med gas fortsat fortrinsvis er domineret af handlen på de lange olieindekserede kontrakter, trods en dramatisk udvikling på spotmarkederne.



Figur 34: Sammenhængen udvikling i BAFA-prisen og en generisk langtidskontrakt bundet op på gasolie og fuelolie i Rotterdam. (egne beregninger, EIA, BAFA).

Spothandel

Spothandel med gas er i kraftig vækst. Hollandske TTF er et af de mest benyttede spotmarkeder i Europa og stærkt relevant for den danske gaspris. Dansk gas afsættes i Holland igennem Nogat ledningen. NordPool Gas åbnede i marts 2008 og har stigende omend fortsat begrænset handelsvolumen. Det er dog muligt for en forbruger at tegne et børsindekseret gasabonnement med NordPool Gas som reference, og generelt samvarierer prisen alligevel som hovedregel med TTF. Gaspool i det nordlige Tyskland blev dannet i slutningen af 2009 som et samarbejde imellem Ontras, Windgas, Gasunie, DONG Energy og Statoil. Net-Connect Germany (NCG), som dominerer især det sydlige Tyskland, har meget hastig udvikling i handelsmængden.



Figur 35: Gashubs og gastransportinfrastruktur i Danmark og omegn.

I tabellen nedenfor er der foretaget en sammenligning af IEA-prisen med børspriserne på TTF og NordPool samt BAFA-priserne. Da NordPool først handlede gas fra marts 2008, foreligger der kun et fuldt datasæt for 2009. I 2009 lå gasprisen på NordPool hele 10 DKK/GJ under IEA prisen. Forskellen er dog næppe udtryk for, at gasprisen i Danmark generelt er lavere end IEA-prisen. I gennemsnit var IEA-prisen ca. 4 DKK/GJ højere end TTF prisen i perioden 2006-2010, mens TTF-prisen til gengæld i 2009 og 2010 har ligget ca. 2 DKK/GJ lavere end NordPool. Dette kunne indikere, at IEA-prisen de senere år har ligget ca. 2 DKK/GJ under engros-prisen i Danmark udtrykt ved NordPool's pris.

Forklaringen på differencen mellem IEA og TTF/NordPool er formentligt, at IEA-prisen (ligesom BAFA-prisen) afspejler, at gas i høj grad indkøbes på

olieprisindekserede kontrakter – og derfor ikke svinger fuldt ud i takt med børserpriserne.

Da der er tale om små differencer og et datagrundlag, der er vanskeligt at tolke, bør ovenstående prisdifference tages med forbehold.

Årsmidler (DKK/GJ) Nedre brændværdi	IEA – prisstatistik	TTF	NordPool	BAFA
2009	41	28	30	48
2008	55	56	-	62
2007	40	34	-	45
2006	45	46	-	49

Tabel 5: Sammenligning af gaspriser på TTF, NordPool og BAFA med IEA prisstatistikken (opgjort i løbende priser).

Spørgsmålet er, hvordan forskellen mellem IEA-pris og engros-prisen i Danmark vil udvikle sig fremadrettet. Historisk set har Danmark været begunstiget af nærheden til egne resurser, men fremadrettet vil en større del af gassen skulle importeres, og på den baggrund vurderes IEA-prisen at være et rimeligt bud også på den danske engros pris.

4.2 Diskussion af samfundsøkonomiske omkostninger

Som nævnt indledningsvist er det ikke entydigt, hvilke omkostningselementer der bør indregnes som samfundsøkonomiske omkostninger i beregningspriserne.

Spørgsmålet vedrører primært følgende typer af omkostninger:

- Kapitalomkostninger forbundet med investeringer,
- Faste omkostninger (fx til administration og drift og vedligehold) og
- Eventuelle overnormale avancer.

Disse gennemgås kort i det følgende:

Kapitalomkostninger

Der er enighed om, at kapitalomkostninger forbundet med allerede afholdte investeringer ikke bør indgå i de samfundsøkonomiske beregninger, da de betragtes som sunk cost. Derimod er det ikke entydigt i hvilket omfang, der kan forventes kapitalomkostninger forbundet med naturgasnettet i et fremadrettet (20-30 års) perspektiv, og i hvilket omfang disse omkostninger vil afhænge af naturgasforbruget. Eventuelle fremtidige investeringer kunne eksempelvis omhandle transmissionsinfrastruktur til udlandet med henblik på

at sikre forsyning til Danmark (såsom Ellund-opgraderingen) og investeringer forbundet med opretholdelse/udvidelse af lagerkapacitet.

Reinvesteringsbehovet i de eksisterende distributions- og transmissionsnet vurderes at være meget begrænset, idet gasnettet har meget lang levetid, og fordi der fremadrettet forventes konstant eller faldende gasforbrug.

Faste omkostninger

Hvorvidt faste omkostninger til fx administration, drift og vedligehold af det overordnede gasnet mv., bør indgå som en samfundsøkonomisk omkostning, bør afhænge af, om omkostningerne fremadrettet vil afhænge af naturgasaftaget i nettet.

I den forbindelse kan det være relevant at skelne mellem forskellige forbrugerreaktioner:

- 1) Forbrugere der reducerer/øger deres gasforbrug, fx fordi de gennemfører varmesparelser (bedre isolering). Her vurderes den umiddelbare samfundsøkonomiske besparelse alene at vedrøre brændsel, idet netselskabets omkostninger ikke ændrer sig.
- 2) Enkeltforbrugere der konverterer til fx fjernvarme eller varmepumper. I denne situation vil den samfundsøkonomiske besparelse udover sparet naturgas vedrøre visse omkostninger til afregning, måling og tilsyn med gasinstallationer og administration.
- 3) Konvertering af større forbrugsområder til fx fjernvarme. Her kan der udover sparede omkostninger til brændsel, afregning, måling og tilsyn også spares omkostninger til drifts- og vedligeholdelse af distributionsnettet.

