

# *NOTAT*

Utarbeidet av Sevan Marine, November 2007

Innspill til direktoratsgruppens arbeid med å vurdere elektrifisering av oljevirksomheten til havs.

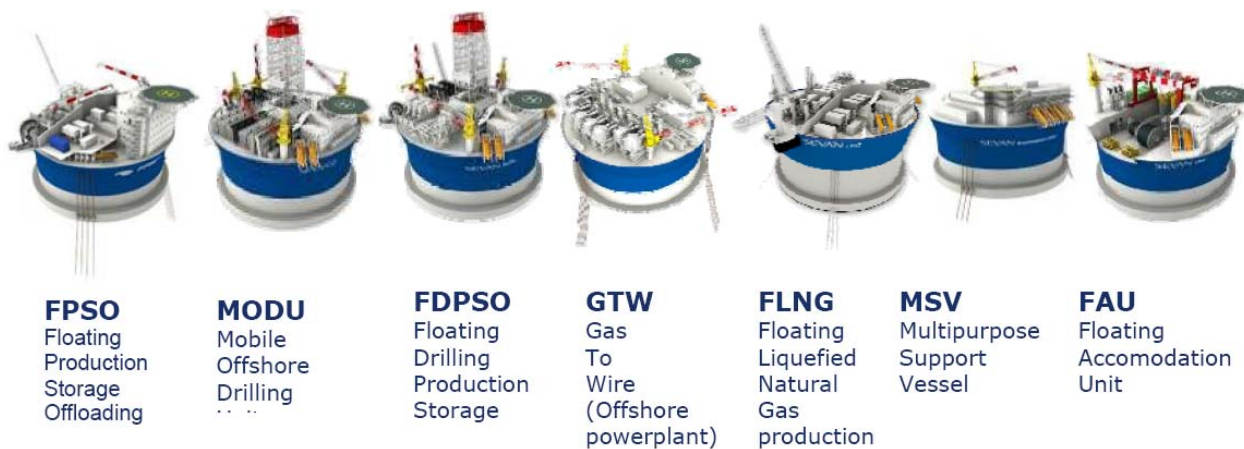
# 1 SEVAN EPOS

## 1.1 Introduksjon av Sevan Marine

Sevan Marine er et norsk børsnotert selskap som konstruerer, bygger, eier og opererer flytende enheter for offshoreaktiviteter. Selskapet har utviklet en sylindrerformet plattform som er velegnet selv for operasjon selv i de mest værharde omgivelser. Sevan har i dag en produksjonsenhet i drift i Brasil, tre produksjonsenheter under bygging for Britisk Nordsjø og en dypvannsboreenhet som er kontrahert for boring i USAs Mexico-gulf.

Sevan er i dag alene om å bygge sylindriske volumskrog, et design som ivaretar det skipsformede produksjonsskipets fordeler slik som evne til å lagre olje og gass ombord, men som unngår ulemper som behov for å værvente og uheldige rulle- og stampebevegelser.

Figurene under viser applikasjoner der det sylindriske skroget vil ha betydelige fordeler sammenliknet med andre flytende plattformtyper:



Under vises status for Sevans pågående prosjekter:



I forbindelse med elektrifisering av norske offshoreinstallasjoner har det blitt klart at dette ikke er teknisk mulig å gjennomføre på skipsformede produksjonsskip utstyrt med "turret" fordi det ikke finnes teknologi for høyspent overføring av store mengder elektrisk kraft gjennom sleperinger og dreieskive.

