

Ocean Thermal Energy Conversion

Masteroppgave i energi

Leif Mathias Aas Olsen



Universitet i Bergen

Geofysisk institutt

1. Juni 2016

MASTEROPPGAVE ÅR 2015/2016

Emne: ENERGI399

Tittel: Ocean Thermal Energy Conversion

Rapporten utgjør en del av vurderingsgrunnlaget i emnet.

Tilgjengelighet: *Åpen*

Gruppedeltakere:

Leif Mathias Aas Olsen

Hovedveileder: *Peter Haugan (Universitet i Bergen)*

Biveileder:

Godkjent for arkivering: _____

SAMMENDRAG

På grunn av verdens stadig økende behov for energi, samtidig som klimaproblemene har økt er det tydelig at flere tiltak må iverksettes. Ocean Thermal Energy Conversion er lovende fornybar energiteknologi som kan være med å løse energibehovet i verden. OTEC har også andre produkter enn energi, OTEC kan for eksempel levere produkter som ferskvann, sjøvann aircondition og maritimt liv. Selv om teknologien har blitt forsket på de siste par tiårene gjennom akademiske studier og pilotanlegg, har ikke det blitt bygget anlegg i storskala. Usikkerheten rundt økonomisk levedyktigheten og mangel på operasjonell demonstrasjonsprosjekter må ta mye av skylden for mangel av stor investering i OTEC.

Denne studien baserer seg på å få bred oversikt over teknologien, dagens prosjekter, fordeler og ulemper samt på hvilke miljøkonsekvenser som forekommer. Det er også sett på utnyttelsen av OTEC teknologien på spillvarme fra norsk industri. For å avgjøre om teknologien er gjennomførbar har simuleringer og kostnadsestimering blitt gjennomført.

Det ble gjennomført et litteraturstudie for å få nødvendig kunnskap om OTEC teknologien. Denne kunnskapen ble brukt for å beskrive teknologien, samt å simulere et system i ASPEN HYSYS. Det ble gjennomført tre forskjellige simuleringer for å se om størrelse hadde noe å si for om levedyktigheten til et anlegg. Mengden ble hentet fra Nyhamna, mens for de to andre simuleringen ble tallet fra Nyhamna multiplisert med 10 og 100. Etter optimaliseringer ble effekten på anlegget regnet ut. Effekten ble henholdsvis på 1.68, 16.2 og 169.7 MW. Simuleringene fikk lik termisk virkningsgrad, verdien ble på 6%. Verdier fra HYSYS ble brukt til å finne innkjøpsprisen for komponenter i MHHE. Eldrup faktor ble benyttet for å finne total FCI. Inntekt og driftskostnader ble beregnet ut ifra HYSYS simuleringen. Investeringsbehovet ble estimert til 40.6, 283.1 og 2490.6 MNOK. Det ble bestemt at anlegget skulle nedbetales over 20 år og nødvendig pris pr. kWh ble beregnet.

Ut ifra resultatene og litteraturen kan det konkluderes med at OTEC teknologien har et stort fornybar energipotensial som kan hjelpe alle verdensland med å overholde Parisavtalen om klimanøytralitet. OTEC kan hjelpe med å nå 2 graders målet, grunnet OTEC ikke slipper ut CO₂ samtidig som teknologien kan være med på å senke temperaturen i havet. Teknologien for å bygge OTEC anlegg finnes, men med noen få tekniske utfordringer i forhold til dimensjoneringen av store kaldtvannsrør. Teknologien er kapitalkrevende, men kan bli levedyktig når bærekraftige integrerte løsninger blir tatt med i beregningene. For eksempel av at både vann og elektrisitet produseres samtidig som opprett av sjømat. Slike kombinasjonene er spesielt gunstige for øystater med nett begrensninger på slike råvarer.

Det kan også konkluderes at utnyttelse av OTEC teknologien på spillvarme fra norsk industri ikke er økonomisk forsvarlig, da mesteparten av elektrisitetsforbruket dekkes av billig vannkraft som fører til en stor negativ NPV for alle simuleringene. I land som i hovedsak har høye elektrisitetspriser, kan derimot denne teknologien være mer aktuell. I et land som Tyskland er det økonomisk forsvarlig å bygge ett anlegg på størrelsesorden Nyhamna ganger 10 eller større.

FORORD

Rapporten er utarbeidet som en besvarelse på masteroppgave i masterprogrammet Energi ved Universitetet i Bergen. Oppgaven utgjør 60 av 120 studiepoeng i masterprogrammet Energi med fokus på fornybar energi med spesialisering innenfor Globalenergi og klimautvikling. Tema for masteroppgaven, som er valgt etter diskusjon med veileder, er Ocean Thermal Energy Conversion. Dette temaet ble valgt fordi det vil komme innom temaer som er relevant for utdanningen, og fordi denne teknologien er fornybar energi og kan ha påvirkning på klimaet. Målgruppen for rapporten er studenter, lærere og andre med kompetanse innenfor teknologi.

Verktøyene som ble brukt i prosjektet var simuleringsprogrammet Aspen HYSYS, Microsoft Office og EndNote.

HYSYS ble brukt for å simulere et anlegg som produserer elektrisitet av spillvarme fra industri, og anlegget skal bygges opp etter prinsippene til OTEC. Office ble brukt for å lage tabeller, grafer og kostnadsberegning i Excel og utformingen av rapporten i Word. Beregningene som ikke kom frem ved hjelp av simuleringen har blitt foretatt manuelt, og har hovedsakelig blitt lagt i vedlegg.

Jeg vil takke hovedveileder Peter Haugan for god veiledning og stor hjelp under hele oppgaveprosessen. Vil også takke Per Salevik som hjalp til med å få tall for å kunne simulere et anlegg som var mer realistisk. Mine medstudenter må også takkes, de har gitt gode innspill og veiledning på hvordan angrip tema på best mulig måte.

Sted, dato:

Mathias A. Olsen

Leif Mathias Aass Olsen

NOMENKLATURLISTE

Måleenheter:

KWh= Kilowatttime

MW = Megawatt

TWh = Terrawatttime

kPa= Kilopascal

EJ= Exajoule

Forkortelser:

OTEC= Ocean Thermal Energy Conversion

SWAC= Sea Water Air Conditioning

NELHA =Natural Energy Laboratory of Hawaii

NIOT =National Institute of Ocean Technology

THC = termohaline sirkulasjon

HYSYS = HYprotech SYStems process modeling software

PR = Peng-Robinson

NPV=Net Present Value (nåverdi)

FCI= Fixed Capital Investment (investeringskostnader)

CAPEX= Capital Expenditures (kapitalkostnader)

OPEX= Operating Expenses (driftskostnader)

MHHE= McGraw Hill Higher Education

CF= Cash Flow (kontantstrøm)

Disk= diskontert

USD = Amerikanske dollar

Forklaringer

Klimanøytrale: betyr å ikke slippe ut mer klimagasser enn hva som kan fanges/tas opp.

<http://www.fn.no/Tema/Klima/Klimaforhandlinger/Dette-er-Paris-avtalen>

Akvakultur: Betyr at organismer i vann blir kultivert og dyrking av planter, alger, skjell og oppdrett av fisk

<https://no.wikipedia.org/wiki/Akvakultur>

Albedo: er et mål for å se hvor mye av solens energi som blir reflektert tilbake <https://snl.no/albedo>

Kapasitetsfaktor: er forholdet mellom oppnådd årsproduksjon og produksjonen har hvis all ytelse hadde blitt hentet gjennom hele året. <https://snl.no/kapasitetsfaktor>

Carnoteffektivitet: er høyeste teoretiske effektivitet en varmekraftmaskin kan ha basert på temperatur.

<https://no.wikipedia.org/wiki/Varmekraftmaskin>

Spillvarme: er varmeenergisom ikke blir benyttet og som går ut til omgivelsene, varmeenergi kan forekomme i væske, gass og dampfase. <https://snl.no/spillvarme>

Adiabatisk oppførsel: er at varmetapet til omgivelsene neglisjeres

https://no.wikipedia.org/wiki/Adiabatisk_prosess

Irreversibel: ikke kan endre seg tilbake uten endring i omgivelsene <https://snl.no/irreversibel>

Mettet damp: maksimale trykk damp kan ha. https://snl.no/mettet_damp

Latent varme: varmemengden som kreves for å at et stoff skal få en faseovergang.

https://no.wikipedia.org/wiki/Latent_varme

Batymetri: beskriver hvordan dypet og terreng av hvordan overflaten til hav/innsjøer er under vann.

<http://www.notmywar.com/hva-er-batymetri/>

Pinch: Er den minste temperaturforskjellen mellom kaldt og varmt i en veksler.

https://en.wikipedia.org/wiki/Pinch_analysis

Temperaturgradient: er et uttrykk som beskriver temperaturendringen over en avstand i en retning.

<https://nn.wikipedia.org/wiki/Temperaturgradient>

Oksidasjon: Er en kjemiskreaksjon hvor et atom gir fra seg et elektron og blir positivt ladet

<http://ndla.no/nb/node/14940>

Reduksjon: Er det motsatte av oksidasjon, atomet tar til seg ett elektron og blir negativt ladet. Oksidasjon og reduksjon skjer samtidig i en reaksjon. <http://ndla.no/nb/node/14940>

Isentropisk: er en idealisert termodynamisk prosess, prosessen er friksjonsløs og det blir ingen overføring av varme til omgivelsene eller materialer. Prosessen er reversibel.

https://en.wikipedia.org/wiki/Isentropic_process

Steady-state: er en stabil tilstand, en situasjon der alle statlige variabler er konstante, til tross for pågående prosesser som streber etter å endre dem. For hele systemet for å være i stabil tilstand, dvs. for alle tilstandsvariabler av et system for å være konstant, må det være en strømning gjennom systemet. [https://en.wikipedia.org/wiki/Steady_state_\(chemistry\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Steady_state_(chemistry))

Isobar oppvarming: tilstandsending ved konstant trykk. <https://no.wikipedia.org/wiki/Isobar>

Isoterm kondensasjon: Er at det kondenseres ved at temperaturen er konstant, så det er kun trykk og volum som endres. <https://snl.no/gass%2Fgenerelt>

Baseload elektrisitet: er at et kraftverk kan generere den elektriske kraften som trengs 24/7. Det er da ikke avhengig av værforhold og tid på døgnet. Kraftverket vil klare å produsere minimum etterspørsel uansett. https://en.wikipedia.org/wiki/Base_load_power_plant

Dispatchable: det som menes med dispatchable generasjon er at elektrisitetens produksjonen kan slå av eller på, eller justere effekten i løpet av kort tid etter ordre. Det er for å ikke genere for mye elektrisitet på strømmettet som gjør strømprisene for lave. https://en.wikipedia.org/wiki/Dispatchable_generation

Hevertprinsippet: betyr at et rør kan flytte væske fra sjø nivå via et punkt som ligger høyere og ned til et lavt liggende reservoar, uten å måtte ta i tak i en pumpe. En forutsetning for at hevertprinsippet skal fungere er at røret er fullt med væske. <http://viten.ntnu.no/modeller/mod171.pdf>

Korallblekning: er at alger som lever i symbiose med koraller blir støtt bort, dette fører til at korallene blir hvite. Det er stor sannsynlighet for at korallene vil dø, men det er ikke alltid det skjer. Grunnen til blekningen er en følge av temperatur endring i havet, sollys eller næringstilgang.

<https://no.wikipedia.org/wiki/Korallbleking>

Biocider: Er en fellesbetegnelse for kjemiske stoffer som er dødelig for levende organismer.

<https://snl.no/biocider>

Sediment: er små partikler som er uorganisk eller organisk. Sediment forkommer i alle størrelsesfraksjoner, og blir transport av vann eller annet medium. Partiklene vil legge seg i bunn etter hvert og tilføre området næring. <https://www.nve.no/hydrologi/erosjon-og-sedimenttransport/sedimenttransport/>

FIGURLISTE

Figur 2-1 Temperaturer ved forskjellige dybder i havet	15
Figur 2-2 Blokkskjema av Åpen syklus	21
Figur 2-3 åpen syklus	21
Figur 2-4 Lukket OTEC syklus	22
Figur 2-5 forenklet flytdiagram for en lukket syklus.....	24
Figur 2-6 Illustrasjon av en Kalina syklus	25
Figur 2-7 viser skjematisk diagram av et OTEC anlegg som har en intrigert solfanger for å øke effekten. 26	
Figur 2-8 Blokkskjema av en Hybrid syklus	27
Figur 2-9 Alternativ Hybrid syklus.....	28
Figur 2-10 Kart av verden som viser temperaturen i havene. Hvor mørkere farget på havet hvor høyere er temperaturen	32
Figur 2-11 Sammenligning av temperaturprofiler.	35
Figur 2-12 THC styrke etter en brå (trinnsvis) implementering av OTEC operasjoner	38
Figur 2-13 Kritisk overgang av THC for asymmetriske høye breddegrader oppvarming scenarier ($t_0 = 1000$ yr, $\Delta\tau_S = 0.3\Delta\tau_N$) og Otec kaldt sjøvann strømmer per arealenheter økende 0-14 m / år i løpet av 1000 år.	39
Figur 2-14 Endring i årsmiddeltemperatur på blandelaget i havoverflaten når global OTEC netto kraftproduksjon er maksimal ($w_{cw} = 60$ m / år); sorte strekene markere OTEC regions grense.	40
Figur 2-15 Endre i styrken av Atlanterhavet THC som en funksjon av WCW.	41
Figur 2-16 Påvirkning på miljøet fra tre forskjellige teknologier	42
Figur 2-17 OTEC prosjekter i verden.....	42
Figur 2-18 TEAL komponenter	44
Figur 2-19 Er en illustrasjon på hvordan tre forskjellige typer konsepter kan se ut[87]	45
Figur 3-1 Rankine syklus	49
Figur 3-2 TS-diagram for en ideell Rankine syklus.....	49
Figur 3-3 Prinsippet til platevarmeveksler.....	50
Figur 3-4 Bilde av oppsett for prosessen i Aspen HYSYS	52
Figur 3-5 Case Study med temperaturen inn på turbinen som uavhengig.....	53
Figur 4-1 illustrerer hvordan kostnaden for pumpen og rør beveger seg i forhold til hastigheten inne i røret. Figuren er viser prisen for Nyhamna ganger 10	61

TABELLISTE

Tabell 2-1 viser hvilke land som har OTEC potensial og hvilke avstander det er fra krevd temperaturdifferanse til land [53]	33
Tabell 4-1 Parameter for kostnadsestimeringen til plate varmeveksler	57
Tabell 4-2 Faktorer for kostnadsestimeringen til kondenser	57
Tabell 4-3 Avgjørende faktor for intern pumpe.....	58
Tabell 4-4 Avgjørende faktor for turbinkostnaden.....	58
Tabell 4-5 Diameter og trykktap for tall fra Nyhamna ved forskjellige hastigheter	59
Tabell 4-6 Kostnadsfaktorer for rør kostnaden	60
Tabell 4-7 Størrelsene ble valgt etter å ha sett hva som er mest lønnsomt i Vedlegg O	61
Tabell 4-8 Kostnadsfaktorer for sjøvannpumpen	62
Tabell 4-9 Total FCI for tre forskjellige anlegg, hvor prisen er gitt i NOK ₂₀₁₅	62
Tabell 4-10 Sammenligningstabell for tre forskjellige simuleringer, tabellen ser hovedsakelig på hva kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år vil være.....	64
Tabell 4-11 Kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år for bruk av spillvarme internt	65
Tabell 4-12 Oppsummeringstabell med diskonteringsrente på 7 %	65
Tabell 4-13 oppsummeringstabell med diskonteringsrente på 3.5 %	66
Tabell 4-14 Estimert kapitalkostnad / kW fra OTEC litteratur laget av Shylesh Muralidharan [53].....	67
Tabell 4-15 Kostnaden pr. kW, basert på hvor mange watt turbinen klarer å produsere	68
Tabell 4-16 Kostnad pr. kW, basert på hvor mange watt anlegget klarer å levere	69
Tabell 5-1 Oppsummeringstabell for simuleringene	72

INNHALDSFORTEGNELSE

Sammendrag	3
Forord	4
Nomenklaturliste	5
Figurliste.....	7
Tabelliste.....	8
Innholdsfortegnelse	9
1 Innledning.....	12
1.1 Utgangspunktet for oppgaven	12
1.2 Forventet resultat.....	13
1.3 Metode og hva som er gjort for å løse oppgavene	13
1.4 Rapport oppsett	14
2 Ocean Thermal Energy Conversion.....	15
2.1 Historie	15
2.2 Konseptet	17
2.2.1 Kaldtvannsrør	19
2.3 Forskjellige metoder for å produsere	20
2.3.1 Åpen syklus.....	20
2.3.2 Lukket syklus	22
2.3.3 Hybrid.....	26
2.4 Transport av energi.....	28
2.4.1 Kraftkabel.....	28
2.4.2 Hydrogen	29
2.5 Fordeler med OTEC	29
2.6 Problemer	30
2.7 Potensial.....	31
2.8 Naturkonsekvenser.....	34
2.8.1 <i>Upwelling av næringsrikt dypt havvann</i>	34
2.8.2 <i>Organismer i systemet</i>	35
2.8.3 <i>Lavere overflatetemperatur</i>	35
2.8.4 <i>Andre påvirkninger av et OTEC anlegg</i>	36
2.8.5 <i>Simuleringer for å se effekten til OTEC har på havet</i>	37
2.8.6 <i>Sammenligning av forskjellige havteknologier</i>	41
2.9 Prosjekter	42
2.9.1 <i>Tropos Multipurpose Plattform konsept</i>	43
2.9.2 <i>NEMO (New Energy for Martinique and Overseas)</i>	46
3 Spillvarme.....	48
3.1 Hvorfor se på utnyttelse av OTEC teknologien på spillvarme	48
3.2 Rankine syklus	48
3.3 Platevarmeveksler	50
3.4 Simuleringer ved hjelp av Aspen HYSYS	51
3.4.1 <i>Simulering med tall fra Nyhamna</i>	52
3.4.2 <i>HYSYS simulering med 10 ganger mengden av spillvann</i>	54
3.4.3 <i>HYSYS simulering med 100 ganger mengden av spillvann</i>	54
3.4.4 <i>Virkningsgrad</i>	54
4 Kostnadsestimering.....	56
4.1 Investeringskostnad.....	56
4.1.1 <i>Forklaring til priser på komponenter</i>	56

4.1.2 Total FCI.....	62
4.2 NPV	62
4.2.1 NPV med tall fra Nyhamna	63
4.2.2 NPV med 10 ganger mengden av spillvann	63
4.2.3 NPV med 100 ganger mengden av spillvann	63
4.2.4 Sammenligning mellom simuleringene	64
4.2.5 NPV ved å benytte energien direkte i anlegget.....	65
4.2.6 NVP for å finne nødvendig kraftprisen med diskonteringsrente på 3.5 og 7%.....	65
4.3 Sammenligning av OTEC kostnader og kostnadene funnet ved simulering	66
4.3.1 OTEC kostnader	66
4.3.2 Simuleringskostnadene.....	68
5 Diskusjon	70
5.1 OTEC Generelt	70
5.2 Sammenligning av simuleringene	72
6 Konklusjon.....	75
6.1 OTEC problematikk	76
6.2 Forslag til fremtidig arbeid.....	76
Referanser	77
Vedlegg	85
Vedlegg A Eldrup Faktoren	86
Vedlegg B Aspen HYSYS simuleringstall.....	88
Vedlegg C Case studie: Forhold mellom vannmengde inn og temperaturen inn til kondenser... 89	
Vedlegg D Case studie: Over sjøvannstemperaturen ut og sjøvannmengden inn på kondenser 90	
Vedlegg E HYSYS beregninger	91
Vedlegg F Aspen HYSYS simuleringstall med 10 ganger spillvann mengden	95
Vedlegg G HYSYS beregninger for anlegg med 10 ganger spillvann mengde.....	96
Vedlegg H Prosesskjema for HYSYS simulering	100
Vedlegg I Aspen HYSYS simuleringstall med 100 ganger spillvann mengden.....	101
Vedlegg J HYSYS beregninger for anlegg med 100 ganger spillvann mengden.....	102
Vedlegg K Beregninger for rør størrelser og trykktap.....	106
Vedlegg L Moody Diagram.....	109
Vedlegg M Tabeller for diameter og trykktap.....	110
Vedlegg N Tabeller og forklaringer av vegtykkelse	113
Vedlegg J Pumpe og rørkostnad.....	116
Vedlegg P Utrekning for FCI på tre forskjellige simuleringer	119
Vedlegg Q Kostnadsestimering forklaring	122
Vedlegg R NPV for tall fra Nyhamna	125
Vedlegg s NPV med hensyn for at kumulativ disk CF skal gå i null for tall fra Nyhamna.....	127
Vedlegg T NPV for tall fra Nyhamna ganger 10	129
Vedlegg u NPV med hensyn for at kumulativ disk CF skal gå i null for tall fra Nyhamna ganger 100	
131	

Vedlegg V NPV for tall fra Nyhamna ganger 100.....	133
Vedlegg W NPV med hensyn for at kumulativ disk CF skal gå i null for tall fra Nyhamna ganger 100 135	
Vedlegg X NPV basert på at elektrisiteten skal benyttes internt.....	137
Vedlegg Y NPV med hensyn for at anlegget skal gå i null med diskonteringsrente på 7%	142
Vedlegg Z NPV med hensyn for at anlegget skal gå i null med diskonteringsrente på 3.5%	148

1 INNLEDNING

På grunn av dagens klimaproblemer er det tydelig at flere tiltak må iverksettes. I 2015 ble det signert en avtale i Paris som har fått navnet Paris-avtalen. Der ble alle verdens land enige om en klimaavtale, som sier at alle land skal kutte i klimautslippet. Avtalen sier at i løpet av år 2050-2100 skal alle land bli klimanøytrale. Klimanøytrale betyr at landene ikke slipper ut mer klimagass enn det som kan fanges opp eller fjernes. Hensikten med at land skal bli klimanøytrale er for å forhindre at jordens temperatur overstiger 2 graders grensen[1]. 2 graders grensen er hva klimaforskerne i FNs klimapanel mener at naturen kan tåle[2]. For å holde avtalene landene har laget må det komme nye teknologier for å produsere energi. Med tanke på at alt liv begynte i havet, må det finnes energiresurser enten på havoverflaten eller langt under havoverflaten som kan utnyttes for å bekjempe global oppvarming. En av teknologiene som er begynt å bli forsket på er en teknologi som bruker temperaturforskjellen i havet for å generere strøm ved en termisk overføring av varme. Teknologien har fått navnet Ocean Thermal Energy Conversion eller havvarmekraft på norsk, men det mest vanlige er å bruke forkortelsen OTEC. Prinsippet for OTEC er over hundre år gammelt, men det er en lite kjent teknologi for å utvinne energi fra sjøvann[3]. Selv om teknologien er over 100 år var det ikke før i 1970 at forskere og økonomer lanserte OTEC som "next big thing" innen fornybar teknologi. På grunn av økning i prisen og tilgjengeligheten av olje ble OTEC planene på 70-tallet skrinlagt. OTEC ressurser uten klimapåvirkninger er estimert til ca. 10 TW [4] som tilsvarer nesten forventet energibehov i 2030 som er på 11.5 TW [5]. OTEC tilfredsstillt mesteparten av den globale etterspørselen etter elektrisitet. Når dette kombineres med biprodukter som ferskvann, drivstoff produksjon og matproduksjon er teknologien et attraktivt alternativ for bærekraftig energikonvertering. OTEC er en ineffektiv prosess og har høy kapitalkostnad som gjør den til en mindre populær teknologi sammenlignet med vind og solenergi, men tilgjengeligheten av rikelig og gratis havvann gjør dette til en attraktiv teknologi å studere likevel. En stor fordel med OTEC er at det er en Baseload teknologi, hvilket betyr at det er en energiprosess som er kontinuerlig og vil produsere energi 24 timer i døgnet hele året. OTEC systemer kan enten være lukkede eller åpne sykluser. Ved bruk av et lukket system fungerer OTEC på mange måter likt som en varmpumpe. Det brukes et arbeidsfluid som har et lavt kokepunkt som f.eks. ammoniakk. Ved å benytte et medie med lavt kokepunkt vil det være mulig å koke ved lave temperaturer, som gjør at det er mulig for en generator å generere elektrisitet. OTEC bruker hovedsakelig Rankine syklus med lavtrykksturbin som varmesyklus. Rankine-syklusen er en driftssyklus, hvor det er et arbeidsmedie som kontinuerlig fordampes og kondenseres.

OTEC teknologien kan også benyttes på andre varmekilder enn havstrømmer. Teknologien kan benyttes på utslipp fra industrier eller på andre energiteknologier. Temperaturforskjellen på det kalde og det varme mediet vil indikere hvor mye energi som kan produseres. Høy temperaturforskjell betyr høyere energipotensiale.

1.1 Utgangspunktet for oppgaven

Utgangspunktet for dette prosjektarbeidet er å utarbeide en rapport med et hovedfokus på produksjon av elektrisitet ved utnyttelse av Ocean Thermal Energy Conversion teknologien.

Med det økende energibehovet i verden er det nyttig å se på flere forskjellige måter å skaffe energi på, og helst på en fornybar måte. Det er derfor interessant å se på metoden for å lage elektrisitet ved bruk av OTEC.

I prosjektoppgaven skal det ses på hvordan et OTEC system fungerer og om det er mulig å bruke OTEC til å produsere strøm fra industriens spillvarme. Spillvarme er lavverdig energi som industrien ikke klarer å benytte. Ved å bruke OTEC til å produsere strøm vil det få industrien til å få en høyere virkningsgrad og tjene litt ekstra på strøm som kan selges eller brukes selv. Det skal også fokuseres noe på hvordan OTEC brukes i verden, og om det eventuelt er noen problemer som må tas hensyn til.

For å løse problemstillingene i denne prosjektoppgaven på best mulig måte skal det benyttes simuleringsprogram for å simulere og se på hvordan et pilotanlegg vil fungere. Dette skal gjøres for å finne energiutbyttene for anleggene samt for å få nødvendig prosessinformasjon for å finne ut om det er mulig å bygge et anlegg i fremtiden. Det vil bli gjennomført kostnadsestimeringer basert på simuleringene for å kunne konkludere om anlegget vil være økonomisk forsvarlig å bygge.

1.2 Forventet resultat

Det er forventet at det skal være mulig å produsere elektrisitet ved å benytte OTEC teknologien på spillvarme fra industri. Det som eventuelt kan være et hinder for å bygge slike systemer er kostnaden, men for eksempel i Norge hvor det er store mengder kaldt vann lett tilgjengelig fører det til at det ikke må brukes like mye utstyr/penger. Selv ved lett tilgjengelig kaldt sjøvann er det mulig at teknologien ikke vil være lønnsom i Norge, grunnet Norges lave kraftpriser som kommer fra vannkraften.

Det forventes også at OTEC har begrensinger i hvor mye energi som kan tas ut av havet, uten at det skal endre havets temperatur og strømninger.

1.3 Metode og hva som er gjort for å løse oppgavene

I denne rapporten skal det ses på hva OTEC er, hvilke fordeler og eventuelle konsekvenser som kan komme ved bruk av OTEC. Det skal også ses på hvordan OTEC ligger an i forhold til prosjekter.

Det er også et kapittel som ser på om det er mulig å bruke teknologien til OTEC på restvarmen fra industrien i Norge.

Det første som ble gjort for å kunne svare på hva OTEC er, var å lese boken «OTEC MATTERS 2015» skrevet av Petter Dessne og Lars Golmen for å få en generell forståelse. Når litt bakgrunnsinformasjon var lært ble mange forskjellige forskningsartikler lest for å få en dypere forståelse. Artiklene ble funnet ved å se hvilke referanser boken «OTEC MATTERS 2015» hadde brukt, samtidig som det ble søkt opp mye på verdensveven. Oria.no og Google scholar ble spesielt brukt mye. Hovedandelen av artiklene var enten skrevet av Luis A. Vega eller Gerard C. Nihous. Det er valgt å bruke dem som hovedkilder samtidig som det ble sett på hvem de refererte til.

For å teste om OTEC teknologien kunne anvendes på spillvann fra norsk industri ble det valgt å benytte et konsept Gerard C. Nihous har satt opp i artikkelen «An order-of-magnitude estimate of Ocean Thermal Energy Conversion Resources». For å få simuleringen mer realistisk ble det besluttet å prøve å få tak i tall fra en norsk bedrift. Det ble sendt mail til flere bedrifter, men det var lite respons fra bedriftene. Det ble tipset om å kontakte fylkeskommunen i Møre og Romsdal som hadde samarbeidet litt med Shell om utvikling av spillvarme. Kontaktpersonen anbefalte å kontakte Per Salevik i Shell på Nyhamna. Per Salevik sendte tall som ble brukt i simuleringene. Aspen HYSYS ble brukt for å simulere og optimalisere en prosess for å bruke OTEC teknologi på restvarme fra industrier. Den simulerte prosessen bruker spillvann fra en industri og kjølevann fra norsk ellevann eller sjøvann. Spillvannmengde og -temperatur er basert på et anlegget som Shell har på Nyhamna. Nyhamna ligger på Aukra i Møre og Romsdal. Simulering med HYSYS gir energiutbyttet til prosessen samt nødvendig prosessinformasjon for å estimere investeringskostnader og kontantstrømmer. I kostnadsberegningene benyttes en Eldrup-faktor (se Vedlegg A) for å finne kostnadene for å montere komponentene i prosessen. MHHEs nettside[6] er benyttet for å hente innkjøpskostnadene for prosessutstyr. Det ble valgt å sette opp tre forskjellige simuleringer for å se om det ville være mer lønnsomt å bygge et større eller mindre, men etter alle estimeringer var foretatt ble det besluttet å kun se på anlegg som er større. Valget ble foretatt grunnet stor negativ nåverdi (NPV, Net Present Value), byggekostnadene for store anlegg er ikke så mye høyere enn for små.

1.4 Rapport oppsett

I kapittel 2 blir begrepet OTEC introdusert; det tar for seg utviklingen av teknologien gjennom historien, etterfulgt av hvordan konseptet til OTEC er bygd opp. I kapittel 2 blir det også sett på forskjellige metoder for å produsere elektrisitet med OTEC teknologi, samtidig som det blir sett på hvilke fordeler og ulemper OTEC fører med seg. Ulemper og fordeler kan ofte påvirke miljøet enten lokalt eller globalt, derfor er det sett på de miljømessige konsekvensene som forekommer med OTEC etterfulgt av en diskusjon om risikoen ved denne teknologien i forhold til andre marine energiteknologier. Til slutt i kapittel 2 blir det sett på forskjellige prosjekter som enten er i prosjektfasen eller allerede er bygget, prosjektene er plassert rundt omkring i verden.

Det tredje kapittelet tar for seg simulering av tre forskjellige prosesser som er basert på å benytte OTEC teknologien på spillvarme fra Nyhamna for å produsere elektrisitet. Det blir forklart hva en Rankine syklus er og hvordan den er bygd opp. Grunnen er at simuleringene er konstruert etter lukket OTEC syklus som tilsvarer Rankine syklus. I starten av kapittel 3 blir det diskutert hvorfor det kan være lurt å benytte OTEC på spillvarme. I kapittel 3 blir det også forklart hvordan en platevarmeveksler fungerer. Dette fordi simuleringene baserer seg på å utnytte en slik veksler i prosessen. Helt til slutt i kapittelet blir virkningsgraden til simuleringen regnet ut. Det blir både sett på termisk og Carnot virkningsgrad.

Kapittel 4 er et kostnadskapittel som tar for seg kostnadsestimeringene for prosessene som ble simulert i kapittel 3. Det ble beregnet både Fixed Capital Investment (investeringskostnader) og Net Present Value (nåverdi) for de tre forskjellige simuleringene. For å finne investeringskostnadene ble komponentprisene beregnet. I tillegg til Net Present Value ble det beregnet hva kraftprisen måtte være for at Net Present Value skulle være null. I kapittelet blir det sett på alternativer for at anlegget skal bli økonomisk lønnsomt i Norge. Det har blitt sett både på om diskonteringsrenten senkes og om det blir mer lønnsomt å benytte teknologien internt. Til slutt i kapittelet blir det sett på simuleringsprisen opp mot hva litteraturen sier et OTEC anlegg vil koste.

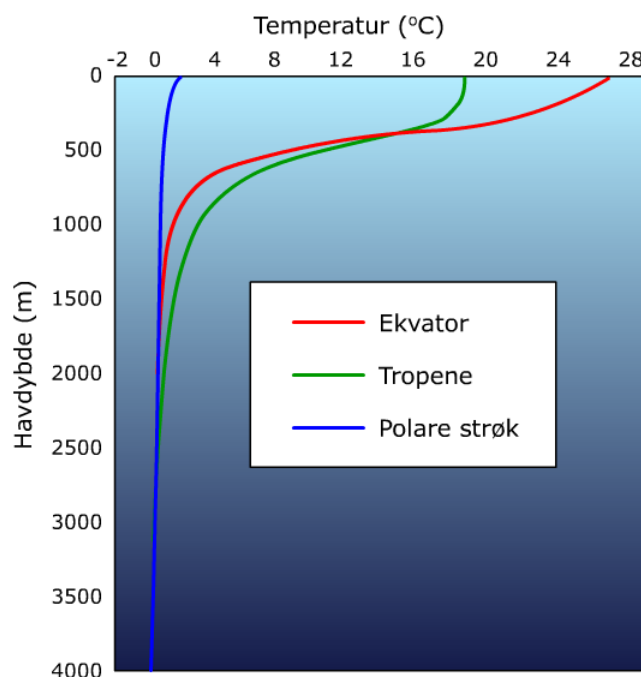
I det femte kapittelet blir det diskutert hvilken OTEC teknologi som bør anvendes, og sett på fordeler mot ulemper. Hvilken type transportteknologi for energien som blir produsert på åpent hav blir diskutert. Det blir også diskutert om simuleringene er aktuelle i dagens marked, og om det er mulig å bygge anleggene.

Til slutt i rapporten konkluderes det, og det blir sett på hva som er problematikken til OTEC. Det blir også lagt frem forslag på hva som burde ses mer på i fremtidig arbeid.

2 OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION

Jorden består hovedsakelig av vann og derfor blir den ofte kalt Oceanus, 71 % av jordens overflate er dekket av vann[7]. Store deler av vannet som dekker jorden består av varmt overflatevann som har blitt varmet opp av solen. Solen varmer konstant opp havet, og havet har en albedo på rundt 0.06. Albedo er et mål på hvor mye av solstrålene som reflekteres tilbake. Når havet har en albedo på rundt 0.06 betyr det at havet tar opp 94 % av solenergi som treffer overflaten[8].

Dypet har en lavere temperatur enn overflaten på grunn av at solstrålene aldri når helt ned. Ved en stor forskjell på temperaturen ved overflaten og dypet kan strøm produseres ved konvertering av termisk energi. Med så mye energi som ligger lagret i havet kan mange spørre seg hvorfor ingen utnytter potensialet. OTEC er en teknologi som har blitt sett på for å utnytte energipotensialet som ligger i havet[9]. Figur 2-1 viser temperaturoprofilen til havet i forskjellige dybder, figuren viser at det størst potensialet ligger rundt ekvator og tropene. Temperaturen er høy i det øverste laget og går gradvis nedover til havet får en konstant temperatur. Vind, bølger og overflatestrømmer er varmekilden til øverste lagene i havet, de tar med energien solen tilfører de første titallsmeterne[10].



Figur 2-1 Temperaturer ved forskjellige dybder i havet [10]

I dette kapittelet vil det ses på hvordan OTEC kan utnytte temperaturforskjellene i havet for å produsere elektrisitet, hvilke fordeler og ulemper OTEC fører med seg og hvilke prosjekter som ses på i dag samt historien bak OTEC teknologien.

2.1 Historie

I 1870 ble Ocean Thermal Energy Conversion introdusert til verden i romanen *Twenty Thousand Leagues Under the Sea* av Jules Verne[11], og romanen var laget som en science fiction. Det tok ikke mer enn ett tiår før forskere begynte jobbe med konseptet. Det var en amerikansk ingeniør ved navn Campbell, to italienere (Dorig og Boggia), og den franske fysikeren Jaques-Arsène D'Arsonval som jobbet med konseptet til OTEC. I 1881 ble det foreslått en enhet for OTEC, enheten var basert på å bruke en lukket syklus som bruker et arbeidsmediet for fordampning. Æren for ideen er det D'Arsonval som har blitt tilkjent [12].

Den første prototypen av OTEC konseptet ble bygget av George Claude, men Claude mente at ideen til sin tidligere lærer D'Arsonval om lukket syklus ikke var den beste. Claude bygde heller et anlegg med teknologien til en åpen syklus, i syklusen til Claude blir sjøvannet fordampet for å drive turbinen[13]. Claude sa følgende om hvorfor han ville ha en åpen syklus istedenfor lukket.

“Manifestly, such a solution is burdened by a number of inconveniences, one of them being the extra equipment for and cost of the working fluid and another the necessity of transmitting enormous quantities of heat through the inevitably dirty walls of immense boilers.... The sea water itself contains all that is needed for the direct utilization of such small temperature differences.”[12]

Modellen til Claude ble bygget i Cuba med et stort rør som hentet kaldtvann fra havet[11]. Det ble beregnet at en rørledning med diameter på to fot ville gi nok damp for å drive turbinen, men det kalde vannet ville ha blitt varmet opp med en rørledning som har en diameter på to fot. Rørdiameter på to fot ville ha generert store friksjonstap og andre problemer. Av den grunn ble det besluttet å bygge en rørledning med diameter på to meter. Claude fikk erfare at det er vanskelig å legge rørledninger i havet, første rørledningen gikk tapt ved en storm. Claude måtte bruke hele tre forsøk for å bygge rørledningen, da rørledning forsøk nummer to også forsvant[12]. Pilotanlegget ble kjørt i kun elleve dager med en strømproduksjon på 22 kW, men for å drive anlegget ble 80 kW brukt. Claudes modell viste seg å ikke være effektiv, men han fikk bevist at det er mulig å hente solenergi fra havet ved å bruke temperaturforskjell mellom dypt havvann og vannet i overflaten[13]. Derfor kan det konkluderes med at forsøket var en suksess.

I 1927 ble OTECs fordeler for første gang utbredt publisert, forfatteren for artikkelen var Albert G. Ingalls. Artikkelen han skrev hadde tittelen "Inexhaustible Power from Sea Water—a Dream or a Prophecy?", og baseres på om havet er en utømmelig kraftkilde eller ikke [9].

Forskningen fortsatte gjennom 40-tallet og inn på 50-tallet, og det var franskmennene som hovedsakelig forsket. Billigere metoder for å produsere strøm gjorde at arbeidet midlertidig stoppet opp[11]. Samtidig som franskmenn stoppet opp begynte Universitet i California å studere på utnyttelsen av OTEC, dette var på slutten av 40-tallet og starten av 50-tallet. Hensikten til Universitet med OTEC forskning var ikke å produsere elektrisitet, de fokuserte heller på avsalting av sjøvann til ferskvann. Det ble bygget testanlegg på universitet, og alle anleggene som ble bygget var av typen åpen syklus[12].

I 1960 skjedde det store ting for OTEC, J. Hilbert Anderson (spesialist i kulde- og varmesykluser) og hans sønn James Anderson begynte studere termisk energi. De studerte hvordan Claude hadde gjennomført sitt OTEC prosjekt for 30 år siden. Det ble oppdaget at Claude hadde store mangler i sitt anlegg. Far og sønn Anderson bestemte seg for å bygge et OTEC anlegg basert på lukket syklus, med fokus på å være praktisk, kompakt og økonomisk. Anlegget fungerer ved at varmt overflatevann koker opp et arbeidsfluid ved hjelp av en varmeveksler, arbeidsfluidet sirkuler rundt i en lukket syklus. Arbeidsfluidet går over til dampfase og driver turbinen som igjen driver en generator. Fluidet kjøles ned av kaldt vann som pumpes opp fra dyptet. De fikk patent for anlegget sitt den 4. april 1967. Patenten er basert på lukket syklus som bruker propan som arbeidsfluid [9, 11]. I 1973-74 var det en arabisk oljeblokade mot USA, grunnet USAs hjelp med militærutstyr til Israel som var i krig mot Arabia[14]. Oljeblokaden førte til stor amerikansk interesse for Andersons modeller [11]. Et av tiltakene til USA var å åpne Natural Energy Laboratory of Hawaii (NELHA), laboratoriet ble bygget på Kona kysten og var et testlaboratorium for OTEC. De lyktes med å bygge en prototype på en US Navy lekter basert på lukket syklus teknologi [9]. I 1979 ble NELHA verdens første til å produsere netto elektrisk kraft fra teknologien til OTEC. Anlegget som ble benyttet var et mini-OTEC anlegg på 50 kW. Lekteren ble plassert 2 km utenfor Keahole Point hvor kaldtvann ble hentet opp. Anlegget hadde en brutto effekt på 50 kW og en netto på 15 kW, hovedandel av elektrisiteten forsvant under opppumpingen av kaldtvann [15].

På samme tid som det var arabisk oljeblokade mot Amerika, begynte Japan å studere OTEC teknologien. Den Japanske regjeringen lanserte et prosjekt under navnet Sunshine, hensikten til prosjektet var å forske og utvikle OTEC systemer. I 1977 ble det bygget et OTEC anlegg som fikk navnet Shiranui 3, anlegget hadde en kapasitet til å produserte 1 kW. Hensikten var å teste ytelsen til kondensatorene og

fordamperne i både shell and tube varmevekslere, platevarmeveksler ble også testet i påfølgende år. Saga University bygde et 50 kW offshore anlegg i 1980 for videre testing, det var Saga University som konstruerte og testet Shiranui 3. I året som fulgte konstruerte Tokyo Electric Power Company og Toshiba et anlegg i Republikken Nauru, anlegget ble konstruert med en kapasitet på 120 kW. I likhet med anlegget til NELHA ble hovedandelen av elektrisitet som turbinen klarte å produsere brukt på å drive Nauru anlegget, derfor var det kun 30-40 kW som ble tilført strømmettet [16]. Samtidig som Saga University bygde offshore anlegg, begynte India å studere OTEC. Studiene i India var det National Institute of Ocean Technology (NIOT) som ledet [9].

I 1981 foreslo Dr. Kalina en nye metode for å produsere strøm ved bruk av OTEC. Metoden baserer seg på å bruke en blanding av ammoniakk og vann i en lukket syklus, metoden fikk navnet etter Dr. Kalina. Kalina syklusen gir en fordel i forhold til vanlig Rankine syklus, grunnet Rankine syklus krever en ren substans. Kalina syklusen skal få en høyere virkningsgrad enn hva Rankine har.

Saga University brukte fem år på å konstruere et større OTEC anlegg, og anlegget ble økt til 75 kW. For å få å videreutvikle teknologien ytterligere ble 25 av Japans fremste selskaper innenfor prosjektering, produksjon, skipsbygging og kraftproduksjon slått sammen i 1988. Samtidig jobbet Hamuo Uehara og hans team med en hybrid syklus. Hybrid syklusen kombinerer energiproduksjon og avsalting av sjøvann. For å teste Uehara syklusen bygde Saga Universitet et 4.5 kW anlegg i 1994. Uehara syklusen utkonkurrer Kalinas syklusen med 1-2%, grunnet at i Uehara inkludereres absorpsjon og ekstraksjon prosesser[16]. I 1997 ble det inngått en avtale om å bygge et 1 MW flytende OTEC anlegg som brukte Uehara syklus. Avtalen ble inngått av Saga University og NIOT, hvor NIOT designet anlegget. Valget av Uehara syklus ble begrunnet ved å maksimere effektiviteten. Anlegget ble bygget i Tamil Nadu som ligger i India i 2001 og var en eksperimentell suksess. Grunnet denne suksessen er et 25-50 MW anlegget planlagt[16].

Samtidig som Uehara syklusen ble sett på, satte NELHA en rekord ved å bygge det største anlegget som bruker teknologien åpen syklus, anlegget som ble bygget var på 50 kW. I 2009 blir selskapet Lockheed Martin kontaktet av US Navy for å utviklet et 5-10 MW OTEC anlegg på Hawaii. Anlegget blir budsjettet til å koste 12.5 millioner amerikanske dollar. I 2015 blir OTEC anlegget koblet til kraftnettet til USA [9].

2.2 Konseptet

Ocean Thermal Energy Conversion er en 100 år gammel teknologi som er lite kjent [2], de første prosjektene kom først på 1970 tallet [17]. Formålet til OTEC er å ta ut noe av solenergien som blir tilført havet, fordi hovedandelen av energien fra solen blir værende i havoverflaten. Derfor blir vannet i dybden ikke varmet opp og havet vil få en naturlig temperaturgradient[18]. Siden OTEC bruker temperaturdifferansen i havet som energikilde blir prosessen en kontinuerlig prosess som er uavhengig av værforhold for å produsere elektrisitet[17], i motsetning til hva som gjelder for vindmøller, solceller osv. [17]. Teknologi for å produsere elektrisitet er å bruke temperaturdifferansen mellom varmtvann ved havoverflaten, og kaldtvann som ligger på en dybde på 700-1000 meter. OTEC krever dermed ekstremt lange rør for å få transportert vannet opp. I tillegg til lengden krever OTEC også en stor diameter på rørene. For eksempel krever et 100 MW anlegg en diameter på 10 meter [19]. OTEC operer med en temperaturdifferanse på 20 °C eller mer, effektiviteten øker med temperaturdifferansen [20] Temperaturen til kaldt sjøvann på 700-1000 m dybde ligger omtrent konstant på fire grader på hele jorden, hvilket betyr at OTEC er avhengig av å bygges i områder med en gjennomsnitts temperatur på overflatevannet på ca. 25 °C[17]. Områdene som har en kombinasjon av høy overflatetemperatur og kaldt dybde vann er ekvator og tropene (mellom breddegradene 20 ° N og 20 ° S)[9]. Ved at OTEC kun benytter en temperaturforskjell på 20 ° C, kan det virke som det er en veldig liten kilde til å produsere energi, men vann har en egenskap som gjør at store mengder energi kan lagres. Et eksempel er at det tar lang tid for å få vannet til å koke på en ovn. Likevel vil en endring på 1 ° C i varmt sjøvann i endre nettoeffekten i en størrelsesorden på 15 % [21]. En kubikkmeter overflatevann og en kubikkmeter dypt

sjøvann som har en temperaturdifferanse på 20 ° C vil ha en forskjell i energi på hele 80 MJ, og ved å frigjøre alle energien på ett sekund vil det bli produsert ca. 80 MW. Hvis et anlegg henter ut all energien som ligger i temperaturdifferansen, ville et anlegg som bruker ca. 1600 kubikkmeter pr. sekund sjøvann ha dekket hele energiproduksjonen til det amerikanske kjernekraftverkindustrien [3]. Men OTEC klarer kun å ta ut en liten del av energien som tilføres systemet. OTEC har en termodynamisk effektivitet på litt mindre enn 3 %.

Som nevnt over benytter OTEC store rør for å hente nødvendig sjøvann for å drive anlegget. Et anlegg på 100 MW behøver enn vannmengde på 400 m³/s med varmt og 200 m³/ kaldtvann. Det er gjort en case studie for å se hvilke effekter så store vannmengder kan gjøre. Det ble kommet frem til at anlegg i denne størrelsesorden kan produsere 172800 m³ ferskvann om anlegget var av typen Åpen syklus. Så store vannmengder kan også benyttes til av kjøling ved air-condition. Anlegget er stort nok til å dekke 600 timer med air-condition. Vann mengden er også nok til å dekke næring til 68 000 kg skaldyr pr. dag [3].

For å generere elektrisitet ved lave temperaturdifferanser brukes varmevekslere og turbiner med generatorer. OTEC fungerer ved at varmt sjøvann blir pumpet inn i en varmeveksler eller flash evaporator avhengig av hvilken metode som benyttes. Flash evaporator brukes ved en åpen syklus og varmevekslere brukes ved lukket. Platevarmeveksler er varmeveksleren som gir høyest virkningsgrad. Den termiske energien i sjøvannet blir overført til systemet i varmeveksleren, systemet følger termodynamikkens andre lov som sier «Det ikke er mulig å omdanne all varme fra en prosess til arbeid. Overføring av varme skjer alltid fra et sted med høyere temperatur til et sted med lavere temperatur. Energien er konstant, men fordelingen av energi endres på en irreversibel måte. [22]» Dette betyr at OTEC systemet ikke kan ha en fullstendig konvertering av termisk energi til elektrisitet. Det varme vannet vil lage et høyere trykk og temperatur på arbeidsvæsken, slikt at det generes damp. Dampen benyttes for å drive turbiner som generer elektrisitet. Kaldt sjøvann som er hentet ved hjelp av en stor undersjøisk rørledning (mellom syvhundre og tusen meter lange og flere meter i diameter) kjøler ned arbeidsmediet for å enten klargjøre for en ny runde eller for å kjøle ned dampen til ferskvann avhengig av hvilken syklus som benyttes. Ved å benytte åpen syklus kan det produseres flere tusen kubikkmeter med ferskvann hver dag, i tillegg til avsalting har OTEC flere andre fordeler som kjøling av bygninger å gi fiskeindustrien næringsrikt vann [3, 9, 17, 20].

Siden termodynamikkens andre lov sier at ikke all energien kan overføres til elektrisitet vil ikke OTEC ha en virkningsgrad på hundre prosent, men OTEC har en kapasitetsfaktor mellom 90-95%. Store deler av energitapene i systemet kommer fra pumping av sjøvann, pumpingen av sjøvann krever 20-30% av energien av energien som produseres i anlegget[17]. OTEC systemer har en maksimal Carnoteffektivitet på maks mellom 6-8 %, dette er en svært lav effektivitet for et kraftsystem. Grunnene til lav Carnoteffektivitet er at en del av varmen som trukket ut fra varmt sjøvann blir overført til kaldt vann i veksleren for å få fase endringen. Den maksimale teoretisk Carnot energikonverteringseffektiviteten øker med temperaturdifferansen over varmeoverføringen, og ved OTECs lave temperaturdifferanse blir det derfor lav effektivitet for systemet. Carnoteffektiviteten gjelder kun for en ideell syklus, så i virkelige sykluser må irreversibiliteter tas med i beregningene[9]. Derfor blir termodynamisk effektivitet på litt mindre enn 3 % [3]. Dette indikerer at mer enn 90 % av den termiske energien blir bortkastet til kaldt sjøvann. Derfor krever systemet store komponenter i form av varmevekslere og sjøvannspumpe for å klare å produsere en tilstrekkelig mengde elektrisitet [9].

Kostnadene til OTEC er hovedsakelig kapitalkostnader, fordi OTEC unytter fornybar solenergi som gjør at kostnadene ved å generere elektrisitet blir lave. Selv om OTEC har lave kostnader for å generere elektrisitet blir prisen pr. kilowatt er svært høy. Grunnen til den høye kW prisen ligger i at det kreves store rørledninger og varmevekslere for å produsere elektrisitet. Kostnadene for rørledninger og varmevekslere er så store at de dominerer økonomien i OTEC systemer. Kostnadene er så høye at OTEC ikke kan konkurrere med konvensjonelle kraftsystemer i dag. Det har i løpet av de to siste tiårene blitt sett på metoder for å gjøre OTEC mer lønnsomt, noe av det som kan gjøre OTEC mer attraktivt er

biproduktene. Biproduktene kan veie opp for de høye kostnadene, ved å tilføre ferskvann, akvakultur, air-condition, osv. til områdene hvor OTEC bygges[20]. Biproduktene kan også gjøre OTEC mer økonomisk gjennomførbart.

