



Høgskulen på Vestlandet

Bacheloroppgave Maskin

ING3039

Predefinert informasjon

Startdato:	31-03-2020 09:00	Termin:	2020 VÅR
Sluttdato:	07-05-2020 14:00	Vurderingsform:	Norsk 6-trinns skala (A-F)
Eksamensform:	Bacheloroppgave med muntlig presentasjon/eksaminasjon		
SIS-kode:	203 ING3039 1 PRO-1 2020 VÅR HAUGESUND		
Intern sensor:	Jorunn Stueland Nysted		

Deltaker

Kandidatnr.: 307

Informasjon fra deltaker

Tittel *: Utnyttelse av høytemperatur vanndamp i Haugaland Næringspark

Engelsk tittel *: Utilization of high temperature steam in Haugaland Næringspark

Navn på veileder *: Øyvind Olsen

Sett hake dersom Ja
besvarelsen kan brukes
som eksempel i
undervisning?:

Egenerklæring *: Ja
Inneholder besvarelsen Nei
konfidensielt
materiale?:

Jeg bekrefter at jeg har Ja
registrert
oppgavetittelen på
norsk og engelsk i
StudentWeb og vet at
denne vil stå på
vitnemålet mitt *:

Gruppe

Gruppenavn: (Anonymisert)

Gruppenummer: 1

Andre medlemmer i
gruppen: 310

Jeg godkjenner avtalen om publisering av bacheloroppgaven min *

Ja

Er bacheloroppgaven skrevet som del av et større forskningsprosjekt ved HVL? *

Nei

Er bacheloroppgaven skrevet ved bedrift/virksomhet i næringsliv eller offentlig sektor? *

Ja, RENergi



Høgskulen
på Vestlandet

BACHELOROPPGAVE

Utnyttelse av høytemperatur vanndamp i Haugaland Næringspark

Utilization of high temperature steam in Haugaland Næringspark

Torbjørn Kallevåg og Herman Schultz

ING-3039

Høgskulen på Vestlandet/Haugesund/Maskiningeniør

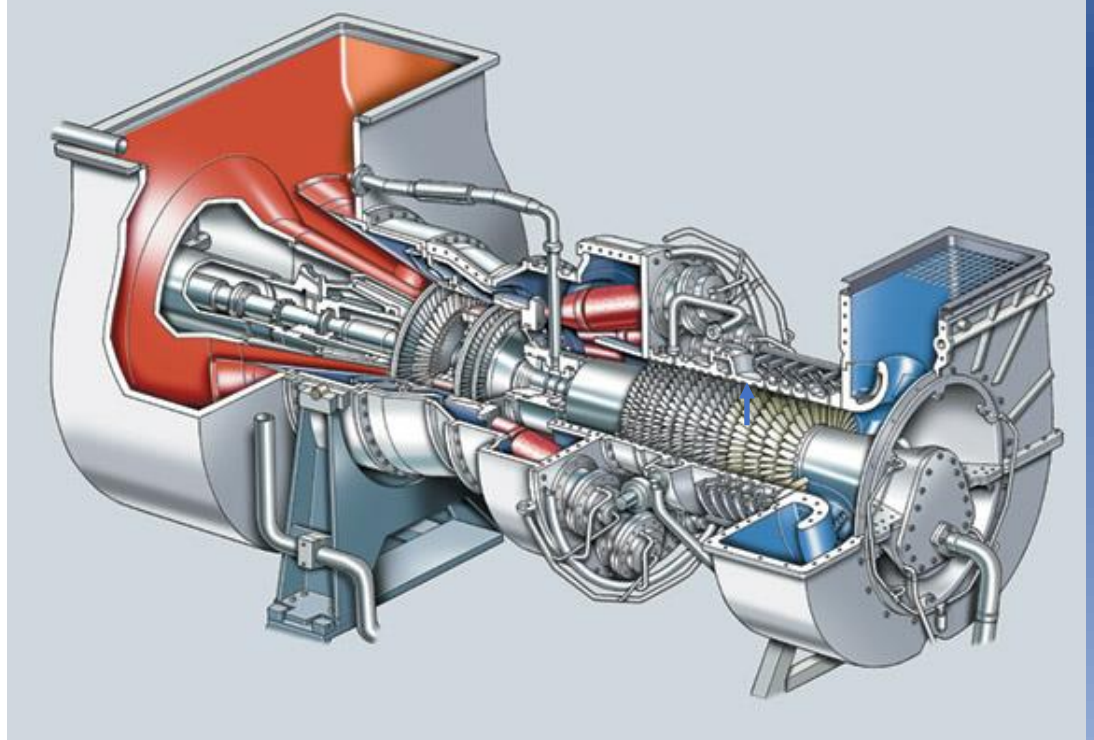
Jorunn Stueland Nysted

21. Mai 2020

Jeg bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. *Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 12-1.*

2020

Utnyttelse av høytemperatur vanndamp i Haugaland Næringspark



Torbjørn Kallevåg og Herman Schultz
HØGSKULEN PÅ VESTLANDET
21.05.2020

BACHELORPROSJEKT

Studentenes navn: Torbjørn Kallevåg og Herman Schultz

Linje & studieretning ING-MAB - Maskiningeniør

Oppgavens tittel: Utnyttelse av høytemperatur vanndamp i Haugaland Næringspark

Oppgavetekst:

I Haugaland Næringspark vil et tenkt forbrenningsanlegg for husholdningsavfall føre til store mengder varme i form av høytemperert vanndamp. RENergi har ytret et ønske om å kartlegge hvilke muligheter det ligger i energien som denne restvarmen inneholder.

Oppgaven blir å se på ulike bruksområder for denne dampen, men grunnet den store mengden med energi som finnes i dampen vil det hovedsakelig bli sett på å omdanne dampen til elektrisk energi ved hjelp av dampturbiner. Det vil bli vurdert forskjellige tekniske løsninger for dette, samt sett på aktuelle kunder, lønnsomheten, verdiskapning og miljøaspektet. Det vil videre også bli vurdert om det er mest hensiktsmessig å omdanne all energien til elektrisitet eller å benytte deler av den direkte som varme.

Endelig oppgave gitt: Fredag 6.mars 2020

Innleveringsfrist: Torsdag 7.mai 2020 kl. 12.00

Intern veileder: Jorunn Stueland Nysted og Ståle Bright Pettersen

Ekstern veileder: Øyvind Olsen
emailadresse ekstern veileder: oyvind@stagenda.no

Godkjent av studieansvarlig:

Dato:

J.C. Lindaa

14/4 - 20

Forord

Denne rapporten er et avslutningsprosjekt ved Høgskulen på Vestlandet. Rapporten er et obligatorisk emne og utgjør 20 studiepoeng. Emnet består av denne rapporten, produkt, plakat og avslutningsvis en muntlig presentasjon. Formålet med rapporten å bruke kunnskapen en har tillært seg i løpet av utdannelsen i en reell oppgave. Flere læringsemner har gitt utbytte i rapporten, men vi vil gjerne trekke frem Varme- og strømningslære, Prosessteknikk 1 og 2 og Fornybar Energi som de største bidragsyterne.

Kilder i rapporten refereres til på formen (Forfatter, årstall), og finnes igjen referanselisten i alfabetisk rekkefølge. Vedlegg refereres til på formen Vedlegg [bokstav], hvor den brukte bokstaven er den samme som i vedleggslisten. Formler refereres til med nummer på formen (1) og finnes igjen i formellisten.

Vi vil rette en stor takk til:

- Jorunn Stueland Nysted, intern veileder, Høgskolen på Vestlandet
- Øyvind Olsen, ekstern veileder, RENergi

I tillegg vil vi takke:

- Ståle Bright Pettersen, Høgskolelektor, Institutt for maskin- og marinfag, HVL
- Tiril Fjeld, Daglig leder, Haugaland Næringspark
- Roy Ulvang, Fagrådgiver, Technical adviser, Avfall Norge
- Trond Elholm-Hansen, Daglig leder, Tekstil-Vask AS
- Mats Flenhagen, Senior Sales Manager, Siemens Energy
- Håvard Midtdal, Biofuel Development

Innhold

Forord.....	I
Innhold	II
Figurliste	V
Tabelliste.....	V
Formelliste	VII
Begreper og definisjoner.....	VIII
Sammendrag	IX
Summary	X
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn for oppgaven.....	1
1.2 BioFuel Development	1
1.3 Haugaland Næringspark.....	1
1.4 Infrastruktur i Haugaland Næringspark.....	2
1.5 Målsetting for oppgaven.....	2
1.6 Begrensninger for oppgaven	2
1.7 Energisentral.....	3
1.8 Fremtidig energibehov opp mot 2040	3
1.9 Kapasiteten i nettet	4
1.10 Norsk strømforbruk (Formålsfordeling).....	4
1.11 Metode.....	5
1.12 Usikkerhet	6
2 Teori.....	6
2.1 Innledning.....	6
2.2 Spillvarme	6
2.3 Vanndamp	6
2.4 Overopphetet damp	7
2.5 Entalpi	8
2.6 Dampturbin.....	9
2.7 Dampturbin i Rankine-syklus	11
3 Energisentral for produksjon av strøm og/eller fjernvarme.....	12

3.1	Valg av dampturbin.....	12
3.2	Rørdimensjonering.....	13
3.2.1	Trykktap og valg av rørmateriale.....	14
3.2.2	Varmetap.....	17
3.3	Beregninger når energisentral er plassert i HNP.....	18
3.3.1	Trykkfall ved plassering i HNP.....	18
3.3.2	Energiberegninger i energisentral.....	19
3.4	Case 1 - Strømproduksjon i HNP.....	20
3.5	Case 2 - Fjernvarmeanlegg og strømproduksjon i HNP.....	22
3.5.1	Case 2 - Strømproduksjon.....	22
3.5.2	Case 2 - Fjernvarme.....	23
3.6	Case 3 - Strømproduksjon utenfor Haugaland Næringspark.....	25
3.6.1	Trykktap til damp ved plassering av energisentral utenfor HNP.....	25
3.6.2	Temperaturendring til damp når den fraktes 8,5 km.....	25
3.6.3	Strømproduksjon.....	26
3.7	Sammenligning av energiproduksjon og virkningsgrad i de ulike casene.....	27
3.7.1	Case 1.....	28
3.7.2	Case 2.....	28
3.7.3	Case 3.....	28
3.8	Bygg og infrastruktur.....	29
4	Mulige bruksområder for spillvarmen.....	30
4.1	Jordbruk.....	31
4.2	Dampherding.....	32
4.3	Fjernvarme til husholdninger.....	32
4.4	Oppvarming av næringsbygg i HNP.....	33
4.5	Tørking.....	33
4.6	Renseri.....	33
5	Økonomi og kostnadsbilde.....	35

5.1	Levelized cost of electricity	37
5.2	Case 1 - Kostnadsberegninger	38
5.3	Case 2 - Kostnadsberegninger	42
5.4	Case 3 - Kostnadsberegninger	47
5.5	Sammenligning av casene	50
5.6	Verdiskapning	50
6	Miljøaspektet.....	51
7	Diskusjon og videre arbeid	53
8	Konklusjon.....	56
9	Referanser	57
10	Vedlegg.....	62

Figurliste

Figur 1 - Illustrasjonsbilde av Haugaland næringspark (Solvind)	2
Figur 2 - TS-fasediagram for damp (Schweiss, 2005)	7
Figur 3 - Damp turbinillustrasjon fra Siemens (Youtube-skjerm dump) (Siemens)	9
Figur 4 - Prinsippskisse av backpressure-turbin med generator	10
Figur 5 - Prinsippskisse av kondenseringsturbin med generator	10
Figur 6 - Rankine syklus for hele prosessen.	11
Figur 7 - Ts-diagram for en ideell, overopphetet Rankine-syklus	11
Figur 8 - Moodys diagram for rørfriksjon (Hellevik, 2016)	17
Figur 9 - Entalpi-entropi diagram for prosessen	21
Figur 10 - Medstrøms varmeveksler	24
Figur 11 - Motstrøms varmeveksler	24
Figur 12 - Oversikt over andre bruksområder til overopphetet damp	30
Figur 13 - Temperaturfall i rør til jordbruk	31
Figur 14 - Kost / Resultat diagram for Case 1	41
Figur 15 - Kost/resultat diagram for Case 2	46
Figur 16 - Resultat/LCOE for energisentralen	50

Tabelliste

Tabell 1 - Begreper og definisjoner	VIII
Tabell 2 - Symbolforklaring rørdimensjonering	13
Tabell 3 - Symbolforklaring rørstrømning	15
Tabell 4 - Verdier for overopphetet damp ved 500 °C og 28,8 bar (Mayhew, 1994)	19
Tabell 5 - Egenskaper for damp ved 60,1°C og 0,2 bar (Mayhew, 1994)	20

Tabell 6 - Utdrag fra damptabell (Superheated steam (Mayhew, 1994))	22
Tabell 7 - Entalpi og temperaturer i Case 2 (Mayhew, 1994)	24
Tabell 8 - Verdier for overopphetet damp ved 420 °C og 18 bar (Mayhew, 1994).	26
Tabell 9 - Verdi og symbolforklaring for virkningsgrad	27
Tabell 10 - Sammenligning av caser.....	28
Tabell 11 - Typiske data for naturgass (Gasnor, 2020)	34
Tabell 12 - Symbolforklaring økonomi og kostnader.....	35
Tabell 13 - Forklaring på casene.....	36
Tabell 14 - Symbolforklaring LCOE	37
Tabell 15 - Symbolforklaring Case 1	38
Tabell 16 - Oversikt prosjektkostnad Case 1	38
Tabell 17 - LCOE for Case 1, 1b og 1c	41
Tabell 18 - Symbolforklaring Case 2.....	42
Tabell 19 - Oversikt prosjektkostnad Case 2	43
Tabell 20 - Nødvendig fjernvarme case 2c	45
Tabell 21 - LCOE Case 2.....	45
Tabell 22 - Symbolforklaring Case 3.....	47
Tabell 23 - Oversikt prosjektkostnad Case 3	47
Tabell 24 - LCOE for Case 3 og 3b	49
Tabell 25 - Avfall levert til forbrenning i kommunene knyttet til HIM	51
Tabell 26 - Sammenligning av Casene	53

Formelliste

(1) Effekt dampturbin	11
(2) Strømningsrate	13
(3) Rørdiameter	13
(4) Dampens tetthet	15
(5) Kinematisk viskositet	16
(6) Reynoldstallet	16
(7) Relativ ruhet	16
(8) Friksjons koeffisient	17
(9) Trykktap i enkeltmotstander	17
(10) Dampkvalitet	20
(11) Virkningsgrad turbin	21
(12) Varmestrøm	24
(13) Virkningsgrad for tilført energi	27
(14) LCOE - Levelized cost of electricity	37
(15) Profitt / Resultat	40
(16) Dagens midlere kraftpris	43

Begreper og definisjoner

Tabell 1 - Begreper og definisjoner

BEGREP	DEFINISJON
kW	Kilowatt (1 000 W)
MW	Megawatt (1 000 000 W)
GW	Gigawatt (1 000 000 000 W)
TW	Terrawatt (1 000 000 000 000 W)
h	Hour eller time
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
HNP	Haugaland Næringspark
KV	Kilo Volt (1 000 V)
SSB	Statistisk sentralbyrå
SNL	Store Norske Leksikon
NOK	Norske kroner
MNOK	Millioner norske kroner
HVL	Høgskulen på Vestlandet
LCOE	Levelized cost of electricity

Sammendrag

Et planlagt forbrenningsanlegg av husholdningsavfall kommer til å produsere store mengder høytemperatur mettet vanndamp. Denne dampen har en stor mengde potensiell energi. I denne rapporten er det sett på ulike måter å utnytte denne energien. Det er sett på mulighetene til å utnytte denne energien både i Haugaland Næringspark og i området rundt.

Rapporten ser på muligheten til å produsere elektrisitet ved hjelp av en dampturbin. Elektrisitetsproduksjonen er satt opp i ulike «caser» og sammenlignet. I en case er det gjort beregninger hvor det produseres både elektrisitet og fjernvarme.

Det er i rapporten gjort beregninger for hvor mye varmetap og trykktap dampen vil få om den fraktes i gitte distanser gjennom rør og hva dette vil si for elektrisitetsproduksjonen. Det er også sett på hvilke andre næringer som kan benytte seg av den høytempererte vanndampen, eller deler av den.

Økonomien knyttet til prosjektet er utredet i et eget kapittel i rapporten. Noen av kostnadene knyttet til de ulike casene er hentet direkte fra tilbud fra aktuelle leverandører av produkter og tjenester. Aktuelle kostnader og inntekter er knyttet opp mot casene. Det er kalkulert LCOE for hver case.

Det kommer frem i rapporten at den høytempererte vanndampen er anvendelig til produksjon av elektrisitet og fjernvarme. Fjernvarmeanlegg og strømproduksjon i Haugaland Næringspark har et potensial til å bli veldig lønnsomt dersom det etableres kunder som kan kjøpe og benytte seg av fjernvarme. Fellesnevneren for om de ulike casene skal bli lønnsomme er at det avhenger av energikostnaden knyttet til vanndampen. Resultat og kostnader knyttet til de ulike casene er vist i diagrammer og tabeller i rapporten.

Summary

A planned domestic waste incineration plant will produce large amounts of high temperature saturated water vapor. This steam has a large amount of potential energy. This report looks at various ways to harness this energy. Opportunities for utilizing this energy have been looked at both in Haugaland Næringspark and in the surrounding area.

The report looks at the possibility of generating electricity using a steam turbine. Energy production is set up in different "cases" and compared. In one case, calculations were made in which both electricity and district heating are produced.

In the report, calculations have been made for how much heat and pressure the steam will drop if it is transported at given distances through pipes and what this means for electricity production. It has also been considered which other industries or users can use the high-temperature water vapor, or parts of it.

The finances related to the project are investigated in a separate chapter in the report. Some of the costs associated with the various cases are obtained directly from offers from relevant suppliers of products and services. Current costs and revenues are linked to the cases. There is calculated LCOE for each case.