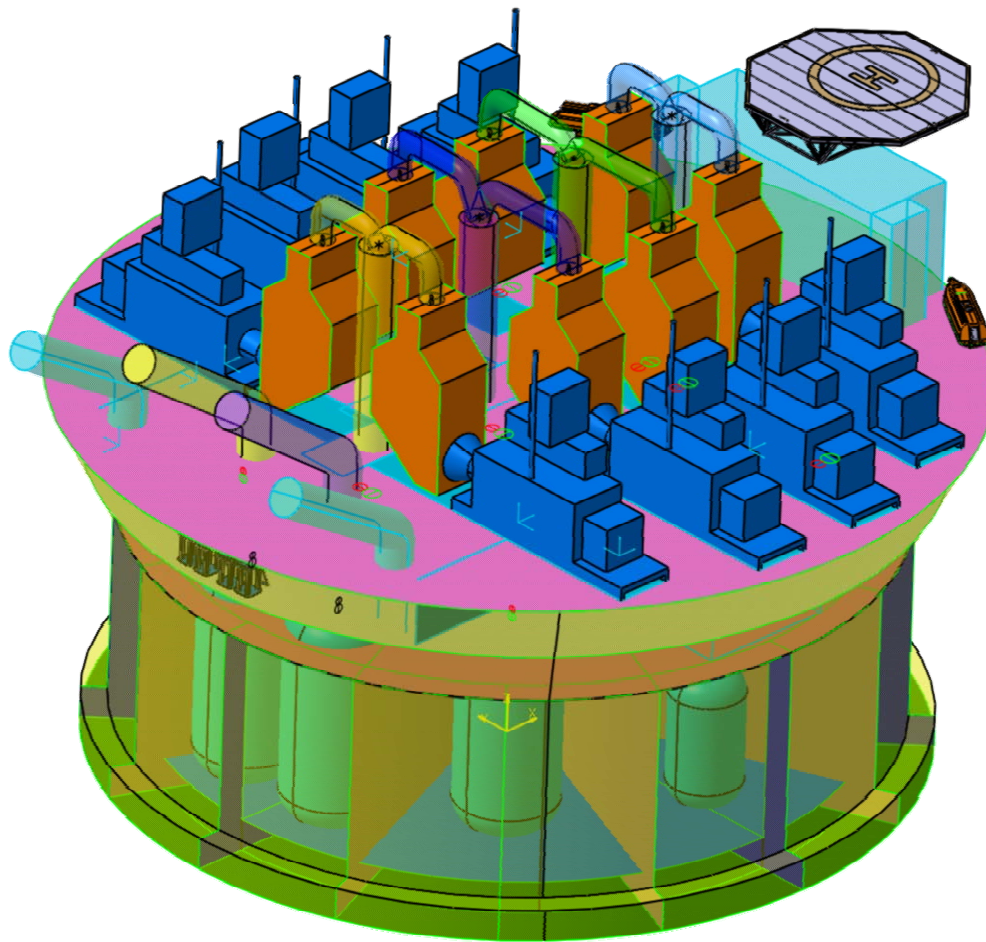
Senest i forbindelse med stortingsproposisjon nr 5, "Utbygging, anlegg og drift av Skarv", er problemstillingen sentral når OED likevel godkjenner BPs plan, trass i at det valgte skipsformede produksjonsskipet ikke kan forsynes med ekstern elektrisk kraft.

Paradoksalt nok er prosessanlegg på dekk foreslått med elektriske drivere (all-electric).

Hadde denne utbyggingen vært basert på en Sevan FPSO, ville dreieskivesystemet ikke vært nødvendig og produksjonsenheten med nevnte prosessanlegg kunne vært fullt ut elektrifisert, samtidig som kostnadene ville ha vært betydelig lavere.

## 1.2 Sevan EPOS (Electric Power On Sea)

På bakgrunn av Sevan plattformens store bæreevne og gode mulighet for tilkoping av kraftkabler ble det etablert et samarbeid med Siemens for utvikling av et kombinert gass-/dampkraftverk egnet til operasjon ombord. Det ble videre gitt et oppdrag til SINTEF Energiforskning med å dimensjonere et anlegg for absorpsjon av CO<sub>2</sub> samt å se på gjørbarheten av installasjon og drift om bord i en Sevan plattform. Figuren under viser en illustrasjon av den beskrevne enheten med CO<sub>2</sub> fangstanleggets kolonne-dimensjoner vist inne i selve skroget.



Konseptet som grovt beskrives i det følgende betraktes i dag etter over to års utviklingstid å være modent nok for å sette i gang et prosjekt og vil kunne være driftsklart 3 år etter prosjektstart.