OTEC anlegg kan bygges på flere forskjellige måter. Det kan bygges på land, flytende plattform og skip. Ved å bygge anleggene på land kreves lange rør for å hente sjøvann som trengs for å drive OTEC anlegget. Ved å installere OTEC på en flytende plattform vil det bli kortere avstand til kaldt vann, men det kreves kraftkabel for å få strømmen til land. Produksjon av hydrogen er en metode for å fjerne kraftkabelen, men det krever at hydrogen blir fraktet. Ved å installere OTEC på et skip, kan skipet forflytte seg etter hvor det er varmest overflatevann. Elektrisiteten vil bli mellomagret på skipet, hvis det er store tankskip som benyttes kan også ferskvann lagres frem til skipet treffer land. En av ulempene ved å benytte skip er at skip krever en del energi for å forflytte seg, i tillegg benytter det fleste skip i dag fossilt brensel som gjør at noen av OTECs miljøfordeler forsvinner[3].

Som nevnt over utnytter OTEC en fornybar ressurs i motsetning til mange energisystemer som drives på fossile ressurser, dette fører til at OTEC utgjør en mindre trussel for miljøet enn mange av dagens energisystemer. Det har blitt antydnet at utbredt bruk av OTEC kan gi varige miljøgevinster som reduksjon av CO₂ utslipp. Det vil bli produsert elektrisitet uten CO₂ utslipp, pluss at marine organismer vil ta opp CO₂ fra atmosfæren. Marine organismer kommer fra det dype sjøvannet som pumpes opp for å kjøle ned OTEC systemet. OTEC vil bidra til å begrense temperaturstigningen i havet ved energiutvinning og kunstig oppstrømning av dypvann, dette fører til at bevaring av koraller [20].

2.2.1 Kaldtvannsrør

En av hovedutfordringene til Claude under konstruksjonen av pilotanlegget var rørteknologien, som nevnt i kapittel 2.1, hvor Claude brukte flere forsøk på å legge en rørledning som var sterk nok til å takle havets ekstreme krefter. Årene etter Claudes prosjekt har det vært betydelige fremskritt inne materialvitenskap, sensor og modellerings teknologien. Dette har hjulpet OTEC industrien til å designe lettere, sterkere og mer holdbare rørledninger, samt fått et mer optimalisert design. Når rørene blir lettere, sterkere og mer holdbare fører det til at flytende anlegg kan håndtere større rør. Dagens industrier har kun erfaring med å anvende rør med diameter på én meter, men et OTEC anlegg på 100 MW vil kreve en rørdiameter på 10 meter. Skalering av rørdiameteren fra én til ti meter kan føre til store utfordringer, og det har blitt konkludert at teknologien for å håndtere en rørdiameter på 10 meter ikke er tilgjengelig i dag. Erfaringen med å utnytte små rør på åpent hav viser at teknologien er levedyktig. Oljeindustrien har stor erfaring med håndtering av rør med diameter opptil én meter ved store dybder. Ved å utnytte oljeindustriens erfaring om rør i store dybder skal det teoretisk være mulig å skalere opp rørstørrelsene, men det er uklart om det er noen spesielle behov eller problemer som kan forekomme. Det er anslått at teknologien for rørstørrelser på 10 m diameter vil være tilgjengelig innen kort tid. Det er i dag hovedsakelig tre forskjellige typer grensesnitt som blir anvendt:

- Flex rør festet til en overflate bøy (Flex pipe attached to a surface buoy)
- Fast grensesnitt (Fixed interface)
- Grensesnitt med Slingrebøyer (Interface with a gimbal)

Faste og gimbal grensesnitt anses enklere å designe og produsere i forhold til flex grensesnitt. Konseptet til Flex er mer komplisert og avansert med tanke på å designe og produsere. En fordel Fast grensesnitt har i forhold til gimbal og flex er at den er relativt enkel å drifte og vedlikeholde. Gimbal krever jevnlig smøring og renhold, mens flex krever hyppige reparasjoner. Det blir antatt at Fast har størst sannsynlighet til å klarer å bli skalert opp til nødvendig størrelse for å drive ett 100 MW anlegg. Normalt sett er ikke konstruksjonen av grensesnitt problemet, men mobilisering og distribusjon er vanskelig, og det har ført til store problemer for OTEC prosjekter. Sannsynligheten for at OTEC prosjekter kan lykkes med mobilisering og distribusjon av rør avhenger av type og størrelsen på kaldtvannsledning, plattformtype og grensesnitt.

Store rør tilfører OTEC prosjekter mange utfordringer som størrelse, skader på rør og kostnad.

Rørene må være motstandsdyktige mot betydelige hav krefter som f.eks. sterke havstrømmer og stormhendelser. Skader på rørene kan føre til lavere ytelse, og i verstefall kan rør gå tap på lik linje som det hendte med Claude [23].

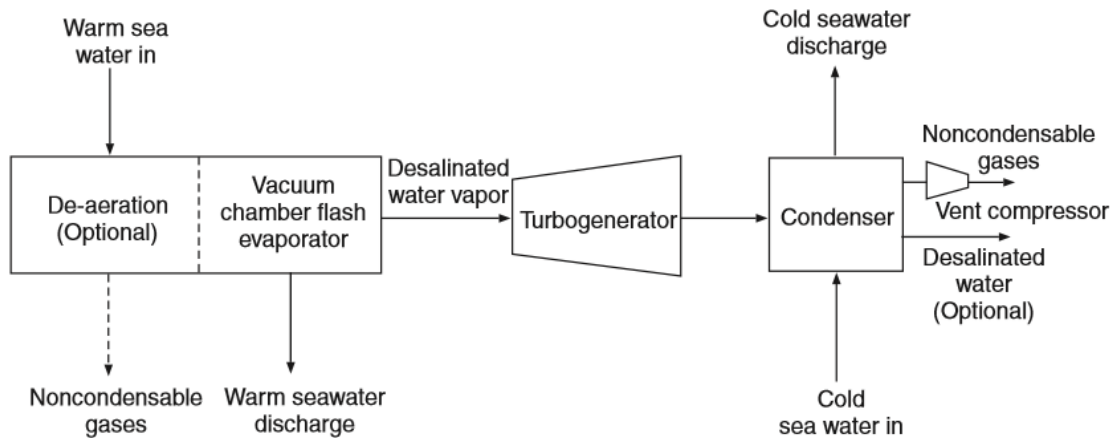
2.3 Forskjellige metoder for å produsere

Det er hovedsakelig to forskjellige OTEC teknologier (lukket og åpen syklus), men i de siste årene har ett tredje alternativ blitt foreslått. Det tredje alternativet har fått navnet hybrid syklus og er en blanding av åpen og lukket syklus. Lukket syklus er som nevnt i kapittel 2.1 det eldste systemet, men åpen syklus ble laget som ett alternativ av Claude. Det er laget flere forskjellige modeller av lukket syklus for prøve å optimalisere energiutbyttet. I delkapitlene 2.3.1-2.3.3 ses det mer spesifikt hva forskjellene mellom åpen, lukket og hybrid syklusene er og hva som kjennetegner den enkelte syklusen.

2.3.1 Åpen syklus

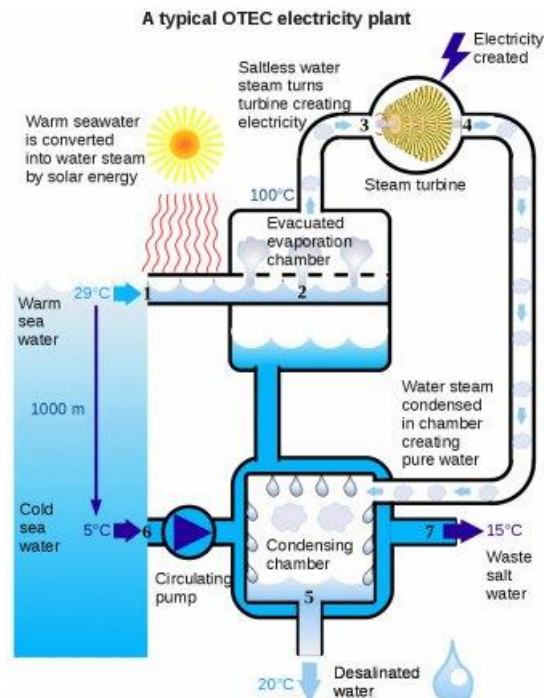
Som nevnt i kapittel 2.1 var det Claude som kom med ideen med å bruke en åpen syklus istedenfor systemet til D'Arsonval. Claude mente kostnadene ved lukket syklus kunne bli høye, og derfor mente han at ett åpent system ville bli mer økonomisk gunstig [20]. I åpen OTEC syklus er det temperaturforskjellen mellom varmt overflatesjøvann og kaldt dybde sjøvann som benyttes for å generere elektrisk strøm ved fordampning av varmt sjøvann under et lavt trykk (vakuum)[24]. I motsetning til lukket syklus får åpen syklus ett biprodukt direkte fra produksjonen av elektrisitet. Biproduktet er avsaltet vann (ferskvann) som kommer ved at åpen syklus bruker fordampet sjøvann direkte som arbeidsmedium. Mengden ferskvann som blir produsert er ca. 0.5-0.6 volumprosent av varmt sjøvannmengden som tilføres systemet [25]. Med tanke på OTEC store tilførsel av vann, blir 0.5-0.6 volumprosent en stor mengde ferskvann. I følge Dr. Ted Johnson vil et 100 MW flytende OTEC anlegg produsere 120 millioner liter ferskvann pr. dag[3].

Figur 2-2 er et blokkskjema av et åpen syklus OTEC system. Systemet fungerer ved at ikke-kondenserbare gasser blir fjernet fra varmt overflatesjøvann, før et lavtrykkskammer (flash) blir fylt opp med vann uten ikke-kondenserbare gasser. En pumpe gjør om trykket i lavtrykkskammeret til vakuum tilstand, og dermed senkes trykket inntil vannet koker ved 20-35 °C [3, 9, 17, 24]. Trykket i systemet ligger mellom 1-3 % av atmosfæretrykket [20]. Væsker koker ved forskjellige trykk og temperatur, når trykket økes trenger væsken høyere temperatur for å gå over til gassfase og motsatt når trykket senkes. Ved trykk på 1-3 % av atmosfæretrykket vil noe vann koke ved temperaturen til overflatevannet som ligger mellom 25-35 °C. Under premisene som har blitt satt i kammeret vil ca. 0.5-0.6 % av vannstrømmen tilført kammeret bli kokt til damp. Dampen brukes for å drive en dampturbin som genererer elektrisitet ved at dampen ekspanderer. Trykkfallet over turbinen har en maksimal verdi som ikke kan overskrides. Hvis trykkfallet blir for høyt vil dampen gå over til væskefase inne i turbinen som vil føre til store ødeleggelser på turbinen. Maksimalt trykkfall er basert på temperaturen til det kalde sjøvannet. Ved 4 °C kondenserer damp med et trykk på 813 Pa, derfor kan ikke trykkfall i turbinen falle under denne verdien. Dampen ut fra turbinen kondenseres ved å bruke kaldt sjøvann som er pumpet opp fra dypet. Hvis ferskvann ikke er et ønsket produkt kondenseres dampen ved direkte varmeoverføringskontakt med kaldt sjøvann, hvor sjøvannet sprøytes over dampen. Ved å benytte direkte kontakt for å kondensere dampen minker utstyrs kostnadene, grunnet at overflatevekslere ikke lengere er nødvendig. I tillegg til å være billig har direkte kontakt kondisjonering høye varmeoverføringsegenskaper, grunnen er at det ikke finnes noen varmeleder mellom kaldt og varmt væske. Men som illustrert i Figur 2-2 er det vanligste å benytte en overflatekondensator for å ta vare på ferskvannet [3, 9, 17, 20, 24]. Grunnen til at produksjon av ferskvann er en stor fordel er at ifølge FN har 1/6 av verdens befolkning ikke tilgang til rent drikkevann[26].



Figur 2-2 Blokkskjema av Åpen syklus[20]

Figur 2-3 viser hvilke dybder sjøvann hentes fra, og hvilke temperaturer som systemet benytter. Figur 2-3 viser at vannet som ikke blir fordampet i flasher kan være med å kondensere ferskvannet og at det slippes ut til havet etter bruk. Siste steg i prosessen er komprimering og tømning av kondensatet og eventuelle gjenværende ikke-kondenserbare gasser. Kaldt vann som har blitt brukt til kondensering kan anvendes til air-condition eller slippes ut igjen i ett høyere nivå. Kaldt vann inneholder mye næring, dermed kan det brukes til akvakultur på samme måte som ett lukket system. Som illustrert i både Figur 2-2 og Figur 2-3 er det ingen lukkede sløyfer i systemet som betyr at arbeidsmediet tas ut etter hvert enkelt gjennomløp, og derfor må det kontinuerlig hentes nytt vann. Arbeidsmediet vil ha forskjellige start og slutt termodynamiske tilstander. De forskjellige egenskapene har gjort at syklusen har fått navnet Åpen syklus [3, 9, 17, 20, 24].



Figur 2-3 åpen syklus [27]

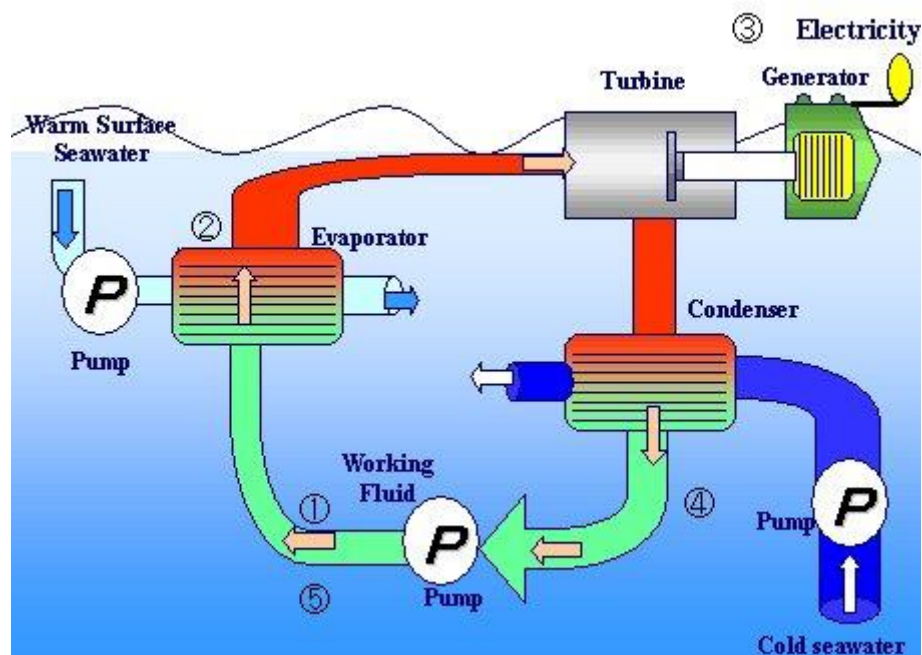
Som nevnt over bruker Flash-fordampning vakuumbstrykk for å endre fasen på sjøvann fra væsken til damp. For å endre fase må trykket være under metningstrykket ved en gitt temperatur[20]. Trykket på dampen antas å være likt vakuumbstrykket [25]. Sjøvannet pumpes til et evakuert kammer gjennom en strupeventil for å maksimere varme- og massetransports flateareal. Dampen ut av fordampneren

inneholder lite urenheter, gassene som oppløst i vannet fjernes ved at de løses opp i ett mellomliggende trykk før fordampning skjer. Varmen som kreves for å få en fordampning hentes fra den flytende fasen. Ved å utnytte partielt vakuum i et åpent OTEC system blir systemet sårbart for både luftlekkasjer inn og ikke-kondenserbare gasser. For å fjerne ikke-kondenserbare gasser må strøm benyttes. Systemet krever en høy volumetriske strømningshastighet som følge av lav damp tetthet. Ved å benytte høy volumetriske strømningshastighet kreves det store komponenter[20]

I et åpent system er det fjerning av ikke-kondenserbare gasser, vakuum-kompresjon og pumping av sjøvann som står for strømbruken. Dette er grunnen til at åpensyklus har lav virkningsgrad på sitt anlegg.

2.3.2 Lukket syklus

Lukket syklus er bygd opp etter D'Arsonvals opprinnelige konsept der arbeidsmediet fordampes ved temperaturen til havets overflate temperatur. Prosessen krever et arbeidsfluid med lavt kokepunkt, vanligste arbeidsfluidet er ammoniakk. Det er flere andre stoffer som kan benyttes f.eks. propan og kjølemidler[17]. Dampen vil drive prosessen og genere strøm, før den blir kondensert av kaldt sjøvann. Arbeidsmediet vil fordampe og kondenseres kontinuerlig i en lukket syklus, dette er grunnen til at denne syklusen har fått navnet lukket OTEC syklus. Lukket syklus er bygd opp etter Rankine syklus, men bruker en varmeveksler istedenfor en forbrenner som er vanlig i Rankine syklus. Vist i Figur 2-4 består syklusen av varmevekslere, turbin og pumper. Å pumpe opp kaldt sjøvann krever mye kraft fra pumpen i tillegg til store kapitalinvesteringer[20]. Som illustrert i Figur 2-4 fordampes arbeidsmediet i fordamperen ved at det er en varmeoverføring mellom varmt overflatesjøvann og arbeidsmediet. Arbeidsmediet utvides og trykket økes, og går over til mettet damp. Dampen går over til turbinen hvor trykket tas ut ved at dampen ekspanderer. Energien som tas ut i turbinen genereres til strøm i en generator. Arbeidsmediet ut av turbinen er hovedsakelig damp med noe væske, for å få arbeidsmediet til å endre fase må den latente varmen tas ut. Latent varme tas ut ved hjelp av en kondenser, hvor kaldt sjøvann tar ut varmen fra arbeidsmediet. Arbeidsmediet kan derfor pumpes tilbake til fordamperen og gjenta syklusen kontinuerlig [9, 17, 20]. Næringsrikt vann som ble pumpet opp til kondenser slippes ut ved et høyere nivå enn det ble hentet fra, noe som fører til mer næringsrikt vann i overflaten. Dette kan benyttes til akvakultur.



Figur 2-4 Lukket OTEC syklus [28]

Prinsippet til Rankine syklus er at mer energi blir generert av ekspansjon i turbin enn hva som brukes for pumper. Rankine gir derfor netto elektrisk kraft, imidlertid har OTEC lav mengde av netto elektriskraft[20]. Noe av grunnen til at OTEC gir lav netto elektrisk kraft er at OTEC må pumpe store mengder sjøvann som ligger dypt nede i havet til systemet. Dette fører til at maks 7% av energien fra varmt sjøvann blir til netto elektrisitet[17].

En misforståelse om OTEC er at det må bli brukt enorme mengder energi for å hente opp kaldt sjøvann fra dybder på 1000 meter til overflaten. I relativiteten gjør naturlig hydrostatisk trykkgradient mesteparten av løftningen. Selv om trykkgradienten gjør mesteparten av løftningen bruker pumpen gjennomsnittlig 20-40 % av elektrisitet som blir produsert til å løfte vannet[20].

En annen ting som kan redusere effektiviteten er irreversibilitet i varmevekslerne og turbinen. Irreversibilitet i varmevekslerne oppstår når energien overføres ved en stor temperaturforskjell, derfor er valg av arbeidsmediet nøkkelen. Arbeidsmediet må kunne gjennomføre faseforandringer ved ønskede temperaturer. Temperaturen i havet er satt og kan ikke endres på. I prosessen er trykket og trykketforholdet over turbinen og pumpen designparameterne. Så arbeidsmediet må oppfylle kravet til designparameterne i tillegg til faseforandringene prosessen krever. For valg av arbeidsmediet ses det på kostnader, tilgjengelighet, kompatibilitet, toksisitet og miljøfare. Som nevnt over er ammoniakk det vanligste arbeidsmediet å bruke i et lukket OTEC anlegg, andre stoffer som benyttes er forskjellige fluorkarbonkjølemedier. Ulempen ved å bruke ammoniakk og fluorkarbonkjølemedier er at de utgjør en miljøfare ved lekkasje[20].

For å finne tilført energi, arbeid og termisk virkningsgrad til et lukket OTEC anlegget kan formlene 2.1-2.6 benyttes. Formlene er satt opp etter Figur 2-5, og hvor h er entalpi til det angitte tilstandspunktet. Som vist i Figur 2-5 det kun i turbinen det produseres energi, og at det er kun pumpen som krever strøm. Det er kun i fordampere at varme tilføres i prosessen, og kondensere tar ut overflødig varme fra prosessen.

$$\text{Tilført varme (J / kg)} \quad q_a = h_1 - h_4 \quad (2.1)$$

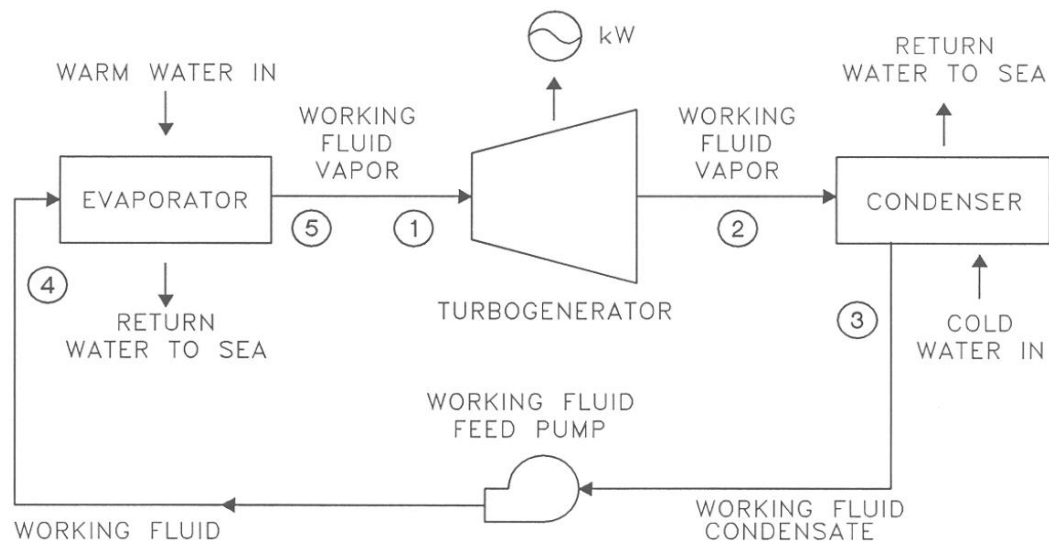
$$\text{Turbin arbeid (J/ kg)} \quad w = h_1 - h_2 \quad (2.2)$$

$$\text{Overflødig varme (J/ kg)} \quad q_R = h_2 - h_3 \quad (2.3)$$

$$\text{Pumpe arbeid (J /kg)} \quad w_P = h_4 - h_3 \quad (2.4)$$

$$\text{Netto arbeid (J / kg)} \quad \Delta w_{net} = (h_1 - h_2) - (h_4 - h_3) \quad (2.5)$$

$$\text{Termisk virkningsgrad} \quad \eta_{th} = \frac{\Delta w_{net}}{q_a} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{(h_1 - h_4)} \quad (2.6)[29]$$



Figur 2-5 forenklet flytdiagram for en lukket syklus [29]

Hovedforskjellen på åpen og lukket syklus er at lukket syklus krever mindre størrelse på turbinen og rørsystemene, samt mindre overflateareal i varmeveksler. Lukket syklus er også mer effektiv i forhold til den termiske ressursen som tilføres anlegget[17]

2.3.2.1 Kalina

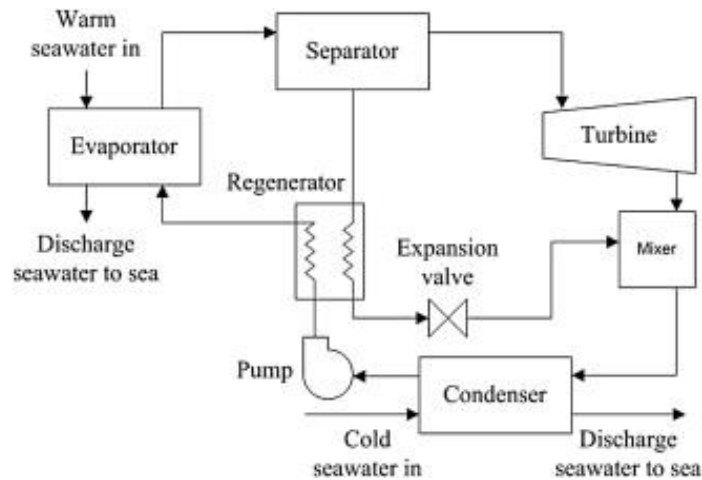
På 80 tallet ble en ny teknologi introdusert, teknologien fikk navnet Kalina etter sin oppfinner Dr. Alexander Kalina. Teknologien baserer seg på å bruke en blanding av vann og ammoniakk som arbeidsfluid i en lukket syklus. Teknologien er et alternativ til originale Rankine syklus. Det har vært flere studier på anvendelse av Kalina syklus, flesteparten av studiene har fokusert på lav eller moderat varmetemperatur. Bruksområdene som er foreslått er alt fra geotermisk kraftverk til solkraftverk. Sammensetningen av ammoniakk-vann blandingen kan varieres etter hvilken teknologi som benyttes[30].

Kalina syklusen har blitt tilpasset for anvendelse for OTEC anlegg av Dr. Hans Krock i Energy Harvesting Systems. Det har derfor blitt gjennomført flere studier ved å bruke Kalina syklus for lukket OTEC anlegg. Normalt bruker lukket OTEC anlegg et rent arbeidsfluid, men ved å utnytte blanding av ammoniakk og vann vil termisk virkningsgrad øke med volumetrisk strømhastighet[31]. Ved å bruke en blandingsvæske som arbeidsmediet vil det ikke være ett bestemt kokepunkt, men det vil være flere kokepunkt som vil fungere som en kokepunktsbane. Ved å benytte en kokepunktsbane blir mer av energien fra sjøen tatt opp av arbeidsmediet inne i fordamperen, og det fører til at mer av varme omdannes og effektiviteten på anlegget blir økt[17].

Utnyttelsen av ammoniakk-vann blanding ved ett gitt trykk fører til at fordampning og kondensering vil skje over ett område av temperaturer, fordampningen og kondenseringen over ett temperaturområde fører til ekstra frihetsgrad. Frihetsgraden fører til at varmeoverføringsrelaterte irreversibiliteter i fordamperen og kondensatoren reduseres. Blandingsforholdet vil variere etter hvor i prosessen arbeidsfluidet er. I separatoren vil mesteparten av ammoniakken gå til turbinen, mens hovedandelen av vann går til regeneratoren[20].

I Figur 2-6 illustreres et OTEC anlegg med Kalina syklus. Blandingsarbeidsfluidet varmes opp i en Evaporator(fordamper) av varmt sjøvann, deler av blandingsfluidet går over til gassfase. I separatoren separeres væske og dampfasen. Gassen driver turbinen som produserer elektrisitet, mens væsken går til en regenerator for å fjerne noe av varmen. Varmen overføres til arbeidsmediet som kommer fra pumpen. Væsken fra regeneratoren blandes med damp/væsken fra turbinen og blir ført videre til

kondenser. I kondenser blir arbeidsmediet kondensert av kaldt sjøvann. Etter kondenser pumpes væsken gjennom regeneratoren og blir sendt til fordampere, og syklusen vil repeteres [32].



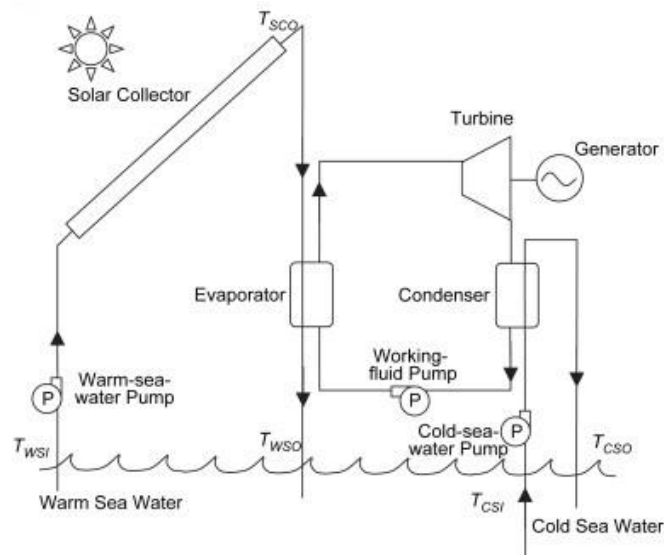
Figur 2-6 Illustrasjon av en Kalina syklus [32]

Kalina syklusen vil øke effektiviteten for OTEC produksjon av elektrisitet, men det må ses på om det er kostnadseffektivt. Kalina syklusen har flere komponenter som fører til større investeringskostnader, syklusen krever også mer av fordampere og kondensator som kan føre til høyere kostnader. For å øke effektiviteten må sjøvanns strømningshastigheten økes, høyere varmeoverførings-koeffisienter og mer varmeoverføringsoverflateareal. Dette vil igjen føre til høyere kostnader[20].

2.3.2.2 Solar-boosted Ocean Thermal Energy Conversion

OTECs lave virkningsgrad har ført til at flere har sett på teknologier for å øke effekten. Saitoh og Yamada har foreslått en syklus som bruker både solenergi og hav termisk energi for å øke effekten. Syklusen har fått navnet Solar-boosted Ocean Thermal Energy Conversion, men blir forkortet til SOTEC[33].

Teknologien baserer seg på øke temperaturforskjellen mellom varmt og kaldt vann som kun ligger normalt på mellom 15-25 grader celsius, ved økt temperaturforskjell vil Carnotvirkningsgraden øke og mer energi kan generes[34]. Teknologien skal benytte solen som en sekundær varmekilde, anlegget vil ha gode solforhold grunnet at OTEC er tenkt å plasseres i områder med mye sol som f.eks. områder rundt ekvator. Figur 2-7 er et eksempel på hvordan et system kan se ut, her er en flat plate solfanger benyttet. Resten av anlegget er en vanlig OTEC syklus[35]. Solfangeren varmer opp varmt sjøvann, og dermed øker temperaturdifferansen over systemet.



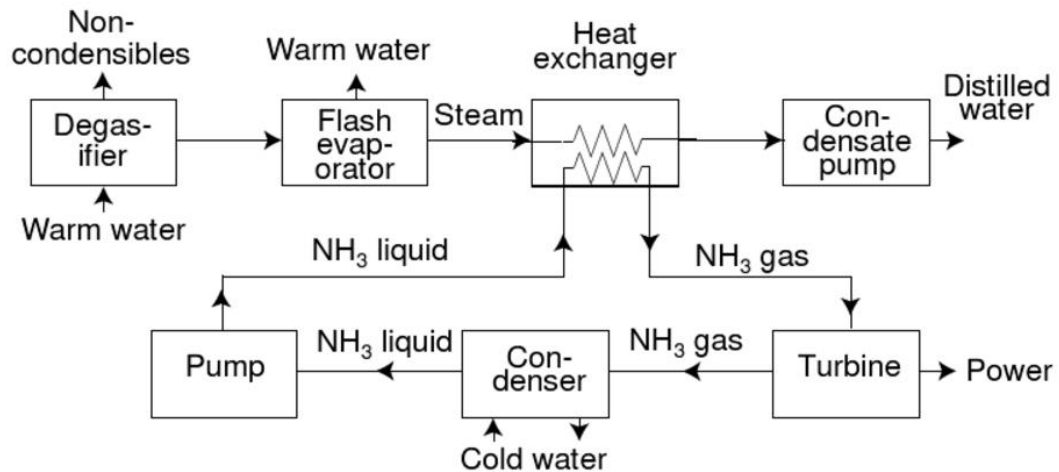
Figur 2-7 viser skjematisk diagram av et OTEC anlegg som har en intrigert solfanger for å øke effekten[35]

I artikkelen «Performance Simulation of Solar-boasted Ocean Thermal Energy Conversion Plant» av Noboru Yamada, Akira Hoshi og Yasuyuki Ikegami har blitt simulert hvordan en solfanger påvirker effekten sammenlignet med ett konvensjonell OTEC anlegg. De simulerte et 100 kW SOTEC anlegg med tre typer solfangere. Det ble vist at turbininnløpstemperaturen på arbeidsmediet økte ved at temperaturen på varmt sjøvann økte. Fra simuleringene ble det sett at ved å legge til en solfanger vil årlig netto termisk virkningsgrad øke med 1.5 ganger i forhold til ett konvensjonelt OTEC anlegg[35].

2.3.3 Hybrid

Som nevnt i kapittel 2.1 jobbet Hamuo Uehara og hans team med system som fikk navnet Hybrid syklus. Hybrid syklus er en kombinasjon av åpen- og lukket syklus, og har til hensikt å generere energi samtidig som ferskvann produseres. Syklusen bruker metoden til åpen syklus for å avsalte sjøvann til ferskvann, og lukket syklus metode for å produsere elektrisitet [17, 20, 36]. Estimater om kapasiteten til hybrid syklus er gjennomført, og det ble anslått at et anlegg på 1 MW har kapasitet til å produsere 4500 m³ ferskvann pr. dag. 4500 m³ er tilstrekkelig vannmengde til å dekke 20 000 mennesker[37].

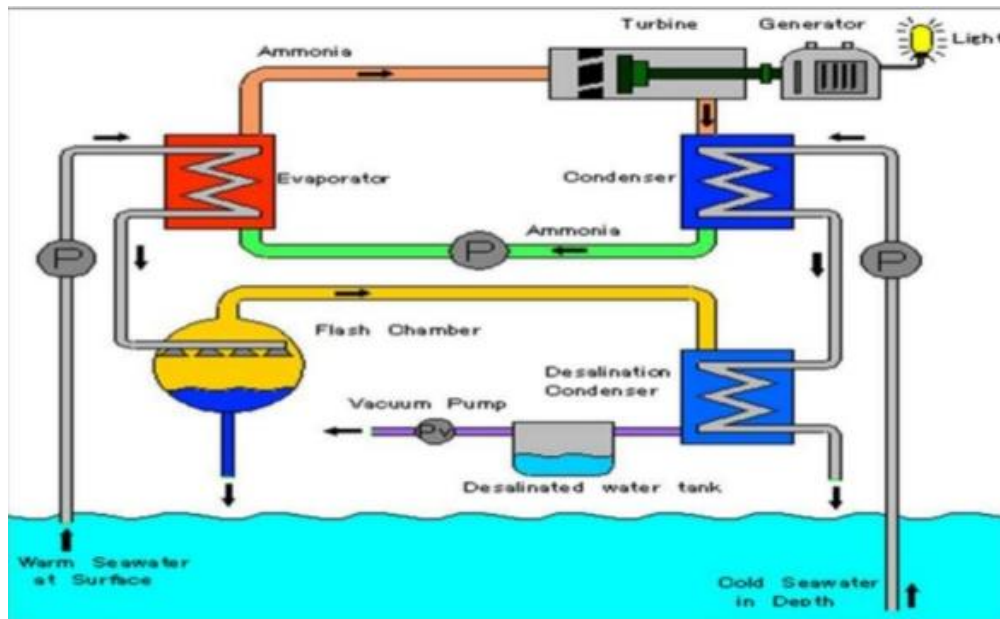
Hybrids sykluser foreslås i forskjellige former, men den vanligste metoden er illustrert i Figur 2-8. Metoden er basert på Claudes ide ved å flashe sjøvann i et partielt vakuu. I motsetning til Claudes ide hvor dampen går direkte til en dampturbin[13], vil lavtrykkdamp koke opp et arbeidsfluid med lavt kokepunkt i en varmeveksler. Arbeidsfluidet sirkulerer rundt i en lukket OTEC syklus på lik linje som det ble beskrevet i kapittel 2.3.1. Store deler av lavtrykkdampen i varmeveksleren vil konvergere til væskefase, resterende av dampfasen vil konvergere ved hjelp av enten en kondensator eller ved å varme opp arbeidsfluidet etter fluidet har vært i kondensator [16, 17, 20, 36].



Figur 2-8 Blokk-skjema av en Hybrid syklus [38]

Flere fordeler forekommer med hybrid, grunnet at damp benyttes som mellomvarmeoverføringsmedium mellom sjøvann og arbeidsfluid i en hybrid syklus. En fordel ved å utnytte damp som mellomvarmeoverføringsmedium er det oppstår kondens ved et høyere trykk enn ved bruk av vanlig åpen syklus, grunnet at en dampturbin ikke eksisterer i hybrid syklus. Høyere trykk i kondensere fører til besparelse av kraft som i åpen syklus brukes for å komprimere ikke-kondenserbare gasser fra systemet, men deler av energien blir benyttet for pumpen i lukket syklus. Andre fordeler som forekomme ved hybrid syklus er at det vil føre til mindre biologiske forurensning i fordampere enn i en lukket syklus[20].

Problematikken til hybrid syklus er at kraftproduksjon og vannproduksjon er avhengig av hverandre. Problem i enten vann eller kraft produksjonen fører til problem eller komprimert ytelse i motsatt produksjon. Hybrid syklus fører med seg risiko for produksjon av drikkevann som ikke eksisterer ved en åpen syklus, drikkevannet kan bli forurenset av en ammoniakk-lekkasje i varmeveksleren[20]. Alternative hybrid sykluser har blitt foreslått for å fjerne deler av risikoen med forurensing av drikkevann, et eksempel på en alternativ hybrid syklus er illustrert i Figur 2-9. Dette baserer seg på å ha en uavhengig ferskvann produksjonsprosess. Syklusen består av avkoblingsbare strøm- og vannproduksjonskomponenter, som tilfører en fordel ved vann og kraft produksjonen kan kjøres uavhengig av den andre. Alternativ syklus fungerer som to prosesser, varmt sjøvann varmer opp ammoniakk i en fordampere. Ammoniakkdamp går inn i en vanlig lukket syklussystem, og varmt sjøvann går over til en Flasher vist i Figur 2-9. Flasheren lager damp, dampen kjøles ned til ferskvann med samme kalde sjøvann som lukket syklus benytter. Ulempen ved alternativ hybrid syklus er flere komponenter benyttes som fører til høyere kapitalkostnader (CAPEX, capital Expenditures). Andre ulemper er at sjøvann vil gå direkte igjennom fordampere som kan føre til begroing[20, 36].



Figur 2-9 Alternativ Hybrid syklus [37]

2.4 Transport av energi

I dag finnes det hovedsakelig to metoder for å transportere energien som blir produsert på flytende OTEC plattformer. Metode nummer én er å føre elektrisiteten fra plattformen til land via en undersjøisk kraftkabel, mens metode nummer to er å produsere Hydrogen fra elektrisiteten som genereres på plattformen.

2.4.1 Kraftkabel

Plattformene ligger flere km fra området energien skal anvendes, derfor må det utarbeides en metode for å transportere energien til land. Vega har sett for seg at energien skal transporteres via en undersjøisk kraftkabel, men han regner med at det vil ta 20-30 år for å perfektionere teknologien. Utnyttelse av undersjøiske kraftkabler i OTEC systemet har en stor fordel med at offshore vindparker benytter seg av samme prinsipp for å transportere elektrisitet fra offshore til land, og offshore vindparker har fått sterk forbedret forståelse av høyspent undersjøiske kraftkabler i løpet av de senere årene[39].

Det har blitt forsket på potensielle økologiske effekter av en undersjøisk kraftkabel har, bl.a. ved *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE)* [40]. Resultatene av forskningen skal brukes for å hjelpe Bureau og vurderer hvilke strategier som skal anvendes for å unngå eller redusere eventuell effekt på maritimt dyreliv fra kabler knyttet til offshore teknologier. Studien kom frem til at mer arbeid er nødvendig for å få full forståelse av hvordan prosjekter, ved at prosjektene blir klar over at det må tas hensyn til at kraftkabelens påvirkning på undersjøisk liv[40]. Selv om det må forskes mer for å anslå hvilke konsekvenser kraftkabel har på undersjøisk liv, er det kjent at kraftkabelen kan påvirke arter som er følsomme for elektrisitet- og magnetiske felt. For å forhindre stor skade på artene har det blitt laget en kabelinsolasjon som er tilnærmet effektiv for å forhindre elektrisk felt.

Den største tekniske utfordringen ved å benytte undersjøisk kraftkabel ligger i hvordan kabelen skal utformes, det er tenkt at kabelen skal følge utformingen av fordøyingsystemet til OTEC anlegget. Det er tenkt at kabelen skal gå helt ned til havbunnen. Kabelen skal trekkes langs havbunnen helt inn til land. Kabelen har også et avansert drift og vedlikehold system. Grunnet at kabelen er plassert under vann må vekst av alger og andre forskjellige organismer fjernes, pluss at kabel ettersyn og vedlikehold må

håndteres av dykkere. Operasjoner under vann krever en mer avansert teknologi, og av den grunn vil kostnadene øke.

Fordelen til kraftkabel versus hydrogen produksjon er kabelens evne å levere elektrisitet direkte til strømnettet uten å måtte bli lagret og transportert med båt til land.

2.4.2 Hydrogen

Ved å bygge OTEC anlegg flere hundre km fra land kan det bli problemer med å transportere energien som produseres til områdene hvor energien skal benyttes. Energien kan transporteres via elektriske, kjemiske, termiske eller elektrokjemiske bærere. En av teknologiene som studeres mest er produksjon av hydrogen fra elektrisiteten som et OTEC anlegg produserer. Hydrogen transporteres i væske form, et eksempel på hva hydrogen kan bli benyttet til er som drivstoff i transportsektoren. Produksjon av hydrogen vil hjelpe mot verdens avhengighet av oljereservene, hydrogenproduksjonen fungerer som en fornybarkilde. Grunnen til hydrogenproduksjonen er fornybar er at OTEC produserer elektrisitet fra havvarme som igjen kommer fra solenergi [29, 41]. Og når energien i hydrogen blir omsatt i en brenselcelle, vil utslippet kun bestå av vann og energi[42].

Et anlegg på 100 MW er estimert til å ha en kapasitet til å produsere 1300 kg/h flytende hydrogen ved en elektrolyse[29]. Metoden for å produsere hydrogen er å elektrolysere vann (H_2O), vannet blir splittet opp for å generere hydrogen(H_2) og oksygen(O_2). Elektrisiteten går over til kjemisk entalpi, effektiviteten på energi forvandlingen ligger mellom 85 til 90 % [41]. Prinsippet til elektrolyse er at elektrisk strøm tilføres vann mellom to elektroder. Hydrogen og oksygen splittes og går mot hver sin elektrode, hydrogengassen går til negativ elektrode og oksyngengassen til positive elektroden. Det som skjer er at det blir dannet positive og negative ioner som tiltrekkes av elektrodene, og det vil da skje en reduksjon (negative) og oksidasjon (positiv) ved elektrodene. Negative ioner avgir elektroner til positive elektroden, samtidig som positive elektroner tar opp elektroner fra negativ elektroden. Antall elektroner avgitt og tatt opp er lik[42, 43].

Studier har indikert at produksjon av hydrogen på et OTEC anlegg kan være økonomisk konkurransedyktige med fossilt brensel, ved anlegg som er større enn 100 netto MW elektrisk energi levert[41].

Det har blitt gjort en studie for å se om mange OTEC anlegg kan være et supplement til hydrogen til verdens hydrogen behov. Studien har hovedsakelig fokusert på de tekniske og økonomiske sidene. I studien er det antatt at petroleum vil være en dyr og sjelden råvare i år 2050. I studien ble det videre konkludert med at OTEC er en teknisk og økonomisk metode for produksjon av hydrogen i en ikke-oljebasert fremtid. Hydrogen produksjon ved bruk av OTEC anlegg er miljømessig bærekraftig, og konkurransedyktig med andre fornybare teknologier[44].

2.5 Fordeler med OTEC

OTEC teknologien fører med seg mange fordeler, men den største er Baseload elektrisitet. Det betyr at OTEC produserer elektrisitet kontinuerlig gjennom hele døgnet (24/7) uansett vær og andre forhold[18]. Baseload elektrisitet er en uvanlig egenskap blant fornybare energikilder, f.eks. er vindmøller avhengig av riktige vindforhold for å klare å produsere energi. Produksjon av energi fra OTEC er ikke begrenset av land, kystlinjer, menneskelig påvirkning eller vann[45]. Baseload er en stor fordel for små øy-kolonier som har små strømnnett, øy-koloniene har ikke store muligheter for å lagre energi. Derfor er Baseload en stor fordel med at øysamfunnet ikke er avhengig å lagre energien[18].

OTEC er dispatchable, det betyr at produksjonen kan trappes opp eller ned i løpet av noen sekunder etter hva strømmeterspørsel er i markedet. Ved at OTEC er dispatchable gjør det at teknologien er komplementær til andre fornybare energikilder som er avhengig av vær og andre klimaforhold, OTEC vil bidra til å opprettholde stabilitet i strømnettet[45]. Som nevnt i kapittel 2.7 *Potensial* kan OTEC

produsere 10 TW, dermed blir det en ekstrem stor fordel med tanke på å bytte ut fossilt brensel med fornybart.

I tillegg til å kunne produsere store mengder energi har OTEC flere biprodukter som kan påvirke verden i en positiv retning. Viktigste biproduktet er rent drikkevann, OTEC er hovedsakelig tenkt å plasseres ved ekvator. Områder rund ekvator har høy temperatur og ofte lite tilgang på rent drikkevann. I følge Dr. Ted Johnson vil et 100 MW flytende OTEC anlegg produsere 120 millioner liter ferskvann pr. dag[3]. I følge norske og engelske myndigheter er det da nok til gi 60 millioner mennesker anbefalt vannmengde om dagen, myndighetene anbefaler å drikke mellom 1.5-2 liter hver dag [46]. OTEC – produsert ferskvann har bedre kvalitet og lavere produksjonskostnad enn standard avsaltingsanlegg[18] Freskvannsmengden variere i henhold hvilken type OTEC anlegg som benyttes, åpen syklus produserer mest rent drikkevann mens lukket syklus produser ingenting. For å få vannproduksjon fra en lukket syklus må ett ro (revers osmose) system.

For å få vannproduksjon fra lukket syklus må andre teknologier som revers osmose benyttes, fordelene med å bruke dette alternativet er at lukket syklus produserer mer elektrisitet enn åpen, men som nevnt over er ferskvann fra OTEC anlegg bedre enn fra vanlig avsaltingsmetoder. Derfor må det tas ett valg om hva som er mest nødvendig for området hvor anlegget skal bygges.

OTEC kan også tilføre matproduksjonen mye, og det er en uvanlig egenskap for et anlegg som produserer elektrisitet. Grunnen til at OTEC kan tilføre matproduksjonen noe er at anlegget pumper opp store mengder kaldt sjøvann som er veldig næringsrikt. Dr. Ted Johnson har sagt at det blir pumpet opp fire km³ næringsrikt vann hvert år med ett anlegg på 100 MW, det er nok næring til å produsere 70 tonn skaldyr kjøtt hver eneste dag [2].

OTEC har ikke bare egenskapen til å produsere energi, OTEC kan hjelpe med å redusere energiforbruket ved at kaldt vann benyttes i air-condition systemer. Dette fungerer best på plasser der anlegget er i nærheten av land eller på land. Vannet er allerede pumpet opp til overflaten, så det vil kreve veldig lite energi for å benytte vannet til air-condition. Det kan være en energibesparelse på opptil 90 %. Metoden har fått navet Sea Water Air Conditioning (SWAC) [47].

OTEC kan være med å påvirke værphenomener som tropiske orkaner. Flere stiller spørsmål om sammenhengen mellom global oppvarming og orkan aktivitet, men det er vanskelig å vite om en orkan skjer på grunn av global oppvarming eller naturlig sykluser. Men vitenskapelige bevis indikerer på globale oppvarmingen vil gjøre orkanene mer ødeleggende enn de normalt sett ville vært uten global oppvarming. Grunnen er forbindelsen mellom havtemperaturer og kraften på en orkan, kraften øker med temperaturen[48]. Derfor kan OTEC hjelpe med å senke kraften på orkanen ved at anlegget tar ut energi fra havet, som kan være med å senke havtemperaturen.

2.6 Problemer

OTEC har mange fordeler, men det er også flere ulemper/problemer som må tas hensyn til. Hovedutfordringen til OTEC er rørene som må benyttes for å hente kaldtvann på 600-1000 meters dybde. I tillegg til lengden har rørene en stor diameter; det er ikke unormalt med en diameter på 10 meter for større anlegg. Med så store dimensjoner kreves det stor kompetanse og teknologi for å forhindre at rørene kollapser under pumpingen[17]. Som nevnt i kapittel 2.4 har offshore-industrien en del å tilføre innenfor teknologi og kunnskaper som kan være hjelpelige.

OTEC prosessen har flere problemer enn kun det tekniske teknologien krever stort utstyr for å produsere tilstrekkelige mengder med energi. Det fører til at gigantiske rør må benyttes, så store rør blir ofte dyre å produsere og montere. Det er lite gunstig for et OTEC anlegg når akilleshælen er kapitalkostnadene. Ved investering av et nytt prosjekt er det en stor andel som fokuserer mye på kapitalkostnadene, til tross for at OTEC har lave driftsutgifter. Dette er en av grunnene til at det er mindre populært å velge fornybart[49]. Kapitalkostnadene kan øke grunnet mangel på erfaring med å

bygge storskala OTEC anlegg. Et av problemene som kan øke driftsutgiftene betraktelig er organismer og begroing inne i anlegget. Ved innpumping av sjøvann kan diverse organismer bli sugd inn i anlegget og feste seg fast på kjølere og varmevekslere. Dette fører til at et valg må tas, enten må en teknologi for å rense vannet frembringes eller så må deler byttes ut[17]. Det ligger mange problemer med opppumping av sjøvann; når store mengder vann skal hentes opp til overflaten krever det storpumper som bruker mye energi. Det fører til at virkningsgraden går betraktelig ned siden pumpene bruker 20-40 % av elektrisiteten som genereres i prosessen[29].

Rørene til OTEC transporterer opp store vannmengder som kan påvirke miljøperspektivet på flere måter. Det kan få en stor innvirkning på livet i havet, samtidig som temperaturer og strømninger kan endres. Det er også en ukjent risiko for maritimt liv i dybden og langs bunn, grunnet at det ikke er en velprøvd teknologi i stor skala. Problemene rundt miljøperspektivet blir gått i gjennom i kapittel 2.8 [17]. Klima rundt anleggene gjør at store problemer kan forekomme, anleggene må ta hensyn til saltvann (rusting) og tropiske stormer [49]. Tropiske stormer fører til tekniske utfordringer med å klare å holde flytesystemet og undersjøiske kraftkabler festet. En av de største utfordringene til OTEC ligger i hvordan energien skal transporteres fra produksjonsområdet til området hvor energien behøves. Det diskuteres hva som er best av å legge kraftkabler eller å produsere hydrogen. Ulempen for begge er at kapitalprisen blir betraktelig høyere med begge systemene[29].