Naturgasselskaberne vurderer, at der kun ved meget store ændringer i kundemassen på langt sigt vil kunne ses en mindre reduktion af de faste omkostninger. Omkring sparede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ved konvertering til fjernvarme skriver naturgasselskaberne "Ved konvertering af et område, vil man stort set aldrig kunne sikre, at alle konverterer på tidspunktet for introduktion af fjernvarme. Normal praksis er, at kunden har 10 år til at tilslutte sig, hvis kommunen beslutter sig for at indføre tilslutningspligt. I de fleste tilfælde vil der ikke være tilslutningspligt, fordi kommunen ikke ønsker det, og naturgasselskabet vil have en pligt til at opretholde forsyningen, hvis blot én forbruger ønsker det. Nettet skal altså som udgangspunkt drives i mindst 10 år og ofte længere, samtidig med, at der er fjernvarmenet i samme område. Hertil kommer, at der i mange områder vil

være erhvervsvirksomheder, som fortsat forsynes med naturgas – i disse tilfælde skal nettet opretholdes også på helt langt sigt. Det almindelige vil derfor være, at naturgasnettet i området opretholdes og fortsat skal drives og vedligeholdes efter gældende sikkerhedsregler.”⁸

Overnormale avancer

Endelig er der spørgsmålet om indregning af eventuelle overnormale avancer i de samfundsøkonomiske beregningspriser. Energistyrelsen indregner i dag avancer i de samfundsøkonomiske priser. Begrundelsen for at indregne avancer er beskrevet i Finansministeriets ”Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger” fra 1999 (s. 27), hvor overnormale avancer diskuteres særskilt:

”I markeder med monopoler vil markedsprisen ikke afspejle alternativværdien, da monopolprofit ikke er et udtryk for en reel samfundsøkonomisk omkostning, men alene er udtryk for en økonomisk omfordeling. Den gældende markedspris bør dog som hovedregel alligevel anvendes, idet monopolprofitter kan være vanskelige at identificere/kvantificere. Herudover bør staten som køber principielt ikke ”belønne” monopolprofitter ved at fastsætte beregningspriserne til en pris eksklusiv monopolprofiten og dermed generere en større efterspørgsel, end den efterspørgsel markedet selv ville have fastsat. Der kan dog foretages korrektion af markedspriserne i den samfundsøkonomiske konsekvensberegning, hvis tiltaget er rettet mod at ændre på de gældende markedsforhold, fx ved en markedsåbning.”

Det er vores vurdering, at det i høj grad er et diskussionspunkt om eventuelle overnormale avancer bør inkluderes i beregningspriserne, da de, som Finansministeriet skriver, ikke er udtryk for reelle samfundsøkonomiske omkostninger. Der er således tale om en omfordeling mellem kunder og handelsselskaber. I det omfang, at avancerne genererer et overskud til offentligt ejede handelsselskaber såsom HMN, NGF og DONG, vil den overnormale avance i sidste ende tilgå kommuner eller stat (eller evt. andelshavere) og kan på den vis betragtes som en ekstra skat.

⁸ Naturgasselskaberne kommentarer 11.01.2011 til Ea Energianalyses foreløbige notat om ” Samfundsøkonomiske beregningspriser for naturgas”

4.3 Aktuelle tariffer og lageromkostninger

Udover engros-prisen på gas består forbrugernes gaspris som nævnt af følgende omkostninger:

- Transmission, nødforsyning,
- Lager,
- Distribution
- Handelsavancer.

I dette afsnit estimeres på størrelsen af de enkelte omkostningselementer, og der estimeres en fordeling af omkostningerne på sunk cost og variable omkostninger.

Transmission og
nødforsyning

Transmissionsomkostningen opgøres fra det privatøkonomiske perspektiv som summen af:

- Entry kapacitetsbetaling med en supply-load factor på 83%.
- Exit kapacitetsbetaling med en demand-load factor på 56% for slutforbrugere og 47% for centrale og decentrale værker.
- Volumentarif for exit-zonen.
- Nødforsyningsbetaling.

Kapacitetstarifferne anses som sunk cost, idet disse udelukkende dækker omkostninger i det etablerede net. Den variable volumentarif betragtes som et udtryk for variable omkostninger i transmissionssystemet. Dette er sandsynligvis en overvurdering af variabiliteten af omkostningerne, men da dette element kun bidrager med 0,37 DKK/GJ, skønnes det ikke relevant at gå dybere ned i en opdeling. Modsat er der ikke medregnet omkostninger forbundet med eventuelle fremtidige investeringer i opgraderinger i transmissionsnettet (som også i et eller andet omfang vil have en relation til udviklingen i det danske gasforbrug).

Energinet.dk's nødforsyningskoncept består hovedsageligt af reserver i gaslagrene, afbrydelighedsaftaler med større forbrugere og en reservation af DONGs sørør til Syd Arne feltet. Da den specifikke omkostningsfordeling af disse elementer er ikke identificeret, anvendes opdelingen af disse nødreserver i forhold til de kubikmeter gas, der bibringes.

Tabel 6 Håndtering af nødforsyning 2008/09

	Mio. m ³
Samlet behov for gas	950
Lager	300
Syd Arne ledningen	400
Afbrydelige forbrugere	250

Kilde: Energinet.dk

På denne baggrund anses 42% af nødforsyningen som sunk costs, da Syd Arne ledningen anses som sunk. Den samlede mængde af nødreserver er proportional med gasforbruget. Det vurderes, at nødlageret har en opportunity value for markedet. Denne omkostning vurderes derfor ikke at være sunk.

