

JUNI 2005



Hammerfest Energi AS

Gasskraftverk med CO₂-håndtering

TILLEGG TIL KONSEKVENsutREDNING

Hammerfest Energi AS – 100 MW gasskraftverk med CO₂-håndtering Tilleggsutredninger.

Vi viser til brev fra NVE med deres ref.: NVE 200400736-54 kte/hha Arkiv: 912-513.2 /Hammerfest Elektrisitetsverk. Her stilles krav om tilleggsutredninger på grunnlag av innkomne merknader og NVEs egne vurderinger.

Hammerfest Energi AS (HE) har ved hjelp av eksterne og egne kilder hentet inn de ønskede opplysninger og presenterer dem her.

Prosjekteringen er fortsatt i en fase hvor investeringskostnadene innehar en del usikkerheter. I 2003 ble FEED-studien gjennomført. Den konkluderte med at anlegget ville koste 1,3 mrd. NOK å bygge. I 2004 gjennomførte Sargas et nytt kostnadsestimat som kom til at anlegget ville koste 1,1 mrd. NOK. I ettertid har layouten blitt modifisert, treseer for rør til og fra anlegget er endret (forlenget), fyllingen mellom land og barge er utvidet til å omslutte hele anlegget. Nå vurderes det å fjerne barge, modulisere anlegget og bygge modulene sammen på fyllingen. Endringene inneholder både kostnadsreduserende og fordyrende tiltak. Det foregår for tiden arbeider som skal gi investeringskostnad innenfor +/- 10 %. Denne er ikke ferdig. Derfor regner vi ut fra feedstudiens resultat på 1,3 mrd. NOK som er det høyeste.

Tilleggsutredningen er redigert av Bjørn Blix, Hammerfest Energi AS.

De som har skrevet materialet er:

- Støyberegninger – MultiConsult AS.
- NO_x renseprosessen, Spesialavfall fra SCR-prosessen, Utslipp av SO_x, VOC og karbonater, Økonomi (Grensesnitt, CO₂-tørking og -kompresjon samt CO₂-rør, Anleggets totalvirkningsgrad, Håndteringskostnadene for CO₂ sammenlignet med andre konsepter, Sammenligning med konvensjonelle gasskraftverk på hhv 105 og 400 MW) – Dr. Tor Christensen.
- Innmatingstariffer for kraft – Bjørn Oluf Holmgren, Hammerfest Energi AS
- Økonomi (Lønnsomhetsberegninger, Følsomhetsanalyse) – Alfred Berg ABN AMRO.
- Rørtrasèer, Sikkerhetsaspekt ved å bygge kraftverket på påler, Sikkerhetssoner med tanke på sjørelaterte aktiviteter, Prosessmessig grensesnitt mot Snøhvit-anleggene, Økonomi (Investeringskostnader for gassrør og tilhørende anlegg, Estimert driftskostnader ved bruk av Statoils anlegg for CO₂-mottak, Forventet årsproduksjon, hensyn tatt til regulariteten i Snøhvit-anlegget, Sammenligning med konvensjonelle gasskraftverk på hhv 105 og 400 MW) – Bjørn Blix, Hammerfest Energi AS.

INNHold

1	STØYBEREGNINGER.....	4
1.1	NORMAL DRIFT.....	4
1.2	FAKLING.....	5
1.3	STØYSONEKART FOR TILTAKET OG FOR OMRÅDET RUNDT KRAFTVERKET I DRIFTSFASEN.	6
	<i>STØYSONEKART - DRIFTSFASEN</i>.....	7
2	NO_x-RENSEPROSESSEN	8
2.1	BRENNERTEKNOLOGI	8
2.2	SCRUBBING AV NO _x OG NH ₃	9
3	SPESIALAVFALL FRA SCR-PROSESSEN	10
4	UTSLIPP AV SOX, VOC OG KARBONATER.....	10
5	RØRTRASÈER	10
6	SIKKERHETSASPEKT VED Å BYGGE KRAFTVERKET PÅ PÅLER.....	12
7	SIKKERHETSSONER MED TANKE PÅ SJØRELATERTE AKTIVITETER	15
8	PROSESSMESSIG GRENSESNIITT MOT SNØHVIT-ANLEGGENE	15
9	ØKONOMI.....	18
9.1	GRENSESNIITT	18
9.2	INVESTERINGSKOSTNADER FOR GASSRØR OG TILHØRENDE ANLEGG	18
9.3	CO ₂ -TØRKING OG -KOMPRESJON SAMT CO ₂ -RØR	18
9.4	ESTIMAT FOR DRIFTSKOSTNADER VED BRUK AV STATOILS ANLEGG FOR CO ₂ -MOTTAK	18
9.5	INNMATINGSTARIFFER FOR KRAFT	19
9.6	FORVENTET ÅRSPRODUKSJON, HENSYN TATT TIL REGULARITETEN I SNØHVIT-ANLEGGET	21
9.7	LØNNSOMHETSBEREGNINGER	22
9.8	FØLSOMHETSANALYSE.....	29
9.9	ANLEGGETS TOTALVIRKNINGSGRAD	34
9.10	HÅNTERINGSKOSTNADENE FOR CO ₂ SAMMENLIGNET MED ANDRE KONSEPTER	35
9.11	SAMMENLIGNING MED KONVENSJONELLE GASSKRAFTVERK PÅ HHV 105 OG 400 MW.	36
9.12	VEDLEGG	38

1 Støyberegninger

I tilleggsutredningen er det hentet ut utdrag fra rapporten AKU 01 laget av Multiconsult 09.06.05. Rapporten er vedlagt i sin helhet som: Gasskraftverk hammerfest-aku-01.doc

1.1 Normal drift

For å vurdere om støy fra anlegget vil kunne ligge under angitte grenseverdier er det tatt utgangspunkt i hvor mye lydeffekt anlegget totalt sett kan avgi uten at prosjekteringsgrensen på $L_{\text{night}} = 42$ dBA overskrides ved nærmeste boligbebyggelse. Under kapittel "Tiltak" er det vurdert hvilke tiltak som anses nødvendig for den enkelte støykilden for å tilfredsstille grenseverdiene som er satt til utstyret.

Grenseverdien for avgitt støy er beregnet til $L_w = 106$ dBA, hvilket samsvarer med et støynivå ved nærmeste bolighus på $L_{\text{night}} = 42$ dBA.

Grenseverdier for avgitt lydeffekt L_w for støyende utstyr.

Utstyr	Lydeffekt, L_w	Kommentar
Gassturbin	100 dBA	
Steamturbin	94 dBA	
CO ₂ kompressor	94 dBA	
Boiler	92 dBA	
Feed water pumper	90 dBA	To pumper går samtidig
Sea water Pumper	90 dBA	To pumper går samtidig
Støy fra sekundære støykilder	103 dBA	
SUM	106 dBA	Tilsvarende $L_{\text{night}} = 42$ dB

Nødvendige tiltak for å imøtekomme kravet satt til de ulike støykildene i tabellen er vurdert i forhold til målinger og erfaringer fra tilsvarende prosjekter. I tillegg er det utført beregninger av avgitt lydeffekt ut fra gitte opplysninger.

Vurdering av nødvendige støyreducerende tiltak på støyende utstyr.

Utstyr	Sannsynlige tiltak	Kommentar
Gassturbin	Innbygging med støyvegger som går helt ned til dekket. Lydfeller på avgassrør. Lydfeller på luftinntak.	
Steamturbin	Innbygging av turbin og generator.	Beregninger viser at selve turbinen kan klare seg uten innbygging.
CO ₂ kompressor	Full innbygging av motor og kompressor.	Støysvak motor kan vurderes som alt. til innbygging.
Boiler	Lydfeller på luftinntak og innbygging av vifter.	
Feed water pumper	Full innbygging av pumpe og motor.	
Sea water Pumper	Full innbygging av pumpe og motor.	
Støy fra sekundære støykilder	Rørisolering. Støysvake kjølere med redusert viftehastighet eller vannkjøling. Lydfeller på avkastkanaler fra ventilasjonsanlegg. Støysvake hjelpesystemer, så som luftkompressorer.	

Det understrekes at det som er angitt over representer en totalvurdering ut fra foreliggende informasjon. Ved en eventuell igangsetting av anlegget må støy fra anlegget følges opp spesielt. I denne sammenheng kan det vise seg at enkelte av tiltakene kan reduseres eller at andre tiltak må forsterkes.

Totalt sett anses de gitte grenseverdier for anlegget å være strenge, men godt innefor det som er teknisk mulig med dagens teknologi.

1.2 Fakling

Det er ikke avklart om det vil bli laget egen fakkel for nedblåsning av gass, men normalt settes det ikke grenseverdier for støy til omgivelsene i nødsituasjoner. I denne sammenheng kan det refereres til gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og på Aukra der støy fra fakling ikke er tatt med i konsesjonsbetingelsene. Bruk av fakkel ved høyeste trykk og høyeste strømningsrate for ikke planlagt nedstegning av anlegget, anses som en nødsituasjon. Imidlertid må støy fra en slik aktivitet være innenfor grenseverdiene angitt av

Arbeidstilsynet i "Støy på arbeidsplassen" (best nr 398 A¹) for de som arbeider på anlegget. Høyeste støy nivå inne på anlegget skal ikke overskride 130 dBC Peak som tilsvarer $L_{maks} = 110$ dBA. Dette vil i praksis begrense tillatt støy fra fakling og samtidig begrense støyutbredelsen til omgivelsene.

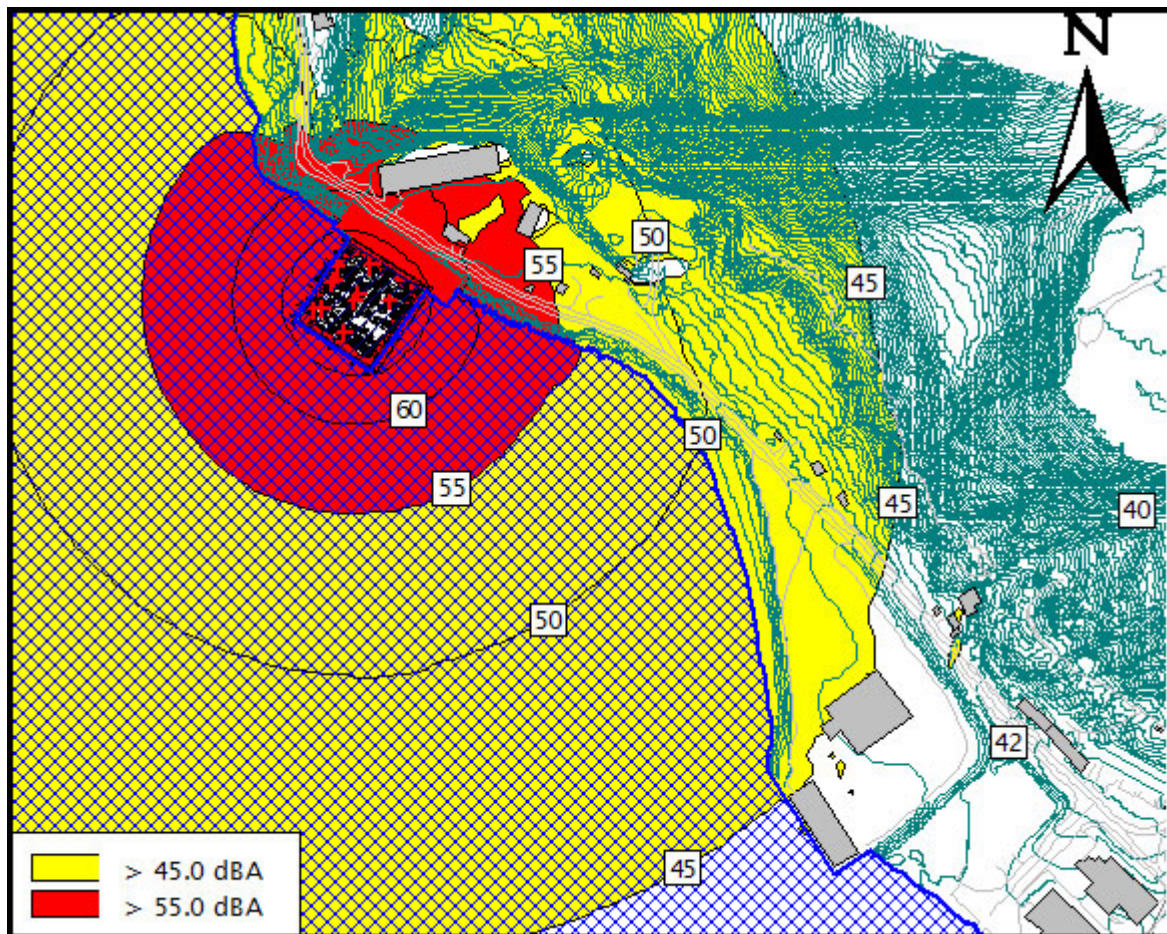
Under dimensjonering og valg av fakkelutstyr vil arbeidsmiljøkravet ved fakling under full rate og trykk være et av dimensjoneringskriteriene. Støy fra fakling varierer sterkt med rate og type fakkel og det vil derfor være vanskelig å beregne denne støyen før endelig fakkel er valgt. Når endelig fakkel er valgt vil det også være mulig å beregne støy fra vedlikeholdsfakling med redusert strømming eller trykk.

Støykravene til fakkelen i for hold til arbeidsmiljøstøy bør tas med ved dimensjonering og bestilling av fakkel

1.3 Støysonekart for tiltaket og for området rundt kraftverket i driftsfasen.

Kildene er lagt inn i beregningsmodellen som er laget for anlegget. Det er beregnet støykoter for områdene rundt anlegget. Støykotene er kvantisert i 5dB-intervaller, samt at noen enkeltnivåer er vist i tekstbokser (se vedlegg 1). Myndighetsgrensen på $L_{night} = 45$ dBA er representert som grensen mellom gul og hvit sone. Kartet viser at beregnet verdi for nærmeste bolig er på $L_{night} = 42$ dBA som ligger godt utenfor gul sone. Gul, rød og hvit sone er angitt i T-1442 som følger

- Rød sone $L_{night} > 55$ dBA
 - Gul sone $45 \text{ dBA} < L_{night} < 55$ dBA
 - Hvit sone $L_{night} < 45$ dBA
-



Støysonekart - driftsfasen

2 NO_x-renseprosessen

NO_x består hovedsakelig av NO (typisk 80 til 90 %) og NO₂ (typisk 10 til 20 %). En oversikt over NO_x og relevante egenskaper er vist i tabellen nedenfor:

Kjemisk formel	Navn (på engelsk)	Nitrogen valens	Egenskaper
N ₂ O	Nitrous oxide	1	Fargeløs gass Løselig i vann
NO N ₂ O ₂	Nitric oxide Dinitrogen dioxide	2	Fargeløs gass Noe vannløselig
N ₂ O ₃	Dinitrogen trioxide	3	Sort, fast stoff Vannløselig, dekomponerer i vann
NO ₂ N ₂ O ₄	Nitrogen dioxide	4	Rød-brun gass Meget vannløselig Dekomponerer i vann
N ₂ O ₅	Dinitrogen pentoxide	5	Hvitt, fast stoff Meget vannløselig Dekomponerer i vann

NO_x er uønsket av minst to årsaker:

- NO_x er i stor grad giftig. NO_x bidrar også til sur nedbør. NO_x kan sammen med ultrafiolett lys forårsake dannelse av bakkenært ozon. Avdamp fra olje og gassvirksomhet (volatile organic compounds, VOC) fremskynder slik dannelse av ozon.
- NO_x, spesielt NO₂, vil i stor grad absorberes i absorpsjonsvæske som er beregnet for CO₂ (typisk aminer eller varme karbonater). Dette nøytraliserer absorpsjonsvæsken slik at absorpsjon av CO₂ blir mindre effektiv.

NO_x bør reduseres til under 5 ppm. Dette gjøres ved en kombinasjon av tre teknikker:

- 1) Bruk av lav NO_x brennere
- 2) Fjerning av NO_x ved kjemisk omdannelse til ufarlig nitrogen og vanndamp (SCR)
- 3) Absorpsjon av restmengder NO_x og avfallsstoffer fra den kjemiske prosessen i vann (hovedsakelig NH₃ som forekommer i konsentrasjoner fra 2 til 10 ppm).

NO_x, spesielt NO₂, som ikke er fjernet ved ovenstående prosesser vil i noen grad absorberes under innfangning av CO₂. NO_x til atmosfæren vil bli meget lav, under 5 ppm. Sett i relasjon til den lave mengden luft som anlegget vil benytte, i forhold til effektproduksjonen, er dette svært lite NO_x.

2.1 Brennerteknologi

Lav NO_x brennere

Større leverandører av kjeler, gassturbiner, brennere og varmegjenvinnings systemer med tilleggsfyring har alle utviklet lav NO_x brennere. Et eksempel er Siemens' gassturbin GTX-100, som etter trykksatt forbrenning bare avgir ca. 15 ppm NO_x. Dette er før eventuell bruk av SCR og absorpsjon i vann.

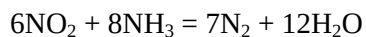
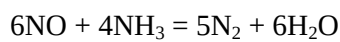
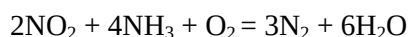
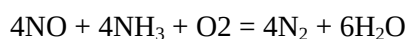
Generelt vil lav NO_x brennere reduserer NO_x utslipp ved å redusere dannelsen av termisk og fuel NO_x i forbrenningsområdet. Dette oppnås ved å redusere flamme temperaturer ved å kontrollere sekundærluft. Mengden luft i fuel rik flamme sone reduseres, og dette begrenser dannelsen av NO_x. Sekundær luft tilsettes deretter jevnt inn i flammen for å komplettere forbrenningen ved lavere temperaturer.

En forskjell fra systemet i Hammerfest er krav om trykksatt forbrenning helt ned til en restoksygen konsentrasjon på ca. 1-2 % (volumbasis). Dette oppnås ved teknologi nær opp til kjent lav NO_x brenner teknologi ved forbrenning i tre trinn. I tillegg vil lave restoksygen mengder redusere dannelsen av NO_x.

Lav NO_x brennerteknologi hentes for tiden (juni 05) frem av Alstom og tilpasses Hammerfest anlegget.

Selective Catalytic Reduction

I en Selective Catalytic Reduction (SCR) prosess foregår følgende reaksjoner ved mellom 300 og 400 °C over en katalysator:



Reaksjonene med oksygen er de viktigste. I praksis kreves minst 1 volum% oksygen i gassen som skal renses. Dette er en optimal verdi også for energiproduksjonen i kraftverket.

I praksis benyttes en mengde NH₃ tilsvarende noe over støkiometrisk mengde for den første av reaksjonene. Dette skyldes at ikke all NH₃ reagerer, og at noe NH₃ kan dekomponere i nærvær av oksygen til nitrogen og vanddamp. NH₃ vil bli supplert som en vandig løsning

SCR er en forholdsvis kostbar metode for å fjerne NO_x. Det er også en effektiv metode med virkningsgrader opp mot 95 %. Høy virkningsgrad betinger større katalysator overflate og i noen tilfeller et større overskudd NH₃. Det er derfor viktig at NO_x fra brennere er lavest mulig.

2.2 Scrubbing av NO_x og NH₃

Det finnes meget bred erfaring med scrubbing av NO_x og NH₃ fra kjemisk industri. Et eksempel er produksjon av salpetersyre, hvor NH₃ oksideres til NO₂. NO₂ absorberes deretter i vann. Ytterligere kontakt med NH₃ kan gi ammonium nitrat (råstoff for fullgjødsel), hvor årlig produksjon er millioner av tonn. Til sammenligning vil kraftverket kun absorbere 10 til 20 tonn bundet nitrogen årlig og gi en meget fortynnet vandig løsning av disse komponentene.

Absorpsjon av NO_x benyttes også for produksjon av blant annet hydroxyl amin, et råstoff for caprolactam som igjen benyttes for produksjon av nylon. Dette inngår i en meget omfattende kjemisk prosessindustri.

Ovenstående er ment å illustrere den meget brede erfaring som finnes med absorpsjon av NO_x og NH₃. Absorpsjon fra en forbrenningsgass er kjemisk sett lik absorpsjon i kjemisk industri og vil fullt ut baseres på slik erfaring.

3 Spesialavfall fra SCR-prosessen

Katalysatoren i SCR prosessen vil degradere over tid, og må gjenvinnes. Nyere prosesser benytter katalysator basert på kobber eller på kobolt, men det er mest sannsynlig at meget vel etablerte systemer basert på platina eller palladium vil bli foretrukket. Dette er katalysator materiale av så høy verdi at det normalt ikke tillates noe tap.

Brukt katalysator sendes derfor i sin helhet og i sin opprinnelige beholder til spesialfirma for gjenvinning av alt katalysator materiale. Slike firma, hvor det kun finnes et lite antall, inkluderer Degussa og Johnson Matthey. SCR prosessen vil således ikke føre til noe som helst avfall eller miljøproblem på kraftverket eller i kraftverkets omgivelser.

4 Utslipp av SO_x, VOC og karbonater

Så langt kjent er det ikke svovel komponenter i fuel gassen. Derfor vil det ikke dannes eller slippes ut SO_x.

Lette hydrokarbon komponenter omtales ofte som VOC (Volatile Organic Compounds) og forbindes som regel med utslipp i forbindelse med olje og gassproduksjon og transport. Disse hydrokarbon komponentene er de samme som finnes i naturgass. Slike komponenter finnes derfor bare i fuel gass røret fra Melkøya, i en varmeveksler som forvarmer fuel gassen, i avstengningsventiler og i ventil for reduksjon av trykket på fuel gassen.

Utslipp av VOC til atmosfæren er bare mulig dersom røret eller utstyret har lekkasjer. Dette skal normalt ikke skje.