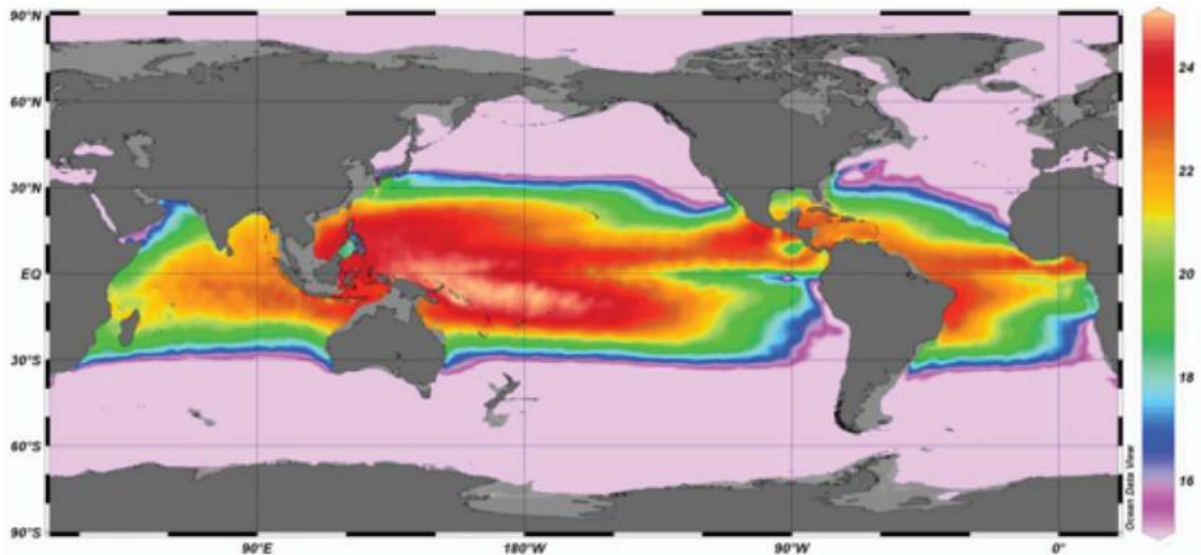
2.7 Potensial

Det har blitt estimert at OTEC har et potensial på 300 EJ/år, hvilket tilsvarer hele 90 % av potensialet til energi fra havet [17]. 300 EJ/år er kun en teoretisk mengde energi som kan tas ut, OTEC kan ikke ta ut slike mengder uten å påvirke strukturen i havet. Rajagopalan and Nihous konkluderer i artikkelen "Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean general circulation model" at OTEC maksimale ressurs ligger på 30 TW[21]. Det blir estimert at det kan produseres ca. 10 TW uten å ha noen på virkning på klimaet[4], det tilsvarer ca. verdensenergiforbruk i dag. Det er forventet at verdensenergiforbruk vil komme opp på 11.5 TW i år 2030 [5]. Vega har estimert at OTEC har ett ressursanslag på rundt 1000 TW, Vega har kommet frem til anslaget ved å bruke en del antagelser. Vega bruker ikke gjennomsnittlig solenergi (240 W/m^2) som verdenshavene absorberer, men Vega benytter istedenfor en verdi på 95 W/m^2 som er et eksempel på naturlig omdannelse av solenergi til laten varme. Syklus effektiviteten til OTEC som Vega benytter i sine beregninger er 3 %, over ett område med et areal på 370 millioner km^2 med havoverflate [50]. Utregningen til Vega er vist i ligning 2.1:

$$\frac{95 \text{ W}}{\text{m}^2} * 370 * 10^6 \text{ km}^2 * 10^6 \text{ m}^2 / \text{km}^2 * 0.03 = 1054 \text{ TW} \quad (2.1)$$

Ifølge William H. Avery og Chih Wu er den øvre grensen av produksjon OTEC kan drifte med en kontinuerlig drift er uten betydelige miljøpåvirkninger er på 190 kW over ett område på 100 millioner km^2 i tropiske hav. Noe som indikerer på at maksimale resursen til OTEC er 19TW ifølge Avery og Chih [50].

For å velge et sted for OTEC må flere hensyn ses på f.eks. termiske ressurser, havets batymetri (informasjon om forholdene under vannet f.eks. bunnforholdene, dybde), politiske faktorer og alt fra logistikk til sosioøkonomiske faktorer[51]. OTEC krever en delta Temperatur (ΔT) på minst 20° C for å produsere elektrisitet, Figur 2-10 illustrerer hvor i verden det er varmt overflatevann[4]. Figuren viser at potensialet til OTEC ligger i områdene rundt ekvator og i tropene. I figuren er det forskjellige farger på havet. Fargene illustrerer temperaturen i havet, hvor mørkere farge betyr høyere temperatur. Området som er farget tilsvarer omtrent 60 millioner kvadratkilometer som er tilgjengelig for OTEC. Figuren viser at OTEC har et stor potensial i utviklingsland i Afrika samt i land som Filippinene og flere arabiske/persiske land. Dette er land hvor tilgang på rent drikkevann er lave, med OTEC sine evner til å produsere ferskvann vil bygging av anlegg føre til store fordeler for landene. Andre land som har et stort OTEC potensial er Brasil, Japan, USA (i den sørlige delen av landet) og India [3, 4, 17, 31].



Figur 2-10 Kart av verden som viser temperaturen i havene. Hvor mørkere farget på havet hvor høyere er temperaturen[52]

Et argument som gjør at OTEC har ett stor potensial, er at OTEC kan tilføre eksterne og isolerte samfunn fornybar energi, i tillegg til at samfunnene blir delvis energi uavhengig[51]. Øystater har stort økonomisk potensial av OTEC, siden flesteparten av statene ikke har store kilder for kraftproduksjon og derfor må importere diesel. Ved import av diesel for kraftproduksjon vil strømprisene bli høye, prisene blir over 0.30 USD pr. kWh. Ved at OTEC kan kombineres med andre funksjoner som air-condition og ferskvannproduksjon, blir OTEC mer attraktiv for øystatene[4]. Det er estimert at et anlegg på 1 til 10 MW vil generere nok elektrisitet til de fleste små stillehavsøyene, mens i industrialiserte land med større befolkning kreve anlegg opp mot 100 MW. Ved anlegg på 1 til 10 MW kan det produseres 1700 til 3500 m³ ferskvann hver dag, dette er nok til et lokalsamfunn opp til 100 000 mennesker[51].

Tabell 2-1 er en liste med ulike øy nasjoner. Tabellen viser hvilke temperaturforskjeller det er mellom varmt og kaldt vann ved et spesifikt land. Tabellen viser også hvor langt ut det er fra oppgitt temperaturforskjell og til land. Som det kan lese av i tabellen trenger noen land kun å gå én km ut for å finne optimal temperaturforskjell for ett OTEC anlegg. Tabellen viser også hvor mange mennesker som lever i det angitte landet. Videre ser man av tabellen at OTEC har et potensial til å hjelpe mange millioner mennesker med strøm, vann og andre fordeler som OTEC fører med seg.

Tabell 2-1 viser hvilke land som har OTEC potensial og hvilke avstander det er fra krevd temperaturredifferanse til land [53]

Country/Area	Temp. Diff (°C) between 0 and 1000 m	Distance from Shore (km)	2010 Population (million)
Africa			
Benin	22-24	25	8.8
Gabon	20-22	15	1.5
Ghana	22-24	25	24.4
Kenya	20-21	25	40.5
Mozambique	18-21	25	23.4
São Tomé and Príncipe	22	1-10	0.2
Somalia	18-20	25	9.3
Tanzania	20-22	25	44.8
Latin America and Caribbean			
Bahamas, The	20-22	15	0.3
Barbados	22	1-10	0.3
Cuba	22-24	1	11.3
Dominica	22	1-10	0.1
Dominican Republic	21-24	1	9.9
Grenada	27	1-10	0.1
Haiti	21-24	1	10.0
Jamaica	22	1-10	2.7
Saint Lucia	22	1-10	0.2
Saint Vincent and the Grenadines	22	1-10	0.1
Trinidad and Tobago	22-24	10	1.3
U.S. Virgin Islands	21-24	1	0.1
Indian and Pacific Ocean			
Comoros	20-25	1-10	0.7
Cook Islands	21-22	1-10	0.0
Fiji	22-23	1-10	0.9
Guam	24	1	0.2
Kiribati	23-24	1-10	0.1
Maldives	22	1-10	0.3
Mauritius	20-21	1-10	1.3
New Caledonia	20-21	1-10	0.3
Philippines	22-24	1	93.3
Samoa	22-23	1-10	0.2
Seychelles	21-22	1	0.1
Solomon Islands	23-24	1-10	0.5
Vanuatu	22-23	1-10	0.2

I tillegg til et potensial innenfor energi har OTEC et stort potensial innenfor ferskvannsproduksjon, akvakultur og som air-condition. Ved ett 10 MW flytene OTEC kan det bli produsert 120 million liter

ferskvann hver dag, og opp pumping av fire km³ næringsrikt vann som er nok næring til 70 tonn skalldyr kjøtt hver dag[3]. Potensialet innenfor ferskvannproduksjon varierer i forhold til teknologi som anvendes, valg av teknologi må bestemmes etter hvilke behov området hvor anlegget bygges.

OTEC teknologien kan utnyttes flere plasser enn i nærheten av havet siden OTEC kun krever en varmekilde som er over 20 ° C. Dr. Lars Golmen har foreslått å utnytte utslippsvannet fra kjernekraften som varmekilde til et OTEC anlegg[3]. Det er også ett potensial i spillvarme fra Industrier, i Norge har det blitt gjort en undersøkelse for å finne hvor mye energi det ligger i spillvarme med en temperatur på over 25° C. Undersøkelsen konkluderte med at Norge har ett potensial på ca. 19.4 TWh/år [54]. Andre metoder som er foreslått er å lage dammer som fanger energien fra solen for så å bruke i ett OTEC anlegg[3]. OTEC kan også brukes på vann som kjøler ned båtmotorer. Calnetix har utviklet et system ved navn Hydrocurrent som fungerer på lik linje med et OTEC anlegg. 8 september 2014 hadde Calnetix en pressemelding om Hydrocurrent, i pressemeldingen ble det informert om at de har klart å produsere 125 KW netto elektrisk kraft ved å bruke varmen fra Jacket water (avløpsvann fra motor) [55]. I Norge er det er planlagt å bygge et datasenter i fjell, datasenteret trenger kaldt vann for å kjøle ned serverne. Det er planlagt å hente kjølevannet fra elvene, kjølevannet blir transport tilbake til elven etter avkjøling av servere. Det kan ligge et OTEC potensial i kjølevannet som har blitt varmet opp. Hvis temperaturen og mengden vann er høy nok er det et potensial, kaldt vann til OTEC anlegget kan hentes fra samme elv som datasenteret hente kjølevann fra[56].

2.8 Naturkonsekvenser

I forhold til et tradisjonelt kraftverk er OTEC «snille» når det gjelder miljøbelastning, men det betyr ikke at det ikke eksisterer noen potensielle miljøtrusler ved å benytte OTEC teknologien. [4]. På 70-tallet sa Zener følgende: “Society will not allow any large-scale activity without a prior examination of potential environmental effects.”[50]. I ettertid av Zeners uttalelser har det blitt gjennomført flere undersøkelser på miljøpåvirkninger ved anvendelse av OTEC. Miljøpåvirkninger ved OTEC er hovedsakelig spesifikk for området anlegget plasseres. Flytende OTEC anlegg vil ha lignende miljøkonsekvenser som andre offshore strukturer, i kraft av sin fysiske tilstedeværelse. OTEC vil ikke gi rutinemessige kjemiske forurensninger, men kan påvirke det marine miljøet gjennom oppvarming av vann og utslipp av giftige kjemikalier (arbeidsmediet)[4]. Negative virkninger kan reduseres ved forsiktig valg av plassering og prosjektering (inkludert elementer som strukturell design, materialer, konstruksjon teknikker og driftskrav). Noen av de viktigste miljøpåvirkningen vil bli sett på i underkapitlene.

2.8.1 Upwelling av næringsrikt dypt havvann

Teknologien til OTEC er basert på å pumpe opp varmt og kaldt vann, ved å pumpe opp av kaldtvann og slippe det ut i en høyere overflate vil det skape en kunstig upwelling. Upwelling betyr at dypere og kaldere vann blir løftet mot overflaten, kaldere vann er rikere på næring [57]. Denne prosessen vil føre til at økt vekst av plankton i havoverflaten, som igjen fører til økt fiskebestand. Upwelling fører dermed til endring av maritimt liv i havoverflaten, men dette ses som en positiv bivirkning. Som nevnt i «kapittel 2.4 fordeler» vil ett 100 MW anlegg tilføre nok næring til 70 tonn skalldyr hver dag, som kan benyttes i matindustrien. Det er flere fordeler ved å øke mengden av plankton i havoverflaten, plankton kan absorbere CO₂ fra atmosfæren og være med på å redusere global oppvarming [58]. Til tross for at økt mengde av plankton er en forstyrrelse i det naturlige systemet, kan visse typer plankton fungere som en termostat for jorden. Plankton skiller ut svovelholdig gass som bidrar til naturlig sur nedbør, og gassutskillelsen er temperaturbetenget. Dette er grunnen til at plankton kan fungere som en termostat for jorden[59]. Det er ikke bare positive reaksjoner med upwelling, økt næringsrikt vann kan påvirke negativt for naturlige økosystemer som er beregnet for områder med lavt næringsrikt vann. Økosystemer med naturlig lavt næringsstoffer er typiske for tropiske hav[4].

2.8.2 Organismer i systemet

OTEC teknologien er som nevnt avhengige av store rør for å få tilstrekkelig vannmengder. Rørdiametrene blir ekstremt store. Rørdiameter på opptil ti meter vil føre til at store og små organismer kan bli sugd opp inn i anlegget. Organismer kan bli sugd inn i både varm og kald del av prosessen[4]. Rørene har ett gitter/sikt for å forhindre inntak av større organismer som fisk [17] selv om gitter/sikt benyttes er inntak av organismer ansvarlig for den største dødeligheten av marine organismer ved kystverk hittil[4]. Organismene vil bli utsatt for biocider, fysisk påvirkning (akselerasjon, forstoppelse, skjærkrefter og slitasje), og temperatur og trykk sjokk. Oppstrømmet kaldt vann vil føre til høyere dødelighet ved at mengden av organismer øker [60]. Derfor må plassering av anlegget bli tatt hensyn til for å redusere dødeligheten.

2.8.3 Lavere overflatetemperatur

Muligheten for at oppumpet kaldt vann kan endre havtemperaturen ble diskutert allerede på slutten av 70 tallet, men endringer i havtemperaturen over store havområder virker å være minimale[61]. Havtemperaturen nært ett OTEC anlegg kan bli redusert ved kontinuerlig bruk av varmt overflatevann og kaldt dypvann over en tidsperiode, ved stor samling av OTEC anlegg vil havtemperaturen reduseres over et større område[4]. Utslipp av kaldt vann vil skape en sky av synkende vann, kaldt vann synker på grunn av at det har høyere tetthet enn varmt vann[62]. Konsekvensen av OTEC anlegg er at temperaturen i havoverflaten reduseres, mens temperaturen i dybden økes[4]. Gerard C. Nihous har kjørt simuleringer for å se om potensielle temperatur forstyrrelser genereres av massive sjøvannsstrømmer. Figur 2-11 sammenligner temperaturprofil til referansesenarioet og profilen til vann etter å ha blitt påvirket av OTEC med en blandingslag brukstid på ti år. Figuren viser at temperaturen øker i de forskjellige lagene med påvirkning fra OTEC[63].

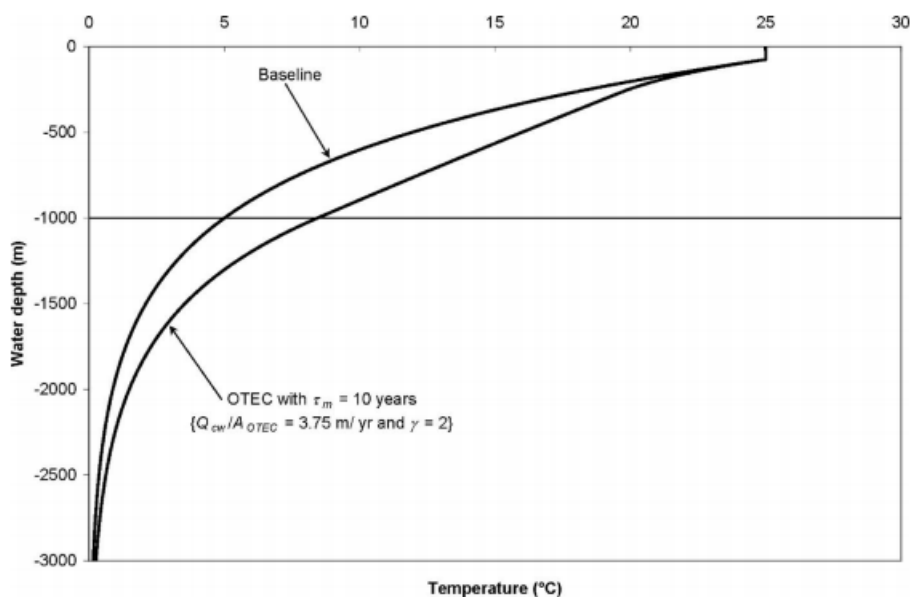


Fig. 4 Steady-state oceanic temperature profiles: base line, or with large-scale OTEC operations (standard conditions and deep seawater flow rate per unit area of 3.75 m/yr)

Figur 2-11 Sammenligning av temperaturprofiler. [63]

Temperaturendring i havet kan føre til høy dødelighet blant koraller og fisker, det er kjent at temperaturendringer på bare 3-4 ° C er katastrofalt for korallrev[4]. Jordens havtemperaturer har økt de siste tiårene[64], og økning på havtemperaturen bidrar til økt korallblekning[9]. Korallblekning betyr at koraller mister fargen og vil dø hvis stress mengden ikke reduseres[65]. The National Center for

Athmospheric Research (NCAR) og Pew Center on Climate Change har lagt frem en rapport som konkluderer med at halvparten av korallrevene vil være ødelagt av temperaturøkning, forurensning, overfiske og overdreven turisme [66]. Ved at jordens havtemperatur har økt er det ikke like sikkert at konsekvensen ved redusert overflatetemperatur fra OTEC er like skadelige for koraller. Disse effektene må undersøkes før OTEC er implementert i stor skala.

Temperaturendringer kan ha en positiv innvirkning på orkaner. Vitenskapelige studier viser at kraften på orkanen øker med temperaturen[48]. Orkan dannelse skjer ved at et relativt svakt tropisk lavtrykk utvikler seg til uvær med høy vindhastighet, for at orkan dannelsen skal skje kreves høy sjøtemperatur (over 27° C)[67]. OTEC teknologien fører til reduisering eller fjerning av orkaner når temperatur droppet er høyt nok, derfor kan OTEC minimere alvorlighetsgraden av kraftig uvær i orkan-utsatt øya områder av Atlanterhavet, Stillehavet og Det indiske hav.

2.8.4 Andre påvirkninger av et OTEC anlegg

Delkapittel 2.8.1-2.8.3 er miljøkonsekvensene som er vanligst ved OTEC teknologi, men det er flere andre konsekvenser som kan forekomme ved utnyttelse av OTEC. I delkapittel 2.8.4 blir det sett på andre miljøpåvirkninger som kan tilføres ved å utnytte OTEC teknologien.

2.8.4.1 Endring av hav sirkulasjoner

Det blir antatt at OTEC anlegg kan endre bølger eller havsirkulasjonsmønstre. Ved å endre bølge eller havsirkulasjonsmønstre kan sediment transporten endres. Sediment endring kan påvirke habitat og/eller tilgjengeligheten og fordeling av matressurser for et bredt spekter av marine organismer [68].

Det blir spekulert i om temperaturendringene i havet kan påvirke havsirkulasjonene. Havsirkulasjoner kan være tetthetsdrevet. Tetthetsdrevet sirkulasjon skyldes forskjellige tettheter på sjøvann i forskjellige områder, tettheten avhenger av temperatur og saltkonsentrasjonen. Kaldere vann har høyere tetthet enn varmere. Sirkulasjon fungerer ved at varmeenergien som treffer havet rundt ekvator blir transportert mot polene. Hvis det er mindre temperaturskjell på havtemperaturen mellom polene og området rundt ekvator er det stor sannsynlighet for at sirkulasjonen reduseres[69]. Derfor må det forskes på hvor mye energi som kan tas ut av havet for å forhindre påvirkninger på havsirkulasjonene.

2.8.4.2 Kjemikalie utslipp

Lukket OTEC anlegg benytter et arbeidsfluid som for eksempel ammoniakk og klor for å drive prosessen. Dette er giftige kjemikalier som kan gjøre store skader på lokale miljøet hvis det blir sluppet ut. Systemet er konstruert for at det skal være null utslipp, men alvorlige hendelser kan forekomme. Eksempler på hendelser er større sammenbrudd, kollisjon med et skip, en større 100-års storm, terrorisme, eller store menneskelige feil. Utfallet for et utslipp vil variere etter type, volum og frekvens. Kjemikalier kan svelges og drepe marine organismer, varigheten av virkningene fra ett utslipp vil avhenge av størrelsen på frigivelsen [4].

2.8.4.3 Elektromagnetiske felt

For å transportere elektrisitet fra OTEC anlegg til land kan en kraftoverføringskabel benyttes, og denne kraftkabelen overfører vekselstrøm og likestrøm. Overføringen kan påvirke arter som er følsomme for elektrisitet og magnetiske felt. Det forskes på hvilken effekt en kraftkabel har på maritimt liv, hovedandelen av forskningen er det vindkraft som står for. Kraftkabelen til vindkraft er lik kraftkabelen til OTEC. Kabelisolasjon er tilnærmet effektiv for å forhindre elektriske felt, mens magnetiske felt ikke blir helt isolert av kabelisolasjon. Elektromagnetiske stråling fra kabelen er innenfor rekkevidden til arter som er følsomme for elektriske og magnetiske felt. Eksempler på dyr som kan påvirkes av elektromagnetiske stråling er brusfisk, stør, laksefisk og marine pattedyr[70].

2.8.4.4 Strukturpåvirkning

Fysiske og biologiske effekter kan påvirkes av OTEC. Ved økt næring rundt anlegg kan dyrenes bevegelsesmønster bli påvirket. Fiskestimer kan bli tiltrukket av mattilgang som plankton og virvelløse dyr, og fiskestimer tiltrekkes seg byttedyr. Dette fører til at sammensetning av arter i områder ved et anlegg kan bli endret. Et av byttedyrene som tiltrekkes av fiskestimer er fugler, dette kan føre til at marine fugler endre flygende mønstre og lokal distribusjon. Dykking etter fisk kan føre til kollisjon mellom fugler og OTEC deler, arter av marine organismer og fisk risikerer også kollisjon med OTEC deler. Det er også en risiko for at lysene på OTEC strukturer tiltrekker sjøfugler, som fører til kollisjon med selve anlegget. Dette kan føre til alvorlig trussel av marine habitat på bestemt sted. På lang sikt kan dette ha en betydelig innvirkning på fordelingen av arter i den bestemte plasseringen[61].

2.8.5 Simuleringer for å se effekten til OTEC har på havet

En utfordring med OTEC er at det har en lav termisk virkningsgrad på kun 3%. For å få tilstrekkelig med energi er OTEC avhengig av svært store sjøvannmengder. Gerard C. Nihous har gjort en litteraturstudie på hvor stor effekt OTEC kan tilføre verden. I denne, litteraturstudien var det gitt ett bredt spekter av estimater på 10-1000TW. På grunn av påvirkning fra OTEC på den atlantiske termohaline sirkulasjonen (THC), er det begrensning på OTECs ressurs potensial og derfor kan ikke OTEC overskride ett hvis antall TW. Det er sett på to forskjellige analysetyper for se hva som kan forventes av påvirkninger fra OTEC. Analyse metode 1 var en endimensjonal som er skrevet av Gerard C. Nihous. Mens metode 2 er skrevet av Krishnakumar Rajagopalan og Gerard C. Nihous, metoden er ocean general circulation models. Metode 2 er forventet å være mer nøyaktig enn metode 1. Selv om metodene kommer med resultater er ikke analysene nøyaktig nok for å kunne gjøre slutt konklusjoner om påvirkningen fra OTEC, men de lager et estimat på hvordan påvirkningene bli.

2.8.5.1 Påvirkninger bevist fra en endimensjonal analyse (METODE 1)

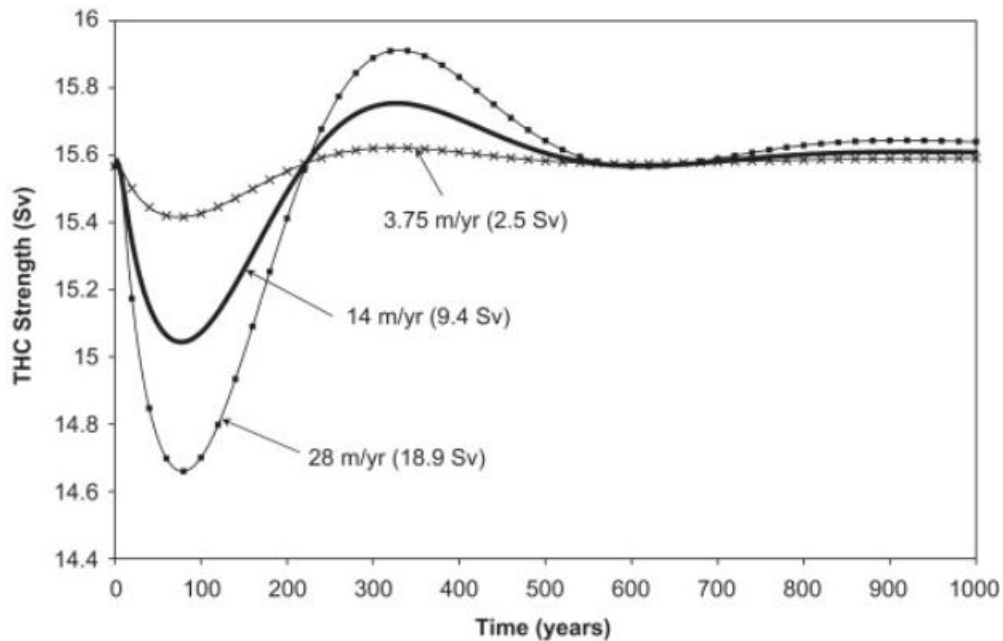
Det har blitt simulert en endimensjonal (1-D) analyse av OTEC under moderate konservative standardiserte betingelser. Det er antydnet at interaksjon mellom OTECs vannstrømmer og den termiske strukturen av den tropiske vannsøylen vil nå et kritisk punkt. Dette skjer når tilbaketrekingen av dypt kaldt sjøvann fra et OTEC anlegg er i samme størrelsesorden som den oppgående strømmen av polart vann. Selv om bakgrunnen for oppstrømning er en forenkling som er akseptabelt i en 1-D analyse, hører konseptet til en større global sirkulasjon [71].

Termohalin sirkulasjon (THC) er en av havstrømmene, den er drevet av varmekraft og ferskvann i havoverflaten, og påfølgende indre blanding av varme og saltnivå. Varmt overflatevann trekkes mot polene, og i de kalde regionene er vanntetthet ved havoverflate på det høyeste, dette fører til senkning av vannet som igjen fører til sirkulasjon. Varmt overflatevann som har blitt avkjølt vil føre til senkning av vannet som er kaldest (kaldtvann har høyere tetthet enn varmtvann), som vil spre seg ut langs de nedre lagene i havet som forårsaker oppstrømning av vannet et annet sted. Sirkulasjonen opprettholdes av ubalanser i temperatur og saltholdighet i havene [72].

Stabiliteten av THC har blitt diskuterte fra starten av 60-tallet og frem til i dag. Simuleringer ble gjennomført for å estimere ressursen til OTEC. Modellen så på to forskjellige scenarier. Scenario en er at varmetilførsel er konstant, mens nummer to var at varmetilførselen endret seg med tiden. Varmekilden kan endre seg overtid grunnet globaloppvarming.

I modellen som ble benyttet for varmekilden uten globaloppvarming er havstrømmene til OTEC og THC kombinert på grunn av at styrken av THC ($q: m^3/s$) blir bestemt dynamisk. Det er forventet at THC vill bli maksimalt forstyrret hvis OTEC strømmen blir startet ved tidspunkt 0. For å teste dynamisk stivhet av modellen valgt Nihous å bruke verdiene 3.75, 14 og 28 m /år. Verdiene er OTEC kaldtvannstrøm (m^3/s) delt på overflate arealet av modelbox (m^2). Overflate arealet i denne studien er satt etter hvor det er egnet å ha OTEC i Atlanterhavet. Det viste seg at kun halvparten av havet egnet seg for OTEC drift. Figur

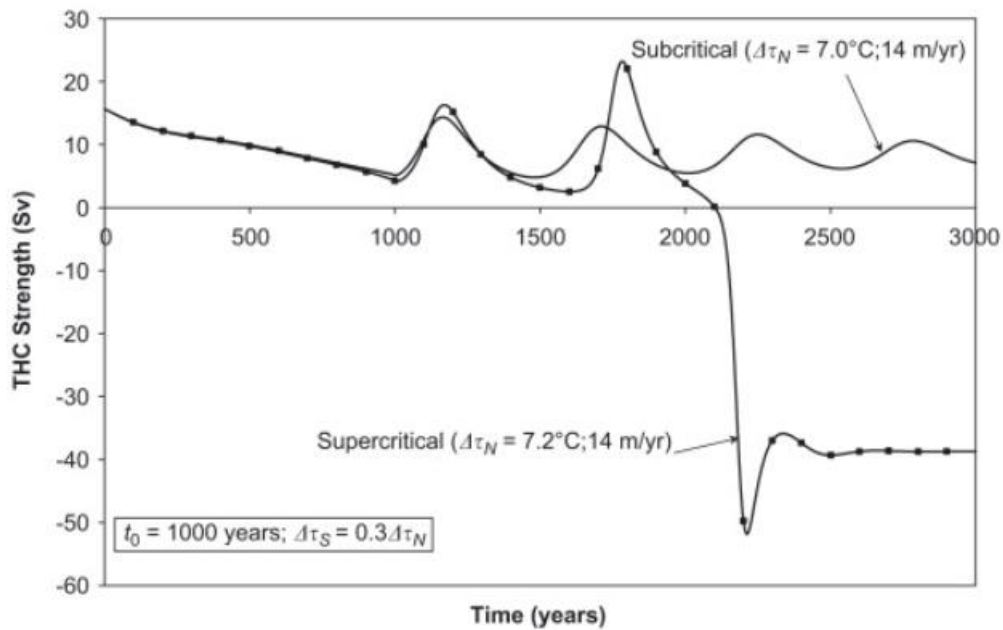
2-12 viser styrken på THC over ett tidsforløp, svingningene øker med mengde kaldt sjøvann som blir pumpet opp. Det som kan ses ut i fra figuren er derimot at svingningene ikke varierer mer enn en Sv, og etter 500 år vil svingningene stabiliseres. Så lenge THC er sterk nok viser den enkle modellen at OTEC ikke vil påvirke THC i stor grad. Årsaken til dette resultatet ligger i rammen for denne enkle modellen. OTEC strømmene blir summert til null gjennom vannsøylen grunnet at vannmengden samsvarer nøyaktig med dype og overflate sjøvannsinntaket. Dette gjør at simuleringene ikke blir helt realistiske, og at nåværende tilnærming ikke kan benyttes for tilpasningsstrategier siden de fleste parameterne for OTEC er bestemt[71].



Figur 2-12 THC styrke etter en brå (trinnvis) implementering av OTEC operasjoner [71].

Ved å se på potensialet til store OTEC operasjoner spredd over tropiske hav blir det antatt at det må skje over tidsskalaer over hundre år. For å ta hensyn til polare effekter fra global oppvarming blir ikke tropical relaxation temperature endret i simuleringene. Grunnen for valget er et ønske å gjenspeile verst tenkelig scenario hvor THC kan bli destabilisert.

Nihous kjørte enn stabilitetsanalyse av THC i henhold til global oppvarming med påvirkning fra store OTEC anlegg. Det ble valgt å se på et enhetsareal på 14 m/år, det ble på lik linje som modellen over ble det vist at store OTEC operasjoner ikke påvirker enn sterk THC. Selv om de ikke påvirker sterke THC kan OTEC øke destabiliseringen av en svak sirkulasjon. Dette blir illustrert i Figur 2-13, hvor den kritiske overgangen for en maksimal økning av polar temperatur fra global oppvarming skjer med ca. 0.3 °C lavere med OTEC. For underkritisk (subcritical) THC vil kurven svinge over tid, mens ved superkritisk vil THC reversere. Styrken vil bli høyere enn dagens verdi som er på ca. 15.6 Sv[71].



Figur 2-13 Kritisk overgang av THC for asymmetriske høye breddegrader oppvarming scenarier ($t_0 = 1000$ yr, $\Delta\tau_S = 0.3\Delta\tau_N$) og Otec kaldt sjøvann strømmer per arealenhet økende 0-14 m / år i løpet av 1000 år.

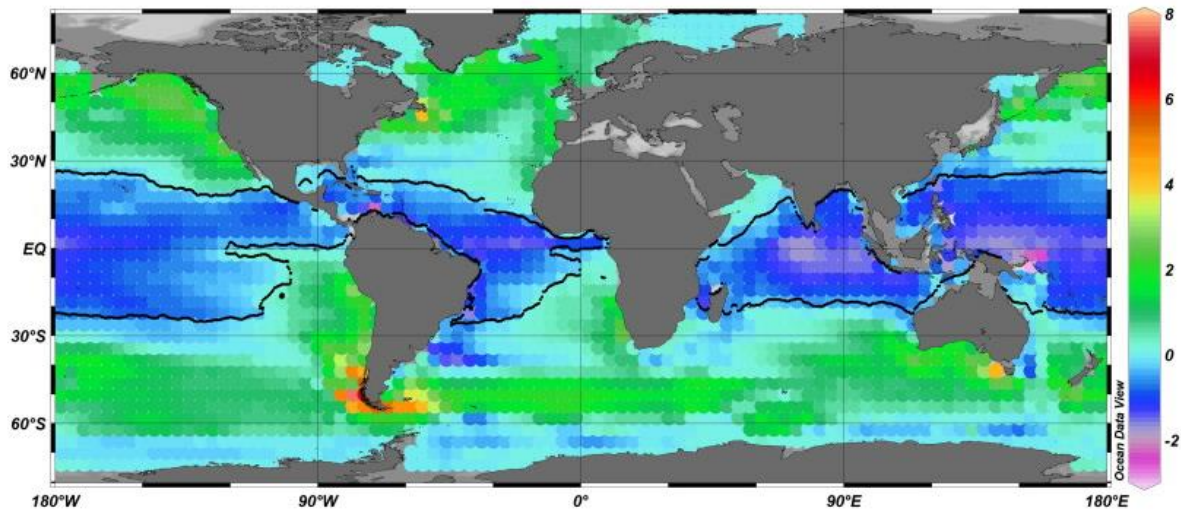
Nihous konkluderer i rapporten «An estimate of Atlantic Ocean thermal energy conversion (OTEC) resources» at store OTEC operasjoner har minimal effekt på den samlede THC styrken. Men har en mulighet for destabilisere svake sirkulasjoner. Og ved dagens global oppvarmingstrend vil tilgjengelig OTEC temperaturforskjell reduseres[71].

2.8.5.2 Simulering med Ocean General Circulation Models (OGCMs) (METODE 2)

I artikkelen "Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean general circulation model" av Krishnakumar Rajagopalan og Gérard C. Nihous, ble det sett på muligheten for å bruke state-of-the-art ocean general circulation models (OGCMs) for å estimere ressursen til OTEC globalt. Ved å utnytte OGCM forventes det å få mer nøyaktige og pålitelige resultater av estimeringen enn hva som tidligere har blitt gjort. Selv om resultatene i denne artikkelen er mer nøyaktig, er det likevel for tidlig å trekke slutt konklusjoner på hvilke effekter OTEC har på havsirkulasjonen. Og det er nødvendig med mer forskning. I studien som er gjennomført av Krishnakumar og Nihous er det mangel på kobling mellom havet og atmosfæren. For å bedre forutsi havsirkulasjonen og løse atmosfæriske prosesser er det avgjørende å skille varmevilkår (f.eks. laten og fri varme). Transport av varme og fuktighet i atmosfæren skjer på et mye kortere tidsskala enn ved hav[21].

Det ble funnet ut at verdien av «OTECs vertikale hastighet på dyptliggende kaldt sjøvann» (W_{cw}) for maksimalt nettoeffekt på OTEC var på 60 m pr. år. Det tilsvarer en global volumstrømningshastighet på 216 Sv for dypt sjøvann og 325 Sv for overflateinntaket. Dette er betydelige forstyrrelser på styrken til store hav prosesser som f.eks. THC. Figur 2-14 viser hvordan årlig tids asymptotisk gjennomsnitt temperaturen på blandelaget endre seg med dette OTEC senarioet. OTEC området er innrisset med svarte streker i figuren. Det vises at temperaturen endrer seg betydelig til kjøligere i OTEC regionen, og at oppvarming skjer i et annet sted for å opprettholde Steady-state av en null årliggjennomsnitt varmekraft ved overflaten. Dette er i kontrast til tidligere analyser som forskere har funnet ut i en 1-D studie. I en 1-D studie har temperaturen på blandelaget gått tilbake til normale verdier hurtig og ikke hatt langsiktige endringer. Resultatene vist i Figur 2-14 viser at OTEC kan ha betydelige globale

konsekvenser[21]. Noen av konsekvensene som forekommer ved temperaturendringer er som nevnt tidligere at styrken tropiske sykloner kan endre seg. Figuren viser at i denne modellen kan OTEC være med å gjøre syklonene sterkere i områdene der temperaturen økes. I tillegg kan stor OTEC drift føre til andre påvirkninger. En del av de andre påvirkningene blir forklart i andre delkapitler.



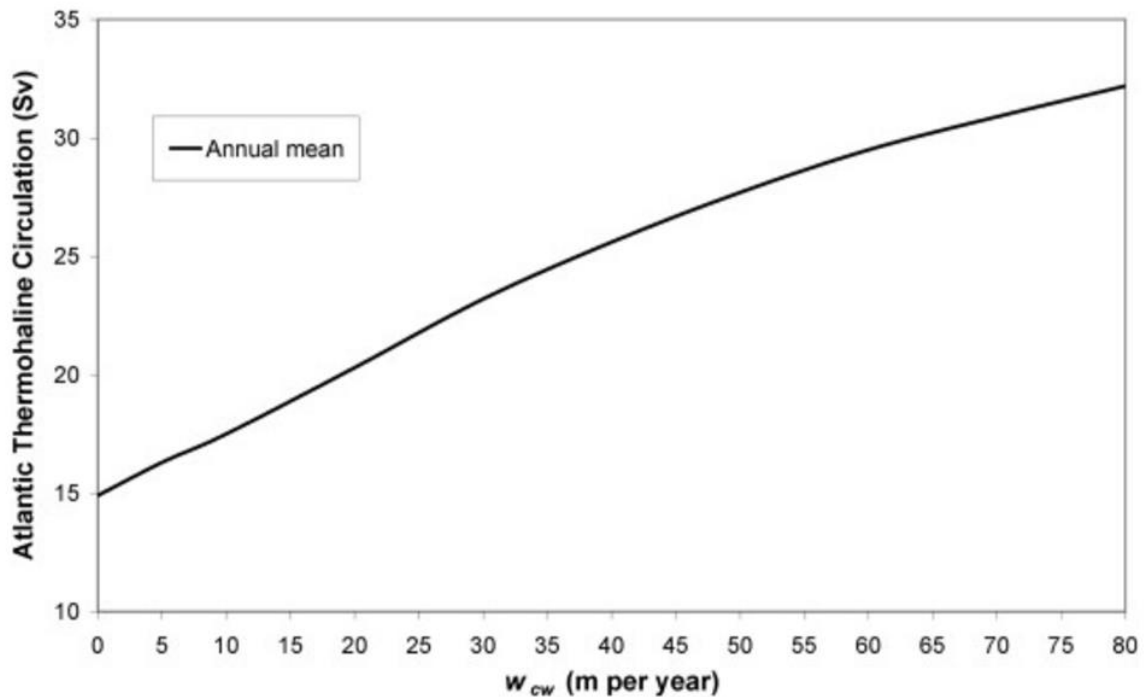
Figur 2-14 Endring i årsmiddeltemperatur på blandelaget i havoverflaten når global OTEC netto kraftproduksjon er maksimal ($w_{CW} = 60$ m /år); sorte strekene markere OTEC regions grense[21].

Som vist i figuren vil maksimal kraftproduksjon av OTEC føre til avkjøling av øvre laget i havoverflaten i tropiske områder. Dette ses på som potensielt gunstig. En bekymring fra Figur 2-14 er at det er tydelig at temperaturen økes i havet ved høye breddegrader. Vinklingen av resultatene i eksperimentet i sammenheng med global oppvarming kan diskuteres. Virkelighet og betydningen av global oppvarming er vanskelig å ikke ta hensyn til [21]. Et av de mest kritiske fenomenene med global oppvarming ligger i hvordan utviklingen til breene som dekker Grønland. I følge NASAs GISS overflate temperatur analyse har temperaturen på vannet like sør for Grønland gått opp med 2°C i tidsrommet 1990 til 2010 [73]. I simuleringen som ble foretatt for å finne Figur 2-14 ble det sett at temperaturen økte med 1.35°C for samme område. Gitt at omfanget av OTEC tilsvare maksimalt netto kraftproduksjon ($w_{CW} = 60\text{m/år}$), viser det at i denne hypotetiske, ekstra påvirkningen ikke vil skje innen tidsrammen for til global oppvarming. Tidsrammen til globaloppvarming blir beregnet å være innenfor 21 århundre.

For å begrense oppvarmingen av havoverflaten ved sørlige Grønland blir det diskutert å begrense global OTEC kraftproduksjon. I artikkelen ble det satt en grense på temperaturendring i havoverflaten ved sør Grønland til å være 0.23°C . Det ble funnet ut at w_{CW} vil maksimalt være på 5m/år for å opprettholde grensekravet som ble satt. Ved 5m/år vil en global årlig kraftproduksjon med OTEC være på 7TW [21].

Figur 2-15 viser hvilken påvirkning OTECs vertikale hastighet på dyptliggende kaldt sjøvann i en OGCM har på Atlanterhavets THC. Figuren viser at THC ved Atlanteren dobles når w_{CW} er 60m pr. år . Dette er i kontrast med tidligere 1-D studier, hvor det ble vist at w_{CW} hadde minimal effekt på THC i steady-state. Moduleringen viste at styrken på THC er følsom for diapycnal diffusjonskoeffisient i numeriske eksperimenter som benytter overflate-relaksasjon [21]. Normalt i havnet vil tettheten øke med dybden. Imidlertid kan vind, rotasjonen på jorden, og andre prosesser vil være med å gjøre at tettheten på havet ikke alltid er vertikalt. Tettheten kan dermed bevege seg skrått nedover. Diapycnal er vinkelen tettheten[74].

I figuren ses det at ved en w_{CW} på 5m/år blir styrken på THC minimalt påvirket.

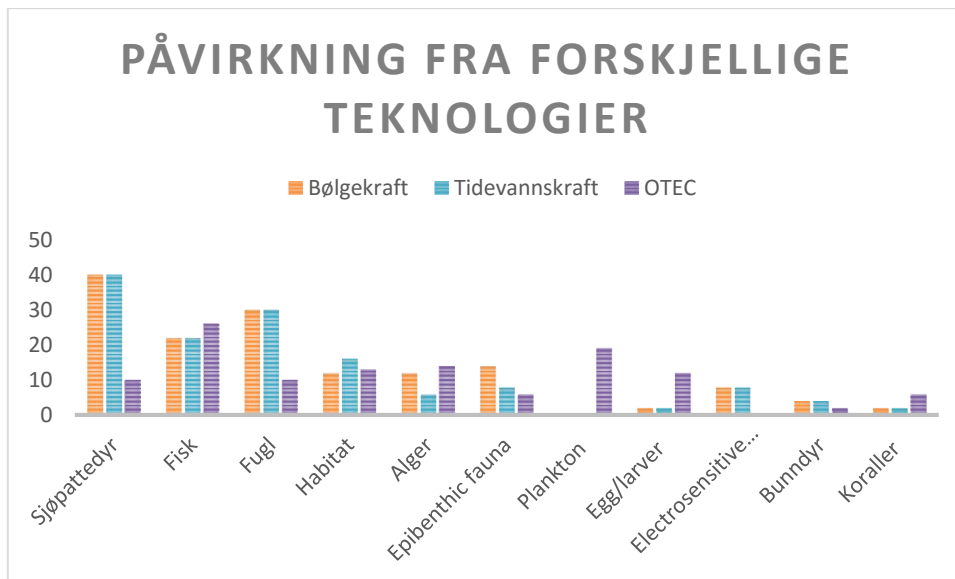


Figur 2-15 Endre i styrken av Atlanterhavet THC som en funksjon av WCW.

2.8.6 Sammenligning av forskjellige havteknologier

Utnyttelse av havenergi består stort sett nye teknologier som er miljøvennlige fra et klimaperspektiv. Havenergiteknologiene kan fungerer som lokal belastning for et økosystem, presset på marine økosystem fra menneskelig aktivitet er allerede massive. EcoRA (Ecological Risk Assessment) har gjennomført en undersøkelse for å identifisere og prioritere risikoene fra tre forskjellige havenergiteknologier - bølge, tidevann og OTEC. EcoRA rammeverk ble benyttet for å anslå risikoen rundt anleggene[60]. Risiko er et mål på sannsynligheten og omfanget av negative konsekvenser fra en hendelse[75]. Risikovurdering er en systematisk metode for å beregne hva som kan gå galt[76], EcoRA metoden baserer seg på risiko fra menneskelige handlinger på ytre miljø. Viktigste faktorene i EcoRA er omfang, fareidentifikasjon, effekt vurdering og risikokarakterisering.

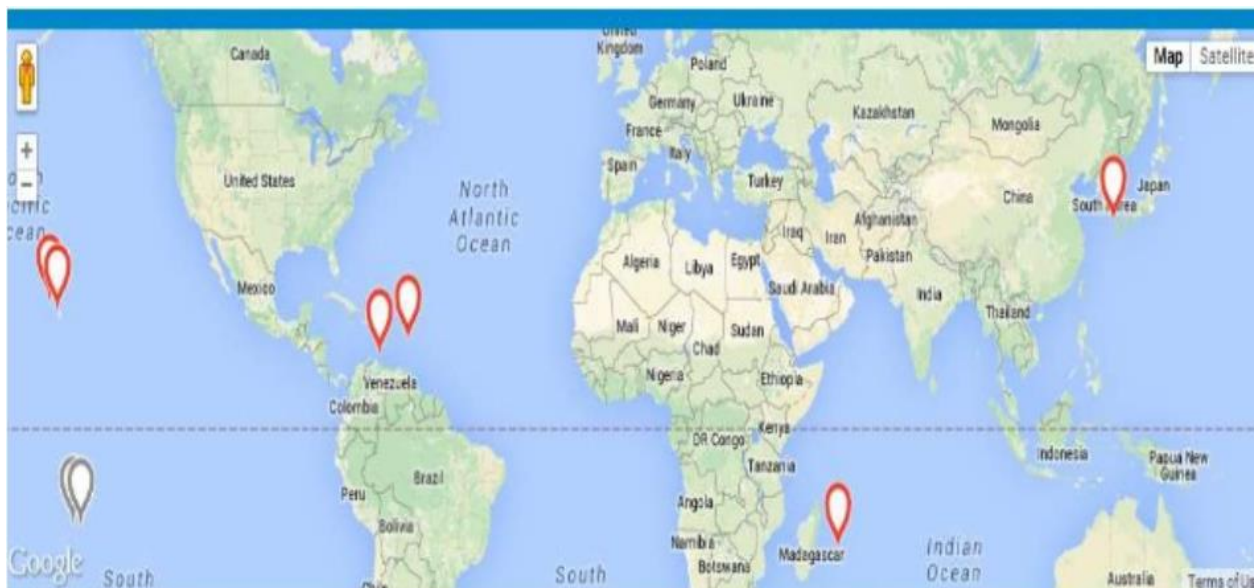
Risikofigur (Figur 2-16) viser effekten av ulike påvirkninger fra forskjellige teknologier har på havet. I Figur 2-16 er risikoene oppsummert og viser hvilken del som blir mest påvirket av teknologiene. Figuren viser bølge og tidevannskraft utgjør høyest påvirkning på marine pattedyr, etterfulgt av fugler og fisk (inkludert bruskfisk). Farene som er forbundet med påvirkningene er blokkering av trekkruiter, rev-effekt, kollisjon, og elektromagnetiske felt. OTEC utgjør høyest risiko for fisk og plankton. Egg/ynge og koraller vil bli svært påvirket fra OTEC i forhold til de to andre teknologiene, grunnet inntakspunktet på rørene som brukes for å pumpe opp kaldt sjøvann. Figuren viser at totalt sett vil alle hav teknologier påvirke eksisterende habitat.



Figur 2-16 Påvirkning på miljøet fra tre forskjellige teknologier [60]

2.9 Prosjekter

OTEC prosjekter forekommer flere områder i verden, markørene illustrerte i Figur 2-17 viser hvor OTEC er bygd, under oppføring eller i planleggingsfasen. Av naturlige grunner forekommer prosjektene hovedsakelig rundt ekvator. De naturlige grunnene er vist i Figur 2-1. Figuren viser at temperaturen på havoverflaten er vesentlig høyere rundt ekvator enn andre områder på jorden, og OTEC krever en temperaturdifferanse på rundt 20 grader. Figur 2-1 viser at det er kun ekvator og noen deler av tropene som har krevd temperaturdifferanse. Det er også kjent at høyere temperaturdifferanse generer mer elektrisitet og tilfører anlegget enn høyere termiskvirkningsgrad.