Tabel 7: Opgørelse af bidrag fra transmission i 2010 priser

Transmissionstariff				
Årsforbrug	2000	m3		
Supply load faktor:	0,83			
Demand load faktor (forbrugere):	0,56			
Demand load faktor (time aflæst):	0,47			
An forbruger				
Entry kapacitet	10,54	DKK/kWh/time/år	0,45	DKK/GJ (nedre)
Exit kapacitet	10,54	DKK/kWh/time/år	0,66	DKK/GJ (nedre)
Volumentariff	0,00122	DKK/kWh	0,37	DKK/GJ (nedre)
Nødforsyning	0,00580	DKK/kWh	1,78	DKK/GJ (nedre)
Transmissionstarif			3,26	DKK/GJ (nedre)
Sunk costs				
	1,85	DKK/GJ (nedre)		
An værck og an kraftværk				
Entry kapacitet	10,54	DKK/kWh/time/år	0,45	DKK/GJ (nedre)
Exit kapacitet	10,54	DKK/kWh/time/år	0,79	DKK/GJ (nedre)
Volumentariff	0,00122	DKK/kWh	0,37	DKK/GJ (nedre)
Nødforsyning	0,00580	DKK/kWh	1,78	DKK/GJ (nedre)
Transmissionstarif			3,39	DKK/GJ (nedre)
Sunk costs				
	1,98	DKK/GJ (nedre)		

I tabellen angiver kWhØ, at Energinet.dk's tariffer er defineret i forhold til øvre brændværdi.

Samlet set anvendes dermed en samfundsøkonomisk omkostning til gastransmission på 1,41 DKK/GJ til alle forbrugergupper. Denne værdi er skønnet på basis af de tariffer, der betales til transmissionssystemet fratrukket sunk costs.

Gaslager

Selvom hovedparten af omkostningerne i forbindelse med etablering af et gaslager er kapitalomkostninger, anses lageromkostninger ikke at være sunk i samfundsøkonomisk forstand. Gaslagerkapaciteten i Danmark planlægges udvidet fremadrettet, og gasmarkedet vurderes at være i stand til at udnytte denne kapacitet også internationalt fremadrettet, såfremt denne ikke benyttes til udjævning af det danske forbrug. Gassens kapacitetstariffer er fastsat ved auktion og udtrykker dermed markedets vurdering af lageromkostning ud fra et opportunity cost perspektiv.

Der kan argumenteres for, at den langsigtede vurdering af en samfundsøkonomisk pris for gaslagring skulle bero på omkostningerne ved

etablering af ny lagerkapacitet. Det har imidlertid ikke været muligt at udføre en analyse af denne omkostning, indenfor af rammerne for dette projekt. Derfor anvendes kapacitetstarifferne som udtryk for såvel den selskabsøkonomiske som den samfundsøkonomiske omkostning, selv om nuværende tariffer naturligvis kan være udtryk for en midlertidig over- eller underavance på gaslagring.

Tabel 8: Opgørelse af bidrag fra lagre.

Lager tariffer		
Fleks %	50%	
Lagertariff - kapacitet	14,43	
Latertariff - kapacitet fleks.	17,65	
Lager kapacitets tariff samlet	16,04	
Injektionstariff	0,55	DKK/GJ
Lageromkostning	16,59	DKK/GJ
<i>Andel af forbrug lagret</i>		
An forbruger	20%	
An værk/an kraftværk	10%	
Lager omkostning		
An forbruger	3,31	DKK/GJ
An værk/an kraftværk	1,66	DKK/GJ

I beregning af lageromkostningen for naturgas er anvendt de samme supply- og demand-load faktorer som ved transmissionstarifferne. Demand-load faktorerne er beregnet på basis af 2010-forbrug for time-aflæste og ikke-timeaflæste forbrugere for henholdsvis an værk/kraftværk og an forbruger kategorierne. Månedsdifferencerne er omregnet til et lagerbehov svarende til 20% af forbruget an forbruger og 10% an kraftværk og an værk. Det er ikke på basis af de tilgængelige data muligt at sondre imellem kraftværkerne og fjernvarmeværkerne, men det må forventes, at fjernvarmeværkerne vil have et større lagerforbrug.

Omkostningen per GJ lagret er beregnet på basis af Energinet.dk's lagertariffer. Kapacitetsbetalingen er som nævnt fastsat igennem auktion af lagerets kapacitet. Der er anvendt et gennemsnit af den resulterende pris på to kapacitetsprodukter, hvor dyrere produkter giver adgang til en højere injektions- og udtrækskapacitet per enhed volumenkapacitet i lageret. Hertil tillægges den variable injektionstarif.

Distributionstarif

Den samlede distributionsomkostning (ekskl. energispareafgift) er baseret på de aktuelle tariffer for kunder med et forbrug under 6.000 m³, som var 1,195 DKK/m³ i 2010 HMNs forsyningsområde (0,956 DKK/m³ i 2011). I Naturgas Fyns område er den tilsvarende tarif 1,54 (1,614 DKK/m³ i 2011) DKK/m³ og i Dong Energy's forsyningsområde 1,52 (1,395 DKK/m³ i 2011) DKK/m³.

Distributionen af gas varetages af hhv. HMN Naturgas, Naturgas Fyn og Dong Gas Distribution. Som det fremgår, er HMN det største af gasselskaberne med godt 60% af både det samlede antal distributionskunder og gasomsætningen.

	HMN Naturgas	Naturgas Fyn	Dong Gas Distribution ⁹
Antal distributionskunder	247.000	35.000	122.000
Gasmængde distribueret	74 PJ	8 PJ	36 PJ

Tabel 9: Distributionsdata for gasdistributionsselskaberne (2009 data).

Ovenstående svarer til en gennemsnitlig forbrugsvægtet tarif i 2010 på 1,32 DKK/m³ eller 33 DKK/GJ¹⁰.

Distributionstarifferne afhænger af kundernes gasforbrug. En stor industrikunde eller fjernvarmekunde med et naturgasforbrug på eksempelvis 5 mio. m³ (0,2 PJ) svarer en distributionstarif på ca. 8 DKK10/GJ. For meget store kunder kan distributionstariffen være ned til ca. 5 DKK10/GJ.