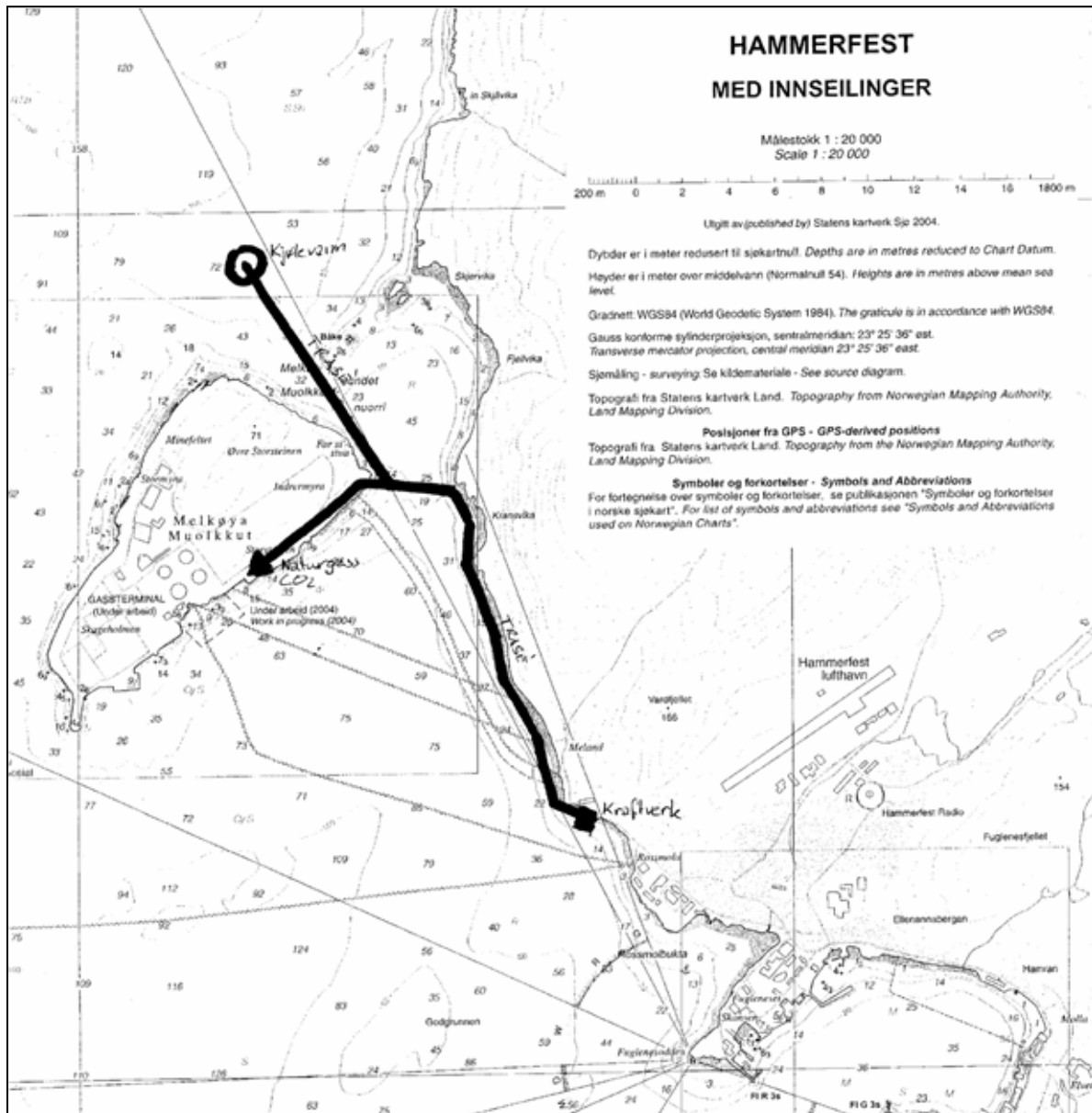
5 Rørtrasèer

Hammerfest LNG-fabrikk på Melkøya har fast sikkerhetssone på 200 meter. Ved manøvrering av LNG-tankere i havneområdet er det en sikkerhetssone på ca. 2,5 km rundt fartøyet. Dette betyr at området mellom Melkøya og Fuglenesodden er manøvreringsområde og tillater ikke installasjoner på havbunnen.

Det opprettes en trasé for 2 stk. kjølevannsrør, 1 stk. CO₂-rør og 1 stk. gassrør i sjøen HAT -10 meter. Denne dybden skjermer traseen mot skade fra treff av LNG-tankere i drift da de vil grunnstøte før de treffer rørledningene. Traseen starter ved Hammerfest Gasskraftverk på Rossmolla, følger kysten nordover til nordenden av Kransvika og krysser vestover på terskelen over til Melkøya. Gassrør og CO₂-rør lander ca. 10 meter sør for Melkøyas østligste punkt og fortsetter inn i prosessområdet ved Storsteinen. Kjølevannrørene følger også terskelen over mot Melkøya. Før de treffer land dreies traseen for disse mot NNV og når tilstrekkelig dybde på hhv 50 meter (utslipp) og 60 meter (inntak) nord for Melkøya.

Se vedlagt kart på neste side.

Kart med trase



6 Sikkerhetsaspekt ved å bygge kraftverket på påler

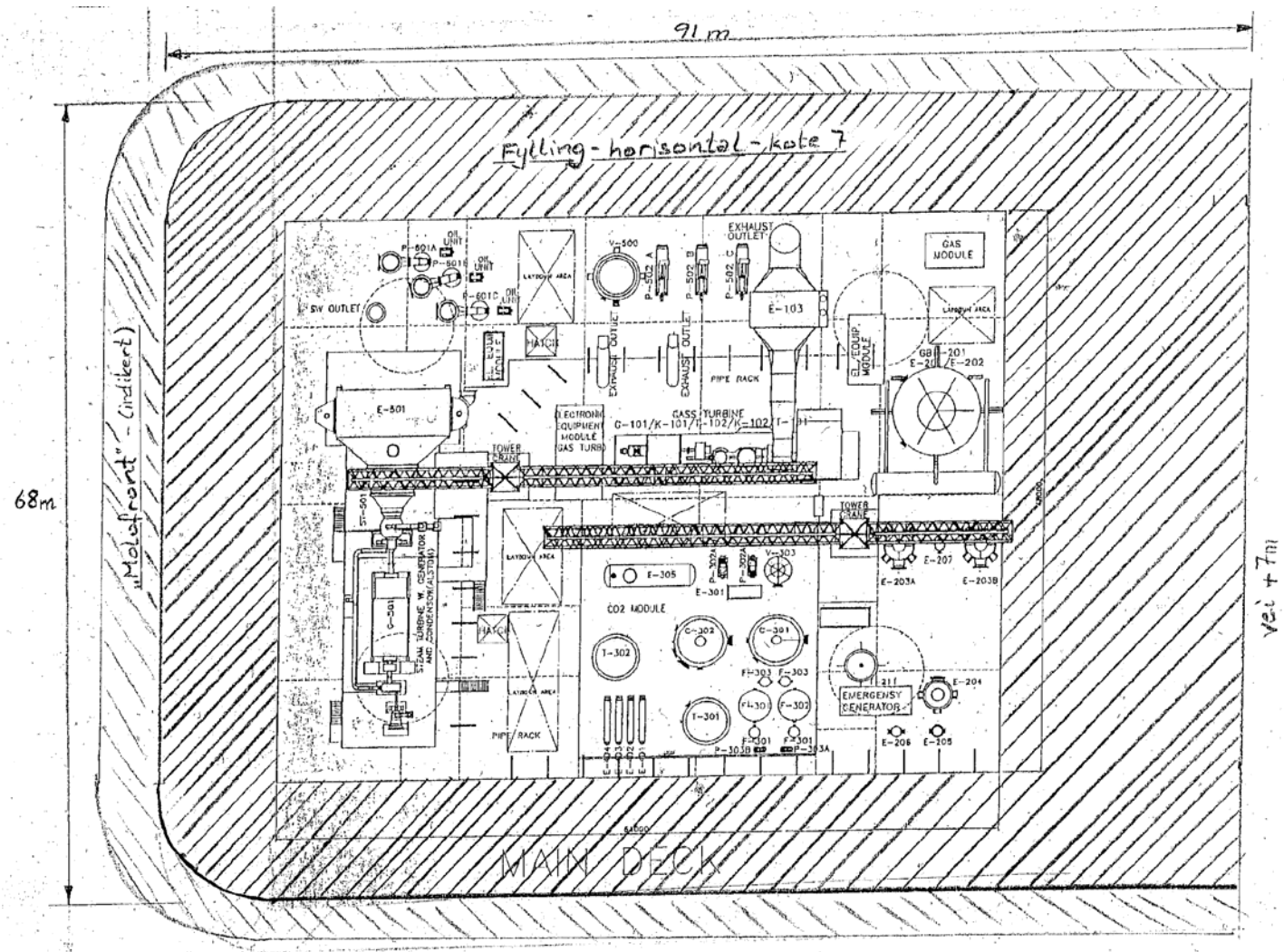
Hammerfest Gasskraftverk er planlagt bygget på lekter som skipes til byggeplassen og løftes opp på 4 stk. påler. De indre påler vil bli liggende inni fyllingen som forbinder lekten med land. De ytre pålene var i utgangspunktet planlagt å stå fritt. I møter med Kystverket og Hammerfest Havnevesen ble følgende scenarier diskutert a) LNG-tanker mister kontroll under innseiling til Melkøya, kommer i drift og kolliderer med Hammerfest Gasskraftverk og b) Fiskebåt kommer i brann, mister kontrollen og drifter mellom de ytre påler og inn under lekteren som danner kjellerdekket til Hammerfest Gasskraftverk.

Tiltak:

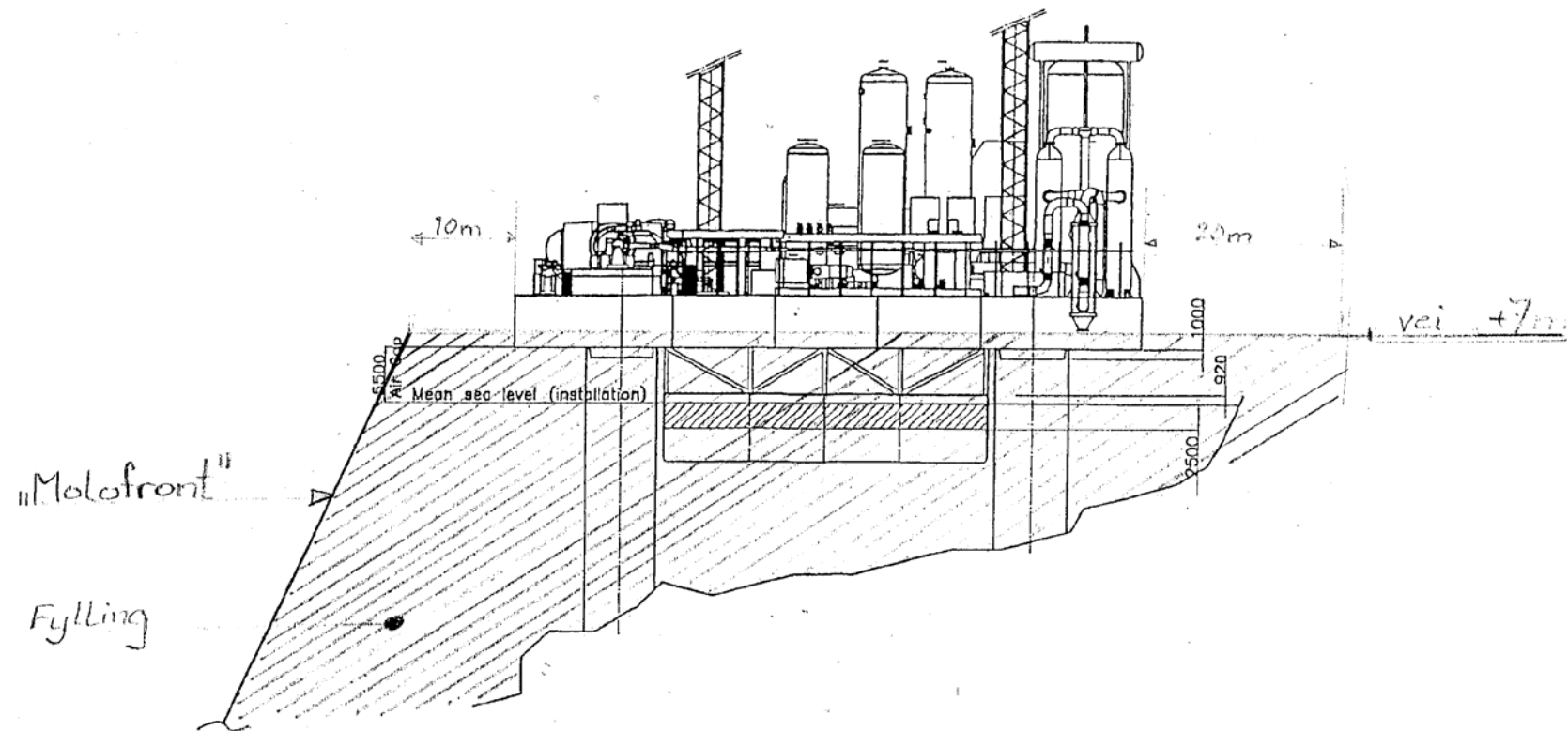
Det fylles ut under hele lekteren opp til kote 7 og utenfor i en horisontal avstand av 10 meter fra ethvert ytre punkt på lekteren. Fra 10 meter horisontal avstand lages en "molofront" ned i sjøen. På frontens sør- og vestside etableres en bølgebryter som skal sikre fyllingsfronten mot skade fra bølger og dønninger. Treff av flytende fartøy hindres av fyllingen.

Se vedlagt skisser på neste sider.

Skisse 1 Fylling



Skisse 2 Fylling



7 Sikkerhetssoner med tanke på sjørelaterte aktiviteter

Det er ikke planlagt kai i tilknytning til Hammerfest Gasskraftverk. Etter anleggsperioden vil ikke aktivitet ved Gasskraftverket berøre sjøtrafikken i området.

8 Prosessmessig grensesnitt mot Snøhvit-anleggene

Viser til brev fra Statoil av dato 2004-01-01 / ref: BR-SNØ-MYN-0288 / Saksbehandler: Kai Bj. Lima.

Uttak av naturgass:

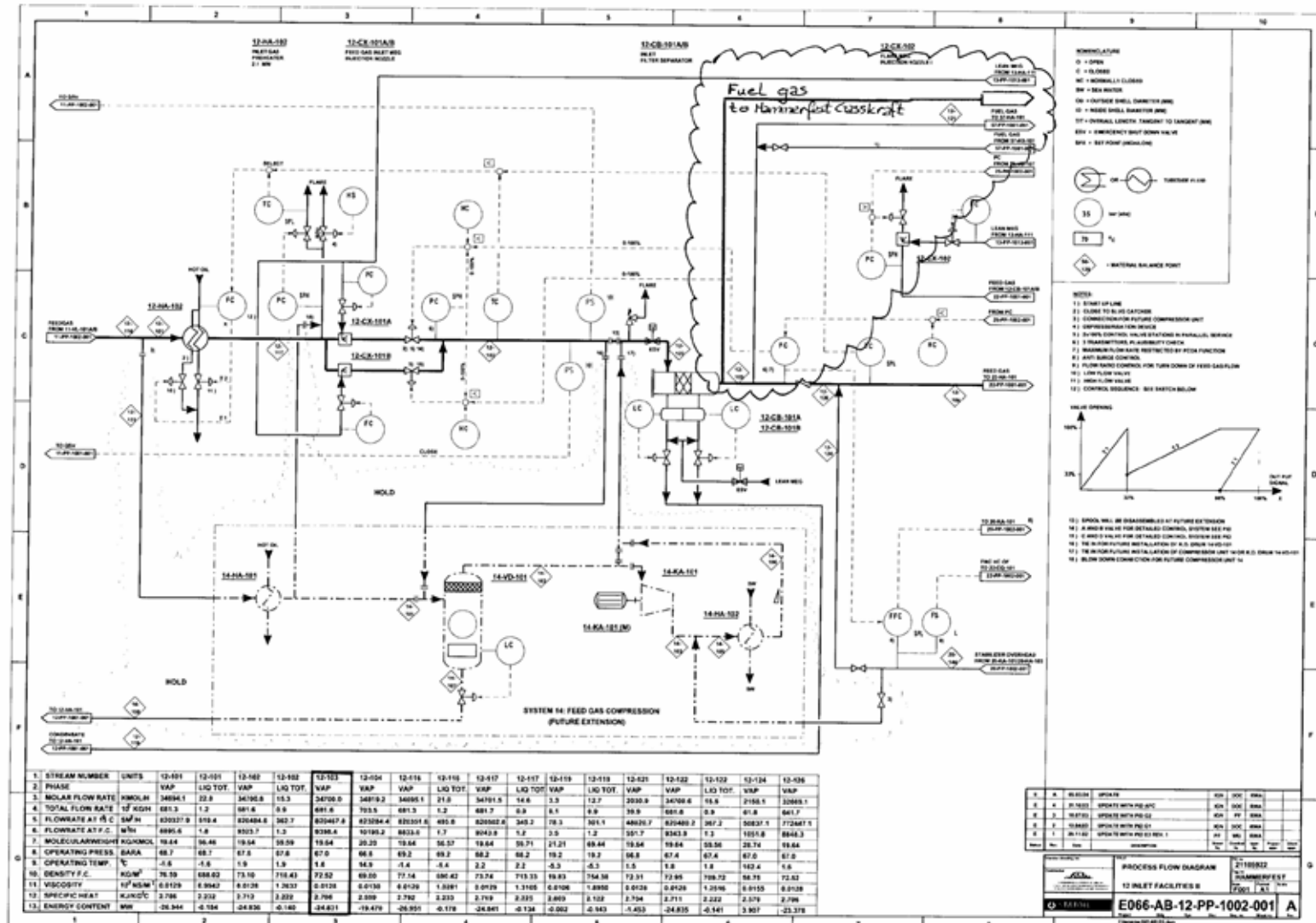
I nevnte brev beskrives uttaket som: ”- leveransepunkt etter væskefanger (filterseparator), men før fyrgass”. Uttaket er vist på tegning: Process flow diagram / 12 inlet facilities II / E066-AB-12-PP-1002-001 i posisjon 6C.

Leveranse av CO₂:

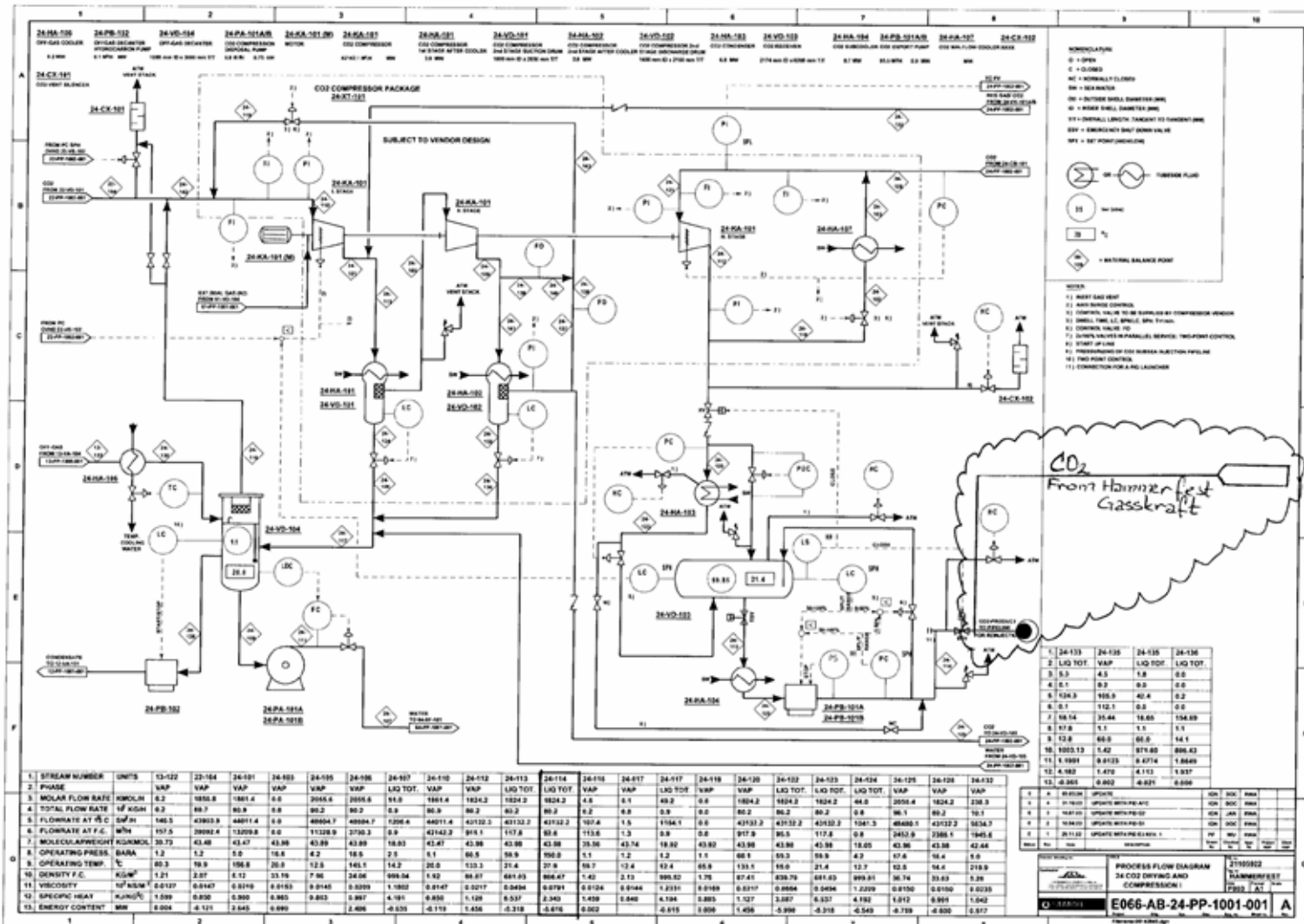
I nevnte brev beskrives: ”M.h.t. deponering av CO₂ vil leveransepunkt være tilkoblingspunkt etter injeksjonspumpe for CO₂, men før landfall.”. Leveransepunktet er vist på tegning: Process flow diagram / 24 CO₂ drying and compression I / E066-AB-24-PP-1001-001 i posisjon E8.

Se vedlagt tegninger på neste sider.

Fuelgas til Hammerfest Gasskraftverk



CO₂ fra Hammerfest Gasskraftverk



9 Økonomi

9.1 Grensesnitt

Grensesnitt Melkøya:

- 1) Ved uttak av fuel gass (umiddelbart oppstrøms Statoils eget uttak av fuel gass).
- 2) Ved leveranse av trykksatt CO₂ (umiddelbart før innløp til CO₂ rør til injeksjonsbrønn).

Grensesnitt sjø:

- 1) Ved inntak av sjøvann (forbrukere er kjølevann og ferskvanns produksjon)
- 2) Ved utslipp av brukt kjølevann

Grensesnitt land:

- 1) Tilkobling til nett etter transformator på anlegget

Grensesnitt "civil work"

- 1) Søyler anlegget plasseres på og bro til land er inkludert

9.2 Investeringskostnader for gassrør og tilhørende anlegg

En beregning vil være sammensatt av flere elementer med varierende usikkerheter. Som tidligere nevnt arbeides det for tiden med å framskaffe gode tall for prosjektet. Derfor har vi på dette punktet valgt å benytte erfaringstall fra Rogassprosjektet. Verken tilkobling eller rørføringer er direkte sammenliknbare. Imidlertid er dette det nærmeste vi kommer i Norge. Tallene som presenteres kan ansees som indikative.

Gassrør og CO₂-rør vil ha lengde ca. 3200 meter og kjølevannsrør for inntak og utløp vil hver være ca. 3000 meter. Se *Kart med trase* i kapittel 5.

Tilkoblinger estimeres til å koste ca 20 MNOK for naturgass og CO₂. Rørkostnader vil være i området 3000,- NOK pr løpemeter inklusive landfallskostnader. I dette tilfellet skal alle rør legges i samme trase helt fram til Melkøyas østligste punkt. Dette kan gjøres i en operasjon. Dermed reduseres kostnaden til 1/3 (altså NOK 1000,- pr. løpemeter).

Kostnader for rør blir da 12,2 MNOK, i tillegg kommer tilkoblinger til prosessanlegget med 15 MNOK

Dermed havner tilkobling og rør i området 32,2 MNOK.

9.3 CO₂-tørking og -kompresjon samt CO₂-rør

Dette er inkludert i kostnadsestimat for CO₂ innfangning.