Figur 2-17 OTEC prosjekter i verden[37]

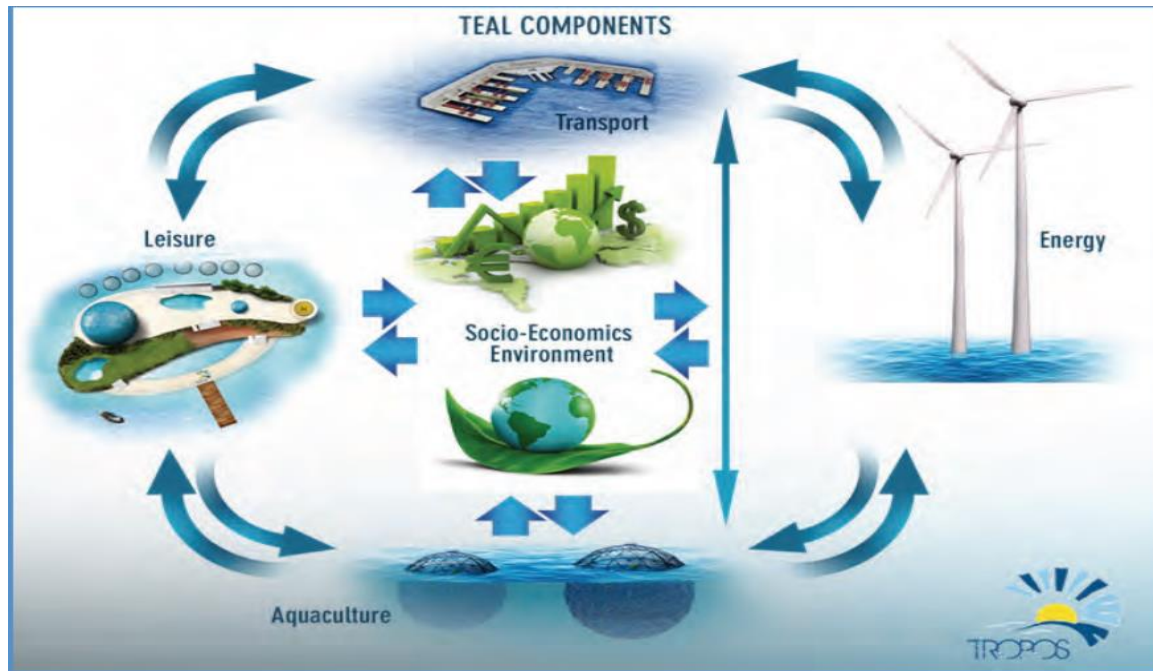
Noen av prosjektene som er vist i figur er:

- Okinawa Prefecture:
I Japan ved Okinawa Prefecture er det bygget et pilotanlegg for OTEC, anlegget er integrert i Okinawa Prefecture Deep Seawater Research Center og har en kapasitet på 50kW. Okinawa Prefecture Deep Seawater Research Center er et forskingssenter som ser på utnyttelsen av dyp

- sjøvann. Forskningscenteret skal bruke OTEC anlegget til praktisk testing og optimalisering av prosessen[77].
- Hawaii:
Lockheed Martin arbeider sammen med U.S. Navy og Department of Energy i USA om flere OTEC prosjekter rundt Hawaii. Hovedprosjekt er å konstruere et 10 MW prototypaanlegg. Prototypaanlegget skal legge til rett for å bygge et 100 MW eller større anlegg. Hensikten til prosjektet er testet ut teknologier for å gå fra liten til storskala. Prosjektet vil gi informasjon om drift og ytelse av et fullskala anlegg. Ved å bygge et prototypeanlegg vil det bli opplyst informasjon om kostnadene ved å bygge og vedlikehold et OTEC anlegg[78].
 - Curaçao:
Curaçao prosjektet skal utvikle en industriell Eco park for høyteknologisk produksjon og forskningsfasiliteter som er bærekraftige. Planleggerne for Curaçao prosjektet er Curaçao Airport Holding, ønsket er å utvikle Curaçao International Airport til mer enn kun en flyplass. Planen er å tilrettelegge for nye markeder og virksomheter innenfor business, Airport Services, romfart og bærekraftige teknologier. Det er planlagt å bygge en Eco park. Eco park er stasjonen hvor forskning på bærekraftige teknologier som vil oppholde seg på Curaçao Airport. Curaçao har stort spekter av fornybar energi virksomheter å velge mellom, øya har i tillegg til sol og vind også mulighet ved å benytte havenergi. Grunnen er at Curaçao ligger i det karibiske hav. Curaçao Airport Holding skal benytte SWAC (Seawater Air Conditioning) for å kjøle hele fasiliteten. SWAC fungerer ved at kaldt sjøvann pumpes opp i et distribusjonsnett som er installert over hele Airport City. Ved å benytte SWAC vil Airport City ha et billig og grønt klimaanlegg. For å få et mer effektivt system har Curaçao Airport Holding tenkt å benytte et OTEC system som er basert med SWAC systemet. OTEC anlegget vil pumpe opp varmt vann som varmekilde, og benytte SWACs kalde sjøvann som kuldekilde. OTEC vil benytte temperaturdifferansen til å produsere strøm som kan benyttes for hele fasiliteten[79-81].

2.9.1 Tropos Multipurpose Plattform konsept

Det er estimert at det kan være rundt 12.3 milliarder mennesker på jorden ved 2100-tallet, og hovedandelen vil leve langs kysten. Allerede i dag begynner ressursene langs kysten å nærme seg sine fysiske grenser. Et resultat av dette er at havet har i økende grad blitt betraktet som en mulig løsning for å få nødvendige ressurser, men det er ingen koordinering av hvordan ressursene skal brukes[3]. Derfor har EU kommet med et prosjekt ved navn TROPOS. Prosjektet går ut på å utforme en modulært flerbruksplattform som skal benyttes på dypt hav, med hovedfokus på Middelhavet, tropiske og subtropiske regioner. TROPOS flerbruksplattformssystem vil være i stand til å integrere flere forskjellige funksjoner som transport, energi, akvakultur og fritid (leisure) som er illustrerte i Figur 2-18. Ved å utvikle flerbruksplattformssystemet vil flere av utfordringene ved de forskjellige sektorene som er illustrert i Figur 2-18 bli løst[82]. Tropos ideologi kommer fra det gamle ordtaket «Tenk globalt, handle lokalt»[82] og derfor kan integrering av TEAL (Transport, Energi, Akvakultur, Leisure) generere miljømessige og sosiale økonomiske fordeler[3].



Figur 2-18 TEAL komponenter [3]

TEAL er delt inn i fire forskjellige sektorer som har forskjellige fordeler.

1. Transport sektoren er alt fra bygging av skip til frakt av varer. Ved utvikling av offshore fornybarteknologi vil offshoretransportbehovet bli stort. Støttestrukturer for installasjon er ett eksempel for transportbehov. I dag blir 80 % av all transport håndtert ved å benytte frakteskip, ved å bruke offshoretransport som en mellomlagringsplass slipper mange skip å komme inn til land. Dette fører til en mer effektiv reise for frakteskipene, pluss at kystbyene ikke blir tilført ekstra eksos. I tillegg til å forhindre ekstra eksos vil kystplassbegrensningen også løses med offshoretransport[83].
2. Energisektoren i Tropos er basert på utnyttelse og utvikling av fornybar energi. Teknologiene som ses på i energisektoren er vindenergi, solenergi, OTEC og bølgeenergi konvertering. Tropos plattformene vil ha transformatorer, som fører til at plattformen vil bli kjernen for alle satellittene hvor vindmøller er konstruert på. Tropos vil også føre til en utvikling for vindmøller, grunnet at vindmøllene blir konstruert på store dybder. Energibehovet til Europa vil få en betydelig tilførsel ved å øke energiproduksjonen offshore[84].
3. Akvakultur sektoren i Tropos er basert på oppdrett. Med tanke på at det blir flere og flere mennesker på jorden, og det er begrenset med matkapasitet må det løsninger til. Akvakultur er en metode for å løse problematikken. Bruken av oppdrett at økt betraktelig fra 1970 til 2000, mengden har gått opp fem kg pr. person pr. år. Og oppdrettsnæringen vil bli større. Ved bruk av akvakultur i TROPOS vil offshore havbruk få utvikling lengre fra kysten[85].
4. Leisure sektoren er et alternativ for løse opp i det intense turistpresset som er ved kysten. Leisure sektoren vil omfatte aktiviteter som vitenskapelig turisme, offshore overnatting, dykking baser, seiling tjenester og sikkerhet, og butikker. Ved å bygge plattformer på eksotiske steder det aldri før har vært mulig å være på før, vil presset på kysten reduseres samt skape nye virksomheter. Leisure sektoren vil også fungere som base for forskere[86]

Systemet til TROPOS består av sentralenhet, moduler og satellittenheter som kan konfigureres for forskjellige teknologier. Teknologiene som blir brukt er fornybare havenergiteknologier som f.eks. OTEC, og andre teknologier som er konstruert for vind, sol og bølger. Plattformene kan derfor bli bygd etter behov og forhold. Satellittenheter er fritt flytende enheter med egne forankringsstrukturer som kan

kobles med sentralenheten. Satellittenheter er hovedsakelig utformet for høsting av vindenergi og akvakultur med frittstående oppdrettsenheter[87]. Utfordringen til flytende plattformer er at ingeniørene som skal konstruere plattformen må ta hensyn de vanlige forholdene og situasjonene som kan skje på land, pluss at det må tas hensyn til de ekstra komplikasjonene som vil forekomme ved å plassere plattformen offshore. Påvirkningen som forankringsstrukturene kan påføre miljøet må også bli tatt hensyn til [87], men fordelene til ingeniørene er at det er drevet med plattformer innenfor olje i flere tiår. Derfor er det mulig å hente erfaring fra oljeindustrien[82]. TROPOS prosjektene hvor OTEC teknologien er tenkte å bli benytt, vil anlegget bli designet med en lukket syklus. Lukket syklus har flere fordeler enn åpen syklus, f.eks. en enklere konstruksjon, genererer mer elektrisitet, nyere design tilgjengelig og sannsynligvis lavere CAPEX pris. Ved å bruke lukket syklus tilføres et arbeidsmediet som f.eks. ammoniakk som kan føre til miljømessige skader hvis anlegget blir ødelagt, men sannsynligheten for slike ødeleggelse på anlegget er lave. En annen ulempe med lukket syklus er at det ikke er noen direkte produksjon av ferskvann, men for områdene der ferskvann trengs kan revers osmose benyttes. OTEC blir brukt grunnet at den vil gi konstant mengde elektrisitet. Det blir estimert at OTEC anlegget vil ligge på 8 MW brutto og 5 MW netto[3].

Alle typer plattformer vil bygges med en sentralenhet som skal være flytende, men det kan gjøres ulike moduleringer for å tilpasse området der plattformen skal bygges. Hovedsakelig deles plattformene inn i tre forskjellige kategorier etter hvordan de er komponert i forhold til TEAL. Kategoriene har fått navn etter hva formålet med plattformen er:

- Leisure Island
- Green and Blue
- Industriell plattform

Figur 2-19 er eksempler på hvordan Leisure Island, Green and Blue og industriell plattform kan konstrueres[87]. Figuren viser at anleggene kan variere stort etter hvilke hensikter plattformen skal anvendes til.



Figur 2-19 Er en illustrasjon på hvordan tre forskjellige typer konsepter kan se ut[87]

De forskjellige konseptenes funksjoner og hensikt:

- Konseptet til Leisure Island er basert på turisme. Plattformen vil holde seg på områder med relativt grunt vann nært land. Siden Leisure plattformer er basert på turisme er plattformen designet for å inneholde forskjellige aktiviteter som svømming, dykking, vannsport, fiske, seiling og osv.

Plattformen skal være selvforsynt med energi, energien blir benyttet hovedsakelig på elektrisk kraft, aircondition og varmt vann. Drikkevann krever også en del energi, drikkevannet er saltvann som blir avsaltet ved hjelp av f.eks. omvendt osmose. Energien som plattformen generer kommer hovedsakelig fra solenergi pluss litt fra små vindmøller. Leisure plattformene er konstruert for akvakultur med fokus på turisme. Akvakulturen gir fisk til restaurantene, kunstige rev for dykking. Ved bruk av Leisure plattformer vil det bli lokale økonomiske gevinster for området plattformene bygges[82].

- Industrielle plattformer fokuserer hovedsakelig på transport- og energirelaterte aspekter. Plattformene er designet for å ta imot store skip, skipene skal kunne bli reparert og få vedlikehold om det er nødvendig. Industrielle plattformer har flytedokker og løftekapasitet for å oppbevare materialer, og terminal for håndtering av farlige stoffer. Marine transport vil ha store økonomiske fordeler ved bruk av industrielle plattformer, grunnet drift og vedlikeholdskostnadene vil gå ned. Innenfor energibiten i plattformen består mye av vindturbiner og bølgekraft, OTEC kan også benyttes der områdene tilsier det. Vindturbiner og bølgekraft er mye benyttet grunnet industrielle plattformer ligger langt fra land. Ved at plattformen ligger langt fra land er det ingen direkte kobling med land. Energien plattformen ikke benytter brukes til produksjon av hydrogen, gasser eller flytende brensel som transporteres av skip til land[82].
- Green and Blue konseptet baseres på å akvakultur og energi. Konseptet vil være en flytende plattform som anvendes ved dyptliggende vann. Energien til Green and Blue plattformene kommer fra kombinasjoner av offshore vind, bølgekraft og OTEC. Plattformen vil bestå av en sentral enhet med ulike moduler som er tilkoblet sentralenheten. Modulene vil variere etter hvilke teknologier som anvendes. Akvakulturen ved Green and Blue plattformer vil være oppdrettsanlegg som er flytende bur. Næringen til oppdrett kommer fra OTEC. Øverst til venstre i Figur 2-19 er det store rør som henter opp kaldt vann til OTEC. Det kalde vannet inneholder mer næringsrikt vann enn vannet i overflaten. Ved å slippe vannet ut vil det øvre vannet bli mer næringsrikt og det vil generere en kunstig oppstrømning. Dette fører til en gunstig innvirkning på økosystemet og som fører til gunstige muligheter med oppdrett. Oppdrett vil inkludere fisk, alger, biomasse og klekkerier. Ved å pumpe opp næringsrikt vann unngås komplikasjoner med vannkvalitet og andre påvirkninger på miljøet som industrivirksomheter vanligvis påføres ved oppdrett. Green and Blue plattformer vil ha overnattingsmuligheter for et betydelig antall mennesker, og kan derfor være tilgjengelig for arbeidere for å drifte plattformen. Det vil være muligheter for forskere eller for arbeidere som vedlikeholder andre offshore teknologier å overnatte [82, 87].

2.9.2 NEMO (New Energy for Martinique and Overseas)

I starten av juli 2014 ble OTEC prosjekt NEMO (New Energy for Martinique and Overseas) tildelt 72 millioner euro av EU-kommisjonen på grunnlag av at NEMO kommer under NER300 programmet [88-90]. NER300 er et av verdens største finansieringsprogram for demonstrasjonsprosjekter innenfor lavkarbonenergi. Pengene NER300 bruker til å finansiere prosjekter kommer fra EUs kvotehandelsystem. Hensikten til NER300 er øke produksjonen av lavkarbonteknologier i EU, det skal gjøres ved å demonstrasjon av miljømessige forsvarlig fangst og lagring av CO₂ og fornybare energiteknologier. Energiteknologiene som NER300 ønsker å demonstrere er bioenergi, konsentrert solenergi, solceller, jordvarme, vind, hav og vannkraft. For å få finansiell støtte av NER300 må en del kriterier oppfylles[91]:

- Innovativ teknologi
- Økonomisk og teknisk robust
- Potensial for oppskalering
- Prosjektet skal være i drift innen juli 2018

NEMO dekker kriteriene som NER300 forlanger, og derfor støtter NER300 NEMO med penger. DCNS og Akuo Energi har gått sammen for å utvikle et 16 MW OTEC anlegg ved vestkysten av Martinique i det

karibiske hav. Anlegget er konstruert ved at en lekter vil være installert med fire turbogeneratorer som produserer omtrent 4 MW hver, med en total maksimal kapasitet på 10.7 MW. Alle blir drevet av en lukket Rankine syklus som bruker ammoniakk som arbeidsmediet. Syklusene benytter temperaturdifferansen mellom sjøvann ved 1.1 km dybde og overflate vann, temperaturdifferansen er på ca. 20°C. Det kalde pumpes opp med lik metode som er vanlig for OTEC anlegg med lukket syklus, og nettopprodusert strøm transporteres til strømmettet via en undersjøisk kabel[90].

DCNS og Akuo Energi har forskjellige ferdigheter innenfor maritim fornybar energi, samarbeid vil føre til flere gunstige fordeler for NEMO. DCNS vil ha ansvar det tekniske og industrielle ved prosjektet, DCNS benytter også sine ledene ferdigheter innen prosjektering av komplekse systemer og vedlikehold. Mens Akuo Energy benytter ferdighetene sine innenfor utvikling og finansering av prosjekter innen fornybar energi. Akuo har ansvaret for nettilknytningen rundt NEMO prosjektet [88-90].

Eric Scotto, CEO i Akuo Energy sa følgende om NEMO: *“The success of the NEMO project is a source of pride for Martinique and all the French overseas regions. This decision on a European level consolidates the development of our group in insular tropical regions, on the most appropriate Marine Renewable Energy (MRE) technology for these specific areas”* [89].

Mens Frédéric Le Lidec, DCNS Senior VP Marine Renewable Energy Business Line, sa: *“The selection of this project by Europe prefigures the development of an OTEC industrial sector in which DCNS will be one of the main stakeholders. This technology will eventually benefit all overseas island territories, non-connected to continental power grid, and therefore help isolated areas achieving energy self-sufficiency”* [89].

3 SPILLVARME

I dette kapitlet fokuseres det på hvordan lavverdig spillvarme kan utnyttes til produksjon av elektrisitet. Spillvarme er varmeenergien som ikke blir benyttet i industri eller andre områder med høy temperatur. Varmeenergien blir derfor tilført omgivelsene, varmeenergi kan forekomme i væske, gass og dampfase.

Det blir også forklart hvordan simuleringene av et anlegg for utnyttelse av lavverdig spillvarme ble utført i Aspen HYSYS. Simuleringene er basert på den originale rankine syklusen, og derfor blir funksjonene til Rankine syklus forklart.

3.1 Hvorfor se på utnyttelse av OTEC teknologien på spillvarme

Enova har lagt ut en rapport fra Ramboll som ser på kraftgjenvinning fra lavverditemperatur spillvarme. Rapporten ser på hvilke teknologier som vil være mulig å bruke for å utnytte potensialet som ligger i spillvarme. I følge en studie fra Norsk Energi i samarbeid med NEPAS (New Energy Performance AS) ble det indentifisert at spillvarmepotensialet for norsk industri var på 19,4 TWh/år i 2009, potensialet ble beregnet på varmekilder som har en temperatur over 25°C [54]. Potensialet tilsvarer omtrent 10% av det totale energiforbruket Norge hadde i 2014[92].

På grunn av at det ikke er lov å slippe ut gasser/væsker med temperatur over et visst nivå, brukes det i dag store energiressurser på å kjøle ned spillvarmen. Derfor har det blitt sett på hvordan spillvarmepotensialet kan utnyttes til å produsere energi, istedenfor å bruke energi på å kjøle ned varmen. Hovedandelen av teknologiene som er sett på for å utnytte spillvarmepotensialet er basert på Rankine syklus, men hovedandelen av prosessene sliter med å håndtere laveverdi temperaturer[54]. En teknologi som er beregnet for lave temperaturer er OTEC. Spesielt er OTEC systemet som er bygget opp på lukket syklus (forklart i kapittel 2.3.2) gunstig for energiproduksjon med temperaturer på 25°C. Hovedgrunnen til at OTEC er gunstig for lavverdige temperaturer er kokepunktet til arbeidsfluidet i lukket syklus. Kokepunktstemperaturen til ammoniakke er lav, derfor vil ikke temperaturer ned mot 25 grader være noe problem[93]. Med hensyn til Norges kalde sjø/elvevann ligger forholdene til rette for å bruke OTEC teknologien på spillvarme. OTEC bruker normalt sett varmt sjøvann som varmekilde, men det skal ikke være noen teoretiske problemer ved å heller utnytte spillvann fra industri eller andre varmekilder.

Elkem Bjølvfossen er en fabrikk som har investert en del penger i å hente ut energi fra spillvarme, Elkem kom ut med en pressemelding 29.03.16 om at de klarer å hente ut 85 GWh pr. år på gjenvinning av energi[94]. Elkem er et smeltekraftverk og har derfor ofte høyere temperaturer på spillvarmen enn andre industrier, noe som gjør at det både viktigere og lettere å få gjenvunnet spillvarmen.

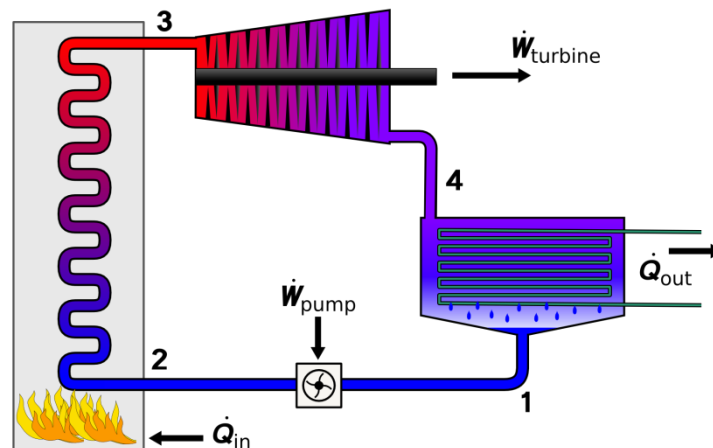
3.2 Rankine syklus

Rankine syklus er en driftssyklus som brukes i kraftverk for å generere strøm. I syklusen er det en driftsvæske som går i en lukket syklus, fluidet blir kontinuerlig fordampet og kondensert [95]. Arbeidsmediet kan variere i henhold til temperatur på varmekilden. Selv om arbeidsmediet kan være mange forskjellige stoffer, er vann det mest vanlige grunnet sine gunstige egenskaper. Vann er ikke giftigstoff, billig, lett tilgjengelig og har termodynamiske egenskaper som passer bra for Rankine syklus [96].

Arbeidsmediet blir varmet opp av en varmekilde f.eks. en boiler/koker. Fluidet vil gå fra en væskefase og over til dampfase. Og videre til en turbin som produserer mekanisk energi fra dampen. Ideelt vil temperaturen ut av turbinen være nærmest mulig temperaturen inn på koker for å få høyest virkningsgrad. Dampen kjøles ned til væske fase i en kondenser for å gjøre en ny syklus[95].

Figur 3-1 er et eksempel på hvordan en vanlig Rankine syklus er bygd opp. Q_{in} defineres som energien tilført syklus og Q_{ut} vil være varmeenergien som blir tatt ut i kondensatoren. W_{pump} representerer

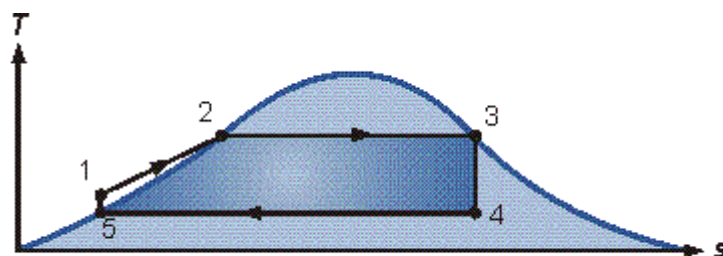
elektrisk energi som brukes for å drive pumpen. \dot{W}_{turbine} er den mekaniske energien som dannes i turbinen og som overføres til en generator[97].



Figur 3-1 Rankine syklus

[98]

For en ideell syklus er det gjort flere antagelser, det antas arbeidsmediet strømmer gjennom prosessen uten irreversibiliteter gjennom komponenter og rør. Uten irreversibiliteter blir det ikke et friksjonstrykkfall i kondenser og koker, og fluidet vil gå gjennom med et konstant trykk gjennom rørene. Det vil også føre til at turbinen og pumpen vil være isentropisk. For en ideell Rankine syklus blir varmetapet til omgivelsene neglisjert, dette fører til en adiabatisk oppførsel[97]. Endringene i entalpi og temperatur i en Rankine syklus illustreres i et TS-diagram. Figur 3-2 er ett normalt TS-diagram der S står for entalpi og T for temperatur.



Figur 3-2 TS-diagram for en ideell Rankine syklus [96]

Stegene i Rankine syklus basert på Figur 3-2:

Prosess 1-2-3: Isobar oppvarming. Arbeidsmediet blir varmet opp av en koker til metningstemperatur (1-2). Deretter fordampning av arbeidsmediet ved at ytterligere tilsetning av energi (2-3). Mediet vil være omdannet til mettet damp i posisjon nummer tre i TS- diagrammet.

Prosess 3-4: Isentropisk ekspansjon. I turbinen vil dampen ekspanderes og produsere arbeid som omdannes til elektrisitet. Energien kommer fra at mediet går fra mettet damp kondensert trykk(3-4). All energien i strømmen til turbinen kan ikke bli tatt ut, grunnen til dette er for å forhindre erosjon på turbinbladene. Det betyr at arbeidsmediet må være hovedsakelig i gassfase, kravet er at mer enn 90% må være i gassfase for å forhindre stor slitasje på turbinen

Prosess 4-5: Isoterm kondensasjon. Arbeidsmediet går fra tofase til mettet væske ved hjelp varmeoverføring fra vann i en kondenser ved et konstant trykk(4-5).

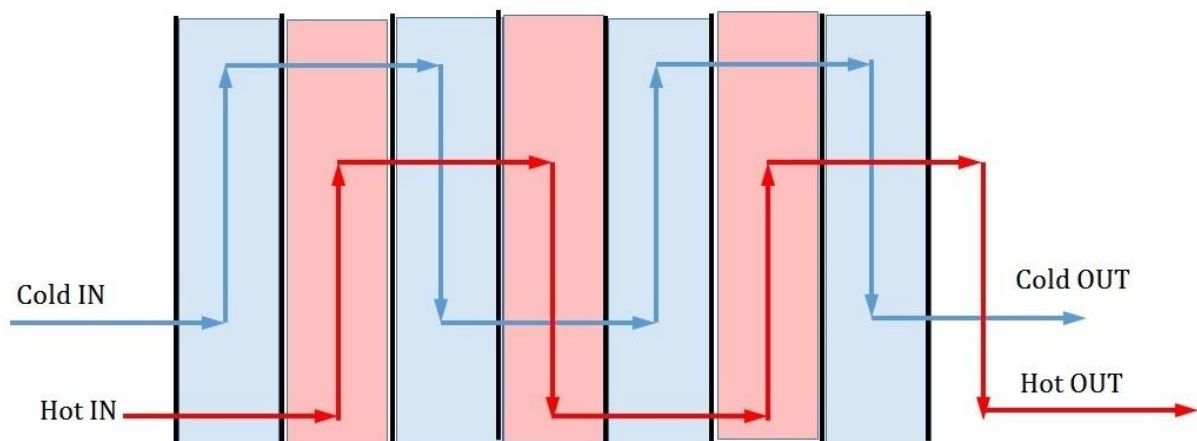
Prosess 5-1: Isentropisk trykkøkning. Væsken ut fra kondenser trykkes opp i en pumpe for få væsken til kjeletrykk. Arbeidet til pumpen er lite og derfor blir det ofte oversett i termodynamiske beregninger [96, 97, 99]

3.3 Platevarmeveksler

For å utnytte lavverdighetemperaturer må det skje en varmeoverføring mellom to væsker- eller gasstrømmer som har forskjellige temperaturer og kokepunkt. En innretning som gjør det mulig med varmeoverføring er varmeveksler. Veksleren fungerer vanligvis ved at væsker/gasser går igjennom ett eller flere rør og gir fra seg varmen til væsken/gassen med lavest temperatur. Normal er det aldri direkte kontakt mellom væskene/gassene. Væsken (arbeidsfluid) som blir varmet opp har ett lavere kokepunkt, som gjør at arbeidsfluidet går over til gassfase når varmen blir overført [100]

Det finnes flere forskjellige typer vekslerer, men i denne rapporten skal det fokuseres på platevarmeveksler. Grunnen er at det er platevarmeveksler som er valgt å bruke til å veksle spillvarme med ammoniakk.

Platevarmevekslere er av typen kompakt varmeveksler, og er mye brukt i industrien for kjøling og oppvarming. Det er et høyt varmeoverføringsarealet pr. volum for vekslerer av denne typen. Platevarmeveksler fungerer ved at tynne, rektangulære, pressede stålplater (oftest av rustfritt stål) er stablet sammen, slikt at varmt og kaldt fluid strømmer vekselvis gjennom passasjene[101]. Figur 3-3 illustrerer hvordan en platevarmeveksler er bygget opp. Det kan ses at både varm og kald strømning kommer inn samme plass, og at strømmene går i samme retning. Figuren viser også at det aldri er noe direkte kontakt mellom væskene.



Figur 3-3 Prinsippet til platevarmeveksler [102]

Platene i en platevarmeveksler har et bølgemønster for å øke effektiviteten på varmeoverføringsoverflateareal, effektiviteten øker med 10-25% i forhold til helt flate plater. Bølgemønsteret ender strømningsfeltet for å få en forbedret termisk- hydraulisk opptrenden på væsken. Termisk- hydraulisk beskriver mekaniske strømningssegenskapene til termiske væsker [101].

Det finnes flere forskjellige typer platevarmeveksler. Hovedsakelig kan det deles inn i fire forskjellige typer Pakning (gasketed), Loddet (brazed), Sveiset/semi-sveiset (welded/semi-welded) og Skall og plate (shell and plate). De fire typene har forskjellige egenskaper, og kan anvendes i forskjellige industri områder.

- I pakningsveksler er strømmingen styrt av elastomer-pakninger, som tillater forsegling av hver plate samt genererer alternative strømningskanaler for væskene som skal veksles. Hvordan pakningene blir montert avgjør hvilken retning strømmene skal gå (f.eks. krysset eller rett flyt) mellom innløps- og utløpsportene inne i veksleren. Pakningsveksleren krever

høykvalitetspakninger og en forsiktig utforming for å forsegle platene for å forhindre lekkasjer. Denne typen kan fjerne plater i henhold til ulike mål som f.eks. rengjøring, utskiftning av pakninger, etc. Denne typen veksler er kompatibel til følgende områder: kjemisk, farmasøytisk, mat og drikke, marine.

- Loddet platevarmeveksler har en høy ytelse innen varmeoverføring og kompaktitet. Veksleren er egnet for fordampning og kondensering av kjølemedier, varmepumper og kjøling av vann eller oljekretser i motorer. Veksleren er svært motstandsdyktig mot korrosjon. Grunnen er rustfrie stålplater med kobber loddning. Den kan også tåle høye trykk, men har ulempen med at platene ikke kan tas fra hverandre.
- Sveisede og semi-sveisede platevarmeveksler er delvis lik som pakningsveksler, men i denne veksleren er alle platene sveiset sammen. Sveisede vekslerer er mer robuste, og kan ha et driftstemperaturområde mellom $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ til $350\text{ }^{\circ}\text{C}$. Veksleren er kompatibel til å tåle trykk fra fullt vakuum til 40 bar. De viktigste bruksområder for denne type varmeveksleren er: varmeoverføring mellom aggressive medier, ammoniakk, dyre væsker, kaustisk soda og prosesskjemikalier.
- Skall og plate varmeveksler er et kompromiss mellom en vanlig shell og tube varmeveksler og plateveksler. Rør er byttet med plater, og kan dermed få en svært høy termisk ytelse pr. volumenhet. Veksleren er enkelt å rengjøre grunnet av fjernbar platepakke. Veksleren har også høy motstandsevne når det gjelder termisk utmattelse på grunn av det faktum at paltene ikke er sveiset langs fire skarpe hjørnesider. [101]

Hovedfordelen til platevarmeveksler i forhold til vanlige vekslerer er større varmeoverføringsareal pr. volum. Platevarmeveksler er kompakte og fleksible for å endre termiske størrelser for tilpasse varierende varelastekapasitet. Dette blir gjort ved å legge til eller fjerne plater. Flere av disse egenskapene har gjort at det har i økende grad blitt valgt av flere og flere industrier[101]. Disse egenskapene gjorde at platevarmeveksler ble valgt til å benyttes i simuleringene i denne rapporten. Platevarmeveksleren som passer best inn til hva som er forventet av simuleringene er Sveisede og semi-sveisede platevarmeveksler på grunn av sine egenskaper i henhold til ammoniakk.

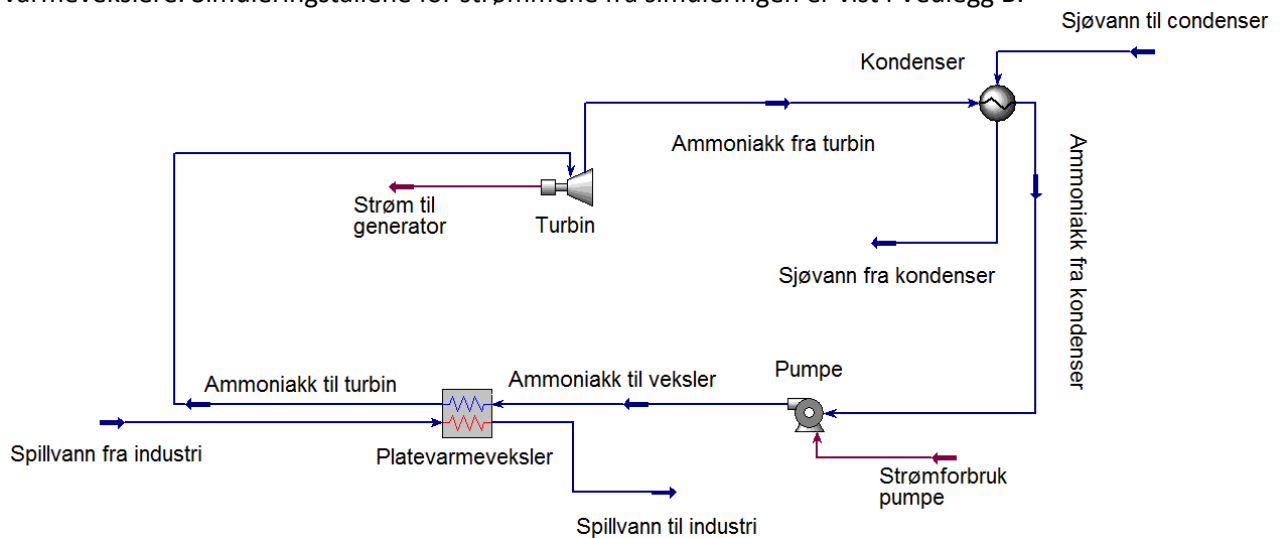
3.4 Simuleringer ved hjelp av Aspen HYSYS

Det ble foretatt tre simuleringer med tre forskjellige spillvannsmengder. Første simulering er basert på tall fra Nyhamna, simulering nummer to er spillvannsmengden multiplisert med 10, mens simulering nummer tre er spillvannsmengden fra Nyhamna multiplisert med 100. Nyhamna er et anlegg som produserer gass fra Ormen Lange feltet, og vil derfor ha en høy varme i prosessen[103]. Det ble gjennomført tre forskjellige simuleringer for å se om det blir forskjell på et småskala og et storskala anlegg, og for å finne om det vil bli mer lønnsomt å bygge stort i forhold til lite.

Aspen HYSYS ble benyttet for å simulere et anlegg som bruker metodene til en lukket OTEC syklus for å produsere elektrisitet fra spillvarme. Aspen HYSYS er et prosess modelleringsverktøy som brukes for prosesssimulering og prosessoptimalisering for design og drift[104]. I Aspen HYSYS må det velges en fluid package. I fluid package finnes all nødvendig informasjon om komponenters fysiske egenskaper og hvilke hensyn som skal tas med. Hver fluid package har forskjellige forutsetninger[105]. Pakken som ble valgt for simuleringen var PR (Peng-Robinson). PR er en modell som er ideell for damp-væske likevekts beregninger, og PR modellen er beregnet for ideelle systemer. Peng-Robinson pakken løser enkelt, to eller trefase systemer effektivt og pålitelig, pakken gjelder for et stort spekter av temperatur og trykk[106].

3.4.1 Simulering med tall fra Nyhamna

Oppsettet for prosessen er utarbeidet etter Rakine syklus og artikkelen «An order-of-magnitude estimate of Ocean Thermal Energy Conversion Resources» av Gerard C. Nihous. Figur 3-4 viser hvordan prosessen ble satt opp i Aspen HYSYS, figuren inneholder komponentene turbin, pumpe og varmevekslere. Simuleringstallene for strømmene fra simuleringen er vist i Vedlegg B.

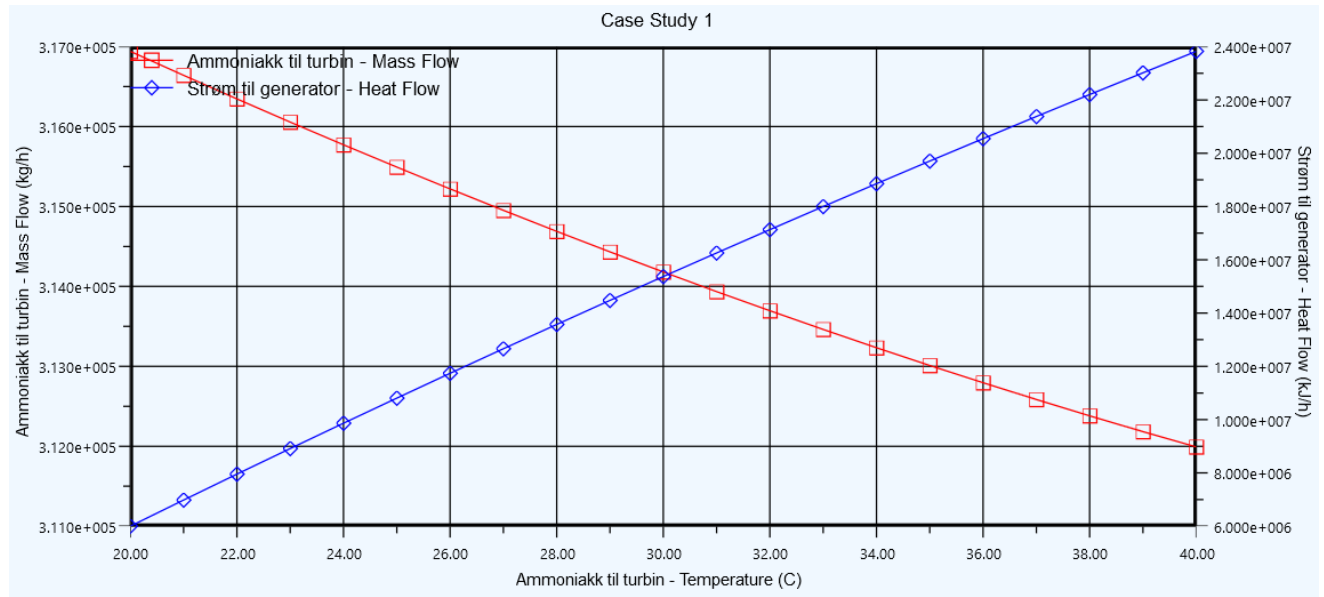


Figur 3-4 Bilde av oppsett for prosessen i Aspen HYSYS

Den indre lukkede syklusen inneholder kun ammoniakk på lik linje som et ordinært lukket OTEC system. Normalt i et lukket OTEC system er ammoniakken tilpasset etter varmen fra varmt sjøvann, men i simuleringen er trykk og temperatur til ammoniakken tilpasset spillvarme fra Nyhamna. Mengde, temperatur og trykk på spillvarmen ble hentet fra Per Salevik i Shell på Nyhamna, mens temperaturen på sjøvannet inn til kondenser er hentet fra Havforskningsinstituttets målestasjon Bud. Bud ble valgt på grunn av at stasjonens plassering er i området rundt Nyhamna[107]. Temperaturen varierer litt i henholdt til årstid og dybde, temperaturen som ble valgt var 7.7 °C. Laveste temperatur ved målestasjonen Bud var på ca. 7 °C, men det ble valgt å benytte 7.7 °C. Valget ble foretatt av den grunn at for å få en stabil temperatur på 7 grader må systemet hente vann mye dypere enn ved 7.7 °C. I Vedlegg C er det et bilde av en case studie hvor det ble sett på virkningen av å øke temperaturen på sjøvannet inn til kondenser. Studien viser at økningen på temperaturen fra 7 til 7.7 °C vil ha en liten påvirkning på mengden av sjøvann. Hvis temperaturen hadde gått fra 7.7 til 9 °C ville mengden sjøvann ha doblet. Som Vedlegg C illustrerer vil en halv grad gi lite gevinst på i forhold på mengden vann som må pumpes opp til anlegget. Det blir mer lønnsomt å hente sjøvannet nærmere land ved en lavere dybde både i kostnad og netto elektrisitet[108]. Temperaturen ut av kondenser ble først satt til 10 °C etter artikkelen «An order-of-magnitude estimate of ocean Thermal energy conversion Resources» av Gerard C. Nihous[50], men for å få anlegget til å få en positiv effekt ut av systemet, ble temperaturen ut av kondenser økt til 13°C. I Vedlegg D kan det ses hvor stor påvirkning temperaturøkningen på sjøvannet ut av kondenser har på mengde vann som må pumpes inn. Case Studien viser at vannmengden synker med ca. tre ganger verdien når ut temperaturen fra kondenser øker fra 10 °C til 13 °C. Temperaturen ut av platevarmeveksleren er også satt etter artikkelen til Gerard C. Nihous, temperaturen ut av varmeveksler ble satt til 22.5 °C.

Systemet fungerer ved at spillvann varmer opp ammoniakken ved å benytte en platevarmeveksler. Trykket til ammoniakken blir regnet ut av HYSYS til å være 1545 kPa ut fra varmeveksler og inn til turbinen. Temperaturen og mengden ammoniakk ble satt etter en case studie vist i Figur 3-5. Case studien ble satt opp med temperaturen som uavhengig, temperaturintervallet på case studien ble satt til å være fra 20 til 40 °C med steg på én grad. Maksimale temperaturen på ammoniakken ut fra varmeveksler er på 40 °C, grunnet at pinchtemperaturen er på 2.1875 °C. Pinch er minimum forskjellen på temperatur på varm og kaldt strøm i varmeveksleren. Varmestrømmen er spillvannet som har en temperatur på 43 °C. For å finne maksimale temperaturen på kaldt strøm ble Pinchtemperaturen

trukket fra temperaturen til spillvarmen, maksimale temperatur ble i overkant av 40 °C og ble derfor runnet ned til 40°C. Pinchtemperaturen blir regnet ut av formelen $\Delta T/16$ [50]. ΔT er temperaturdifferansen mellom varmt vann og kaldt vann over varmeveksleren. Temperaturene som har blitt benyttet for å finne delta T er spillvannstemperaturen inn og sjøvannstemperaturen inn til systemet. For å forenkle regnestykket ble sjøvannstemperaturen rundet opp fra 7.7 til 8 °C. Rød linje i case studien viser hvordan massestrømmen av ammoniakk endrer seg med temperaturen. Ved å øke temperaturen på ammoniakken i strømmen «ammoniakk til turbin» vil mengden ammoniakk gå ned. Mindre ammoniakk i prosessen vil være positivt i forhold til kostnadene. Blå linje i case studien viser hvordan mengde produsert elektrisitet vil endre seg i forhold til temperaturen. Ved å se på grafen kan det ses at det produseres mest elektrisitet ved en høyere temperatur. Med alle fordeler som case studien viser ved å benytte en høy temperatur på ammoniakken ut av veksler blir temperaturen satt til å være 40 °C.



Figur 3-5 Case Study med temperaturen inn på turbinen som uavhengig

Virkningsgraden på turbinen ble satt til 75 %, grunnet at gassturbiner kan være opp til 80 % [109]. Aspen HYSYS har 75 % som sin standard virkningsgrad på turbiner, derfor ble det valgt å ikke endre virkningsgraden på turbinen. Mengden produserte strøm var $2.383 \cdot 10^7$ kJ/h, men grunnet HYSYS ikke har en generator i sitt system ble mengden produsert strøm multiplisert med virkningsgraden til en generator. Virkningsgraden til en generator er på 0.95 [110], mengde produsert elektrisitet produsert ble 22 638 500 kJ/h. Anlegget er selvforsynt med elektrisitet, det betyr at deler av strømmen som blir produsert i turbinen blir brukt for å drive pumpene som henter sjøvann og driver ammoniakk syklusen. Derfor må energien pumpene benytter bli trukket fra av det som blir produsert i turbinen for å finne netto effekt for anlegget. Grunnet HYSYS ikke klarer å beregne hvor mye strøm som kreves for å transportere sjøvann til anlegget, er strømmen beregnet for hånd med ligningene 3.1-3.2. Forklaringer til valg av verdier og mellomregninger ligger i Vedlegg E.

$$P_{h(kW)} = q \rho g h / (3.6 \cdot 10^6) \tag{3.1}[111]$$

$$P_{h(kW)} = (15951.22 \text{ m}^3/\text{h}) (1025 \text{ kg/m}^3) (9.81 \text{ m/s}^2) (90\text{m}) / (3.6 \cdot 10^6) = 4009.84\text{kW}$$

Virkningsgraden til pumper ligger i intervallet mellom 75 og 93 % [112], det er derfor valgt en mellom ting. Virkningsgraden ble satt til å være 87%.

$$P_{s(kW)} = P_{h(kW)} / \eta \tag{3.2} [111]$$

$$P_{s(kW)} = \frac{4009.84\text{kW}}{0.87} = 4609.01\text{kW} = 4609.01 \text{ kJ/s} * 3600 \text{ s/h} = 16592436 \text{ kJ/h}$$

Netto elektrisitet levert fra systemet blir produserte strøm minus strøm brukt i pumper, netto levert strøm blir dermed lik 6 046 064 J/h. Det tilsvarer ett anlegg på 1.68 MW (se Vedlegg E).

Trykket på ammoniakken reduseres fra 1545 kPa til 700 kPa over turbinen, og temperaturen reduseres fra 40 til 14.10 °C. Ved at ammoniakktemperaturen inn på kondenser er lik som temperaturen ut, betyr det at kondenser fungerer isoterm. Det betyr at ammoniakken kun kan endre trykk eller volum for å få en faseendring. Temperaturen og trykk endringen regner HYSYS ut selv ved hjelp av fluid package PR. Fase på ammoniakken ut fra turbinen er 0,9560, 0 betyr væskefase og 1 er gass fase. Ammoniakkens neste steg er å endre fase, slik at det kun er væske som går inn i pumpa og blir klar for å gå gjennom en syklus. I dette anlegget vil pumpen kun drive ammoniakken videre uten å endre trykket.

3.4.2 HYSYS simulering med 10 ganger mengden av spillvann

Det ble simulert ett anlegg med en økning på spillvann mengden. Spillvann mengden ble multiplisert med 10. Simuleringen er basert på samme metode og forutsetninger som simuleringen som utnytter tallene fra Nyhamna. I Vedlegg F er alle tall som kommer ut fra simuleringen. «Figur 3-5 Case Study med temperaturen inn på turbinen som uavhengig» gjelder på lik linje som for en simulering med inntak av spillvarme med en verdi som er 10 ganger større. Eneste forskjell er at simuleringen med høy spillvarme har større mengder av ammoniakk og mer produsert strøm se Vedlegg G. Turbinen produserer 224105000 kJ/h, men pumpen krever stor mengde energi for å henter sjøvann. Derfor blir netto elektrisitet kun på 58180676 kJ/h. Ved å multiplisere spillvann mengden med ti kan anlegget ses på som et 16.2 MW stort. For å se utregningen som er brukt for å finne ut netto elektrisitet se Vedlegg G

3.4.3 HYSYS simulering med 100 ganger mengden av spillvann

Simuleringen med 100 ganger mengden av spillvann fra Nyhamna ble satt opp med lik metode som de to foregående simuleringene, trykket og temperaturer er lik som de foregående systemene. I Vedlegg H kan prosesskjema for prosessen ses. Prosesskjema viser hvilken fase det er i de forskjellige rørene. Mens tallen som benyttes og regnes ut av HYSYS kan ses i Vedlegg I. Med tanke på at det er 100 ganger mer spillvann i simulering nummer tre betyr det at alle mengder er betraktelig større. I Vedlegg J er utregningene som er foretatt. Vedlegget viser at anlegget vil ha en effekt på 169.7 MW.

3.4.4 Virkningsgrad

Systemet fungerer ved å utnytte forskjellen mellom varmt og kaldt vann, ifølge Carnot vil større temperaturforskjell øke virkningsgraden. Carnotvirkningsgrad er vist i ligning 3.3

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{min}}{T_{max}} \quad (3.3)$$

For å finne Carnotvirkningsgrad for totale systemet må temperaturen på spillvannet og sjøvannet benyttes, men grunnet Carnot benytter måleenheten kelvin må temperaturen regnes om til kelvin. Carnotvirkningsgraden blir regnet ut i ligning 3.4[34]

$$\eta_c = 1 - \frac{(7.7+273.15)}{(43+273.15)} = 0.112 \quad (3.4)$$

Virkningsgraden er på 0.112 eller 11.2 prosent og vil gjelde for alle simuleringer, grunnet at Carnot kun baserer seg på temperaturer. Som nevnt i kap. 2.2 har OTEC en Carnotvirkningsgrad på 6-8 %, men ved at spillvann har en høyere temperatur enn et normalt OTEC anlegg går virkningsgraden opp.

Termisk virkningsgrad for simuleringene er funnet ved å benytte ligning 3.5 [113]

$$\eta_{Termisk} = \frac{W_{Net}}{q_{inn}} = 1 - \frac{q_{ut}}{q_{inn}} \quad (3.5)$$

I Figur 3-1 Rankine syklus kan det ses at q_{ut} er energien som tapes i kondenser og at q_{inn} er energi som tilføres systemet. For å regne ut q_{ut} og q_{inn} benyttes ligning 3.6 og 3.7, h står for entalpi og er hentet fra HYSYS simuleringene.

$$q_{ut} = h_4 - h_1 = -2782 - (-3981) = 1199 \text{ kJ/kg} \quad (3.6)$$

$$q_{inn} = h_3 - h_2 = -2706 - (-3981) = 1275 \text{ kJ/kg} \quad (3.7)$$

Ved å benytte utregningene for q_{ut} og q_{inn} i ligning 3.5 kan termisk virkningsgrad finnes

$$\eta_{Termisk} = 1 - \frac{q_{ut}}{q_{inn}} = 1 - \frac{1199 \text{ kJ/kg}}{1275 \text{ kJ/kg}} = 0.06$$

Termisk virkningsgrad på det ideelle systemet blir 0.06 eller 6%, og vil gjelde for alle simuleringene. Som nevnt i kapittel 2.2 er termisk virkningsgrad for et OTEC anlegg maks på 3 %. Dette betyr at produksjonen med spillvarme har dobbelt så høy termisk virkningsgrad. Til tross for at økningen er dobbelt er den termiske virkningsgraden fortsatt relativ lav.

4 KOSTNADSESTIMERING

I dette kapitlet er investeringskostnadene (Fixed capital investment) og nåverdi etter 20 år regnet ut for simuleringene i kapittel tre. Det ble regnet ut hva kraftprisen må være for at det skal være økonomisk forsvarlig å bygge anleggene. Til slutt ble det sett på prisforskjellen mellom simulert anlegg og ordinære OTEC anlegg.