Tabel 10 viser fordelingen af distributionsomkostningerne på distributionsnet (renter og afdrag), personaleomkostninger, drift og vedligehold mv. Fordelingen er alene baseret på oplysninger fra HMNs (moderselskabet, regnskab for 2009), dels fordi det er det største af de tre selskaber, dels fordi koncernstrukturerne for både Naturgas Fyn og Dong Energy gør det vanskeligt at udlede de relevante regnskabsdata fra selskabernes årsregnskaber¹¹.

¹⁰ Vægtet i forhold til totalomsætning i PJ. Vægtning i forhold til antallet af kunder hos det enkelte selskab giver samme resultat.

¹¹

http://www.dongenergy.com/SiteCollectionDocuments/Koncernregnskab/2009/Q4/DONG_ENERGY_UK_A4.PDF

Fordeling	Omkostninger HMN moderselskab (mio. DKK)	Poster
55%	-573,2	Afskrivninger
19%	-200,4	Finansielle poster
19%	-195,2	Personale omkostninger
21%	-221,0	Andre eksterne omkostninger
-15%	150,7	Andre driftsindtægter
100%	-1039,1	Total

Tabel 10: Omkostninger for HMN moderselskab i 2009 (Baseret på HMN Årsrapport 2009, s. 18)

Andre driftsindtægter omfatter ifølge regnskabet bl.a. indtægter fra serviceordninger, der tilbydes mindre naturgaskunder, og dagsværdiændringer på afledte finansielle instrumenter anvendt til afdækning af risikoen på kontrakter for køb og salg af naturgas.

Andre eksterne omkostninger omfatter omkostninger til vedligeholdelse af ledningsnet, afregnings- og kundeservice, sikkerhed, kommunikation, konsulentbistand, øvrig administration m.v.

Samlet set viser regnskabet, at ca. 74% af selskabets omkostninger er kapitalomkostninger relateret primært til etableringen af naturgasnettet (afskrivninger og finansielle poster). 26% af selskabets omkostninger vedrører administration (personale), drift og vedligehold samt afregning. Det er vanskeligt på baggrund af regnskabet at foretage en mere præcis opdeling på disse delelementer.

%	Omkostninger HMN moderselskab (mio. DKK)	Poster
74%	-773,6	Net, bygninger mv.
26%	-265,5	Administration, D&V mv.
100%	-1039,1	Total

Tabel 11: Aggregering af omkostninger for HMN moderselskab i 2009 (Baseret på HMN Årsrapport 2009, s. 18)

De regionale naturgasselskaber har haft lejlighed til at kommentere på ovenstående tal. Ifølge selskaberne udgør kapital-omkostningerne mellem 57 og 67% – lavest for Naturgas Fyn og højest for HMN. Denne vurdering er baseret på indberetninger til Energitilsynet for 2009. Det har ikke været muligt

at afdække forskellene mellem de forskellige estimater indenfor projektets rammer. I de videre vurderinger er der groft regnet med, at kapitalomkostningerne udgør ca. 70% af den samlede distributionstarif. Naturgasdistributionsnettet vurderes at have en meget lang restlevetid - ifølge distributionsselskaberne 40 år eller mere. Der er derfor ikke regnet med noget behov for reinvesteringer i distributionsnettet.

De resterende ca. 30% (ca. 10 kr./GJ) af distributionstariffen vedrører omkostninger til administration, måling, afregning og drift samt vedligehold. Hvorvidt disse omkostninger kan betragtes som sunk cost, vil som beskrevet i afsnit 4.2 afhænge af den konkrete forbrugsændring (projekttype). Hvis større boligområder konverteres til fx fjernvarme, kan der være tale om besparelser for naturgasselskaberne i forbindelse med både drift og vedligehold, måling og afregning. Er der derimod tale om varmebesparelser hos eksisterende kunder, vil der ikke være nogen besparelse for naturgasselskabet. Ideelt set burde beregningsforudsætninger afspejle disse forskelle. I praksis kan det imidlertid være en fordel kun at arbejde med én samfundsøkonomisk beregningspris for naturgas.

De regionale naturgasselskaber vurderer, at besparelserne på drift og vedligehold i forbindelse med de fleste konverteringsprojekter vil være forholdsvist begrænsede, fordi der fortsat vil være behov for forsyning af enkelte tilbageværende gaskunder. På den baggrund vurderer naturgasselskaberne, at besparelsen primært vil bista i sparede omkostninger til måling, afregning og kontrolbesøg. Besparelsen skønnes for husholdninger, at udgøre 10-12 øre⁰⁹/m³ svarende til 2,5- 3,0 DKK⁰⁹/GJ. I de videre beregningerne anvendes 3,0 DKK⁰⁹/GJ som et estimat for den samfundsøkonomiske besparelse. Det svarer, at 30 % af omkostningerne til administration, måling, afregning, drift og vedligehold antages, at være variable fremadrettet. For en bolig med et gasforbrug på 1.800 m³ årligt (71 GJ) svarer det til 214 DKK⁰⁹ årligt. Dog bemærkes, at den konkrete besparelse kan være større eller mindre afhængig af projekttype, jf. diskussionen ovenfor.