The report states that the high-temperature water vapor is applicable to produce electricity and district heating. District heating plants and power generation in Haugaland Næringspark have the potential to be very profitable if established customers can buy and use district heating. The common denominator for whether the various cases will be profitable is that it depends on the energy cost associated with the water vapor. Results and costs related to the various cases are shown in diagrams and tables in the report.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn for oppgaven

I Haugaland Næringspark har BioFuel Development planlagt et forbrenningsanlegg for husholdningsavfall. I denne prosessen produseres store mengder med høytemperaturs vanndamp som et biprodukt/spillvarme. I forbindelse med det planlagte forbrenningsanlegget har BioFuel Development fått utarbeidet en rapport fra SINTEF [2018:00146], hvor det i en del av rapporten er gjort estimater på produksjon av høytemperaturs vanndamp med 500 °C og 30 bar. Forbrenningsanlegget vil ha en opptid på 7800 timer per år, og vil levere damp med en massestrøm på 84,5 tonn damp i timen, tilsvarende 612,3 GWh/år. Det er SINTEF-rapporten antatt at dampen kjøpes for en markedspris tilsvarende 50\$/MWh. Se utdrag av aktuelle tabeller fra SINTEF-rapporten i Vedlegg [A].

Det er et ønske fra RENergi å kartlegge mulighetene og bruksområdene for energien som denne dampen inneholder.

1.2 BioFuel Development

Biofuel Development er et utviklingselskap som har som mål å produsere fornybart luftfartsdrivstoff. Produksjonen av det fornybare drivstoffet baserer seg på forbrenning av husholdningsavfall. Biofuel Development har også som mål om å benytte sine egne CO₂-utslipp i produksjonen av drivstoffet, slik at produksjonsanlegget på denne måten kan oppnå negative CO₂-utslipp (Biofuel Development, 2020).

1.3 Haugaland Næringspark

Haugaland Næringspark er Norges største ferdigregulerte næringsområde. Næringsparken ligger på Gismarvik i Tysvær. Her finnes 5000 dekar regulert næringsareal med tilhørende havneanlegg og dypvannskai med dybde på 16,5 meter. Parken har en klar ambisjon om å tiltrekke grønn industri med behov for store arealer og energi (Haugaland Næringspark, 2020), se illustrasjon i Figur 1.



Figur 1 - Illustrasjonsbilde av Haugaland næringspark (Solvind)¹

1.4 Infrastruktur i Haugaland Næringspark

Langs hele veien i næringsparken er det anlagt kabelgrøft i separasjonsarealet. Det er klargjort stikk for eventuell tilkobling til vann, spillvann, overvann og gass (Vedlegg[B]). Alle fremtidige videreføringer skal føres minst to meter utenfor fyllingsfot/skjæringstopp for vegen (Haugaland Næringspark, 2020).

1.5 Målsetting for oppgaven

Målsetting for oppgaven er å komme frem til gode tekniske og lønnsomme løsninger for å utnytte dampens verdi på en best mulig måte.

1.6 Begrensninger for oppgaven

Det er satt opp enkelte grenser for hva som ble sett på og hva som er valgt å se bort fra. Rapporten er laget for å gi innsikt i noen av mulighetene som ligger i spillvarmen ut fra det tenkte forbrenningsanlegget til Biofuel Development. Denne spillvarmen kommer i form av høytemperatur damp. Rapporten gir estimerte dimensjoner på rør, trykktap, kostnader og miljøpåvirkninger. Disse estimatene er gjort for å gi et innblikk i dampens reelle verdi og bruksområder, men estimatene som er gjort her vil avvike fra de prosjekter man eventuelt velger å jobbe videre med. Dette blir satt som et premiss siden det vil være variabler for ulike prosjekter der det ikke er mulig å gi en presis verdi med mindre man går dypere inn på hver enkelt sak.

¹ Bildet er brukt med tillatelse fra Tiril Fjeld (Haugaland Næringspark) og Jan Thiessen (Solvind)

I rapporten blir det også satt som et premiss at mengden damp til enhver tid er konstant i hele oppetiden til forbrenningsanlegget.

Rapporten ser på mulige bruksområder. Tall og verdier med tanke på damptrykk, damptemperatur og massestrøm er verdier hentet fra rapporten Biofuel Development har fått utarbeidet av SINTEF. Disse verdiene settes som et premiss for oppgaven og er videre i rapporten brukt når det skal gjøres beregninger.

Det er ikke tatt med kostnader i forbindelse med tilknytting til kraftnettet, heller ikke kostnader rundt søknadsprosessen til dette.

1.7 Energisentral

I rapporten er begrepet «Energisentral» brukt for enheten som transformerer termisk energi til elektrisk energi og/eller distribuerer fjernvarme.

1.8 Fremtidig energibehov opp mot 2040

Det vil i fremtiden bli et økende behov for strøm. Det er beregnet at varmere klima vil redusere strømbehovet til boliger og yrkesbygg med rundt 2 TWh/år nasjonalt frem mot 2040, men total sett anslår NVE i sine analyser at strømforbruket i Norge vil øke med 23 TWh/år (NVE, 2019). Det er elektrifisering av petroleumsnæringen, økt aktivitet i metallindustrien og nye store datasentre som er anslått å gi størst vekst i strømforbruket (NVE, 2019). På Haugalandet er det flere aktører som har varslet planer om et økt fremtidig forbruk. Hydro Aluminium, Gassco og Haugaland Næringspark er blant disse, og behovet er antatt å være i overkant av 1000 MW. Det er en betydelig grad av usikkerhet rundt størrelsen på denne forbruksveksten. Haugalandet, mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden, er et underskuddsområde som i dag forsynes av tre 300 kV-ledninger. Det er gjort tiltak de siste årene for å øke kapasiteten i eksisterende nett. Tilgjengelig kapasitet til økt forbruk i dag er om lag 150 MW (Statnett, 2019)

1.9 Kapasiteten i nettet

Øyvind Olsen² sier dette om kapasiteten i nettet på Haugalandet:

«Haugalandet er et underskuddsområde med mye industri, lite kraftproduksjon og begrenset nettkapasitet. Det er planlagt en fremtidig økning i industriforbruk på Haugalandet, som medfører behov for tiltak i transmisjonsnettet. Statnett har utarbeidet «Konseptvalgutredning Haugalandet» som konkluderer at det etableres en ny sentralnettlinje inn til området. Statnett har startet arbeid med konsesjonssøknad for etablering av ny 420 kV ledning som forbinder Håvik sør for Haugesund med transformatorstasjonene Blåfalli stasjon innerst i Matrefjorden, eller med Sauda stasjon i Sauda kommune. Det er også vurdert en ny transformatorstasjon ved Gismarvik, ca. 8 km øst for Håvik (Haugesund Avis, 2020)»

Statnett sin planlagte høyspentledning er ikke ferdig før i 2026, det vil si at det ikke er kapasitet i nettet på nåværende tidspunkt³, men at energisentralen kan tilkobles nettet i 2026. Alternativt kan energisentralen plasseres på en annen lokasjon der det er kapasitet i nettet, dette utredes under Case 3 - Strømproduksjon utenfor Haugaland Næringspark.

1.10 Norsk strømforbruk (Formålsfordeling)

Hvor mye av strømmen norske husholdninger bruker til oppvarming av rom og oppvarming av varmtvann er til enhver tid vanskelig å spå. NVE har utarbeidet en rapport hvor de har sammenlignet ulike studier som er gjort på å finne en formålsfordeling over elektrisitetsbruken i norsk husstander (NVE, 2012). NVE konkluderte i denne rapporten med at 22% gikk til el-spesifikt forbruk, 12% til oppvarming av tappevann og 66% til oppvarming av rom. Det nevnes også i NVE sin rapport: «*Formålsfordeling er dynamisk og vil endre seg over tid etter hvert som bygningsmassen, teknologi og forbruksmønster endrer seg.*»

Konklusjonen til NVE viser at den samsvarer mye ved hva SINTEF fant ut i sitt Remodece-prosjekt (Remodece, 2008). SINTEF skrev en rapport (SINTEF, 2010) hvor de målte det spesifikke strømforbruket i norske husholdninger. I rapporten kommer det frem at i

² Mailkorrespondanse med Øyvind Olsen, RENergi

³ Mailkorrespondanse med Odd Håland Øksnevad, Haugaland Kraft Nett AS

2006/2007 var 79% av elektrisitetsbruken tilknyttet oppvarming. Henholdsvis 64% til oppvarming av rom og 15% til oppvarming av varmtvann.

I 2012 brukte norske husstander i snitt 16044 kWh elektrisitet (SSB, 2014). Det kan da antas at 10589 kWh var gjennomsnittlig bruk av elektrisitet til oppvarming av rom, om det tas utgangspunkt i NVE sin rapport hvor de konkluderte med at 66% av elektrisitetsbruken i norske husstander var til oppvarming av rom.

Videre i oppgaven vil det bli sett på mulighetene for å benytte seg av fjernvarme til oppvarming av rom.

1.11 Metode

For å komme frem til realistiske estimater er det tatt kontakt med ulike leverandører av produkter som kan være aktuelle å bruke i dette prosjektet, det være seg dampturbiner, rør, osv. Utrekningene i oppgaven som baserer seg på selve dampen er gjort med bruk av termiske formler for utregning av potensiell energi i høytemperaturs damp. En konfidensiell SINTEF-rapport som er utarbeidet for BioFuel Development legger grunnlaget for hvilke verdier som er brukt i beregningene i oppgaven.

Virkemidler som er brukt for å løse oppgaven er tredelt:

1. Informasjonsinnhenting.

- Datainnsamling i form av forespørslers til leverandører og eventuelle forbrukere, intervjuer og nettsøk er benyttet.

2. Utarbeidet effektmål.

- Sortert informasjonen som var hentet inn, kvalitetsikret aktuelle kilder.
- Avholdt et avklaringsmøte Haugaland Næringspark ved Tiril Fjeld og Øyvind Olsen for felles forståelse av formålet med oppgaven.

3. Systemteori.

- Definerer av systemet -> satt systemgrenser
- Livsløp -> analysert (LCOE) investering, fremtid og vedlikehold.
- Utarbeidet endelig rapport -> kvalitetsikret.

1.12 Usikkerhet

For å skape bedre oversikt vil usikkerhet rundt estimater, analyser, antagelser og beregninger bli redegjort for ved passende kontekst. Utrekningene i oppgaven er kun estimater og det må gjøres en mer nøyaktig utregning når et prosjekt skal prosjekteres.

2 Teori

2.1 Innledning

Bruksområdene for høytemperert vanndamp er mange og varierte. Dette kapittelet omfatter kun teori og emner som er relevant for oppgaven. Det innebærer en kort innføring i vann- og dampteori og tilhørende beregningsmetoder aktuelt for situasjonen. Teori-kapittelet tar også for seg teori rundt dampturbiner.

2.2 Spillvarme

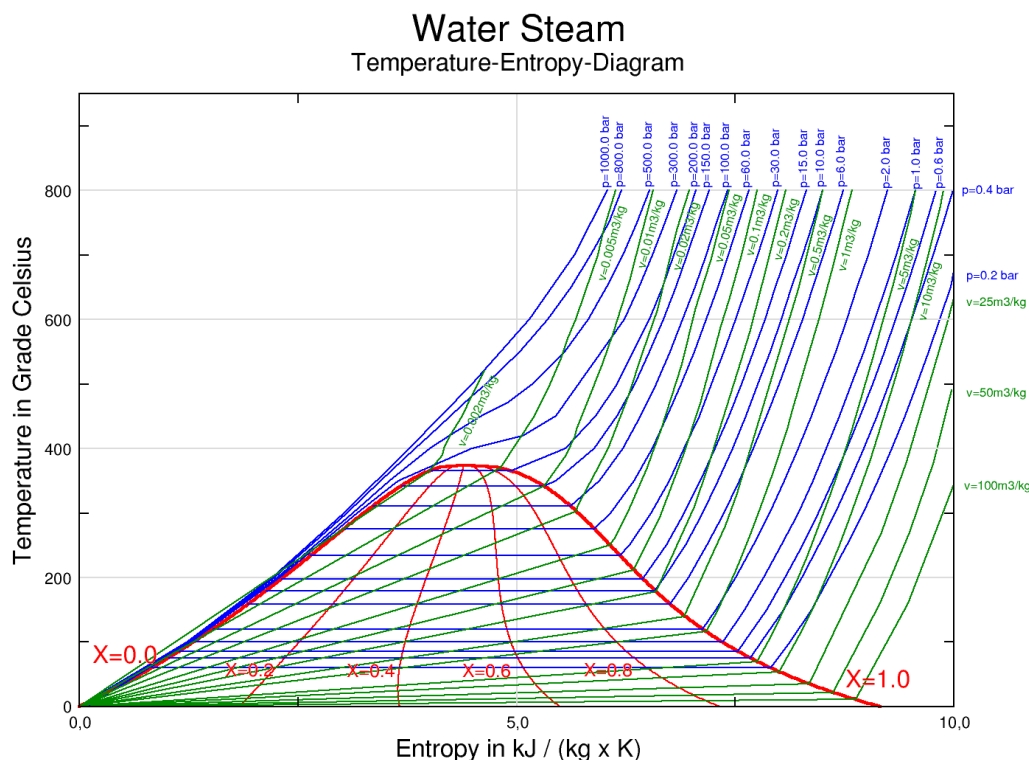
Spillvarme oppstår som følge av at man i store industrielle anlegg har prosesser som krever at man bruker vann eller andre kjølemidler til å kjøle ned medier og/eller utstyr. Varmeenergien herfra kommer i form av varm luft, vann eller damp som ikke blir utnyttet i energiproduksjon, og dermed går tapt til omgivelsene (Rosvold K. A., 2019).

Termodynamikkens første lov sier «Energi kan ikke forsvinne, men bare gå over fra en form til en annen» (Pedersen B. , Store norske leksikon, 2018). Det er derfor mulig å hente ut store verdier fra en slik varme.

2.3 Vanndamp

Vanndamp er et mye brukt medium for transport av varmeenergi, og benyttes til en hel rekke prosesser i industrien. Damp er en så integrert og viktig del av moderne teknologi, at industrier innenfor mat, tekstil, kjemi, medisin, strøm, oppvarming og transport ikke ville eksistert eller fungert uten. Vann er rimelig og fornybart. Det er ikke helseskadelig, det brenner ikke og i gassform er det en sikker og effektiv energibærer. Damp har et høyt energiinnhold som kan holde opp til fem til seks ganger så mye potensiell energi som tilsvarende masse med vann. For eksempel vil vann ved 99°C ha et energiinnhold på 417 kJ/kg mens mettet damp med lik temperatur har et energiinnhold på hele 2675 kJ/kg

(Mayhew, 1994). Når vann varmes opp, vil det begynne å absorbere energi. Avhengig av trykket, vil vannet ved en bestemt temperatur starte å fordampe. Ved for eksempel atmosfærisk trykk, 1,013 bar, vil vannet koke ved 100°C. Desto høyere trykket er under koking, desto høyere vil kokepunktet være. Figur 2 under viser et temperatur-entalpi-fasediagram. Området innenfor den røde linjen er to-fase området, der er det en miks av vann og damp. Toppen av kurven viser kritisk punkt.



Figur 2 - TS-fasediagram for damp (Schweiss, 2005)

2.4 Overopphetet damp

Overopphetet damp er damp med en temperatur som er høyere enn metningstemperaturen for et bestemt damptrykk. Dampen blir beskrevet som overopphetet fordi den er oppvarmet til en temperatur som er høyere enn metningstemperaturen. Slik damp brukes hovedsakelig i kraftproduksjonsanlegg som drivkraft for turbiner (Basu & Debnath, 2015). Fordi den ekstra varmen fører til at det overføres mer energi enn det ville gjort med mettet damp, brukes den ofte til ytterligere kraftproduksjon for mengden damp som er tilgjengelig.

Fordeler ved bruk av overopphetet damp kan være (Basu & Debnath, 2015):

- Kan eliminere problemet med våt damp inn i en dampturbin.

- Mindre erosjon av turbinblader i dampturbin
- Tillater høyere hastigheter gjennom rørledninger

2.5 Entalpi

Entalpi er et begrep innen kjemi og termodynamikk som sier noe om mengden varme i et system. Entalpi er en termodynamisk tilstandsfunksjon med symbol H . Den defineres som:

$$H = U + pV$$

der U er systemets indre energi, p er trykk og V er volum (Pedersen B. , Store norske leksikon, 2019).

For entalpi gjelder at det er endringene som er av praktisk interesse.

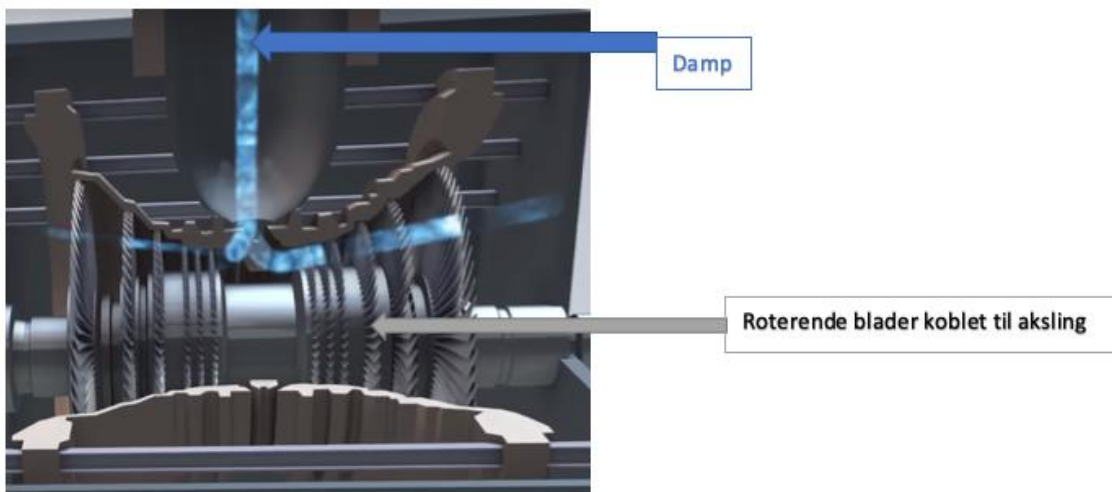
$h_2 - h_1 =$ endring av spesifikk entalpi (kJ/kg)

Herav følger at endring av entalpi er like stor som tilført, eller bortført varmemengde ved konstant trykk. (Hellevik, 2016)

I denne oppgaven er entalpiverdiene hentet fra damptabeller (Mayhew, 1994).