4.1 Investeringskostnad

Det ble regnet ut investeringskostnader (FCI, Fixed capital investment) for hver av simuleringene gjennomført i kapittel tre. For å finne FCI ble det tatt utgangspunkt i innkjøpsprisen for hver komponent i prosessen, og nettsiden <http://www.mhhe.com/engcs/chemical/peters/data/ce.html> (MHHE) ble brukt for å finne kostnadene for hver komponent i prosessen. MHHE er en nettside som regner ut hva innkjøpsprisen til komponenten, prisen blir gitt i USD2002. I MHHE velges det komponenttype fra en liste, før en videre velger f.eks. hvilken type pumpe som skal benyttes, deretter må det ta et valg om materiale og størrelse (areal, trykk eller arbeid). Det ble valgt å bygge alle komponenter i rustfritt stål for å forlenge levetiden, et problem med å velge rustfritt stål er at MHHE ikke hadde alle komponentene i rustfritt stål. Løsningen ble å finne alle prisene i karbon stål, for deretter å benytte en faktor på enten 1.3 eller 1.75 for å finne prisene i rustfritt stål. Faktoren er forskjellig avhengig av om det skal være sveiset eller maskinert stål, og kommer fra Eldrup se Vedlegg A. Ved at innkjøpsprisen blir gitt i USD2002 må prisen omregnes til dagen valuta i NOK. Det ble gjort ved å omgjøre USD2002 til NOK2002, endringen ble foretatt ved å benytte valutakursen for USD2002 som var 8.9684 NOK/USD[114].

For å finne ut hva anlegget vil koste i 2015 ble konsumprisindeksen for norske kroner benyttet, indeksen endringen fra 2002 til 2015 var på 1.283 ifølge Statistisk Sentralbyrå[115]. Formelen som ble benyttet for å finne innkjøpsprisen i NOK2015 er illustrert under i formel 4.1.

$$\text{Faktor for innkjøpskostnad} \left(\frac{NOK_{2015}}{USD_{2002}} \right) = \frac{NOK_{2002}}{USD_{2002}} * \frac{NOK_{2015}}{NOK_{2002}} = 8.9684 * 1.283 \quad (4.1)$$

For å finne den totale kapitalkostnaden ble en faktor kalt Eldrup-faktor (Vedlegg A) benyttet. Den tar utgangspunkt i komponentens innkjøpspris for å bestemme hvilket faktortall som skal benyttes, høyere komponentpris betyr lavere faktor. Inne i faktoren ligger det direkte kostnader (materialer), arbeidskraft, ingeniørkostnad, administrasjonskostnader og uforutsette utgifter knyttet til installasjonen.

4.1.1 Forklaring til priser på komponenter

For å finne total FCI ble det regnet ut komponentpris for hver del av anlegget. I delkapittel 4.1.1.1 - 4.1.1.7 blir det forklart hvilke valg som ble tatt for å finne komponentprisen. Det ble ikke beregnet priser på rørene internt i systemet. Grunnen til valget var at Eldrupfaktor tar hensyn til rør ut fra komponentene, og det blir antatt utstyret skal så tett slik at det ikke blir så mye ekstra rør mellom hver komponent. Det er sannsynlig de interne rørene vil heve kapitalkostnadene litt, men det blir neglisjert i denne rapporten.

4.1.1.1 Plate varmeveksler

For regne ut prisen for varmeveksler ble flere valg foretatt. I MHHE ble det valgt «Heat exchanger – Welded plate exchanger». Avgjørende parameter for å finne prisen til varmeveksleren var varmeoverføringsarealet som ble regnet ut for hånd, men tallene er hentet fra HYSYS. For å se utregningene for hver av simuleringene se (Vedlegg E, G, J). I Tabell 4-1 er arealet til de forskjellige simuleringene listet opp. Ved å se i Tabell 4-1 kan det ses at størrelsene ikke endrer seg så mye selv om vannmengden øks med 10 ganger verdien for hver simulering. Det virker litt unaturlig at størrelsen ikke er større, men ved at tallene er hentet fra HYSYS antas det at tallene er korrekt for denne rapporten.

Tabell 4-1 Parameter for kostnadsestimeringen til plate varmeveksler

Utstyr	Areal [m ²]
Platevarmeveksler, Nyhamna	2
Platevarmeveksler, Nyhamna ganger 10	4
Platevarmeveksler, Nyhamna ganger 100	6

4.1.1.2 Kondenser

Komponentprisen for kondenser ble funnet ved å velge «Heat exchanger – multiple pipe, carbon steel pipe and shell» i MHHE. Parameterne som var avgjørende for prisen var varmeoverføringsarealet og trykk-krav til kondenser. Trykk-kravet ble satt til 4140 kPa grunnet det var det laveste og strømmene inn har et maks trykk på 700 kPa. Varmeoverføringsarealet ble regnet ut for hånd med tall fra HYSYS. Utregningene for hver av simuleringene kan sees i (Vedlegg E, G, J). I Tabell 4-2 vises hvilke trykk og areal som ble benyttet for å finne kondenser kostnaden for hver av simuleringene.

Tabell 4-2 Faktorer for kostnadsestimeringen til kondenser

Utstyr	Areal [m ²]	Trykk-krav [kPa]
Kondenser, Nyhamna	45,71	4140
Kondenser, Nyhamna ganger 10	60,32	4140
Kondenser, Nyhamna ganger 100	60,35	4140

4.1.1.3 Pumpe intern syklus

For å finne prisen til pumpen som benyttes for å drive ammoniakk syklusen måtte det velges hvilken type pumpe som skal benyttes. Det ble valgt å bruke en sentrifugalpumpe, valgt ble tatt av den grunn at sentrifugalpumpe er den vanligste pumpen i industrien. Etter valget av sentrifugalpumpe måtte det bestemmes hvilken type sentrifugal som skal anvendes. Det var to typer sentrifugalpumper å velge mellom i MHHE horisontal og vertikal. Det ble besluttet å bruke horisontal pumpe på grunn av at den er enkel installere, kontrollere og vedlikeholde[116], pluss at den hadde betraktelig lavere komponentpris ifølge MHHE. Parameterne MHHE trengte for å finne komponentprisen til pumpen var Volumetric_flowrate (m³/s) og discharge_pressure (kPa), men siden det ikke er trykkendring pumpen ble den satt til én for å finne en pris. Volumstrømmen ble funnet ved å bruke tallene fra HYSYS simuleringene, for deretter å regne ut mengdene i Vedlegg E, G, J.

Pumpene i MHHE har en begrensing på 174 m³/s, derfor krever simuleringene med 10 og 100 ganger mengden flere enn én pumpe. 10 ganger Nyhamna krever syv pumper, mens simuleringen med 100 ganger Nyhamna krever 68 pumper. Det ble valgt å legge prisene til hver pumpe sammen før Eldrup faktoren ble benyttet, dette fører til at Eldrup faktoren går ned. Grunnen til at dette valgt ble foretatt, er at flere av faktorene inne i Eldrup-faktoren ikke trengs å tas med flere en engang. F.eks. trenger ikke hver pumpe å tegnes flere ganger. I Tabell 4-3 ligger volumstrømmene for de tre forskjellige simuleringene som ble benyttet for å finne komponentprisen i MHHE.

Tabell 4-3 Avgjørende faktor for intern pumpe

Utstyr	vol. strøm [m ³ /s]
Pumpe, Nyhamna	118,7
Pumpe, Nyhamna ganger 10	1187,2
Pumpe, Nyhamna ganger 100	11872,14

4.1.1.4 Turbin

For å finne prisen til turbinen måtte det tas flere valg i MHHE, følgende valg ble tatt «Driver – Turbine-Gas turbine». MHHE bruker turbinens arbeid for å finne størrelsen. Arbeidet til turbinen leses av i HYSYS. Maksimalt arbeid en turbin i MHHE er på 10500 kW, Tabell 4-4 viser at både simuleringen med 10 og 100 ganger mengden av Nyhamna overstiger begrensningen i MHHE. Derfor trengs det flere turbiner for å hente ut arbeidet. 10 ganger mengden krever syv turbiner, mens simuleringen med 100 ganger mengden krever 68 pumper. Det ble valgt å legge sammen prisen før Eldrup-faktoren ble benyttet, grunnen er lik som i kapittel 4.1.1.3.

Tabell 4-4 Avgjørende faktor for turbinkostnaden

Utstyr	Arbeid [kW]
Gassturbin, Nyhamna	6618
Gassturbin, Nyhamna ganger 10	66180
Gassturbin, Nyhamna ganger 100	661800

4.1.1.5 Sjøvannsrør

For å finne prisen til hva ett rør vil koste benyttes en nettside som heter <http://www.southwestpipeservices.com/tools.php>. For å finne ut hvor mye røret vil koste trenger nettsiden informasjon om hva lengden, utvendig diameter, tykkelse og hva dollar prisen for ett tonn syrefast stål vil være. Ved at <http://www.southwestpipeservices.com/tools.php> oppga prisen i rustfritt stål ble ikke prisen ganget med faktorene 1.3 og 1.75. Prisen for metallet er 50 dollar/tonn i 8.4.16 [117]

Avstanden fra Nyhamna til korrekt dybde ble funnet ved hjelp av norgeskart[118]. For å finne ut hvor langt røret må være brukes Pytagoras læresetning. Lengden fra Nyhamna og ut til en dybde på 90 meter er ca. 220. Det blir tenkt at røret går skrått oppover, og dermed vil det se ut som en rettvinklet trekant med rørlengden som den lengste. Utregningen er vist under i ligning 4.2:

$$Hyp^2 = Kat^2 + kat^2 = 220^2 + 90^2 \quad (4.2)$$

$$Hyp = \sqrt{56500} = 238$$

Lengden på røret blir 238 meter. Lengden på røret økes med 80 meter grunnet at det er ca. 40 meter fra Nyhamna til et ledig område hvor anlegget kan plasseres ifølge norgeskart.no. 80 meter kommer fra at vannet må slippes ut igjen. Med tanke på at det er 40 meter til pumpen må det også være 40 meter fra pumpen.

For å finne diameteren ble det først tenkt at strømmen skulle være laminær med et Reynolds tall på under 2300[119], men etter flere utregninger kom det fram til at diameteren på røret måtte være på ca. 2400 meter (se Vedlegg K). Dette er urealistisk stort, derfor må strømmingen være turbulent. En laminær

strømning gjennom røret vil føre til at væsken reiser jevnt gjennom røret jevnt uten å få store bremsinger av væsken. Samtidig som pumpen bruker minst mulig energi for å pumpe opp vannet. Derimot ved en turbulent strømning vil ikke strømmen gå like jevnt og få høyere friksjons faktor[120].

For å bestemme rørdiameter ble det testet flere strømningshastigheter for å se hvilken diameter som ga lavest trykktap i pumpen. For å finne trykktapet ble Moody diagram benyttet se Vedlegg L.

Diameteren ble funnet ved å bruke ligning 4 i Vedlegg K med forskjellige hastigheter se Vedlegg M. Det ble brukt flere formler i tabellene i Vedlegg M. Formlene som ble benyttet i tabellen er Darcy- Weisbach ligning (4.3), Reynoldsformelen, Moody diagram og formelen for ruhet.

Darcy ligningen ble benyttet for å finne trykktapet, mens Moody for å finne friksjonsfaktoren (Friction Faktor). For å finne Friction Factor måtte Reynolds tall og ruheten regnes ut. For å finne Reynolds tallet ble formel for Reynolds brukt [se Vedlegg K], mens for Ruhet ble ϵ/d brukt. ϵ leses av i materialvalg i Moody diagrammet. Materialet som ble valgt er Steel structural. Tabell 4-5 viser hva de forskjellige tallen blir med varierte hastigheter for tall fra Nyhamna.

$$\text{Darcy- Weisbach ligning} \quad \Delta P = \frac{f * L * v^2 * \rho}{2D} \quad (4.3)[121]$$

Tabell 4-5 Diameter og trykktap for tall fra Nyhamna ved forskjellige hastigheter

Lengde [m]	Hastighet [m/s]	Diameter [m]	Reynolds tall	Rughet	Friction factor	Trykktap (Pa)
318	0,2	5,312	1086771,34	0,0047	0,028	34,36
318	0,6	3,067	1882343,18	0,0082	0,0358	684,88
318	1	2,376	2430094,59	0,0105	0,039	2675,58
318	1,40	2,008	2875326,70	0,0125	0,04	6364,06
318	1,8	1,771	3260314,02	0,0141	0,0436	13002,35
318	2	1,680	3436672,73	0,0149	0,044	17075,82
318	2,20	1,602	3604412,76	0,0156	0,045	22162,73
318	2,6	1,473	3918409,79	0,0170	0,046	34398,95
318	3,00	1,372	4209047,30	0,0182	0,047	50263,76
318	3,4	1,288	4480873,02	0,0194	0,048	70192,79
318	3,80	1,219	4737126,44	0,0205	0,05	96556,82
318	4,2	1,159	4980211,92	0,0216	0,052	128967,57
318	4,60	1,108	5211972,25	0,0226	0,053	165015,37
318	5	1,062	5433856,70	0,0235	0,054	207096,48
318	5,40	1,022	5647029,53	0,0245	0,0555	258006,91
318	5,8	0,986	5852442,77	0,0253	0,056	311251,87

I tabellen kan det ses at trykktapet økes når diameteren minsker. Derfor er normal hastighet på sjøvannet i rørene i OTEC sykluser på mindre enn 2 m/s. Dette er for å holde pumpetapet på omtrent 20 til 30 prosent av brutto kraften[29]. For å finne hvilken diameter som skal benyttes for de forskjellige systemene må prisene for pumpe og rør se på. Pumpeprisen blir påvirket av trykktapet, mens rørprisen blir påvirket av diameteren. Det blir valgt å følge Vegas anbefaling om å ikke ha en hastighet som er høyere enn 2 m/s[29]. Det er ikke sikkert det er like viktig for et anlegg med så kort rørlengde som dette

anlegget vil benytte, men siden anlegget skal bygges på OTEC sine premisser velges en hastighet på lik eller lavere enn 2 m/s.

For å finne prisen for rørene må veggtykkelsen beregnes, for å finne tykkelsen ble ligning 4.4 brukt. I Vedlegg N er tykkelsen beregnet for alle simuleringene med forskjellige diametere:

$$E_{min} = \frac{p \cdot d_i}{2\sigma - p} \quad (4.4)$$

E_{min} : veggtykkelse [mm], p : innvendig trykk [MPa], d_i : innvendig diameter [mm], σ_d : dimensjonerende spenning [MPa] [122]

Innvendig trykk ble satt til å være $1.00599 \cdot 10^6$ Pa, verdien er trykket som er ved en dybde på 90 meter. Trykket vil endres i løpet av røret, men trykket er høyes ved 90 meters dybde [123]. Derfor må rørene minimum tåle trykk på $1.00599 \cdot 10^6$ Pa.

Formelen for å finne Dimensjonerende spenning er illustrert i ligning 4.5

$$\sigma_d = \frac{f_y}{\gamma_m} \quad (4.5)$$

f_y = flytegrensen til materialet, γ_m = materialfaktor (= 1,1 for grunnmateriale og buttsveiser) [124]

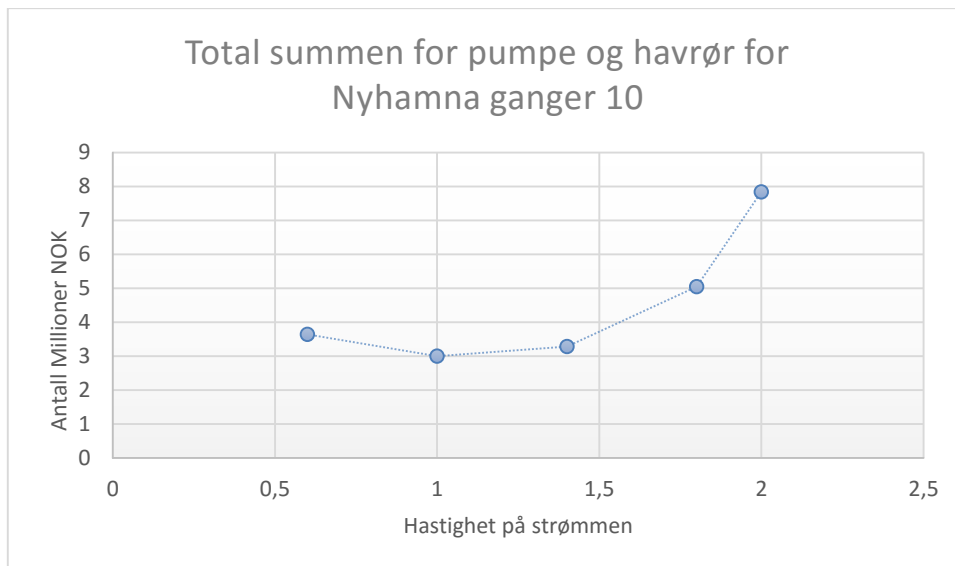
Det valgt å finne en materiale-flytegrense på 520, som er hentet fra en tabell om materialegenskaper. Det ble valgt å bruke karbon stål og 520 er gjennomsnittsverdien av intervallet som var angitt i tabellen [125]. I Tabell 4-6 kan det ses hvilke parametere som var avgjørende for rørkostnadene. De forskjellige parametere ble brukt i nettsiden <http://www.southwestpipeservices.com/tools.php>.

Tabell 4-6 Kostnadsfaktorer for rør kostnaden

Type anlegg	Lengde [m]	Veggtykkelse [mm]	Diameter [m]	Pris (dollar/tonn)
Tall fra Nyhamna	318	2,5304	2,376	50
Tall fra Nyhamna ganger 10	318	8,0017	7,512	50
Tall fra Nyhamna ganger 100	318	17,8924	16,798	50

4.1.1.6 Sammenheng mellom sjøvannspumpe og rørstørrelse

For å finne hvilke størrelser som skal anvendes må det ses på hva som vil lønne seg mest av høy rørkostnad eller høypumpe pris. I Vedlegg O det sett på sammenhengen mellom størrelsene på rør og pumpen. Det har også blitt sett hvilke hastigheter som er billigst å benytte i simuleringene. Figur 4-1 viser hvordan total prisen for pumpe og hav rør endrer seg. Figuren viser at det vil være mest lønnsomt å velge en hastighet på 1 m/s for et anlegg som benytter en spillvann mengde som her ti ganger høyere enn Nyhamna. Prisen er høyere for hastigheter under fordi da vil det bli enorme rør kostnader, men for hastigheter over 1 m/s blir pumpekostnaden mye høyere.



Figur 4-1 illustrerer hvordan kostnaden for pumpen og rør beveger seg i forhold til hastigheten inne i røret. Figuren viser prisen for Nyhamna ganger 10

Kostnadsestimeringen for de to andre simuleringene viser det samme som Figur 4-1, derfor ble hastighet på 1 m/s valgt som ideelle. Selv om en hastighet på 1 m/s viste seg å være mest lønnsomt for anlegget som benytter 100 ganger spillvann mengden ble det imidlertid besluttet å bruke hastighet på 2 m/s for 100 ganger Nyhamna. Grunnen var at rørdimensjonene blir ekstremt store med lavere hastigheter. Rør dimensjonene blir urealistisk høye. På grunn av kostnadestimeringen av sammenhengen mellom pumpe og rør ender det opp med størrelsene vist i Tabell 4-7. tabellen viser at anlegget med minst diameter har størst trykktap.

Tabell 4-7 Størrelsene ble valgt etter å ha sett hva som er mest lønnsomt i Vedlegg O

Type anlegg	Lengde [m]	Hastighet [m/s]	Diameter [m]	Reynolds tall	Ruhet	Friction factor	Trykktap (Pa)
Tall fra Nyhamna	318	1	2,376	2430094,59	0,0105	0,039	2675,58
Tall fra Nyhamna ganger 10	318	1	7,512	7684634	0,0033	0,025	542,37
Tall fra Nyhamna ganger 100	318	2	16,798	34366727,27	0,0015	0,021	814,98

4.1.1.7 Sjøvannspumpe

For å finne prisen til sjøvannspumpen kreves volumstrømmen og trykktapet. Utregningen for Volumstrømmene ligger i Vedlegg E, G og J. For å finne trykktapet må flere ting finnes ut, trykktapet er avhengig av hastighet og diameter på røret. Det er også avhengig av hvilken type strømning som går gjennom røret. Det ble funnet at strømningen må være turbulent (se Vedlegg K). Det som påvirker trykktapet er, Reynoldstallet, ruheten og friksjons faktoren inne i røret, pluss størrelsen på røret. Ruheten, Reynoldstallet og Friksjon faktoren ble regnet ut i Vedlegg M ved hjelp av et Moody diagram (Vedlegg L). For å bestemme hva trykktapet skal være må man se på hva som vil lønne seg mest i forhold til hvilken diameter og hastighet som skal anvendes for de forskjellige simuleringene. I Vedlegg M kan det ses at trykktapet økes når diameteren minsker. Derfor er normal hastighet på sjøvannet i rørene i OTEC sykluser på mindre enn 2 m/s for å holde pumpetapet på omtrent 20 til 30 prosent av brutto kraften[29]. Det blir antatt at trykkdifferansen og trykktapet blir det samme, på grunn av det blir antatt at hevertprinsippet vil slå inn.

Pumpene i MHHE har en begrensning på 174 m³/s, derfor krever simuleringene med 10 og 100 ganger mengden flere en pumpe. Det ble valgt å legge sammen prisen før Eldrup-faktoren ble benyttet, grunnen er lik som i kapittel 4.1.1.3. I Tabell 4-8 ligger volumstrømmene og trykkdifferansen for de tre forskjellige simuleringene som ble benyttet for å finne komponentprisen i MHHE. Volumstrømmene ble hentet fra HYSY, mens trykkdifferansen ble funnet etter at hastigheten på strømmingen ble bestemt.

Tabell 4-8 Kostnadsfaktorer for sjøvannpumpen

Utstyr	Vol. strøm [m ³ /s}	Trykkdifferanse
Pumpe, Nyhamna	4.43	2675,58
Pumpe, Nyhamna ganger 10	44.31	542,37
Pumpe, Nyhamna ganger 100	443	814,98

4.1.2 Total FCI

Når totale innkjøps og installasjonsprisene var regnet ut for alle komponentene for hver av simuleringene, kunne kapitalkostnaden regnes ut, se Vedlegg P. Tabell 4-9 viser hva kostnaden for hvert anlegg blir. Tabellen viser at kostnadene ikke vil øke logaritmisk slikt som spillvann mengden gjør. Det blir kun syv ganger så dyrt å bygge et anlegg som har ti ganger så stort potensial. Forskjellen mellom et anlegg som har 100 ganger potensialet er kun i overkant 60 ganger dyrere å bygge. Noe av grunnen til dette er at det ikke er så mye høyere kostnad å bygge større, det er fordi ved å skalere opp komponenter trenger det ikke like mye material i forhold til størrelsen.

Tabell 4-9 Total FCI for tre forskjellige anlegg, hvor prisen er gitt i NOK₂₀₁₅

Anlegg	Total FCI [NOK ₂₀₁₅]
Anlegg basert på tall fra Nyhamna	40 620 644
Anlegg basert på tall fra Nyhamna ganger 10	283 123 366
Anlegg basert på tall fra Nyhamna ganger 100	2 490 602 478

4.2 NPV

Nåverdi betyr å finne ut hva dagens verdi av fremtidige beløp er. Verdier endrer seg med tiden, og vil normalt sett være verdt mer idag enn i fremtiden på grunn av tapte renter, inflasjon og usikkerhet. For å kunne sammenligne inn- og utbetalinger på forskjellige tidspunkt må alt beregnes til dagens verdi. Dette blir kalt å diskontere på fagspråket. Nåverdi brukes for å finne ut om det vil være lønnsomt for bedrifter å investere, hvis nåverdien er positiv vil det være lønnsomt å bygge[126].

Nåverdien ble regnet ut for de tre forskjellige simuleringene etter 20 år med lineær avskrivning. Lineær avskrivning ble valgt fordi lineær er den mest vanligste i Norge[127]. Lineær betyr at avskrivningen er lik for hvert år. Diskonteringsrenta er satt til 14 %[128]. I Vedlegg Q er alt som er tatt hensyn til for å finne kumulativ disk CF forklart. Det blir forklart hvordan avkastning, skatt, utgifter, inntekter, netto overskudd etter skatt, kontantstrøm etter skatt, Disk CF og kumulativ disk CF blir beregnet og hva de forskjellige betyr. Kumulativ Diskontert cash flow sier om det vil være lønnsomt å investere eller ikke. NB blir kumulativ disk CF positiv er det lønnsomt å investere.

4.2.1 NPV med tall fra Nyhamna

NPV for tall fra Nyhamna ligger i Vedlegg R. Det har blitt regnet NPV for å se om det vil være lønnsomt å bygge et anlegg som koster over førtimillioner norske kroner, som leverer en effekt på 6046064 kJ/h. Dette anlegget vil ikke ha noen annen inntekt enn inntekten for strømmen som blir levert. For å finne ut hva strøminntekten er brukes ligning 4.6:

$$\text{Strøm} = \text{Kraftpris} \left(\frac{\text{Kr}}{\text{kWh}} \right) * \text{Produsert strømmengde (kW)} * \text{Antall timer pr år} * \text{Driftstid} \quad (4.6)$$

Driftstiden ble antatt å være 0.95, det betyr at anlegget vil stå i noen dager. Driftstiden ble antatt å være 0.95 grunnet at anlegget er avhengig av å bli tilført varme fra en annen industri, og det er høy sannsynlighet for at det blir noen stopp i løpet av ett helt år grunnet vedlikehold. Inntektene for dette anlegget ble 2.657 millioner nok, for at anlegget skal være økonomisk gunstig må inntektene være høyere enn utgiftene. I Vedlegg R kan det ses at utgiftene er høyere enn inntektene, utgiftene består av lønn til operatører og vedlikeholdskostnader. I Vedlegg Q er det forklart hvor mange arbeidere som trengs for å drifte anlegget, mens vedlikehold er satt til å være 15% av FCI. Vedlegg R viser at kumulativ disk CF blir negativ. Av den grunn har det blitt kjørt en ny NPV for hva kraftprisen skal være for at kumulativ disk CF skal gå i null. I Vedlegg S ligger NPV basert på at kumulativ disk CF skal gå i null. For å finne ut hvor høye inntektene må være at kumulativ disk CF ble iterasjonmetoden benyttet. Etter iterasjon ble det funnet ut at inntektene må være 18.5473 millioner NOK for at anlegget skal gå i null etter 20 år. Kraftprisen ble funnet ved å snu ligning (4.6). Ifølge formelen må kraftprisen være 132,7039 øre/kWh for at anlegget skal være økonomisk lønnsomt.

4.2.2 NPV med 10 ganger mengden av spillvann

NPV for tall fra Nyhamna ganger 10 ligger i Vedlegg T. Mange av de samme parameterne som ble brukt for å finne NPV for tall fra Nyhamna er benyttet for tall ganger 10. Renten, skattesatsen, kraftpris og vedlikeholdsprosenten er lik. Ved at FCI går betraktelig opp vil også vedlikeholdskostnaden øke en del. Anlegget vil levere en 9.6 ganger høyere effekt ved at strømproduksjonen øker til 58180676 kJ/h, ligning 4.6 blir brukt for å finne ut totalt inntekten. Vedlegg T viser at også for anlegget med 10 ganger spillvannsmengden vil utgiftene være betraktelig høyere enn inntektene. Utgiftene er over 22 millioner NOK høyere enn inntektene. Når inntektene er lavere enn utgiftene vil kumulativ disk CF få høyere negativ verdi enn hva FCI er. For på finne hva inntekten må være for at anlegget skal være lønnsomt ble det laget en ny NPV for tall fra Nyhamna ganger 10, verdiene for at NPV skal gå i null ligger i Vedlegg U. For å finne inntektene i Vedlegg U ble iterasjonmetoden benyttet, på norsk betyr det å prøve og feile for å se hvilke verdier som var nødvendig for at kumulativ disk CF gikk i null. Når inntektene i Vedlegg T og Vedlegg U sammenlignes kan det ses inntekten må økes med nesten fire ganger. Det betyr at kraftprisen må økes til 74.44 øre/kWh. Hvis kraftprisen i Norge var på 75 øre/kWh ville anlegget ha vært økonomisk lønnsomt.

4.2.3 NPV med 100 ganger mengden av spillvann

NPV for tall fra Nyhamna ganger 100 ligger i Vedlegg V. Mange av de samme parameterne som ble brukt for å finne NPV for tall fra Nyhamna er benyttet for tall fra Nyhamna ganger 100. Renten, skattesatsen, kraftpris og vedlikeholdsprosenten er lik. Ved å sammenligne FCI for anlegget tall fra Nyhamna og anlegget tall fra Nyhamna ganger 100 kan det ses at FCI øker med 61.3 ganger verdien. Det har blitt antatt at det vil være mer gevinst å bygge storskala enn småskala. Selv om FCI går ned i forhold til produsert effekt, viser Vedlegg V på lik linje med Vedlegg R at kumulativ disk CF vil bli negativ. Ved at anlegget har blitt skalert opp 100 ganger vil inntekten øke, anlegget vil ha en teoretisk inntekt på hele 265.3 millioner kr/år. Ved å skalere opp anlegget vil det også bli flere komponenter som igjen vil føre til flere operatører (Vedlegg Q), flere operatører fører til høyere utgifter. Men utgiftene som kommer fra operatørene er en liten del av total utgiftene, i Vedlegg V kan det ses at vedlikeholdskostnadene tilsvarer ca. 97.7 % av utgiftene. Totale utgiftene pr. år er omtrent 115 millioner NOK høyere enn

inntektene. I Vedlegg W ble det sett på hva kraftprisen må være for at bygging av anlegget kan være økonomisk forsvarlig. I vedlegget kan det ses at inntektene må økes til hele 842.15 millioner NOK for at kumulativ diskontert Cash Flow skal gå i null. Når inntekten har økt til 842 millioner kan det ses at disk CF blir positiv, det betyr at det er penger som kan brukes for å nedbetale lån. Og når det er nok penger til å betale ned over flere år vil kumulativ disk CF gå i null eller i pluss som betyr at anlegget vil bli økonomisk gunstig, og anlegget kan dermed bygges. Krevd kraftpris for at anlegget kan bygges ligger i overkant av 60 øre/kWh.

4.2.4 Sammenligning mellom simuleringene

Resultatet for nåverdiene til de tre forskjellige simuleringene er oppsummert i Tabell 4-10. I tabellen kan det leses av hva Kumulativ diskontert Cash Flow vil være etter 20 år for de forskjellige simuleringene. Kumulativ diskontert Cash Flow sier hvor lønnsomt det vil være å bygge og drifte anlegget. I tabellen ses det at alle simuleringene vil ha en negativ Cash Flow med dagens kraftpriser på 18.98 øre/kWh. Kraftprisen er basert hva gjennomsnitts kraftpris var for Molde i 2015, og kraftprisen var da på 189.80 nok/MWh [129]. Grunnen til at Molde ble valgt er at det ligger ikke så langt unna Nyhamna, og det er da konkludert med at det er ca. samme kraftpris. Avlest i tabellen kan det ses at alle anleggene vil gå med stor negativ kumulativ diskontert CF verdi med kraftprisen basert på Molde. Derfor ble det satt en Cash Flow på null for å se hva kraftprisen må være for at det skal være økonomisk forsvarlig for å bygge anleggene. Tabellen viser at kraftprisen må være betraktelig høyere for at kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år skal gå i null.

Tabell 4-10 Sammenligningstabell for tre forskjellige simuleringer, tabellen ser hovedsakelig på hva kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år vil være.

		Kraftpris ØRE/kWh	Produsert (GJ/h)	Produsert (GWh/år)	Inntekt (MNOK)	Kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år [MNOK]
1	Nyhamna	18,98	6,046064	13,97648461	2,65273678	-69,2579
	Nyhamna med kraftpris for å gå i null	132,71	6,046064	13,97648461	18,54734016	0
2	Nyhamna ganger 10	18,98	58,180676	134,4943294	25,52702371	-324,9964
	Nyhamna ganger 10 med kraftpris for å gå i null	74,44	58,180676	134,4943294	100,113275	0
3	Nyhamna ganger 100	18,98	604,60586	1397,647213	265,273441	-2513,6117
	Nyhamna ganger 100 med kraftpris for å gå i null	60,26	604,60586	1397,647213	842,1439423	0

Tabellen viser at den nødvendige kraftprisen går betraktelig ned når anlegget blir større, men laveste nødvendig kraftpris er ca. 3.2 ganger høyere enn hva kraftprisen er for Molde. Kraftprisen kan variere enormt rundt omkring i verden, strømprisen blir i tillegg høyere på grunn av leveringsavgifter og skatter. I Norge er kraftprisen på ca. 1/3 av strømprisen, en gjennomsnittlig strømpris for Norge var på 80.1 øre/kWh i fjerdekvartal 2015[130]. Et eksempel på priser utenfor Norge er Tysklands priser. Tyskland hadde i 2012 en strømpris på 254 øre/kWh[131]. Hvis det blir antatt at kraftprisen i Tyskland er også på 1/3 av totale strømprisen, ville kraftprisen i Tyskland ha vært på 84.7 øre/ kWh.

4.2.5 NPV ved å benytte energien direkte i anlegget

Det har kun blitt sett på å selge strømmen, men hovedandelen av industrier bruker store mengder elektrisitet i produksjonen. Elektrisiteten fra spillvarme kan benyttes internt i industrien istedenfor å selge til forbruker. For å regne lønnsomheten må strømprisen som industriene betaler anvendes som inntektskilde. Ifølge Statistisk Sentralbyrå i Norge betaler norsk industri en gjennomsnittlig strømpris på 30.9 øre/kWh, strømprisen inneholder avgifter og nettleie[130]. Tabell 4-11 viser oppsummering av Vedlegg X, vedlegget ser på lønnsomheten av å utnytte elektrisitet produsert fra spillvarme internt i systemet. NPV er satt opp på lik metode som tidligere. Tabellen viser at Kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år vil være negativ. Tabellen viser at anleggene 10 ganger og 100 ganger klarer å betale ned noe av FCI kostnadene, men anleggene vil fortsatt gå med store negative verdier. Inntektene kan betraktes som hva en industri sparer i strømkostnader pr. år.

Tabell 4-11 Kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år for bruk av spillvarme internt

	Strømpris ØRE/kWh	Inntekt pr. år (MNOK)	Kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år [MNOK]	FCI [MNOK]
Nyhamna	30,90	4,3187	-61,99	40,621
Nyhamna ganger 10	30,90	41,56	-255,14	283,12
Nyhamna ganger 100	30,90	431,87	-1787,68	2490,6

4.2.6 NVP for å finne nødvendig kraftprisen med diskonteringsrente på 3.5 og 7%

Det ble sett på hva kraftprisen måtte være for at simuleringene skulle være økonomisk lønnsomt med diskonteringsrente på 3.5 og 7%. Det ble valgt å se på om det er mer realistisk å bygge anleggene hvis diskonteringsrenten var lavere enn 14 %.

Tabell 4-12 viser hva inntektene og kraftprisen måtte være for at anleggene skulle være økonomisk lønnsomme å bygge med diskonteringsrente på 7 %. Ved å sammenligne Tabell 4-12 og Tabell 4-10 kan det ses at kraftprisen går ned når diskonteringsrenten går ned. Selv om prisen går ned, er den fortsatt høyere enn kraftprisen til vannkraft. I Vedlegg Y vises det hvordan kraftprisen ble funnet for de forskjellige simuleringene med en diskonteringsrente på 7%.

Tabell 4-12 Oppsummeringstabell med diskonteringsrente på 7 %

Diskonteringsrente 7 %	Kraftpris ØRE/kWh	Produsert (GJ/h)	Produsert (GWh/år)	Inntekt (MNOK)	Kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år [MNOK]
Nyhamna med kraftpris for å gå i null	110,77	6,046064	13,97648461	15,48218	0
Nyhamna ganger 10 med kraftpris for å gå i null	58,55	58,180676	134,4943294	78,74947	0
Nyhamna ganger 100 med kraftpris for å gå i null	46,81	604,60586	1397,647213	654,2096	0

I Tabell 4-13 vises hva inntektene og kraftprisen måtte være for at anleggene skulle være økonomisk lønnsomme å bygge med diskonteringsrente på 3.5%. Sammenligning av Tabell 4-12 og Tabell 4-13 viser

at kraftprisen blir lavere når diskonteringsrenten går ned. I tabellen kan det ses at kraftprisen nærmer seg hva industriene må betale. I Vedlegg Z ligger tabellene som er brukt for å finne kraftprisen for simuleringene med diskonteringsrente på 3.5%.

Tabell 4-13 oppsummeringstabell med diskonteringsrente på 3.5 %

Diskonteringsrentene 3.5 %	Kraftpris ØRE/kWh	Produsert (GJ/h)	Produsert (GWh/år)	Inntekt (MNOK)	Kumulativ diskontert Cash Flow etter 20 år [MNOK]
Nyhamna med kraftpris for å gå i null	101,46	6,046064	13,97648461	14,18058	0
Nyhamna ganger 10 med kraftpris for å gå i null	51,81	58,180676	134,4943294	69,67748	0
Nyhamna ganger 100 med kraftpris for å gå i null	41,10	604,60586	1397,647213	574,40455	0

4.3 Sammenligning av OTEC kostnader og kostnadene funnet ved simulering

Det ble sett på hvor høye OTEC kostnader er. Deretter ble det sett på hvordan kostnadene til simuleringene var i forhold til normale OTEC anlegg.

4.3.1 OTEC kostnader

Det har blitt snakket mye om OTECs høye kostnader. Shylesh Muralidharan har sett på kostnadene til forskjellige OTEC anlegg i oppgaven «Assessment of Ocean Thermal Energy Conversion» [53]. I oppgaven ble det foretatt en metaanalyse av flere historiske kostnadsevalueringstudier av OTEC. Kostnadene er tatt fra litteraturen fra 1975 til 2011. Shylesh Muralidharan regnet ut alle kostnader om til 2010 verdier i dollar med hjelp av indeks og lagde Tabell 4-14. Det som påvirker kostnadene er størrelsen på anlegget, kostnadskomponentene inkludert kapitalkostnader, drift og vedlikehold, kapasitetsfaktor, osv. Tabellen viser at hva prisen er pr. kW installert.

Tabell 4-14 Estimert kapitalkostnad / kW fra OTEC litteratur laget av Shylesh Muralidharan [53]

Year	Plant description	Plant Size (MW) net	Plant type-cycle	Output	\$ (2010)/kW installed
1990	Land-based [19]	1	OC ¹³	Electricity / Water	28,000
1990	Land-based with second stage water-production [19]	1	OC	Electricity / Water	35,400
1990	Land-based [19]	10	OC	Electricity / Water	16,400
1990	Land-based with second stage water production [19]	10	OC	Electricity / Water	22,600
1980	Moored plant [3]	40	CC ¹⁴	Electricity	11,400
1982	Phase IV PREPA [3]	40	CC	Electricity	13,000
1982	GE tower-mounted [3]	40	CC	Electricity	16,000
1985	Land-based [3]	40	CC	Electricity	17,000
1980	Grazing plantship[3]	46	CC	Ammonia	8,410
1990	Floating (Moored) [19]	50	H ¹⁵	Electricity / Water	10,600
1990	Land-based [19]	50	CC	Electricity	12,600
2010	Open-cycle [27]	51	OC	Electricity / Water	10,751
2010	OTEC plantship - closed-cycle[27]	54	CC	Electricity	8,430
2009	OTEC unit (sub-sea floating vessel design) [23]	100	CC	Electricity	2,680
2010	Floating ship [24]	100	CC	Electricity	4,000
2009	OTEC conventional floating unit [23]	100	CC	Electricity	4,250
2011	Grid-connected [28]	100	CC	Electricity	13891
1990	Methanol plantship [19]	200	CC	Methanol	7,580
2011	LMC ¹⁶ Grid-connected [28]	200	CC	Electricity	11098
1978	LMC spar-type configuration (AL-tube) [21]	240	CC	Electricity	4,020
1978	LMC spar-type configuration (TI-tube) [21]	240	CC	Electricity	5,110
1990	Ammonia plantship [19]	386	CC	Ammonia	3,990
2011	LMC Grid-connected [28]	400	CC	Electricity	8684
2011	LMC Energy carrier [28]	400	CC	Ammonia	8944
1975	OTEC Ammonia plant ship – APL [20]	500	CC	Ammonia	2,430
1975	OTEC Ammonia plant ship [20]	500	CC	Ammonia	3,250
1975	OTEC Ammonia plant ship – TRW [20]	500	CC	Ammonia	5,090
1975	OTEC Ammonia plant ship - LMC [20]	500	CC	Ammonia	8,660

Det kan være vanskelig å sammenligne de 28 forskjellige modeller grunnet størrelse, plassering og forskjellige produkt. For å lettere sammenligne verdiene fra tabellen deles prosjektene inn i tre kategorier. Kategoriene deles inn i intervall som passer med simuleringene som ble gjennomført i denne rapporten:

- OTEC anlegg 1-10 MW
- OTEC anlegg 11-100 MW

- OTEC anlegg større enn 100 MW (opp til 500 MW)

OTEC anlegg på 1-10 MW er små anlegg som ofte er landbasert og er hovedsakelig beregnet for små øysamfunn. Hovedproduktet fra anleggene er elektrisitet, men anleggene kan brukes også til ferskvannsproduksjon, akvakultur og air-condition. Tabellen viser at det er åpen syklus (OC) som benyttes på småskala anlegg. Det blir også vist at anleggene har høy kostnad pr. kW installert, noe av grunnen til høy kostnad er nevnt i kapittel 2.3.1. En av grunnene er at åpen syklus har lavere virkningsgrad. Kostnaden ligger området mellom 16 400 – 35400 \$ / kW for småskala anlegg.

OTEC anlegg på 11-100 MW er mellomstore anlegg som både kan være landbaserte og flytende. Produktet fra mellomstore anlegg er hovedsakelig elektrisitet, utenom noen anlegg som er basert på hybrid teknologien (H). Fra tabellen kan det leses av at anlegg på denne størrelsen er basert på lukket syklus (CC), det gir en mer kompakt konstruksjon enn en åpen syklus. En kompakt konfigurasjon vil ha lavere kostnader. Kostnad pr. kW varier etter størrelse og plassering. For ett 100 MW anlegg kan prisen gå helt ned til 2650 \$ / kW, mens ett 40 MW ligger i området mellom 11400 til 17000 \$ / kW installert.

OTEC anlegg som er større enn 100 MW består hovedsakelig kun av flytende anlegg som generer elektrisitet, ved å utnytte lukket syklus. Tabellen viser at storskala anlegg blir kun brukt til å produsere energiprodukter som strøm, hydrogen, metanol eller ammoniakk. Kostnaden pr. kW blir gjennomsnittlig relativt lav i forhold til mindre anlegg. Et 500 MW anlegg som baserer seg på å produsere ammoniakk kan ha en så lav kostnad som 2430 \$ / kW installert. Siden simuleringen i denne rapporten kun baseres på elproduksjon er det mer relevant å se på ett storskala anlegg som produserer elektrisitet. I følge tabellen koster ett anlegg på 240 MW kun 4020 \$ / kW

4.3.2 Simuleringskostnadene

For simuleringene er alle anleggene tenkt konstruert på land, normalt bygges anlegg på størrelsen til Nyhamna ganger 10 og Nyhamna ganger 100 på åpent hav. På grunn av at varmekilden befinner seg på land, ville det ha vært unaturlig å bygge anlegget på åpent hav. Tabell 4-15 og Tabell 4-16 er laget på lik måte som Shylesh Muralidharan brukte, kostnaden er basert på hva som kom frem i kapittel 4.1.2. Kostnaden har blitt omregnet til å være i \$ 2010. Kostnaden ble først regnet om til dollar 2002 ved å benytte samme metode som ble brukt for å finne FCI i NOK 2015. Eneste forskjell var at metodene ble snudd motsatt vei. For å finne kostnaden i dollar (2010) ble indeksen funnet, indeksforskjellen var på 1.21 [132].

Det kom litt dårlig frem i oppgaven til Shylesh Muralidharan om hva som menes med installert, derfor har det blitt valgt å lage to forskjellige tabeller. Tabell 4-15 benytter seg av hvor mange watt som turbinen klarer å produsere, mens Tabell 4-16 basere seg på antall watt som kan leveres. Ved å sammenligne Tabell 4-15 mot Tabell 4-14 kommer det frem mange interessante tall. Anlegget som har fått navnet Nyhamna går under kategori OTEC 1-10 MW. Når kostnaden sammenlignes med hva som kom frem i Tabell 4-14 kan det ses at kostnaden pr. kW er 25 ganger lavere for Nyhamna enn hva Shylesh Muralidharan har kommet frem til i sitt litteraturstudie. Det må tas hensyn til at i Tabell 4-11 produseres det ferskvann i kategori OTEC 1-10 MW, noe som anlegget ved Nyhamna ikke gjør.

Tabell 4-15 Kostnaden pr. kW, basert på hvor mange watt turbinen klarer å produsere

Navn på anlegget	Størrelse i MW	Produkt	\$(2010) / kW installert
Nyhamna	6,6	Elektrisitet	647
Nyhamna ganger 10	66,2	Elektrisitet	450
Nyhamna ganger 100	662	Elektrisitet	396

Når Tabell 4-15 og Tabell 4-16 sammenlignes blir det vist at kostnaden pr. kW går betraktelig opp i Tabell 4-16. Grunnen er at antall MW går kraftig ned. I en OTEC prosess forsvinner store mengder energi til oppumping av kaldt sjøvann. Kostnadene pr. kW i Tabell 4-16 er mer lik tallene som Shylesh Muralidharan har funnet fra litteraturen, men kostnaden for et småskala anlegg er mye lavere i

simuleringene. Det kommer mest sannsynlig fra forskjellige typer anlegg og produkter. På et storskala anlegg er prisforskjellen på simuleringen og litteraturen kun på 2.6 ganger verdien. Både Tabell 4-15 og Tabell 4-16 viser på lik linje som Tabell 4-14 at kostnaden pr. kW synker med størrelsen.

Tabell 4-16 Kostnad pr. kW, basert på hvor mange watt anlegget klarer å levere

Navn på anlegget	Størrelse i MW	Produkt	\$ (2010) / kW installert
Nyhamna	1,68	Elektrisitet	2543
Nyhamna ganger 10	16,2	Elektrisitet	1838
Nyhamna ganger 100	169,7	Elektrisitet	1543

5 DISKUSJON

I dette kapittelet sammenlignes simuleringene med hverandre samt at de blir satt opp mot OTEC teknologien. Resultatene som tas med i denne sammenligningen vises i tabell 5.1. Det vil også bli diskutert om OTEC generelt.

5.1 OTEC Generelt

Det har blitt estimert at OTEC har potensial både i energiutbytte og som et tilskudd av råvarer til mange øysamfunn. OTEC har potensial til å være mye forskjellig for mange regioner, alt fra vannprodusent til oppdrett av mat. Prosessen har mange kombinasjoner av biprodukter som gjør teknologien mer attraktiv. I tillegg til biprodukter som ferskvann, akvakultur og SWAC er OTEC en Baseload teknologi. Det betyr at teknologien kan produsere energi hele døgnet (24/7) uavhengig av vær og solforhold. Dette er en egenskap som gjør teknologien ekstra interessant siden hovedandelen av fornybare teknologier ikke er Baseload. Energien fra OTEC er ikke begrenset av land, kystlinjer, menneskelig påvirkning eller vann. OTEC har dermed en egenskap som er ganske unik, og kan i tillegg fungere som en stabilisator på strømmettet.

Størrelsen på energipotensialet kan diskuteres. Det har blitt estimert at det totale OTEC potensialet ligger på 300 EJ/år. Dette tallet er urealistisk høyt og er kun et teoretisk estimat, men Rajagopalan and Nihous konkluderer i artikkelen "Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean general circulation model" at OTECs maksimale ressurs ligger på 30 TW[21]. Vega har kommet frem til at ressurspotensialet er i overkant av 1000 TW, og at 10 TW kan hentes ut uten å påvirke klimaet. Grunnen til forskjellige tall kan være at det er tatt hensyn til forskjellige naturkonsekvenser. Ressurspotensialet er mengden energi som kan hentes ut, men tar ikke hensyn til konsekvenser som forekommer ved å ta ut all energien fra havet. Uansett om det er 10 eller 30 TW er det snakk om gigantiske mengder energi, som er tilstrekkelig til å nesten dekke hele verdens energiforbruk.

Konseptet til OTEC baseres på å benytte temperaturforskjellen mellom varmt overflatevann og kaldt dypvann. Prinsippet til OTEC er basert på konvertering av den termisk energien i havet til elektrisitet ved hjelp av enten en varmeveksler eller Flasher. Termodynamikkens andre lov sier at ikke all energi kan omdannes til en annen fase. Til tross for termodynamikkens andre lov har OTEC en kapasitetsfaktor på 90-95 %. Det er en veldig høy kapasitetsfaktor, men det indikerer ikke at anlegget får en høy termisk virkningsgrad. Virkningsgraden på et OTEC anlegg er maksimalt 3 %. Dette er en ekstremt lav virkningsgrad, men med tanke på at OTEC henter store mengder vann gjør at anlegget klarer å levere store mengder elektrisitet. OTEC kan bygges på mange forskjellige metoder, som gjør at virkningsgraden kan endres.

Det kan diskuteres hvilken metode som er best for å generere elektrisitet ved hjelp av OTEC. George Claude mente tidlig at metoden til sin tidligere lærer D'Arsonval ikke var den beste for å produsere strøm. Claudes metode er kjent under navnet åpen syklus, mens D'Arsonval metode går under navnet lukket syklus. Ved å sette metodene opp mot hverandre kan det ses at Claude tok feil i forhold til strømproduksjonen, og at D'Arsonvals metode gir en høyere elektrisk virkningsgrad. Selv med dårligere virkningsgrad er fortsatt Claudes metode aktuell i dagens marked, mye av grunnen er åpen syklus gode evne til å produsere ferskvann. FN har konkludert med at 1/6 av verdens befolkning mangler rent drikkevann. I utgangspunktet har disse områdene gode forutsetninger for OTEC. Selv om områder som mangler vann ønsker å bygge ett OTEC anlegg er det ikke sikkert at åpen syklus blir foretrukket. Det har kommet flere teknologier i ettertid av D'Arsonval og Claude, samtidig som deres teknologier har blitt betraktelig forbedret. To metoder som er en videreutvikling av lukket syklus er Kalina og Solar-boosted. Disse teknologiene baserer seg på å få mer energi ut fra anlegget. En annen teknologi som kan utkonkurrere både lukket og åpen syklus, denne teknologien har fått navnet Hybrid syklus. Hybrid er en sammenslåing av lukket og åpen, og tilfører kunden de beste egenskapene fra hvert anlegg. Hybrid

syklusen har ikke like høy virkningsgrad som lukket, og den har også lavere ferskvannsproduksjon. Selv med lavere ferskvannsproduksjon klarer ett 1 MW anlegg å produsere 4500 m³/dag, det er nok til å dekke 20 000 mennesker med drikkevann. For å ta et standpunkt angående hvilken teknologi som er best å benytte må det ses på behovene til området der det er aktuelt med OTEC. Den store fordelene med en hybrid teknologien er at den kan dekke behovene som både lukket og åpen kan tilføre, men da med en begrenset mengde.