For større kunder såsom industrikunder og fjernvarmeværker vurderes den relative besparelse at være mindre, fordi mange større kunder i praksis vælger at bevare naturgastilslutningen som reserveforsyning, selvom de konverterer til en anden primær forsyningsform. I de videre beregninger er det skønsmæssigt antaget, at ud af de ca. 30% af de store kunders omkostninger, som ikke vedrører investeringer i net, vil de variable omkostninger udgøre

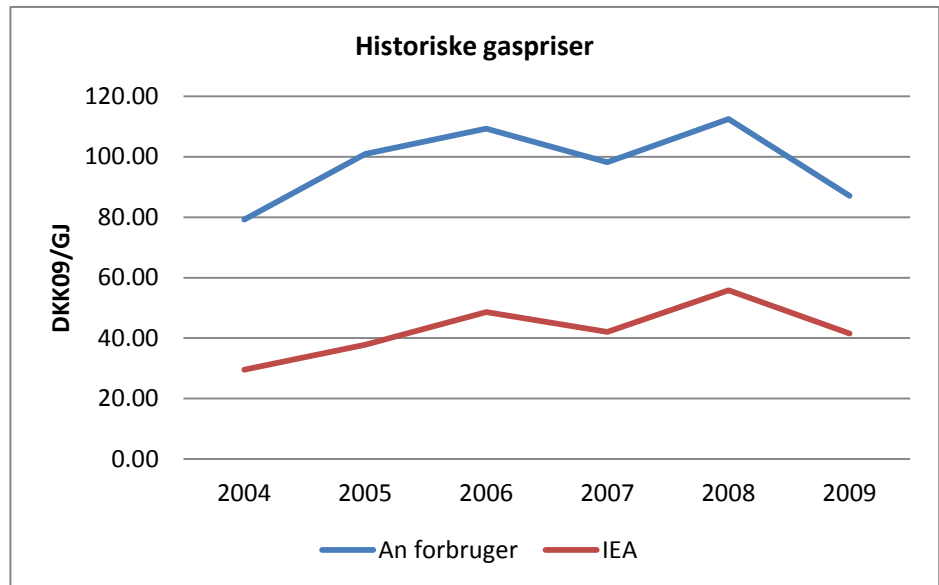
20% (mod 30 % for husholdningerne). Det svarer til 0,48 DKK09/GJ (ca. 8 DKK09/GJ*30%*20%).

Avancer

Avancerne forbundet med salg af gas til private og fjernvarmeværker er estimeret ved at sammenholde observerede priser i markedet med engrospriser tillagt bidrag til distribution, transmission og lager. Residualen kan antages at udgøre handelsavancen. Kraftværker antages at købe gas til engros-markedspris, hvorfor der ikke er forudsat avancer.

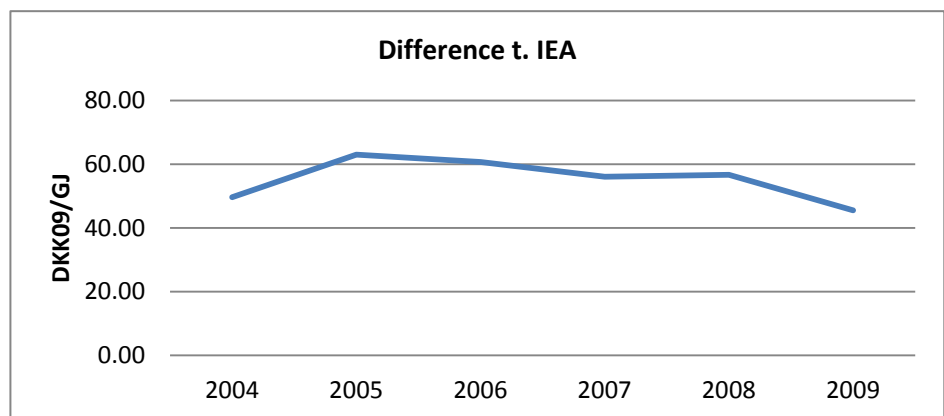
Naturgasselskabernes avance på privatkunder er vurderet vha. forskellige kilder. Der er dels foretaget en sammenligning af prisstatistik fra Danmarks Statistik med historiske IEA-priser, dels er sammenhængen mellem publicerede priser ifølge gasprisguiden.dk og engros-markedspriser analyseret. Figur 36 nedenfor sammenligner IEA-prisen med forbrugerpriserne fra Danmarks Statistik.

Gasmarkedet har siden 1. juli 2000 løbende undergået en gradvis liberaliseringsproces og var først fuldt liberaliseret 1. januar 2004. I figuren nedenfor er derfor zoomet ind på perioden 2004-2009, da perioden før var karakteriseret af en anden prisdannelsesproces.



Figur 36: Basispriser beregnet på basis af Danmarks Statistiks Energiregnskab. Der er tale om faste 2009-priser. Fokus på perioden 2004-9.

Forskellen mellem IEA-prisen og forbrugerprisen var 55,3 DKK09/GJ som gennemsnit over perioden 2004-2009. I 2009 var den 45,5 DKK09/GJ.



Figur 37: Basispriser beregnet på baggrund af Danmarks Statistiks Energiregnskab fratrukket IEA-prisen. Der er tale om faste 2009-priser. Fokus på perioden 2004-2009.

Den højere forbrugerpris skal forklares med omkostninger til transmission/nødforsyning (3,26 DKK09/GJ), distribution (33 DKK09/GJ), lager (ca. 3,31 DKK09/GJ) og handel/avance. Alt i alt peger ovenstående på en gennemsnitsomkostning til handel/avance på 15,75 DKK09/GJ over perioden 2004-2009.

