

PFN
93301



UP93

ELSAM

Vision

ELSAM vil arbejde for fortsat at være brugerejet og med forbrugeren i centrum.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være en dansk, forbrugerejet og forbrugerstyret organisation, som i et samarbejde med distributionen udbyder energitjenester baseret på el- og kraftvarme. ELSAM vil i sin virksomhed bevidst og systematisk sætte forbrugernes ønsker i højsædet.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk og samfundsbevidst.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk opbygget med en demokratisk valgt bestyrelse, der fastlægger de overordnede mål og rammer for virksomheden. ELSAM vil samarbejde åbent med politikere og myndigheder om løsninger til gavn for det danske samfund.

ELSAM vil være miljøbevidst.

ELSAM føler sig medansvarlig over for det lokale og globale miljø. Produktionen vil finde sted på effektive og miljøvenlige produktionsanlæg, og ELSAM vil sammen med distributionen gennemføre en effektiv energirådgivning med henblik på en optimal energianvendelse.

ELSAM vil være omkostningsbevidst og konkurrencedygtig.

ELSAM vil gennem fremsynet planlægning, bygning af moderne kraftværker, rationel drift og global adgang til brændselsmarkedet være omkostningsbevidst, effektiv og konkurrencedygtig både i Danmark og i Nordeuropa.



CO₂-fjernelse og deponering:

Sammenfatning

1. INDLEDNING.

ELSAMs bestyrelse godkendte på bestyrelsesmødet den 15. august 1991, at der udføres en grundlæggende beskrivelse af de tekniske løsninger for CO₂-fjernelse samt en vurdering af deponeringspotentialiet relateret til danske forhold. Det blev samtidigt besluttet, at ELSAM skulle deltage i British Coal/IEA-projektet.

Besvarelsen er opdelt i to delrapporter vedrørende dels teknologi til fjernelse af CO₂ (notat EP92/811) og dels metoder til deponering af CO₂ (notat EP92/784). Nærværende notat giver en kort sammenfatning af hovedresultater og konklusioner fra de to rapporter samt præsenterer de fremlagte forslag til en fortsættelse af arbejdet. Notatet giver endvidere en status for British Coal/IEA-projektet, hvor nu godt halvdelen af den berammede projektperiode er forløbet.

2. METODER TIL FJERNELSE AF CO₂.

2.1 LØSNINGER TIL CO₂-FJERNELSE.

I takt med den stigende opmærksomhed omkring drivhusgasproblematikken er der fremkommet en mangfoldighed af forslag til systemkoblinger og metoder til fjernelse af CO₂ fra den udledte røg.

Blandt de foreliggende metoder er kemisk skrubning af røggas fra kulstøvsfyrede kedler kommercielt gennemprøvet teknologi. Teknikken har i et vist omfang fundet anvendelse i forbindelse med fremstilling af CO₂ til teknisk brug. Anvendt som CO₂-fjernelsesteknik for den totale røggasmængde fra et kedelanlæg vil processen kræve installation af et meget pladskrævende og energiforbrugende procesanlæg. I konsekvens heraf sker der et drastisk fald i nettovirkningsgraden for kraftværksanlægget.

Andre forslag til CO₂-fjernelse hører sammen med anvendelse af forgasningsteknik (IGCC-anlæg), hvor separationsprocessen drager fordel af det foreliggende høje gastryk internt i forgasningsanlægget.

Endelig er der løsninger, hvor forbrændingen gennemføres i ren ilt, således at forbrændingsproduktet direkte bliver en koncentreret CO₂-gas, der efter tørring hovedsage-

lig består af CO₂. Denne løsning fremhæves især som potentiel løsning sammen med eksisterende kulstøvfyrede anlæg.

I rapporten er konventionel kulstøvsfyring sammenkoblet med et anlæg til kemisk absorption af den producerede CO₂ udvalgt som den mest nærliggende løsning.

Karakteristiske data for dette koncept fremgår af tabel 1.

Betegnelse	CO ₂ -fjernelse med kemisk absorption
CO ₂ -fjernelsesprincip	Røgvask med absorption af CO ₂
Anvendelsesområde	Konv. forbrændingsteknik
Integrationsgrad	Ringede (ad on løsning)
Egnet for nyanlæg	Ja
Egnet for retrofit	Ja
CO ₂ -fjernelses-grad max. %	90
Fald i blokvirkningsgrad %	47 → 35

Tabel 1. CO₂-fjernelse med kemisk absorption.