Det har blitt sett på å flette flere teknologier sammen på en plattform som ligger ute på havet. Prosjektet har fått navnet Tropos og er startet av EU. Når det snakkes om å bygge energiteknologier ute på åpent hav er det umulig å ikke tenke på OTEC som en del av teknologiene som kan benyttes. Det ble diskutert litt om hvilke teknologier som ville være best å benytte, men ved Tropos er det kun lukket syklus som er aktuelt. Hensikten bak Tropos er fremtidig mangel på plass langs kysten, med Tropos kan mennesker leve langs kysten og bli tilført nødvendig energi. Tropos har også et miljøvennlig aspekt ved at plattformene kan fungere som opplagringsplass. Noe som fører til at transportsektoren ikke er avhengig av å reise helt inn til land for å hente eller legge fra seg varer. Hovedproblematikken til Tropos er i høye kostnader.

Transport av energien som har blitt produsert på åpent hav diskuteres mye, og et hovedspørsmål er om kabel eller hydrogenproduksjon er det beste alternativet. Kabelmetoden transporterer elektrisitet fra plattformen til land via en undersjøisk kraftkabel, mens hydrogenmetoden er å produsere hydrogen ute på plattformen og transportere det til land med båt. Fordelen med kraftkabel versus hydrogenproduksjon er kabelens evne til å levere elektrisitet direkte til strømmettet uten å måtte bli lagret og transportert med båt til land. Mens hydrogenproduksjonen kan være med å dekke verdens hydrogenbehov, og være med på å gjøre verden uavhengig av oljereservene. Noe av ulempen ved hydrogenproduksjon er høyere kostnad på OTEC anlegget, siden hydrogenanlegg og lagringstanker må tas med i kostnadestimeringen. Kraftkabel har også høye kostnader, grunnet at kablene må legges langs havbunnen. Kabelen kan i tillegg påvirke arter som er følsomme for elektrisitet og magnetiske felt. For å forhindre stor skade på artene har det blitt laget en kabelisolasjon som er tilnærmet effektiv for å forhindre elektrisk felt. For å ta en beslutning på hvilken transportmetode som skal anvendes må det diskuteres hva produsenten er ute etter og hvor anlegget plasseres. OTEC forsker Vega ser for seg at energien transporteres med undersjøisk kraftkabel, og at det vil ta 20-30 år før teknologien er perfektionert. Studier har indikert at produksjon av hydrogen på et OTEC anlegg kan være økonomisk konkurransedyktige med fossilt brensel, ved anlegg som er større enn 100 netto MW elektrisk energi levert[41].

OTEC går for å være ganske snill når det kommer til miljøbelastning, men det er sammenlignet med et tradisjonelt kraftverk. OTEC utgjør noen potensielle miljøtrusler som hovedsakelig kommer fra temperaturendring i havet og oppumping av dypt sjøvann. Oppumping eller upwelling som det ofte blir kalt, fører med seg store mengder næring til overflaten som igjen fører til økt vekst av fiskebestanden i området rundt anlegget. Det kan diskuteres om dette er en fordel eller en ulempe. Fordelen er økt fiskebestand som kan føre til at matindustrien får økt tilgang på mat. Samtidig som plankton kan absorbere CO₂ fra atmosfæren og være med på å redusere global oppvarming. Disse fordelene sett opp mot at teknologien kan føre til ødeleggelse av naturlige økosystemer, må det derfor ses på hva som gir høyes gevinst for jorden. Det må også bli stilt spørsmål om menneskeheten kan ta et valg om hva som er riktig for verden. Mennesker er mest opptatt av seg selv og sine egne behov, og dermed kan arter som har spesialisert seg på økosystemer med lavt næringsinnhold dø ut, noe som kan føre til ringvirkninger. Ringvirkningene kan være både negative og positive.

For å få nødvendige mengder av kaldtvann opp til anlegget kreves store rør både i lengde og tverrsnitt. Rørene fører med seg noen problemer fordi små organismer blir sugd inn i anlegget. Selv om det benyttes gitter/sikt på røringangen er organismene så små at de går igjennom, derfor er inntak av organismer ansvarlig for den største dødeligheten av marine organismer ved kystverk hittil. Av den grunn må det ses på hvilke tiltak som kan være med på å redusere inntak av uønskede organismer i systemet. Det kan vurderes om det er andre typer gitter/filter som kan benyttes, men det vil være

vanskelig å forhindre all inntak av organismer. Det viktigste blir å være oppmerksom på tiltak. F.eks. kan plasseringen av et anlegg være med å redusere inntaksmengden og dødeligheten av organismer.

Temperaturendringen kan være en avgjørende faktor i forhold til om OTEC er en teknologi å satse på eller ikke. Temperaturendringer i havet kan på lik måte som oppstrømning påvirke miljøet både i negativ og positiv forstand. Det positive er at OTEC kan være med på å påvirke værphenomener som tropiske orkaner, ved å senke orkanenes kraft. En stor negativ egenskap OTEC har er at temperaturendring i havet kan føre til høy dødelighet blant koraller og fisker, samt at overflatetemperaturen vil synke med store OTEC operasjoner. Selv om OTEC senker overflatetemperaturen er det ikke sikkert at temperaturen går katastrofalt ned. Grunnen til det er at jordens havtemperatur har økt de siste tiårene. Derfor er det ikke like sikkert at temperaturen endrer seg så mye at det fører til dødelighet for koraller og fiskearter. Det kan diskuteres om temperaturendringene er et stort problem. Det kommer fram i forskningen til Gerard C. Nihous med en 1 Dimensjonal analyse at store OTEC operasjoner har minimal effekt på den samlede THC styrken. Selv om 1 dimensjonal viste lite effekt har det blitt kjørt mer avanserte analyser. Analysen viser at OTEC kan påvirke THC hvis anlegget får kjøre på maksimalt. Det ble sett at temperaturen gikk ned i områdene OTEC holder til og at temperaturen økte i andre områder. Analysen viste at kraften på THC doblet seg når OTEC kjørt maks. Av den grunn blir det diskutert hvor mye OTEC skal begrenses til. Det ble sett at 7 TW ikke ville påvirke THC i noe særlig grad. Det må forskes mer på hvilke effekter OTEC har på havstrømmene. Analysene som er kjørt har noen mangler som gjør at det ikke kan konkluderes i hvor stor grad OTEC vil påvirke.

Ved å se på OTECs fordel og ulemper kan det slås fast at OTEC har ett stort potensial innenfor energiproduksjonsmarkedet, og at teknologien har mange egenskaper som kan tilføre verden mye. Hvis og eventuelt når teknologien har kommet lengre enn i dag, vil anlegg antagelig bli billigere å bygge. Byggekostnadene er i dag den store akilleshælen til OTEC. Ved å bygge anlegg blir det tilført erfaringer som kan fører til billigere løsninger i fremtiden, og ved videre forskning kan det gjøres skikkelig rede for hvilke konsekvenser OTEC fører med seg. Alle metoder for å produsere energi vil påvirke miljøet, men det må ses på hvilke teknologier som gjør minst skade. OTEC ser ut som en av teknologiene som påvirker i minst grad, samtidig som teknologien kan hjelpe på med dagens store miljøproblem (global oppvarming). Alle fordelene gjør teknologien interessant for fremtiden. Med en del forbedring på teknologisisiden og reduisering av kostnadene, kan OTEC være en av hovedprodusentene av energi i fremtiden og dekke store deler av verdens energiforbruk.

5.2 Sammenligning av simuleringene

Tabell 5-1 er en oppsummeringstabell som viser viktig informasjon for å avgjøre om det er aktuelt å bygge ett anlegg på en eksisterende industri. Tabellen viser NPV, kapasitet, effekt, kostnad og påkrev kraftpris for å få et lønnsomt anlegg.

Tabell 5-1 Oppsummeringstabell for simuleringene

	CAPEX (MNOK)	Lønnsom kraftpris (øre/kWh)	NPV (år 20) [MNOK]	Vedlikeholds-kostnader (15 % av FCI) (MNOK)	Termisk virkningsgrad [%]	Effekt på turbin [MW]	Leverte effekt [MW]	\$(2010) / kW installert
Nyhamna	40,62	132,71	-69,26	6,09	6	6,6	1,68	2543
Nyhamna ganger 10	283,12	74,44	-325	42,47	6	66,2	16,2	1838
Nyhamna ganger 100	2 490,60	60,26	-2513,61	373,59	6	662	169,7	1543
Vannkraft	-	18,98	-	-	-	-	-	-

De tre hypotetiske anleggene benytter like forutsetninger i simuleringene, eneste forskjell er mengden spillvann inn på systemet. Tabellen viser at effekten øker med ca. 10 ganger for hver simulering. Det er ganske naturlig med tanke på spillvann mengden blir multiplisert med ti for hver simulering. Det er stor forskjell på effekten på turbinen og hva som kan leveres. Hovedgrunnen til den enorme forskjellen mellom produsert og levert effekt er energien som kreves for å pumpe opp kaldtvann. Termisk virkningsgrad på det ideelle systemet er 0.06 eller 6%, og det gjelder for alle simuleringene. Som nevnt i Kap. 2.2 er termisk virkningsgrad for ett OTEC anlegg maks på 3 %. Dette betyr at produksjonen med spillvarme har dobbelt så høy termisk virkningsgrad som ett tradisjonelt OTEC anlegg. Til tross er den termiske virkningsgraden fortsatt relativt lav i forhold til normale kraftsystemer. Det er teoretisk umulig å øke termisk virkningsgrad uten at temperaturer inn og ut av prosessen endres.

Det ble utført kostnadsberegninger for anleggene. Investeringsbehovet for de forskjellige ble på 40.62, 283.12 og 2490,60 MNOK. Investeringsbehovet viser at kostnadene ikke vil øke lineært slikt som effekten gjør. Kostnadsforskjellen mellom tall fra *Nyhamna* og *Nyhamna ganger 10* viser at det er syv ganger så dyrt å bygge et anlegg som har ti ganger så stort energipotensial. Det er mer tydelig ved å sammenligne kostnadene for det største og minste anlegget, differansen på kostnadene er 61.3 ganger verdien mens anlegget leverer 100 ganger effekten. Noe av grunnen til at det ikke er så mye høyere kostnad å bygge større er fordi ved å skalere komponenter opp trengs det ikke like mye material i forhold til størrelsen. Det samme bevises med \$/kW installert. Ved å sammenligne prisene på simuleringene opp mot ett ordinært OTEC på lik størrelse kan det ses at \$/kW er relativt lik for anlegg som er storskala, men at simuleringene er litt billigere. Noe av grunnen til at \$/kW blir lavere er ved simuleringene ble det benyttet en høyere temperatur på varmekilden. En annen grunn kan være at anlegget ikke må like langt ned for å hente kaldt kjølevann, og dermed spare en del på rørkostnader. På småskala nivå er det stor forskjell på \$/kW mellom simuleringen og ordinære OTEC anlegg, men det kommer mest sannsynlig fra forskjellige typer anlegg og produkter. Simuleringene er kun basert på strøm produksjon som fører til lavere \$/kW.

Ved å sammenligne Tabell 4-1 og Tabell 4-2 kan det ses at det er stor forskjell på arealet til platevekslerene og kondenserene. Det er naturlig at kondenser er større, men i disse beregningene virker det som arealet på plateveksleren er noe lav. Ved at tallene er hentet fra HYSYS blir det i denne rapporten antatt at tallene er korrekte. Det anbefales å gå dypere inn i hvilke størrelser som er nødvendig på en platevarmeveksler for å håndtere strømmene. Det er sannsynlig at det er nødvendig med større platevekslere, som vil føre til høyere kapitalkostnader.

Som vist i Tabell 4-3 er det store ammoniakk mengder som skal transporteres inne i den interne syklusen. Det vil vanligvis bety at internpumpen må bruke en del energi for å transportere arbeidsfluidet rundt. Simuleringen er bygget opp på artikkelen «An order-of-magnitude estimate of Ocean Thermal Energy Conversion Resources» som neglisjere energimengden på pumpen. Det betyr at interne pumpen ikke benytter strøm i denne simuleringen. Dette er urealistisk i en prosess, men ved at beregningene for pumpen som henter sjøvann ikke tar hensyn til hevertprinsippet. Det blir antatt at pumpen er beregnet til å benytte mer energi enn hva den i virkeligheten vil gjøre. Trykkgradient vil løfte store deler av vannet, og derfor kan det antas at deler av energiforbruket til ytere pumpe vil dekke både trykktapet i rør samt energiforbruket til indre pumpe. Dette må regnes mer på i fremtidige arbeid for å avgjøre nøyaktig hvor mye energi som er nødvendig for å opprettholde prosessen.

Det ble med en nedbetalingstid på 20 år kommet frem til en kumulativ diskontert NPV for prosessene, siden alle tre simuleringer fikk en stor negativ kumulativ diskontert NPV med kraftprisen fra vannkraft. I utregningene av nåverdi tas FCI, inntekter, utgifter, avskrivninger og skatt med. Når kumulativ diskontert NPV blir negativ betyr det at det ikke vil være lønnsomt å bygge. Det er mange som diskuterer om strømprisene i Norge er for lave for å kunne forsvare bygging av nye teknologier, og i dette tilfelle blir det vist at det stemmer. For å finne hvilke kraftpriser som de forskjellige simuleringene er avhengige av for å forsvare lønnsomheten ved å bygge ett anlegg, ble iterasjonsmetoden benyttet for å finne hva kraftprisen må være for at nåverdien blir null. Tabellen viser at kraftprisene er betraktelig høyere enn

for simuleringene enn hva den er for vannkraften for å få kumulativ diskontert Cash flow etter 20 år til å gå i null, laveste nødvendig kraftpris er ca. 3.2 ganger høyere enn hva kraftprisen er for vannkraften. Noe som kan forsvare bygging av et anlegg som krever høyere kraftpris enn hva marked ligger på, er at anlegg i dag må benytte energi på å kjøle ned spillvarmen. Det er ikke lov i dag å slippe ut væsker og gasser over en vis temperatur. Energien som benyttes for å pumpe opp vann for avkjøling koster penger, derfor kan det argumenteres for at anlegget kan gå litt i minus. Ulempen for utnyttelse av spillvarme ved OTEC teknologien er at i Norge får industrier lavere strømpriser fra kommunene, totale strømprisen for industri i Norge ligger kun på 30,9 øre/kWh.

I Tabell 4-12 og Tabell 4-13 kan det ses at kraftprisen synker når diskonteringsrenten går ned. Kraftprisen for det største anlegget nærmer seg prisen som industrien må betale for strøm. Nødvendig kraftpris er for det største anlegget var på litt over 40 øre/kWh. Hvis prisen senkes til 30.9 øre vil det være lønnsomt å bygge anlegget i Norge. Grunnen til at det er lønnsomt er at normalt sett bruker industrier som har høy temperatur i prosessen mye strøm. Besparelsen ved å ikke kjøpe energi kan betraktes som inntektskilden til spillvannanlegget.

Hvis en bedrift velger å bygge ett anlegg trenger de ikke å selge strømmen som produseres, strømmen fra anlegget kan heller benyttes internt. Det betyr at anlegget kan benytte strømprisen som inntektspris. Det ble vist i kapittel 4.2.5 at selv om elektrisiteten ble benyttet internt, vil det ikke bli lønnsomt å bygge anleggene.

Ut ifra flere andre scenario kan det likevel bli aktuelt å bygge anlegget. Verden prøver å bli mer energieffektiv for å forhindre global oppvarming. Når et anlegg av typen som har blitt simulert blir koblet på en eksisterende industri, blir virkningsgraden på eksisterende høyere. Dette kan føre til at staten gir subsidier til bedrifter som er villige til å bygge. Det kan også argumenteres med at flere av utstyrskomponentene allerede er tilstede, som igjen fører til lavere FCI. F.eks. er det en pumpe for å pumpe opp kaldt vann til å veksle med, men det er ikke sikkert pumpen er kraftig nok. Som det ble vist i FCI beregningene trengtes det flere enn en pumpe for å tilfredsstille ønsket kraft, derfor kan utstyret som er tilsted i dag benyttes.

Ett annet senario er å benytte teknologien i andre land enn Norge, kraftprisen kan varierer enormt rundt omkring i verden. Norge er ett land som er kjent for billig strøm, men ett stort land som Tyskland har kraftpris på 84.7 øre/kWh. Det er en høyere kraftpris enn hva både Nyhamna ganger 10 og ganger 100 har, begge anleggene vil være lønnsomme å bygge. Det er også land som har høyere kraftpriser enn Tyskland, Dette gjør at teknologien ikke er urealistisk å benytte i fremtiden. Alt avhenger av om det er noen industrier som har stor nok spillvarme potensial og er villige til å investere i anlegget.

6 KONKLUSJON

Utgangspunktet for dette prosjektet har vært å utarbeide en rapport med et hovedfokus på produksjon av elektrisitet fra OTEC. Det har blitt sett på hvilke ulemper og fordeler produksjon av elektrisitet fra OTEC kan påføre verden. En del av hensikten til dette prosjektet var å se på utnyttelse av spillvarme til strømproduksjon ved å benytte teknologien til OTEC.

I denne rapporten er det funnet at OTEC anlegg produserer et hovedprodukt, enten elektrisitet eller energikrevende produkter som ammoniakk og hydrogen. Det har blitt sett at kapitalkostnader pr. installert kW synker når kapasiteten på anlegget økes.

OTEC teknologien kan være en av de potensielle fornybare energikildene i fremtiden. Det høye energi potensialet til OTEC kan tilføre elektrisitet gjennom hele året. Investeringer i Baseload energiprodusenter bør vurderes for regioner som har råd til investeringskostnadene. OTEC har lave driftskostnader som gjør det mer forsvarlig å investere i teknologien, og kapitalkostnadene kan delvis motvirkes ved å kombinere elektrisitetsproduksjon med noen av biproduktene. OTEC kan tilføre verden mange fordeler og tilføre nesten all elektrisitet som verden har bruk for i dag, men de høye kostnadene gjør teknologien litt mindre attraktiv.

Komponentkostnadene bidrar til de høye kapitalkostnadene, men det har blitt sett at oppumping av kaldt sjøvann er hovedutfordringen. I tillegg til kostnadene på utstyr som er nødvendig for oppumping, kommer problemer med design og distribusjon av rør med stor diameter. Når det gjelder rør for småskala anlegg kan teknologien fra andre teknologier benyttes. Større anlegg krever mer forskning og utvikling for å håndtere stor rør størrelser.

Studier har indikert at produksjon av hydrogen på et OTEC anlegg kan være økonomisk konkurransedyktig med fossilt brensel, ved anlegg som er større enn 100 netto MW elektrisk energi levert.

Lukket syklus er det beste valget hvis produksjon av elektrisitet er hensikten med OTEC, mens åpen syklus er best med tanke på vannproduksjon. Hybrid er teknologien som kan tilfredsstillere flest områder.

OTEC må begrenses i kapasitet for at forhindre en stor påvirkning Termohaline sirkulasjonen og temperaturene i havet. Det er estimert at OTEC har en ressurs på 7 – 10 TW uten å gjøre store påvirkninger på havsirkulasjonen og temperaturen i havet.

Virkningsgraden på anleggene ble 11.2 % for Carnot, mens termiskvirkningsgrad ble på 6 %. Anleggene har en betraktelig høyere virkningsgrad enn et vanlig OTEC anlegg.

Investeringsbehovet for simuleringene ble på 40.6 MNOK, 283.1 MNOK og 2490.6 MNOK for anlegg som har en levert effekt på 1.68 MW, 16.2 MW og 169.7MW.

Det ble utført kostnadsberegninger for de forskjellige simuleringene. Det ble med en nedbetalingstid på 20 år kommet frem til en kumulativ diskontert NPV for prosessene på -69.3 MNOK -325 MNOK og -2513.6 MNOK. I utregningene av nåverdi tas FCI, inntekter, utgifter, avskrivninger og skatt med.

I Tabell 4-12 og Tabell 4-13 ses at kraftprisen synker når diskonteringsrenten går ned. Kraftprisen for det største anlegget nærmer seg prisen som industrien må betale for strøm. Nødvendig kraftpris er for det største anlegget var på litt over 40 øre/kWh. Hvis prisen senkes til 30.9 øre vil det være lønnsomt å bygge anlegget i Norge

Ut ifra resultatene og litteraturen kan det konkluderes med at OTEC teknologien har et stort fornybar energipotensial som kan hjelpe alle verdensland med å overholde Parisavtalen om klimanøytralitet. OTEC kan hjelpe med å nå 2 graders målet, grunnet OTEC ikke slipper ut CO₂ samtidig som teknologien kan være med på å senke temperaturen i havet. Det kan også konkluderes at utnyttelse av OTEC teknologien på spillvarme fra norsk industri ikke er økonomisk forsvarlig, da mesteparten av elektrisitetsforbruket dekkes av billig vannkraft som fører til en stor negativ NPV for alle simuleringene. I land som i hovedsak har høye elektrisitetspriser, kan derimot denne teknologien være mer aktuell. I et

land som Tyskland er det økonomisk forsvarlig å bygge ett anlegg på størrelsesorden Nyhamna ganger 10 eller større.

6.1 OTEC problematikk

Prosjektering av åpen syklus og lukket syklus OTEC anlegg har blitt vurdert av mange forskere de siste årene. Amerika så mye på teknologien på 70-tallet, men når oljeprisene gikk ned ble teknologien skrinlagt. Selv om teknologien har vært kjent lenge, og skal være relativ enkel ifølge litteraturen er det ikke bygget noen storskala anlegg. Det er kun vært kortsiktige prototyper av anlegg, disse prototypene har ikke klart å tiltrekke seg de virkelige store investeringene. Heldigvis er det flere kjente selskaper som arbeider med utvikling av OTEC konstruksjoner, selskaper som Lockheed Martin og DCNS. Kommersialisering av OTEC teknologien krever målrettet innsats fra forskere, ingeniører, offentlige myndigheter, og investoren samfunnet for at OTEC skal bli ett storskala anlegg.

Noe av problematikken til OTEC er at teknologien er i dag ute av stad til å konkurrere økonomisk med annen kraftproduksjon, både fornybar og konvensjonelle teknologier. OTEC har en høy kapitalkostnad som gjør at investorer har motvilje til å satse på denne teknologien.

OTEC har også noen tekniske utfordringer, noe av utstyret er ikke blitt utviklet for størrelse som et storskala. Her kan det gjøres mye med investorer som er villige til å investere i teknologien

6.2 Forslag til fremtidig arbeid

Til videre arbeid foreslås det å se på mulighetene for å utnytte OTEC teknologien på spillvarme for andre områder enn Norge. Norge har lave energipriser og derfor bør det ses om det er mer lønnsomt å bygge et anlegg i et land hvor energiprisen er betraktelig høyere. For simuleringene viser at energipotensialet er tilstede. Det anbefales å benytte andre simuleringprogrammer med flere funksjoner for å optimalisere og forbedre prosess simuleringene. Det anbefales å gå inn på hvor stort energiforbruk industriene har for å kjøle ned spillvarmen til en akseptabel temperatur for utslipp. Energiforbruket kan føre til at teknologien blir mer lønnsomt, ved at industriene må betale en høyere pris enn kraftprisen for strømmen som må til for å kjøle ned spillvannet. Kostnaden kan trekkes fra estimert utgiftspost.

OTEC teknologien har kommet langt og i denne rapporten har det blitt nevnt at OTEC kan være positivt som en integrert løsning for små øysamfunn, med hensyn på både energi, vann og mat problemer som oppstår ved små øysamfunn. Derfor burde det ses mer på en integrert økonomisk vurderingsmodell for bygging av ett OTEC anlegg ved øysamfunnene.

Det må ses på hvilke miljøpåvirkninger som kan godtas og ikke. Alle teknologier vil påvirke jorden på en måte, derfor må det ses på hvilke konsekvenser som verden kan leve med og hvilke som vil gjøre størst skade. Det må forskes på hvor mye energi OTEC kan hente ut fra havet uten at sirkulasjonsmønsteret endres.

Litteraturstudier vis at det er ett bredt spekter av estimer basert på hvor stort potensial OTEC har, det er estimert at OTEC har en ressurs på 10 -1000 TW. Derfor må det forskes mer på hvor mye energi som kan tas ut fra havet uten å påvirke havsirkulasjoner og andre miljøkonsekvenser.

Transport av energi som er produsert langt fra land er en stor utfordring med dagens teknologi. Det må forskes mer på hvordan transporten skal håndteres, og bestemmes om hydrogenproduksjon eller undersjøisk kraftkabel er det som er best for den enkelte plattformen. Hvis det blir besluttet å benytte en kraftkabel må det forskes mer på hvordan kabelen påvirker maritimt liv.

REFERANSER

1. FN-SAMBANDET. *Dette er Paris-avtalen*. 2016 [cited 2016 23/04]; Available from: <http://www.fn.no/Tema/Klima/Klimaforhandlinger/Dette-er-Paris-avtalen>
2. FN-SAMBANDET. *Hva er togradersmålet?* 2015 [cited 2015 22/12]; Available from: <http://www.fn.no/Tema/Klima/Hva-er-togradersmaalet>.
3. Dessne, P., et al., *OTEC matters 2015*. 2015.
4. Pelc, R. and R.M. Fujita, *Renewable energy from the ocean*. Marine Policy, 2002. **26**(6): p. 471-479.
5. Nordahl, M. *Vindkraft løser energiproblemet*. 2012 [cited 2012 11/9]; Available from: <http://forskning.no/alternativ-energi/2012/09/vindkraft-loser-energiproblemet>.
6. Education, M.H. *MHHEs regneverktøy for komponentpriser*. Available from: <http://mhhe.com/engcs/chemical/peters/data/ce.html>.
7. Harrison, S. *Ocean Thermal Energy Conversion*. 2010; Available from: <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/harrison2/>.
8. Hartmann, D.L., *Global Physical Climatology*. Vol. volum 56 in the internationa Geophysics series. 1994.
9. Woodford, C. *OTEC (ocean thermal energy conversion)*. 2016 21/01/16; Available from: <http://www.explainthatstuff.com/how-otec-works.html>.
10. *Forholdt mellom temperatur og dybde i havvann på ulike breddegrader*. naturfag.info.
11. LLC, O.I. *OTEC History 2014* [cited 2014; Available from: <http://www.oteci.com/otec-at-work/test-page/>.
12. Beorse, B. *OTEC History 1977*; Available from: <https://shamcher.wordpress.com/otec-history/>.
13. *OCEAN Thermal Energy Conversion*. Available from: <http://www.princeton.edu/~ota/disk3/1978/7815/781504.PDF>
14. State, U.S.D.o. *Oil Embargo*. Available from: <https://history.state.gov/milestones/1969-1976/oil-embargo>.
15. Morris, C.J.C.C.G., *Handbook of Energy*. Vol. 2. 2013: Elsevier Science Pub. .
16. Finney, K.A. *Ocean Thermal Energy Conversion 2008*; Available from: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.586.2410&rep=rep1&type=pdf>.
17. Ruud Kempener (IRENA), F.N.I. *Ocean Thermal Energy Conversion 2014* [cited 2014 June]; Available from: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Ocean_Thermal_Energy_V4_web.pdf.
18. Otecnews.org. *What is OTEC* Available from: <http://www.otecnews.org/what-is-otec/>.
19. OTECFUNDATION. *Advanced Composite Cold Water Pipe*. 2012 [cited 2012 11/07]; Available from: <http://www.otecnews.org/2012/07/advanced-composite-cold-water-pipe/>.

20. Masutani, S.M. and P.K. Takahashi, *Ocean thermal energy conversion*. Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, 1999.
21. Rajagopalan, K. and G.C. Nihous, *Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean general circulation model*. Renewable Energy, 2013. **50**: p. 532-540.
22. Pedersen, B. *Termodynamikk*. 2009 08.03.2015 [cited 2009 15/02]; Available from: <https://snl.no/.versions/list/178233>.
23. Nancy E. Kinner, P.D. *Technical Readiness of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) 2009* [cited 2009 November]; Available from: https://coast.noaa.gov/czm/media/otec_nov09_tech.pdf.
24. Amano, M. and T. Tanaka, *Open-cycle OTEC systems with freshwater product: Effects of noncondensable gases on performance of condenser*. Electrical Engineering in Japan, 2006. **154**(1): p. 29-35.
25. Kim, A.S., et al., *Dual-use open cycle ocean thermal energy conversion (OC-OTEC) using multiple condensers for adjustable power generation and seawater desalination*. Renewable Energy, 2016. **85**: p. 344-358.
26. whocares. *Verdens vannsituasjon*. Available from: <http://www.whocares.info/verdens-vannsituasjon/category1262.html>.
27. *Ocean thermal power*. 2012 [cited 2012 04/09]; Available from: <http://energythic.com/view.php?node=286>.
28. Xenosys, *The OTEC cycle using Rankine Cycle*. SEA02.
29. Vega, L.A., *Ocean thermal energy conversion primer*. Marine Technology Society Journal, 2002. **36**(4): p. 25-35.
30. Modi, A. and F. Haglind, *Thermodynamic optimisation and analysis of four Kalina cycle layouts for high temperature applications*. Applied Thermal Engineering, 2015. **76**: p. 196-205.
31. Wang, C., et al., *Research and developments on ocean thermal energy conversion*. The IES Journal Part A: Civil & Structural Engineering, 2011. **4**(1): p. 41-52.
32. Kim, N.J., K.C. Ng, and W. Chun, *Using the condenser effluent from a nuclear power plant for Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)*. International Communications in Heat and Mass Transfer, 2009. **36**(10): p. 1008-1013.
33. Ahmadi, P., I. Dincer, and M.A. Rosen, *Energy and exergy analyses of hydrogen production via solar-boosted ocean thermal energy conversion and PEM electrolysis*. International Journal of Hydrogen Energy, 2013. **38**(4): p. 1795-1805.
34. Lundby, D.G.J.o.L. and *varmekraftmaskin*. 2009 14.11.2014 [cited 2009 15/02]; Available from: <https://snl.no/varmekraftmaskin>.
35. Yamada, N., A. Hoshi, and Y. Ikegami, *Performance simulation of solar-boosted ocean thermal energy conversion plant*. Renewable Energy, 2009. **34**(7): p. 1752-1758.
36. Revkin, A.C. *Alternative Energy Sources*. 2005 [cited 2005 28/08]; Available from: http://203.94.229.213/publication-aenergysource/Alternate_Energy_ebook.pdf#page=90.
37. *Non-convection Energy Resources*. 2015, Pankaj Kumar: SlideShare.

38. da Rosa, A.V., *Fundamentals of Renewable Energy Processes*. 2005, London, US: Academic Press. 128.
39. Whitty, J.M.J. *BP's Deep Secrets*. 2010 2015-06-13 [cited 2010 September]; Available from: <http://search.proquest.com/docview/748726929/fulltext/4384F886B3C3402EPQ/1?acountid=8579>.
40. *BOEMRE completes study of undersea power cables*. 2011 08.06.2013 [cited 2011 August]; Available from: <http://search.proquest.com/docview/887713685/citation/E30292264B8C4E84PQ/1?acountid=8579>.
41. Avery, W., D. Richards, and G. Dugger, *Hydrogen generation by OTEC electrolysis, and economical energy transfer to world markets via ammonia and methanol*. International journal of hydrogen energy, 1985. **10**(11): p. 727-736.
42. UngEnergi. *Hydrogen*. 2015 03/08/2015 Available from: <http://ungenergi.no/fornybar-energi/hydrogen/>.
43. Pedersen, B. and *elektrolyse* 2009 02/04-2014 [cited 2009 14/02]; Available from: <https://snl.no/elektrolyse>.
44. Van Ryzin, J., et al. *The hydrogen economy of 2050: OTEC driven?* in *OCEANS, 2005. Proceedings of MTS/IEEE*. 2005. IEEE.
45. innovation, M.O. *Ocean Thermal Energy Conversion*. 2008; Available from: <http://www.makai.com/ocean-thermal-energy-conversion/>.
46. Jakobsen, H.Ø. *Åtte glass vann om dagen er tull*. 2011 [cited 2011 19/7]; Available from: <http://forskning.no/forebyggende-helse-mat-menneskekroppen-samfunnsmedisin/2011/07/atte-glass-vann-om-dagen-er-tull>.
47. innovation, M.O. *Sea Water Air Conditioning*. 2008; Available from: <http://www.makai.com/sea-water-air-conditioning/>.
48. Stefan Rahmstorf, M.M., Rasmus Benestad, Gavin Schmidt, and William Connolley. *Hurricanes and Global Warming – Is There a Connection?* 2005 [cited 2005 02/09]; Available from: <http://www.realclimate.org/index.php/archives/2005/09/hurricanes-and-global-warming/>.
49. UngEnergi. *Havtermisk energi (OTEC)*. 2013 07.07.2015 [cited 2013 22/05]; Available from: <http://ungenergi.no/fornybar-energi/energifrahavet/otec/>.
50. Nihous, G.C., *An order-of-magnitude estimate of ocean thermal energy conversion resources*. Journal of Energy Resources Technology, 2005. **127**(4): p. 328-333.
51. D, L.A.V.P. *Ocean Thermal Energy Conversion(OTEC)III*. Available from: <http://www.clubdesargonautes.org/otec/vol/vol12-4-2.htm>.
52. Nihous, G.C., *Yearly average ocean temperature differences between 20m and 1000m*. 2011.
53. Muralidharan, S., *Assessment of ocean thermal energy conversion*. 2012, Massachusetts Institute of Technology: Massachusetts Institute of Technology p. 113.
54. Ragnøy, M.M., *TEKNOLOGIKARTLEGGING KRAFTGJENVINNING FRA LAVTEMPERATUR SPILLVARME* 2014: Enova.

55. Technologies, C., *Calnetix Technologies Unveils Breakthrough Technology for Converting Waste Heat into Electric Power*, C. Technologies, Editor. 2014, Calnetix Technologies.
56. Andersson, M. *Lefdal Mine Datacenter – The Norwegian Solution*. Available from: <http://www.lefdalmine.com/the-norwegian-solution/>.
57. Sands, M., *Ocean thermal energy conversion (OTEC) programmatic environmental analysis*. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2011.
58. CENTER, T.G.D.R. *Oceans and the carbon cycle*. Available from: <http://www.gdrc.org/oceans/fsheet-02.html>.
59. Throndsen, J. *Planteplankton 2009 15.01.2015* [cited 2009 14/02]; Available from: <https://snl.no/planteplankton>.
60. Hammar, L. and M. Gullström. *Applying Ecological Risk Assessment Methodology for Outlining Ecosystem Effects of Ocean Energy Technologies*. in *9th European Wave and Tidal Energy Conference, September 5-9 2011, Southampton*. 2011.
61. Quinby-Hunt, M., D. Sloan, and P. Wilde, *Potential environmental impacts of closed-cycle ocean thermal energy conversion*. Environmental Impact Assessment Review, 1987. **7**(2): p. 169-198.
62. Polarinstittutt, N. *Kaldt, varmt, salt eller ferskt, hva er tyngst?* ; Available from: <http://www.npolar.no/no/om-oss/formidling/skole/ice-fimbulskole/lab/tetthet.html>.
63. Nihous, G.C., *A preliminary assessment of ocean thermal energy conversion resources*. Journal of Energy Resources Technology, 2007. **129**(1): p. 10-17.
64. Miljødirektoratet. *Klimaendringer og havet 2015* [cited 2015 23.11]; 2015]. Available from: <http://www.miljostatus.no/tema/klima/klimaendringer-globalt/klimaendringer-havet/>.
65. Andy. *Hva er korallbleking?* . Available from: <http://www.notmywar.com/hva-er-korallbleking/>.
66. Martinsen, M. *Korallrev og tareskog i faresonen*. 2004 [cited 2004 25/02]; Available from: <http://bellona.no/nyheter/havbruk/2004-02-korallrev-og-tareskog-i-faresonen>.
67. Dannevig, P. *tropisk lavtrykk*. 2009 01.06.2015 [cited 2009 15/02]; Available from: https://snl.no/tropisk_lavtrykk.
68. Boehlert, G.W., G.R. McMurray, and C.E. Tortorici, *Ecological effects of wave energy development in the Pacific Northwest*. NOAA Technical Memorandum NMFS-F/SPO-92, Northwest Fisheries Science Center, National Marine Fisheries Service, National Oceanic and Aeronautic Administration, Seattle, Washington, 2008.
69. Spokes, L. *Havets sirkulasjon*. 2003 01.10.2003 [cited 2005; Available from: http://klimat.czn.uj.edu.pl/enid/1_Havet_og_klimaet/-_Havets_sirkulasjon_3oe.html.
70. Gill, A., Gloyne-Philips, I., Neal, K., Kimber, J., *COWRIE 1.5 The Potential Effects of Electromagnetic Fields Generated by Sub-Sea Power Cables Associated with Offshore Wind Farm Developments on Electrically and Magnetically Sensitive Marine Organisms - A Review*. 2005: p. 128.
71. Nihous, G.C., *An estimate of Atlantic Ocean thermal energy conversion (OTEC) resources*. Ocean Engineering, 2007. **34**(17): p. 2210-2221.

72. Rahmstorf, S., *The thermohaline ocean circulation: A system with dangerous thresholds?* Climatic Change, 2000. **46**(3): p. 247-256.
73. ;, N.A.a.S.A.N. *GISS Surface Temperature Analysis*. Available from: <http://data.giss.nasa.gov/gistemp/maps/>.
74. *Diapycnal: definition*. Available from: <https://www.esr.org/outreach/glossary/diapycnal.html>.
75. Aven, T. *risiko*. 2009 16.03.2016 [cited 2009 15/02]; Available from: <https://snl.no/risiko>.
76. NTNU. *Risikovurdering 2013*; Available from: <https://innsida.ntnu.no/wiki/-/wiki/Norsk/risikovurdering>.
77. otecfoundation. *OTEC pilot plant to be built in Okinawa Prefecture*. 2012 [cited 2012 27/07]; Available from: <http://www.otecnews.org/2012/07/otec-pilot-plant-to-be-built-in-okinawa-prefecture/>.
78. Martin, L. *OTEC: The Time is Now*. Available from: <http://www.lockheedmartin.com/us/100years/stories/otec.html>.
79. OtecNews. *Curaçao – Ecopark*. 2012 [cited 2012 04/07]; Available from: <http://www.otecnews.org/project/curacao-ecopark/>.
80. holding, C. *ECO Park*. Available from: <http://www.ca-holding.com/ecopark>.
81. Holding, c. *The Airport City Concept*. Available from: <http://www.ca-holding.com/the-airport-city-concept>.
82. Quevedo, E., et al., *Multi-use offshore platform configurations in the scope of the FP7 TROPOS Project*. MTS IEEE OCEANS, Bergen (Norway), 2013.
83. Troposplatform.eu. *Transport*. Available from: <http://www.troposplatform.eu/TROPOS-on-different-sectors/Transport>.
84. Troposplatform.eu. *Energy*. Available from: <http://www.troposplatform.eu/TROPOS-on-different-sectors/Energy>.
85. Troposplatform.eu. *Aquaculture*. Available from: <http://www.troposplatform.eu/TROPOS-on-different-sectors/Aquaculture>.
86. Troposplatform.eu. *Leisure*. Available from: <http://www.troposplatform.eu/TROPOS-on-different-sectors/Leisure>.
87. Lu, S.-Y., et al. *Environmental aspects of designing multi-purpose offshore platforms in the scope of the FP7 TROPOS Project*. in *OCEANS 2014-TAIPEI*. 2014. IEEE.
88. *Funding Nemo*, in *reNEWS*. 2014.
89. *Akuo Energy and DCNS awarded European NER 300* funding: a crucial step for the marine renewable energy sector*. 2014 [cited 2014 07/09]; Available from: <http://en.dcnsgroup.com/news/akuo-energy-and-dcns-awarded-european-ner-300-funding-a-crucial-step-for-the-marine-renewable-energy-sector/>.
90. otecfoundation. *Funding NEMO: Offshore OTEC project awarded in NER 300 program*. 2009 [cited 2009 09/07]; Available from: <http://www.otecnews.org/2014/07/offshore-otec-project-nemo-awarded-ner-300-funding-program/>.

91. Action, D.-G.f.C. *NER 300 programme* 29/04.2016; Available from: http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ner300/index_en.htm.
92. Sentralbyrå, S. *Energiregnskap og energibalanse, 2014, foreløpige tall*. 2014 [cited 2015 06/05]; Available from: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energiregn/aar-forelopige/2015-05-06>.
93. Fjellvåg, J.M.o.H. *ammoniakk*. 2009 27.11.2015 [cited 2009 14/02]; Available from: <https://snl.no/ammoniakk>.
94. *Elkem Bjølvefossen mer enn dobler el-produksjonen*. 2016, enova.
95. Hofstad, K. *Rankine-syklus*. 2013 15.11.2013 [cited 2013 15/11]; Available from: <https://snl.no/Rankine-syklus>.
96. Muller-Steinhagen, H.M.G. *Rankine syklus*. 2011 07.02.2007 [cited 2011 02/02]; Available from: <http://www.thermopedia.com/content/1072/>.
97. Michael J. Moran, H.N.S., *Fundamentals of Engineering Thermodynamics* 6ed. 2007: Wiley.
98. Andrew.Ainsworth, *Physical layout of the four main devices used in the Rankine cycle*, R.c. layout.png, Editor. 2007, Wikipedia.
99. Spakovszky, P.Z.S. *Thermodynamics and Propulsion: Rankine Power Cycles* Available from: <http://web.mit.edu/16.unified/www/FALL/thermodynamics/notes/node65.html>.
100. Gran, Ø. *varmeveksler*. 2009 [cited 2016 19/05]; Available from: <https://snl.no/varmeveksler>.
101. Amalfi, R.L., F. Vakili-Farahani, and J.R. Thome, *Flow boiling and frictional pressure gradients in plate heat exchangers. Part 1: Review and experimental database*. International Journal of Refrigeration, 2016. **61**: p. 166-184.
102. Kushwaha, A., *How does a plate heat exchanger work?* quora
103. Holmefjord, E. *Stor aktivitet ved Shell sitt Nyhamna prosjekt*. 2015 [cited 2015 14/09]; Available from: <http://petro.no/stor-aktivitet-ved-shell-sitt-nyhamna-prosjekt/30421>.
104. AspenTech. *Optimize Hydrocarbon Processes with Aspen HYSYS*. Available from: <http://www.aspentech.com/products/aspen-hysys/>.
105. Technology, A., *Hysys 2004.2 Simulation Basis*. 2005. p. 527.
106. *ASPEN HYSYS- fluid package selection*. Available from: ecourses.chemeng.ntua.gr/tools/getfile.php?file=516&type.
107. insitutt, M. *Kart over Bud målestasjon*. Available from: <http://www.yr.no/kart/#lat=62.86854&lon=7.15761&zoom=8&laga=havtemp&baseid=PunktNorge%3A195320&proj=3575>.
108. Havforskningsinstituttet. *Stasjon: Bud* 2015; Available from: <http://www.imr.no/forskning/forskningsdata/stasjoner/view?station=Bud>.
109. Gudmundsson, J.S. *KOMPRESJON OG KOMPRESSORER*. 2010; Available from: [http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/prosessering/kompendium/7%20Kompressor%20\(utkast%202010\).pdf](http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/prosessering/kompendium/7%20Kompressor%20(utkast%202010).pdf)

110. Gunvaldsen, K.S.o.I. *elektrisk maskin*. 2009 08.05.2015 [cited 2009 14/02]; Available from: https://snl.no/elektrisk_maskin.
111. ToolBox, E. *Hydraulic Pump Power*. Available from: http://www.engineeringtoolbox.com/pumps-power-d_505.html.
112. Joe Evans, P.D. *Centrifugal Pump Efficiency—What Is Efficiency?* 2012 [cited 2012 Februar]; Available from: <http://www.pumpsandsystems.com/topics/pumps/pumps/centrifugal-pump-efficiency-what-efficiency>.
113. Bahrami, M. *Vapor Power Cycles* Available from: <http://www.sfu.ca/~mbahrami/ENSC%20461/Notes/Vapor%20Power%20Cycles.pdf>.
114. Bank, N. *Valutakurs for Amerikanske dollar (USD)*. 10.05.2016; Available from: <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/USD>.
115. Sentralbyrå, S. *Konsumprisindeksen, desember 2015*. 2016 [cited 2016 11/01]; Available from: <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/statistikker/kpi/maaned/2016-01-11>.
116. centrifugal-pump.org. *Horizontal vs. Vertical Design*. Available from: http://centrifugal-pump.org/pump_horizontal_vertical.html.
117. *Industrial Metals Prices and Charts*. 09.05.2016; Available from: <https://www.quandl.com/collections/markets/industrial-metals>.
118. Norgeskart. Available from: http://www.norgeskart.no/?sok=aukra#13/91229/6994903/-land/+enkel/+sjo_enc/+hits.
119. pipeflowcalculations.com. *Reynolds number calculator*. Available from: <http://www.pipeflowcalculations.com/reynolds/>.
120. Britannica, T.E.o.E. *Laminar flow*. 09.04.2014 [cited 2006 01/06]; Available from: <http://global.britannica.com/science/laminar-flow/article-history>.
121. Gudmundsson, J.S. *TRYKKTAP I RØRLEDNINGER* 2010; Available from: <http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/prosessering/kompendium/2%20Trykktap%202010.pdf>.
122. Pipelife. *Rørhåndboka* 2007 [cited 2007 Mai]; Available from: http://www.initio.no/filer/pipelife/Dokumenter/Rorhand_alle_KAP.pdf.
123. kalkuler.com. *Trykk på dybde*. 2012; Available from: http://www.kalkuler.com/kalkulatorer/div/trykk_i_vann.php.
124. Johansen, H. *Styrkeberegninger* Available from: <http://www.ansatt.hig.no/henningj/materialteknologi/Styrkeberegning/arbeidsplan/Sveiseforbindelser-forelesningnotater.pdf>.
125. Berge, S. *Materialteknologi*. 2011 [cited 2011 21/10]; Available from: <http://www.ntnu.no/documents/14574940/d8f1cf75-481d-446d-836b-e8246a3665eb>.
126. Idsø, J. and *nåverdi* 2012 25.02.2015 [cited 2012 08/01]; Available from: <https://snl.no/nåverdi>.
127. e-conomic. *Avskrivning - Hva er avskrivning?* ; Available from: <https://www.e-conomic.no/regnskapsprogram/ordliste/avskrivning>.

128. Turton, R., et al., *Analysis, synthesis and design of chemical processes*. Fourth Edition ed.: Pearson Education.
129. NordPool. *Elspot prices*. 2015; Available from: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/NO/Daily1/?view=table>.
130. Sentralbyrå, S. *Elektrisitetspriser, 4. kvartal 2015*. 2016 [cited 2016 25/02]; Available from: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elkraftpris/kvartal/2016-02-25>.
131. EnergyUse. *Global Electricity Prices*. [cited 2016; Available from: http://energyusecalculator.com/global_electricity_prices.htm.
132. Calculator, U.I. *Inflation Calculator*. 2016 17.05.2016 [cited 2016 17/05]; Available from: <http://www.usinflationcalculator.com/>.

VEDLEGG

Vedlegg A Eldrup-faktor

Vedlegg B Aspen HYSYS simuleringstall for Nyhamna

Vedlegg C Case studie: forhold mellom vannmengde inn til kondenser og temperatur inn på kondenser

Vedlegg D Case studie: over sjøvannstemperatur ut av kondenser og sjøvannsmengde inn på kondenser

Vedlegg E HYSYS Beregninger for tall fra Nyhamna

Vedlegg F Aspen HYSYS simuleringstall med 10 ganger spillvann mengden

Vedlegg G HYSYS Beregninger for anlegg med 10 ganger spillvann mengden

Vedlegg H Prosesskjema med illustrasjon av hvilke faser prosessen har

Vedlegg I Aspen HYSYS simuleringstall med 100 ganger spillvann mengden

Vedlegg J HYSYS Beregninger for anlegg med 100 ganger spillvann mengden

Vedlegg K Rør og trykktaps beregninger

Vedlegg L Moody diagram

Vedlegg M Tabeller for diameter og trykktap

Vedlegg N Tabell for veggtykkelse

Vedlegg O Kostnad for forskjellige rør og pumpe størrelser

Vedlegg P Utregning for FCI for tre forskjellige simuleringer

Vedlegg Q Kostnadsforklaringer

Vedlegg R NPV for tall fra Nyhamna

Vedlegg S NPV med hensyn for at anlegget skal gå i null

Vedlegg T NPV for tall fra Nyhamna ganger 10

Vedlegg U NPV med hensyn for at anlegget skal gå i null ganger 10

Vedlegg V NPV for tall fra Nyhamna ganger 100

Vedlegg W NPV med hensyn for at anlegget skal gå i null ganger 100

Vedlegg X NPV basert på å utnytte elektrisiteten internt

Vedlegg Y NPV med hensyn for at anlegget skal gå i null med diskonteringsrente på 7%

Vedlegg Z NPV med hensyn for at anlegget skal gå i null med diskonteringsrente på 3.5%

VEDLEGG A ELDRUP FAKTOREN

ELDRUP-FAKTOREN

Eldrup-faktoren er en faktor som brukes for å finne totale kostnaden for å installere en komponent. Faktoren brukes ved å multiplisere innkjøpskostnaden med en faktor som ligger i diagrammet under. For å finne faktoren må det bestemmes om komponenten baserer seg på væske eller fast stoff. Deretter må prisområdet i til komponenten finnes. Ved å følge kolonnen til prisområdet komponenten kommer innfor, og går helt i bunn av diagrammet finnes faktoren som må multiplisere med innkjøpskostnaden. Inne i faktoren ligger direkte kostnader (materialer), arbeidskraft, ingeniørkostnad, administrasjonskostnader og uforutsette utgifter knyttet til installasjonen. I tabellen er alle tall basert på å bruke materialet karbon stål, for å få totale prisen for rustfritt stål må det multipliseres med en faktor på 1,3 eller 1,75 avhengig av om det skal være sveiset eller maskinert stål.