2.6 Dampturbin

Dampturbiner omformer den termiske energien i damp til mekanisk energi. Dette skjer ved at damp ved spesifikk fart, temperatur og trykk kommer inn til turbinen. Her passerer dampen gjennom flere sett med blader inne i turbinen, se figur 3. Et sett med stasjonære blader er koblet fast i «turbin-kassen» og et sett med roterende blader er koblet til akslingen som er koblet til en generator. Videre blir disse settene større slik at dampen ekspanderer gjennom turbinen. I figur 3 kommer ikke de stasjonære bladene frem. For å utnytte dampen maksimalt utvides dampen gjennom flere slike «etapper» for å maksimere turbineffektiviteten.



Figur 3 - Dampturbinillustrasjon fra Siemens (Youtube-skjermdump) (Siemens)

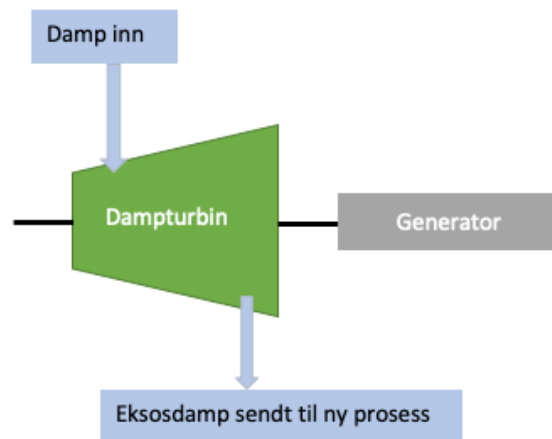
I en ideell dampturbin ville prosessen blitt sett på som en isentropisk prosess. Dette vil si at det er konstant entropi gjennom dampturbinen, hvor entropien til dampen som kommer inn i turbinen er lik entropien til dampen som går ut av turbinen. Ingen dampturbiner er 100% isentropiske, men har som oftest en isentropisk effektivitet fra ganske lavt og opptil 90%. Isentropisk effektivitet er forskjellig fra turbin til turbin (Nesheim, 2004).

Prinsippene til noen turbiner blir fremstilt under:

Backpressure- turbin:

Eksosdampen enten lagres eller sendes direkte til en annen prosess, se Figur 4

Her er det vanlig at eksosdampen reguleres av en ventil for å få dampen til å passe til den ønskelige prosessen

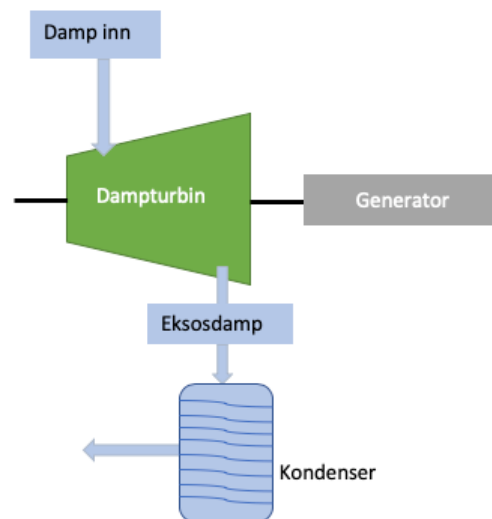


Figur 4 - Prinsippkisse av backpressure-turbin med generator

Kondenseringsturbin:

Eksosdampen fra dampturbinen føres tilbake til prosessen og blir oppvarmet på ny, se Figur 5.

Eksosdampen til slike turbiner har som oftest en dampkvalitet på rundt 90% og et kondenseringstrykk langt under det atmosfæriske trykket.



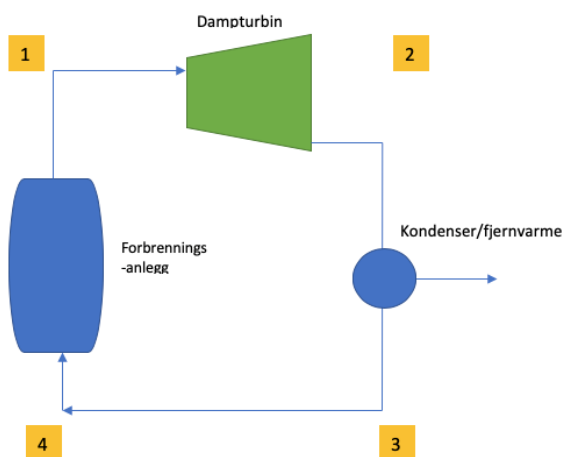
Figur 5 - Prinsippkisse av kondenseringsturbin med generator

2.7 Dampturbin i Rankine-syklus

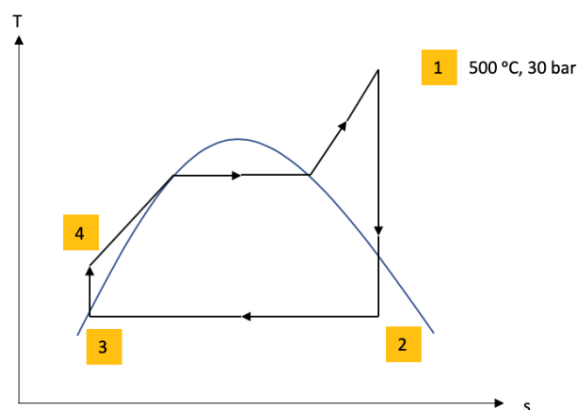
Dampturbinen vil inngå som en del av en rankine-syklus. Rankine-syklusen for denne prosessen blir vist i Figur 6. Temperatur-entropi for prosessen vises i Figur 7.

De ulike stegene i denne prosessen (forbrenningsanlegg tatt med):

- 4-1: Forbrenningsanlegget produserer dampen.
- 1-2: Dampen ekspanderer i dampturbin og det tas ut arbeid.
- 2-3: Eksosdampen sendes gjennom en kondenser og tilbake til dampprodusering, evt. blir brukt til fjernvarme.
- 3-4: Resterende damp kommer tilbake til damp-produisering.



Figur 6 - Rankine syklus for hele prosessen.



Figur 7 - Ts-diagram for en ideell, overopphetet Rankine-syklus

I denne oppgaven blir det ikke sett på den delen som har med forbrenningsanlegget og produksjonen av damp, da det er satt som en begrensning for oppgaven. Det blir sett på det som foregår mellom punkt 1 og punkt 3 i Figur 6. Det antas at det leveres 84,5 tonn/h overopphetet damp ved 500 grader Celsius og 30 bar, og at dette leveres konstant.

Når mengden av damp (\dot{m}) som blir levert er kjent, kan effekten i dampturbinen beregne (Eastop & McConkey, 2009), vist i Formel (1)

$$P = \dot{m} \times \Delta H = \dot{m} \times (h_1 - h_2) \quad (1)$$

Hvor h_1 er entalpien til dampen inn til turbinen og h_2 er entalpien til dampen ut av turbinen.

3 Energisentral for produksjon av strøm og/eller fjernvarme

I dette kapittelet blir det sett på 3 ulike caser hvor det produseres strøm og/eller fjernvarme i energisentralen. I alle casene blir det brukt den samme type dampturbin. Det som skiller casene er at det er ulikt trykk og temperatur på dampen som kommer inn på turbinen, samt at det er ulikt hvilket trykk det er på dampen som kommer ut av turbinen.

Case 1: Det blir gjort beregninger på hvor mye elektrisitet som kan produseres i dampturbinen om produksjonen forgår i HNP. I denne casen velges det å regne ut maksimal effekt hvor dampen som kommer ut av dampturbinen har et trykk på 0,2 bar slik at det blir stor utnyttelse av dampens energi.

Case 2: Det blir gjort beregninger på hvor mye elektrisitet som produseres i dampturbinen, i tillegg til dette blir det sett på hvor mye fjernvarme som kan produseres. Beregningene som blir gjort på fjernvarme er basert på dampen som kommer ut av dampturbinen ved et mellomtrykk.

Case 3: I denne casen blir det gjort beregninger på hvor mye elektrisitet som kan produseres i dampturbinen om produksjonen forgår 8,5 km unna forbrenningsanlegget. Det regnes ut maksimal effekt hvor dampen som kommer ut av dampturbinen har et trykk på 0,2 bar slik at det blir stor utnyttelse av dampens energi.

3.1 Valg av dampturbin

Hvilke typer dampturbiner som vil være aktuelle for prosjektet avhenger av hva som er mest hensiktsmessig med tanke på om det kun skal produseres strøm, om dampen skal brukes til fjernvarme, eller om det skal være en kombinasjon der det produseres både strøm og fjernvarme. I denne oppgaven ble det først vurdert en turbin i rankine syklus, altså med varme veksling. Dette ville ført til noe lavere effekt da virkningsgraden på en varmeveksler aldri kan bli 100 %. I samarbeid med Siemens Energy er det kommet frem til at en SST-300 dampturbin vil passe veldig bra i forhold til de premissene for dampen som er til rådighet i dette prosjektet. SST-300 dampturbinen kan kjøre dampen direkte fra kilden uten varmeveksling og vil være mer effektiv enn en løsning med varmeveksler. Turbinen tåler temperaturer opp til 500 °C og trykk opp til 140 bar. SST-300 størrelse 40 kan produsere elektrisitet opp til 25 MW, mens SST-300 størrelse 50 kan produsere elektrisitet opp til 40

MW. Denne dampturbinen har også en opsjon at den kan ta ut et mellomtrykk på 3 bar som kan leveres til fjernvarme. Det blir opplyst det opplyst at typisk isentropisk virkningsgrad for en SST-300 dampturbin ville ligge rundt ca. 86-87% ⁴. I videre beregninger blir det brukt at isentropisk virkningsgrad i dampturbin er 85%. Datablad for SST-300 og typisk layout finnes i Vedlegg [C] og Vedlegg [I].

3.2 Rørdimensjonering

For å dimensjonere hvilke rør som er mest hensiktsmessig å anvende når damp skal fraktes fra forbrenningsanlegget til energisentralen er det ulike parametere som må tas med. For overopphetet damp kan hastigheten komme opp til 40 m/s, men hastigheter rundt 25 m/s er det mest vanlige når vi snakker om damp i rør (Pienta, 2015). Før et eventuelt prosjekt settes i gang må en vite noe om hvilke avstander og rørtraseer som er aktuelle i Haugaland Næringspark.

Tabell 2 - Symbolforklaring rørdimensjonering

SYMBOL	ENHET	FORKLARING
d	m	Innvendig rørdiameter
Q	m ³ /t	Strømningsrate i kubikkmeter i timen
V	m/s	Damp-hastighet i meter per sekund
v_d	m ³ /kg	Spesifikt volum damp (30 bar)
\dot{m}	kg/t	Massestrøm
Re		Reynoldstallet
ν	m ² /s	Kinematisk viskositet

Fra damptabell er det funnet det spesifikke volumet til damp, $v_d(500, 30 \text{ bar}) = 0,1161 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}$

For å kunne dimensjonere rør til høytrykksdamp må først strømningsraten Q bestemmes (2):

$$Q = \dot{m} \cdot v_d \quad (2)$$

$$Q = \dot{m} \cdot v_d = 84500 \frac{\text{kg}}{\text{t}} \cdot 0,1161 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} = 9810 \frac{\text{m}^3}{\text{t}}$$

Videre kan rørdiameter regnes ut ved bruk av Formel (3) (Pedersen, Gustavsen, Kaasa, & Olsen, 2015):

$$d = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times V \times 3600}} \quad (3)$$

⁴ Mail fra Siemens Energy v. Mats Flenshagen

Diameteren til røret ved en hastighet på 20 m/s blir:

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 9810 \text{ m}^3/\text{t}}{3600 \text{ s/t} \times \pi \times 20 \text{ m/s}}} = 416 \text{ mm}$$

Diameteren til røret ved en hastighet på 40 m/s blir:

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 9810 \text{ m}^3/\text{t}}{3600 \text{ s/t} \times \pi \times 40 \text{ m/s}}} = 295 \text{ mm}$$

Det er da beregnet at innvendig diameter må ligge mellom 295 mm og 416 mm.

I henhold til beregningene over er det valgt å benytte DN350 eller 14'' rør i videre beregninger for distribusjon av dampen.

3.2.1 Trykktap og valg av rørmateriale

Ved strømming i rør vil det opptre energitap som følge av friksjon mellom medium og rørvegger. Friksjonskoeffisienten (λ) kan beregnes ved hjelp av empiriske formler eller ved avlesning i diagram, som for eksempel Moodys diagram for rørfriksjon. For stålrør, som er anbefalt å benytte til damp ved så høy temperatur (LINKUN, 2018), varierer innvendig ruhet (k) typisk fra ca. 0,05 til 0,2mm.

Videre tapes det energi ved passering gjennom ventiler og annen armatur, samt bend og høydeforskjeller. Slike tap i rørsystemet inndeles praktisk i rørfriksjonstap og tap i enkeltmotstander. (Hellevik, 2016) I denne oppgaven blir det sett på en forenklet utregning i forhold til trykktap. I praksis vil det kreve en mye mer detaljert utredning av rørtraseens høydedifferanser, samt antall ventiler, bend og svinger. Dette er variabler som spesifikt må ses på for hvert enkelt prosjekt. Det påpekes derfor at gjennomsnittlig trykktap i realiteten vil avvike fra hva som blir beregnet i oppgaven.

Rørmateriale som tåler både 500 °C og 30 bar er ikke hyllevare hos vanlige rørgrossister. De fleste har ikke rør som er godkjent for mer enn maks 300°C ⁵.

Det finnes to anbefalte standarder som oppfyller kravene:

- ASTM A106 Gr. B DN350(355.6mm) x WT 12.7mm
- ASTM A312 TP304 355.6x9.53mm.

⁵ Mail fra firmapost@pipelife.no / Espen.Hansen@dahl.no / terje.Rolfesen@norskstaal.no

I denne rapporten er det kun valgt å regne videre med ASTM A106 grade B da prisen for ASTM A312 TP304 (rustfritt) er fem ganger så høy.⁶

Tabell 3 - Symbolforklaring rørstrømning

SYMBOL	ENHET	FORKLARING
Q	m ³ /t	Strømningsrate i kubikkmeter i timen
Re		Reynoldstallet
V	m/s	Midlere hastighet
d	m	Innvendig diameter til røret
ρ	kg/m ³	Tetthet
ν	m ² /s	Kinematisk viskositet
μ	Ns/m ²	Dynamisk viskositet
p	Pa	Damptrykk (absolutt)
M	kg/mol	Molmasse
R	J/mol·K	Gass konstant
T	K	Temperatur i Kelvin
k	mm	Ruhet i rør
λ		Friksjonskoeffisient
ζ		Motstandskoeffisient
P_{fr}	Pa	Trykktap som følge av friksjon i rør
P_E	Pa	Trykktap som følge av enkeltmotstander

Trykktap avhenger av diameteren og kvaliteten på røret, samt om det er laminær eller turbulent strømning. Det er valgt å beregne dette for DN350 som gir en hastighet som er innenfor det som er anbefalte spennet for hastighet. Hastigheten finnes ved å snu på formelen for rørdiameter (3):

$$V = \frac{4Q}{3600\pi d^2} = \frac{4 \cdot 9810 \text{ m}^3/\text{t}}{3600 \text{ s/t} \cdot \pi \cdot 0,35^2 \text{ m}^2} = 28,3 \text{ m/s}$$

Dynamisk viskositet (μ) for mettet damp kan finnes fra tabell, og ved 30 bar og 500 °C er denne $2,9 \cdot 10^{-5} \frac{\text{N}\cdot\text{s}}{\text{m}^2}$ (Engineering ToolBox, 2004). For å bestemme kinematisk viskositet (ν) må man også vite den spesifikke tetthet for dampen. Siden dampen her er overopphetet kan den betraktes som ideell gass og tettheten kan beregnes slik (Skogestad, 2009) (4):

$$\rho = \frac{p \cdot M}{RT} = \frac{30 \cdot 10^5 \text{ Pa} \cdot 18,015 \cdot 10^{-3} \text{ kg/mol}}{8,3145 \text{ J/mol} \cdot \text{K} \cdot (500 + 273,15) \text{ K}} = 8,407 \text{ kg/m}^3 \quad (4)$$

⁶ Mail fra info@lksteelpipe.com / jason@lksteelpipe.com

Kinematisk viskositet kan beregnes ved formel (5) (Pedersen, Gustavsen, Kaasa, & Olsen, 2015):

$$v = \frac{\mu}{\rho} = \frac{2,9 \cdot 10^{-5} \text{ N} \cdot \text{s}/\text{m}^2}{8,407 \text{ kg}/\text{m}^3} = 3,45 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \quad (5)$$

Friksjonskoeffisienten finnes ved hjelp av relativ ruhet og Reynolds tall i Figur 8 - Moodys diagram for rørfriksjon .

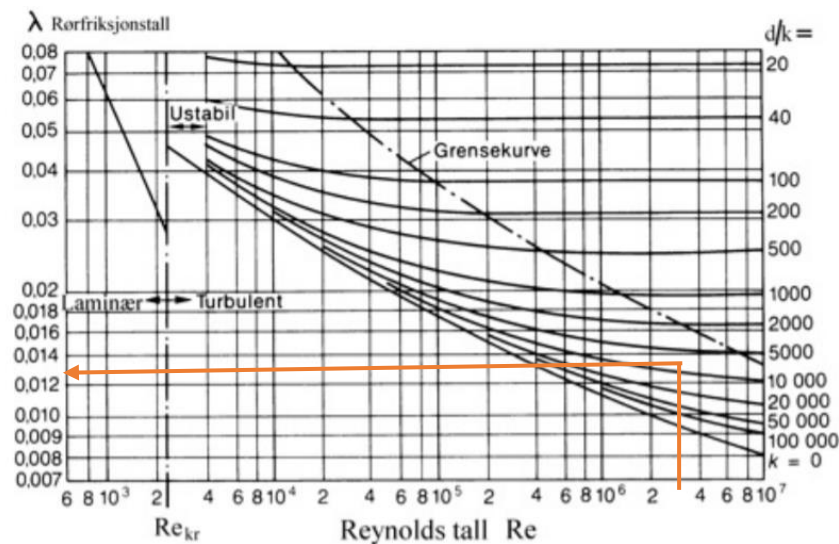
Reynoldstallet regnes ut i Formel (6) (Pedersen, Gustavsen, Kaasa, & Olsen, 2015) når hastighet, innvendig diameter og kinematisk viskositet er kjente verdier:

$$\text{Re} = \frac{Vd}{\nu} = \frac{28,3 \text{ m/s} \cdot 0,35\text{m}}{3,45 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}} = 2\,871\,014 \approx 3 \cdot 10^6 \quad (6)$$

Virkelig ruhetsverdi er veldig vanskelig å anslå. Dessuten er det for innfløkt å dimensjonere anlegg helt i detalj. Derfor benyttes anbefalte bruksruhetsverdier avhengig av anleggets beskaffenhet (Pipelife Norge AS, 2020). Relativ ruhet i Formel (7) er innvendig diameter dividert med absolutt ruhet (Hellevik, 2016), det er videre valgt en bruksruhetsverdi (k) lik 0,05mm.

$$k_{rel} = \frac{d}{k} \quad (7)$$
$$k_{rel} = \frac{350\text{mm}}{0,05\text{mm}} = 7000$$

Friksjonskoeffisienten (λ) kan nå hentes ut fra et Moody's diagram, se Figur 8 - Moody's diagram for rørfriksjon .