Bemærkninger: Tabet i virkningsgrad er relateret dels til en reduceret generatorydelse som følge af forbruget af hjælpedamp til regenerering af absorbenten samt et ekstra eget-forbrug i forbindelse med drift af CO₂-absorbereren samt komprimering af CO₂-gassen.

I forbindelse med fjernvarmeproduktion på blokken er der mulighed for at nyttiggøre overskudsvarmen fra regenereringsprocessen til varmeproduktion. Det betyder, at den samlede brændselsudnyttelse til el og varme med eller uden CO₂-fjernelse stort set er uændret i driftspunkter, hvor fjernvarmebelastningen er stor nok til at udnytte hele overskudsvarmen.

2.2 DEPONERING.

Rapporten beskriver muligheden for deponering i undergrunden i henholdsvis dybtliggende saltvandsmagasiner (akviferer), i udtømte olie- og naturgasfelter samt i kaverner udskyllet i salthorste. Rapporten behandler i øvrigt i grove træk problemstillingerne vedrørende brug af CO₂ til Enhanced Oil Recovery samt deponering som biomasse og ved injektion på store havdybder. I tabel 2 er de karakteristiske forhold og data for de tre førstnævnte metoder sammenfattet.

Hovedaspekt	Dybtliggende saltvandsmagasiner	Saltkaverner	Udtømte olie- og naturgasfelter
Teknologisk stade	Kendt. Kræver dog yderligere F&U.	Velkendt etableret teknologi.	Kendt. Kræver dog yderligere F&U.
Potentiel kapacitet	Ca. 660 mio. t CO ₂ i Jylland/Fyn.	Ca. 0,4 mio t CO ₂ pr. kaverne.	Ca. 530 mio. t CO ₂ i de danske Nordsøfelter.
Tidsramme for etablering	Ca. 10 år fra i dag.	Ca. 10 år fra i dag.	Tidligst ca. 30 år fra i dag.
Deponeringsomkostninger incl. transmission	Estimeret 90 kr./t.	Estimeret 280 kr./t.	Sandsynligvis større end akviferdeponi og mindre end saltkaverne-deponi.
Miljøproblemer	Relativt få forventes, men området er ikke velbeskrevet.	Store problemer forbundet med bortskaffelse af salt under udskylning.	Relativt få. Et potentielt problem er udslip pga. utæt caprock.
Sikkerhed	God.	Ikke velegnet til langtidsløsning.	God.

Tabel 2. Oversigt over udvalgte CO₂-deponeringsmuligheder.

Baseret på den eksisterende viden omkring teknik, tidskala og potentiale er den foretrukne geologiske deponeringsform injektion af superkritisk CO₂ i dybtliggende, salte grundvandsmagasiner efterfulgt af udtømte olie-/gasfelter. Saltkaverner vurderes ikke at være en hensigtsmæssig langtidsløsning, men denne type CO₂-deponi kan spille en rolle ved drift af ovennævnte underjord-

ske deponier, idet kavernelagre kan udnyttes som bufferlagre.

For at sætte det nævnte deponeringspotentiale i relief, kan det sammenholdes med el-sektorens samlede årlige CO₂-udledning på omkring 20 mill. tons i 1990. Som det fremgår, rækker deponeringspotentialet såvel i grundvandsmagasiner som i udtømte olie- og naturgasfelter således til en væsentlig reduktion af CO₂-udledningen i en betragtelig periode.

Det er samtidigt vigtigt at pointere, at væsentlige spørgsmål omkring de nævnte deponimetoder stadig er ubesvarede:

For deponering i **akviferer** og **olie-/gasfelter** gælder det, at metodikken, hvorefter en akvifer kan karakteriseres mht. deponeringsegnet, ikke er tilstrækkeligt udviklet. Kemiske processer vedr. opløsnings- og genudfældningsreaktioner i de forskellige formationstyper ved injektion af store volumener CO₂ er stadig ubeskrevet.

Oppumpet saltvand kan ligeledes udgøre et problem i forbindelse med drift af en saltvandsakvifer.

Endelig er det bedømmelsen, at udtømte olie-/gasfelter kan optage væsentlig mindre mængder CO₂ end de teoretiske estimater baseret på viden omkring mængden af de udvundne kulbrinter.