### 1.3 Feltoperert kraftgenerering

I tillegg til eksport representerer norsk gass et unikt tiltakspotensiale med tanke på den norske energi- og effektbalansen både i stamnettet på land og på regionalt/lokalt nivå. Dette forutsetter imidlertid at en tar i bruk ny teknologi som minimerer utslippene av CO<sub>2</sub>. Ny teknologi gir også muligheter for å elektrifisere sokkelen slik at utslippsprofilen fra offshore aktiviteter i norske farvann vil endres drastisk.

#### 1.3.1 Muligheter for ny energiforsyning – Case Haltenbanken

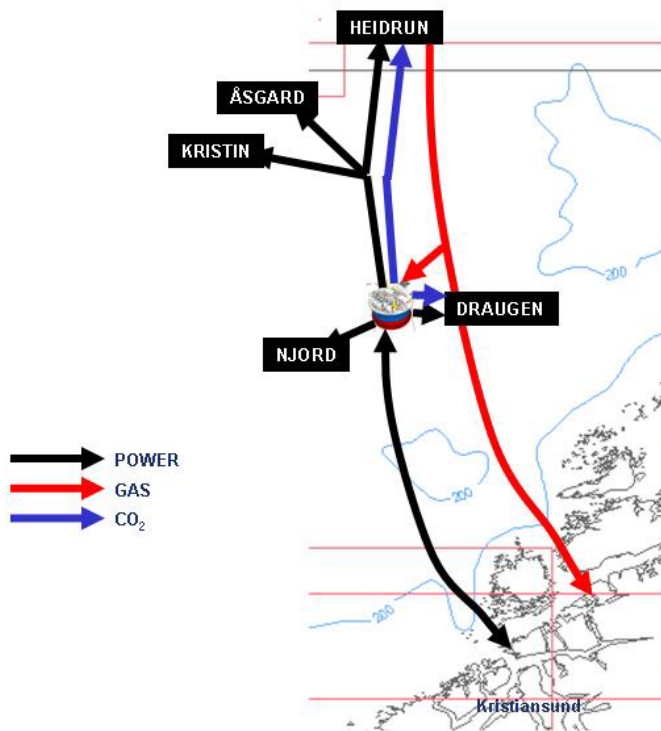
Elektrisk virkningsgrad for Sevan EPOS er anslagsvis 2-4 % lavere på generatorklemmene enn for et landbasert kraftverk som Kårstø. Men transmisjonstap i sjøkabel vil bli vesentlig lavere ved offshore generering enn tilfellet vil være ved forsyning fra land. Dette betyr at en må produsere mer elektrisitet på land for å kunne levere samme mengde energi på Haltenbanken. Resulterende utslipp for de to kraftverkene vil dermed i beste fall utlignes. Subsidiære utslippsreduksjoner relatert til frakt av gass til landbaserte kraftverk og tilsvarende ved transport av CO<sub>2</sub> fra land til deponi offshore (evt. IOR - Increased Oil Recovery) vil åpenbart være i Sevan EPOS' favør. Videre kan en påpeke følgende:

- Transmisjonstap og investeringer i nye overføringssystemer vil vurderes i forhold til regularitet, balanse i lokal kraftproduksjon og forbruk. Regulatorisk krav for offshore petroleumsproduserende innretninger vil kunne påvirkes positivt av sjøkabel med kraftutveksling med land.
- Dekomprimert produsert gass som benyttes til generering av elektrisk kraft i stedet for til eksport og reinjeksjon, kan gi investerings- og effektivitetsgevinst i offshore prosessanlegg. Dette kan ha betydning for fastleggelse av gassprisen. Dette går klart i favør av Sevan EPOS.
- Flaskehalsproblematikk på land kan avlastes med overskuddskraftproduksjon fra dedikerte innretninger offshore. Turbiner i beredskapsmodus kan representere reservekraft eller aktiv effektreserve for landbaserte nett som overføres via adekvate kraftutvekslingsforbindelser. Det vil ha betydning for systemansvarlig i drift av Stamnettet og i en SAKS (Svert Anstrengt Kraftsituasjon). I tillegg vil dette kunne representere balansekraft for alternativ "fornybar" kraftgenerering (offshore vindenergi).
- Elektrifisering med landbaserte kraftverk vil forandre større investeringer i sjøkabler og mottaks-/ omformer-/ distribusjons- plattformer for å opprettholde god driftsmessig regularitet og tilrettelegge for sikker segregering av kabelfeil eller tilsluttede produksjonsenheter uten omfattende systemmessige nedkjøringer. Sevan EPOS vil i seg selv kunne dekke alle disse funksjonene på egen enhet.
- Vurderingene vil rimeligvis påvirkes av økonomi. Lovgivning og incentiver vil kunne ha vesentlig betydning i en bedriftsøkonomisk analyse, bl.a. ordinære skatte- og avskrivningsregler som legges til grunn offshore, og konkurranseforskrifter som gjelder aktører i energimarkedet, samt flere EU-direktiv; IPPC, LCP, CHP, m.fl. Mest åpenbart vil det ha innvirkning på inntjeningspotensialet om en inkluderer rammevilkår som er fastlagt for aktiviteter på norsk kontinentalsokkel.
- Økonomi presentert gjennom overslag for CO<sub>2</sub>-fjerning fra landbaserte gasskraftverk (ref. kjente konsekvensutredninger for Snøhvit/Kårstø/Mongstad/Tjeldbergodden) indikerer til dels svært høye kostnader, som bl.a. kan skyldes at kraftverk og renseanlegg betraktes som integrasjon av to separate prosjekter, med lengre gjennomføringstid.
- Det er også naturlig å peke på miljøeffekter ("environmental footprint"); hensyn til landskapet før kraftverkene tas i bruk, evnen til å absorbere lokale punktutslipp etter at installasjonene er faset ut, samt etterbruk tilrettelagt med tanke på modularitet og mobilitet.

På denne basis vil en kunne hevde at Sevan EPOS vil kunne anvendes effektivt til å elektrifisere offshore installasjoner med høy driftsmessig regularitet. Samtidig vil en slik løsning kunne gi gode bidrag til energi- og effektbalansen samt leveringssikkerheten i utsatte regioner på land, gjerne der det oppstår misforhold mellom stedlig/nærliggende elektrisitetsproduksjon og sluttbruk. Konseptet vil videre medføre reduserte kapitalinvesteringer i infrastruktur for gasstransport og CO<sub>2</sub>-håndtering.

Sevan Marine/ Siemens har i figuren under vist en typisk applikasjon for det beskrevne kraftverket plassert i området ved Draugen på Haltenbanken.