Figur 8 - Moody's diagram for rørfriksjon (Hellevik, 2016)

Friksjonskoeffisienten (λ) er avlest til 0,013. Friksjonskoeffisienten brukes videre i Formel (8) for utregning av trykktap i rør (Hellevik, 2016):

$$P_{fr} = \frac{\lambda \rho l V^2}{2d} \quad (8)$$

For å beregne trykktap i enkeltmotstander benyttes en gitt faktor ζ . ζ vil være typisk 4 - 6 for åpne tallerkenventiler og 0,5 for 90 grader rørbend (Hellevik, 2016):

$$P_E = \sum \zeta \cdot \frac{V^2 \cdot \rho}{2} \quad (9)$$

3.2.2 Varmetap

Verdien for omgivelsestemperatur finnes fra gjennomsnittsmålinger ved værstasjonen som ligger ved Haugesund Lufthavn. Det er tatt en gjennomsnittsutregning i tidsløpet fra april-2016 til mars-2020 (Norsk Klimaservicesenter, 2020), gjennomsnittlig omgivelsestemperatur for denne perioden var 8,78 °C. I videre beregninger brukes 9 °C. Varmetapet neglisjeres for rør inne i HNP Vedlegg[D], men blir brukt i beregningene hvor strømproduksjon vil foregå utenfor HNP, Vedlegg[E].

3.3 Beregninger når energisentral er plassert i HNP

Det foreligger ingen planer for en nøyaktig plassering av Biofuel Development i HNP, og heller ikke for energisentralen. HNP forsikrer at disse to vil kunne plasseres i nærheten av hverandre, og det er antatt at 500 meter med rør er tilstrekkelig mellom Biofuel Development og energisentralen

3.3.1 Trykkfall ved plassering i HNP

Det er tatt høyde for ti bend og to ventiler i rørsystemet. Trykkfall, med tanke på høydeforskjell, er neglisjert da området i næringsparken er relativt flatt, se Vedlegg [B].

Benytter Formel (8) for å beregne trykktapet til dampen når den blir sendt fra Biofuel Development til energisentralen i HNP:

$$P_{fr} = \frac{\lambda \rho l V^2}{2d} = \frac{0,013 \cdot 8,407 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 500\text{m} \cdot 28,3^2 (\text{m/s})^2}{2 \cdot 0,35\text{m}} = 62521,5 \text{ Pa}$$

Dette er avrundet til 0,63 bar.

Benytter Formel (9) for å regne ut trykktapet til dampen på grunn av enkeltmotstander. For rørtraséer over en viss avstand vil det være behov for flere bend og ventiler avhengig av plassering både av energisentral og forbrenningsanlegg.

$$P_E = \sum \zeta \cdot \frac{V^2 \cdot \rho}{2} = (5 \cdot 2 + 0,5 \cdot 10) \cdot \frac{28,3^2 (\text{m/s})^2 \cdot 8,407 \text{ kg/m}^3}{2} = 50598 \text{ Pa}$$

Dette er avrundet til 0,51 bar. Samlet trykktap for dampen i HNP vil bli rundt 1,2 bar, og trykket inn til turbinen vil da bli 28,8 bar. Trykktapet vil i et reelt prosjekt bli større om det skal være flere bend og ventiler.

3.3.2 Energiberegninger i energisentral

Det er kjent at damp ved høye temperaturer og høyt trykk er anvendelig for å produsere elektrisitet. Dette skjer ved bruk av dampturbiner som er koblet til en generator som igjen produserer strøm. Hvor mye elektrisitet som kan produseres i en dampturbin avhenger av hvor store mengder damp som er tilgjengelig til enhver tid, samt damptrykket og damptemperaturen. I tillegg avhenger også produksjonen av strøm på hvor stor kapasitet dampturbinen har. Det er i denne oppgaven satt som et premiss at mengden damp som er tilgjengelig er konstant. Det er også satt som et premiss at det ikke er noe endring i dampens kvalitet hva angår trykk, temperatur og entalpi. I Tabell 4 er verdiene for damp ved 500 °C og 28,8 bar satt opp, disse verdiene blir brukt videre i beregninger.

Tabell 4 - Verdier for overopphetet damp ved 500 °C og 28,8 bar (Mayhew, 1994)

Forklaring	Symbol	Verdi:	Enhet:
Spesifikk entalpi	h_1	3457	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$
Spesifikk entropi	s_1	7,257	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$
Massestrøm	\dot{m}	23,47	$\frac{\text{kg}}{\text{s}}$

$$\dot{m} = 84,5 \text{ tonn/time} \cdot \frac{1000 \text{ kg} \cdot \text{time}}{3600 \text{ tonn} \cdot \text{s}} = 23,47 \text{ kg/s}$$

$\dot{m} = 23,47 \text{ kg/s}$ benyttes i videre beregninger.

3.4 Case 1 - Strømproduksjon i HNP

I denne casen blir det sett på hvor mye en potensielt kan få ut av en dampturbin når en ønsker å utnytte dampens potensial maksimalt til å produsere strøm. Utregningene blir da for potensielt arbeid hvor damp ekspanderer fra 28,8 bar (500 °C) og til 0,2 bar. Foretar en enkel beregning hvor dampturbinen har en isentropisk virkningsgrad på 85% og generatoren har en effektivitet på 100%.

Tabell 5 - Egenskaper for damp ved 60,1°C og 0,2 bar (Mayhew, 1994)

Forklaring	Symbol	Verdi:	Enhet:
Spesifikk entropi (mettet damp)	s_g	7,907	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$
Spesifikk fordampingsentropi	s_{fg}	7,075	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$
Spesifikk entropi (flytende) (mettet væske)	s_f	0,832	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$
Spesifikk entalpi (flytende)	h_f	251	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$
Spesifikk fordampingsentalpi (flyt/gass)	h_{fg}	2358	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$
dampkvalitet	x		
Virkningsgrad turbin	η_{Turbin}	0,85	
Effekt	P		W

Det antas at prosessen er isentropisk og dermed kan dampkvaliteten (x) ut av turbinen finnes, se formel (10) (Eastop & McConkey, 2009)

$$s = s_f + x s_{fg} \rightarrow x = \frac{s - s_f}{s_{fg}} \quad (10)$$

$$x = \frac{7,257 - 0,832}{7,075} = 0,908$$

Kan nå finne den ideelle entalpien h'_2 :

$$h'_2 = h_f + x h_{fg} = 251 + 2358 \text{ kJ/kg} \cdot 0,908 = 2392 \text{ kJ/kg}$$

h'_2 vil være lavere enn h_2 siden den isentropiske virkningsgraden ikke er 100%, se Figur 9.

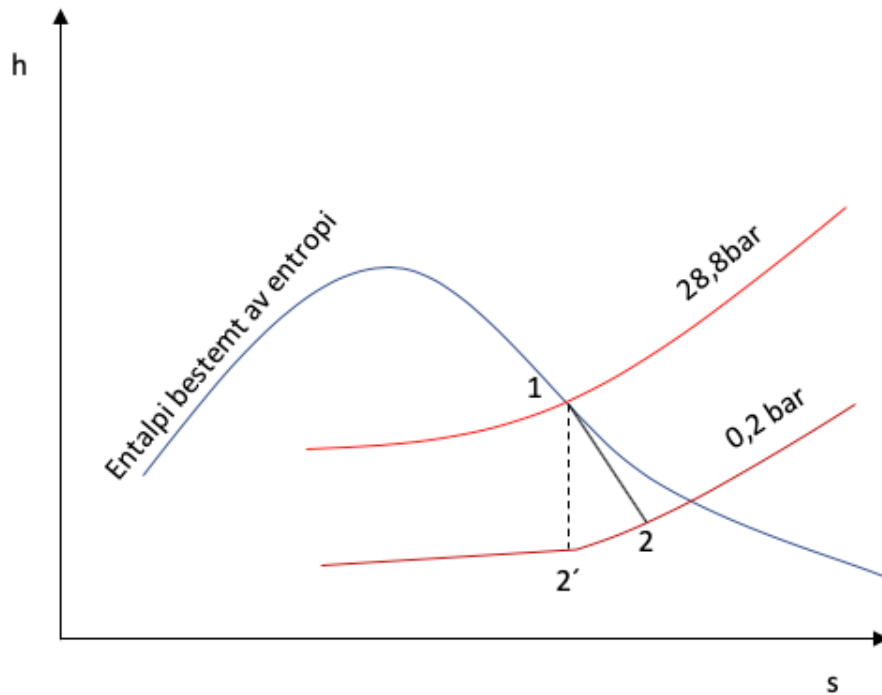
Tar utgangspunkt i at turbinen har en isentropisk virkningsgrad på 85% for å finne h_2 , se Formel (11) (Eastop & McConkey, 2009)

$$\eta_{Turbin} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h'_2} \rightarrow h_2 = h_1 - 0.85(h_1 - h'_2) \quad (11)$$

$$h_2 = 3457 - 0.85(3457 - 2392) \text{ kJ/kg} = 2551 \text{ kJ/kg}$$

Finner endringen i entalpien, ΔH for prosessen i dampturbinen:

$$\Delta H = h_1 - h_2 = 3457 \text{ kJ/kg} - 2551 \text{ kJ/kg} = 906 \text{ kJ/kg}$$



Figur 9 - Entalpi-entropi diagram for prosessen

Regner ut effekten til dampturbinen ved bruk av formel (1) siden massestrøm og entalpiendring i turbinen nå er kjente verdier:

$$P = \dot{m} \times \Delta H = 23,47 \text{ kg/s} \times 906 \text{ kJ/kg} = 21264 \text{ kJ/s} = 21264 \text{ kW} = 21,264 \text{ MW}$$

Årlig produksjon av strøm i Case 1:

$$21,264 \text{ MW} = (21,264 \times 7800 \text{ timer}) \text{ MWh/år} = 165,859 \text{ GWh/år}$$

3.5 Case 2 - Fjernvarmeanlegg og strømproduksjon i HNP

Siemens SST-300 dampturbin har en opsjon som gjør at deler av dampen kan tas ut til fjernvarme. Da vil det være mulig å bruke noe av dampen til strømproduksjon mens resten tas ut til fjernvarme. Måten en slik energisentral både produserer elektrisk- og termisk energi kalles kogenerering. Termisk energi leveres i form av damp eller hett vann ved temperatur mellom 120–140 °C (Rosvold & Hofstad, 2019). I en slik energisentral er det andelen av varme og produksjon av elektrisitet som er interessant å sammenligne. Utgangspunktet er at det er damp ved 500 °C og 28,8 bar. Videre brukes det som en antagelse at dampen som kommer ut av dampturbinen til fjernvarme har et trykk på 3 bar (Siemens AG, 2018). Ved å se på damptabeller (Mayhew, 1994) kan verdiene for overopphetet damp ved 3 bar finnes. Siden spesifikk entropi for den ideelle prosessen ($s'_2 = s_1 = 7,257 \text{ kJ/kg}$) er større enn entropien til mettet damp ved 3 bar ($S^{Sat,V} = 7,075 \text{ kJ/kg}$) er dampen fremdeles overopphetet og ligger dermed utenfor tofase-området. Ved interpolering finnes h'_2 og videre h_2 . Temperaturen til dampen ut av turbinen (T_{3bar}) finnes ved interpolering i kapittel 3.5.2.

Tabell 6 - Utdrag fra damptabell (Superheated steam (Mayhew, 1994))

Temperatur °C	Trykk (bar)	$h \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$	$s \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}} \right]$
150	3	2762	7,078
200	3	2866	7,312
250	3	2968	7,517
500	28,8	3457	7,257
500	30	3456	7,233

3.5.1 Case 2 - Strømproduksjon

Starter med å regne ut hvor mye elektrisitet som produseres. Tar utgangspunkt i at turbinen har en isentropisk effektivitet på 85% for å finne h_2 :

$$h'_2 = \frac{h_2 - h_1}{s_2 - s_1} \times (s - s_1) + h_1 = \frac{2866 - 2762}{7,312 - 7,078} \times (7,257 - 7,078) + 2762$$

$$= 2841,6 \text{ kJ/kg}$$

$$\eta_{Turbin} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h'_2} \rightarrow h_2 = h_1 - 0,85(h_1 - h'_2)$$

$$h_2 = 3457 \text{ kJ/kg} - 0,85(3457 - 2841,6) \text{ kJ/kg} = 2934 \text{ kJ/kg}$$

Finner entalpiendringen ΔH :

$$\Delta H = h_1 - h_2 = 3457 \text{ kJ/kg} - 2934 \text{ kJ/kg} = 523 \text{ kJ/kg}$$

Kan da regne ut effekten til dampturbinen ved bruk av Formel (1) siden massestrøm og entalpiendring i turbinen nå er kjente verdier:

$$P = \dot{m} \times \Delta H = 23,47 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \times 523 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 12,275 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 12275 \text{ kW} = 12,275 \text{ MW}$$

Multipliserer dette med årlige driftstimer og finner strømproduksjon per år:

$$12,275 \text{ MW} \rightarrow (12,275 \times 7800 \text{ timer}) \text{ MWh/år} = 95,745 \text{ GWh/år}$$

3.5.2 Case 2 - Fjernvarme

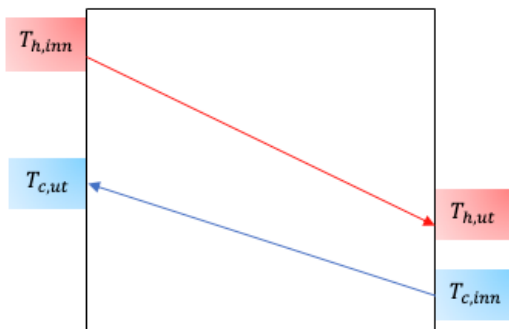
Deler av produksjonen i denne casen vil gå til fjernvarme. Det forutsetter at det er mulig å finne kunder/forbrukere til denne varmen. Siden energisentralen er plassert i HNP er det mest naturlig å se på aktuelle forbrukere her eller i umiddelbar nærhet til HNP. Det antas at denne fjernvarmen vil kunne selges for $0,78 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}$ som var snittprisen for fjernvarme i 2019 (Bøeng, 2019). Det er her valgt å benytte en varmeveksler der dampen ut fra turbinen varmer opp vannet til fjernvarmeanlegget. Fjernvarmedelen vil da være en lukket sløyfe med vann tilsatt inhibitor for å hindre korrosjon. Vannet varmes til en temperatur på mellom 95°C og 120°C , og transporteres ut til forbrukerne i rør. Etter at varmen er overført til forbrukerne returnerer vannet tilbake til oppvarming. Returvannet har typisk $55-62^\circ\text{C}$. Varmetapet i fjernvarmenettet er typisk ni prosent (Fortum Oslo, 2020). For å finne potensialet i fjernvarmen er det i denne oppgaven antatt full utnyttelse av varmen. Se Tabell 7 - Entalpi og temperaturer i Case 2 for oversikt.

Interpolerer for å finne temperaturen til dampen etter den har ekspandert gjennom turbinen ned til 3 bar:

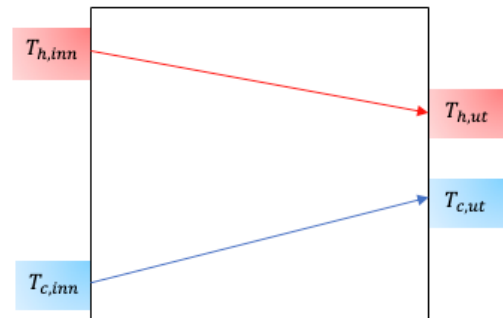
$$T_{3\text{bar}} = \frac{T_{250} - T_{200}}{h_{250} - h_{200}} \times (h_2 - h_{200}) + T_1 = \frac{250^\circ\text{C} - 200^\circ\text{C}}{2968 - 2866} \times (2934 - 2866) + 200^\circ\text{C}$$

$$= 233^\circ\text{C}$$

En motstrøms varmeveksler (se Figur 11) er på generell basis mer effektiv enn medstrøms veksler (se Figur 10). Ved en medstrøms veksler vil temperaturene nærme seg hverandre ved utløpet og det skjer mindre varmeveksling. Ved en motstrøms veksler vil strømmene, spesielt dersom varmekapasitetene er ganske like for de to strømmene, få et tilnærmet parallelt temperaturforløp. For en motstrøms varmeveksler kan derfor kald strøm ut bli varmere enn varm strøm ut, noe som er umulig for en medstrøms varmeveksler (Skogestad, 2009).