Dette kan skyldes adskillige faktorer såsom usammenhæng i formationen, udfældning af tungtopløselige produkter under indvindingen, formationskollaps eller kompression efter fjernelse af porevæsken samt tilstedeværelsen af EOR-væsker (vand/CO₂/detergenter).

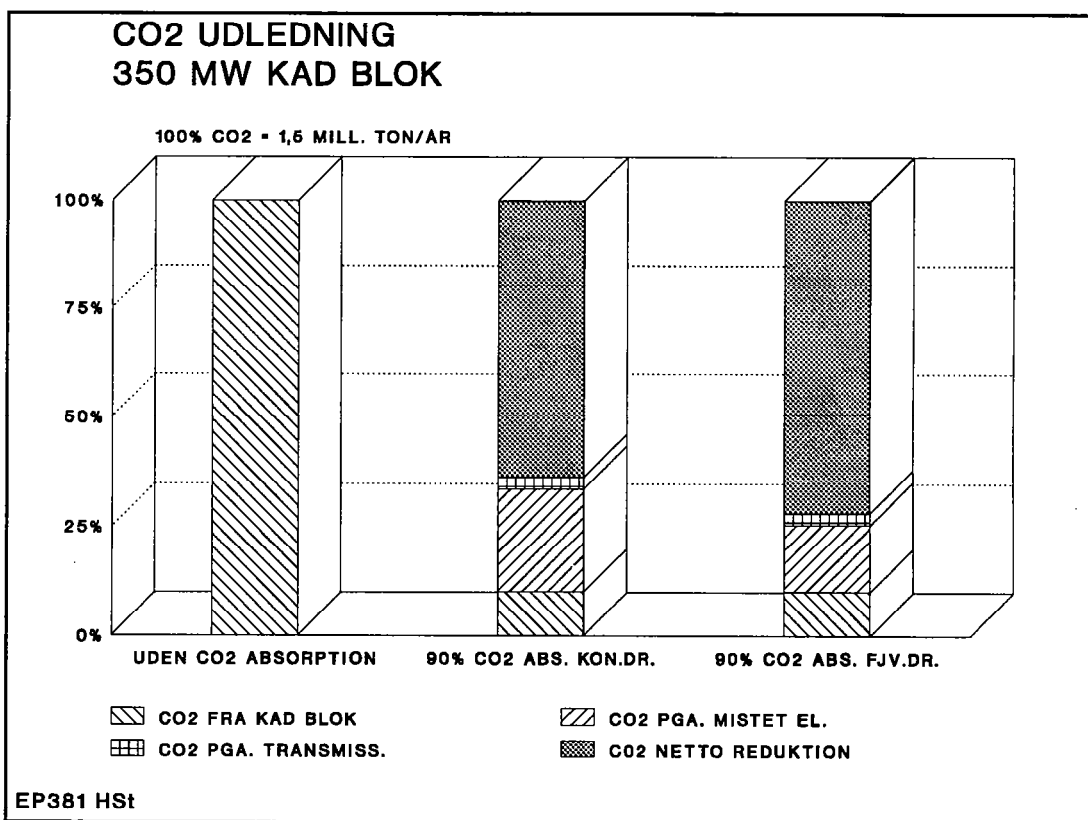
Salthorste anses grundlæggende ikke for at være egnede langtidslagre. Dette begrundes i 2 forhold. For det første er potentialet i salthorste i Danmark relativt ringe, og for det andet vil salthorste ikke udgøre langtidslagre i en geologisk tidsramme, da de til stadighed migrerer mod landoverfladen. Kaverneanlæg i salthorste kan dog muligvis spille en rolle som bufferlagre i forbindelse med drift af akviferlagre.

Salthorste findes geografisk koncentreret i den nordlige del af Jylland. Det samme gælder for de akviferer-loka-

liteter, der p.t. kan karakteriseres som geologisk set mest velbeskrevne.

2.3 HOVEDDATA FOR CO₂-FJERNELSE OG DEPONERING.

Som et eksempel er der set på en 350 MW KAD-blok. I fig. 1 er vist CO₂-regnskab for blokken fyret med kul. Den første søjle illustrerer CO₂-udledningen fra blokken, sådan som KAD-konceptet planlægges bygget i dag. De to næste søjler illustrerer forholdene for den samme blok udrustet med et anlæg for kemisk absorption af CO₂.



Figur 1 CO₂-regnskab for 350 MWe KAD-blok med 5.500 timer ækvivalent fuldlast.