## Proposed alternative solution - Case Halten

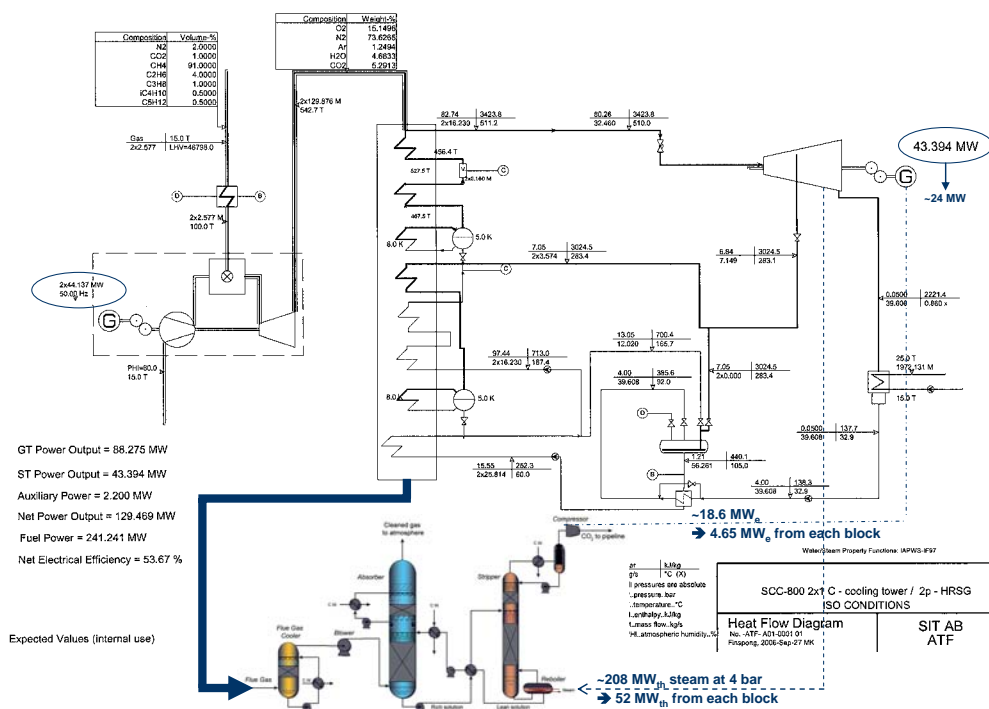


### Halten Offshore powerplant

- Located close to Draugen
- Suggested 450 MW capacity
- Run on gas from Haltenpipe and/ or Draugen/ Åsgard transport pipe
- Can supply power to:
  - Draugen
  - Heidrun
  - Åsgard
  - Kristin
  - Njord
- Surplus power to grid ashore
- CO<sub>2</sub> removal from flue gas onboard
- CO<sub>2</sub> pipelines to Draugen and Heidrun for IOR initiatives (Similar setup would also be relevant for Tjampen area with location close to Gjøa)

### 1.4 Flytende kraftgenerering med avgassrensing (CCS)

For Sevan EPOS-konseptet har Siemens prosjektet et modulært gasskraftverk som kombinerer åtte moderne gassturbiner med fire dampaturbiner (NG-CC). I grunnversjon (uten rensing) vil en slik prosess ha en samlet ytelse på 540 MW<sub>e</sub> basert på 997 MW tilført effekt (naturgass). Virkningsgraden for basisprosessen blir dermed 55 % (ISO).



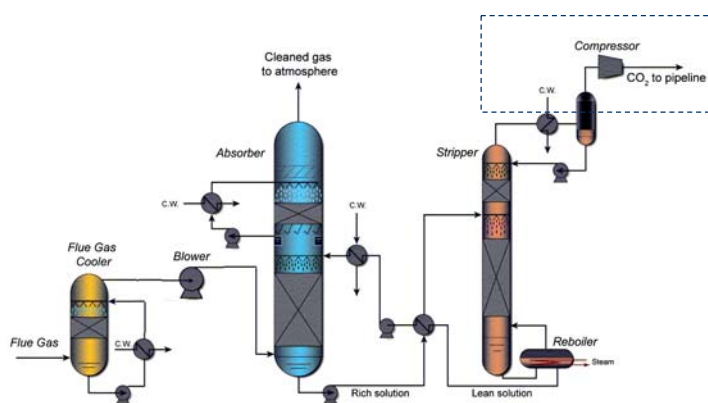
Riktig nok er virkningsgraden noen få prosentpoeng lavere enn hva en kan oppnå med de mest avanserte systemer som er på markedet i dag. Men slike systemer baserer seg på gassturbiner som er rundt regnet åtte ganger større, og således neppe er aktuelle for marine installasjoner. Dessuten vil de ha en tilgjengelighet som neppe tilfredsstillende krav til leveringssikkerhet som gjelder for olje- og gassvirksomheten til havs. På denne bakgrunn vil det derfor være relevant å sammenligne Sevan EPOS med alternativ forsyning fra land. Da vil en finne at overføringstapene blir høyere enn forskjellen i virkningsgrad. I tillegg vil gasskraft fra land medføre større investeringer i infrastruktur for å bringe CO<sub>2</sub> til lagringssteder til havs.

### Dampavtapning

Sevan EPOS inkluderer en aminprosess som krever damp. Kraftsyklusen er derfor modifisert og innrettet som et kraft-/varmeverk. Dette medfører at en betydelig mengde damp tappes av dampturbinen, slik at generatorytelsen reduseres med hele 70 MW<sub>e</sub>. Netto generert effekt begrenses dermed til 470 MW<sub>e</sub>. Netto generert elektrisk virkningsgrad blir da 47,2 %.