Figur 11 - Motstrøms varmeveksler



Figur 10 - Medstrøms varmeveksler

Ser på energibalansen på varmside for å finne varmestrøm avgitt (Skogestad, 2009), antar fullstendig kondensering:

$$-Q = m_h \cdot (h_3 - h_2) \quad (12)$$

$$-Q = m_h \cdot (h_3 - h_2) = 23,47 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot \left(561 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 2934 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) = -55694 \text{ kW}$$

Antar ideell motstrøms varmeveksler og kan finne massestrøm for kald side, verdiene her for h_4 og h_5 er hentet fra damptabell, antar væskeform som følge av 4 bar trykk:

$$Q = m_c \cdot (h_4 - h_5) \rightarrow m_c = \frac{Q}{(h_4 - h_5)} = \frac{55694 \text{ kW}}{505 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 251,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 219,27 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Som tidligere nevnt er varmetap rund ni prosent i et fjernvarmesystem, så reell effekt vil være:

$$P_{FV} = \eta_{FV} m_c (h_4 - h_5) = 50662 \text{ kW}$$

Tabell 7 - Entalpi og temperaturer i Case 2 (Mayhew, 1994)

Beskrivelse	h [$\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$]	s [$\frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$]	Temperatur °C	Trykk Bar a	\dot{m} [$\frac{\text{kg}}{\text{s}}$]
Inn på turbin	$h_1 = 3457$	7,227	500	28,8	23,47
Ut av turbin (Til varmeveksler)	$h_2 = 2934$	7,449	233	3	23,47
Kondensert vanndamp ut av varmeveksler	$h_3 = 561$	1,672	133,5	3	23,47
Vann til fjernvarme ut av varmeveksler	$h_4 = 505$	1,530	120	4	219,27
Retur fjernvarme inn til varmeveksler	$h_5 = 251,1$	0,831	60	4	219,27

Produksjonen av fjernvarme, basert på opptid = 7800 timer blir da:

$$E_{\text{år}} = P \cdot 7800 \text{ timer} = 50662 \text{ kW} \cdot 7800 \text{ timer} = 395\,163\,600 \text{ kWh}$$

3.6 Case 3 - Strømproduksjon utenfor Haugaland Næringspark

I denne casen blir det sett på hvor stor strømproduksjonen vil være om den vil foregå utenfor HNP. Det blir sett på at dampen fraktes over en avstand på 8,5 km for så å produsere strøm i en dampturbin. For å frakte dampen over en slik avstand vil det tilkomme kostnader til å opparbeide rørtrase og legging av rør, samt at selve kostnaden til rør og isolasjon vil bli betraktelig mye dyrere. Det vil også oppstå både varme- og trykktap når dampen skal fraktes gjennom rør over en slik avstand.

Dette blir sett på som en alternativ løsning hvis lokasjonen til energisentralen grunnet kapasiteten i strømmettet ikke kan plasseres i HNP. Tanken er å se på eventuell ekstra kostnader og energitapet en får ved å plassere energisentralen i en gitt avstand fra dampkilden i HNP.

3.6.1 Trykktap til damp ved plassering av energisentral utenfor HNP

Kan nå bruke Formel (8) for å beregne trykktapet til dampen, som følge av friksjon i rør, når den blir sendt fra Biofuel Development til energisentralen, som ved dette tilfellet ligger 8,5 km unna HNP.

$$P_{fr} = \frac{\lambda \rho l V^2}{2d} = \frac{0,013 \cdot 8,691 \text{ kg/m}^3 \cdot 8500 \text{ m} \cdot 28,3^2 (\text{m/s})^2}{2 \cdot 0,35 \text{ m}} = 1062865 \text{ Pa}$$

Kan nå bruke Formel (9) for å regne ut trykktap i enkeltmotstander ved plassering 8,5 km unna HNP.

For rørtraséen over en gitt avstand vil det være behov for flere bend og ventiler avhengig av plassering til energisentralen og forbrenningsanlegget. Det vil her bli beregnet trykktap i fire ventiler og 20 bend.

$$P_E = \sum \zeta \cdot \frac{V^2 \cdot \rho}{2} = (5 \cdot 4 + 0,5 \cdot 20) \cdot \frac{28,3^2 (\text{m/s})^2 \cdot 8,691 \text{ kg/m}^3}{2} = 100996 \text{ Pa}$$

Samlet trykktap ved at dampen fraktes 8,5 km vil da være 1 163 861 Pa som er avrundet til 12 bar.

3.6.2 Temperaturendring til damp når den fraktes 8,5 km

Det er brukt en online-kalkulator (Paroc-calculus, 2020) for å beregne temperaturendringen til dampen når den fraktes over en avstand på 8,5 km fra HNP. Se Vedlegg [E] for

beregningene som er gjort i kalkulatoren. Temperaturendringen over en avstand på 8,5 km blir beregnet til rundt -80 °C ved bruk av isolerte stålrør. Det er benyttet 80 mm isolasjon og malt overflate for å minimalisere tapet. I beregningene er det brukt en omgivelsestemperatur på 9°C, som er en snittverdi for Haugesund Lufthavn Karmøy (Meteorologisk institutt, 2020). Temperaturen til dampen blir da 420 °C om dampen fraktes i fra HNP til en lokasjon 8,5 km unna HNP.

3.6.3 Strømproduksjon

Om strømproduksjonen skal foregå 8,5 km unna HNP vil det, som vist i kapittel 3.6.1 og kapittel 3.6.2, medføre til både temperatur- og trykkfall i dampen. I og med at entalpien til dampen blir lavere når temperaturen og trykket til dampen er lavere fører dette til lavere entalpiendringen i dampturbinprosessen, som igjen fører til at strømproduksjonen blir redusert. Det vil si at det vil være lavere produksjon her i forhold til om strømproduksjonen foregår i Haugaland Næringspark. Utregningen under er basert på 420 °C og 18 bar som tilstand på dampen inn på dampturbinen.

Tabell 8 - Verdier for overopphetet damp ved 420 °C og 18 bar (Mayhew, 1994).

Forklaring	Entalpi (h)	Entropi (s)
Damp (420 °C og 18 bar)	$h_1 = 3296 \text{ kJ/kg}$	$s_1 = 7,245 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$

Det antas ideell prosess dermed bestemmes dampkvaliteten (x) ut av turbinen, se formel (10)

$$s = s_f + xs_{fg} \rightarrow x = \frac{s - s_f}{s_{fg}}$$

$$x = \frac{7,245 - 0,832}{7,075} = 0,906$$

Kan nå finne den ideelle entalpien h'_2 :

$$h'_2 = h_f + xh_{fg} = 251 + 2358 \text{ kJ/kg} \cdot 0,906 = 2387 \text{ kJ/kg}$$

h'_2 vil være lavere enn h_2 siden den isentropiske virkningsgraden ikke er 100%, se Figur 9.

Tar utgangspunkt i at turbinen har en isentropisk virkningsgrad på 85% for å finne h_2 :

$$\eta_{Turbin} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h'_2} \rightarrow h_2 = h_1 - 0,85(h_1 - h'_2)$$

$$h_2 = 3296 - 0,85(3296 - 2387) \text{ kJ/kg} = 2523 \text{ kJ/kg}$$

Finner entalpiendringen, ΔH for prosessen i dampturbinen:

$$\Delta H = h_1 - h_2 = 3296 \text{ kJ/kg} - 2523 \text{ kJ/kg} = 773 \text{ kJ/kg}$$

Kan da regne ut effekten til dampturbinen ved bruk av Formel (1) siden massestrøm og entalpiendring i turbinen nå er kjente verdier:

$$P = \dot{m} \times \Delta H = 23,47 \text{ kg/s} \times 773 \text{ kJ/kg} = 18142 \text{ kJ/s} = 18142 \text{ kW} = 18,141 \text{ MW}$$

Årlig produksjon av strøm i Case 3:

$$18,141 \text{ MW} = (18,141 \times 7800 \text{ timer}) \text{ MWh/år} = 141,500 \text{ GWh/år}$$

3.7 Sammenligning av energiproduksjon og virkningsgrad i de ulike casene

Virkningsgrad er et mål på hvor effektiv en maskin eller en prosess er, og defineres som forholdet mellom tilført energi og utnyttbar energi (Store norske leksikon, 2018).

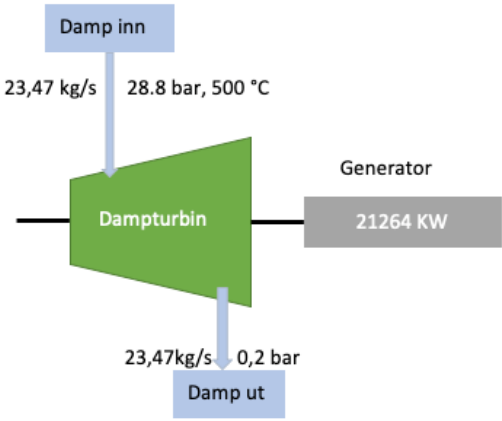
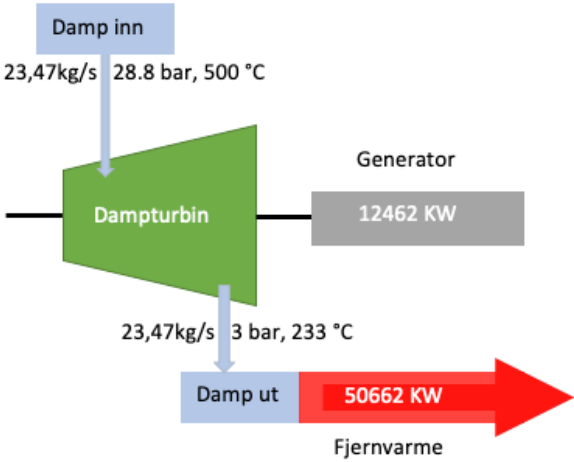
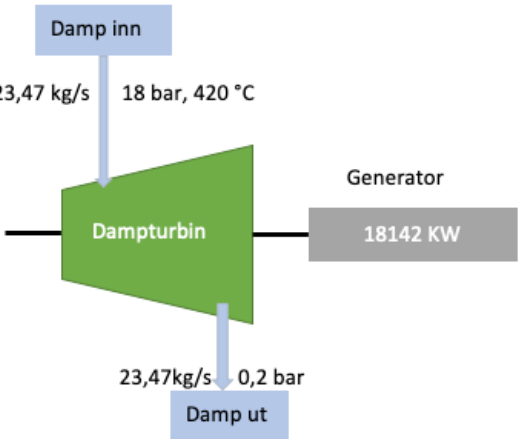
Virkningsgrad med tanke på utnyttelse av tilført energi:

$$\eta = \frac{E_t \cdot 100\%}{\text{Tilført energi}} \quad (13)$$

Tabell 9 - Verdi og symbolforklaring for virkningsgrad

Case	E_t (kWh)	Tilført energi (kWh)
Case 1	165 859 200	612 300 000
Case 2	97 204 000 + 395 163 600	612 300 000
Case 3	141 500 000	612 300 000

Tabell 10 - Sammenligning av caser

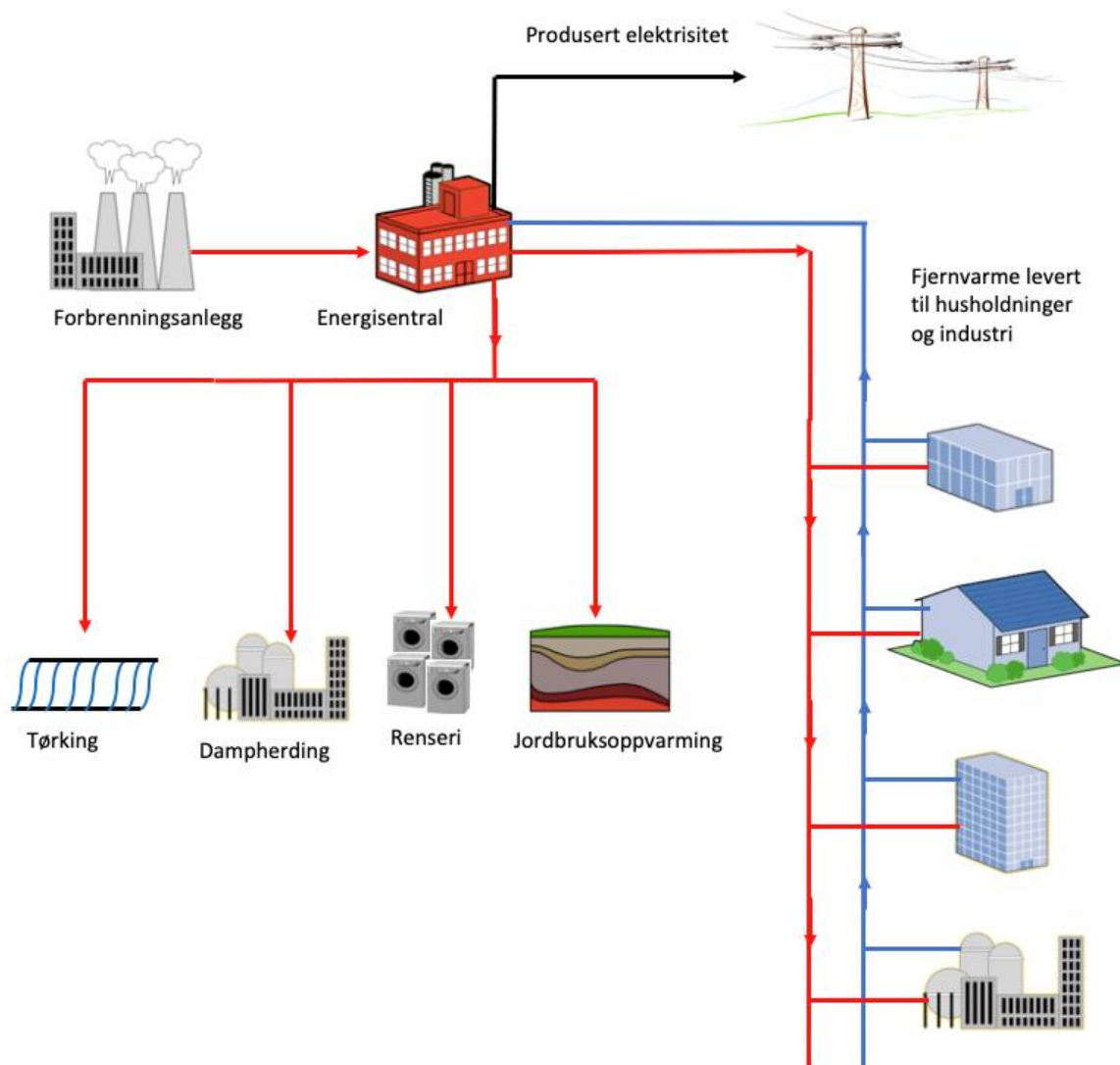
Case	Årlig energiproduksjon	Virkningsgrad
<p>3.7.1 Case 1</p>  <p>Damp inn 23,47 kg/s 28.8 bar, 500 °C</p> <p>Damp turbin</p> <p>Generator 21264 KW</p> <p>Damp ut 23,47kg/s 0,2 bar</p>	~165,859 GWh	27,09 %
<p>3.7.2 Case 2</p>  <p>Damp inn 23,47kg/s 28.8 bar, 500 °C</p> <p>Damp turbin</p> <p>Generator 12462 KW</p> <p>Damp ut 23,47kg/s 3 bar, 233 °C</p> <p>50662 KW Fjernvarme</p>	~ 97,204 GWh ~395,164 GWh	80,41 %
<p>3.7.3 Case 3</p>  <p>Damp inn 23,47 kg/s 18 bar, 420 °C</p> <p>Damp turbin</p> <p>Generator 18142 KW</p> <p>Damp ut 23,47kg/s 0,2 bar</p>	~141,500 GWh	23,11 %

3.8 Bygg og infrastruktur

Uavhengig av hvor energisentralen skal plasseres så vil det være behov for bygg og infrastruktur. Det er i denne oppgaven veldig forenklet tatt med et betongelementbygg på 7mx20m og innvendig takhøyde på 15 meter. Bygget settes opp i elementer og med innvendig traverskran i lengderetningen. Kranen vil ha en kapasitet på 6,3 tonn. Videre er det tatt høyde for grøft til damprør og damprør inne på HNP opptil 500 meter, Vedlegg[J]. Siden en eventuell plassering utenfor HNP er på ubestemt plass 8,5 km utenfor er prisen for grøft og rør her kun ganget opp. Dette vil avvike i et virkelig prosjekt. Kalkulasjon og tilbud for traverskran og bygg finnes i Vedlegg [K] og Vedlegg[M].

4 Mulige bruksområder for spillvarmen

I dette kapittelet blir det sett på andre bruksområder og næringer som har bruk for overopphetet damp. Se Figur 12 for en enkel oversikt over de ulike bruksområdene satt sammen i et system.



Figur 12 - Oversikt over andre bruksområder til overopphetet damp

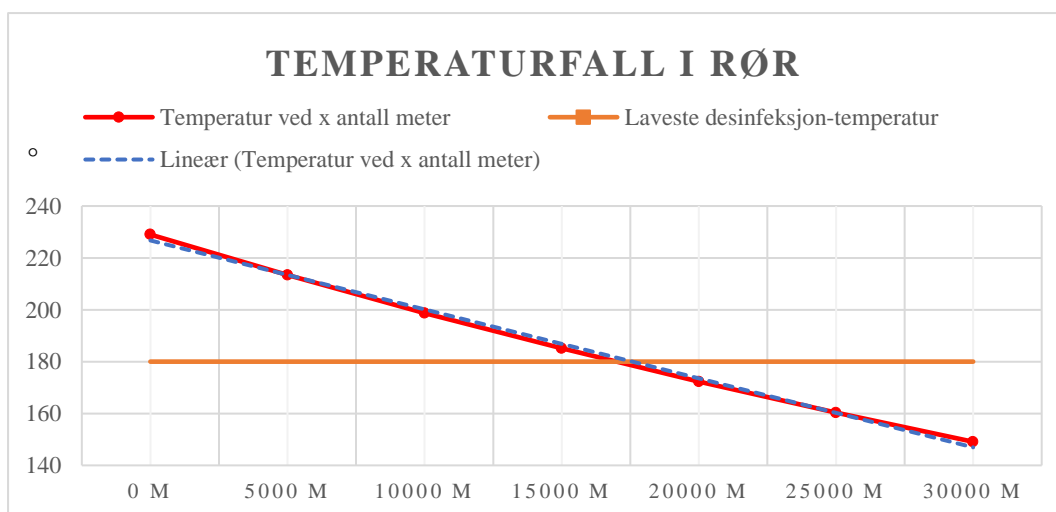
4.1 Jordbruk

Et relevant bruksområde for høytemperatures damp er jordbruk. For å sikre gode vekstvilkår jordbruket kan det være behov for ekstern varme, ofte i form av høytemperatures damp.

Desinfeksjon av jord ved en temperatur på 180 °C – 200 °C gir en god form for utrydding av skadedyr (M. Peerzada & S. Chauhan, 2018). Det er mange muligheter for hvordan man kan anvende, både når det kommer til overflatedamping og underlagsdamping. Hvor mye damp som skal til for å desinfisere jorden avhenger av hvor store områder som skal desinfiseres og hvor langt ned i jorden en ønsker å dampe.