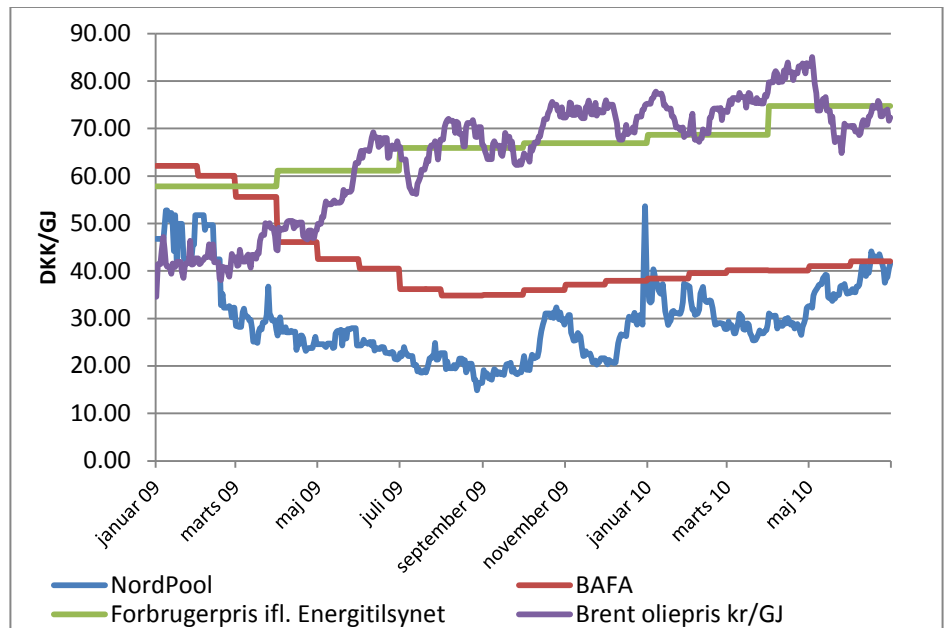
I tillæg til ovenstående er der foretaget en sammenligning af gaspriserne på NordPool med prisproduktet BørsIndeks, som har været udbudt af HMN i efteråret 2010. I produktet linkes den private forbrugers pris op på NordPool-prisen. En sammenligning for perioden 3. sep. 2010 til 1. dec. 2010 viser, at BørsIndeks-prisen i gennemsnit lå på 65 DKK10/GJ mod NordPool-prisen på 40 DKK10/GJ. Tages højde for lager- og transmissionsomkostninger kan gennemsnitsavancen over perioden beregnes til ca. 19 DKK/GJ.

Endvidere er der foretaget en sammenligning af Energitilsynets gasprisstatistik for perioden januar 2009 til juni 2010 med NordPool-børsprisen og den tyske BAFA-pris. Energitilsynets gasprisstatistik baserer sig på de offentliggjorte priser til gasprisguiden¹². Sammenligningen peger på et pudsigt mønster. Forbrugerprisen er steget konstant over perioden, mens NordPool- og BAFA-priserne har været faldende i begyndelsen af perioden og derefter stigende. Den stigende forbrugerpris over perioden skal ses i sammenhæng med, at forsyningspligtprisen, som de fleste privatkunder er på, er baseret på et olieprisindeks og derfor ikke afspejler aktuelle børspriser. Derfor er også Brent-olieprisen vist i figuren – og den har ligesom forbrugerprisen været stigende over perioden.

Anvendes BAFA-prisen som prisreference har naturgasselskabernes avance været ca. 17 DKK/GJ i gennemsnit over perioden. Anvendes NordPool-prisen som prisreference har avancen været ca. 30 DKK/GJ.

De forholdsvist høje avancer over den analyserede periode skal dog ses på baggrund af den afkobling, der har været mellem prisudviklingen på naturgas og olie. I starten af perioden er naturgasselskabernes avancer meget små (NordPool som referencepris) eller decideret negative (BAFA som referencepris). Derfor vurderes det også at være tvivlsomt at bruge denne 1½ års periode som estimat for selskabernes avancer fremadrettet.

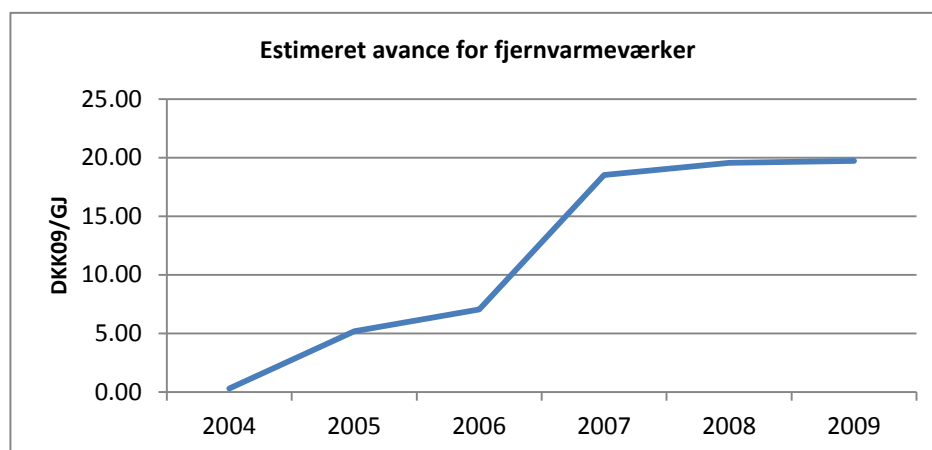
¹² <http://energitilsynet.dk/gas/prisstatistik/>, 24-01-2011.



Figur 38 Sammenligning af forbrugerpriser ifølge Energitilsynet med NordPool-priser og BAFA-priser. Brent-olieprisen er vist til sammenligning.

I de videre vurderinger er der taget udgangspunkt i en avance på 15,75 DKK09/GJ baseret på statistikken for perioden 2004-2009. Det vurderes, at den forholdsvis lange periode giver et mere robust bud på avancens størrelse, idet perioder med eventuelle underavancer eller meget betydelige overavancer er udjævnet. Forbedringer i konkurrencen på naturgasmarkedet kan eventuelt føre til lavere avancer. Det er imidlertid uvist, hvorvidt konkurrencen vil blive forbedret, og derfor foreslås at anvende de 15,75 DKK09/GJ fremadrettet.

Avancerne for industrikunder og varmegærker er estimeret på baggrund af statistik fra Dansk Fjernvarme. Metoden er identisk med den anvendt for privatkunder. Avancen er steget betydeligt over tid, jf. Figur 39. Den store avance særligt det seneste år kan bl.a. skyldes at mange fjernvarmekunders pris har været bundet op på olieprisen i 2009 samt naturgasprisens kollaps, men det forklarer ikke de høje avancer i 2007 og 2008.