### CO<sub>2</sub>-kompresjon

Aminprosessen leverer ren CO<sub>2</sub> i gassfase ved atmosfærisk trykk (rundt 40°C). Før injisering må CO<sub>2</sub>-gassen tørkes, komprimeres og omformes til væske (tett fase). Dette krever rundt regnet 20 MW elektrisitet – inkludert avgassvifte – som trekkes fra generatorklemmene – inkludert drift av pumper og avgassvifte. Følgelig reduseres netto levert elektrisitet til 450 MW<sub>e</sub>.



### Netto levert elektrisitet

Med en ytelse på 450 MW (netto) og full last 300 dager i året vil anlegget være i stand til å levere om lag 3,3 TWh per år og 1,3 mill. tonn ren CO<sub>2</sub> i året. Dette innebærer at effektiv virkningsgrad beregnet på grunnlag av netto levert elektrisk effekt blir om lag 45 %.

Rensprosessen og kompresjon av CO<sub>2</sub> medfører med andre ord at kraftverket må tilføres 18 % mer gass (drivstoff) per kWh netto levert elektrisitet.

#### 1.4.1 Leveringssikkerhet og tilgjengelighet

Fordi kraftforsyning til olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel stiller de høyeste krav til leveringssikkerhet, er kraftanlegget prosjektert spesielt med tanke på tilgjengelighet. Høy tilgjengelighet oppnås gjennom modulær oppbygging av kraftstasjonen. Denne består av 4 parallelle linjer som opererer uavhengig av hverandre. Hver linje består av to gassturbiner, to røkgasskjeler og en dampsyklus. Eneste fellessystem som vil påvirke hele systemet, er kondensator og matevannssystem. Sannsynligheten for at dette skal svikte er imidlertid så liten at det vil være realistisk å regne med tilnærmet 100 % tilgjengelighet. En behøver ikke å stenge ned hele anlegget ved planlagt vedlikehold. Dette er en betydelig fordel sammenlignet med konvensjonelle kombikraftverk basert på en gassturbin og ett dampsystem.

Hovedkomponentene er dimensjonert med tanke på fleksibel drift og vedlikehold. I normal driftsmodus vil hver røkgasskjel drives av eksos fra to gassturbiner. Ved halv last vil røkgasskjelen operere med eksos fra bare en gassturbin på nominell last – følgelig blir resulterende virkningsgrad høy. Således vil en ved å kombinere gunstige driftsforhold, kunne opprettholde høy virkningsgrad også ved delast. I tillegg vil gassturbinene enkeltvis – eller en hel linje – frakobles uten at dette påvirker anleggets evne til å levere, selv om effekten reduseres med 1/8 eller 1/4 - avhengig av driftsmodus. Likeledes lar gassturbiner seg enkelt løfte med tilgjengelig krankapasitet, og således frakte til land for rutinemessig vedlikehold.

Den modulære oppbyggingen av Sevan EPOS-konseptet gjør anlegget i stand til å levere strøm 24 timer i døgnet, 360 dager i året i minst to tiår. I tillegg vil konseptet tilby en elektrisk virkningsgrad regnet fra kilde til sluttbruk som høyst sannsynlig overstiger enhver alternativ elektrisitetsforsyning fra land om en tar hensyn til lastvariasjoner og overføringstap. Denne sammenligningen inkluderer også vannkraft. Grunnen er at Norge er netto importør av elektrisitet slik at nye effektbehov dekkes gjennom økt import som i hovedsak er kullkraft fra Danmark og Polen<sup>1</sup>.

## 1.5 CO<sub>2</sub>-fjerning

SINTEF har gjennomført en uavhengig studie for å fastlegge hoveddimensjoner for en absorpsjonsprosess for rensing av avgass. I prinsippet er en slik prosess basert på en væske (solvent) som har den egenskap at den ved lav temperatur tar til seg CO<sub>2</sub>, mens den ved høyere temperatur gir fra seg CO<sub>2</sub>. Denne vekslingen mellom opptak (absorpsjon) og frastøting (desorpsjon) foregår i kjemiske apparater som karakteriseres ved at høyden er vesentlig større enn diameteren (kolonner).

Sevan EPOS inkluderer en aminprosess som består av 4 absorpsjonskolonner og en desorpsjonskolonne hvor solventen fra de fire absorpsjonskolonnene regenereres.