Det velges å se på hvilke muligheter det kan være for å frakte damp med en temperatur på 250°C og et trykk på 10 bar videre til et eventuelt nærliggende jordbruk. Disse verdiene blir valgt fordi dette var et valg som kunne velges i Paroc sin online-kalkulator for temperaturfall, det antas at temperaturfallet vil være tilnærmet likt ved damp ved 229°C og 3 bar. Det blir da naturlig å se på hvilke typer rør og hvilken isolasjon som kan være mest aktuelle å bruke for å opprettholde best mulig temperatur og for unngå store temperaturfall. Det vil medføre store etableringskostnader knyttet til et slikt prosjekt, her velges det kun se på aktuelle rør og isolasjon for å bestemme om dampen kan være egnet til et slikt formål.

For å beregne temperaturfall i rør med isolasjon så brukes også her Paroc sin online-kalkulator. Se Vedlegg [F] for flere detaljer rundt beregningene som er gjort. I beregningene er det brukt en omgivelsestemperatur på 9°C, som er en snittverdi for Haugesund Lufthavn Karmøy (Meteorologisk institutt, 2020). Det blir også brukt en massestrøm på 23,47 kg/s.



Figur 13 - Temperaturfall i rør til jordbruk

Figur 13 viser temperaturfallet til dampen ved x antall meter den blir distribuert gjennom Stålrør. DN350 som er isolert med 70 mm «Paroc Pro Slab 100», se Vedlegg [F-G] for egenskapene til isolasjonen..

Velger å se på den lineære funksjonen til grafen for temperaturfall ved x antall meter. Ved å se på krysningspunktet til denne lineære funksjonen og temperatur ved 180 °C ved vi hvor langt dampen kan fraktes før temperaturen til dampen ikke er anvendelig til desinfisering av jordbruk lenger.

Lineær funksjon temperaturfall ved x antall meter: $f(x) = 229 - 2,663 \cdot 10^{-3} x$

$$180 = 229 - 2,663 \cdot 10^{-3} x \rightarrow x = 18400$$

Det vil si at om dampen fraktes lenger enn 18400 meter vil temperaturen til dampen være for lav til at den kan brukes til desinfisering av jordbruk.

4.2 Dampherding

Dampherding brukes ofte i betongindustrien for å oppnå høy styrke i betongen. Denne metoden har vist seg å være effektiv i kombinasjon med vanlig herding av betong (Chao Zou, 2018). Ølen Betong er allerede etablert inne på området og kan være en potensiell kunde.

4.3 Fjernvarme til husholdninger

I Case 2 ble det beregnet at det kan bli produsert 395 163 600 kWh i året med fjernvarme. Tas det utgangspunkt i at et snitt på 66% av elektrisitetsbruken i norske husholdninger brukes til oppvarming av rom (10589 kWh, se kapittel 1.10), kan fjernvarmen erstatte rundt 37320 husholdningers elektrisitetsbruk knyttet til oppvarming.

Det er mange fordeler med et fjernvarmeanlegg:

- Større anlegg har bedre virkningsgrad
- Full utnyttelse av den termiske energien som er til rådighet.
- Energiloven har bestemt at «*fjernvarmeprisen for kunder med tilknytningsplikt til fjernvarmenett ikke skal overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde*» (Lovdata, 2010). Dette vil si at det vil være kostnadsbesparende for kunder som før har brukt elektrisitet for å oppvarme hus og varmtvann.

- Mulig å få støtte til deler av investeringskostnadene et fjernvarmeprosjekt vil ha.

Enova skriver på sine nettsider:

«Fjernvarme har stor betydning for å styrke forsyningssikkerheten gjennom avlastning av elektrisk effekt i høylastperioder. Fjernvarme frigjør elektrisk energi som kan benyttes i andre sektorer til andre formål».

«Enova vurderer støttebehovet opp mot avkastningskravet til bedriften eller en normal avkastning for varmebransjen» (ENOVA, 2020)

4.4 Oppvarming av næringsbygg i HNP

Gjennomsnittlig energibruk for næringsbygg innenfor tjenesteytende næringer var på 230 kWh/m² i 2011. Korrigert til normaltemperaturen var energibruken 244 kWh/m² i 2011.

(SSB, 2013). Fjernvarmen, som beskrevet i kapittel 4.2, vil kunne varme opp

$\frac{395\,163\,600 \text{ kWh/år}}{244 \text{ kWh/m}^2} \approx 1\,620\,000 \text{ m}^2$ bruksareal i næringsbygg.

4.5 Tørking

Energieffektiv tørking av fiskemel til fôr er et av de viktigste tiltakene en kan gjennomføre for å øke lønnsomheten ved fremstilling av fiskemel. Ifølge fiskemelnæringen har tørking i overhettede damp størst potensiale, med et energisparepotensial på 30-50% for fiskemelinindustrien. I tillegg oppnås vesentlig reduksjon i CO₂-utslipp ved å gå over til damp (Høstmark, 2006). Det er ikke tatt stilling til om det finnes en passende tomt til en slik næring i parken.

4.6 Renseri

Renserinæring bruker relativt store mengder damp og varme i sitt virke. Det er likevel damp på mye lavere temperatur og trykk enn det som er tilgjengelig direkte fra forbrenningsanlegget, men vil kunne være en kunde av fjernvarmen etter turbinen i Case 2. Dette forutsetter at renseriet etableres i HNP, gjerne i umiddelbar nærhet til energisentralen.

Et lokalt renseri har informert om at de benytter en dampkjel som produserer rundt 800 kg damp per time⁷. Dampen som produseres fordeles mellom følgende maskiner:

⁷ Mailkorrespondanse med Trond Elholm-Hansen, Tekstil-Vask

- 5 stk vaskemaskiner
- 1 stk Vaskerør
- 1 stk Rullegate (finisering/etterbehandling)

Utover det så benyttes det tørketromler som blir varmet opp direkte med naturgass. Renseri-
et har ikke eksakte tall på hvor mye energi hver maskin forbruker, men i løpet av ett år er
forbruket 1 411 500 kWh i naturgass, hvor rundt 80 % av dette forbruket brukes til å lage
damp. Det vil si 1 129 200 kWh til damp.

Gassprisen i Norge var i 2018 var $2,17 \frac{\text{kr}}{\text{Sm}^3}$ (Enerwe, 2019), men levering av gass til
husstander koster $5,50 \frac{\text{kr}}{\text{Sm}^3}$ (Gasnor, 2020). Laveste pris vil benyttes i utregningene da det
ikke kommer klart frem hvilken pris som er gjeldende for industri.

Tabell 11 - Typiske data for naturgass (Gasnor, 2020)

Energibærer	Salgsenhet	Energi per salgsenhet	kWh/kg
Naturgass (82-93% Metan)	Sm ³	10,3 kWh/Sm ³	13,0

Utgifter til damp ved hjelp av naturgass er i dette tilfelle:

$$Damp_{\text{Naturgass}} = \frac{1\,129\,200 \text{ kWh} \cdot 2,17 \frac{\text{kr}}{\text{Sm}^3}}{10,3 \text{ kWh/Sm}^3} = 237899 \text{ kr}$$

Ved å benytte fjernvarme fra energisentralen vil kostnaden bli:

$$Damp_{\text{Fjernvarme}} = 1\,129\,200 \text{ kWh} \cdot 0,78 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} = 161618 \text{ kr}$$

Dette vil gi en årlig gevinst på 76 281 kr for renseri-
et.

5 Økonomi og kostnadsbilde

Dette kapittelet omhandler kostnadsbildet for de forskjellige casene som er beregnet i kapittel 3. Det er vurdert noen alternative priser for dampkostnaden for å finne frem til når energisentralen er lønnsom med dagens energipriser. For Case 1 utredes det også hvordan kostnadsbildet vil se ut for Biofuel Development dersom de velger å drifte energisentralen selv. Det er ikke vurdert hvilken bemanning som trengs til å drifte energisentralen på en forsvarlig måte, bemanning er derfor utelatt fra beregningene.

Tabell 12 - Symbolforklaring økonomi og kostnader

SYMBOL	Verdi / Enhet	Forklaring
E_t	kWh/år	Årsproduksjon strøm
η	%	Virkningsgrad
P	kW	Effekt
H	(8760) H	Timer (pr år)
c	50 \$/MWh	Kostpris varme, Vedlegg[A]
	46,8 øre/kWh	Strømpris (SSB, 2020)
	0,78 kr/kWh	Pris på fjernvarme (Bøeng, 2019)
$\$$	10,2 NOK/\$	Omregning USD til NOK (Morningstar for Currency og Coinbase for Cryptocurrency, 2020)
€	11,16 NOK/€	Omregning EUR til NOK (Morningstar for Currency og Coinbase for Cryptocurrency, 2020)
F_t	312 273 000 NOK/år	Kostpris tilført energi (510 kr/MWh)
M	0,0232 NOK/kWh	Vedlikehold turbin/generator
M_t	$E_t \cdot M$	Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader

Estimert vedlikehold og driftskostnader er oppgitt fra Siemens til 0,2 Eurocent/kWh basert på 8300 driftstimer/år. Det vil si ved omregning fra Euro til NOK blir kosten 0,02232 NOK/kWh⁸.

- Kostpris på tilført energi er basert på verdi fra SINTEF rapporten, prisen som energisentralen må betale for dampen ses på som konstant selv om dette vil variere med markedspris og valutakurs:

$$F_t = 612300 \frac{\text{MWh}}{\text{år}} \cdot 50 \$ \cdot 10,20 \frac{\text{NOK}}{\$} = 312\,273\,000 \frac{\text{NOK}}{\text{år}}$$

⁸ Mail fra Siemens ved Mats Flenhagen

- Bygg og infrastruktur - Priser på bygg, infrastruktur og hjelpesystemer er kun estimater og må sjekkes for hvert enkelt prosjekt da det kan være større differanser ift. plassering. Det er hentet inn estimater fra aktuelle tilbydere som beskrevet i kapittel 3.8 Bygg og infrastruktur.

Tabell 13 - Forklaring på casene

Case	Forklaring
1	Produksjon av strøm i HNP med innkjøpskostnad' av energi i henhold til SINTEF-rapporten.
1b	Produksjon av strøm i HNP med redusert innkjøpskostnad på energi.
1c	Biofuel Development drifter energisentralen selv. Energikostnad lik null.
2	Produksjon av strøm og fjernvarme i HNP innkjøp av energi i henhold til SINTEF-rapporten.
2b	Produksjon av strøm og fjernvarme i HNP med maksimert innkjøpskostnad på energi i forhold til dagens strømpris.
2c	Produksjon av strøm og fjernvarme i HNP med redusert salg av fjernvarme.
3	Produksjon av strøm på Kårstø innkjøp av energi i henhold til SINTEF-rapporten.
3b	Produksjon av strøm på Kårstø med redusert innkjøpskostnad på energi.

5.1 Levelized cost of electricity

For å sammenligne energikostnader for ulike teknologier er det vanlig å bruke energikostnad over levetid, også kalt LCOE. Dette er en beregning hvor man kan regne seg fram til hvor mye energien koster å produsere per kWh, som igjen kan sammenlignes med gjeldene strømpriser. I dette kapitlet vil det føres beregninger for LCOE for de forskjellige casene for å kunne sammenligne hver enkelt av dem opp mot dagens strømpris, som per dags dato, 13.februar.2020, ligger på 46,8 øre/kWh (SSB, 2020). I beregningene under må LCOE være mindre enn gjeldende strømpris for at prosjektet skal være lønnsomt. Hva som inngår i LCOE er forklart i Tabell 14.

Tabell 14 - Symbolforklaring LCOE

Symbol	Enhet	Forklaring
I_t	NOK	Investerings- og utviklingskostnader
M_t	NOK	Drifts- og vedlikeholdskostnader
F_t	NOK	Energi kostnader
E_t	NOK	Energi produsert
n	År	Økonomisk levetid
r	%	Diskonteringsrente

Diskonteringsrente er et avkastningskrav som er risikojustert. Dette benyttes av kapitaleiere eller foretak for å kunne regne seg frem til nåverdi av fremtidige kontantstrømmer.

Formelen for LCOE er på følgende:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (14)$$

Beregningene av LCOE i denne rapporten baseres på en diskonteringsrente på 7% og 25 års levetid for energisentralen. Dette er samme antatt levetid som forbrenningsanlegget har, ifølge SINTEF-rapporten, Vedlegg [H]. Levetiden for turbinen forutsetter at det foretas hovedservice utført av Siemens med åpning av turbinen på 50 000 og 100 000 driftstimer (Siemens AG, 2018).

5.2 Case 1 - Kostnadsberegninger

I denne casen vil det bli produsert elektrisk strøm som selges på det frie markedet, det vil si at lønnsomheten i prosjektet er direkte avhengig av den til enhver tid gjeldende strømprisen. Det er i beregningene nedenfor kalkulert et nå-forhold med gitt innkjøpspris fra forbrenningsanlegget og dagens strømpris. Videre er det kalkulert et null punkt, der det blir sett på hva som er maksprisen energisentralen kan tåle å betale for dampen basert på dagens strømpris, samt et c-alternativ der Biofuel selv tar driften og kostprisen på dampen settes til kr 0.

Tabell 15 - Symbolforklaring Case 1

SYMBOL	Verdi	Enhet	Forklaring
E_t	165 859 200	kWh/år	Årsproduksjon
P_t	21 264	kW	Effekt
H	8 760	H	Timer pr år
M_t	3 847 933	NOK/år	Vedlikehold turbin/generator

Tabell 16 - Oversikt prosjektkostnad Case 1

Prosjektert Case 1	Mengde/volum/lengde/leverandør	Pris estimat (MNOK)
Bygg, element	140 kvm /15 meter takhøyde	2,3
Div installasjon (kran/el./styresystem)	Siemens/Konecrane/El.firma. (Estimert verdi)	5,5
Rør høytemp.damp	500 m / Brødrene Dahl ⁹	3,1
Infrastruktur, legging av rør osv	500 m / Vassbakk og Stol + isolasjon (estimert verdi på isolasjon)	1,2
Turbin/generator skid	5M€ / Siemens (1€=11,16NOK - 10.04.2020)	55,8
Commissioning	(Inkludert av Siemens), bygg/el/rør	1
Investering total	I_t	68,9

⁹ Pris fra Brødrene Dahl (mail) - 14" XS (355,6 x 12,70) NRF: 1094497 - Brutto eks.mva.: Kr. 6140,- pr meter

Benytter formel (14) for å regne ut LCOE for Case 1:

$$LCOE_{Case1} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = 1,94 \text{ kr/kWh}$$

Her er $LCOE >$ dagens kraftpris, det vil si at prosjektet ikke er lønnsomt og vil tape penger med de forutsetningene som er til stede. Ved å snu på Formel (14) og sette $LCOE = 0,46$ er det mulig å beregne et nullpunkt for dette prosjektet:

$$LCOE_{Case1b} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = 0,46 \text{ kr/kWh} \rightarrow F_t = 66\,000\,000 \text{ kr}$$

Ut ifra beregningene som er gjort ovenfor gir det: $LCOE \leq$ dagens kraftpris $\rightarrow \approx$ nullpunkt.

Det vil si med dagens strømpris på 46,8 øre/kWh kan ikke energisentralen betale mer enn 66 000 000 kr/år for tilført energi for at denne casen skal være lønnsom. Det vil gi følgende energipris til forbrenningsanlegget:

$$Energipris_{case\ 1b-lønnsom} = \frac{66\,000\,000 \text{ kr}}{612300\text{MWh}} = 107,79 \frac{\text{kr}}{\text{MWh}}$$

Det kan være av interessant å se på et alternativ der Biofuel selv setter opp og drifter energisentralen. Da er energikostnaden satt = 0 siden dette da blir en intern kostnad. Ved å benytte formel (14) beregnes LCOE for Case 1c:

$$LCOE_{Case1b} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = 0,06\text{kr/kWh}$$

Beregningene som er gjort ovenfor gir: $LCOE <$ dagens kraftpris \rightarrow lønnsomt. Se Tabell 17 for en oversikt over resultat.