Figur 39: Estimeret avance for naturgasselskaberne på leverancer til fjernvarmegærker [DKK09/GJ]. Observerede priser ifølge Dansk Fjernvarmes statistik fratrukket IEA-pris og omkostninger til transmission, lager og distribution.

Som estimat for den fremadrettede avance for værkerne er anvendt et gennemsnit af den observerede avance for perioden 2004-2009, svarende til 11,73 DKK09/GJ. Set i lyset af udviklingen i avancen over tid bør det dog påpeges, at dette estimat må vurderes at være behæftet med betydelig usikkerhed. På lang sigt vurderes 11,73 DKK09/GJ således, at være en forholdsvis høj avance for store kunder, som må formodes at være betydeligt mere opmærksomme på at sikre en konkurrencedygtig pris end privatkunder.

4.4 Samfundsøkonomiske tillæg

Danmarks gasforsyning vil fremadrettet bestå af en blanding af egen produktion og importerede mængder. Skønt Danmark forventes at være netto-eksportør frem til 2020, forventes også en stigende import, da meget af den danske gas eksporteres til Holland. Det forudsættes, at der fremadrettet vil være en øget markedsintegration i Nordvesteuropa og dermed, at gaspriserne både på spotmarkederne og på lange kontrakter vil konvergere geografisk. Gasprisen fra IEA vurderes ud fra sammenligning med øvrig statistik at være et udmærket bud på en dansk grænsepris.

Transport-, distributions-, avance-, lager- og nødforsyningsomkostninger er blevet vurderet ud fra de fulde transportomkostninger i det danske gassystemet.

Tarifniveauerne i de regulerede infrastrukturselskaber ses grundlæggende set som et udtryk for de fulde omkostninger for gasforsyning. Af disse anses tarifelementer til dækning af allerede udførte infrastrukturinvesteringer som sunk cost og medregnes ikke i de samfundsøkonomiske priser. Der afviges fra dette, såfremt infrastrukturen vurderes at have en alternativ marginal anvendelse i markedet. Dette gælder specifikt for lager og delvist nødforsyningsreserver.

Faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i distributionsnettet vurderes ligeledes for størstedelens vedkommende at være sunk cost, fordi de ikke vil blive reduceret proportionalt med hverken gassalg eller antallet af gaskunder.

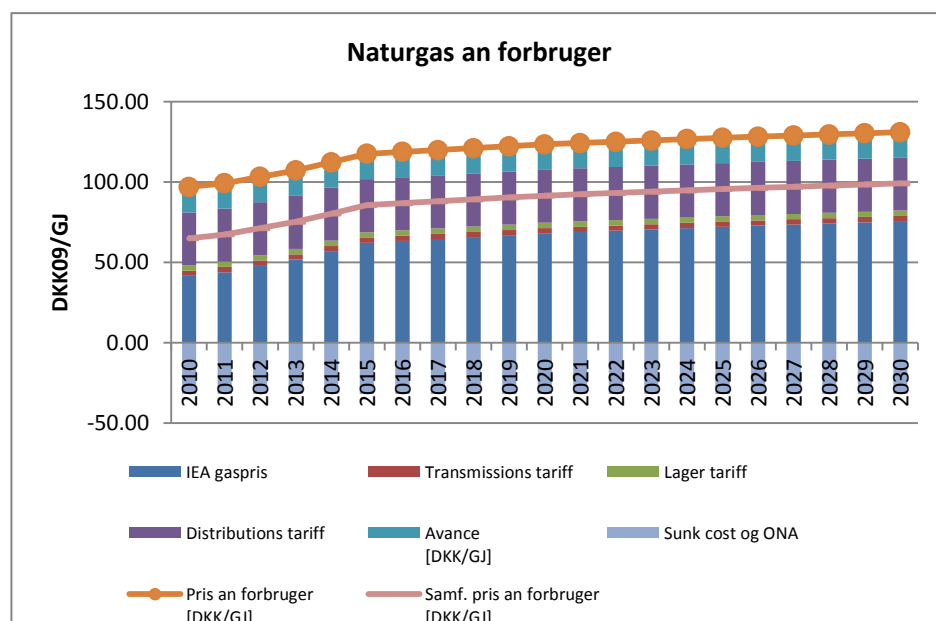
På baggrund af de gennemførte analyser gives nedenstående forslag til tillæg til den fremadrettede IEA-naturgaspris. Den mest betydelige usikkerhed handler om håndteringen af avancerne. Dels har det vist sig vanskeligt at bestemme avancerne størrelse, dels er det et grundlæggende metodisk spørgsmål om avancerne bør indgå i de samfundsøkonomiske beregningspriser. Finansministeriet anbefaler, at det indgår i beregningspriserne, og af denne grund er de medtaget i tabellen nedenfor. Det bør dog understreges, at denne prioritering i højere grad afspejler et hensyn til konkurrencesituationen i varmemarkedet end en "rå" samfundsøkonomisk vurdering.

I fremskrivningen af priserne an forbrugssted holdes omkostninger og avancer konstant i faste priser. Dette er en ændring i forhold til tidligere fremskrivninger, hvor avancerne er steget med stigende gaspriser. Det vurderes at stigende