For anlægget med CO₂-fjernelse er forholdene illustreret i henholdsvis kondensationsdrift og i udtagsdrift med ca. 320 MJ/s fjernvarmeydelse og ca. 270 MWe. Den med den mistede el-produktion ækvivalente CO₂-produktion indgår i CO₂-regnskabet i figur 1 og er beregnet som den tilhørende CO₂-produktion på en KAD-blok uden CO₂-fjernelse. Bestemt således bliver nettoreduktionen i CO₂-udledning henholdsvis 64% og 72%. Dette er altså nettoindflydelsen fra det første anlæg med CO₂-fjernelse, når alt andet er uændret.

De samlede årlige udgifter til CO₂-fjernelse er beregnet for en KAD-blok placeret på Vendsysselværket forsynet med anlæg for kemisk absorption af CO₂ og fremføring af den fjernede CO₂-gas med en rørledning til et akviferdeponi ved Vedsted 35 km fra værket. Den årlig merudgift for blokken bliver, såfremt den drives som en kraftvarmeblok med stor fjernvarmebelastning, ca. 360 mill. kr og tilsvarende ca. 405 mill. kr. som kondensblok. Dette giver en specifik udgift pr. netto fjernet CO₂-mængde på henholdsvis ca. 330 kr./t i fjernvarmetilfældet og ca. 420 kr./t i kondensdrifftilfældet, når det på fig. 1 viste CO₂-regnskab lægges til grund.

Merudgiften er et udtryk for de ekstraomkostninger, som drift af et CO₂-fjernelsessystem til en enkelt blok er forbundet med.

Tilsvarende viser tabel 3 - med anvendelse af tallene i de to refererede rapporter - hvad den specifikke el-pris for KAD-blokken bliver dels uden og dels med CO₂-fjernelse. Beregningen af tallene i sidstnævnte tilfælde er baseret på kondensationsdrifftilfældet.

Betragtning	Uden CO ₂ -fjernelse		Med CO ₂ -fjernelse	
	Mkr./år	Øre/kWh	Mkr./år	Øre/kWh
Netto-effekt MWe	377,3		288,2	
Økonomiske enheder	Mkr./år	Øre/kWh	Mkr./år	Øre/kWh
Kapitalydelse, blok	260	12,5	347	21,9
Drift og vedl.	108	5,2	178	11,2
Brændsel	241	11,6	242	15,3
I alt for kraftværk	609	29,3	767	48,4
Deponering af CO ₂			123	7,7
Samlet udgift	609	29,3	890	56,1

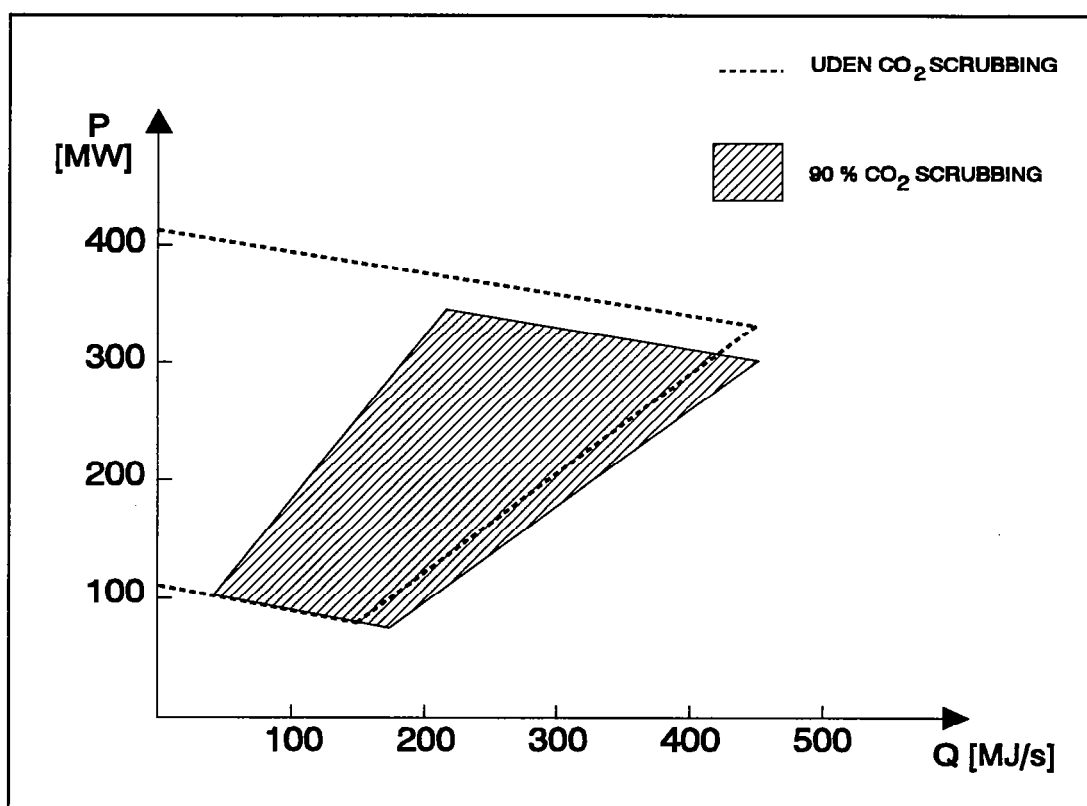
Tabel 3. Økonomiopstilling for KAD-blok uden respektivt med CO₂-fjernelse og deponering.