Resultatet her beregnes som et årlig snitt over hele levetiden i formel (15), ut ifra total energi produsert, LCOE og gjeldende strømpris og levetid:

$$Profit_{case} = \frac{(E_T \cdot \text{strømpris}) - (E_T \cdot LCOE_{Case})}{n} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} Profit_{Case 1} &= \frac{(1\,932\,853\,983 \text{ kWh} \cdot 0,468 \text{ kr/kWh}) - (1\,932\,853\,983 \text{ kWh} \cdot 1,94 \text{ kr/kWh})}{25 \text{ år}} \\ &= \frac{-2\,845\,161\,063 \text{ kr}}{25\text{år}} = -113\,806\,443 \text{ kr/år} \end{aligned}$$

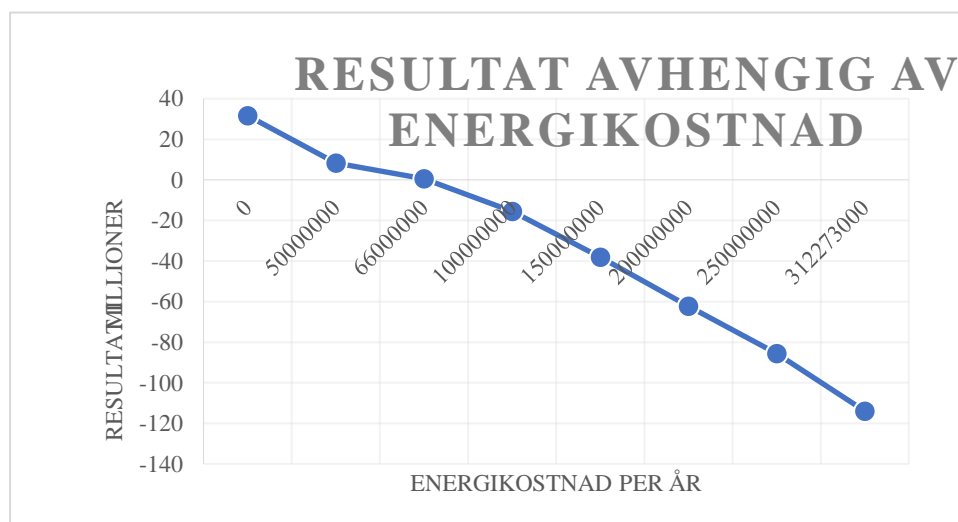
$$\begin{aligned} Profit_{Case 1b} &= \frac{(1\,932\,853\,983 \text{ kWh} \cdot 0,468 \text{ kr/kWh}) - (1\,932\,853\,983 \text{ kWh} \cdot 0,46 \text{ kr/kWh})}{25 \text{ år}} \\ &= \frac{15\,462\,832 \text{ kr}}{25\text{år}} = 618\,513 \text{ kr/år} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Profit_{Case 1c} &= \frac{(1\,932\,853\,983 \text{ kWh} \cdot 0,468 \text{ kr/kWh}) - (1\,932\,853\,983 \text{ kWh} \cdot 0,06 \text{ kr/kWh})}{25 \text{ år}} \\ &= \frac{788\,604\,425 \text{ kr}}{25\text{år}} = 31\,544\,177 \text{ kr/år} \end{aligned}$$

Tabell 17 - LCOE for Case 1, 1b og 1c

Antakelser	Case 1	Case 1-b	Case 1-c
Investering total	68 900 000	68 900 000	68 900 000
Drift og vedlikeholdskostnad	3 847 933	3 847 933	3 847 933
Årlig energi kostnad	312 273 000	66 000 000	0
Årlig Energi ut (kWh)	165 859 200	165 859 200	165 859 200
Levetid (år)	25	25	25
Rente (%)	7,00 %	7,00 %	7,00 %
Oppstart prosjekt	18.05.2020	18.05.2020	18.05.2020
Nå verdi kost	68 900 000	68 900 000	68 900 000
Total Kostnad	kr 3 752 841 587	kr 882 878 697	kr 113 742 207
Total produsert	kWh 1 932 853 983	kWh 1 932 853 983	kWh 1 932 853 983
LCOE (kr / kWh)	1,94	0,46	0,06
Resultat (kr)	-113806443	618513	31 544 177

Figur 14 viser ved hvilke verdier Case 1 vil gå i pluss. Man ser et skille der årskostnaden for energi er 66 MNOK/år og LCOE er 0,46 øre/kWh. Ved høyere LCOE-verdi vil energisentralen gå i minus.



Figur 14 - Kost / Resultat diagram for Case 1

5.3 Case 2 - Kostnadsberegninger

I Case 2 er kostnadsbildet litt mer komplisert. Her vil det produseres både strøm og fjernvarme. Fjernvarmen baseres på at det etableres kunder i HNP som kan benytte seg av denne. Noen eksempler på mulige forbrukere er listet opp og beskrevet i kapittel 0. Kostnader rundt infrastrukturen til fjernvarme er ikke tatt med i beregningene i dette kapittelet. Grunnlaget for å beregne infrastruktur er litt tynt per dags dato og lite hensiktsmessig å utføre da det vil bli store avvik i forhold til om hvis en vet hvor traseen skal gå. Det er ikke etablert potensielle kunder i og rundt HNP per dags dato.

Det antas i dette kapittelet at fjernvarmen som produseres kan selges til 0,78 kr/kWh som var gjennomsnittlig pris i 2018 (Bøeng, 2019). Den elektriske strømmen selges på det frie markedet, det vil si at lønnsomheten i dette prosjektet er avhengig av den til enhver tid gjeldende strømprisen og kundegrunnlaget for fjernvarme.

Det er i beregningene nedenfor kalkulert et nå-forhold med gitt innkjøpspris fra forbrenningsanlegget og dagens strømpris, samt 100% salg av fjernvarmen. Videre er det kalkulert et nullpunkt der en ser på hva som er makspris som energisentralen kan betale for energien med dagens betingelser. I og med at kundegrunnlaget for fjernvarme er vesentlig i denne casen er det også beregnet et minste kvantum på salg av fjernvarme for at energisentralen skal driftes lønnsomt, dette er basert på dagens kraftpris.

Tabell 18 - Symbolforklaring Case 2

SYMBOL	Verdi	Enhet	Forklaring
E_t	97 204 000	kWh/år	Årsproduksjon strøm
E_{FV}	395 163 600	kWh/år	Årsproduksjon fjernvarme
E_{maks}	492 367 600	kWh/år	Årsproduksjon maks
P_t	12462	kW	Effekt strøm
P_{FV}	50662	kW	Effekt fjernvarme
H	8 760	H	Timer pr år
M_t	2 255 133	NOK/år	Vedlikehold turbin/generator

Vedlikehold-kostnad er kun basert på produksjon av elektrisk energi, det er ikke medberegnet kostnader knyttet til vedlikehold som måtte komme på fjernvarmedelen. Det må antas at det vil komme kostnader tilknyttet fjernvarmeanlegget i tillegg, blant annet vasking av varmevekslere, vedlikehold på pumper og utbedring av eventuelle lekkasjer i anlegget.

For å kunne å få utbytte av LCOE verdien i denne casen må gjennomsnittsverdien mellom strøm og fjernvarme finnes:

$$\begin{aligned} \overline{\text{Dagens kraftpris}} &= \frac{E_t \cdot \text{strømpris} + E_{FV} \cdot \text{fjernvarmepris}}{E_{maks}} \\ &= 0,718 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \end{aligned} \quad (16)$$

Tabell 19 - Oversikt prosjektkostnad Case 2

Prosjekt Case 2	Mengde/volum/lengde/leverandør	Pris estimat (MNOK)
Bygg, element	140 kvm /15 meter takhøyde	2,3
Div installasjon (kran/el./styresystem)	Siemens/Konecrane/El.firma. (Estimert verdi)	5,5
Rør høytemp.damp	500 m / Brødrene Dahl ¹⁰	3,1
Infrastruktur, legging av rør osv	500 m / Vassbakk og Stol + isolasjon (estimert verdi på isolasjon)	1,2
Turbin/generator skid	5M€ / Siemens (1€=11,16NOK - 10.04.2020)	55,8
Commissioning	(Inkludert av Siemens), bygg/el/rør	1
Investering total	I_t	68,9

Det er ikke tatt med kostnader til utbygging av infrastruktur til fjernvarme. Det vil også tilkomme ekstra kostnader til varmevekslere, pumper og mulig ekstra areal i bygget.

CASE 2:

For å sjekke lønnsomheten i Case 2 benyttes formel (14) for å regne ut LCOE for Case 2:

$$LCOE_{Case2} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{maks}}{(1+r)^t}} = 0,65 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}$$

Her er $LCOE=0,65 < \text{dagens midlere kraftpris}=0,718\text{kWh} \rightarrow$ det vil si at prosjektet er lønnsomt med de betingelsene som er til stede i dag. Dette betyr at energisentralen i praksis få god margin, forutsatt at all fjernvarmen selges, benytter formel (15) for å finne resultatet til Case 2:

¹⁰ Pris fra Brødrene Dahl (mail): - 14" XS (355,6 x 12,70) NRF: 1094497 - Brutto eks.mva.: Kr. 6140,- pr meter

*Profit*_{Case 2}

$$= \frac{\left((1\,133\,194\,428 \text{ kWh} \cdot 0,468 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}) + (4\,605\,071\,882 \cdot 0,78 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}) \right) - (5\,737\,846\,781 \text{ kWh} \cdot 0,65 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}})}{25 \text{ år}}$$

$$= 15\,707\,626 \text{ kr/år}$$

CASE 2b:

Ved å snu på LCOE formelen (14) er det beregnet et nullpunkt for at dette prosjektet ikke skal tape penger i forhold til kostprisen på energi. Basert på dagens kraftpris og forutsatt salg av all fjernvarmen kan energisentralen betale 345 000 000 kr/år for tilført energi uten å gå i minus. Dette er mest relevant om Biofuel skulle drifte energisentralen selv. Prisen tilsvarer:

$$\text{Energipris}_{\text{case 2b}} = \frac{345\,000\,000 \text{ kr}}{612300 \text{ MWh}} = 563,45 \frac{\text{kr}}{\text{MWh}}$$

som er høyere enn det som er antydnet i SINTEF-rapporten.

LCOE (14) for Case 2b blir da:

$$\text{LCOE}_{\text{Case2b}} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = 0,717 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}$$

Resultatet for Case 2b vil være tilnærmet null, og beregnes som et årlig snitt over hele levetiden i formel (15), utfra total energi produsert, LCOE og gjeldende strømpris og levetid:

*Profit*_{Case 2b}

$$= \frac{\left((1\,133\,194\,428 \text{ kWh} \cdot 0,468 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}) + (4\,605\,071\,882 \cdot 0,78 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}) \right) - (5\,737\,846\,781 \text{ kWh} \cdot 0,717 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}})}{25 \text{ år}}$$

$$= 330\,197 \text{ kr/år}$$

CASE 2c:

Det kan også være av interesse å finne nullpunktet i forhold til hvor mye fjernvarme som må selges for at energisentralen ikke skal tape penger. Beregner det ved å sette inntjeningen på strøm og energikostnad som konstant, for så å finne differansen på hvor mye fjernvarme som må selges for å gå i null, se Tabell 20 - Nødvendig fjernvarme case 2c

Tabell 20 - Nødvendig fjernvarme case 2c

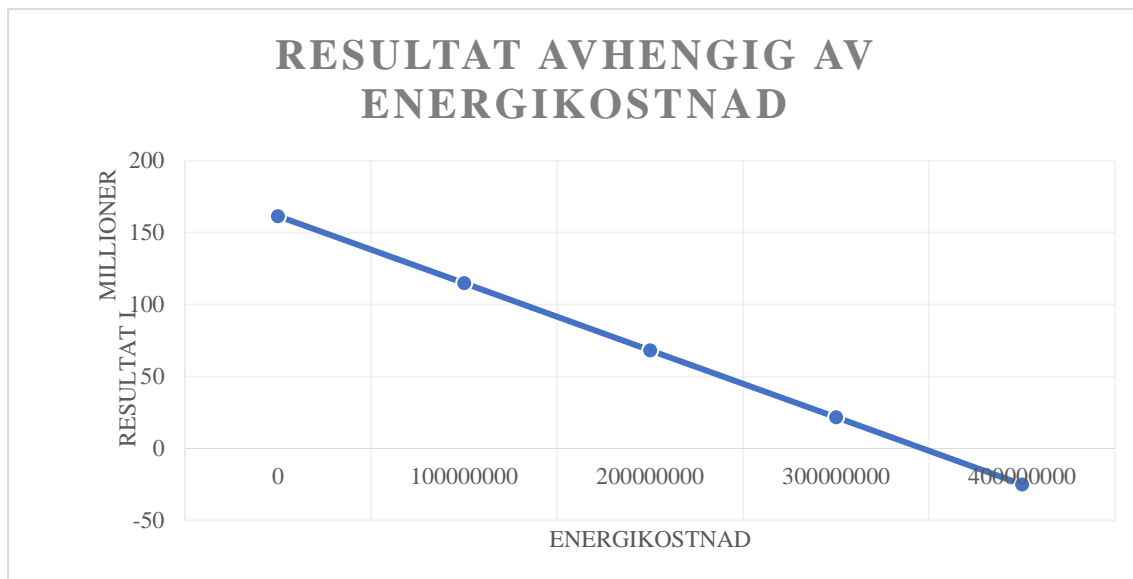
Inntjening strøm =	97 204 000 kWh · 0,468 kr/kwh =	+ 45 491 472 kr
Utgift energi	312 273 000 kr	- 312 273 000 kr
Balanse	=	- 266 781 518
Fjernvarme nødvendig	266 781 518 kr / 0,78 kr/kWh	370 529 886 kWh

Dette vil være den summen av fjernvarme som må selges til dagens pris for at energisentralen skal gå i null. I realiteten vil mengden kunne være noe lavere da turbinen har opsjon på å kunne lage strøm av en del av den varmen som ikke tas ut til fjernvarme.

Tabell 21 - LCOE Case 2

Antakelser	Case 2	Case 2-b	Case 2-c
Investering total	68 900 000	68 900 000	68 900 000
Drift og vedlikeholdskostnad	2 255 133	2 255 133	2 255 133
Årlig energi kostnad (NOK)	312 273 000	345 000 000	312 273 000
Årsproduksjon strøm (kWh)	97 204 000	97 204 000	97 204 000
Årsproduksjon fjernvarme (kWh)	395 163 600	395 163 600	342 027 600
Årlig Energi ut (kWh)	492 367 600	492 367 600	439 231 600
Levetid	25	25	25
Rente (%)	7,00 %	7,00 %	7,00 %
Oppstart prosjekt	18.05.2020	18.05.2020	18.05.2020
Total Kostnad (NOK)	3 760 659 137	4 115 666 576	3 734 279 760
Total produsert (kWh)	5 737 846 781	5 737 846 781	5 118 621 985
Totalt produsert strøm (kWh)	1 133 194 428	1 133 194 428	1 133 194 428
Totalt produsert fjernvarme (kWh)	4 605 071 882	4 605 071 882	4 318 000 847
LCOE (kr / kWh)	0,65	0,72	n/a
Resultat (kr/år)	15 707 626	330 197	0

Figur 15 – Kost / resultat diagram for Case 2 viser hvordan energikostnaden påvirker Case 2. En ser her at denne casen vil være lønnsom med en energikostnad helt opp mot 350 MNOK/år. Dette forutsetter at dagens pris på strøm og fjernvarme er gjeldende, samt at all fjernvarmen kan selges.



Figur 15 – Kost / resultat diagram for Case 2

5.4 Case 3 - Kostnadsberegninger

I denne casen vil det bare produseres elektrisk strøm, i likhet med Case 1, som selges på det frie markedet. Det vil si at lønnsomheten i prosjektet er direkte avhengig av den til enhver tid gjeldende strømpris. Det er ikke tatt i betraktning om det skal betales for energi levert til turbin eller ut fra forbrenningsanlegget i denne casen, noe som kan endre lønnsomheten. Det er i beregningene nedenfor kalkulert et nå-forhold med gitt innkjøpspris fra forbrenningsanlegget og dagens strømpris. Videre er det kalkulert et null punkt, der det blir sett på hva som er maksprisen som energisentralen kan tåle å betale for dampen basert på dagens strømpris.

Tabell 22 - Symbolforklaring Case 3

SYMBOL	Verdi	Enhet	Forklaring
E_t	141 500 000	kWh/år	Årsproduksjon
P_t	18 141	kW	Effekt
H	8 760	H	Timer pr år
M_t	3 282 800	NOK	Vedlikehold turbin/generator

Tabell 23 - Oversikt prosjektkostnad Case 3

Prosjekt Case 3	Mengde/volum/lengde/leverandør	Pris estimat (MNOK)
Bygg, element	140 kvm /15 meter takhøyde	2,3
Div installasjon (kran/el./styresystem)	Siemens/Konecrane/El.firma. (Estimert verdi)	5,5
Rør høytemp.damp	8500 m / Brødrene Dahl ¹¹	52,2
Infrastruktur, legging av rør osv	500 m / Vassbakk og Stol + isolasjon (estimert verdi på isolasjon)	9,5
Turbin/generator skid	5M€ / Siemens (1€=11,16NOK - 10.04.2020)	55,8
Commissioning	(Inkludert av Siemens), bygg/el/rør	1
Investering total	I_t	126,3

¹¹ Pris fra Brødrene Dahl (mail) gyldig ut mai-20
14" XS (355,6 x 12,70) NRF: 1094497 - Brutto eks.mva.: Kr. 6140,- pr meter

LCOE (14) for Case 3:

$$LCOE_{Case3} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = 2,31 \text{ kr/kWh}$$

Snur på formel (14) og finner nullpunktet basert på dagens strømpris:

$$LCOE_{Case3b} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = 0,467 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \rightarrow F_t = 52\,000\,000 \text{ kr}$$

Kost per MWh blir da:

$$Kost_{Case3b-lønnsom} = \frac{52\,000\,000 \text{ kr}}{612\,300 \text{ MWh}} = 84,93 \frac{\text{kr}}{\text{MWh}}$$

For at dette prosjektet skal bli lønnsomt kan ikke energisentralen belastes for mer enn 52 000 000 kr/år eller rundt 85 kr/MWh for tilført energi.

Benytter formel(15) for å beregne resultat for Case 3 og Case 3b:

$$\begin{aligned} &Profitt_{Case3} \\ &= \frac{(1\,648\,982\,020 \text{ kWh} \cdot 0,468 \text{ kr/kWh}) - (1\,648\,982\,020 \text{ kWh} \cdot 2,31 \text{ kr/kWh})}{25 \text{ år}} \\ &= -121\,496\,995 \text{ kr/år} \end{aligned}$$

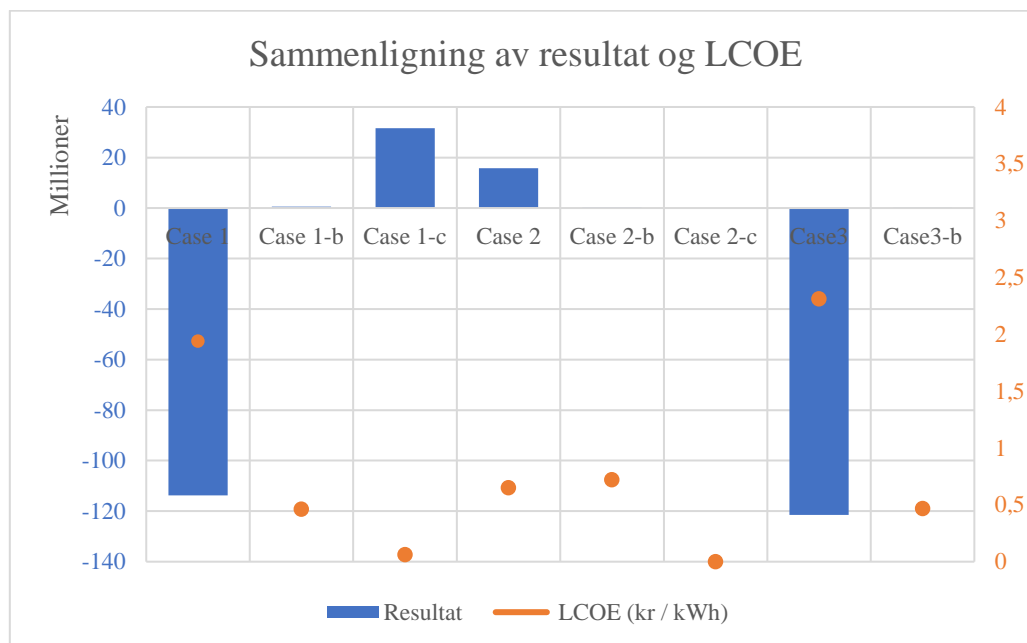
$$\begin{aligned} &Profitt_{Case3b} \\ &= \frac{(1\,648\,982\,020 \text{ kWh} \cdot 0,468 \text{ kr/kWh}) - (1\,648\,982\,020 \text{ kWh} \cdot 0,467 \text{ kr/kWh})}{25 \text{ år}} \\ &= 65\,959 \text{ kr/år} \end{aligned}$$

Tabell 24 - LCOE for Case 3 og 3b

Antakelser	Case 3	Case 3b
Investering total	126 300 000	126 300 000
Drift og vedlikeholdskostnad	3 282 800	3 282 800
Årlig energi kostnad	312 273 000	52 000 000
Årlig Energi ut (kWh)	141 500 000	141 500 000
Levetid	25	25
Rente (%)	7,00 %	7,00 %
Oppstart prosjekt	18.05.2020	18.05.2020
Nå verdi kost	126 300 000	126 300 000
Total Kostnad (NOK)	3 800 655 763	770 542 708
Total produsert (kWh)	1 648 982 020	1 648 982 020
LCOE (kr / kWh)	2,39	0,467
Resultat (kr/år)	-121 496 995	65 959

5.5 Sammenligning av casene

Resultat som vist under i Figur 16 er hva energisentralen sitter igjen med av årlig gevinst eller tap, samt verdien for LCOE. Se Tabell 13 - Forklaring på casene for forklaring på de forskjellige casene.