2013-2014

Cost of equipment in Carbon Steel (CS) (kNOK)	Fluid							Solid							
	0-20	20-100	100-500	500-1000	1000-2000	2000-5000	5000-15000	>15000	0-20	20-100	100-500	500-1000	1000-2000	2000-5000	>5000
Equipment	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Erection	0,70	0,37	0,20	0,14	0,11	0,09	0,08	0,06	1,55	0,82	0,48	0,34	0,28	0,20	0,17
Piping	2,80	1,51	0,88	0,65	0,51	0,38	0,32	0,23	0,57	0,31	0,17	0,13	0,10	0,08	0,07
Electric	0,81	0,56	0,38	0,32	0,27	0,22	0,20	0,14	1,37	0,86	0,57	0,44	0,37	0,31	0,26
Instrument	2,80	1,51	0,88	0,65	0,51	0,38	0,32	0,23	1,11	0,61	0,36	0,26	0,21	0,14	0,12
Civil work	0,43	0,28	0,20	0,16	0,13	0,11	0,10	0,07	0,99	0,59	0,38	0,29	0,23	0,19	0,16
Steel & concrete	1,41	0,92	0,62	0,50	0,43	0,34	0,31	0,22	1,97	1,22	0,80	0,62	0,52	0,41	0,37
Insulation	0,53	0,27	0,14	0,11	0,09	0,07	0,04	0,03	0,53	0,27	0,14	0,11	0,09	0,07	0,04
Direct Cost	10,60	6,53	4,43	3,65	3,17	2,69	2,47	2,09	9,20	5,79	4,00	3,33	2,90	2,50	2,29
Engineering Process	0,97	0,34	0,19	0,14	0,12	0,10	0,09	0,07	0,97	0,34	0,19	0,14	0,12	0,10	0,09
Engineering Mechanical	0,77	0,19	0,08	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	0,97	0,29	0,13	0,09	0,07	0,04	0,03
Engineering Piping	0,85	0,46	0,27	0,20	0,14	0,11	0,10	0,07	0,17	0,09	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02
Engineering Electric	0,82	0,24	0,12	0,09	0,08	0,07	0,04	0,03	0,96	0,32	0,16	0,12	0,10	0,08	0,07
Engineering Instrument	1,46	0,57	0,28	0,20	0,16	0,11	0,10	0,07	0,95	0,28	0,12	0,09	0,07	0,04	0,03
Engineering Civil	0,31	0,09	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,39	0,13	0,07	0,04	0,03	0,02	0,02
Engineering Steel & Concrete	0,46	0,19	0,10	0,08	0,07	0,04	0,04	0,03	0,53	0,22	0,12	0,10	0,09	0,07	0,07
Engineering Insulation	0,21	0,07	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,21	0,07	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Engineering Cost	5,83	2,11	1,09	0,78	0,63	0,48	0,41	0,30	5,14	1,73	0,86	0,63	0,50	0,39	0,34
Procurement	1,22	0,41	0,16	0,10	0,07	0,03	0,02	0,02	1,22	0,41	0,16	0,10	0,07	0,03	0,02
Project Control	0,29	0,11	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,26	0,09	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01
Site Management	0,52	0,33	0,22	0,19	0,16	0,13	0,12	0,09	0,44	0,28	0,20	0,16	0,14	0,12	0,12
Project management	0,70	0,36	0,23	0,19	0,16	0,13	0,12	0,09	0,60	0,31	0,20	0,16	0,13	0,12	0,11
Administration Cost	2,74	1,21	0,66	0,50	0,41	0,33	0,29	0,21	2,52	1,09	0,60	0,46	0,37	0,31	0,27
Commissioning	0,57	0,26	0,13	0,08	0,08	0,04	0,04	0,03	0,49	0,23	0,12	0,09	0,07	0,04	0,03
Total Known Cost	19,72	10,12	6,31	5,00	4,29	3,55	3,23	2,64	17,35	8,85	5,58	4,49	3,84	3,25	2,94
Contingency	3,91	2,02	1,27	1,01	0,87	0,73	0,66	0,48	3,39	1,73	1,11	0,89	0,77	0,66	0,60
Total Cost	23,63	12,13	7,57	6,02	5,16	4,28	3,89	3,11	20,73	10,59	6,69	5,38	4,60	3,90	3,54

Material factors

When using other materials than CS, the factors for equipment and piping must be multiplied with the Material factor.

Material factors:

- Stainless Steel (SS316) Welded: 1,75
- Stainless Steel (SS316) Machined : 1,30
- GRP: 1,00
- Exotic: 2,50

Porsgrunn December 2013

Nils Henrik Eldrup

VEDLEGG B ASPEN HYSYS SIMULERINGSTALL

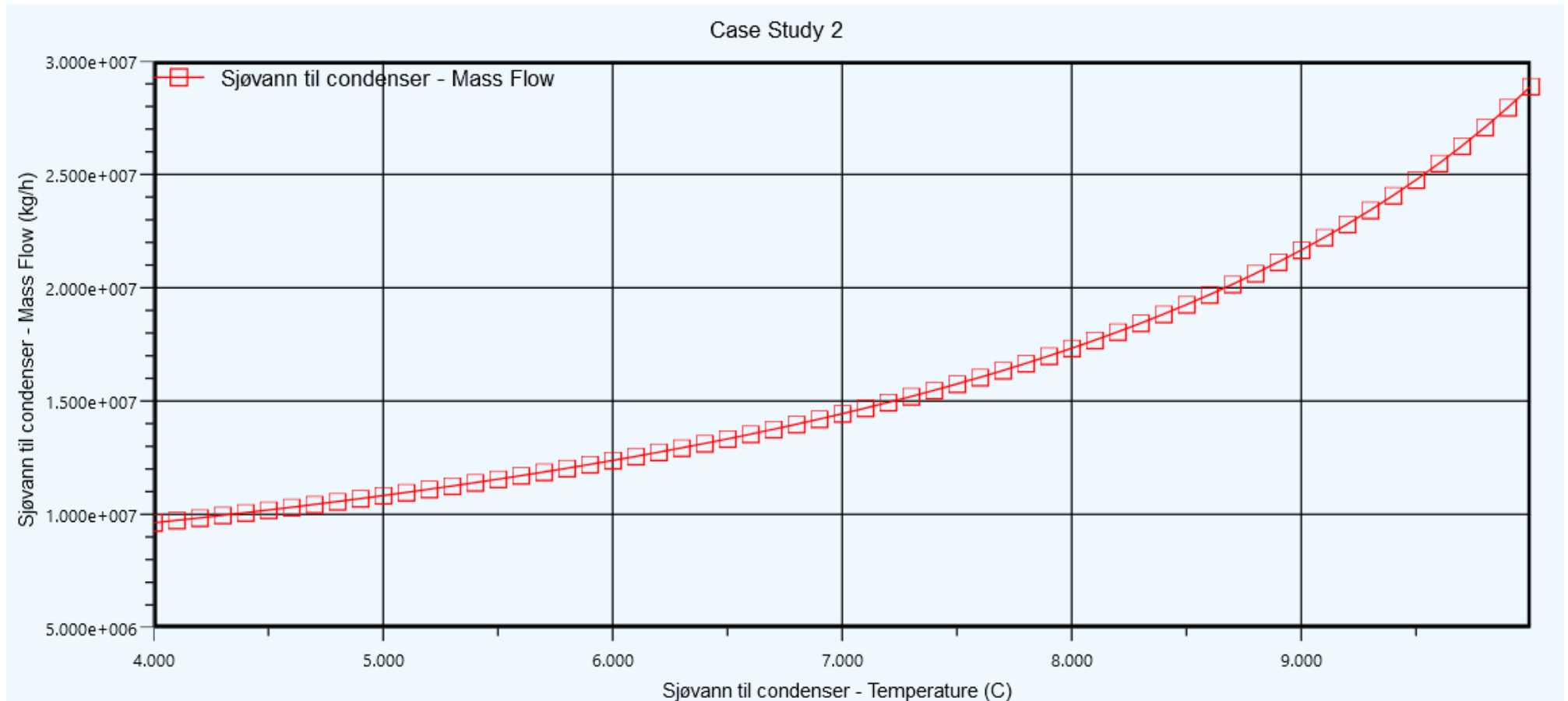
Aspen HYSYS simuleringstall

Tall som har forekommet fra simuleringen

Name	Spillvann fra industri	Ammoniakk til turbin	Ammoniakk til veksler	Spillvann til industri
Vapour Fraction	0	1	0	0
Temperature [C]	43	40	14,10	22,5
Pressure [kPa]	101,32	1544,559232	700	101,3
Molar Flow [kgmole/h]	249790,45	18320,13	18320,13	249790,45
Mass Flow [kg/h]	4500000	311991,87	311991,87	4500000
Liquid Volume Flow [m3/h]	4509,08	506,42	506,42	4509,08
Heat Flow [kJ/h]	-71145719090	-844113323,8	-1242110414	-71543716181
Name	Ammoniakk fra kondenser	Sjøvann fra kondenser	Ammoniakk fra turbin	Sjøvann til condenser
Vapour Fraction	0	0	0,961	0
Temperature [C]	14,10	13	14,10	7,7
Pressure [kPa]	700	101,3	700	101,32
Molar Flow [kgmole/h]	18320,13	907550,41	18320,13	907550,41
Mass Flow [kg/h]	311991,87	16349611,84	311991,87	16349611,84
Liquid Volume Flow [m3/h]	506,42	16382,61	506,42	16382,61
Heat Flow [kJ/h]	-1242110414	-2,60606E+11	-867939345	-2,6098E+11
Name	Strøm til generator			
Heat Flow [kJ/h]	23826021,25			

VEDLEGG C CASE STUDIE: FORHOLD MELLOM VANNMENGDE INN OG TEMPERATUREN INN TIL KONDENSER

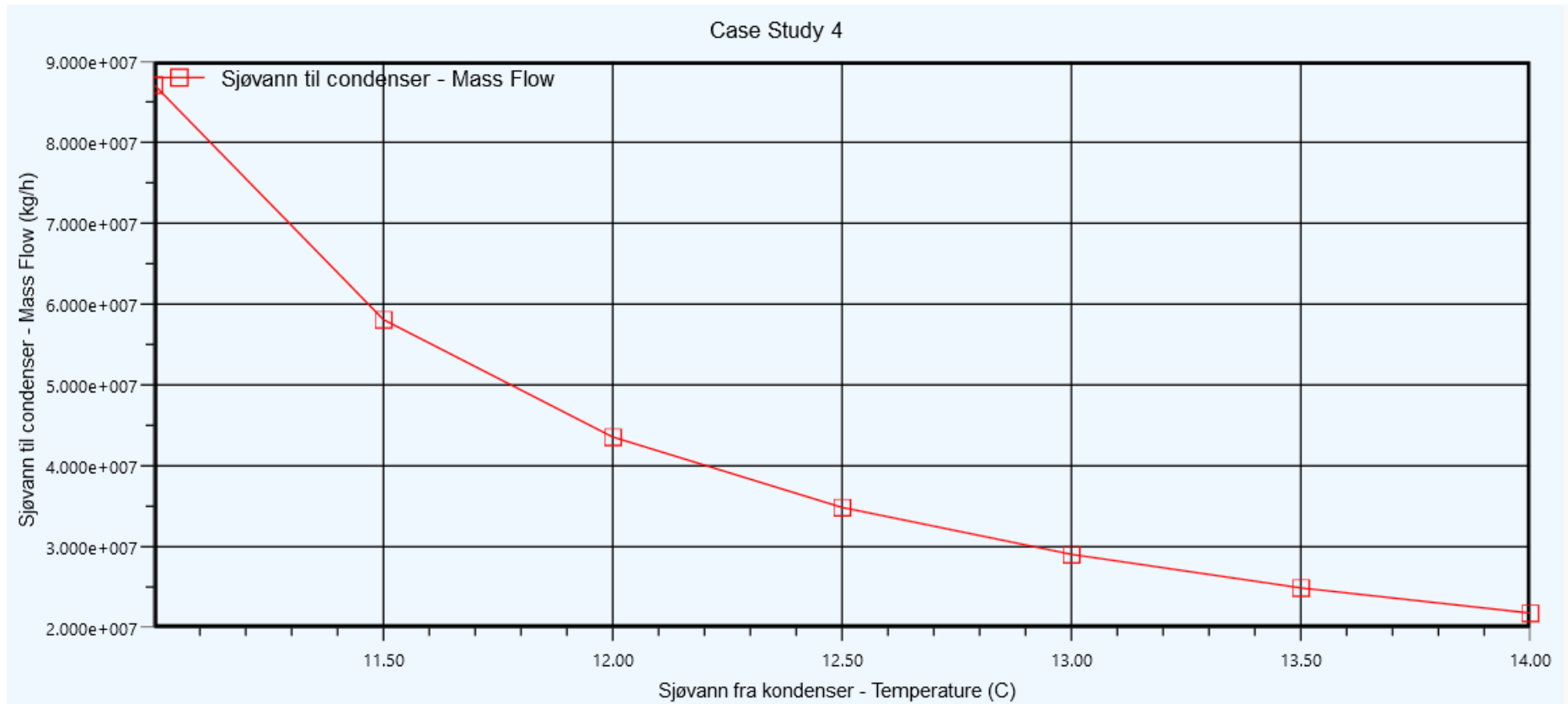
Case studie: Forhold mellom vannmengde inn og temperaturen inn til kondenser



Case studie over mengden sjøvann inn til kondenser basert på temperatur med et step intervall på 0.1 °C . Grafen viser at vann mengden ikke stiger ekstremt mye med en økning på 0.5 °C. Men kurven illustrerer at hvor nærmere sjøvannstemperaturen kommer temperaturen til ammoniakken får den en brattere kurve i forhold til sjøvannsmengden.

VEDLEGG D CASE STUDIE: OVER SJØVANNSTEMPERATUREN UT OG SJØVANNMENGDE INN PÅ KONDENSER

Case studie: Over sjøvannstemperaturen ut og sjøvannsmengde inn kondenser



Case studien viser at sjøvannsmengden går betraktelig ned når temperaturen økes. Grunnen til det er at temperaturen ut på sjøvannet er høyere enn ammoniakk temperaturen inn på kondenser, som fører til at hver kg kan ta opp mer energi.

VEDLEGG E HYSYS BEREGNINGER

HYSYS Beregninger

Pumpe indresyklus

Pumpen som er i den indresyklusen går det ammoniakk igjennom, for å finne kostnadene til pumpen må mengden ammoniakk i m³/s beregnes. Mengden ammoniakk i kg/h er hentet fra HYSYS.

Tetthet ammoniakk = 0.73 kg/m³

Mengde ammoniakk i prosessen = 3.120*10⁵ kg/h

Mengde ammoniakk i kubikk pr. h:

$$\frac{3.120 \cdot 10^5 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{0.73 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 427397.3 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Mengde ammoniakk i kubikk pr. sek:

$$\frac{427397.3 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 118.7 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Dette er store mengder som skal transporteres inne i den interne syklus, men ved at simuleringen er bygget opp etter artikkelen An order-of-magnitude estimate of Ocean Thermal Energy Conversion Resources. I denne blir pumpekraften neglisjert. Av den grunn ble det satt i HYSYS at trykkendringen i HYSYS skulle være 0. Ved å sette trykkendringen til null i HYSYS ble det beregnet at pumpen ikke bruker noe energi. Simuleringene antar at prosessen blir drevet av de fysiske endringene som skjer i prosess. Selv om simuleringene sier at pumpe ikke bruker strøm, er det rimelig å anta at pumpen vil benytte energi for å drive prosessen rundt.

Pumpe for sjøvann

Pumpe for å pumpe kaldt sjøvann inn til syklusen. Denne pumpen er også avhengig av m³/s for å regne hva kostnaden vil være for å bygge pumpen. Mengden sjøvann har blitt simulert frem i HYSYS, mengden sjøvann er avhengig av hvor mye kulde som må til for å få ammoniakk til å gå fra gassfase til væskefase. Tettheten til sjøvann er satt til 1025 kg/m³, tetthet til sjøvann kan variere avhengig av saltnivået. Temperaturen inn på pumpen og dybden på vannet er hentet fra Havforskningsinstituttet[1]. Grunnen til Bud målestasjon ble valgt, var at det ligger nesten i samme område som Nyhamna. Det ble valgt å hente vannet litt lengre inn på et mindre dyp, grunnet det ble mer gevinst å fokusere på dypet enn temperaturen. Ved å velge 90 meter er temperaturen på vannet på ca. 7.7 grader, ved å gå ned 140 m vil temperaturen gå ned med 0.3-1°C. Derfor blir det mer lønnsomt å hente vannet fra en lavere dybde. Temperaturen kan variere i henhold til årstid, men ved 90 meter er temperaturen aldri høyere enn 7.7 grader.

Mengde sjøvann = 1.635*10⁷ kg/h

Mengde sjøvann i kubikk pr. h:

$$\frac{1.635 \cdot 10^7 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 15951.22 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Mengde sjøvann i kubikk pr. sek:

$$\frac{15951.22 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 4.43 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Beregning av kJ/h som pumpen bruker på å pumpe sjøvann

Grunnet HYSYS ikke klarer å beregne hvor mye strøm som kreves for å transportere sjøvann til anlegget, er strømmen beregnet for hånd med følgende utregninger. Virkningsgraden til pumpe ligger i området mellom 75 og 93 % [2], det er derfor valgt en mellom ting. Virkningsgraden ble satt til å være 87%.

$$P_{h(kW)} = q \rho g h / (3.6 \cdot 10^6)$$

$$P_{h(kW)} = (15951.22 \text{ m}^3/\text{h}) (1025 \text{ kg/m}^3) (9.81 \text{ m/s}^2) (90\text{m}) / (3.6 \cdot 10^6) = 4009.84 \text{ kW}$$

$P_{h(kW)}$ = hydraulic power (kW)

q = massestrøm (m^3/h)

ρ = tetthet (kg/m^3)

g = tyngdekraften (9.81 m/s^2)

h = høydedifferansen (m)

$$P_{s(kW)} = P_{h(kW)} / \eta$$

$P_{s(kW)}$ = shaft power (kW)

η = pumpevirkningsgrad

$$P_s(\text{kW}) = \frac{4009.84 \text{ kW}}{0.87} = 4609.01 \text{ kW} = 4609.01 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} * 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = 16592436 \frac{\text{kJ}}{\text{h}}$$

Det ble valgt å beregne pumpekraften uten hevertprinsippet. Dette fører til at pumpen krever mer energi for å pumpe opp vannmengden. For vannsykluser er det normalt at hevert vil være med på å heve vannet i røret. Av den grunn vil strøm mengden synke. Men ved at formelen som er benyttet kun beregner hvor mye energi som trenges for å heve vannet, og ikke tar med friksjons tap vil pumpen kreve mer energi. Det blitt antatt i denne rapporten at hevertprinsippet kompenserer for friksjonsapet pluss litt til.

Strøm produsert i anlegget

Strømmen produsert i anlegget er basert fra simuleringen i HYSYS, grunnet at HYSYS ikke har generator i sin software ble det beregnet for hånd hvor mye generatoren ville produsere. Formelen som ble benyttet var mengde kJ/h produsert i turbin multiplisert med virkningsgrad til generator. Virkningsgrad

til en generator ligger i området mellom 95 og 97%[3]. Det ble valgt en virkningsgrad på 95. Mengde strøm produsert er lik:

$$2.383 * 10^7 \frac{\text{KJ}}{\text{h}} * 0.95 = 22\,638\,500 \frac{\text{kJ}}{\text{h}}$$

Total strøm ut fra anlegget

Strøm ut fra anlegget = Strøm produsert – strøm brukt = Generator – pumpeintern- sjøvannspumpe

Strøm for salg = 22638500 kJ/h - 0 - 16592436 kJ/h = 6046064 kJ/h

$$\frac{6046064 \text{ kJ/h}}{3600 \text{ s/h}} = 1679.5 \text{ kW} = 1.68 \text{ MW}$$

Anlegget vil produsere 5046064 kJ/h strøm som kan selges eller brukes internt i andre prosesser. Anlegget er 1.68 MW stort.

Beregning av Areal på Kondenser og varmeveksler

Det må regnes ut areal på varmeveksler og kondenser for å finne kostnadene på komponentene

Temperaturen inn på kondenser er hentet fra Havforskningsinstitutt[1], mens temperaturen ut fra kondenser er fra aritkkelen «An order-of-magnitude estimate of ocean Thermal energy conversion Resources» av Gerard C. Nihous. Temperaturen inn på vannet fra havet er på 8 °C og det går ut til havet igjen på 10 °C, men for å få anlegget til å fungere ble temperaturen ut av kondenser økt til 13°C.

Temperaturen inn på varmeveksleren er fått fra Per Salevik som jobber i Shell på Nyhamna. Temperaturen basert fra hvor mye restvarme prosessen har.

Resten av tallene er hentet ut fra HYSYS og kan se i tabellen under

	Kondenser	Varmeveksler
Antall plater	-	2
Plate lengde (m)	-	1
Plate bredde (m)	-	1
Varm temp inn °C	14.10	43
Varm temp ut °C	14.10	22.5
Kald temp inn °C	7.7	14.10
Kald temp ut °C	13	40
U kJ/h*m ² *k	2.720*10 ⁶	-
Q kJ/h	3.742*10 ⁸	3.980*10 ⁸

I dette systemet brukes det motstrøms varmevekslere, og derfor blir ΔT1 og ΔT2 er definert:

Kondenser :

$$\Delta T1 = T \text{ varm, inn} - T \text{ kald, ut}$$

$$\Delta T_2 = T_{\text{varm, ut}} - T_{\text{kald inn}}$$

$$\Delta T_1 = 14.10^\circ\text{C} - 13^\circ\text{C} = 1.10^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_2 = 14.10^\circ\text{C} - 7.7^\circ\text{C} = 6.4^\circ\text{C}$$

$$LMTD = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} = \frac{1.10 - 6.4}{\ln \frac{1.10}{6.4}} = 3.01\text{K}$$

$$A = \frac{Q}{U * \Delta T_M} = \frac{3.742 * 10^8 \text{ kJ/h}}{2.720 * 10^6 \text{ kJ/h * m}^2 * \text{K} * 3.01 \text{ K}} = 45.71 \text{ m}^2$$

Heat exchanging Area = Antall plater* Plate lengde (m)* Pate bredde (m) [4]

Heat exchanging Area = 2*1*1 = 2 m²

Kilder: LOKALISERT: 18.01.16

1. <http://www.imr.no/forskning/forskningsdata/stasjoner/view?station=Bud>
2. <http://www.pumpsandsystems.com/topics/pumps/pumps/centrifugal-pump-efficiency-what-efficiency>
3. https://snl.no/elektrisk_maskin
4. http://www.heattransferconsult.nl/Tradi_Plate_Calc.html

VEDLEGG F ASPEN HYSYS SIMULERINGSTALL MED 10 GANGER SPILLVANN MENGDEN**Aspen HYSYS simuleringstall med 10 ganger spillvann mengden**

Tall som har forekommet fra simulering

Name	Spillvann fra industri	Ammoniakk til turbin	Ammoniakk til veksler	Spillvann til industri
Vapour Fraction	0	1	0	0
Temperature [C]	43	40	14,10	22,5
Pressure [kPa]	101,32	1544,56	700	101,3
Molar Flow [kgmole/h]	2497904,47	183201,33	183201,33	2497904,47
Mass Flow [kg/h]	45000000	3119918,74	3119918,74	45000000
Liquid Volume Flow [m3/h]	45090,81	5064,23	5064,23	45090,81
Heat Flow [kJ/h]	-7,11457E+11	-8441133238	-12421104142	-7,15437E+11
Name	Ammoniakk fra kondenser	Sjøvann fra kondenser	Ammoniakk fra turbin	Sjøvann til Kondenser
Vapour Fraction	0	0	0,961	0
Temperature [C]	14,10	13	14,10	7,7
Pressure [kPa]	700	101,3	700	101,32
Molar Flow [kgmole/h]	183201,33	9075504,11	183201,33	9075504,11
Mass Flow [kg/h]	3119918,74	163496118,4	3119918,74	163496118,4
Liquid Volume Flow [m3/h]	5064,23	163826,06	5064,23	163826,06
Heat Flow [kJ/h]	-12421104142	-2,60606E+12	-8679393450	-2,6098E+12
Name	Strøm til generator			
Heat Flow [kJ/h]	23826021,25			

VEDLEGG G HYSYS BEREGNINGER FOR ANLEGG MED 10 GANGER SPILLVANN MENGDE

HYSYS Beregninger for anlegg med 10 ganger spillvann mengden

Pumpe indresyklus

Pumpen som er i den indresyklusen går det ammoniakk igjennom, for å finne kostnadene til pumpen må mengden ammoniakk i m³/s beregnes. Mengden ammoniakk i kg/h er hentet fra HYSYS.

Tetthet ammoniakk = 0.73 kg/m³

Mengde ammoniakk i prosessen = 3.120 * 10⁶ kg/h

Mengde ammoniakk i kubikk pr. h:

$$\frac{3.120 * 10^6 \frac{kg}{h}}{0.73 \frac{kg}{m^3}} = 4273972.6 \frac{m^3}{h}$$
$$\frac{4273972.6 \frac{m^3}{h}}{3600 \frac{s}{h}} = 1187.2 \frac{m^3}{s}$$

Dette er store mengder som skal transporteres inne i den interne syklus, men ved at simuleringen er bygget opp etter artikkelen An order-of-magnitude estimate of Ocean Thermal Energy Conversion Resources. I denne blir pumpekraften neglisjert. Av den grunn ble det satt i HYSYS at trykkendringen i HYSYS skulle være 0. Ved å sette trykkendringen til null i HYSYS ble det beregnet at pumpen ikke bruker noe energi. Simuleringene antar at prosessen blir drevet av de fysiske endringene som skjer i prosess. Selv om simuleringene sier at pumpe ikke bruker strøm, er det rimelig å anta at pumpen vil benytte energi for å drive prosessen rundt.

Pumpe for sjøvann

Pumpe for å pumpe kaldt sjøvann inn til syklusen. Denne pumpen er også avhengig av m³/s for å regne hva kostnaden vil være for å bygge pumpen. Mengden sjøvann har blitt simulert frem i HYSYS, mengden sjøvann er avhengig av hvor mye kulde som må til for å få ammoniakk til å gå fra gassfase til væskefase. Tettheten til sjøvann er satt til 1025 kg/m³, tetthet til sjøvann kan variere avhengig av saltnivået. Temperaturen inn på pumpen og dybden på vannet er hentet fra havforskningsinstituttet[1]. Grunnen til Bud målestasjon ble valgt, var at det ligger nesten i samme område som Nyhamna. Det ble valgt å hente vannet litt lengre inn på en lavere høyde, grunnet det ble mer gevinst å fokusere på høyden enn temperaturen. Ved å velge 90 meter er temperaturen på vannet på ca. 7.7 grader, ved å gå ned 140 m vil temperaturen gå ned med 0.3- 1 °C. Derfor blir det mer lønnsomt å hente vannet fra en lavere dybde. Temperaturen kan variere i henhold til årstid, men ved 90 meter er temperaturen aldri høyere enn 7.7 grader.

Mengde sjøvann = 1.635 * 10⁸ kg/h

Mengde sjøvann i kubikk pr. h:

$$\frac{1.635 \cdot 10^8 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 159512.2 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Mengde sjøvann i kubikk pr. sek:

$$\frac{159512.2 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 44.31 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Beregning av kJ/h som pumpen bruker på å pumpe sjøvann

Grunnet HYSYS ikke klarer å beregne hvor mye strøm som kreves for å transportere sjøvann til anlegget, er strømmen beregnet for hånd med følgende utregninger. Virkningsgraden til pumpe ligger i område mellom 75 og 93 % [2], det er derfor valgt en mellom ting. Virkningsgraden ble satt til å være 80%.

$$P_{h(kW)} = q \rho g h / (3.6 \cdot 10^6)$$

$$P_{h(kW)} = (159512.2 \text{ m}^3/\text{h}) (1025 \text{ kg}/\text{m}^3) (9.81 \text{ m}/\text{s}^2) (90 \text{ m}) / (3.6 \cdot 10^6) = 40098.38 \text{ kW}$$

$P_{h(kW)}$ = hydraulic power (kW)

q = massestrøm (m^3/h)

ρ = tetthet (kg/m^3)

g = tyngdekraften ($9.81 \text{ m}/\text{s}^2$)

h = høydedifferansen (m)

$$P_{s(kW)} = P_{h(kW)} / \eta$$

$P_{s(kW)}$ = shaft power (kW)

η = pumpevirkningsgrad

$$P_s(\text{kW}) = \frac{40098.38 \text{ kW}}{0.87} = 46090.09 \text{ kW} = 46090.09 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} * 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = 165924324 \frac{\text{kJ}}{\text{h}}$$

Det ble valgt å beregne pumpekraften uten hevertprinsippet. Dette fører til at pumpen krever mer energi for å pumpe opp vannmengden. For vannsykluser er det normalt at hevert vil være med på å heve vannet i røret. Av den grunn vil strøm mengden synke. Men ved at formelen som er benyttet kun beregner hvor mye energi som trenges for å heve vannet, og ikke tar med friksjons tap vil pumpen kreve mer energi. Det blitt antatt i denne rapporten at hevertprinsippet kompenserer for friksjonsapet pluss litt til.

Strøm produsert i anlegget

Strømmen produsert i anlegget er basert fra simuleringen i HYSYS, grunnet at HYSYS ikke har generator i sin software ble det beregnet for hånd hvor mye generatoren ville produsere. Formelen som ble

benyttet var mengde kJ/h produsert i turbin multiplisert med virkningsgrad til generator. Virkningsgrad til en generator ligger i området mellom 95 og 97%[3]. Det ble valgt en virkningsgrad på 95. Mengde strøm produsert er lik:

$$2.359 * 10^8 \frac{\text{kJ}}{\text{h}} * 0.95 = 224105000 \frac{\text{kJ}}{\text{h}}$$

Total strøm ut fra anlegget

Strøm ut fra anlegget = Strøm produsert – strøm brukt = Generator – pumpeintern- sjøvannspumpe

Strøm for salg = 224105000 kJ/h - 0 - 165924324 kJ/h = 58180676 kJ/h

$$\frac{58180676 \text{ kJ/h}}{3600 \text{ s/h}} = 16161.3 \text{ kW} = 16.16 \text{ MW}$$

Med en økning på spillvannet med 10 ganger verdien, vil ett ideelt anlegg være ett 16.2 MW produksjonsanlegg

Beregning av Areal på Kondenser og varmeveksler

Det må regnes ut areal på varmeveksler og kondenser for å finne kostnadene på komponentene

Temperaturen inn på kondenser er hentet fra havforskningsinstitutt[1], mens temperaturen ut fra kondenser er fra aritkkelen «An order-of-magnitude estimate of ocean Thermal energy conversion Resources» av Gerard C. Nihous. Temperaturen inn på vannet fra havet er på 8 °C og det går ut til havet igjen på 10 °C, men for å få anlegget til å fungere ble temperaturen ut av kondenser økt til 13°C.

Temperaturen inn på varmeveksleren er fått fra Per Salevik som jobber i Shell på nyhamna.

Temperaturen basert fra hvor mye restvarme prosessen har.

Resten av tallene er hentet ut fra HYSYS og kan se i tabellen under

	Kondenser	Varmeveksler
Antall plater	-	4
Plate lengde (m)	-	1
Plate bredde (m)	-	1
Varm temp inn °C	14.10	43
Varm temp ut °C	14.10	22.5
Kald temp inn °C	7.7	14.10
Kald temp ut °C	13	40
U kJ/h*m ² *k	2.061	-
Q kJ/h	3.742*10 ⁹	3.980*10 ⁹

I dette systemet brukes det motstrøms varmevekslere, og derfor blir ΔT_1 og ΔT_2 er definert:

Kondenser :

$$\Delta T1 = T \text{ varm, inn} - T \text{ kald, ut}$$

$$\Delta T2 = T \text{ varm, ut} - T \text{ kald inn}$$

$$\Delta T1 = 14.10^{\circ}\text{C} - 13^{\circ}\text{C} = 1.10^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T2 = 14.10^{\circ}\text{C} - 7.7^{\circ}\text{C} = 6.4^{\circ}\text{C}$$

$$LMTD = \frac{\Delta T1 - \Delta T2}{\ln \frac{\Delta T1}{\Delta T2}} = \frac{1.10 - 6.4}{\ln \frac{1.10}{6.4}} = 3.01\text{K}$$

$$A = \frac{Q}{U * \Delta T_M} = \frac{3.742 * 10^9 \text{ kJ}/h}{2.061 * 10^7 \text{ kJ}/h * m^2 * K * 3.01 \text{ K}} = 60.32 \text{ m}^2$$

Varmeveksler:

Heat exchanging Area = Antall plater* Plate lengde (m)* Pate bredde (m) [4]

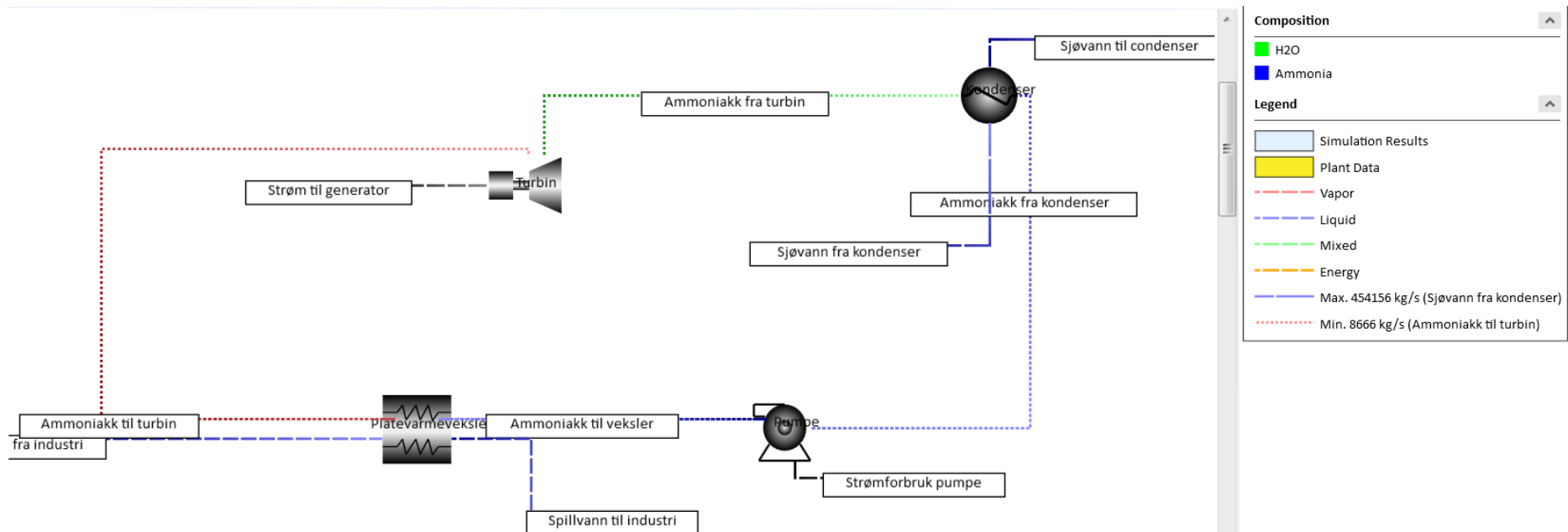
Heat exchanging Area = 4*1*1 = 4 m²

Kilder: LOKALISERT: 18.01.16

1. <http://www.imr.no/forskning/forskningsdata/stasjoner/view?station=Bud>
2. <http://www.pumpsandsystems.com/topics/pumps/pumps/centrifugal-pump-efficiency-what-efficiency>
3. https://snl.no/elektrisk_maskin
4. http://www.heattransferconsult.nl/Tradi_Plate_Calc.html

VEDLEGG H PROSESSKJEMA FOR HYSYS SIMULERING

Prosesskjema for HYSYS simulering



Flytskjema som illustrerer hvilken fase som er i de forskjellige rørende. Grønnstipla betyr at det er en blanding fase av væske og gass. Rød indikerer at det er kun gassfase mens blåstripla er væskefase.

VEDLEGG I ASPEN HYSYS SIMULERINGSTALL MED 100 GANGER SPILLVANN MENGDEN**Aspen HYSYS simuleringstall med 100 ganger spillvann mengden**

Simuleringstall

Name	Spillvann fra industri	Ammoniakk til turbin	Ammoniakk til veksler	Spillvann til industri
Vapour Fraction	0	1	0	0
Temperature [C]	43	40	14,10	22,5
Pressure [kPa]	101,32	1544,56	700	101,3
Molar Flow [kgmole/h]	24979044,69	1832013,28	1832013,28	24979044,69
Mass Flow [kg/h]	450000000	31199187,4	31199187,4	450000000
Liquid Volume Flow [m3/h]	450908,12	50642,28	50642,28	450908,12
Heat Flow [kJ/h]	-7,11457E+12	-84411332378	-1,24211E+11	-7,15437E+12
Name	Ammoniakk fra kondenser	Sjøvann fra kondenser	Ammoniakk fra turbin	Sjøvann til condenser
Vapour Fraction	0	0	0,961	0
Temperature [C]	14,0989624	13	14,10	7,7
Pressure [kPa]	700	101,3	700	101,32
Molar Flow [kgmole/h]	1832013,28	90755041,09	1832013,279	90755041,09
Mass Flow [kg/h]	31199187,4	1634961184	31199187,4	1634961184
Liquid Volume Flow [m3/h]	50642,28	1638260,60	50642,28	1638260,60
Heat Flow [kJ/h]	-1,24211E+11	-2,60606E+13	-86793934503	-2,6098E+13
Name	Strøm til generator			
Heat Flow [kJ/h]	2382602125			

VEDLEGG J HYSYS BEREGNINGER FOR ANLEGG MED 100 GANGER SPILLVANN MENGDEN

HYSYS Beregninger for anlegg med 100 ganger spillvann mengden

Pumpe indresyklus

Pumpen som er i den indresyklusen går det ammoniakk igjennom, for å finne kostnadene til pumpen må mengden ammoniakk i m³/s beregnes. Mengden ammoniakk i kg/h er hentet fra HYSYS.

Tetthet ammoniakk = 0.73 kg/m³

Mengde ammoniakk i prosessen = 3.120*10⁷ kg/h

Mengde ammoniakk i kubikk pr. h:

$$\frac{3.120 * 10^7 \frac{kg}{h}}{0.73 \frac{kg}{m^3}} = 42739726 \frac{m^3}{h}$$

$$\frac{42739726 \frac{m^3}{h}}{3600 \frac{s}{h}} = 11872.14 \frac{m^3}{s}$$

Dette er store mengder som skal transporteres inne i den interne syklus, men ved at simuleringen er bygget opp etter artikkelen An order-of-magnitude estimate of Ocean Thermal Energy Conversion Resources. I denne blir pumpekraften neglisjert. Av den grunn ble det satt i HYSYS at trykkendringen i HYSYS skulle være 0. Ved å sette trykkendringen til null i HYSYS ble det beregnet at pumpen ikke bruker noe energi. Simuleringene antar at prosessen blir drevet av de fysiske endringene som skjer i prosess. Selv om simuleringene sier at pumpe ikke bruker strøm, er det rimelig å anta at pumpen vil benytte energi for å drive prosessen rundt.

Pumpe for sjøvann

Pumpe for å pumpe kaldt sjøvann inn til syklusen. Denne pumpen er også avhengig av m³/s for å regne hva kostnaden vil være for å bygge pumpen. Mengden sjøvann har blitt simulert frem i HYSYS, mengden sjøvann er avhengig av hvor mye kulde som må til for å få ammoniakk til å gå fra gassfase til væskefase. Tettheten til sjøvann er satt til 1025 kg/m³, tetthet til sjøvann kan variere avhengig av saltnivået. Temperaturen inn på pumpen og dybden på vannet er hentet fra havforskningsinstituttet[1]. Grunnen til Bud målestasjon ble valgt, var at det ligger nesten i samme område som Nyhamna. Det ble valgt å hente vannet litt lengre inn på en lavere høyde, grunnet det ble mer gevinst å fokusere på høyden enn temperaturen. Ved å velge 90 meter er temperaturen på vannet på ca. 7.7 grader, ved å gå ned 140 m vil temperaturen gå ned med 0.3- 1 °C. Derfor blir det mer lønnsomt å hente vannet fra en lavere dybde. Temperaturen kan variere i henhold til årstid, men ved 90 meter er temperaturen aldri høyere enn 7.7 grader.

Mengde sjøvann = 1.635*10⁹ kg/h

Mengde sjøvann i kubikk pr. h:

$$\frac{1.635 \cdot 10^9 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 1595121.95 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Mengde sjøvann i kubikk pr. sek:

$$\frac{1595121.95 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 443 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Beregning av kJ/h som pumpen bruker på å pumpe sjøvann

Grunnet HYSYS ikke klarer å beregne hvor mye strøm som kreves for å transportere sjøvann til anlegget, er strømmen beregnet for hånd med følgende utregninger. Virkningsgraden til pumpe ligger i område mellom 75 og 93 % [2], det er derfor valgt en mellom ting. Virkningsgraden ble satt til å være 80%.

$$P_{h(\text{kW})} = q \rho g h / (3.6 \cdot 10^6)$$

$$P_{h(\text{kW})} = (1595121.95 \text{ m}^3/\text{h}) (1025 \text{ kg}/\text{m}^3) (9.81 \text{ m}/\text{s}^2) (90 \text{ m}) / (3.6 \cdot 10^6) = 400984 \text{ kW}$$

$P_{h(\text{kW})}$ = hydraulic power (kW)

q = massestrøm (m^3/h)

ρ = tetthet (kg/m^3)

g = tyngdekraften ($9.81 \text{ m}/\text{s}^2$)

h = høydedifferansen (m)

$$P_{s(\text{kW})} = P_{h(\text{kW})} / \eta$$

$P_{s(\text{kW})}$ = shaft power (kW)

η = pumpevirkningsgrad

$$P_s(\text{kW}) = \frac{400984 \text{ kW}}{0.87} = \text{kW} = 460901.15 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} * 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = 1659244140 \frac{\text{kJ}}{\text{h}}$$

Det ble valgt å beregne pumpekraften uten hevertprinsippet. Dette fører til at pumpen krever mer energi for å pumpe opp vannmengden. For vannsykluser er det normalt at hevert vil være med på å heve vannet i røret. Av den grunn vil strøm mengden synke. Men ved at formelen som er benyttet kun beregner hvor mye energi som trenges for å heve vannet, og ikke tar med friksjons tap vil pumpen kreve mer energi. Det blitt antatt i denne rapporten at hevertprinsippet kompenserer for friksjonsapet pluss litt til.

Strøm produsert i anlegget

Strømmen produsert i anlegget er basert fra simuleringen i HYSYS, grunnet at HYSYS ikke har generator i sin Software ble det beregnet for hånd hvor mye generatoren ville produsere. Formelen som ble benyttet var mengde kJ/h produsert i turbin multiplisert med virkningsgrad til generator. Virkningsgrad til en generator ligger i området mellom 95 og 97%[3]. Det ble valgt en virkningsgrad på 95. Mengde strøm produsert er lik:

$$2.383 * 10^9 \frac{\text{KJ}}{\text{h}} * 0.95 = 2263850000 \text{ kJ/h}$$

Total strøm ut fra anlegget

Strøm ut fra anlegget = Strøm produsert – strøm brukt = Generator – pumpeintern- sjøvannspumpe

Strøm for salg = 2263850000kJ/h -0 -1659244140 kJ/h = 604605860 kJ/h

$$\frac{6046058660 \text{ kJ/h}}{3600 \text{ s/h}} = 167946 \text{ kW} = 167.9 \text{ MW}$$

Med en økning på spillvannet med 100 ganger verdien, vil ett ideelt anlegg være ett 167.9 MW produksjonsanlegg

Beregning av Areal på Kondenser og varmeveksler

Det må regnes ut areal på varmeveksler og kondenser for å finne kostnadene på komponentene

Temperaturen inn på kondenser er hentet fra havforskningsinstitutt[1], mens temperaturen ut fra kondenser er fra artikkelen «An order-of-magnitude estimate of ocean Thermal energy conversion Resources» av Gerard C. Nihous. Temperaturen inn på vannet fra havet er på 7.7 °C og det går ut til havet igjen på 10 °C, men for å få anlegget til å fungere ble temperaturen ut av kondenser økt til 13°C.

Temperaturen inn på varmeveksleren er fått fra Per Salevik som jobber i Shell på Nyhamna. Temperaturen basert fra hvor mye restvarme prosessen har.

Resten av tallene er hentet ut fra HYSYS og kan se i tabellen under

	Kondenser	Varmeveksler
Antall plater	-	6
Plate lengde (m)	-	1
Plate bredde (m)	-	1
Varm temp inn °C	14.10	43
Varm temp ut °C	14.10	22.5
Kald temp inn °C	7.7	14.10
Kald temp ut °C	13	40
U kJ/h*m ² *k	2.060*10 ⁸	-
Q kJ/h	3.742*10 ¹⁰	3.980*10 ¹⁰

I dette systemet brukes det motstrøms varmevekslere, og derfor blir ΔT_1 og ΔT_2 er definert:

Kondenser :

$$\Delta T_1 = T \text{ varm, inn} - T \text{ kald, ut}$$

$$\Delta T_2 = T \text{ varm, ut} - T \text{ kald inn}$$

$$\Delta T_1 = 14.10^\circ\text{C} - 13^\circ\text{C} = 1.10^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_2 = 14.10^\circ\text{C} - 7.7^\circ\text{C} = 6.4^\circ\text{C}$$

$$LMTD = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} = \frac{1.10 - 6.4}{\ln \frac{1.10}{6.4}} = 3.01\text{K}$$

$$A = \frac{Q}{U * \Delta T_M} = \frac{3.742 * 10^{10} \text{ kJ/h}}{2.060 * 10^8 \text{ kJ/h} * \text{m}^2 * \text{K} * 3.01 \text{ K}} = 60.35 \text{ m}^2$$

Varmeveksler:

Heat exchanging Area = Antall plater* Plate lengde (m)* Pate bredde (m) [4]

Heat exchanging Area = 6*1*1 = 6 m²

Kilder: LOKALISERT: 18.01.16

1. <http://www.imr.no/forskning/forskningsdata/stasjoner/view?station=Bud>
2. <http://www.pumpsandsystems.com/topics/pumps/pumps/centrifugal-pump-efficiency-what-efficiency>
3. https://snl.no/elektrisk_maskin
4. http://www.heattransferconsult.nl/Tradi_Plate_Calc.html

VEDLEGG K BEREGNINGER FOR RØR STØRRELSER OG TRYKKTAP

Beregninger for rør størrelser og trykktap

For å finne ut hvor langt røret må være brukes Pytagoras læresetning. Lengden fra Nyhamna og ut til en dybde på 90 meter er ca. 220 ifølge norgeskartet [1]- Det blir tenkt at røret går skrått oppover, og dermed vil det se ut som en rettvinklet trekant med rørlengden som den lengste. Utregningen er vist under:

$$Hyp^2 = Kat^2 + kat^2 = 220^2 + 90^2 \quad (1)$$

$$Hyp^2 = 48400 + 8100 = 56500$$

$$Hyp = \sqrt{56500} = 238$$

For å finne rør diameteren ble det gjort en del antagelser. Det ble bestemt at det skulle være en laminær strømning gjennom røret, for å at væsken skal reise jevnt igjennom røret for å forhindre bremsing av væsken. Og at pumpen bruker minst mulig energi for å pumpe opp vannet [2]. For at væskestrømmen skal være laminær må Reynolds tallet være lavere enn 2320 [3]. Formelen for renholds tallet er:

$$Re = \frac{\rho * v * D}{\mu} \quad (2)$$

$$Re = \frac{\rho * v * D}{\mu} = 2320 \quad (3)$$

D - innvendig rørdiameter, v – hastighet, ρ – tetthet, μ - dynamisk viskositet

For simulering med tall fra Nyhamna for en vannmengde på 4.43 m³/s

$$Re = \frac{1025 \frac{kg}{m^3} * D * v}{0,001002 \text{ Pa} \cdot \text{s}[4]} = 2320$$

$$D * v = \frac{2320 * 0,001002}{1025} = 2.268 * 10^{-3} m$$

Tverrsnitts arealet kan settes

$$A = \frac{Q}{v} \text{ eller } A = \frac{\pi * D^2}{4} \quad \frac{Q}{v} = \frac{\pi * D^2}{4} > v = \frac{Q * 4}{\pi * D^2} \quad (4)$$

Setter formelen til v inn i formelen til Reynolds og regner ut diameteren med Q= 4,43 og laminær strømning.

$$D * \frac{Q * 4}{\pi * D^2} = 2.268 * 10^{-3} m$$

$$D = \frac{Q * 4}{\pi * 2.268 * 10^{-3} m}$$

Diameteren med laminær ble på 2488.2 m. En diameter på nesten 2.5 km er alt for høyt, dette betyr at strømmingen må være turbulent.

For å bestemme rørdiameter ble det testet flere strømningshastigheter for å se hvilken diameter som ga lavest trykktap i pumpen. For å finne trykktapet ble Moody diagram benyttet (se Vedlegg L).

Diameteren ble funnet ved å bruke formelen 4 med forskjellige hastigheter se tabell . Tabellene for tall fra Nyhamna ganger 10 og ganger 100 ligger i Vedlegg M. Formlene som ble benyttet i tabell er Darcy-Weisbach ligning som ble benyttet for å finne trykktapet, Moody diagram for å finne friction faktor som brukes i Darcy- Weisbach ligning. For å finne Friction Faktor måtte Reynolds tall og ruheten regnes ut.

For å finne Reynolds tallet ble formel 2 brukt, mens for Ruhet ble \mathcal{E}/D brukt, \mathcal{E} leses av i materialvalg i Moody diagrammet. Materialet som ble valgt er Steel structural.

$$\text{Darcy-Weisbach ligning} \quad \Delta P = \frac{f \cdot L \cdot v^2 \cdot \rho}{2D} \quad (5) \quad [5]$$

Tabell Vedlegg K Diameter og trykktap for tall fra Nyhamna

Lengde [m]	Hastighet	Diameter [m]	Reynolds tall	Ruhet	Friction factor	Trykktap (Pa)
318	0,2	5,312	1086771,34	0,0047	0,028	34,36
318	0,6	3,067	1882343,18	0,0082	0,0358	684,88
318	1	2,376	2430094,59	0,0105	0,039	2675,58
318	1,40	2,008	2875326,70	0,0125	0,04	6364,06
318	1,8	1,771	3260314,02	0,0141	0,0436	13002,35
318	2	1,680	3436672,73	0,0149	0,044	17075,82
318	2,20	1,602	3604412,76	0,0156	0,045	22162,73
318	2,6	1,473	3918409,79	0,0170	0,046	34398,95
318	3,00	1,372	4209047,30	0,0182	0,047	50263,76
318	3,4	1,288	4480873,02	0,0194	0,048	70192,79
318	3,80	1,219	4737126,44	0,0205	0,05	96556,82
318	4,2	1,159	4980211,92	0,0216	0,052	128967,57
318	4,60	1,108	5211972,25	0,0226	0,053	165015,37
318	5	1,062	5433856,70	0,0235	0,054	207096,48
318	5,40	1,022	5647029,53	0,0245	0,0555	258006,91
318	5,8	0,986	5852442,77	0,0253	0,056	311251,87

For å finne prisen for rørene må veggtykkelsen beregnes, for å finne tykkelsen ble formelen under brukt:

$$E_{\min} = \frac{P \cdot d_i}{2\sigma - P} \quad (6)$$

E_{\min} : veggtykkelse [mm], p : innvendig trykk [MPa], d_i : innvendig diameter [mm], σ_d : dimensjonerende spenning [MPa] [6].

Innvendig trykk ble satt til å være $1.00599 \cdot 10^6$ Pa, verdien er trykket som er ved en dybde på 90 meter. Trykket vil endres i løpet av røret, men trykket er høyes ved 90 meters dybde [7]. Så derfor må rørene minimum tåle det trykket.