- Absorpsjonskolonnene er dimensjonert til 25 meters høyde – hver med 72m<sup>2</sup> tverrsnittsareal.
- Desorpsjonskolonnen er dimensjonert til 14 meters høyde og 50m<sup>2</sup> tverrsnitt.
- Total vekt av hovedkomponentene i aminprosessen er estimert til 1100 ton.

SINTEF-studien konkluderer med at det er fullt mulig å integrere denne renseprosessen med en Sevan flyter (Sevan 650) for operasjon til havs. Det er ikke identifisert noen fysiske beskrankninger med hensyn til prosessens fundamenteringsareal, høyde, vekt eller volum. Av tekniske forhold kan nevnes følgende: Permanent skråstilling av en kolonne vil redusere renseeffekten i større grad enn periodiske svingninger dersom perioden er mindre enn 20 sekunder. Er imidlertid permanent skråstilling mindre enn 1°, vil den ha liten eller ingen innvirkning på strømningsforholdene i kolonnen. For Sevan flyteren kan en slutte:

- Ved hjelp av ballastsystemet vil flyteren kunne trimmes slik av avviket fra vertikalen blir mindre enn 1°. Følgelig vil eventuell skråstilling ikke ha noen (signifikant) betydning for driftsbetingelsene.
- Den dynamiske oppførselen av flyteren vil begrense kolonnenes bevegelse til myke svingninger rundt vertikal akse med en frekvens som ikke vil påvirke de interne strømningsforholdene i kolonnene. Dermed vil kontaktflaten mellom gass- og væskestrøm ikke påvirkes – bortsett fra situasjoner med ekstremvær.

Beregningene av aminprosessen er basert på konservative anslag av dampbehov. En har også lagt til grunn en standard amin (30 % MEA) som kan kjøpes i bulk fra flere leverandører. Det gjenstår å vurdere bruk av en egnet skumdemper, men det er foreløpig usikkert om dette vil være nødvendig. Korrosjonsinhibitor vil kunne utelates fordi anlegget tenkes bygget i edelstål. For øvrig er kolonnehøyden gitt gjennom valg av pakningsmateriale. For Sevan EPOS har en lagt til grunn et strukturert pakningsmateriale som i tillegg til stor kontaktflate mellom gass og væske også reduserer ømfintligheten overfor skråstilling og bevegelser.

## 1.6 Kostnader

Et estimat av installert kostnad for det beskrevne anlegget på 6,9 Mrd NOK er lagt til grunn for betraktningene under. Kostnadene inkluderer hele anlegget med fortøyningsystem, CO<sub>2</sub> fangst/kompresjonsanlegg og gassrør til nærliggende kilde, men eksklusive alle distribuerte kraftkabler ut til offshore kraftforbrukere, infrastruktur og brønner for CO<sub>2</sub> injeksjon.

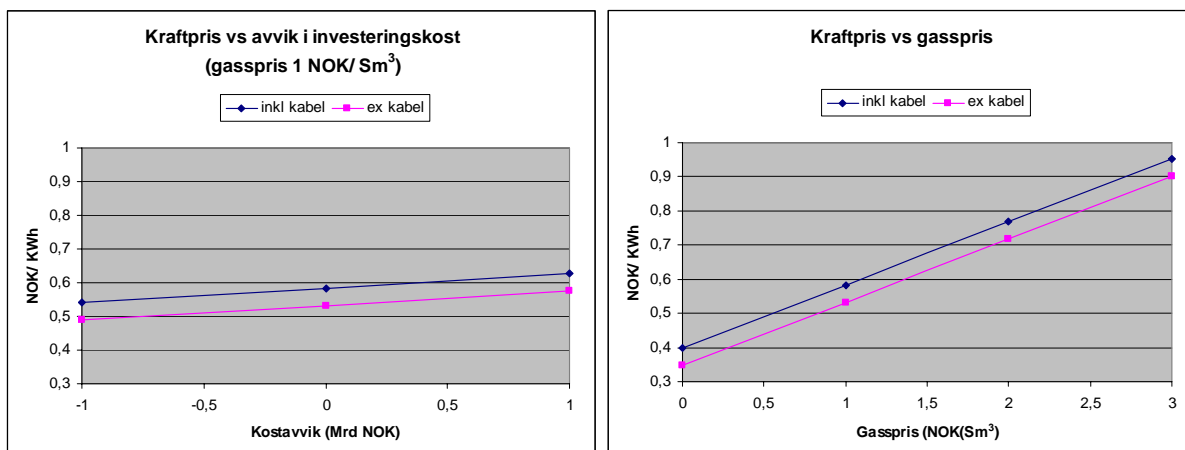
Diagrammene under viser teoretisk kraftpris basert på følgende forutsetninger:

- 450MW<sub>e</sub> produsert 300 dager i året (3,24 TWh/år)
- Ingen CO<sub>2</sub> avgift innregnet for resterende CO<sub>2</sub> utslipp (sannsynligvis ikke aktuelt)
- Kraftpris er beregnet før effekt av aktuelt skatteregime er vurdert

---

<sup>1</sup> Til sammenligning vil en for kullkraft i Polen kunne anta en virkningsgrad i nærheten av verdensgjennomsnittet (30%). Videre kan en forutsette at 450 MW<sub>e</sub> levert i/ved Norskehavet krever minst 500 MW<sub>e</sub> levert fra kraftverk i Polen. På årsbasis innebærer dette 5,25 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Tilsvarende utslipp fra SEVAN EPOS vil være mindre enn 0,2 millioner tonn.

Under disse forutsetningene viser diagrammene under følsomheten for avvik i anleggskostnad og for varierende gasspris. (Gassprisen vil kunne variere sterkt avhengig av kilden. Gass fra et ikke kommersielt gassfelt vil kunne være svært lav, mens gass fra en av transportledningene må forventes å følge markedet) De indikerte kraftprisene er vist både med 100km kabel innbinding til samkjøringen på land og uten denne.



### Konklusjon – Sevan EPOS-konseptet

1. Sevan EPOS må anses som en plausibel og realistisk kandidat for elektrifisering av olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen. Konseptet vil kunne forsynes med gass fra feltet (muligens med gass som inneholder noe våtgass). Det vil ha en levert effekt på 450 MW<sub>e</sub>, og således være i stand til å levere inntil 3,89 TWh elektrisk energi og rundt 1,5 millioner tonn ren CO<sub>2</sub> i året. CO<sub>2</sub>-mengden som leveres i væskeform (tett fase), vil kunne benyttes til å øke utvinningen av olje (og gass), eller som må deponeres i en akvifer.
2. Sevan EPOS kombinerer avansert gasskraftteknologi med høy operasjonell fleksibilitet og tilnærmet 100 % tilgjengelighet (tidsbasert). Dette som følge av modulær oppbygging og robuste enheter som er fullt ut marinisert.
3. Studier utført av tredjepart (SINTEF) påviser at fysiske dimensjoner, vekt og operasjonelle forhold tilsier at det er fullt mulig å integrere en aminprosess med et modulært kraftverk på en Sevan-650 flyter.
  - o Konseptet muliggjør rensegrader opp mot 90 % CO<sub>2</sub>.
  - o Flyterens bevegelse vil ikke påvirke absorpsjonsprosessen i vesentlig grad.
  - o Under situasjoner med ekstreme vær- og sjøforhold vil rensegraden kunne reduseres.
  - o I verste fall vil rensegraden gå mot null, mens kraftstasjonens evne til å levere elektrisitet forblir upåvirket..
4. Karakteristisk for Sevan EPOS er høy årlig rensegrad, og høy gjennomsnittlig virkningsgrad. Mest sannsynlig vil disse to kvalitetene være signifikant høyere enn noe landbasert alternativ om en tar hensyn til overføringstap. Det er rimelig å anta at total utslippsreduksjon som følge av et anlegg av denne typen erstatter konvensjonelle gassturbiner på Haltenbanken vil være i størrelsesorden 2 mill tonn CO<sub>2</sub> pr år.
5. Sevan Marine og Siemens har i dag kontroll over all teknologien som inngår i dette konseptet og vil på denne basis være i stand til å redusere kostnadene på både skrogbygging og prosessanlegget for CO<sub>2</sub> fangsten i forhold til andre sammenliknbare konsepter.