9.4 Estimert for driftskostnader ved bruk av Statoils anlegg for CO₂-mottak

Disse kostnadene er gjenstand for forhandlinger som pågår i skrivende stund og er derfor ikke ennå kjent.

9.5 Innmatningstariffer for kraft

Beregningene er gjort for regionalnettet. Det er ikke sjekket om Hammerfest Gasskraftverk påvirker tap i sentralnettet. Resultatet viser at Hammerfest Gasskraftverk må betale NOK 7,828 mill. i innmatningstariff.

Beregninger:

Marginal tapsprosjenter for innlevering:

Tilknytningspunkt	Uke 1-8		Uke 9-16		Uke 17-26		Uke 27-36		Uke 37-44		Uke 45-52	
	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg
Melkøya	1,3%	1,7%	1,4%	1,8%	1,6%	1,9%	1,6%	1,9%	1,4%	1,7%	1,3%	1,7%
Hammerfest 11 kV	0,8%	1,2%	0,9%	1,3%	1,1%	1,5%	1,2%	1,5%	0,8%	1,3%	0,8%	1,2%
Porsa 22 kV	0,3%	2,0%	0,7%	1,5%	0,8%	2,0%	-0,4%	-0,2%	-0,2%	0,6%	0,6%	1,6%
Porsa 66 kV	1,0%	2,1%	1,0%	1,5%	0,8%	1,6%	-0,2%	0,1%	0,2%	0,8%	1,2%	1,9%
Kvalsund 22kV	0,1%	0,5%	0,3%	0,5%	0,4%	0,6%	0,3%	0,5%	0,2%	0,4%	0,2%	0,5%
Breivikbotn 22 kV	-4,6%	-0,9%	-3,7%	-1,5%	-1,3%	0,1%	-2,2%	-1,3%	-2,5%	-1,3%	-3,3%	-0,9%
Sentralnett Skaidi	3,4%	-1,6%	-0,3%	-5,5%	-1,8%	-3,5%	3,2%	3,5%	5,4%	-2,3%	-0,3%	-7,2%

Gasskraftverk Melkøya

Eff	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	SUM	Tapsledd øre/kWh	Energiledd øre/kWh	Sum Innmat øre/kWh
Energi	46200	94920	46200	94920	46200	94920	46200	94920	46200	94920	46200	94920	728 179			
Spot	250	220	220	180	180	160	170	160	210	190	240	210				
Innmating	542 850	20 882	111 804	(632 167)	(16 632)	(242 995)	376 992	820 109	659 736	(108 209)	110 880	(1 096 326)	546 924	0,08	1	1,075
														546 924	7 281 792	7 828 716

Porsa

Eff	9,5	9,5	10,2	10,2	7,1	7,1	2,6	2,6	4,5	4,5	8,7	8,7	SUM	Tapsledd øre/kWh	Energiledd øre/kWh	Sum Innmat øre/kWh
Energi	4180	8588	4488	9220,8	3124	6418,4	1144	2350,4	1980	4068	3828	7864,8	57 254			
Spot	250	220	220	180	180	160	170	160	210	190	240	210	(77 390)	-0,14	1	0,865
Innmating	45 980	9 447	6 912	(66 390)	(5 623)	(19 512)	5 834	13 538	23 285	(11 594)	8 268	(87 535)		(77 390)	572 544	495 154

Hammerfest

Eff	0,6	0,4	0,6	0,6	1	1	0,8	0,8	0,6	0,6	0,4	0,4	SUM	Tapsledd øre/kWh	Energiledd øre/kWh	Sum Innmat øre/kWh
Energi	264	273,6	264	542,4	440	904	352	723,2	264	542,4	176	361,6	5 107			
Spot	250	220	220	180	180	160	170	160	210	190	240	210	1 812	0,04	1	1,035
Innmating	2 772	(241)	348	(4 101)	(554)	(2 893)	2 633	5 786	3 437	(1 031)	211	(4 556)		1 812	51 072	52 884

Breivikbotn

Eff	0,5	0,5	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	SUM	Tapsledd øre/kWh	Energiledd øre/kWh	Sum Innmat øre/kWh
Energi	220	452	132	271,2	264	542,4	264	542,4	264	542,4	220	452	4 166			
Spot	250	220	220	180	180	160	170	160	210	190	240	210	(21 482)	-0,52	1	0,484
Innmating	(660)	(2 486)	(1 162)	(3 417)	(1 473)	(2 951)	449	1 909	1 608	(3 710)	(1 901)	(7 689)		(21 482)	41 664	20 182

Tidekraft

Eff	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	SUM	Tapsledd øre/kWh	Energiledd øre/kWh	Sum Innmat øre/kWh
Energi	66	135,6	66	135,6	66	135,6	66	135,6	66	135,6	66	135,6	1 210			
Spot	250	220	220	180	180	160	170	160	210	190	240	210	(2 143)	-0,18	1	0,823
Innmating	578	(328)	-	(1 220)	(166)	(629)	393	868	776	(490)	(16)	(1 908)		(2 143)	12 096	9 953

9.6 Forventet årsproduksjon, hensyn tatt til regulariteten i Snøhvit-anlegget

Elkraft

Statoil opplyser at Hammerfest LNG-fabrikk kan levere fyrgass 330 dg/år.

Oppetid for Hammerfest Gasskraftverk isolert er 95 %. Installert effekt lik 105 MW – gir 790 GWh/år.

Oppsummert:

Forventet årsproduksjon elkraft

Installert Effekt	105	MW
Oppetid LNG-fabrikk	330	dg/år
Oppetid LNG-fabrikk	0,90	x
Oppetid kraftverk	0,95	x
Oppetid kraftverk	7 524	timer/år
Produksjon	790	GWh år

CO₂

CO₂ produksjonen fra Hammerfest Gasskraftverk blir 51,1 tonn/time. 90,2 % renses. Dermed absorberes 347 tonn CO₂ pr år.

Oppsummert:

Forventet årsproduksjon CO₂

Totalt	51,1	T/h	384 476	T/år
Absorbert	46,1	T/h	346 856	T/år
Utslipp	5,0	T/h	37 620	T/år

9.7 Lønnsomhetsberegninger

Beregningene i 9.7 og 9.8 er utført av finansieringsselskapet Alfred Berg. Rapporten er vedlagt i sin helhet som: Søknad-vedlegg_AlfredBerg.ppt

Gas price

- √ The gas price will need to be negotiated bilaterally with Statoil and/or S nøyhvit field partners
- √ The gas price may therefore not reflect market benchmarks given the special location and capacity constraints
 - Marginal production cost for Statoil is believed to be less than 30 øre/\$ m³
 - Statoil's website uses an internal pricing formula for gas as follows:
 - NOK 0.30 x (US \$ oil price / US 15), yielding NOK 0.90/\$ m³ based on an oil price of US \$45 and NOK 0.45 based on an oil price of \$22.50
- √ We have used 50øre/\$ m³ plus inflation from 2005, reflecting a reasonable mark-up over marginal cost for surplus gas

Electricity price scenarios

- √ We have considered 3 scenarios for future power prices
- √ Chosen assumption being a price curve starting at NOK 220 per MWh,
 - growing in line with inflation (CPI of 2.5% p.a.)

Investment cost

- √ Sargas FEED study estimate for total investment NOK 1,300m
- √ Assumption that 15% of the cost is incurred in the first year of construction, 50% in the second year and the remaining 35% in the third year

Operating Costs

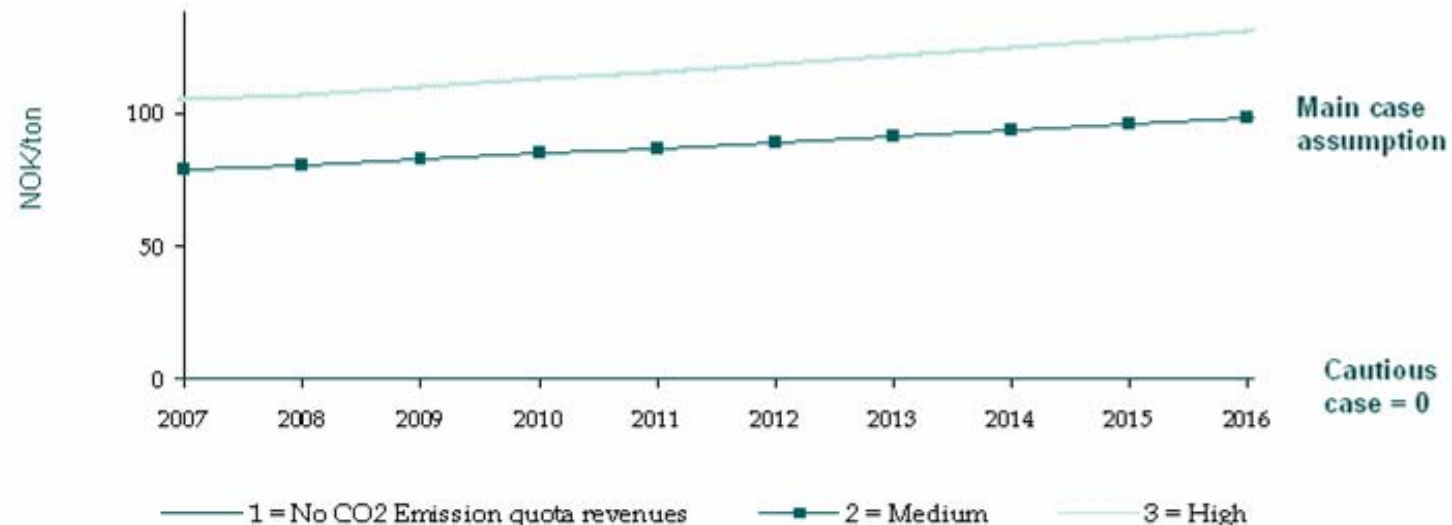
- √ Estimate of NOK 31 m.p.a. provided by Sargas have been the basis for the projections

Production Output of electricity and CO₂

- √ 790 GW h maximum production from 2010
- √ Phasing in of production with 70% of potential in 2008 and 90% in 2009
- √ 385,000 tons of CO₂ per year, 90% of which is cleaned and the emission quota for which may (potentially) be sold in the market

Tradable CO₂ emission permit revenues

- If HE receives a full CO₂ quota for the power station as if it had been a conventional power station, HE might be able to sell the permits for the 90% of the CO₂ emissions that are environmentally handled
- Whilst this would be fair, it does however remain highly uncertain
- Forward prices for emission permits for 2008 bid/ask spread EUR 8/10 per tonne
- Based on cleaning 90% of the 385,000 tons of CO₂ produced each year, HE could generate revenues of approximately NOK 29m from 2008 with a permit price of NOK 75/ton
- We have considered 3 scenarios for CO₂ trading price curves, one of which is no price available, i.e. the situation where no quota is granted



Key financial assumptions

Project life and continuing value

- √ Base case of explicit forecast for 25 years and no terminal value for the main case
- √ Sensitivity run with 5 years additional operating life and deferral of decommissioning costs

Further upside from sale of CO₂ for enhanced oil recovery (EOR)

- √ The possibility of deriving revenue from the sale of CO₂ captured by the CO₂ handling process has not been incorporated in the main case
 - Snøhvit is a pure gas field so application for enhanced oil recovery not feasible
- √ For follow-up investments, sale of CO₂ for EOR may represent additional upside
- √ There is potentially additional further upside in collecting water heating revenues from local fish farms but this has not been incorporated in the model

Government investment support for incremental CO₂ handling costs

- √ The Norwegian government has pledged to fund incremental CO₂ handling costs for the first gas fired power station in Norway that is run with CO₂ sequestration
- √ There is however considerable uncertainty about the scale of such investment support
- √ Hammerfest Energi is planning to apply for NOK 375m investment support and full CO₂ quota allocation
- √ The valuation model assumes that the Norwegian government will grant this support to cover the incremental cost of CO₂ handling
- √ Excess CO₂ quotas that can be sold on may be an easier way to support the project, but
 - Uncertain political process ahead
 - European Competition law must be taken into account (ESA)

Side 27

Hammerfest Energi AS

Summary of key financial assumptions for different case scenarios

Variable	Main Case Value
Gas price	50 øre/Sm3 + inflation
Power price	NOK 220/MWh + inflation
CO ₂ permit revenues	NOK 125 per ton + inflation
Investment grant	NOK 375m
Investment Cost	NOK 1,300m
Continuing value	None
WACC	7.0%
Resulting NPV	NOK 45m
Project IRR	7.5%
Equity IRR	10.2%

Gas price is a highly uncertain variable with high value impact and exploratory discussions with Statoil will be necessary at the earliest appropriate

Investment support and CO₂ emission trading revenues also critical

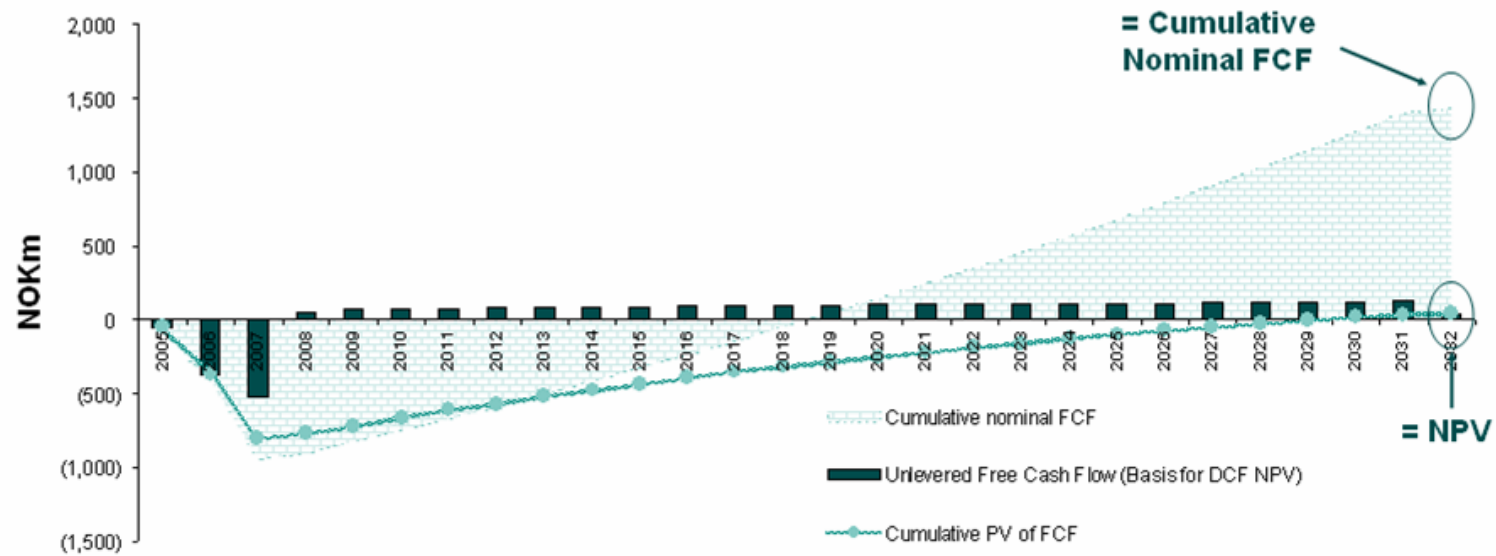
9.8 Følsomhetsanalyse

- Net Present Value of NOK 45m and project IRR of 7.5% p.a., plus terminal value upside
- Equity cash flow IRR based on 40% equity and 60% debt would be 10.2%, below levered return expectations of financial investors (excluding terminal value)
- Also additional upside from continuing value after the end of the 25 year forecast horizon

Free Cash Flow Summary		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EBITDA			(2)	(2)	(33)	65	81	91	94
Less: Depreciation			0	0	0	52	52	52	52
EBITA			(2)	(2)	(33)	13	29	39	42
Less: Taxes @28 %			(1)	(1)	(9)	4	8	11	12
Tax effected EBITA			(1)	(1)	(24)	9	21	28	30
Add: Depreciation			0	0	0	52	52	52	52
Less: Increase in networking capital			(0)	(0)	(3)	15	3	2	0
Government investment incentive			19	150	206	0	0	0	0
Capital expenditure			65	520	715	0	0	0	0
Increase in other assets less other liabilities									
Decommissioning expenditure									
Unlevered Free Cash Flow(Basis for DCF NPV)			(48)	(371)	(530)	47	70	78	81
Present value at WACC	7.0 %		(44)	(325)	(433)	36	50	52	51
Cumulative PV of FCF			(44)	(369)	(802)	(766)	(717)	(664)	(614)
Implied nominal FCF growth rate				N/A	N/A	N/A	N/A	12 %	4 %
Net Present Value		45	Excluding Terminal Value						
IRR		7.5 %	Excluding Terminal Value						
Upside terminal value		86							
Continuing Value: FCF of 129.8 growing for 5 years at rate 2.0%									
				NPV		NPV			
				WACC		NOK		EUR	
				6.0%		145		18	
				6.5%		92		12	
				7.0 %		45		6	
				7.5 %		2		0	
				8.0 %		(38)		(5)	

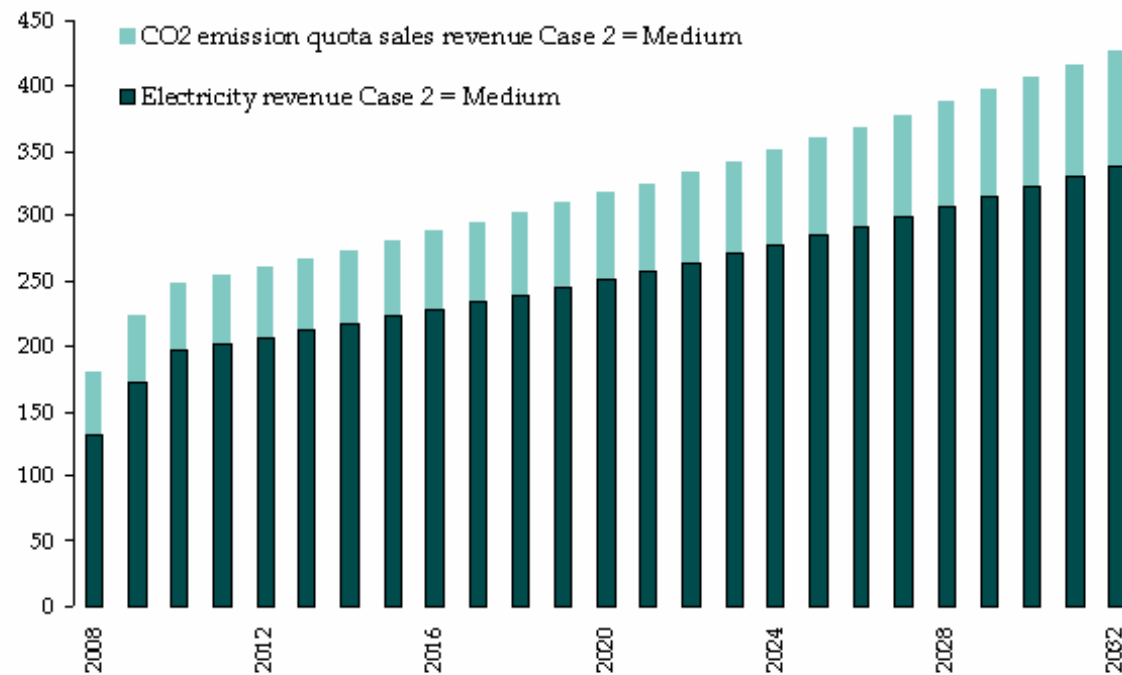
- Project cash flows depend crucially on the initial investment and the relationship between gas and electricity prices
- In addition continuing value beyond 25 year horizon

Free Cash Flows (Excluding continuing value)



- Key financials reflect the phasing in of production through to 2009
- Repayment of debt and accumulation of cash over time lead to interest income replacing interest costs
- In addition possible continuing value beyond 25 year horizon

Revenues NOKm



Project life and continuing value

- The analysis assumes a project with 25 years of generation, no terminal value and a net cost of decommissioning
- It is possible that the operating life of the project can be extended beyond 25 years, either through simple continuation of the project or through gradual reinvestment in new turbines that can utilise the existing infrastructure
- Sensitivity analysis with 5 years of additional operating time (without additional capital expenditure) and deferral of decommissioning costs reveal substantial additional upside of approximately NOK 100m, but this is highly uncertain

Additional Years Production	Continuing Value at base WACC with annuity growth rate		
	1.0%	2.0%	3.0%
0	0	0	0
2	36	37	37
4	68	70	72
6	97	100	104
8	123	128	133

NPV as a function of gas price			
Gas Price	NPV	Project	
		IRR	NPV Delta
20	600	13 %	
25	507	12 %	(92)
30	415	11 %	(92)
35	322	10 %	(92)
40	230	9 %	(92)
45	137	9 %	(92)
50	45	7 %	(92)
55	(48)	6 %	(92)
60	(140)	5 %	(92)
65	(233)	4 %	(92)
70	(325)	2 %	(92)
75	(418)	1 %	(92)

NPV as a function of EI-price			
EI-Price	NPV	Project	
		IRR	NPV Delta
160	(381)	1 %	
170	(310)	3 %	71
180	(239)	4 %	71
190	(168)	5 %	71
200	(97)	6 %	71
210	(26)	7 %	71
220	45	7 %	71
230	115	8 %	71
240	186	9 %	71
250	257	10 %	71
260	328	10 %	71
270	399	11 %	71

9.9 Anleggets totalvirkningsgrad

Brutto kraftproduksjon, internt forbruk og virkningsgrad er gitt i tabellen nedenfor:

Kraftproduksjon				Kommentar
Gassturbin (MW)	18.7			Hammerfest driftsbetingelser (4 °C, 1.013 bara, 60 % RH)
Dampsturbin (MW)	95.0			Dampforbruk i CO2 absorpsjonsanlegg inkludert med 46.8 t/h (2.5 MJ/kg CO2 absorbert)
Totalt (MW)		113.7		
Internt kraftforbruk				
Kjelevann pumpe (MW)	1.9			Damp 170 bar 565°C, reheat til 565°C
Kjølevann (MW)	1.0			Kjølevann temperatur 4 °C, oppvarming til 13°C
Diverse mindre pumper (MW)	0.6			Pumper internt i CO2 absorpsjonsanlegg er inkludert i dette tallet
Luftkompressor (MW)	1.8			Erstatter tapt CO2 slik at gassturbinen får optimale driftsforhold. Benyttes også for oppstart av anlegget.
CO2 kompressor (MW)	4.3			Kompresjon av CO2 fra 1.2 til 100 bara i 3 trinn
Totalt (MW)		9.6		
Netto produksjon av el kraft (MW)				
		104.1		Hammerfest driftsbetingelser. Kan variere -10 % til +5 %, spesielt avhengig av lufttemperatur som bestemmer mengde luft fra gassturbin kompressor.
Fuel gass forbruk				
Forbruk av fuel gass kg/s	5.015			Fuel gass molvekt 19,85 kg/kgmole
Brennverdi fuel gass, LHV (kJ/kg)	48940			Brennverdi HHV er 53630 kJ/kg. LHV er benyttet ved beregning av el virkningsgrad.
Total brennverdi, MW		245.4		
Netto elektrisk virkningsgrad				
			42.4 % ¹⁾	Inkluderer kompresjon av CO2 til 100 bar. Kan variere med +/- 1.5 prosentpoeng avhengig av optimalisering.
CO2 regnskap				
				Effektiv CO2 absorpsjon under trykk. Effektivitet garanteres av leverandør (UOP har bekreftet dette, flere likeverdige konkurrenter finnes, inkludert Catacarb og Giammarco Vetrocoke)
CO2 absorbert t/h	46.1			Mengde ren CO2 ut av absorpsjonsanlegg ²⁾
CO2 utslipp t/h	5.0			CO2 utslipp med avgass
Total CO2 t/h		51.1		Mengde CO2 inn til absorpsjonsanlegg
CO2 redusert			90.2 %	Garantert effektivitet er 90 %. Sikkerhetsmargin vil i praksis gi >95 % CO2 fjerning.