Følgende forudsætninger indgår i beregningerne:

Specifik anlægspris for KAD-basisanlægget: 7.000 kr./kWe. Den årlige drifts- og vedligeholdelsesudgift for dette anlæg er bestemt som 4% af anlægsinvesteringen. Som brændselspris er anvendt 15 kr./GJ. Forrentning og afskrivning af investeret anlægskapital er baseret på 5% (real)rente og 15 års økonomisk levetid.

Til sammenligning blev der i BC/IEA-projektet på et møde den 20. januar 1993 præsenteret følgende foreløbige tal for en 500 MWe enhed: 30 øre/kWh uden CO₂-fjernelse og 46 øre/kWh med. Begge tal er el-prisen uden udgifter til deponering.

Fig. 2 viser indsatsområdet for KAD-anlægget, hvor 90% CO₂-fjernelse er muligt. I dette område kan overskudsvarmen fra CO₂-processen nyttiggøres 100% til fjernvarmeproduktion, og dens positive indflydelse på CO₂-fjernelsesudgiften vil således være til stede.



Figur 2 Indsatsdiagram for KAD-anlæg med og uden CO₂-skrubning.

Afslutningsvis skal det endelig bemærkes, at selvom der ovenfor såvel som i baggrundsrapporten specifikt tales om teknologier til CO₂-fjernelse fra kulkonvertering, er de beskrevne løsninger selvfølgelig også anvendelige i forbindelse med olie- og naturgasfyring. For et anlæg - udlagt udelukkende til naturgas - vil der utvivlsomt kunne opnås anlægsmæssige besparelser, idet den forudgående rensning af røgen vil kunne indskrænkes til en NO_x-fjernelse. Denne røgrensning sikrer, at det samlede surgasniveau (HCl, SO₂ og NO₂) holdes under de krævede 5-10 ppm.

Men da CO₂-mængden i den situation kun er ca. 60% af mængden ved kulfyring og benyttelsestiden måske oven i købet bliver mindre end for en kulfyret grundlastenhed, bliver den specifikke udgift (kr./t CO₂) i gasfyringssituationen utvivlsomt så meget højere, at det vil være urimeligt at forestille sig at starte der med CO₂-fjernelse.

3. BRITISH COAL/IEA PROJEKTET.

Projektet, hvis officielle betegnelse er: IEA Greenhouse Gas R&D Programme, blev iværksat ved undertegnelsen af et Statement of Intent den 21. maj 1991 efterfulgt af en formel aftale undertegnet 20. november 1991.

Med British Coal som Operating Agent er der aftalt et 3-årigt arbejdsprogram løbende fra medio 1991.

Undersøgelsen sigter efter at beskrive de tekniske/økonomiske betingelser for CO₂-fjernelse fra fossilt fyrede el-produktionsanlæg. Der sigtes efter en samlet kortlægning omfattende anvendelsen af alle arter fossile brændsler fra udvinding til slutanvendelse. Undersøgelsen har til formål at fremkomme med rekommandationer mht. fremtidige aktiviteter f. eks. etablering af demonstrationsanlæg.

Fra projektet foreligger nu tekniske delrapporter, hvor udvalgte CO₂-reduktionsteknologier knyttet til henholdsvis konventionel kulstøvsfyring, IGCC (kul), kombianlæg (naturgas) samt kulstøvsfyring i ren O₂ er beskrevet.