Formelen for å finne Dimensjonerende spenning er

$$\sigma_d = \frac{f_y}{\gamma_m} \quad [8] \quad (7)$$

f_y = flytegrensen til materialet, γ_m = materialfaktor (= 1,1 for grunnmateriale og buttsveiser)

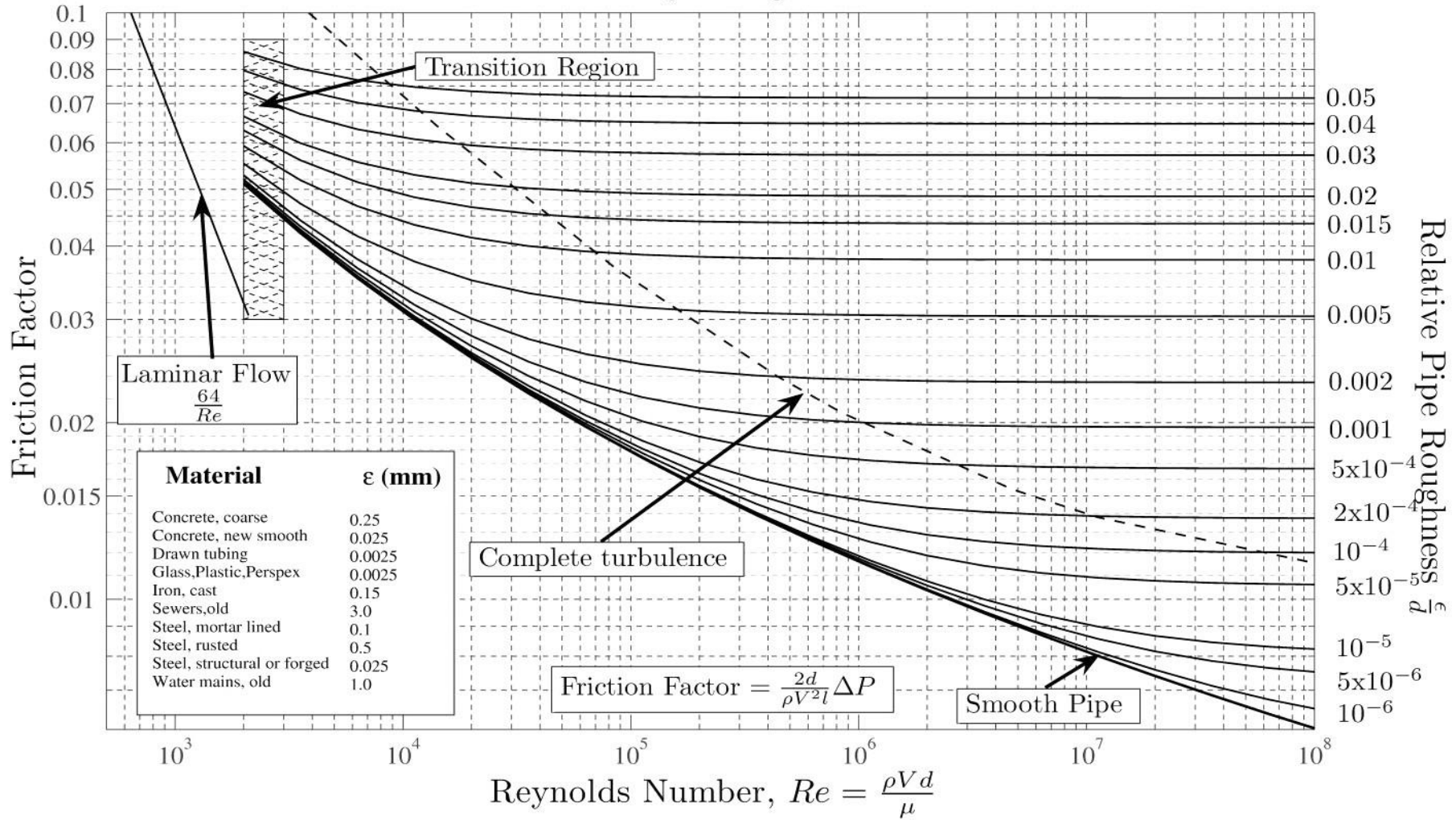
Det valgt å finne en materiale Flytegrense på 520, 520 er hentet fra en tabell om materialegenskaper. Det ble valgt å bruke karbon stål og 520 er gjennomsnittsverdien av intervallet som var angitt i tabellen [9].

Kiler:

- [1] http://www.norgeskart.no/?sok=aukra#13/91229/6994903/-land/+enkel/+sjo_enc/+hits
- [2] <http://global.britannica.com/science/laminar-flow>
- [3] <http://www.pipeflowcalculations.com/reynolds/>
- [4] <https://no.wikipedia.org/wiki/Viskositet>
- [5] <http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/prosessering/kompendium/2%20Trykktap%202010.pdf>
- [6] http://www.initio.no/filer/pipelife/Dokumenter/Rorhand_alle_KAP.pdf
- [7] http://www.kalkuler.com/kalkulatorer/div/trykk_i_vann.php
- [8] <http://www.ansatt.hig.no/henningj/materialteknologi/Styrkeberegning/arbeidsplan/Sveiseforbindelser-forelesningnotater.pdf>
- [9] <http://www.ntnu.no/documents/14574940/d8f1cf75-481d-446d-836b-e8246a3665eb>

VEDLEGG L MOODY DIAGRAM

Moody Diagram



https://en.wikipedia.org/wiki/Moody_chart#/media/File:Moody_diagram.jpg

VEDLEGG M TABELLER FOR DIAMETER OG TRYKKTAP

Tabeller for diameter og trykktap

Tabellen viser hva trykktapet vil være i forhold til diameteren, i tabellen er Reynolds tallet beregnet med formelen til Reynolds. Friction faktoren er funnet ved å benytte Reynolds tallet og ruheten i Moody diagrammet vist i Vedlegg L. Deretter ble formelen til Darcy- Weisbach. Tallene for Nyhaman er vist i tabellen under. Forklaring og formler ligger i Vedlegg K

Nyhamna

Lengde [m]	Hastighet [m/s]	Diameter [m]	Reynolds tall	Ruhet	Friction factor	Trykktap (Pa)
318	0,2	5,312	1086771,34	0,0047	0,028	34,36
318	0,6	3,067	1882343,18	0,0082	0,0358	684,88
318	1	2,376	2430094,59	0,0105	0,039	2675,58
318	1,40	2,008	2875326,70	0,0125	0,04	6364,06
318	1,8	1,771	3260314,02	0,0141	0,0436	13002,35
318	2	1,680	3436672,73	0,0149	0,044	17075,82
318	2,20	1,602	3604412,76	0,0156	0,045	22162,73
318	2,6	1,473	3918409,79	0,0170	0,046	34398,95
318	3,00	1,372	4209047,30	0,0182	0,047	50263,76
318	3,4	1,288	4480873,02	0,0194	0,048	70192,79
318	3,80	1,219	4737126,44	0,0205	0,05	96556,82
318	4,2	1,159	4980211,92	0,0216	0,052	128967,57
318	4,60	1,108	5211972,25	0,0226	0,053	165015,37
318	5	1,062	5433856,70	0,0235	0,054	207096,48
318	5,40	1,022	5647029,53	0,0245	0,0555	258006,91
318	5,8	0,986	5852442,77	0,0253	0,056	311251,87

Tabellen viser hva trykktapet vil være i forhold til diameteren, i tabellen er Reynolds tallet beregnet med formelen til Reynolds. Friction faktoren er funnet ved å benytte Reynolds tallet og ruheten i Moody diagrammet vist i Vedlegg L. Deretter ble formelen til Darcy- Weisbach. Tallene for Nyhaman ganger 10 er vist i tabellen under.

Lengde [m]	Hastighet [m/s]	Diameter [m]	Reynolds tall	Rughet	Friction factor	Trykktap (Pa)
318	0,2	16,798	3436673	0,0015	0,022	8,54
318	0,6	9,698	5952492	0,0026	0,024	145,19

318	1	7,512	7684634	0,0033	0,025	542,37
318	1,40	6,349	9092581	0,0039	0,026	1308,12
318	1,8	5,599	10310018	0,0045	0,028	2640,54
318	2	5,312	10867713	0,0047	0,029	3558,99
318	2,20	5,065	11398154	0,0049	0,03	4672,31
318	2,6	4,659	12391100	0,0054	0,031	7330,76
318	3,00	4,337	13310176	0,0058	0,0315	10652,89
318	3,4	4,074	14169765	0,0061	0,032	14797,94
318	3,80	3,854	14980109	0,0065	0,033	20152,41
318	4,2	3,666	15748813	0,0068	0,0335	26273,75
318	4,60	3,503	16481703	0,0071	0,0338	33278,61
318	5	3,360	17183364	0,0074	0,034	41234,23
318	5,40	3,233	17857475	0,0077	0,0345	50717,45
318	5,8	3,119	18507049	0,0080	0,035	61516,55
318	6,20	3,017	19134583,94	0,0083	0,0355	73715,96
318	6,6	2,924	19742181,78	0,0085	0,0357	86672,64
318	7,00	2,839	20331630,04	0,0088	0,036	101251,52

Tabellen viser hva trykktapet vil være i forhold til diameteren, i tabellen er Reynolds tallet beregnet med formelen til Reynolds. Friction faktoren er funnet ved å benytte Reynolds tallet og ruheten i Moody diagrammet vist i Vedlegg L. Deretter ble formelen til Darcy- Weisbach. Tallene for Nyhaman ganger 100 er vist i tabellen under.

Lengde [m]	Hastighet [m/s]	Diameter [m]	Reynolds tall	Rughet	Friction factor	Trykktap (Pa)
318	0,2	53,119	10867713,39	0,0005	0,017	2,09
318	0,6	30,668	18823431,75	0,0008	0,018	34,44
318	1	23,756	24300945,9	0,0011	0,0195	133,78
318	1,40	20,077	28753266,95	0,0012	0,0197	313,43
318	1,8	17,706	32603140,17	0,0014	0,0205	611,35
318	2	16,798	34366727,27	0,0015	0,021	814,98
318	2,20	16,016	36044127,64	0,0016	0,0215	1058,89
318	2,6	14,733	39184097,88	0,0017	0,022	1645,17
318	3,00	13,715	42090472,97	0,0018	0,0223	2384,85
318	3,4	12,883	44808730,22	0,0019	0,023	3363,40
318	3,80	12,186	47371264,42	0,0021	0,024	4634,73

318	4,2	11,592	49802119,24	0,0022	0,0242	6001,95
318	4,60	11,076	52119722,46	0,0023	0,0244	7596,93
318	5	10,624	54338566,95	0,0024	0,0248	9511,10
318	5,40	10,223	56470295,26	0,0024	0,0248	11528,96
318	5,8	9,864	58524427,68	0,0025	0,025	13895,17
318	6,20	9,541	60508867,32	0,0026	0,0252	16547,55
318	6,6	9,247	62430260,4	0,0027	0,0254	19500,58
318	7,00	8,979	64294259,48	0,0028	0,0257	22857,68

VEDLEGG N TABELLER OG FORKLARINGER AV VEGGTYKKELSE

Tabeller og forklaringer av veggtykkelse

For å finne tykkelsen måtte flere utregninger benyttes. Formelen for å finne tykkelsen er:

$$E_{min} = \frac{P \cdot d_I}{2\sigma - P}$$

Men grunnet at Dimensjonerende spenning var ukjent måtte den regnes ut ved å utnytte formel

$$\sigma_d = \frac{f_y}{\gamma_m}$$

Innvendig diameter kommer fra diameteren som ble regnet ut i VedleggM, mens Innvendig trykk ble satt til å være $1.00599 \cdot 10^6$ Pa, verdien er trykket som er ved en dybde på 90 meter. Trykket vil endres i løpet av røret, men trykket er høyes ved 90 meters dybde [1]. Så derfor må rørene minimum tåle det trykket.

Det valgt å finne en materiale Flytegrense på 520, 520 er hentet fra en tabell om materialegenskaper. Det ble valgt å bruke stål og 520 er gjennomsnittsverdien av intervallet som var angitt i tabellen [2].

Når alle faktorer for å beregne veggtykkelsen var funnet, ble det regnet ut hva veggtykkelsen ville være med forskjellige diametere for tre forskjellige case.

Tall for Nyhamna

Innvendig diameter [mm]	Høyeste trykk i rør [MPa]	Materialefaktor	Flytegrense [mPa]	Dimensjonerende spenning[mPa]	Veggtykkelse [mm]
5311,923	1,00599	1,10	520	472,72	5,66
3066,84	1,00599	1,10	520	472,72	3,27
2375,57	1,00599	1,10	520	472,72	2,53
2007,72	1,00599	1,10	520	472,72	2,14
1770,64	1,00599	1,10	520	472,72	1,89
1679,78	1,00599	1,10	520	472,72	1,79
1601,61	1,00599	1,10	520	472,72	1,71
1473,26	1,00599	1,10	520	472,72	1,57
1371,53	1,00599	1,10	520	472,72	1,46
1288,33	1,00599	1,10	520	472,72	1,37
1218,64	1,00599	1,10	520	472,72	1,30
1159,16	1,00599	1,10	520	472,72	1,23
1107,61	1,00599	1,10	520	472,72	1,18
1062,39	1,00599	1,10	520	472,72	1,13
1022,28	1,00599	1,10	520	472,72	1,09
986,40	1,00599	1,10	520	472,72	1,05

Tall for Nyhamna ganger 10

Innvendig diameter [mm]	Høyeste trykk i rør [mPa]	Materialefaktor	Flytegrense [mPa]	Dimensjonerende spenning[mPa]	Veggykkelse [mm]
16797,79	1,00599	1,10	520	472,72	17,89
9698,21	1,00599	1,10	520	472,72	10,33
7512,20	1,00599	1,10	520	472,72	8,00
6349,00	1,00599	1,10	520	472,72	6,76
5599,26	1,00599	1,10	520	472,72	5,96
5311,93	1,00599	1,10	520	472,72	5,66
5064,72	1,00599	1,10	520	472,72	5,39
4658,87	1,00599	1,10	520	472,72	4,96
4337,17	1,00599	1,10	520	472,72	4,62
4074,06	1,00599	1,10	520	472,72	4,34
3853,68	1,00599	1,10	520	472,72	4,10
3665,58	1,00599	1,10	520	472,72	3,90
3502,58	1,00599	1,10	520	472,72	3,73
3359,56	1,00599	1,10	520	472,72	3,58
3232,74	1,00599	1,10	520	472,72	3,44
3119,27	1,00599	1,10	520	472,72	3,32
3016,97	1,00599	1,10	520	472,72	3,21
2924,12	1,00599	1,10	520	472,72	3,11
2839,34	1,00599	1,10	520	472,72	3,02

Tall for Nyhamna ganger 100

Innvendig diameter [mm]	Høyeste trykk i rør [mPa]	Materialefaktor	Flytegrense [mPa]	Dimensjonerende spenning[mPa]	Veggykkelse [mm]
53119,26	1,00599	1,10	520	472,72	56,58
30668,42	1,00599	1,10	520	472,72	32,67
23755,66	1,00599	1,10	520	472,72	25,30
20077,19	1,00599	1,10	520	472,72	21,39
17706,42	1,00599	1,10	520	472,72	18,86
16797,79	1,00599	1,10	520	472,72	17,89
16016,06	1,00599	1,10	520	472,72	17,06
14732,63	1,00599	1,10	520	472,72	15,69

13715,33	1,00599	1,10	520	472,72	14,61
12883,31	1,00599	1,10	520	472,72	13,72
12186,39	1,00599	1,10	520	472,72	12,98
11591,57	1,00599	1,10	520	472,72	12,35
11076,13	1,00599	1,10	520	472,72	11,80
10623,85	1,00599	1,10	520	472,72	11,32
10222,81	1,00599	1,10	520	472,72	10,89
9864,00	1,00599	1,10	520	472,72	10,51
9540,50	1,00599	1,10	520	472,72	10,16
9246,88	1,00599	1,10	520	472,72	9,85
8978,79	1,00599	1,10	520	472,72	9,56

Kilder:

[1] http://www.kalkuler.com/kalkulatorer/div/trykk_i_vann.php

[2] <http://www.ntnu.no/documents/14574940/d8f1cf75-481d-446d-836b-e8246a3665eb>

VEDLEGG J PUMPE OG RØRKOSTNAD

Pumpe og rørkostnad

Som følge at OTEC hovedsakelig kun benytter hastigheter lik eller høyere enn 2 m/s, ble det sett på ved hvilke hastigheter det ville lønne seg å bruke. Dette ble foretatt for alle tre simuleringene. Det ble sett at pumpen var billigere når hastighet var lav og rør var billigst ved høy hastighet. Så det måtte se på hvilken hastighet hvor pumpeprisen var relativt lav samt at rørkostnaden var lav. Grafene tabellene viser at det var billigst å benytte 1 m/s for alle simuleringene.

Nyhamna

	1		1,4		1,8		2		Hastighet [m/s]	Totalt sum i MNOK
	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav		
USD I 2002	10039	2597,61	13347	1853,73	18905	1442,38	22884	1298,28	1	1,39116721
NOK 2002	90033,8	0,0	119701,2	0,0	169547,6	0,0	205232,9	0,0	1,40	1,86501436
NOK 2015	115513,3	20972,8	153576,7	14966,8	217529,6	11645,6	263313,8	10482,2	1,8	2,41589481
Eldrup faktoren	7,57	12,13	7,57	23,63	7,57	23,63	7,57	23,63	2	2,83896476
Kostnad i støpejern	874435,861	254400,5902	1162575,5	353666,2082	1646698,87	275186,2814	1993285,21	247693,9817		
Syrefast faktor	1,3	1	1,3	1	1,3	1	1,3	1		
Kostnad for anlegg i syrefast	1136766,62	254400,5902	1511348,15	353666,2082	2140708,53	275186,2814	2591270,78	247693,9817		
Totalt	1391167,21		Totalt 1865014,358		Totalt 2415894,813		Totalt 2838964,759			

Nyhamna ganger 10

	0,6		1		1,4		1,8		2	
	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav
USD I 2002	8817	43198,87	12524	25923,46	18997	18514,79	36854	14402,77	62255	12959,68
NOK 2002	79074,4	0,0	112320,2	0,0	170372,7	0,0	330521,4	0,0	558327,7	0,0
NOK 2015	101452,4	348783,4	144106,9	209303,4	218588,2	149486,6	424059,0	116286,5	716334,5	104635,2
Eldrup faktoren	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57
Kostnad i støpejern	767994,919	2640290,009	1090889,01	1584426,917	1654712,43	1131613,282	3210126,43	880288,992	5422652,11	792088,1639
Syrefast faktor	1,3	1	1,3	1	1,3	1	1,3	1	1,3	1
Kostnad for anlegg i syrefast	998393,394	2640290,009	1418155,71	1584426,917	2151126,16	1131613,282	4173164,36	880288,992	7049447,75	792088,1639
	Totalt 3638683,403		Totalt 3002582,625		Totalt 3282739,437		Totalt 5053453,352		Totalt 7841535,909	

Hastighet [m/s]	Totalt sum i MNOK
0,6	3,64
1	3,00
1,40	3,28
1,8	5,05
2	7,84

Nyhamna ganger 100

	0,6		1		1,4		1,8		2	
	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav	Pumpehav	Rør til hav
USD I 2002	10757	432065,71	19271	259260,60	47693	185177,01	105640	144028,75	132694	129626,92
NOK 2002	96473,1	0,0	172830,0	0,0	427729,9	0,0	947421,8	0,0	1190052,9	0,0
NOK 2015	123775,0	3488455,3	221740,9	2093244,2	548777,5	1495100,7	1215542,1	1162873,7	1526837,8	1046594,8
Eldrup faktoren	7,57	4,28	7,57	4,28	7,57	5,16	7,57	5,16	7,57	5,16
Kostnad i støpejern	936976,448	14930588,84	1678578,89	8959084,998	4154245,4	7714719,411	9201653,99	6000428,419	11558162,4	5400429,113
Syrefast faktor	1,3	1	1,3	1	1,3	1	1,3	1	1,3	1
Kostnad for anlegg i syrefast	1218069,38	14930588,84	2182152,56	8959084,998	5400519,02	7714719,411	11962150,2	6000428,419	15025611,1	5400429,113
	totalt 16148658,22		totalt 11141237,56		totalt 13115238,43		totalt 17962578,61		totalt 20426040,21	

Hastighet [m/s]	totalt sum i MNOK
0,6	16,15
1	11,14
1,40	13,12
1,8	17,96
2	20,43

VEDLEGG P UTREGNING FOR FCI PÅ TRE FORSKJELLIGE SIMULERINGER

FCI for tre forskjellige simuleringer

For å beregne FCI for alle komponenten ble det regnet ut hva prisen på hver komponent ville ha kostet å bygge og deretter lagt alle verdier sammen for å se hva forventet bygge kostnad vil være.

For spillvann mengder fra Nyhamna

	Turbin	Pumpe indresyklus	Platevarmeveksler	Kondenser	Pumpehav	Rør til hav
USD I 2002	574901	37650	1982	5257	10039	2597,61
NOK 2002	5155942,1	337660,3	17775,4	47146,9	90033,8	0,0
NOK 2015	6615073,8	433218,1	22805,8	60489,4	115513,3	20972,8
Eldrup faktoren	3,89	7,57	12,13	12,13	7,57	12,13
Kostnad i støpejern	25732636,9	3279461,12	276634,3318	733736,9739	874435,8614	254400,59
Syrefast faktor	1,3	1,3	1,75	1,75	1,3	1
Kostnad for anlegg i syrefast	33452428,0	4263299,456	484110,0807	1284039,704	1136766,62	254400,59
	Total kostnad for å bygge anlegget (FCI) i NOK 2015					
	40620643,82					

Spillvann mengder fra Nyhamna ganger 10

	Turbin	Pumpe indresyklus	Platevarmeveksler	Kondenser	Pumpehav	Rør til hav
USD I 2002	5334504	538902	2037	6901	12524	25923,46
NOK 2002	47841965,7	4833088,7	18268,6	61890,9	112320,2	0,0
NOK 2015	61381242,0	6200852,8	23438,7	79406,1	144106,9	209303,4
Eldrup faktoren	3,11	3,89	12,13	12,13	7,57	7,57
Kostnad i støpejern	190895662,5	24121317,38	284310,8647	963195,5216	1090889,006	1584426,917
Syrefast faktor	1,3	1,3	1,75	1,75	1,3	1
Kostnad for anlegg i syrefast	248164361,2	31357712,6	497544,0133	1685592,163	1418155,707	1584426,917
	Total kostnad for å bygge anlegget (FCI) i NOK 2015					
	283123365,7					

For spillvann mengde fra Nyhamna ganger 100

	Turbin	Pumpe indresyklus	Platevarmeveksler	Kondenser	Pumpehav	Rør til hav
USD I 2002	48010536	5156856	2093	6904	132694	129626,92
NOK 2002	430577691,1	46248747,4	18770,9	61917,8	1190052,9	0,0
NOK 2015	552431177,6	59337142,9	24083,0	79440,6	1526837,8	1046594,8
Eldrup faktoren	3,11	3,11	12,13	12,13	7,57	5,16
Kostnad i støpejern	1718060962,4	184538514,3	292126,971	963614,2416	11558162,39	5400429,113
Syrefast faktor	1,3	1,3	1,75	1,75	1,3	1
Kostnad for anlegg i syrefast	2233479251,2	239900068,5	511222,1992	1686324,923	15025611,1	5400429,113
	Total kostnad for å bygge anlegget (FCI) i NOK 2015					
	2490602478					

VEDLEGG Q KOSTNADSESTIMERING FORKLARING

Kostnadsestimering forklaring

FCI (Fixed Capital Investment):

Er hvor mye det vil koste å bygge anlegget, kostnadene er beregnet på hvor mye hver enkelt komponent i anlegget vil koste å bygge.

Inntekter :

Eneste inntekten i dette anlegget vil være salg av strøm. For å beregne inntekten er følgende gjort:

$$\text{Strøm} = \text{Kraftpris} \left(\frac{\text{Kr}}{\text{kWh}} \right) * \text{Produsert strømmengde (kW)} * \text{Antall timer pr år} * \text{Driftstid}$$

Kraftprisen er basert på hva gjennomsnittskraftpris var for Molde i 2015, og kraftprisen var da på 189.80 nok/MWh [1]. Grunnen til at Molde ble valgt er at det ligger ikke så langt unna nyhamna, og da konkludert med at det er ca. samme kraftpris.

Strømmengden er hentet fra HYSYS simuleringen. Det finnes ikke generator i HYSYS, derfor er strømmengden multiplisert med 0.95 grunnet generatorer har en virkningsgrad mellom 0.95 og 0.97 [2]

Driftstiden er satt til 0.95, det betyr at anlegget vil være i drift 95 % av tiden i løpet av ett år. Grunnen til at driftstid er med i beregningen er at anlegget vil stå i noen perioder grunnet forskjellige årsaker som vedlikehold, tekniske problemer i anlegget til Shell som vil gjøre at det ikke vil bli tilført restvarme til anlegget, osv.

Utgifter:

Utgiftene i denne prosessen vil hovedsakelig være kostnadene for å ha ansatte til å drive anlegget og det vil være en del kostnader på vedlikehold.

Kostnad på operatører:

Mengde fra Nyhamna

For å finne hvor mange operatører det trengs for å drive anlegget er formelen under brukt. Formelen tar hensyn til skiftarbeid.

$N_{NP} = 3$ (Antall viktige komponenter i prosessen (1 Varmevexlere, 1 kondensere, 1 Turbin))

$$N_{OL} = (6.29 + 0.23 * N_{NP})^{0.5} = (6.29 + 0.23 * 3)^{0.5} = 2.69$$

$$C_{OL} = 4.5 * N_{OL} = 4.5 * 2.69 = 12 \text{ Operatører}$$

Når antall operatører er funnet, blir antallet multiplisert med gjennomsnittslønnen til en operatør. Gjennomsnittslønnen er på 34400[3] * 12 = 412800 kr/år

Lønnskostnader = 12 Operatører * 412800 kr/år for en operatør = 4953600 kr/år

Mengde fra Nyhamna ganger 10

$N_{NP} = 9$ (Antall viktige komponenter i prosessen (1 Varmevexlere, 1 kondensere, 7 Turbin))

$$N_{OL} = (6.29 + 0.23 * N_{NP})^{0.5} = (6.29 + 0.23 * 9)^{0.5} = 2.89$$

$$C_{OL} = 4.5 * N_{OL} = 4.5 * 2.89 = 13 \text{ Operatører}$$

Lønnskostnader = 13 Operatører * 412800 kr/år for en operatør = 5366400 kr/år

Mengde fra Nyhamna ganger 100

$N_{NP} = 65$ (Antall viktige komponenter i prosessen (1 Varmevekslere, 1 kondensere, 63 Turbin))

$$N_{OL} = (6.29 + 0.23 * N_{NP})^{0.5} = (6.29 + 0.23 * 65)^{0.5} = 4,61$$

$$C_{OL} = 4.5 * N_{OL} = 4.5 * 4.61 = 21 \text{ Operatører}$$

Lønnskostnader = 21 Operatører * 412800 kr/år for en operatør = 8668800 kr/år

Vedlikehold:

Vedlikeholdskostnadene er satt til å være 15 % av FCI, som er et normal estimat for kostnadsberegninger

$$\text{Kostnader på vedlikehold} = FCI * 0.15 = *0.15 = \underline{\text{?????????? kr/år}}$$

Totale Utgifter = Lønnskostnader + Vedlikehold = ??????????kr/år

Avskrivning:

Avskrivning er at det ikke kostnadsfører den totale utgiften ved investering, men fordeler den utover levetiden til investeringen. Grunnen er investeringen har lengre levetid enn en regnskapsperiode, og må derfor fordeles over flere regnskapsperioder[4]. I Norge brukes lineær avskrivning, det betyr at det avskrives ned like stort beløp hvert år, og følgende formel blir brukt[5]:

$$\text{Avskrivning} = \frac{FCI}{\text{levetid}} = \frac{\text{????????????????}}{20} = \text{?????????? kr/år}$$

Skatt:

I Norge må alle inntekter skattes, for å finne ut hvor mye som skal skattes må utgiftene og avskrivningen trekkes fra inntektene for å finne ut hva anlegget vil ha i rene inntekter. Rene inntekter blir multiplisert med skatteprosenten i Norge som ligger på 25%[6].

$$\text{Skattebetaling} = (\text{Innteketer} - \text{utgifter} - \text{avskrivning}) * 0.25 = \underline{\text{?????????? kr/år}}$$

Netto Overskudd:

Netto overskudd er summen som vil være igjen av innteketene etter alt er trekk i fra. Summen anlegget vil tjene

$$\text{Overskudd etter skatt} = (\text{Innteketer} - \text{utgifter} - \text{avskrivning} - \text{skatt}) = \underline{\text{?????????? kr/år}}$$

Kontantstrøm (Cf):

Kontantstrømmen forklarer hvordan differansen mellom inntekter og utgifter er over en tidsperiode. Er Cf negativ betyr det at det er for dyrt å drive, men positiv Cf indikerer på at bedriften tjener penger som kan brukes til investering, nedbetalt av lån eller andre ting[7].

$$Cf = \text{overskudd} + \text{avskrivning} = \underline{\text{??????????r/år}}$$

Diskontert Cf:

Diskontert kontantstrøm brukes for å vurdere hva kontantstrømmen er verdt i nåverdi, som kan igjen avgjøre hvor attraktivt det er å investere. Det blir brukt en diskonteringsrente, renten er satt etter vurdering av risiko[8]. Følgene formel blir derfor brukt for å finne disk Cf

$$\text{Disk Cf} = \frac{Cf}{(1 + \text{Rente})^{(1+k)}} =$$

Kumulativ disk CF:

Kumulativ diskontert kontantstrøm betyr å legge alle disk Cf sammen for å se om lønnsomheten. Hvis kumulativ disk Cf blir større enn null etter beregnet levetid vil det bli lønnsomt å bygge.

Kilder: lokalisert 18.01.16

1. <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/NO/Daily1/?view=table>
2. https://snl.no/elektrisk_maskin
3. <https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/saveselections.asp>
4. <https://www.e-conomic.no/regnskapsprogram/ordliste/avskrivning>
5. [https://www.altinn.no/no/Starte-og-drive-bedrift/Drive/Regnskap-og-revisjon/Hva-er-bokforings.plikt/Aktivering-eller-kostnadsforing/Avskrivninger/.](https://www.altinn.no/no/Starte-og-drive-bedrift/Drive/Regnskap-og-revisjon/Hva-er-bokforings.plikt/Aktivering-eller-kostnadsforing/Avskrivninger/)
6. <https://www.altinn.no/no/Starte-og-drive-bedrift/Drive/Skatt-og-avgift/Foretakets-skatt/Skatt-for-aksjeselskapupersonlige-skatteyttere/>
7. <https://www.e-conomic.no/regnskapsprogram/ordliste/kontantstrom>
8. <http://www.investopedia.com/terms/d/dcf.asp>

VEDLEGG R NPV FOR TALL FRA NYHAMNA**NPV for tall fra Nyhamna**

I denne tabellen ble det sett på å om det vil være lønnsomt å bygge anlegget ifølge NVP.

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-40,6210							-35,6325	-35,6325
1		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-4,4535	-40,0859
2		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-3,9066	-43,9925
3		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-3,4268	-47,4193
4		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-3,0060	-50,4253
5		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-2,6368	-53,0621
6		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-2,3130	-55,3751
7		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-2,0289	-57,4041
8		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-1,7798	-59,1838
9		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-1,5612	-60,7450
10		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-1,3695	-62,1145
11		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-1,2013	-63,3158
12		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-1,0538	-64,3696

13		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,9244	-65,2940
14		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,8108	-66,1048
15		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,7113	-66,8161
16		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,6239	-67,4400
17		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,5473	-67,9873
18		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,4801	-68,4674
19		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,4211	-68,8885
20		2,6527	11,0468	2,0311	-2,6063	-7,8188	-5,7877	-0,3694	-69,2579

	Øre/kWh	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Inntekt	Total inntekt	Total inntekt (mill)
Strøm	18,98	6046064	13976484,61	2652736,78	2652736,78	2,65273678

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totalt utgifter (mill)
	12	412800	4953600	4,9536	11,04675
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	6,09315				

Tabellen viser at det ikke vil være økonomisk forsvarlig å bygge anlegget når kraftprisen er på 18.98 øre/kWh

VEDLEGG S NPV MED HENSYN FOR AT KUMULATIV DISK CF SKAL GÅ I NULL FOR TALL FRA NYHAMNA

NPV med hensyn for at kumulativ disk CF skal gå i null for tall fra Nyhamna

Denne tabellen ble satt opp hva kraftprisen måtte være for at anlegget skulle få kumulativ disk CF til å gå i null. Det ble vist at prisen måtte være på 60.25 øre/kWh for et anlegg som benytter mengden til Nyhamna.

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-40,6210							-35,6325	-35,6325
1		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	4,7193	-30,9132
2		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	4,1397	-26,7734
3		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	3,6313	-23,1421
4		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	3,1854	-19,9567
5		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	2,7942	-17,1625
6		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	2,4511	-14,7114
7		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	2,1501	-12,5614
8		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	1,8860	-10,6753
9		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	1,6544	-9,0210
10		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	1,4512	-7,5697

11		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	1,2730	-6,2967
12		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	1,1167	-5,1801
13		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,9795	-4,2005
14		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,8592	-3,3413
15		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,7537	-2,5876
16		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,6612	-1,9264
17		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,5800	-1,3464
18		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,5087	-0,8377
19		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,4463	-0,3914
20		18,5473	11,0468	2,0311	1,3674	4,1022	6,1332	0,3915	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	18547340,0000	6046064	13976484,61	132,703898821

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	12	412800	4953600	4,9536	11,04675
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	6,09315				

VEDLEGG T NPV FOR TALL FRA NYHAMNA GANGER 10**NPV for tall fra Nyhamna ganger 10**

I denne tabellen ble det sett på å om det vil være lønnsomt å bygge anlegget ifølge NVP.

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-283,1240							-248,3544	-248,3544
1		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-10,1508	-258,5051
2		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-8,9042	-267,4093
3		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-7,8107	-275,2200
4		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-6,8515	-282,0715
5		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-6,0101	-288,0816
6		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-5,2720	-293,3535
7		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-4,6246	-297,9781
8		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-4,0566	-302,0347
9		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-3,5584	-305,5932
10		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-3,1214	-308,7146
11		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-2,7381	-311,4527
12		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-2,4018	-313,8546

13		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-2,1069	-315,9614
14		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-1,8481	-317,8096
15		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-1,6212	-319,4308
16		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-1,4221	-320,8528
17		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-1,2474	-322,1003
18		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-1,0942	-323,1945
19		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-0,9599	-324,1544
20		25,5270	47,8350	14,1562	-9,1160	-27,3481	-13,1919	-0,8420	-324,9964

	Øre/kWh	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Inntekt	Total inntekt	Total inntekt (mill)
Strøm	18,98	58180676	134494329,4	25527023,71	25527023,71	25,52702371

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	13	412800	5366400	5,3664	47,835
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	42,4686				

Tabellen viser at det ikke vil være økonomisk forsvarlig å bygge anlegget når kraftprisen er på 18.98 øre/kWh

VEDLEGG U NPV MED HENSYN FOR AT KUMULATIV DISK CF SKAL GÅ I NULL FOR TALL FRA NYHAMNA GANGER 100

NPV med hensyn for at kumulativ disk CF skal gå i null for tall fra Nyhamna ganger 10

Denne tabellen ble satt opp hva kraftprisen måtte være for at anlegget skulle få kumulativ disk CF til å gå i null. Det ble vist at prisen måtte være på 74.44 øre/kWh som benytter mengden Nyhamna 10 ganger

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-283,1240							-248,3544	-248,3544
1		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	32,8930	-215,4614
2		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	28,8535	-186,6079
3		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	25,3101	-161,2977
4		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	22,2018	-139,0959
5		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	19,4753	-119,6206
6		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	17,0836	-102,5370
7		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	14,9856	-87,5514
8		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	13,1453	-74,4061
9		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	11,5309	-62,8752
10		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	10,1149	-52,7603
11		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	8,8727	-43,8876

12		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	7,7831	-36,1046
13		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	6,8272	-29,2773
14		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	5,9888	-23,2885
15		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	5,2533	-18,0352
16		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	4,6082	-13,4270
17		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	4,0423	-9,3847
18		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	3,5459	-5,8388
19		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	3,1104	-2,7284
20		100,1133	47,8350	14,1562	9,5305	28,5916	42,7478	2,7284	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	100113280,0000	58180676	134494329,4	74,437

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	13	412800	5366400	5,3664	47,835
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	42,4686				

VEDLEGG V NPV FOR TALL FRA NYHAMNA GANGER 100

NPV for tall fra Nyhamna ganger 100

I denne tabellen ble det sett på å om det vil være lønnsomt å bygge anlegget ifølge NVP.

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-2490,6030							-2184,7395	-2184,7395
1		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-43,5571	-2228,2966
2		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-38,2080	-2266,5046
3		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-33,5158	-2300,0204
4		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-29,3998	-2329,4202
5		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-25,7893	-2355,2095
6		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-22,6222	-2377,8317
7		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-19,8440	-2397,6757
8		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-17,4070	-2415,0827
9		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-15,2693	-2430,3521
10		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-13,3942	-2443,7462
11		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-11,7493	-2455,4955
12		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-10,3064	-2465,8019

13		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-9,0407	-2474,8425
14		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-7,9304	-2482,7730
15		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-6,9565	-2489,7295
16		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-6,1022	-2495,8317
17		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-5,3528	-2501,1845
18		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-4,6954	-2505,8799
19		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-4,1188	-2509,9987
20		265,2734	382,2593	124,5302	-60,3790	-181,1370	-56,6068	-3,6130	-2513,6117

	Øre/kWh	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Inntekt	Total inntekt	Total inntekt (mill)
Strøm	18,98	604605860	1397647213	265273441	265273441	265,273441

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	21	412800	8668800	8,6688	382,25925
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	373,59045				

Tabellen viser at det ikke vil være økonomisk forsvarlig å bygge anlegget når kraftprisen er på 18.98 øre/kWh

VEDLEGG W NPV MED HENSYN FOR AT KUMULATIV DISK CF SKAL GÅ I NULL FOR TALL FRA NYHAMNA GANGER 100

NPV med hensyn for at kumulativ disk CF skal gå i null for tall fra Nyhamna ganger 10

Denne tabellen ble satt opp hva kraftprisen måtte være for at anlegget skulle få kumulativ disk CF til å gå i null. Det ble vist at prisen måtte være på 60.25 øre/kWh for et anlegg som benytter 100 ganger mengden til Nyhamna.

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-2490,6030							- 2184,7395	-2184,7395
1		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	289,3553	-1895,3841
2		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	253,8205	-1641,5637
3		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	222,6495	-1418,9141
4		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	195,3066	-1223,6075
5		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	171,3216	-1052,2859
6		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	150,2821	-902,0039
7		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	131,8264	-770,1775
8		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	115,6372	-654,5403
9		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	101,4361	-553,1041

10		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	88,9791	-464,1251
11		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	78,0518	-386,0733
12		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	68,4665	-317,6068
13		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	60,0583	-257,5484
14		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	52,6827	-204,8657
15		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	46,2129	-158,6527
16		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	40,5377	-118,1151
17		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	35,5594	-82,5557
18		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	31,1924	-51,3633
19		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	27,3618	-24,0015
20		842,1441	382,2593	124,5302	83,8387	251,5160	376,0462	24,0016	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	842144120,0000	604605860	1397647213	60,254412712

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	21	412800	8668800	8,6688	382,25925
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	373,59045				

VEDLEGG X NPV BASERT PÅ AT ELEKTRISITETEN SKAL BENYTTES INTERNT

NVP når strømmen brukes intern

Tabellene i dette vedlegget består av NPV beregninger for å se lønnsomheten av å benytte elektrisitet fra spillvarme internt i industrien. Det ble sett at NVP vil bli negativ for simuleringene når strømmen blir benyttet internt i prosessen. Men NVP ble lavere ved å benytte strømmen internt enn hva den ble ved å selge strømmen.

Nyhamna

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-40,6210							-35,6325	-35,6325
1		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-3,4920	-39,1245
2		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-3,0632	-42,1877
3		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-2,6870	-44,8747
4		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-2,3570	-47,2317
5		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-2,0676	-49,2993
6		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-1,8137	-51,1129
7		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-1,5909	-52,7039
8		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-1,3955	-54,0994
9		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-1,2242	-55,3236
10		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-1,0738	-56,3974
11		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,9420	-57,3394
12		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,8263	-58,1656
13		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,7248	-58,8904
14		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,6358	-59,5262
15		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,5577	-60,0839

16		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,4892	-60,5732
17		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,4291	-61,0023
18		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,3764	-61,3787
19		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,3302	-61,7090
20		4,3187	11,0468	2,0311	-2,1898	-6,5693	-4,5382	-0,2897	-61,9986

	Øre/kWh	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Inntekt	Total inntekt	Total inntekt (mill)
Strøm	30,9	6046064	13976484,61	4318733,746	4318733,746	4,32

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totalt utgifter (mill)
	12	412800	4953600	4,9536	11,05
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
6,09315					

Nyhamna ganger 10

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-283,1240							-248,3544	-248,3544
1		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,8988	-249,2532
2		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,7885	-250,0417
3		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,6916	-250,7333
4		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,6067	-251,3400

5		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,5322	-251,8722
6		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,4668	-252,3390
7		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,4095	-252,7485
8		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,3592	-253,1078
9		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,3151	-253,4229
10		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,2764	-253,6993
11		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,2425	-253,9417
12		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,2127	-254,1544
13		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,1866	-254,3410
14		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,1637	-254,5046
15		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,1436	-254,6482
16		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,1259	-254,7741
17		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,1105	-254,8845
18		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,0969	-254,9814
19		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,0850	-255,0664
20		41,5587	47,8350	14,1562	-5,1081	-15,3243	-1,1681	-0,0746	-255,1410

	Øre/kWh	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Inntekt	Total inntekt	Total inntekt (mill)
Strøm	30,9	58180676	134494329,4	41558747,77	41558747,77	41,55874777

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totalt utgifter (mill)
	13	412800	5366400	5,3664	47,835
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	42,4686				

Nyhamna ganger 100

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-2490,6030							-2184,7395	-2184,7395
1		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	52,5876	-2132,1519
2		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	46,1295	-2086,0224
3		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	40,4644	-2045,5580
4		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	35,4951	-2010,0628
5		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	31,1361	-1978,9267
6		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	27,3124	-1951,6144
7		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	23,9582	-1927,6562
8		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	21,0160	-1906,6402
9		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	18,4351	-1888,2052
10		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	16,1711	-1872,0341
11		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	14,1852	-1857,8489
12		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	12,4431	-1845,4057
13		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	10,9150	-1834,4907
14		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	9,5746	-1824,9161
15		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	8,3988	-1816,5174
16		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	7,3673	-1809,1500
17		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	6,4626	-1802,6874
18		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	5,6689	-1797,0185
19		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	4,9727	-1792,0458
20		431,8730	382,2593	124,5302	-18,7291	-56,1873	68,3428	4,3621	-1787,6837

	Øre/kWh	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Inntekt	Total inntekt	Total inntekt (mill)
Strøm	30,9	604605860	1397647213	431872988,8	431872988,8	431,8729888

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	21	412800	8668800	8,6688	382,25925
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	373,59045				

VEDLEGG Y NPV MED HENSYN FOR AT ANLEGGET SKAL GÅ I NULL MED DISKONTERINGSRENTE PÅ 7%

Nødvendig kraftpris med diskonteringsrente på 7 %

Det ble sett på om kraftprisen ville endre seg om diskonteringsrenten ble satt til å være 7%. De tre forskjellige tabellene er bygget opp på lik metode som de tidligere NPV beregningene, eneste forskjell er at tabellene bruker en diskonteringsrente på 7 % istedenfor 14 %.

Nyhamna

Rente	0,07			Kraftpris					
SKATT	0,25				Nyhamna med diskonteringsrente på 7 %				
FCI (millioner)	40,621								
År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-40,6210							-37,9636	-37,9636
1		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	3,3491	-34,6145
2		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	3,1300	-31,4845
3		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	2,9252	-28,5593
4		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	2,7338	-25,8255
5		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	2,5550	-23,2705
6		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	2,3878	-20,8827
7		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	2,2316	-18,6511
8		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	2,0856	-16,5655
9		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,9492	-14,6163
10		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,8217	-12,7946

11		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,7025	-11,0921
12		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,5911	-9,5010
13		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,4870	-8,0140
14		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,3897	-6,6242
15		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,2988	-5,3254
16		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,2139	-4,1116
17		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,1344	-2,9771
18		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	1,0602	-1,9169
19		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	0,9909	-0,9260
20		15,4822	11,0468	2,0311	0,6011	1,8033	3,8343	0,9260	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	15482180,0000	6046064	13976484,61	110,77

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	12	412800	4953600	4,9536	11,04675
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	6,09315				

Nyhamna ganger 10

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-283,1240							-264,6019	-264,6019
1		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	23,3426	-241,2593
2		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	21,8155	-219,4438
3		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	20,3883	-199,0555
4		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	19,0545	-180,0010
5		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	17,8079	-162,1931
6		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	16,6429	-145,5502
7		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	15,5541	-129,9960
8		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	14,5366	-115,4595
9		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	13,5856	-101,8739
10		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	12,6968	-89,1771
11		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	11,8662	-77,3109
12		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	11,0899	-66,2210
13		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	10,3644	-55,8566
14		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	9,6863	-46,1703
15		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	9,0526	-37,1177

16		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	8,4604	-28,6572
17		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	7,9069	-20,7503
18		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	7,3897	-13,3606
19		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	6,9062	-6,4544
20		78,7495	47,8350	14,1562	4,1896	12,5687	26,7249	6,4544	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	78749470,0000	58180676	134494329,4	58,55

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	13	412800	5366400	5,3664	47,835
Vedlikehold (mill) (15% av FCI)					
42,4686					

Nyhamna ganger 100

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-2490,6030							- 2327,6664	-2327,6664
1		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	205,3413	-2122,3250
2		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	191,9078	-1930,4172
3		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	179,3531	-1751,0641
4		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	167,6197	-1583,4444
5		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	156,6539	-1426,7905
6		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	146,4055	-1280,3850
7		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	136,8276	-1143,5574
8		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	127,8763	-1015,6811
9		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	119,5105	-896,1706
10		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	111,6921	-784,4785
11		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	104,3851	-680,0934
12		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	97,5562	-582,5372
13		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	91,1740	-491,3632
14		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	85,2094	-406,1538
15		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	79,6349	-326,5189

16		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	74,4252	-252,0938
17		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	69,5562	-182,5375
18		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	65,0058	-117,5317
19		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	60,7531	-56,7786
20		654,2096	382,2593	124,5302	36,8551	110,5652	235,0953	56,7786	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	654209600,0000	604605860	1397647213	46,81

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	21	412800	8668800	8,6688	382,25925
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
373,59045					

Ut ifra disse tabellene kan det ses at nødvendig kraftpris er høyere enn hva kraftprisen er på i Norge. Men det blir sett at kraftprisen blir lavere når diskonteringsrenten synker.

VEDLEGG Z NPV MED HENSYN FOR AT ANLEGGET SKAL GÅ I NULL MED DISKONTERINGSRENTE PÅ 3.5%

Nødvendig kraftpris med diskonteringsrente på 3.5 %

Det ble sett på om kraftprisen ville endre seg om diskonteringsrenten ble satt til å være 3.5%. De tre forskjellige tabellene er bygget opp på lik metode som de tidligere NPV beregningene, eneste forskjell er at tabellene bruker en diskonteringsrente på 3.5 % istedenfor 14 %.

Nyhamna

Rente	0,035	Kraftpris							
SKATT	0,25			Nyhamna med diskonteringsrente på 3.5%					
FCI (millioner)	40,621								
År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-40,6210							-39,2473	-39,2473
1		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,6681	-36,5792
2		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,5779	-34,0014
3		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,4907	-31,5107
4		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,4065	-29,1042
5		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,3251	-26,7791
6		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,2465	-24,5326
7		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,1705	-22,3621
8		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,0971	-20,2650
9		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	2,0262	-18,2388
10		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,9577	-16,2812

11		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,8915	-14,3897
12		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,8275	-12,5622
13		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,7657	-10,7965
14		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,7060	-9,0905
15		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,6483	-7,4422
16		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,5926	-5,8496
17		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,5387	-4,3109
18		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,4867	-2,8243
19		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,4364	-1,3879
20		14,1806	11,0468	2,0311	0,2757	0,8271	2,8581	1,3878	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	14180580,0000	6046064	13976484,61	101,46

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	12	412800	4953600	4,9536	11,04675
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	6,09315				

Nyhamna ganger 10

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-283,1240							-273,5498	-273,5498
1		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	18,5964	-254,9534
2		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	17,9675	-236,9859
3		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	17,3599	-219,6259
4		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	16,7729	-202,8531
5		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	16,2057	-186,6474
6		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	15,6577	-170,9897
7		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	15,1282	-155,8616
8		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	14,6166	-141,2450
9		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	14,1223	-127,1227
10		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	13,6447	-113,4779
11		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	13,1833	-100,2946
12		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	12,7375	-87,5571
13		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	12,3068	-75,2503

14		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	11,8906	-63,3597
15		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	11,4885	-51,8712
16		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	11,1000	-40,7712
17		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	10,7246	-30,0466
18		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	10,3620	-19,6846
19		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	10,0116	-9,6730
20		69,6775	47,8350	14,1562	1,9216	5,7647	19,9209	9,6730	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	69677480,0000	58180676	134494329,4	51,81

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	13	412800	5366400	5,3664	47,835
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	42,4686				

Nyhamna ganger 100

År	FCI	Inntekter	Utgifter	Avskrivninger	Skatt	Netto overskudd etter skatt	Kontantstrøm (CF) etter skatt	Disk CF	Kumulativ disk CF
0	-2490,6030							-2406,3797	-2406,3797
1		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	163,5898	-2242,7899
2		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	158,0578	-2084,7321
3		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	152,7129	-1932,0192
4		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	147,5487	-1784,4706
5		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	142,5591	-1641,9115
6		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	137,7382	-1504,1732
7		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	133,0804	-1371,0928
8		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	128,5801	-1242,5127
9		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	124,2320	-1118,2807
10		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	120,0309	-998,2498
11		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	115,9719	-882,2779
12		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	112,0502	-770,2277
13		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	108,2610	-661,9667

14		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	104,6000	-557,3667
15		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	101,0628	-456,3039
16		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	97,6452	-358,6586
17		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	94,3432	-264,3154
18		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	91,1529	-173,1625
19		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	88,0704	-85,0921
20		574,4046	382,2593	124,5302	16,9038	50,7114	175,2415	85,0922	0,0000

	Inntekt	Produsert(kJ/h)	Prod(kWh/år)	Øre/kWh
Strøm	574404550,0000	604605860	1397647213	41,10

UTGIFT	Operatører	Lønn (kr/år)	Utgift	Utgift (mill)	Totale utgifter (mill)
	21	412800	8668800	8,6688	382,25925
	Vedlikehold (mill) (15% av FCI)				
	373,59045				

Ut ifra disse tabellene kan det ses at nødvendig kraftpris er høyere enn hva kraftprisen er på i Norge. Men det blir sett at kraftprisen blir lavere når diskonteringsrenten synker.