- 1) Større anlegg (400 MW) gir netto el virkningsgrad på 46 % (superkritisk dampturbin) inkludert rensing og kompresjon av CO₂. Tilgjengelig i dag. Fremtidige dampturbiner gir netto el virkningsgrad på ca. 49 % inkludert rensing og kompresjon av CO₂. Tilgjengelig etter 2012. Fremtidig teknologi med nye gassturbiner og varme varmevekslere lover virkningsgrader opp mot 55-56 %. Kostnad for CO₂ renseanlegg er ikke påvirket av denne utviklingen.
- 2) Store leverandører har bekreftet at anlegg kan leveres, og at absorpsjon under trykk gir meget bedre driftsbetingelser, lavere energiforbruk og kraftig reduksjon fysiske dimensjoner og kostnad. Det forventes at CO₂ system gir en kostnadsøkning på maksimalt 25 %. Store leverandører har alle over 100 relevante referanser. UOP, en aktuell leverandør, har 700 relevante referanser. Rensing i anlegget er langt mer effektivt og kan ikke sammenlignes med tradisjonell "post combustion" rensing.

9.10 Håndteringskostnadene for CO₂ sammenlignet med andre konsepter

Andre konsepter deles, noe forenklet, inn i 4 hovedtyper (ref Gas Turbine World Dec – Jan 2004):

- 1) Post-combustion once-through carbon dioxide removal (end-of-pipe)
- 2) Post-combustion with partial exhaust recycle (semi-closed)
- 3) Pre-combustion decarbonisation (hydrogen)
- 4) Closed-cycle pure oxygen oxidant (oxy-fuel)

Post-combustion (konsepter 1 og 2) innebærer kompresjon av CO₂ fra partialtrykk i eksosgass på 0,03 – 0,05 bara til ca. 1,2 bara ved bruk av varmeenergi. Det er meget ineffektivt og neppe "good engineering practice". Degradering av amin basert absorpsjonsmiddel og korrosjon er alvorlige problemer og forekommer i alle eksisterende (test) anlegg. Dimensjoner på anlegg blir enorme. Dette gjør håndteringskostnader for denne typen teknologi så høy at den til dels forkastes i utgangspunktet.

Blant mange tilsvarende kommentarer fra forskjellige kilder skriver Bechtel om alternativer 1 og 2 som begge har store volumstrømmer gass og meget lavt partialtrykk CO₂:

"The use of MEA scrubbing for gas turbine combined cycle exhaust gas is technically possible but not desirable from an economic standpoint" (Bechtel Technical Paper ASME Turbo Expo 2002)

"Post-combustion of gas turbine flue gas is not considered here because it is not economically feasible." (Bechtel Technical Paper CEPSI, 2002)

Alternativ 1 er intuitivt enkel og synes derfor, til tross for dette, å være foretrukket av mange lokalt i Norge.

Alternativ 4 foretrekkes av og til for kullfyrte anlegg uten gassturbin. Eventuell bruk av CO₂ som drivgass i en gassturbin krever nyutvikling, men forventes å ha negativ virkning på gassturbinens egenskaper.

Det er normalt å anta at absorpsjon av CO₂ bør foregå ved et partialtrykk CO₂ på minst 0,5 bara og et totaltrykk på minst 10 bara. Alternativ 3 oppfyller dette kravet og foretrekkes ofte både for gassfyrte anlegg og for kullfyrte anlegg (ref Gas Turbine World Dec – Jan 2004):

Alternativ 3 er ofte foretrukket enten ved at gass omdannes til hydrogen (hydrogen basert combined cycle, CC) eller ved at kull omdannes til hydrogen, renses for CO₂ og benyttes i en CC (ofte betegnet IGCC). Det at CO₂ lar seg fjerne med konvensjonelle metoder (hot carbonate og høyt partialtrykk CO₂) er her av vesentlig betydning.

Western Kentucky University som arbeider med forbrenning av kull skriver:

”Compared with today’s commercial and advanced technologies, Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) and advanced pressurized fluidized bed combined cycle (2nd PFBC-CC) are two of the most efficient and environmentally friendly technologies for the production of low-cost electricity and synthesis gas and can be readily adapted for concentrating and sequestering CO₂”.

En utgave av det siste konseptet er klar til bygging for kommersiell bruk i Hammerfest. Absorpsjon av CO₂ vil være robust, gir en særdeles høy oppetid og garanteres av den antagelig tyngste aktør på området (UOP). Konseptet er anvendbart for gass (sterkt forenklet med gassbrennere istedenfor kullhåndtering) eller for kull. Potensiell virkningsgrad vil, som for alle konsepter, øke over tid. Det er 42 til 48 % i dag, økende til opp mot 56 % over en 10 til 15 års periode. De første anlegg må bygges nå for å realisere fremtidig potensial.

Det må anerkjennes at det finnes forskjellige preferanser (personlige eller innen organisasjoner) når det gjelder varmekraft med CO₂ innfangning. Det vil være umulig å foreta økonomisk sammenligning uten at denne er farget av slike preferanser.

Rensedelen for anlegget i Hammerfest vil koste i størrelsesorden 25 % av anleggets totale kostnad. Prisen per tonn CO₂ vil bli ca. 100 NOK per tonn. Dette kan sammenlignes med kjente tall på fra ca. 200 til ca. 350 NOK per tonn for gassturbiner ”post combustion” og fra ca. 120 til 240 NOK per tonn for kullfyrte anlegg ”post-combustion” (ref. Oil and Gas Journal, august 2004). Tallene er usikre og varierer med en rekke faktorer.

Legg merke til at et høyt partialtrykk CO₂ slik som for kullfyrte anlegg gir lavere CO₂ kostnad. Anlegget i Hammerfest vil ha et partialtrykk CO₂ som overstiger kullfyrte anlegg med en faktor på ca. 10.

9.11 Sammenligning med konvensjonelle gasskraftverk på hhv 105 og 400 MW.

Det antas at kostnader for konvensjonelle CC anlegg ligger på USD 600 per kW for et 400 MW anlegg (ref World Bank hjemmeside Combined Cycle Sizes/Cost). Det antas bruk av naturgass eller lett olje.

For høy temperatur CC anlegg må degradering opp til 5 til 7 % etter ca. et år påregnes, og vedlikeholdsproblemer overskygger delvis andre fordeler slike anlegg måtte ha. Avhengig av avtale for kjøp av gass kan opptil 10 % lavere tilgjengelighet gir store økninger i drivstoffutgifter og redusert salg av kraft. (ref Turbomachinery International Sep / Okt 2004). Bruk av billigere fuel er ikke med og gir kostnadsøkning. Eventuell aske kan gi derating opp til 15 %, men kan likevel være økonomisk attraktivt. SCR kan legge til opptil USD 100 per kW (ref Kohl, Nielsen, ”Gas Purification”). For sammenligningsformål synes det rimelig å anta en pris på minst 750 USD per kW for CC anlegg. Dette kan tilsvare priser i Norge på 5250 NOK per kW.

Anlegget i Hammerfest er beregnet på eventuell billigere fuel. NO_x rensing er inkludert slik det alltid må være ved innfangning av CO₂. Gass og dampturbiner forventes å ha høy oppetid og lav degradering sammenlignet med varmere systemer. Absorpsjonsanlegget for CO₂ vil, hvis godt drevet, kunne kjøres i tre år om gangen uten stans. Oppetid er godt over 99 % ifølge leverandøren UOP.

Sammenlikning med anlegg på 400 MW

Kostnader for anlegget i Hammerfest er ca. 1,3 mrd. NOK for 105 MW. For sammenligning med 400 MW benyttes en eksponent på 0,65 (typisk verdi rapportert i Perry' Chemical Engineers' Handbook som har en meget god seksjon om kostnadsberegninger). Dette viser en sammenlignbar kostnad på $1,3 \times (400/105)^{0,65} = 3,1$ mrd. NOK eller 1108 USD per kW.

Det er verdt å merke seg at med CO₂ innfangning vil kostnader relativt sett forskyve seg fra utstyr for kraftgenerering over på rent prosesssteknisk utstyr. Prosesssteknisk utstyr er generelt betydelig mer kostnadseffektivt under trykk slik som i Hammerfest.

400 MW CC anlegg med CO₂ rensing framkommer ved å bruke verdiene i konsekvensutredningen for Tjeldbergodden gasskraftverk og ekstrapolere til 400 MW på samme måte som beskrevet over. Der øket kostnaden pr kW med en faktor (K_D) på 2,02 med CO₂ rensing i forhold til uten CO₂ rensing. Dette uten at kostnader i forbindelse med returrør og brønn for lagring av CO₂ på Tjeldbergodden er medtatt.

Sammenlikning med anlegg på 105 MW

Prisen på 105 MW CC anlegg er direkte beregnet ut fra en kostnad på 750 USD per kW for 400 MW, ekstrapolert med en eksponent på 0,65 som vist nedenfor:

$(750 \times 400000 \times (105/400)^{0,65}) / 100000 = 1198$. Det antas at SCR og fuel fleksibilitet er bygget inn i CC anlegget og at dette gir en betydelig prosentvis kostnadsøkning for et lite 105 MW CC anlegg. En "fair" sammenlikning vil også måtte ta hensyn til oppetid, effekt av redusert last på virkningsgrad, turbin degradering på grunn av høy temperatur, etc.

Hammerfest type anlegg med CO₂ rensing under trykk vil koste (25 –) 48 % mer enn et CC anlegg uten CO₂ rensing, men ellers tilsvarende kvaliteter (robusthet, fuel fleksibilitet, NO_x rensing, oppetid, etc.) Husk også at et CC anlegg gir ca 3 ganger mer avgass. Med 5 ppm NO_x blir dette 3 ganger mer enn Hammerfest. Skulle CC anlegget rense tilsvarende for NO_x, måtte det ned i ca. 1,6 ppm NO_x. (!) 105 MW CC anlegg med CO₂ rensing framkommer ved å bruke verdiene i konsekvensutredningen for Tjeldbergodden gasskraftverk og ekstrapolere til 105 MW på samme måte som beskrevet over. Der øket kostnaden pr kW med en faktor (K_D) på 2,02 med CO₂ rensing i forhold til uten CO₂ rensing. Dette uten at kostnader i forbindelse med returrør og brønn for lagring av CO₂ på Tjeldbergodden er medtatt.

Oppsummert:

Type	Effekt	CO ₂ -rens	USD kW	NOK kW	K_D
CCGT	400	nei	750	5250	1,00
HFT (lav)		ja	937	6560	1,25
HFT (høy)		ja	1108	7753	1,48
CCGT		ja	1515	10605	2,02
CCGT	105	nei	1198	8384	1,00
HFT (lav)		ja	1497	10476	1,25
HFT (høy)		ja	1769	12381	1,48
CCGT		ja	2419	16936	2,02

HFT (lav) er resultat av optimalisert studie 2004 hvor kostnaden til Hammerfest Gasskraftverk ble beregnet til 1,1 mrd.

HFT (høy) er resultat av FEED study 2003 hvor kostnaden til Hammerfest Gasskraftverk ble beregnet til 1,3 mrd.

9.12 Vedlegg

- Vedlegg_Krav om tilleggsutredning NVE.doc
- Vedlegg_MC_Gasskraftverk hammerfest-aku-01.doc
- Vedlegg_AlfredBerg.ppt

Hammerfest Energi AS
Rossmollgata 50
9601 Hammerfest

Vår dato:

Vår ref.: NVE 200400736-54 kte/hha

Arkiv: 912-513.2 /Hammerfest Elektrisitetsverk

Deres dato:

Deres ref:

Saksbehandler:

Henriette R Haavik

22 95 94 65

Hammerfest Energi AS – 100 MW gasskraftverk med CO₂-håndtering Krav om tilleggsutredninger.

Vi viser til konsesjonssøknad med konsekvensutredning for ovennevnte anlegg, innkomne merknader, møter og øvrig kontakt i saken. NVE vil på grunnlag av innkomne merknader og våre egne vurderinger, be Hammerfest Energi AS(HE) om å legge frem følgende tilleggsutredninger:

Støy og utslipp til luft

Etter SFTs og NVEs vurderinger er utredningen av støy fra anlegget svært generell. Det må foretas støyberegninger for anlegget i normal drift og ved fakling, og utarbeides støysonekart for tiltaket og for området rundt kraftverket i driftsfasen.

NO_x-renseprosessen må beskrives nærmere, fortrinnsvis med konkrete referanser til brennerteknologi og erfaring med scrubbing av NO_x og NH₃. Tiltakshaver må beskrive hvordan spesialavfall fra SCR-prosessen skal håndteres og om tiltaket vil medføre utslipp av SOX, VOC og karbonater.

Ferdsel og sikkerhet

Temaene ferdsel og sikkerhet er noe mangelfullt utredet, j.f høringsuttalelse fra Kystverket. De planlagte traseene for inntaks- og utslippsledningene for kjølevann og de to gassrørene må vises på kart. Sikkerhetsaspekt ved å bygge kraftverket på påler må drøftes og eventuelle sikkerhetssoner og sikringsbehov med tanke på sjørelaterte aktiviteter, fiskeoppdrett og ferdsel må presenteres.

Teknologi og økonomi

Det prosessmessige grensesnitt mot Snøhvit-anleggene og tilhørende CO₂-anlegg må spesifiseres. Herunder må det lages beregninger av økonomien der alle forutsetninger om grensesnitt er klart definert. Investeringskostnader for gassrør og tilhørende anlegg, CO₂-tørking og -kompresjon samt CO₂-rør må framgå. Driftskostnadene må omfatte estimat for bruk av Statoils anlegg for CO₂-mottak, samt innmatingstariffer for kraft. Forventet årsproduksjon, hensyn tatt til regulariteten i Snøhvit-anlegge bør beskrives. Lønnsomhetsberegninger, inkludert følsomhetsanalyse med forskjellige betingelser på gasspris og elpris, må presenteres. Anleggets totalvirkningsgrad må klargjøres ut fra

tydelige grensesnitt, og håndteringskostnadene for CO₂ sammenlignet med andre konsepter må dokumenteres. Kostnadene for det planlagte anlegget må sammenlignes med kostnadene for konvensjonelle gasskraftverk på hhv 100 og 400 MW.

Når NVE mottar tilleggsutredningene, vil disse sendes på høring til berørte interesser. Vi ber om at opplysningene presenteres i ett samlet dokument.

Med hilsen

Arne Olsen
seksjonssjef

Henriette R. Haavik
avdelingsingeniør

Kopi: Høringsinstansene

Rapport

Oppdrag: **Gasskraftverk Hammerfest**

Emne: **Støy**

Rapport: **AKU 01**

Oppdragsgiver: **Hammerfest Energi**

Dato: **9. juni 2005**

Oppdrag- /
Rapportnr. /

Tilgjengelighet **Begrenset**

Utarbeidet av: **Kolbjørn Selvåg**

Fag/Fagområde: **Akustikk**

Kontrollert av: **Anders Løvstad**

Ansvarlig enhet: **Bygg og Eiendom**

Godkjent av: **Elin Rasten Teien**

Emneord:

Sammendrag:

På oppdrag fra Hammerfest Energi har Multiconsult utført tilleggsvurderinger på støy fra nytt Gasskraftverk til omgivelsene rundt anlegget.

Ut fra Miljøverndepartementet sine nye retningslinjer T-1442 anbefales det å sette en prosjekteringsgrense på $L_{night} = 42$ dBA ved nærmeste bolig. Anbefalt grenseverdi inkluderer en 3 dB margin for oppfyllelse av kravet.

For at anlegget skal kunne tilfredsstille denne grenseverdien er det nødvendig med støytiltak på det støyende utstyret. Det vil bli behov for støysvakt utstyr, lydfeller, innbygging av utstyr og bruk av rørisolering. Totalt sett anses de gitte grenseverdier for anlegget å være strenge, men godt innenfor det som er teknisk mulig med dagens teknologi.

01	08.06.2005	Utvidet Innspill til KU	9	AL	KoS	ERT
Utg.	Dato	Tekst	Ant.sider	Utarb.av	Kontr.av	Godkj.av

INNHALDSFORTEGNELSE

1.	Bakgrunn.....	3
2.	Forutsetninger	3
2.1	Grenseverdier.....	3
2.1.1	Normal drift	3
2.1.2	Fakling.....	4
3.	Beregninger.....	5
3.1	Støykilder.....	5
3.2	Kildenivåer	5
3.3	Beregningsresultater	6
4.	Tiltak	6
4.1	Tiltak på hver enkelt kilde.	6
4.2	Innbygging av gasskraftverket.....	7
4.3	Støy fra eventuell fakling.....	7
5.	Definisjoner.....	8
6.	Vedlegg 1 – Støykotekart for beregnet støynivå, Lnight, for natt.....	9

1. Bakgrunn

I forbindelse med utarbeidelse av konsekvensutredning for nytt gasskraftverk med CO₂-rensing i Hammerfest, har Multiconsult tidligere gitt innspill til konsekvensutredningen. NVE har bedt Hammerfest Energi utføre tilleggsvurderinger på støy til omgivelsene i driftsfasen av anlegget. Multiconsult har fått i oppdrag av Hammerfest Energi å gjennomføre tilleggsvurderinger på støy.

2. Forutsetninger

Grunnlaget for beregningene har vært:

- Konsekvensutredning, januar 2005 som presentert på Hammerfest Energi sine nettsider.
- Konesjonssøknad som presentert på Hammerfest Energi sine nettsider.
- Kart med plassering av anlegget i terrenget utført av Powel Gemini, oversendt fra Bjørn Blix den 3. juni 2005.
- Master Equipment list, oversendt fra Bjørn Blix den 3. juni 2005.
- Bilder fra 3D modell som viser anlegget fra ulike retninger oversendt fra Bjørn Blix den 3. juni 2005.
- Equipment layout tegninger av anlegget oversendt fra Bjørn Blix den 3. juni 2005.
- Fotomontasjer av anlegget plassert på angitt tomt, oversendt fra Bjørn Blix den 3. juni 2005.
- Digitalt kart over Hammerfest mottatt på CD fra Hammerfest Energi v/ Anders Drøyli.

I tillegg er det benyttet erfaringer fra tidligere gjennomførte oppdrag som bl.a.:

- Ilandføringsanlegg for gass fra Trollfeltet til Kollsnes.
- Ilandføringsanlegg for gass fra Ormen Lange-feltet til Aukra.
- Måling av gasskompressor på Grane 2002.
- Gasskraftverk på Kårstø.

2.1 Grenseverdier

2.1.1 Normal drift

Tidligere TA 506¹ "Retningslinjer for begrensnig av støy fra industri m.v." er nå avløst av MD-T-1442² "Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging".

Denne retningslinjen angir grenseverdier som vist i tabell 1

¹ Statens forurensningstilsyn, TA-506, "Retningslinjer for begrensnig av støy fra industri m.v.", mars 1985.

² Miljøverndepartementet, T-1442, "Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging", 1. utgave jan. 2005.

Tabell 1: Anbefalte støygrenser ved etablering av ny støyende virksomhet og bygging av boliger, sykehus, pleieinstitusjoner, fritidsboliger, skoler og barnehager. Alle tall oppgitt i dBA, frittfeltverdier.

Støykilde	Støynivå på uteplass og utenfor rom med støyfølsom bruk L_{den}	Støynivå utenfor soverom, natt kl. 23 - 07
Vei	55 L_{den}	70 L_{5AF}
Industri, havner og terminaler	Uten impulslyd: 55 L_{den} Med impulslyd: 50 L_{den}	45 L_{night} , 60 L_{5AF}

Støy fra gasskraftverk har under drift svært lite innhold av impulslyder og anses å ha en grenseverdi til A-veiet ekvivalent støynivå for dag-kveld-natt på $L_{den} = 55$ dBA. Grenseverdien for maksimalt lydnivå $L_{5AF} = 60$ dBA vil ikke være utslagsgivende. For gasskraftverk med drift 24 timer i døgnet vil imidlertid grenseverdien for natt (kl. 23-07) $L_{night} = 45$ dBA være dimensjonerende.

Grenseverdiene over representerer en lempning på 5dB av kravene i forhold til tidligere TA 506.

For å ta høyde for usikkerhet i beregningsmetode og kildegrunnlag anbefales det at det legges inn en margin på 3 dB.

Myndighetsgrense $L_{night} = 45$ dBA

Anbefalt prosjekteringsgrense $L_{night} = 42$ dBA

Ved etterprøving er det myndighetsgrensen som skal etterprøves, og således er dimensjonerende.

2.1.2 Fakling

Det er ikke avklart om det vil bli laget egen fakkel for nedblåsning av gass, men normalt settes det ikke grenseverdier for støy til omgivelsene i nødsituasjoner. I denne sammenheng kan det refereres til gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og på Aukra der støy fra fakling ikke er tatt med i konsesjonsbetingelsene. Bruk av fakkel ved høyeste trykk og høyeste strømningsrate for ikke planlagt nedstegning av anlegget, anses som en nødsituasjon. Imidlertid må støy fra en slik aktivitet være innenfor grenseverdiene angitt av Arbeidstilsynet i "Støy på arbeidsplassen" (best nr 398 A³) for de som arbeider på anlegget. Høyeste støynivå inne på anlegget skal ikke overskride 130 dBC Peak som tilsvarer $L_{maks} = 110$ dBA. Dette vil i praksis begrense tillatt støy fra fakling og samtidig begrense støyutbredelsen til omgivelsene.

³ Arbeidstilsynet, best. nr. 398 A, "Støy på arbeidsplassen", juli 2001.

3. Beregninger

Beregningene er utført i henhold til industristøymetoden⁴. Metoden er implementert i dataprogrammet Cadna/A versjon 3.4.109, som er benyttet i dette arbeidet. Digitalt kartverk, samt opplysninger om planlagt plassering av avlegget og utfylling ved Rossmolla, mottatt fra Hammerfest Energi, er benyttet som grunnlag i beregningene.

3.1 Støykilder

Hovedstøykildene på anlegget vil være:

- Steamturbin
- Gassturbin
- Boiler
- CO₂ kompressor
- Store pumper

I tillegg kommer støy fra sekundære kilder som:

- Mange små pumper
- Rørstøy
- Støy fra ventilasjon
- Luftkompresjon
- Hjelpesystemer

3.2 Kildenivåer

For å vurdere om støy fra anlegget vil kunne ligge under angitte grenseverdier er det tatt utgangspunkt i hvor mye lydeffekt anlegget totalt sett kan avgi uten at prosjekteringsgrensen på $L_{\text{night}} = 42$ dBA overskrides ved nærmeste boligbebyggelse. Under kapittel "Tiltak" er det vurdert hvilke tiltak som anses nødvendig for den enkelte støykilden for å tilfredsstille grenseverdiene som er satt til utstyret.