Bearbejdningen af optioner for CO₂-disponering er endnu ikke resulteret i fremkomsten af rapporter og lign.

4. AFSLUTNING/DET FORTSATTE ARBEJDE.

4.1 Teknologi.

Udviklingsstatus for de beskrevne løsninger til fjernelse af CO₂ fra kulkonverteringsprocesser er karakteriseret ved, at de forudsete delprocesser til håndtering af CO₂ er velkendt teknologi, som allerede er taget i brug indenfor andre anvendelsesområder. Absorption, CO-shift, gastørring, kompression og fordråbning praktiseres in-

denfor proces- og petrokemisk industri - typisk dog i en skala, der er beskeden sammenlignet med den, som CO₂-fjernelse i stor målestok vil nødvendiggøre.

Udover at der således af anlægsøkonomiske grunde kan være et behov for at dimensionere indgående komponenter og apparater i større enhedsstørrelser, er der behov for at få erfaringer med absorptionsprocessernes funktion under de nye konditioner. Langtidsholdbarhed af absorbenter ved drift med røggas samt de anvendte konstruktionsmaterialers bestandighed overfor korrosionspåvirkning er eksempler på områder, hvor erfaring skal indhøstes, før et egentligt overblik over de tekniske/økonomiske konsekvenser ved CO₂-fjernelse er etableret.

Endelig skal det påpeges, at før man går så langt som til at etablere demonstrationsanlæg, er der behov for at få defineret den langsigtede og overordnede opgave, som teknikken skal løse. Dette kræver overblik over mulighederne for disponering af CO₂, samt at der træffes mere langsigtede valg mht. den (fremtidige) produktionsteknologi, som reduktionsteknologien skal tilknyttes.

Anbefaling:

Disse forhold, samt den omstændighed at IEA-projektet også har som målsætning at fremkomme med forslag til demonstrationsprojekter, taler for at afvente fremkomsten af disse forslag, før der på teknologiområdet træffes beslutning om mulige næste skridt.

4.2 Deponi.

De i nærværende rapport estimerede niveauer for deponeringspotentialer og omkostningsniveau er i sagens natur meget grove skøn, og der er stadig en væsentlig del uafklarede problemer vedr. teknik og tidsskala omkring de beskrevne deponeringsmuligheder.

Dette indledende projekt kan derfor udvides i en række faser, der har til formål at besvare disse spørgsmål, specielt med henblik på muligheden for at injicere CO₂ i den danske undergrund. En sådan projektudvidelse foreslås udformet til at indeholde følgende hovedaktiviteter:

Fase 1. Grundlæggende udredningsarbejde.

Knyttet til deponering i dansk undergrund og omfattende bl.a. risikovurdering, laboratoriearbejde og konsekvensanalyse omkring mulighed for udslip af CO₂ under transport, midlertidig opbevaring samt endelig deponering.

Fase 2. Feltundersøgelser.

Omfattende bl.a. opstilling af evalueringsmetodik samt gennemførelse af feltundersøgelser.

Fase 3. Engineeringkoncept.

Opstilling af forslag til opbygning af et deponerings-system samt gennemførelse en teknisk/økonomisk evaluering.

Fase 4. Statusredegørelse.

Som konklusion på fase 4 udpeges en velegnet plads til demo-forsøg.

Anbefaling:

Det anbefales at der udarbejdes et konkret forslag til gennemførelse af fase 1 som skitseret ovenfor.

Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU) har søgt om EFP-midler til et projekt, der omfatter en del af de arbejder, der ligger i den ovennævnte fase 1. DGU har i den forbindelse bedt ELSAMPROJEKT A/S om at være samarbejdspartner på det ansøgte projekt. Det kan også oplyses, at DGU på nuværende tidspunkt har modtaget en underhåndsgodkendelse af projektet fra Energistyrelsen. Det ansøgte projekt har en løbetid på to år fra projektstart, der forventes at være medio 1993.

DGU's projekt vil, hvis det bliver godkendt, blive indarbejdet i forslaget til fase 1 og vil udgøre et betydende bidrag, som også tidsplanmæssigt falder udmærket sammen med fase 1.

Fase 1-arbejdet, uanset den endelige udformning, kan planlægges således, at foreløbige konklusioner kan fremlægges ultimo 1994 med henblik på at kunne supplere med evt. forslag fra BC/IEA, når disse måtte fremkomme forventeligt på dette tidspunkt.