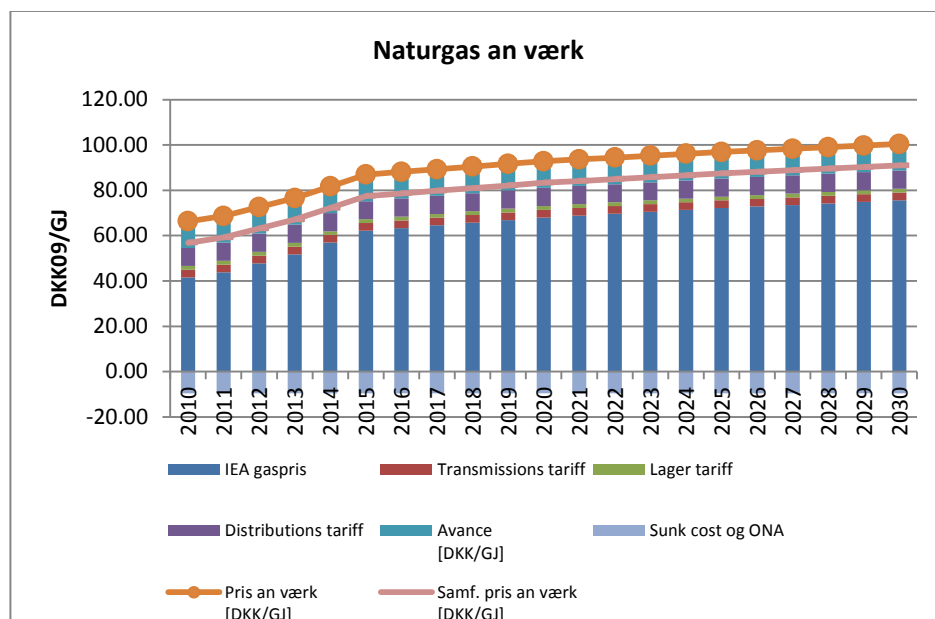
handelsavancer ikke vil kunne opretholdes fremadrettet. Et forhøjet avanceniveau der ikke begrundes med stigende selskabsøkonomiske omkostninger eller større kapitalbinding vil gøre markedet mere attraktivt og bør invitere til øget konkurrence, som igen vil erodere avanceniveauet på længere sigt.

Tillæg til IEA naturgaspris		Transmission, nødforsyning	Distribution	Lager	Handelsavance	SUM af tillæg
An kraftværk	Selskabsøkonomi	3.39	-	1.66	-	5.04
	Samfundsøkonomi	1.41	-	1.66	-	3.06
An værk	Selskabsøkonomi	3.39	8.00	1.66	11.73	24.77
	Samfundsøkonomi	1.41	0.48	1.66	11.73	15.27
An forbruger	Selskabsøkonomi	3.26	33.00	3.31	15.75	55.32
	Samfundsøkonomi	1.41	2.97	3.31	15.75	23.44

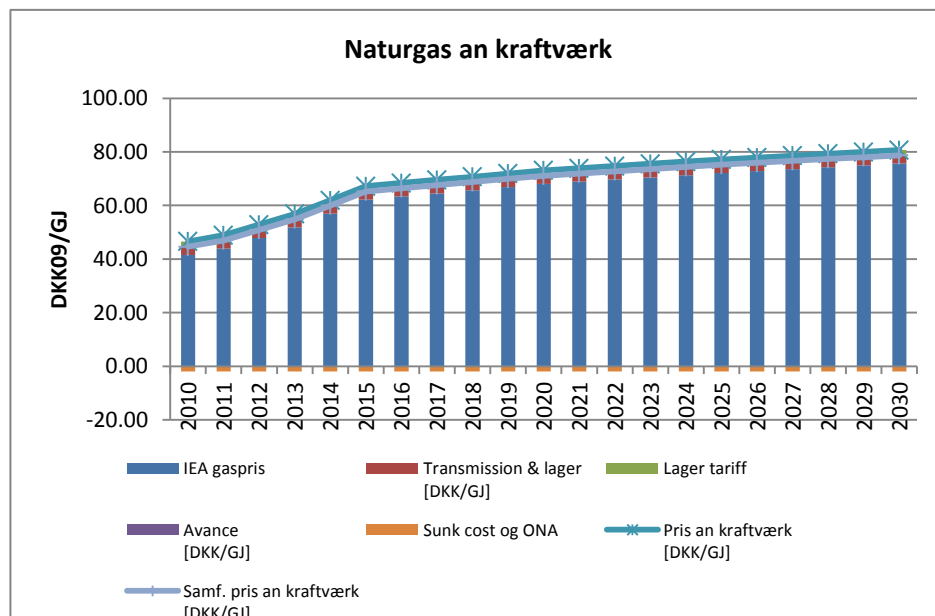
Tabel 12: Tillæg til IEA-naturgaspris. Der er både vist de selskabsøkonomiske tillæg som virksomhedsforbrugere i praksis vil observere (inkl. sunk cost) og de samfundsøkonomiske tillæg, som anbefales anvendt i forbindelse med samfundsøkonomiske analyser. (Alle priser er i 2009 priser)



Figur 40 Fremskrivning af naturgaspriserne an forbruger



Figur 41 Fremskrivning af naturgaspriseren an værk



Figur 42 Fremskrivning af naturgasprisen af kraftværk

Figur 43 Fremskrivning af den samfundsmæssige pris for naturgas an privatforbruger, an værk og an kraftværk

	IEA gaspris [DKK09/GJ]	An forbruger [DKK09/GJ]	An værk [DKK09/GJ]	An kraftværk [DKK09/GJ]
2010	41,55	64.98	56.82	44,61
2011	43,88	67.32	59.15	46,95
2012	47,84	71.28	63.11	50,90
2013	51,79	75.23	67.06	54,86
2014	56,90	80.34	72.17	59,96
2015	62,17	85.61	77.44	65,23
2016	63,34	86.78	78.61	66,40
2017	64,51	87.95	79.78	67,58
2018	65,69	89.12	80.96	68,75
2019	66,86	90.30	82.13	69,92
2020	68,03	91.47	83.30	71,10
2021	68,85	92.29	84.12	71,92
2022	69,67	93.11	84.94	72,74
2023	70,50	93.93	85.77	73,56
2024	71,32	94.75	86.59	74,38
2025	72,14	95.58	87.41	75,20
2026	72,84	96.28	88.11	75,91
2027	73,55	96.98	88.82	76,61
2028	74,25	97.69	89.52	77,31
2029	74,95	98.39	90.22	78,02
2030	75,66	99.09	90.93	78,72