Grenseverdien for avgitt støy er beregnet til $L_w = 106$ dBA, hvilket samsvarer med et støynivå ved nærmeste bolighus på $L_{\text{night}} = 42$ dBA.

Tabell 2 Grenseverdier for avgitt lydeffekt L_w for støyende utstyr.

Utstyr	Lydeffekt, L_w	Kommentar
Gassturbin	100 dBA	
Steamturbin	94 dBA	
CO ₂ kompressor	94 dBA	

⁴ "Environmental noise from industrial plants. General prediction method." Danish Acoustical Laboratory, report no. 32 1982

Boiler	92 dBA	
Feed water pumper	90 dBA	To pumper går samtidig
Sea water Pumper	90 dBA	To pumper går samtidig
Støy fra sekundære støykilder	103 dBA	
SUM	106 dBA	Tilsvarende $L_{\text{night}} = 42 \text{ dB}$

3.3 Beregningsresultater

Kildene angitt over er lagt inn i beregningsmodellen som er laget for anlegget. Det er beregnet støykoter for områdene rundt anlegget. Støykotene er kvantisert i 5dB-intervaller, samt at noen enkeltnivåer er vist i tekstbokser (se vedlegg 1). Myndighetsgrensen på $L_{\text{night}} = 45 \text{ dBA}$ er representert som grensen mellom gul og hvit sone. Kartet viser at beregnet verdi for nærmeste bolig er på $L_{\text{night}} = 42 \text{ dBA}$ som ligger godt utenfor gul sone. Gul, rød og hvit sone er angitt i T-1442 som følger

- Rød sone $L_{\text{night}} > 55 \text{ dBA}$
- Gul sone $45 \text{ dBA} < L_{\text{night}} < 55 \text{ dBA}$
- Hvit sone $L_{\text{night}} < 45 \text{ dBA}$

Støykart er vist i vedlegg 1.

4. Tiltak

For å møte angitte krav kan en enten begrense støy fra hver enkelt kilde eller bygge inn hele anlegget.

4.1 Tiltak på hver enkelt kilde.

Nødvendige tiltak for å imøtekomme kravet satt til de ulike støykildene i tabell 2 er vurdert i forhold til målinger og erfaringer fra tilsvarende prosjekter. I tillegg er det utført beregninger av avgitt lydeffekt ut fra gitte opplysninger.

Tabell 3 Vurdering av nødvendige støyreducerende tiltak på støyende utstyr.

Utstyr	Sannsynlige tiltak	Kommentar
Gassturbin	Innbygging med støyvegger som går helt ned til dekket. Lydfeller på avgassrør. Lydfeller på luftinntak.	
Steamturbin	Innbygging av turbin og generator.	Beregninger viser at selve turbinen kan klare seg uten innbygging.
CO ₂ kompressor	Full innbygging av motor og kompressor.	Støysvak motor kan vurderes som alt. til innbygging.

Utstyr	Sannsynlige tiltak	Kommentar
Boiler	Lydfeller på luftinntak og innbygging av vifter.	
Feed water pumper	Full innbygging av pumpe og motor.	
Sea water Pumper	Full innbygging av pumpe og motor.	
Støy fra sekundære støykilder	Rørisolering. Støysvake kjølere med redusert viftehastighet eller vannkjøling. Lydfeller på avkastkanaler fra ventilasjonsanlegg. Støysvake hjelpesystemer, så som luftkompressorer.	

Det understrekes at det som er angitt over representer en totalvurdering ut fra foreliggende informasjon. Ved en eventuell igangsetting av anlegget må støy fra anlegget følges opp spesielt. I denne sammenheng kan det vise seg at enkelte av tiltakene kan reduseres eller at andre tiltak må forsterkes.

Totalt sett anses de gitte grenseverdier for anlegget å være strenge, men godt innefor det som er teknisk mulig med dagens teknologi.

4.2 Innbygging av gasskraftverket

Det har vært vurdert om anlegget skal bygges inn for å gi en værbeskyttelse for arbeidere og utstyr. Dette vil kunne kombineres med støydempende tiltak. Vegger og tak må i så fall få tilstrekkelig lydisolasjon til at støy til omgivelsene er innenfor den anbefalte prosjekteringsgrensen på $L_{\text{night}} = 42$ dBA. Tiltakene innenfor værbeskyttelsen vil da i hovedsak dimensjoneres ut fra arbeidsmiljømessige hensyn. Hvis anlegget bygges inn i en lydisolerende værbeskyttelse forventes det mindre omfattende støytiltak for hvert enkelt utstyr enn uten værbeskyttelse.

4.3 Støy fra eventuell fakling

Under dimensjonering og valg av fakkelutstyr vil arbeidsmiljøkravet ved fakling under full rate og trykk være et av dimensjoneringskriteriene. Støy fra fakling varierer sterkt med rate og type fakkel og det vil derfor være vanskelig å beregne denne støyen før endelig fakkel er valgt. Når endelig fakkel er valgt vil det også være mulig å beregne støy fra vedlikeholdsfakling med redusert strømning eller trykk.

Støykravene til fakkelen i for hold til arbeidsmiljøstøy bør tas med ved dimensjonering og bestilling av fakkel

5. Definisjoner

Ekvivalent støynivå L_{pAeqT}

Det ekvivalente støynivået L_{pAeqT} er et mål på det gjennomsnittlige (energimidlede) nivået for varierende støy over en bestemt tidsperiode T. Ekvivalentnivå gjelder for en viss tidsperiode T, f.eks. 1/2 time, 8 timer, 24 timer.

L_{den}

A-veiet ekvivalent støynivå for dag-kveld-natt (day-evening-night) med 10 dB / 5 dB ekstra tillegg på natt / kveld. Tidspunktene for de ulike periodene er dag: 07-19, kveld: 19-23 og natt: 23-07. L_{den} er nærmere definert i EUs rammedirektiv for støy⁴, og periodeinndelingene er i tråd med anbefalingene her. L_{den} -nivået skal i kartlegging etter direktivet beregnes som årsmiddelverdi, det vil si som gjennomsnittlig støybelastning over et år. For grenseverdier gitt i retningslinje eller forskrift kan ulike midlingstider gjelde.

L_{night}

A-veiet ekvivalentnivå for 8 timers nattperiode fra 23-07 som er definert i EUs rammedirektiv for støy. L_{night} -nivået skal i kartlegging etter direktivet beregnes som årsmiddelverdi, det vil si som gjennomsnittlig støybelastning over et år. For grenseverdier gitt i retningslinje eller forskrift kan ulike midlingstider gjelde.

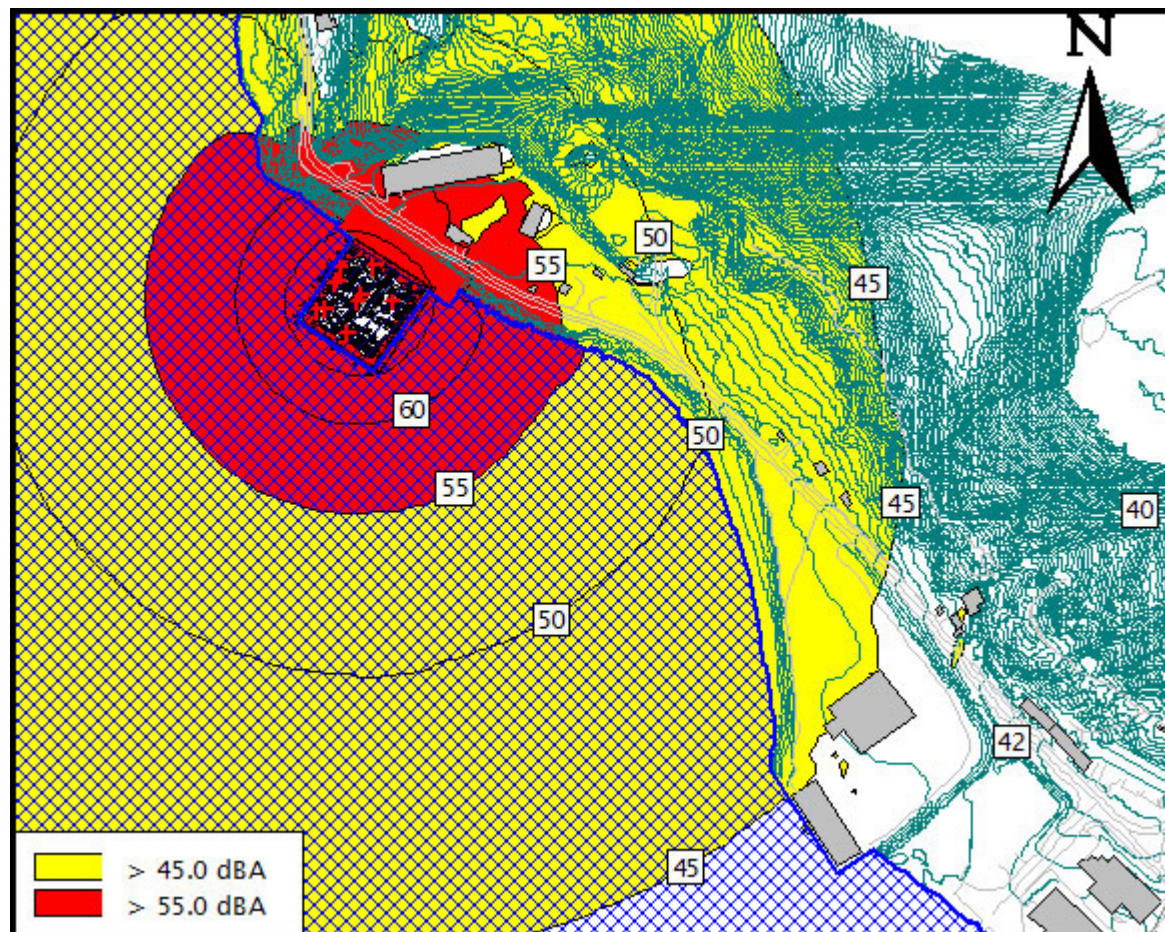
L_{5AF}

L_{5AF} er det A-veide nivå målt med tidskonstant "Fast" på 125 ms som overskrides av 5 % av hendelsene i løpet av en nærmere angitt periode, dvs et statistisk maksimalnivå i forhold til antall hendelser.

Frittfelt lydnivå

Med frittfelt eller direktefelt menes når lydbølgene brer seg fra kilden uten å reflekteres. Frittfeltverdi er lydnivå når det kun tas hensyn til direkte lydnivået, og ser bort fra refleksjon fra fasaden på den aktuelle bygning. Refleksjon fra andre flater skal imidlertid regnes med.

6. Vedlegg 1 - Støykorte for beregnet støynivå, L_{night} , for natt.



Figur 1: Støykorte for beregnet støynivå, L_{night} [dBA].



Hammerfest Energi AS

**105 MW Gas Fired Power station
with CO₂ handling**

STRICTLY PRIVATE & CONFIDENTIAL
Corporate finance, 28 January 2005

Disclaimer

This presentation was prepared by ABN AMRO exclusively for the benefit and internal use of The recipient in order to indicate, on a preliminary basis, the feasibility of a possible transaction or transactions. This presentation is incomplete without reference to, and should be viewed solely in conjunction with, the oral briefing provided by ABN AMRO. The presentation is proprietary to ABN AMRO and may not be disclosed to any third party or used for any other purpose without the prior written consent of ABN AMRO.

The information in this presentation reflects prevailing conditions and our views as of this date, which are accordingly subject to change. In preparing this presentation, we have relied upon and assumed, without independent verification, the accuracy and completeness of all information available from public sources or which was provided to us by or on behalf of the Company or which was otherwise reviewed by us. In addition, our analyses are not and do not purport to be appraisals of the assets, stock or business of the Company. Even when this presentation contains a kind of appraisal, it should be considered preliminary, suitable only for the purpose described herein and not be disclosed or otherwise used without the prior written consent of ABN AMRO. The information in this presentation does not take into account the effects of a possible transaction or transactions involving an actual or potential change of control, which may have significant valuation and other effects.

Table of contents

- 1 Introduction to Alfred Berg ABN AMRO**
- 2 Introduction to Hammerfest Gasskraftverk project**
- 3 Norwegian power sector overview**
- 3 Valuation model assumptions**
- 4 Key valuation ranges and sensitivities**
- 5 Key valuation uncertainties**

Appendix

Full financial projections

1

Introduction to Alfred Berg ABN AMRO

ABN AMRO is a leading Investment Bank in the European Power & Utilities sector...

Selected recently completed mandates



InterGen

USD 695,000,000

Financial adviser to InterGen on the sale of a 34% interest in three Turkish generation projects

Financial Adviser
Turkey, 2003–2004



Reliant Resources Inc.

EUR 1,200,000,000

Sale of Reliant Energy Europe to Nuon

Financial Adviser
Netherlands, 2003



American Electric Power Co

GBP 1,390,000,000

Sale of SEEBOARD Plc to London Electricity, subsidiary of Electricite de France

Financial Adviser
UK, 2002



Transgas

EUR 4,100,000,000

Adviser to Czech Republic on the sale of Gas distribution companies

Financial Adviser
Czech Republic, 2002

Power & Utilities M&A Advisers, FY03 & 1H04

Rank	Financial Advisor	Ent. Value (EUR mn)
1	Morgan Stanley	10,535
2	Merrill Lynch & Co Inc	8,701
3	J P Morgan	6,784
4	ABN AMRO	6,158
5	Credit Suisse First Boston	5,712
6	Deutsche Bank AG	5,492
7	Rothschild	4,615
8	Macquarie Bank	4,114
9	Citigroup	3,408
10	PricewaterhouseCoopers	2,150
11	Commonwealth Bank of Australia	2,072
12	Santander Central Hispano Inv.	1,840
13	Close Brothers Ltd	1,775
14	Lehman Brothers	1,773
15	Lazard	1,618

M&A Advisers, Europe, FY2004

Rank	Financial Advisor	Ent. Value (USD bn)
1	Goldman Sachs & Co	10,535
2	Citigroup	8,701
3	Rothschild	6,784
4	Morgan Stanley	6,158
5	Merrill Lynch & Co Inc	5,712
6	J P Morgan	5,492
7	Deutsche Bank AG	4,615
8	ABN AMRO	4,114
9	BNP Paribas SA	3,408
10	Lazard	2,150

Selected active mandates



SPE

Adviser on unbundling of electricity generation JV with Electrabel and sale to strategic investor

Financial Adviser
Belgium, Current



Nafta-gaz Sanok

Adviser on potential purchase of MOL's Hungarian gas business

Financial Adviser
Hungary, Current



Undisclosed

Sale of leading wind turbine manufacturer to Siemens

Financial Adviser
Denmark, 2004



Electricite de France

Financial adviser on potential sale of selected non-core Generation assets

Financial Adviser
France, Current

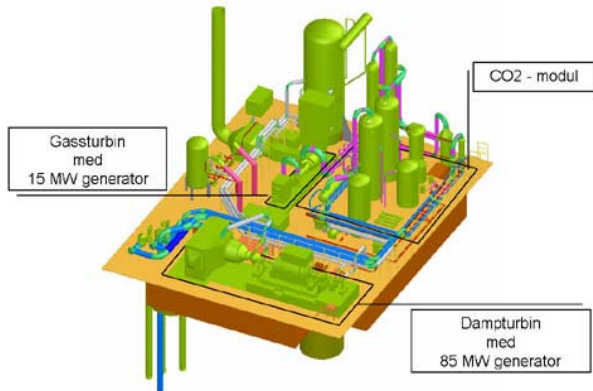
 Undisclosed Sale of leading wind turbine manufacturer to Siemens Alfred Berg Denmark, 2004	 Hammerfest Energi AS Financing of 100 MW gas fired power plant in Hammerfest with CO₂ cleaning technology Alfred Berg Ongoing Role	 Eidsiva energi Holding AS Financing og Eidsiva energi Holding's purchase of Statkraft's shares in HEAS Deal Alfred Berg Ongoing Role	 Kvænangen Kraftverk AS Sale of shares in Kvænangen Kraftverk AS on behalf of Statkraft SF Alfred Berg June 2004	 Kvænangen Kraftverk AS Sale of shares in Kvænangen Kraftverk AS on behalf of Hammerfest El.verk DA Alfred Berg June 2004	 Advising the purchase of shares in a Norwegian windmill company Alfred Berg November 2004
 Elkem NOK 504,000,000 Block trade Sole Manager Alfred Berg September 2002	 Troms Kraft AS NOK 210,000,000 Sale of shares in SKS AS Financial Adviser December 2003	 Fredrikstad kommune Undisclosed Transaction of 49 % FEAS between Sydkraft and Fortum Financial Adviser November 2003	 Statnett Entreprenør AS Undisclosed Sale of Statnett Entreprenør AS to Eitel Networks AS Sole Manager April 2003	 Fortum NOK 800,000,000 Acquisition of negative control in Hafslund ASA Lead Adviser June 2003	 Statkraft Undisclosed Transmission from State Company (SF) to limited company (AS) Alfred Berg July 2004

Note* Transactions without the Alfred Berg logo have been conducted by Trond Thomson and Ove Gusevik

1

Introduction to Hammerfest Gasskraftverk project

Hammerfest Energi a frontrunner in developing the energy industry



- ✓ The city of Hammerfest has always been at the forefront of development in the electricity industry
- ✓ 1891 – Hammerfest was the first city in the world with electrical street lights generated by a hydro turbine
- ✓ Hammerfest Energi has followed up this tradition of innovation and every year sets aside 5% of the annual revenues to be used in R&D
- ✓ 2003 – The first tidal power turbine in the world producing electricity and connected to the grid installed outside Hammerfest
- ✓ 2007 – The first gas fired powered power plant in the world with CO₂ handling?

Background

- v Hammerfest Energi is pursuing the construction of the first gas fired power station in Norway with CO₂ handling
 - Through innovative application and a unique combination of existing technologies, the plant will be able to handle and deposit approximately 90% of the CO₂ emissions
- v The plant will be located near Statoil's LNG factory in Hammerfest, Northern Norway, where infrastructure for gas, electricity and CO₂ deposits is readily available
 - Initially technical verification studies
 - Following testing and guarantees, a 105 MW Pilot plant is to be constructed from 2006
 - Longer term option to construct a future 400 MW or 800MW plant depending on future Snøhvit developments and additional transmission network investments
- v The project will represent an environmentally friendly contribution to reducing the electrical power deficit in the Finnmark region
- v Public investment grants covering the incremental CO₂ handling costs
 - Government policy is to support the first gas-fired power plant with CO₂ handling
 - Granting of tradable emission permits enabling revenues for all CO₂ handling would ensure a level playing field with competitors that do not handle CO₂ and would greatly improve profitability
- v The relationship between electricity and gas prices is pivotal for commercial viability
 - Access to Statoil's gas on reasonable terms is key
 - The gas price will need to reflect the low marginal gas cost and the low alternative value of the trapped surplus gas from Snøhvit
- v Technical verification studies will be key

Competitive advantages

Location with unique advantages

- v Excess gas available from the Snøhvit field at low marginal cost and low alternative value
- v CO₂ handling infrastructure and reservoir deposit capacity available
- v Much lower infrastructure investment needs than other Norwegian projects
 - Proximity to Snøhvit gas infrastructure
 - Proximity to the main buyer of electricity – Statoil's LNG factory
 - Proximity to the Nordic transmission system
- v Political commitment to finance the incremental CO₂ handling costs

Advantages for the wider economy

Project politically desirable due to environmental, regional and power balance benefits

- v Addresses seasonal power deficit in the region
- v Considerable regional development benefits in the Arctic Finnmark region
- v Promote leading-edge Norwegian technology development applied in an area where Norwegian industry has an obvious competitive advantage
- v CO₂ handling facilities will make a much needed contribution towards Norway's Kyoto Treaty obligations
- v Future application of technology for Enhanced Oil Recovery in the North Sea and Barent Sea – vast potential longer term

Several important risk factors, some of which will gradually be resolved and/or can be partially mitigated

Key project risk factors

- √ Gas purchase price from Snøhvit highly uncertain
 - A price near marginal cost will be necessary for project viability
 - Petoro is a major owner of the Snøhvit licence and may be prepared to grant a low price also for political reasons
 - Statoil is struggling to fulfil their environmental obligations at Snøhvit and may gain credit for this project's environmental benefits by co-investing in the project, further incentivising Statoil to reduce the price the price of gas
- √ Residual political uncertainty about the final structure of the CO₂ emission permit market post 2008
 - Duration, quota targets, producer eligibility and market prices
 - Selling quotas for all the CO₂ that is handled would generate large extra revenues
 - Granting full quotas would be logical given fairness considerations vis a vis plants (Naturkraft) that will not handle CO₂, but quota allocations have not yet been promised politically
- √ Total investment cost will need to be verified
- √ Expected electricity output relies on efficiency assumptions that may need to be revised
- √ Power prices (price to Statoil and/or NordPool) and the arrangements for hedging electricity revenues
- √ Government investment grant covering incremental CO₂ handling costs has been signalled politically, but political implementation remains uncertain

3

Norwegian power sector overview

A highly integrated and distinct Nordic electricity market...

In Sweden, Norway and Finland the largest load centres are located far away from power production sites

Compared to the rest of Europe, Sweden, Norway, and Finland all have low population densities coupled with high demand per capita

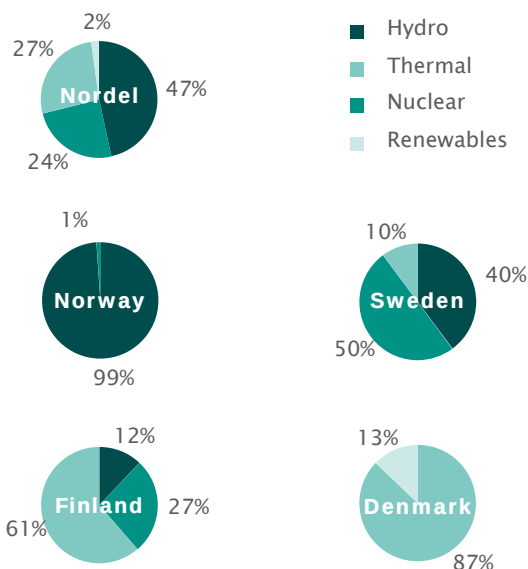
The region is notoriously dependent on Hydro conditions

NordPool key data

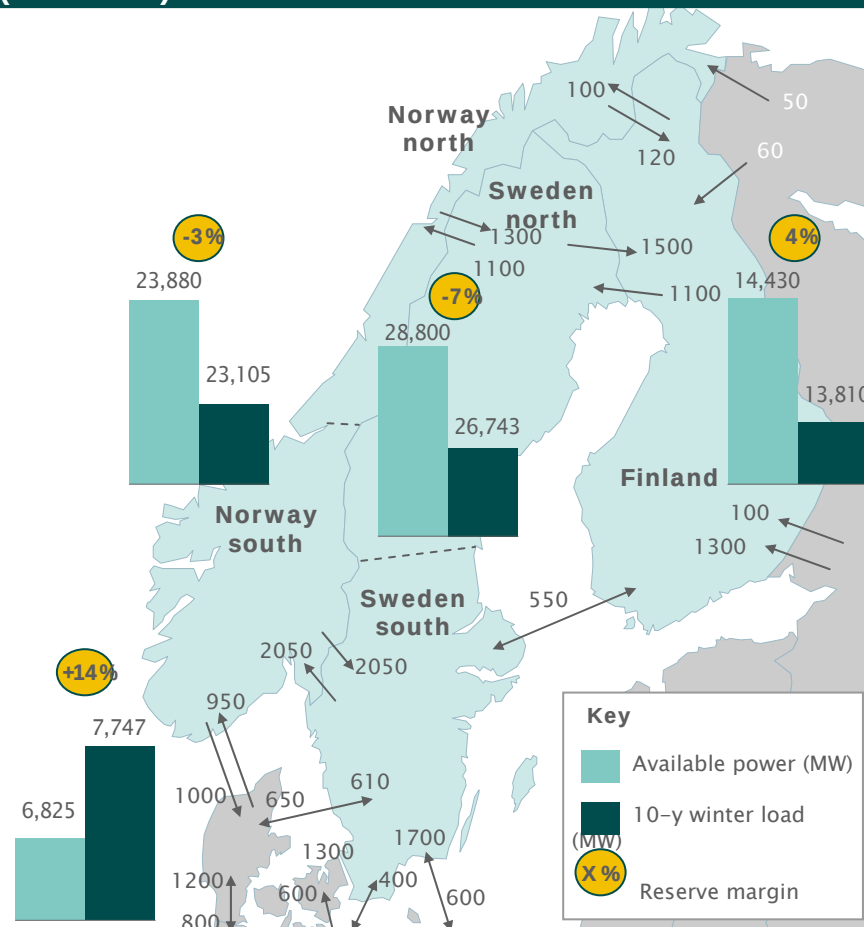
(net of Iceland)

Total capacity	91,200 MW
Total consumption	389 TWh
Peak load	70,000 MW
Inhabitants	24m

Generation mix



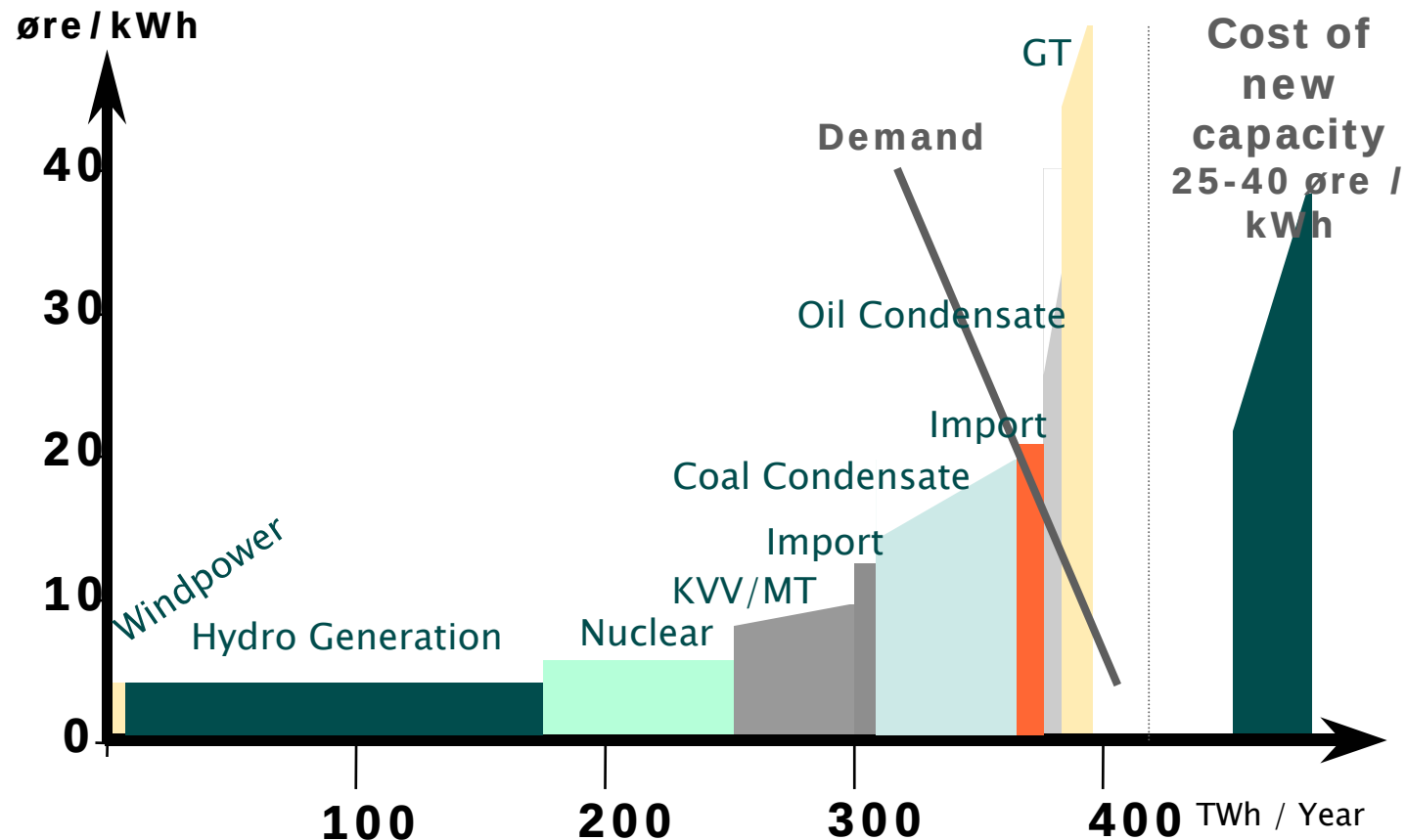
NordPool trading capacity and reserve margins (Jul-2004)



Supply and demand for electricity in the Nordic area

The volatile supply of hydro power is rapidly altering the Nordic electricity prices

A larger degree of gas fired power and nuclear power will reduce volatility in the future



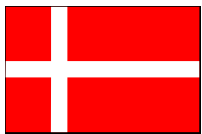
Growth of 40 TWh in demand will challenge the energy balance

Gas fired power stations



New capacity costs expected to be at min NOK 0.25 per kW setting standard for future electricity equilibrium

Will the Danes build new gas fired power production?



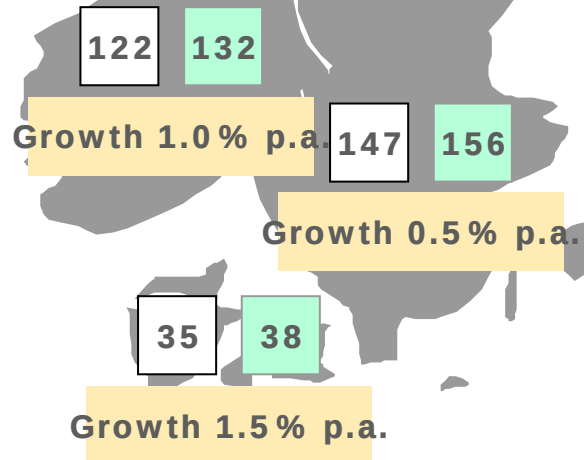
Will the Swedes reduce their nuclear production?



Demand 2000: 380 TWh



Demand 2010: 420 TWh



Russian import no longer available from 2008/2009?



5th and 6th nuclear plant – 15 TWh?

Consumption of electricity in the Nordic countries

**Industry is the major consumer in Finland
Creating the strongest national energy policy
among the Nordic countries?**

Consumption in Norway - TWh	1990	1996	2001	2002
Industry including the energysector	47	45	52	46
Industry of total	45 %	40 %	41 %	38 %
Housholds and service business	51	59	64	64
Households of total	48 %	52 %	50 %	52 %
Transport	0.6	0.6	1	1
Transport of total	1 %	1 %	1 %	1 %
Losses in net	6.9	8.5	10	11
Losses of total	7 %	8 %	8 %	9 %
Total	105.5	113.1	127	122



Consumption in Finland - TWh	1990	1996	2001	2002
Industry including the energysector	33	37	45	44
Industry of total	53 %	53 %	54 %	52 %
Housholds and service business	26	29	34	37
Households of total	42 %	42 %	41 %	44 %
Transport	0.4	0.5	1	1
Transport of total	1 %	1 %	1 %	1 %
Losses in net	2.9	2.9	3	3
Losses of total	5 %	4 %	4 %	4 %
Total	62.3	69.4	83	85



Households the major consumer

Consumption in Sweden - TWh	1990	1996	2001	2002
Industry including the energysector	53	51.5	56.2	56
Industry of total	41 %	38 %	39 %	39 %
Housholds and service business	65	71.6	73	73.4
Households of total	50 %	52 %	51 %	51 %
Transport	2.5	3.1	2.9	2.7
Transport of total	2 %	2 %	2 %	2 %
Losses in net	9.1	10.2	11.6	11.6
Losses of total	7 %	7 %	8 %	8 %
Total	129.6	136.4	143.7	143.7

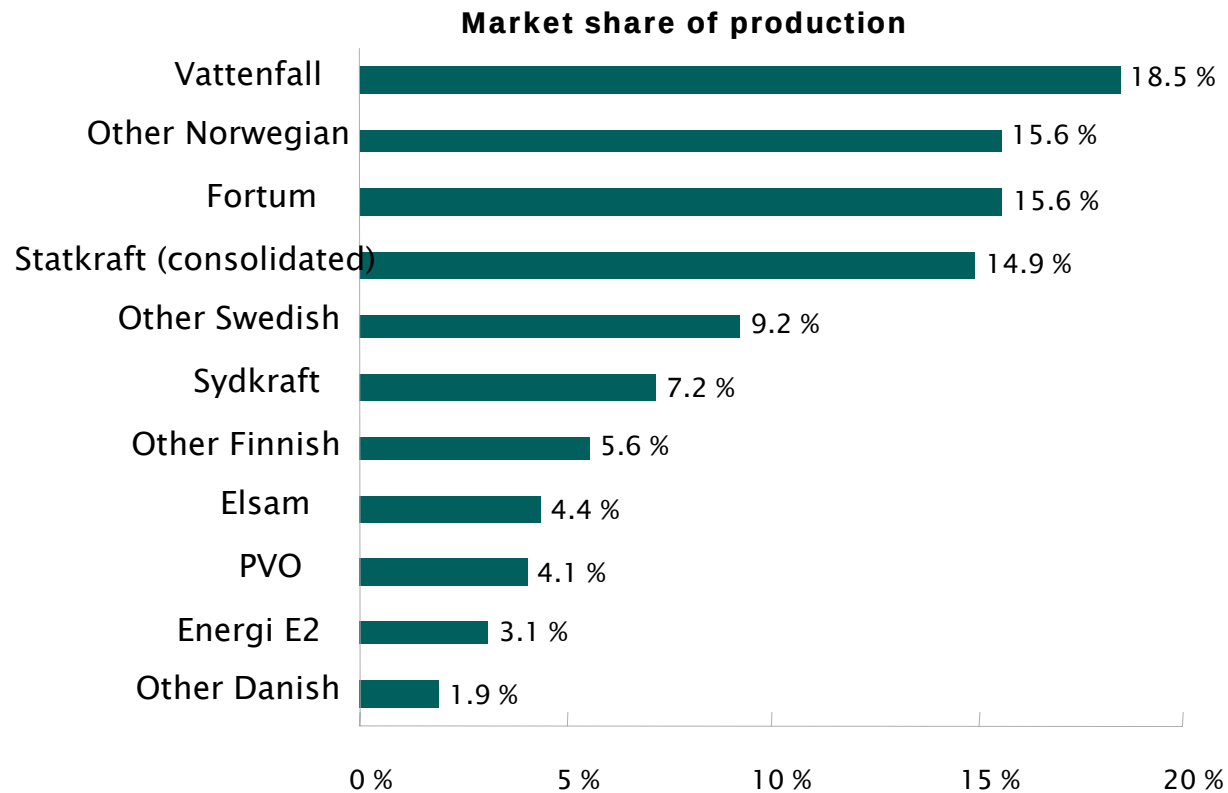


Consumption in Denmark - TWh	1990	1996	2001	2002
Industry including the energysector	9	10	10	10
Industry of total	29 %	28 %	28 %	27 %
Housholds and service business	20	22	23	23
Households of total	63 %	63 %	63 %	63 %
Transport	0.2	0.3	1	1
Transport of total	1 %	1 %	3 %	3 %
Losses in net	2.3	2.9	2.3	2.4
Losses of total	7 %	8 %	6 %	7 %
Total	31.5	35.2	36.3	36.4



Market shares within production in the Nordic region

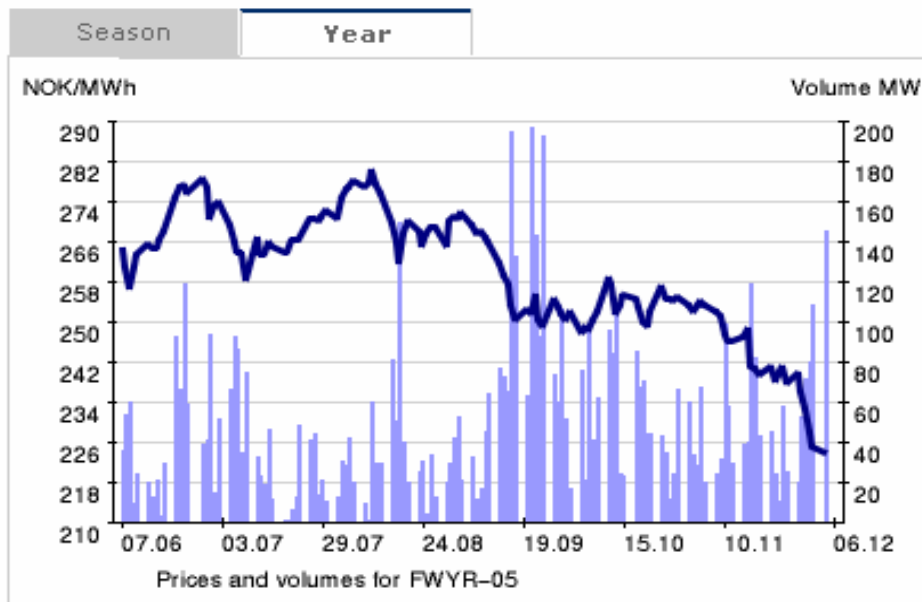
Whilst the Norwegian market seems concentrated, leading to antitrust action against Statkraft, a different view emerges from an integrated Nordic market perspective (leaving aside transmi



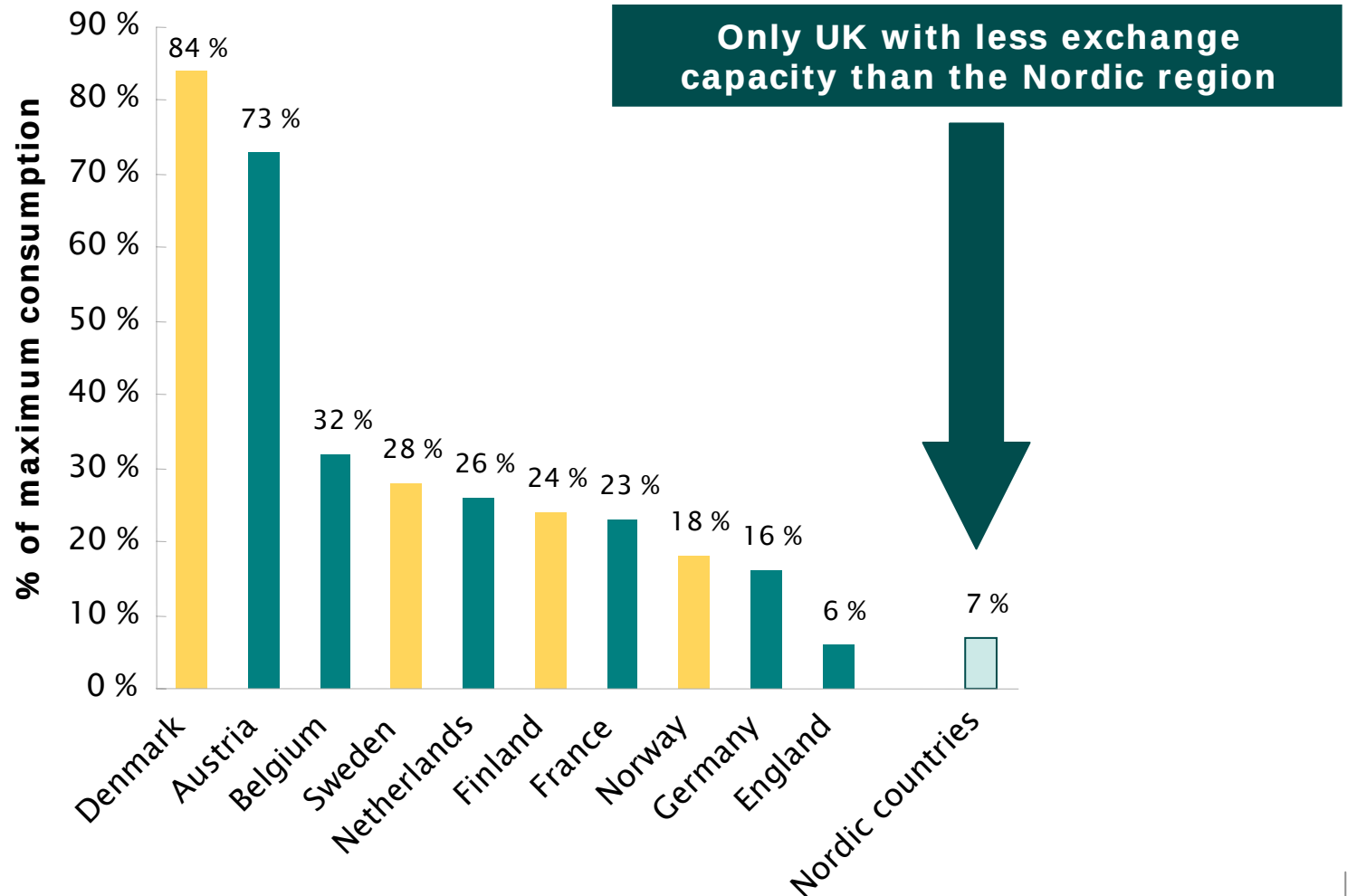
Following the price spike in the winter 2002/2003, spot prices have declined as reservoirs have been replenished

Electricity Forward prices have also declined recently, whilst oil and gas prices have surged

Forward Prices, last 6 months.
Nearest Year.

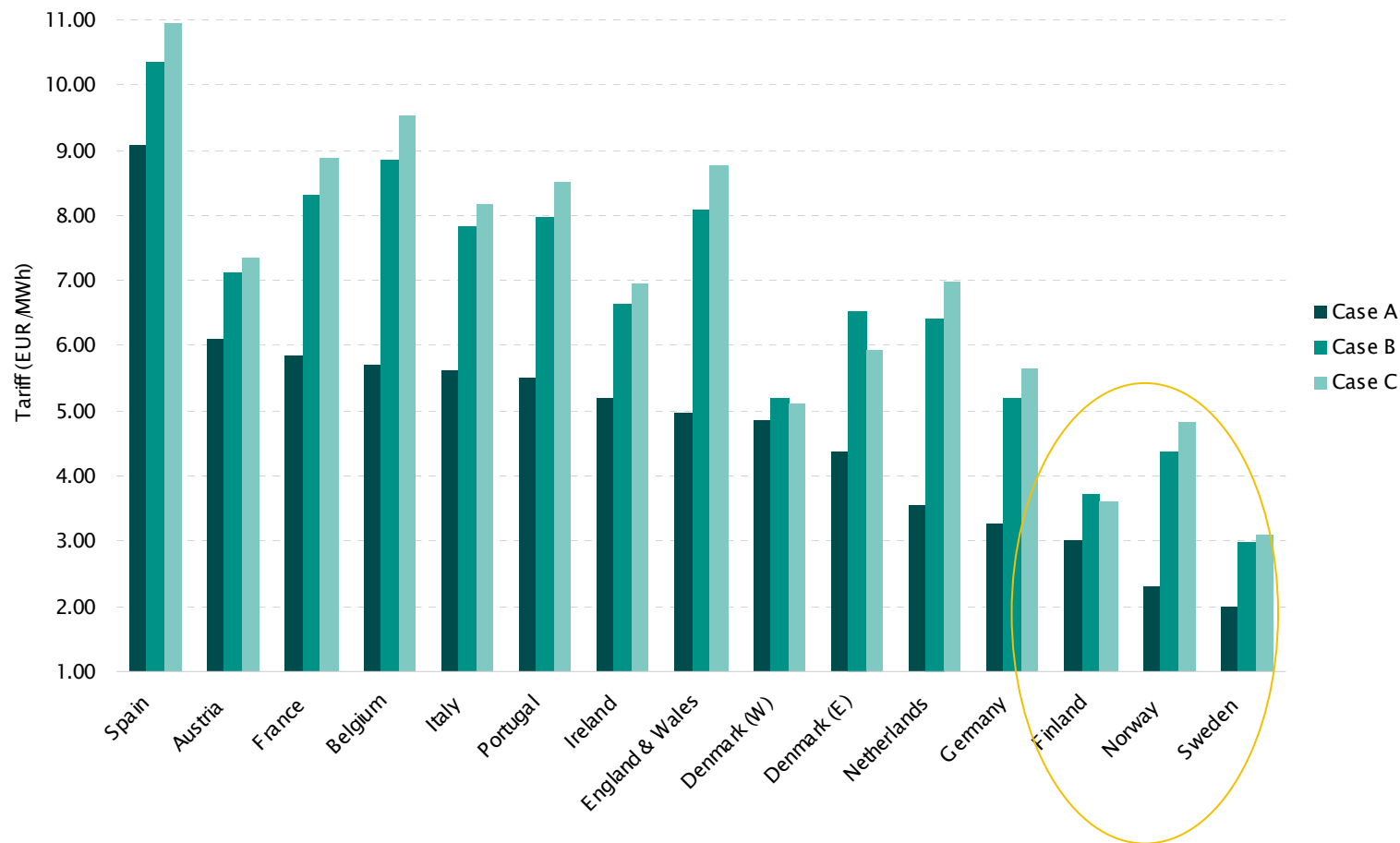


Foreign exchange capacity of electricity



Norwegian transmission tariffs among the lowest in Europe

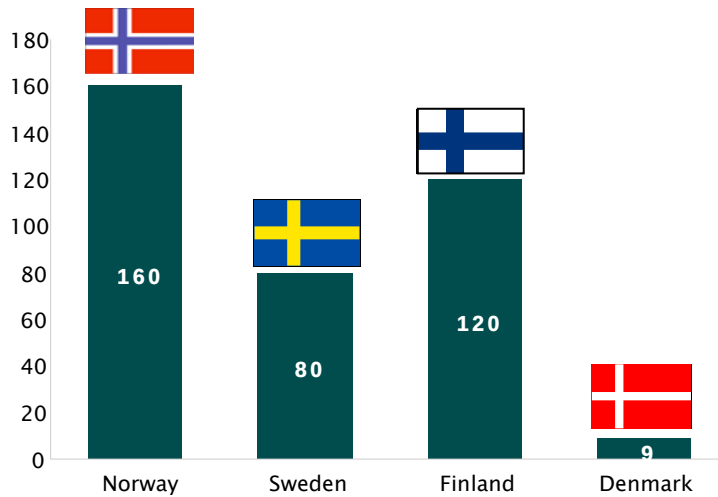
Nordic transmission cost figures per MWh somewhat flattered by large electricity volume per household



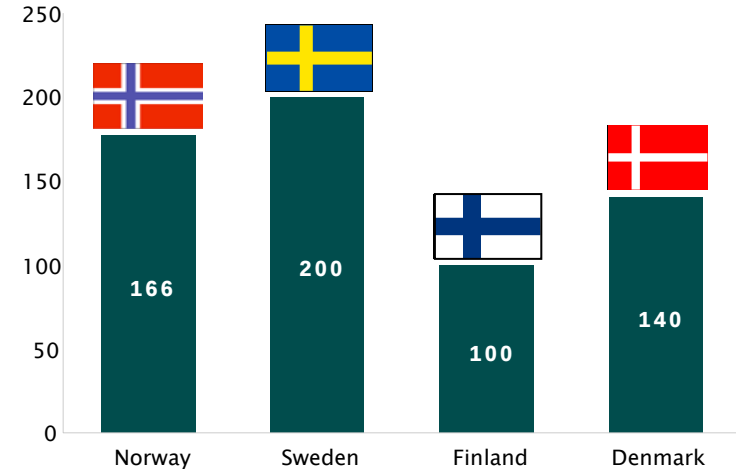
Source: Benchmark of electricity transmission tariffs, prepared for the EC, October 2002

A fragmented Nordic industry, especially in Norway

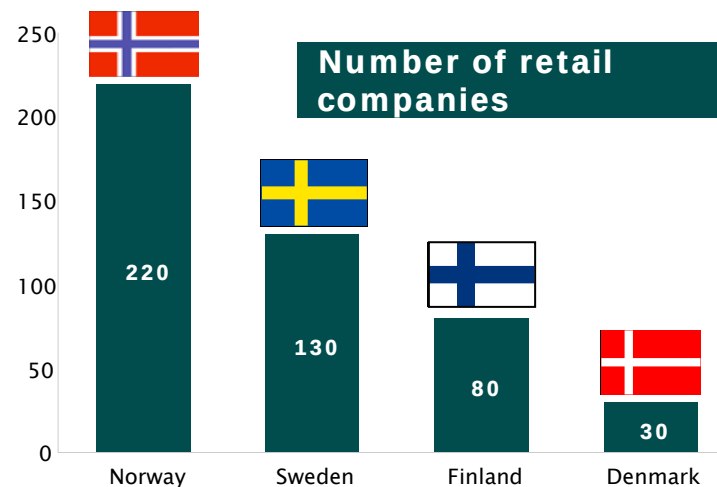
Number of generation companies



Number of distribution companies



Number of retail companies



Nordic market overview

From a European perspective the Nordic market is highly fragmented

Norway is by far the most fragmented country

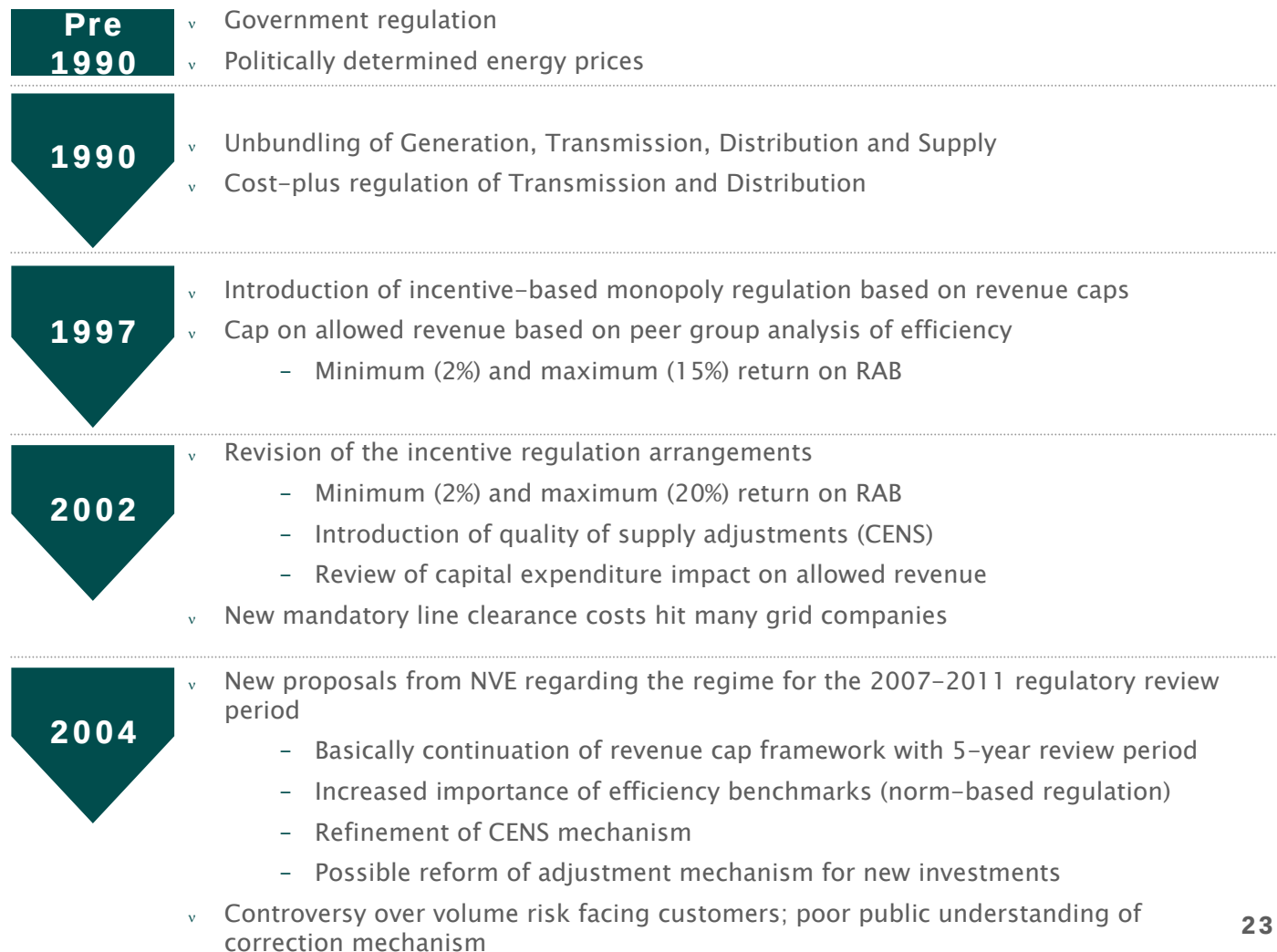
	Norway	Sweden	Finland	Denmark
Production				
Production in TWh	ω 120	ω 150	ω 80	ω 35
# of producers	ω 160	ω 80	ω 120	ω 9
# of producers > 80 %	ω 7	ω 3	ω 3	ω 2
Demand	ω 122	ω 147	ω 79	ω 35
Households / Industry	ω 61/39	ω 61/39	ω 48/52	ω 73/27
Supply:				
Hydro	ω 99%	ω 46%	ω 15%	
Nuclear	ω 0%	ω 46%	ω 29%	
Condensate	ω 0%	ω 0%	ω 18%	
Wind	ω 0%	ω 0%	ω 0%	
Heat industry	ω 1%	ω 3%	ω 21%	
District heating	ω 0%	4%	ω 17%	
Distribution				
# of distribution companies	166	ω 200	ω 100	ω 140
# of distributors > 50 %	ω 6	ω 3	ω 3	ω 2
End-user				
# of end users in m	ω 2.0	ω 5.2	ω 2.9	ω 3.0
# of end user companies	ω 220	ω 130	ω 80	ω 30

Source: EuroPower, Fortum, NVE

Norwegian electricity regulation milestones

Norway a pioneer in electricity market liberalisation

Number of grid companies reduced from 234 in 1994 to 166 at the end of 2003



Norwegian system of distribution revenue caps driven by economic incentive regulation⁽¹⁾

Incentive regulation system based on revenue caps

Yardstick competition ensures strong incentives to cut costs

CENS scheme to ensure quality of supply

Allowed revenue cap
less actual costs
= profit

Key Elements

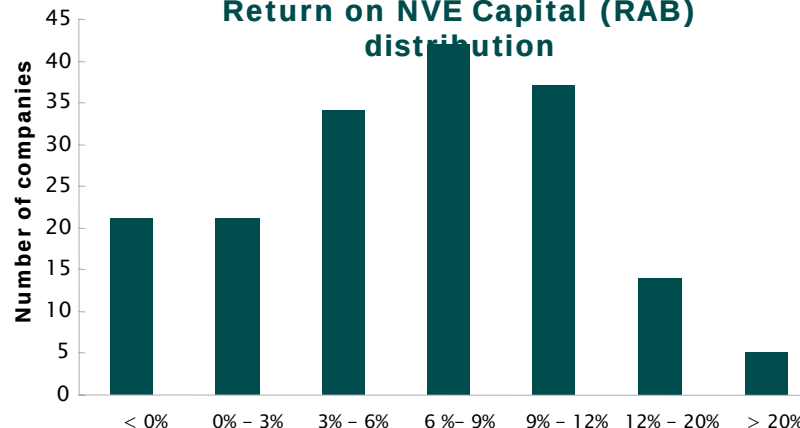
5-year regulatory review period runs from 2002 to 2006

Returns capped btw 2 % and 20 %
-big spread in practice

Efficiency benchmarking (DEA*) to determine efficiency targets

Cost of capital = long gov't bond yield plus 2 %

Return on NVE Capital (RAB) distribution



⁽¹⁾ NVE, the Norwegian Water Resources and Energy Directorate, is the industry regulator that sets revenue caps

**Norwegian
regime for
2005-2007
passed**

**Key will be
Kyoto
arrangement
s for 2008-
2012**

- ✓ The Norwegian Parliament has passed a law governing the allocation of tradable CO₂ emission permits
- ✓ The quota system is operational from 2005 and the deadline for application for quotas was 15 January 2005
- ✓ The regime from 2008 under the Kyoto protocol will be a key driver for the Hammerfest project
- ✓ If Hammerfest Gasskraftverk can be allocated tradable quotas in line with gas fired power plants that have not installed CO₂ handling technology, then quotas corresponding to the amount of CO₂ handled could be sold in the market
- ✓ EU permits for 2008 are currently trading at EUR 8/EUR 10 per tonne
- ✓ NordPool, the Nordic Power exchange will trade spot and forward contracts from February 2005 in competition with the European Climate Exchange, the European Energy Exchange and others

**Vibrant
market
expected
with strong
competition
between
exchanges**

- ✓ EU permits for 2008 are currently trading at EUR 8/EUR 10 per tonne
- ✓ NordPool, the Nordic Power exchange will trade spot and forward contracts from February 2005 but is facing stiff international competition, leading to an offer of free exchange membership
- ✓ A number of European exchanges are planning to launch marketplaces for EUA trading and there is a race to establish volume to gain first mover advantage
- ✓ Each exchange will have their own particular design features:
 - Germany's EEX will provide a once-a-day auction with T+2 settlement for sellers to put their volume up for sale at a single clearing price
 - Austria's EXAA will also provide a auction market but only twice-a-month
 - France's Powernext will provide continuous spot trading a la a stock exchange
 - Scandinavia's NordPool will list annual forward contracts with December delivery (a la the current OTC market)
 - UK's ECX, with the IPE, plans to launch quarterly futures contracts listed from March 2005 through March 2008 and annual expirations listed for 2008 through 2012
 - Netherland's Climex will offer spot trading in EUAs and Kyoto units, primarily targeting small and medium-sized companies

Political process

- ✓ Several white papers and regulatory discussion documents and reports have prepared the ground for a Norwegian EI-Certificate market that will be closely integrated with the existing Swedish market and the future EU-wide market
- ✓ The draft law on EI-Certificates was presented on 24 November 2004 and marks a major milestone in the effort to stimulate new renewable energy projects in Norway
- ✓ The draft law stipulates that 10 years of certificates will be granted for each project, but there is pressure to increase this allowance to 12–15 years or more from several interest groups
- ✓ The quota targets and several details concerning the scope of the market were left open in the draft bill
- ✓ The Parliamentary Energy Committee held hearings in Oslo on 25 January and signalled the intention to proceed with legislation expeditiously as delays would hold up major investments
- ✓ The bill is expected to go to a Parliamentary vote in the Spring of 2005 with parallel work on detailed regulations in the Ministry and at the regulator
- ✓ The EI-Certificate market is due be operational from 1 January 2006

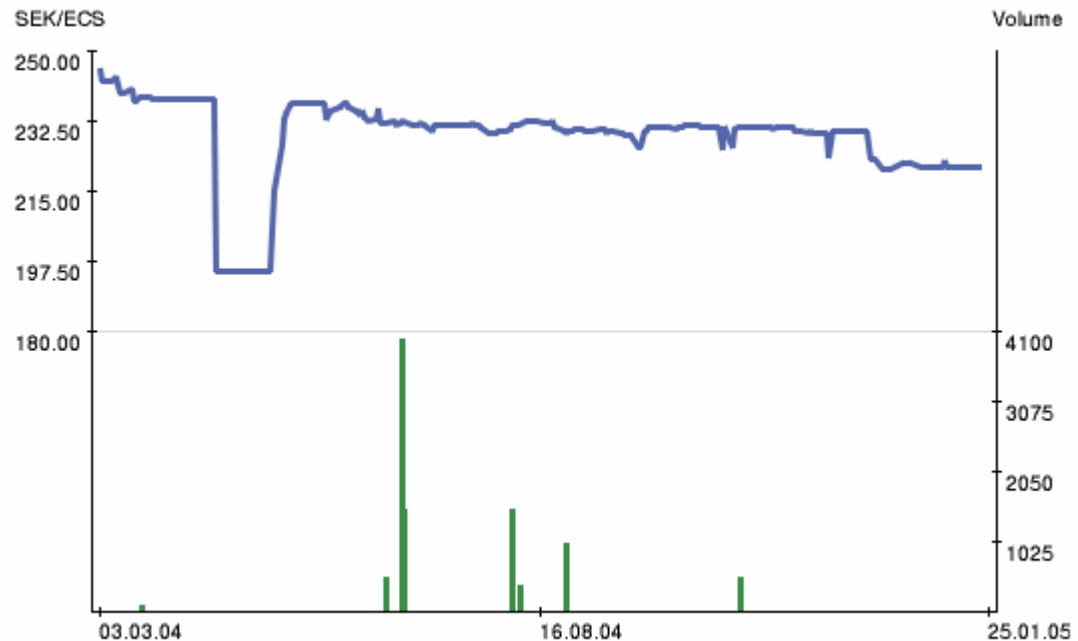
ENOVA investment support

- ✓ ENOVA is a public enterprise owned by the Royal Norwegian Ministry of Petroleum and Energy
- ✓ ENOVA supports environmentally sound and rational use and production of energy and supports renewable energy projects
- ✓ As a transitory arrangement in the run-up to the El-Certificate market, grants of up to 25% of the capital investment have been granted
- ✓ According to the draft law, projects that have received investment support after 1 January 2004 will need to repay the subsidies received if they are to receive El-Certificates
- ✓ El-Certificate revenues far more substantial than subsidy benefits in most cases
 - Expectation that most grants will be repaid
- ✓ Some previously granted subsidies (<10% of investment, pre 2004) may be kept even after El-Certificate market entry

NordPool Member List – EI-Certificate Contract

- 01 Sydkraft Energy Trading
- 02 Fyrstad Kraft
- 03 Lunds Energi
- 04 Mölndal Energi
- 05 Jämtkraft
- 06 Plusenergi
- 07 Tekniska Verken
Linköping
- 08 Östkraft Energihandel
- 09 Statkraft
- 10 Mälarenergi
- 11 EGL Nordic
- 12 Skandinaviska
Energimäklarna
(Scandem)
- 13 Öresundskraft Energy
Trading
- 14 Telge Kraft
- 15 Skellefteå Kraft
- 16 Vattenfall

- ✓ Low liquidity on NordPool should improve when Norway joins the scheme and targets are increased
- ✓ The vast majority of EI-Certificate trading is OTC through brokers such as SKM and ICAP rather than on NordPool and actual trading volumes are much higher than NordPool figures suggest
- ✓ The NordPool price has hovered between SEK 200–240 (NOK 180–215) in the last 6 months



Source: NordPool website

El-Certificates: Key Issues

One of the key advantages of a El-Certificate trading scheme is the perceived lack of Government involvement once the structure is established...

Variability of cashflows

- ✓ More difficult to finance
- ✓ Cash flow variability gives advantage to large utilities with strong balance sheets over smaller players
- ✓ More effective hedging opportunities should develop over time

Length of targets

- ✓ Norwegian bill proposes a 20 year scheme with 10 year El-Certificate allocations
- ✓ NVE and others called for a longer allocation – Extension to 15 years likely

Illiquidity

- ✓ Target not yet set, but could be in range 15–20 TWh by 2020
- ✓ Swedish certificates traded on NordPool, but limited turnover

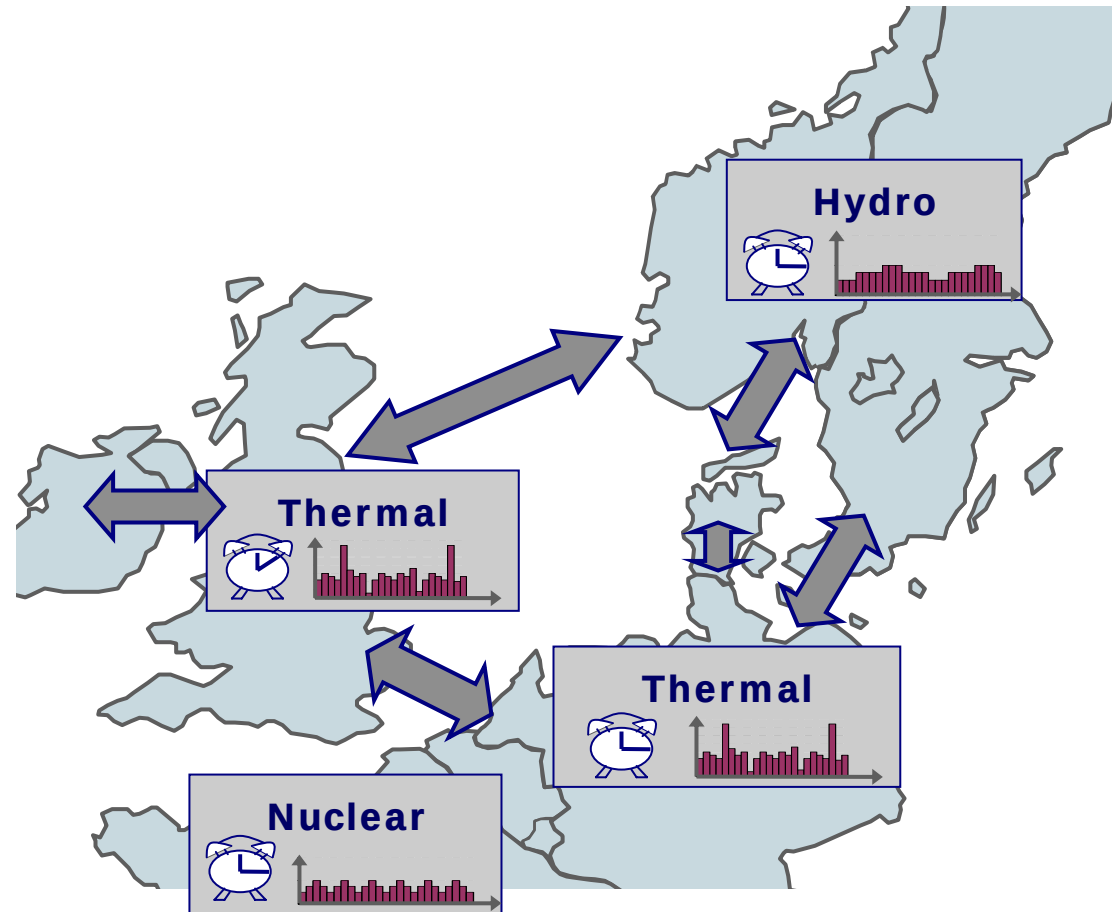
Eligibility

- ✓ New renewable hydro, wind, solar, tidal, geothermic, bioenergy

Geographical disparity

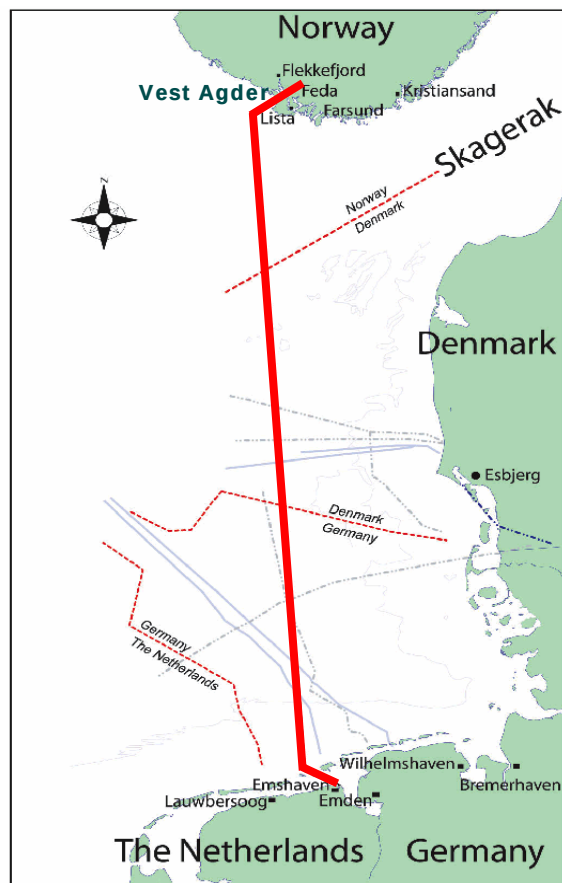
- ✓ Aim for the Norwegian market to closely integrated with the Swedish market
- ✓ Longer term aims for EU-wide harmonisation

International interconnection plans are abundant but most projects on hold given uncertain economics



NorNed interconnector progressing while BritNed, BritUK and Danish interconnector do not seem to progress much

NorNed cable finally going at high speed



Key data

- ✓ 600 MW (700 MW max)
- ✓ 580 km HVDC cable
- ✓ Cable manufacturing by ABB to start early 2005
- ✓ Statnett and TenneT have obtained regulatory clearance
- ✓ Envisaged to be operational by 2008
- ✓ Capacity to be provided to APX and NordPool, no long term contracts
- ✓ Pool price mechanism to determine allocation and flows
- ✓ Economics from clear differentials in load curves and generation base

Funding requirements

- ✓ Estimated project cost of NOK 4.6b (2.3b each)
- ✓ TenneT to finance from cross-border interconnection auction revenues (some EUR 230m already available)
- ✓ Statnett to fund from own cash resources possibly constraining other investment plans
- ✓ Cash proceeds from auction revenues
- ✓ Risk management for new interconnection pool price exposure
 - in-house or to be sourced from commercial parties?

4

Hammerfest Gasskraftverk valuation model assumptions

Key financial assumptions

The main driver of value is the spread between electricity and gas prices

Tentative assumption of 50 øre/Sm³ plus inflation and sensitivities for 35 øre and 65 øre

Gas price is the model parameter where there is most uncertainty

Gas price

- ✓ The gas price will need to be negotiated bilaterally with Statoil and/or Snøhvit field partners
- ✓ The gas price may therefore not reflect market benchmarks given the special location and capacity constraints
 - Marginal production cost for Statoil is believed to be less than 30 øre/Sm³
 - Statoil's website uses an internal pricing formula for gas as follows:
 - NOK 0.30 × (US\$ oil price/US15), yielding NOK 0.90/Sm³ based on an oil price of US\$45 and NOK 0.45 based on an oil price of \$22.50
- ✓ We have used 50øre/Sm³ plus inflation from 2005, reflecting a reasonable mark-up over marginal cost for surplus gas

Electricity price scenarios

- ✓ We have considered 3 scenarios for future power prices
- ✓ Chosen assumption being a price curve starting at NOK 220 per MWh,
 - growing in line with inflation (CPI of 2.5% p.a.)

Key financial assumptions

Capital investment of NOK 1,300m

Investment cost

- √ Sargas FEED study estimate for total investment NOK 1,300m
- √ Assumption that 15% of the cost is incurred in the first year of construction, 50% in the second year and the remaining 35% in the third year

Operating Costs

- √ Estimate of NOK 31m p.a. provided by Sargas have been the basis for the projections

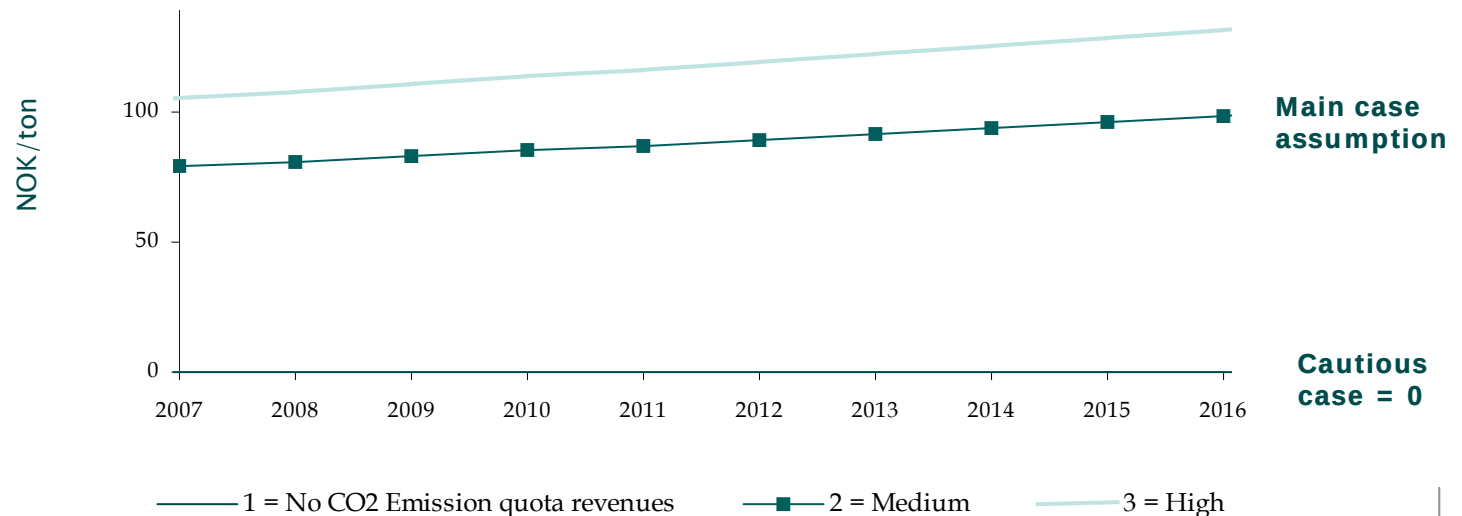
Production Output of electricity and CO₂

- √ 790 GWh maximum production from 2010
- √ Phasing in of production with 70% of potential in 2008 and 90% in 2009
- √ 385,000 tons of CO₂ per year, 90% of which is cleaned and the emission quota for which may (potentially) be sold in the market

**Main case NOK
75/ton for 90 % of
CO₂ output sold to
generate emission
trading revenue**

Tradable CO₂ emission permit revenues

- ✓ If HE receives a full CO₂ quota for the power station as if it had been a conventional power station, HE might be able to sell the permits for the 90% of the CO₂ emissions that are environmentally handled
- ✓ Whilst this would be fair, it does however remain highly uncertain
- ✓ Forward prices for emission permits for 2008 bid/ask spread EUR 8/10 per tonne
- ✓ Based on cleaning 90% of the 385,000 tons of CO₂ produced each year, HE could generate revenues of approximately NOK 29m from 2008 with a permit price of NOK 75/ton
- ✓ We have considered 3 scenarios for CO₂ trading price curves, one of which is no price available, i.e. the situation where no quota is granted



Key financial assumptions

Main case: No revenues or terminal value beyond the 25 year horizon

CO₂ sales revenues not included in either scenario (emission quota sales revenue however included in main case)

WACC 7 %

Project life and continuing value

- ✓ Base case of explicit forecast for 25 years and no terminal value for the main case
- ✓ Sensitivity run with 5 years additional operating life and deferral of decommissioning costs

Further upside from sale of CO₂ for enhanced oil recovery (EOR)

- ✓ The possibility of deriving revenue from the sale of CO₂ captured by the CO₂ handling process has not been incorporated in the main case
 - Snøhvit is a pure gas field so application for enhanced oil recovery not feasible
- ✓ For follow-up investments, sale of CO₂ for EOR may represent additional upside
- ✓ There is potentially additional further upside in collecting water heating revenues from local fish farms but this has not been incorporated in the model

Key financial assumptions

***Main case
investment support
equalling NOK 375m
to cover
incremental CO₂
handling cost***

Government investment support for incremental CO₂ handling costs

- ✓ The Norwegian government has pledged to fund incremental CO₂ handling costs for the first gas fired power station in Norway that is run with CO₂ sequestration
- ✓ There is however considerable uncertainty about the scale of such investment support
- ✓ Hammerfest Energi is planning to apply for NOK 375m investment support and full CO₂ quota allocation
- ✓ The valuation model assumes that the Norwegian government will grant this support to cover the incremental cost of CO₂ handling
- ✓ Excess CO₂ quotas that can be sold on may be an easier way to support the project, but
 - Uncertain political process ahead
 - European Competition law must be taken into account (ESA)

Summary of key financial assumptions for different case scenarios

Variable	Main Case Value
Gas price	50 øre/Sm ³ + inflation
Power price	NOK 220/MWh + inflation
CO ₂ permit revenues	NOK 125 per ton + inflation
Investment grant	NOK 375m
Investment Cost	NOK 1,300m
Continuing value	None
WACC	7.0 %
Resulting NPV	NOK 45m
Project IRR	7.5 %
Equity IRR	10.2 %

Gas price is a highly uncertain variable with high value impact and exploratory discussions with Statoil will be necessary at the earliest appropriate

Investment support and CO₂ emission trading revenues also critical

4

Key valuation outputs – Main case

Key valuation outputs

Project viable based on Stretch main case assumptions:

Investment cost of NOK 1,300

Gas price estimate of 50 øre per Sm³ plus inflation

Sale of emission permits and

NOK 375m investment support

With full market prices for gas or without emission permit trading revenues, the project would be NPV negative

- Net Present Value of NOK 45m and project IRR of 7.5% p.a., plus terminal value upside
- Equity cash flow IRR based on 40% equity and 60% debt would be 10.2%, below levered return expectations of financial investors (excluding terminal value)
- Also additional upside from continuing value after the end of the 25 year forecast horizon

Free Cash Flow Summary	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EBITDA		(2)	(2)	(33)	65	81	91	94
Less: Depreciation		0	0	0	52	52	52	52
EBITA		(2)	(2)	(33)	13	29	39	42
Less: Taxes @ 28 %		(1)	(1)	(9)	4	8	11	12
Tax effected EBITA		(1)	(1)	(24)	9	21	28	30
Add: Depreciation		0	0	0	52	52	52	52
Less: Increase in net working capital		(0)	(0)	(3)	15	3	2	0
Government investment incentive		19	150	206	0	0	0	0
Capital expenditure		65	520	715	0	0	0	0
Increase in other assets less other liabilities								
Decommissioning expenditure								
Unlevered Free Cash Flow (Basis for DCF NPV)		(48)	(371)	(530)	47	70	78	81
Present value at WACC 7.0 %		(44)	(325)	(433)	36	50	52	51
Cumulative PV of FCF		(44)	(369)	(802)	(766)	(717)	(664)	(614)
Implied nominal FCF growth rate			N/A	N/A	N/A	N/A	12 %	4 %

Net Present Value 45 Excluding Terminal Value
IRR 7.5 % Excluding Terminal Value

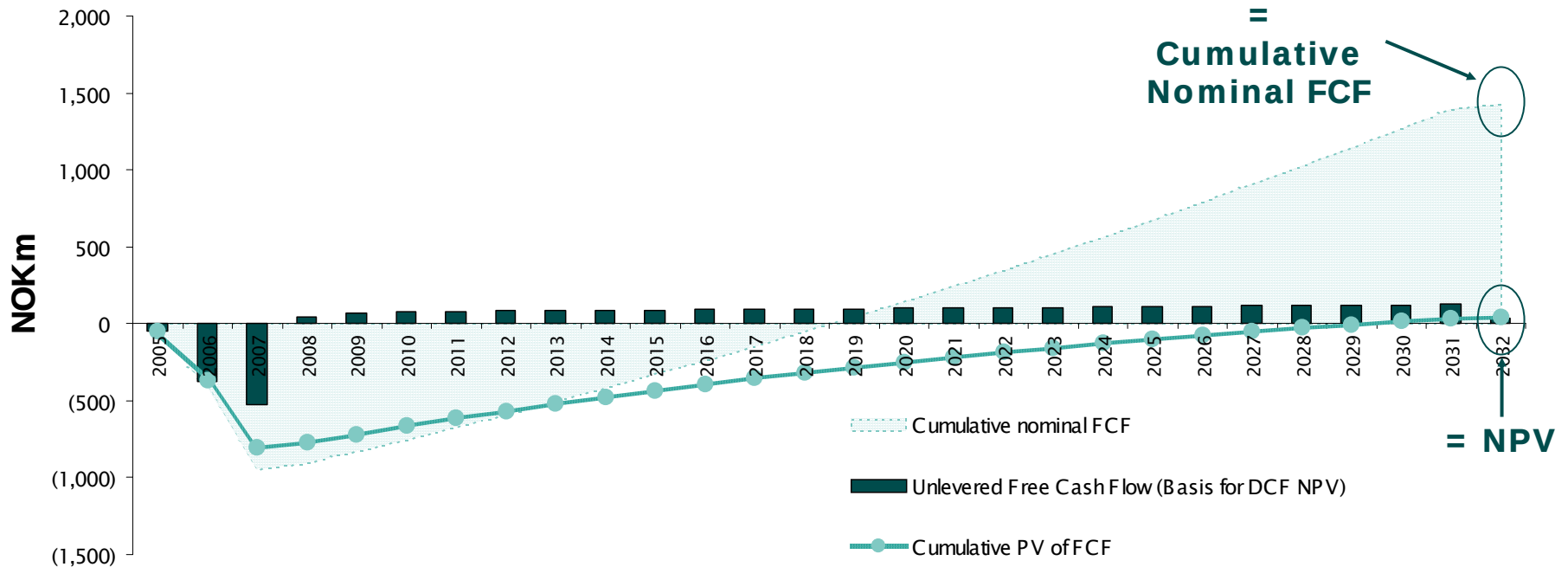
Upside terminal value 86
 Continuing Value: FCF of 129.8 growing for 5 years at rate 2.0%

	NPV	NPV
WACC	NOK	EUR
6.0%	145	18
6.5%	92	12
7.0 %	45	6
7.5%	2	0
8.0%	(38)	(5)

Project Free Cash Flow Summary

- Project cash flows depend crucially on the initial investment and the relationship between gas and electricity prices
- In addition continuing value beyond 25 year horizon

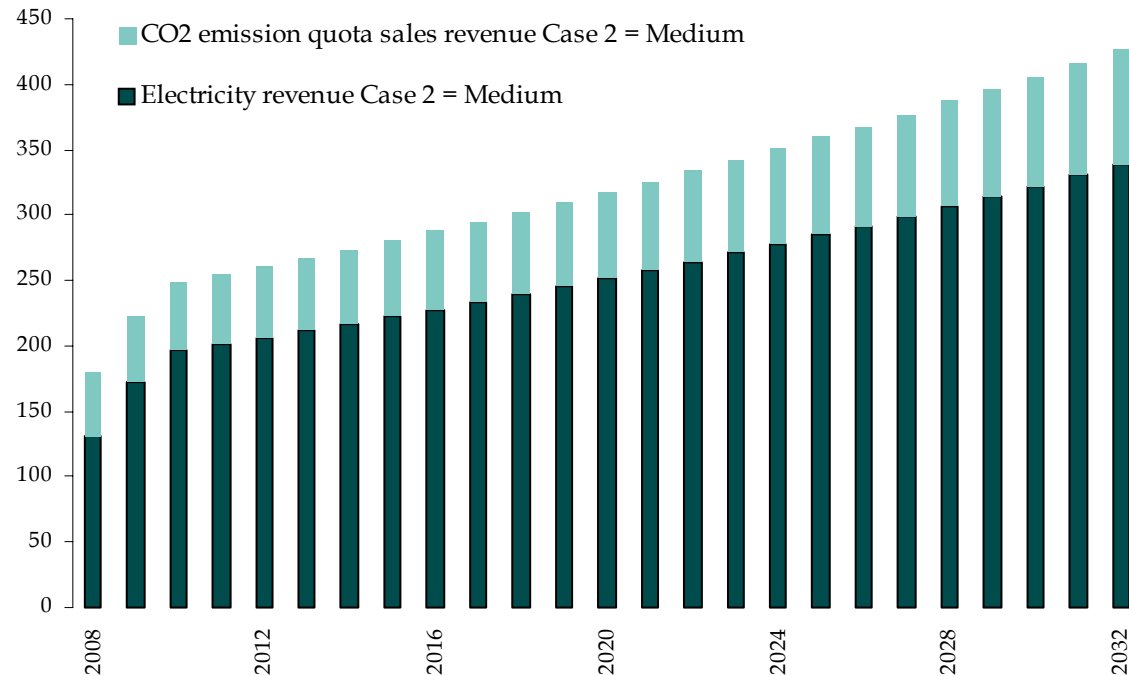
Free Cash Flows (Excluding continuing value)



Revenue projections

- Key financials reflect the phasing in of production through to 2009
- Repayment of debt and accumulation of cash over time lead to interest income replacing interest costs
- In addition possible continuing value beyond 25 year horizon

Revenues NOKm



Key valuation outputs – Main Case

Project life and continuing value

- ✓ The analysis assumes a project with 25 years of generation, no terminal value and a net cost of decommissioning
- ✓ It is possible that the operating life of the project can be extended beyond 25 years, either through simple continuation of the project or through gradual reinvestment in new turbines that can utilise the existing infrastructure
- ✓ Sensitivity analysis with 5 years of additional operating time (without additional capital expenditure) and deferral of decommissioning costs reveal substantial additional upside of approximately NOK 100m, but this is highly uncertain

Additional Years Production	Continuing Value at base WACC with annuity growth rate		
	1.0%	2.0%	3.0%
0	0	0	0
2	36	37	37
4	68	70	72
6	97	100	104
8	123	128	133

Key valuation outputs and sensitivities – Main case

Sensitivity table guide:

The base case assumptions can be looked up in the tables as indicated with the red ring

An alternative scenario is indicated with a blue square showing the result of a case with gas price 35øre/Sm³, power price starting at 20øre/KWh and no CO₂ revenues

 Main case

 Alternative Scenario

- Scenario outcomes for various combinations of power and gas prices with and without emission permit revenues

- Figures exclude continuing value

With CO₂ quota allocation:

		Scenario B: CO2 Quota Rev					Scenario B: CO2 Quota Rev		
		Electricity Price +inflation					Electricity Price +inflation		
		Low 200	Mid 220	High 240			Low 200	Mid 220	High 240
2005 Gas Price + inflation	High 65	1.5%	3.9%	5.8%	2005 Gas Price + inflation	High 65	-375	233	-91
	Mid 50	5.8%	7.5%	9.0%		Mid 50	-97	45	186
	Low 35	9.0%	10.4%	11.7%		Low 35	180	322	464

Without CO₂ quota allocation:

		Scenario A: No CO2 Revenue					Scenario A: No CO2 Revenue		
		Electricity Price +inflation					Electricity Price +inflation		
		Low 200	Mid 220	High 240			Low 200	Mid 220	High 240
2005 Gas Price + inflation	High 65				2005 Gas Price + inflation	High 65	-793	-651	-509
	Mid 50		1.6%	3.9%		Mid 50	-516	-374	-232
	Low 35	3.8%	5.8%	7.5%		Low 35	-238	-96	45

7

Key valuation uncertainties

***Too early to
conclude on several
pivotal financial
assumptions***

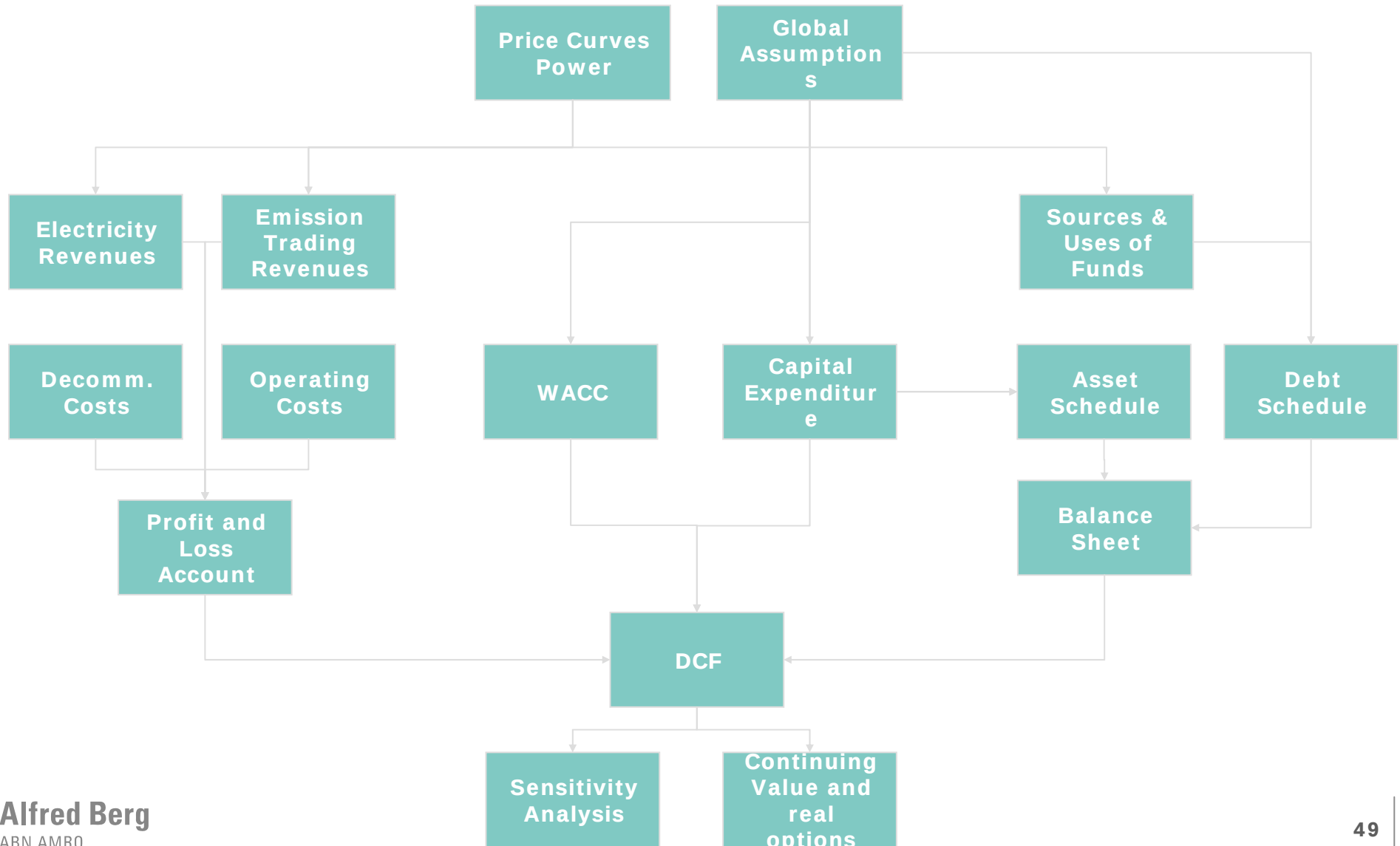
- v Final valuation estimates will depend crucially upon
 - v Gas price estimate resulting from bilateral negotiations with Statoil
 - v Verification of investment cost through independent technical consultants and gathering of firm offers for plant components based on final specifications
 - v Verification of annual operating cost estimates
 - v Verification of energy efficiency and annual electricity output
 - v Amount of investment support from the government
 - v Emission quota allocation

A

Appendix:

Financial projection overview

Financial model structure



Appendix: Financial projections modules

- v Global Assumptions
- v Price Curves
- v Funding – Sources and Uses
- v Discounted Cash Flow Analysis (DCF)
- v Continuing Value
- v Sensitivity Analysis
- v Capital Expenditure Budget
- v Electricity Revenue
- v Gas Input Cost
- v CO₂ Revenue
- v Decommissioning Cost
- v Profit & Loss Account
- v Balance Sheet and Working Capital
- v Asset and Depreciation Schedule
- v Debt and Interest Schedule
- v Weighted Average Cost of Capital

Additional sensitivity analysis

- ✓ An increase in the gas price of NOK øre 5/Sm³ results in a reduction of approx NOK 90m in net present value of after-tax cash flows

NPV as a function of gas price			
Gas Price	NPV	Project	
		IRR	NPV Delta
20	600	13 %	
25	507	12 %	(92)
30	415	11 %	(92)
35	322	10 %	(92)
40	230	9 %	(92)
45	137	9 %	(92)
50	45	7 %	(92)
55	(48)	6 %	(92)
60	(140)	5 %	(92)
65	(233)	4 %	(92)
70	(325)	2 %	(92)
75	(418)	1 %	(92)

NPV as a function of EI-price			
EI-Price	NPV	Project	
		IRR	NPV Delta
160	(381)	1 %	
170	(310)	3 %	71
180	(239)	4 %	71
190	(168)	5 %	71
200	(97)	6 %	71
210	(26)	7 %	71
220	45	7 %	71
230	115	8 %	71
240	186	9 %	71
250	257	10 %	71
260	328	10 %	71
270	399	11 %	71