Figur 16 - Resultat/LCOE for energisentralen

Resultatene fra kapittel 5 viser at det er liten margin til å drifte denne energisentralen til kun strømproduksjon, spesielt med tanke på verdien satt på dampen ut fra forbrenningsanlegget i Sintef-rapporten (Vedlegg[A]). En plassering i perifer avstand til forbrenningsanlegget ser ikke ut til å kunne bli lønnsom, med mindre prisen på strøm går kraftig opp, samt prisen på varme går ned. Det samme gjelder til dels også for drift i HNP, men der er investeringsgraden mye lavere, samt mer sannsynlig mulighet til å kunne etablere og selge fjernvarme.

5.6 Verdiskapning

Når det kommer til verdiskapning i dette prosjektet vil den i stor grad komme av at staten får merverdiavgift fra salg av strøm og fjernvarme. Selv om det i denne oppgaven ikke er gjort beregninger på bemanning av energisentralen, vil det sannsynligvis kreve at energisentralen bemannes ved et reelt prosjekt, dette fører til at det også her vil være en form for verdiskapning i form av lønn og skatt. Det vil også være verdiskapning i form av at långiverne til prosjektet vil få renter.

6 Miljøaspektet

I og med at avfallsforbrenning legger grunnlaget for produksjon av høytemperatur damp er det naturlig å drøfte miljøaspektet ved dette. Haugaland Interkommunale Miljøverk (HIM) sender i dag avfallet sitt til forbrenning i Sverige ved et forbrenningsanlegg i Åmotfors. Kommunene som inngår i HIM er Haugesund, Tysvær, Bokn, Vindafjord og Etne. Se Tabell 25 for hvor mye avfall som blir levert til forbrenning fra de ulike kommunene i 2017. I et utslipp-regnestykke er det tydelig at om en kan unngå lange transportetapper for å forbrenne avfallet vil dette minske CO₂-utslippene knyttet til husholdningsavfallet.

I Norge ble det i 2017 totalt levert 3 713 000 tonn til avfallsforbrenning (SSB, 2017).

Tabell 25 - Avfall levert til forbrenning i kommunene knyttet til HIM

Kommune	Avfall levert til forbrenning (tonn)
Haugesund	8772
Tysvær	2708
Bokn	210
Vindafjord	2153
Etne	1025
Totalt	13843

HIM fraktet i 2019 rundt 8700 tonn med avfall til forbrenningsanlegget i Åmotfors¹². Avfallet fraktes i vogntog som tar ca. 27-28 tonn. Det betyr at det går ca. 323 vogntog-turer mellom Haugesund og Åmotfors i året. For å regne ut hvor mye CO₂-utslipp som kommer av transporten mellom Haugesund og Åmotfors bruker vi avstanden mellom avfallsstasjonen ved Årabrot i Haugesund til forbrenningsanlegget i Åmotfors. Korteste avstand er 566 km (Google, 2020). I 2016 var gjennomsnittlig utslipp av CO₂ for lastebiler og trekkvogner, i gjennomfartsveg 80 km/t og fri flyt i trafikken, 802,58 g/km (SSB, 2016). 323 vogntog-turer à 566 km blir totalt 182818 km i året.

¹² Mail fra Veslemøy Eriksen i Haugaland Interkommunale Miljøverk

Totalt CO₂-utslipp knyttet til transport av avfall fra Årabrot til Åmotfors i 2019:

$$182818 \text{ km} \cdot 802,58 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{km} = 146726070 \text{ g} = \mathbf{146,7 \text{ tonn CO}_2}$$

For en personbil, i gjennomfartsveg 80 km/t og fri flyt i trafikken, var gjennomsnittlig utslipp av CO₂ 127,33 g/km.

$$\frac{146726070 \text{ g}}{127,33 \frac{\text{g}}{\text{km}}} = 1152329 \text{ km}$$

Det vil si at et CO₂-utslipp på 146726070 g tilsvarer 1152329 km med kjøring av personbil, i året.

Avstanden fra Årabrot til Haugaland Næringspark er 25,3 km (Google, 2020). 323 vogntogturer à 26,3 km blir totalt 8495 km i året. Ved avfallsforbrenning i HNP vil totalt CO₂-utslipp knyttet til transport være:

$$8495 \text{ km} \cdot 802,58 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{km} = 6820325 \text{ g} = \mathbf{6,82 \text{ tonn CO}_2}$$

En vil dermed kunne redusere CO₂-utslippene, som er knyttet til transport av avfallet, ned fra 146,7 tonn til 6,82 tonn. Dette tilsvarer en reduisering på ca. 95%.

Biofuel Development har som mål å oppnå så lave CO₂-utslipp som mulig (Biofuel Development, 2020). Som en del av tanken bak produksjon av fornybart drivstoff til luftfart så ønsker BioFuel Development at CO₂-utslippene skal inngå i prosessen og dermed oppnå lavere utslipp. Om dette lar seg gjøre så vil avfallsforbrenningen ved dette anlegget føre til at de samlede CO₂-utslippene knyttet til husholdningsavfall i regionen vil gå betraktelig ned.

7 Diskusjon og videre arbeid

Per dags dato er det ikke ledig kapasitet i strømmettet som er tilknyttet Haugaland Næringspark, men som skrevet i kapittel 1.9 kan energisentralen kobles til strømmettet omkring 2026, om elektrisitetsproduksjonen foregår i HNP så ser en ut fra beregningene at en vil kunne produsere 17% mer strøm enn om elektrisitetsproduksjonen foregår 8,5 km unna HNP. Dette fordi dampens potensiale energi blir mindre om dampen fraktes over en viss avstand. Dette skyldes i hovedsak at trykket og temperaturen til dampen blir lavere jo lenger den fraktes. LCOE blir også vesentlig mye høyere ved at elektrisitetsproduksjon foregår utenfor HNP, dette fordi det er større kostnader knyttet til infrastruktur om dampen må fraktes en gitt avstand. Beregningene som er gjort er basert på en strømpris på 0,468 kr/kWh og en årlig diskonteringsrente på 7%. Ved en annen strømpris og diskonteringsrente vil resultatene bli annerledes. Tabell 26 viser sammenligning og nøkkeltall til de ulike casene

Tabell 26 - Sammenligning av Casene

Antakelse	Case 1	Case 1- b	Case 1- c	Case 2	Case 2- b	Case 2- c	Case3	Case3-b
Investering total (MNOK)	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	112	112
Drift og vedlikehold kostnad	3 847 933	3 847 933	3 847 933	2 255 133	2 255 133	2 255 133	3 282 800	3 282 800
Årlig energi kostnad (MNOK)	312,273	66	0	312,273	345	312,273	312,273	52
Årlig Energi ut (MWh)	165 859	165 859	165 859	492 367	492 367	439 231	141 500	141 500
Total Kostnad (MNOK)	3 752,8	882,9	113,7	3 761	4 116	3 734	3 803,7	770,5
Total produsert (MWh)	1 932 854	1 932 854	1 932 854	4 605 072	4 605 072	4 318 001	1 648 982	1 648 982
Resultat (MNOK)	-113,83	0,618	31,5	15,7	0,33	0	-121,5	0,66
LCOE (kr / kWh)	1,94	0,46	0,06	0,65	0,72	n/a	2,38	0,46

I Case 1, hvor det produseres strøm i HNP, er det den årlige kostnaden på energi og gjeldende strømpris som avgjør om casen er lønnsom eller ikke. Se Figur 14 som viser resultat basert på varierende energikostnad ved en strømpris på 0,468 kr/kWh.

I Case 2 hvor det blir sett på produksjon av fjernvarme er det kalkulert uten å ta hensyn til forbrukere. Det vil si at verdien som er skissert er maksimalt av hva som kan produseres ut av turbinen, men det er lite sannsynlig at en vil kunne selge slike mengder med fjernvarme. I Case 2c er det beregnet et noe lavere levert volum av fjernvarme, dette er hvor mye fjernvarme som må leveres til enhver tid for at energisentralen skal være lønnsom.

Det anbefales å jobbe videre for å bygge ut infrastruktur for fjernvarme, samt skaffe kunder. Her er det også mulig å benytte seg av gode støtteordninger fra ENOVA (ENOVA, 2020). I en søknad om støtte må det gjøres kontantstrømsanalyse som viser inntekter og utgifter over prosjektets levetid. Investeringsstøtte til et fjernvarmeprosjekt kan føre til at prosjektet blir lønnsomt.

Hvis en tilbyr fjernvarme tidlig i etablering/byggefase vil mulighetene for gode løsninger være større, samt at kostnaden vil være betraktelig mye lavere og enn om hvis det skal etableres i eksisterende bygg og anlegg. Det foreligger reguleringsplan for boligområde både på Mjåsund og i Slåttevik, som er i umiddelbar nærhet (Tysvær kommune, 2018). Disse byggefeltene er ikke store nok til å benytte all varmen. En anbefaling vil være å se mot Aksdal som er i stor utvikling.

Siden det per dags dato er få etablerte kunder i HNP som har bruk for fjernvarme kan det som et alternativ til oppstart av et prosjekt være aktuelt at det kun produseres strøm mens kundegrunnlag og infrastruktur knyttet til fjernvarme opparbeides. Siden dampturbinen som er valgt i denne oppgaven har opsjon til å ta ut en justerbar mengde av dampen til levering fjernvarme kan kundegrunnlag og infrastruktur bygges gradvis.

Case 3, hvor det er gjort beregninger ved at energisentralen ligger 8,5 km unna HNP, viser at varme- og trykktap til dampen gjør at strømproduksjonen blir noe lavere. Kostnadene ved denne casen blir også større på grunn av opparbeiding av infrastruktur og lengre rørtrasé. Om energisentralen skal plasseres utenfor HNP bør den etableres i et område som har stort behov for fjernvarme. I denne oppgaven er det ikke gjort beregninger på dette.

Valutaen er for tiden veldig lite gunstig grunnet korona-pandemien som har svekket den norske kronen til et lavere nivå enn normalt. Ved et eventuelt innkjøp av en dampturbin så

kan valutaen ha noe å si, siden prisen oppgitt i denne oppgaven er beregnet ut fra eurokursen. Siden vedlikeholdskostnader knyttet til dampturbinen i denne oppgaven er beregnet ut ifra en euro-pris, kan valutaen også her spille inn som en faktor. En synkende strømpris kan også velte lønnsomheten i prosjektet. Det bør derfor legges inn noe større buffer enn nullpunktene som er beregnet i kapittel 5 Økonomi og kostnadsbilde.

Siden kostnader knyttet til prosjektet bare er grove estimater kan dette ha innvirkning på LCOE og lønnsomheten til de ulike casene. Mest sannsynlig vil det komme flere kostnader knyttet til etablering av energisentralen som en må ta hensyn til om en går i gang med prosjektet.

Drift av energisentralen vil som nevnt kreve en form for bemanning, men kostnader for dette er ikke medregnet i oppgaven. Det finnes en løsning der Siemens kan fjernstyre dampturbinen, det anbefales å se på dette som en løsning om prosjektet skal settes til live. Det bør også utredes om det kan være en løsning å innpasse energisentralen i forbrenningsanlegget. Ved en integrasjon i forbrenningsanlegget vil restvarme fra turbinene kunne gjenvinnes tilbake til matevannet for damp-produksjonen og på den måten senke oppvarmingsbehovet for forbrenningsanlegget. Dette kan igjen gi energisentralen en lavere energikostnad på dampen som vil hjelpe til for at prosjektet kan bli lønnsomt

Angående strømproduksjon og kapasiteten i nettet så vil dette falle på plass i 2026, men det er aktører som allerede har søkt om å få benytte deler av denne nye kapasiteten så for å være sikker bør en konsesjonssøknad sendes tidlig i prosjektfasen om en velger å gå for dette¹³

¹³ Mail korrespondanse med Odd Håland Øksnevad, Haugaland Kraft Nett AS

8 Konklusjon

Slik forutsetningene er i dag vil ikke dette prosjektet være bærekraftig om en legger til grunn den årlige energikostnaden som er hentet fra SINTEF-rapporten (50\$/MWh). «Case 1 - Strømproduksjon i HNP» viser at om årlig energikostnad på dampen overstiger 66MNOK per år vil ikke denne casen være lønnsom. Case 1 kan derimot bli lønnsom ved at energisentralen integreres inn i Biofuel Development og at energikostnaden elimineres. I «Case 3 - Strømproduksjon utenfor HNP» er det for store investeringskostnader knyttet til transport av dampen samt at strømproduksjonen blir lavere som følge at dampen transporteres, dette gjør at Case 3 ikke blir lønnsom før årlig energikostnad på dampen er mindre enn 52 MNOK. «Case 2 – Fjernvarmeanlegg og strømproduksjon i HNP» har et potensiale til å bli veldig lønnsomt om det finnes kunder kan kjøpe fjernvarmen. Potensielle forbrukere er listet opp i kapittel 0. Om det forutsettes at all fjernvarmen kan selges så vil Case 2 være lønnsom om ikke årlig energikostnad overstiger 345MNOK. Til sammenligning med Case 1 så vil Case 2 gå 130MNOK i pluss om årlig energikostnad er 66MNOK. Dette viser at produksjon og salg av fjernvarme er nøkkelen til å kunne utnytte dampens verdi best mulig.

9 Referanser

- Basu, S., & Debnath, A. K. (2015). I S. Basu, & A. K. Debnath, *Power Plant Instrumentation and Control Handbook* (ss. 585-694).
- Biofuel Development. (2020, April 30). *Biofueldevelopment*. Hentet fra <http://www.biofueldevelopment.no/>
- Bøeng, A. C. (2019, Juni). *Statistisk sentralbyrå*. Hentet Mars 2020 fra Økt forbruk av fjernvarme: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/okt-forbruk-av-fjernvarme>
- Chao Zou, G. L. (2018). *Effect of subsequent curing on surface permeability and compressive strength of steam-cured concrete*. Elsevier.
- Eastop, & McConkey. (2009). I *Applied Thermodynamics for Engineering Technologists* (ss. 254-276). Dorling Kindersley (India).
- Enerwe. (2019, Januar 22). *Hva er gassprisen?* Hentet April 2020 fra <https://enerwe.no/hva-er-gassprisen/167511>
- Engineering ToolBox. (2004). *Engineering ToolBox, (2004). Steam Viscosity*. Hentet Februar 2020 fra https://www.engineeringtoolbox.com/steam-viscosity-d_770.html
- ENOVA. (2020, April 17). *ENOVA*. Hentet April 2020 fra [Enova.no: https://www.enova.no/bedrift/energisystem/fjernvarme-og-fjernkjoling/](https://www.enova.no/bedrift/energisystem/fjernvarme-og-fjernkjoling/)
- Fortum Oslo. (2020, Mai 2). *Slik fungerer fjernvarme*. Hentet Mai 2020 fra Fjernvarme: <https://www.fortum.no/bedrift-og-borettslag/fjernvarme/om-fjernvarme/slik-fungerer-fjernvarme>
- Gasnor. (2020, April 14). *naturgass/typiske-data-energi*. Hentet April 2020 fra Webområde for Gasnor AS: <https://gasnor.no/naturgass/typiske-data-energi/>
- Gasnor. (2020, April 19). *prisbetingelser*. Hentet 2020 April fra [gasnor.no/bolig: https://gasnor.no/bolig/priserbetingelser/](https://gasnor.no/bolig/priserbetingelser/)
- Google. (2020, Mai 8). *Google Maps*. Hentet Mai 2020 fra Avstand Årabrot miljøpark til Åmotfors forbrenningsanlegg: <https://www.google.com/maps/dir/Him+%C3%85rabrot,+Jovegen+105,+5514+Haug>

esund/Pappersv%C3%A4gen+3,+670+40+%C3%85motfors,+Sverige/@59.5208996,7.1256725,7z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x463b75f07f887b1d:0x71b76ff5cc78cf1!2m2!1d5.2473304!2d59.4474805!1

Google. (2020, Mai 8). *Google Maps*. Hentet Mai 2020 fra Avstand fra Årabrot miljøpark til Haugaland Næringspark:

<https://www.google.com/maps/dir/Him+%C3%85rabrot,+Jovegen+105,+5514+Haugesund/Haugaland+N%C3%A6ringspark,+8C85%2BGG+Aksdal,+Aksdal/@59.3785044,5.2160754,11z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x463b75f07f887b1d:0x71b76ff5cc78cf1!2m2!1d5.2473304!2d59.447480>

Haugaland Næringspark. (2020, Februar 26). *Haugaland-parken*. Hentet Februar 2020 fra <https://haugaland-park.no/parken/>

Haugesund Avis. (2020, April 4). *H-avis*. Hentet fra H-avis: <https://www.h-avis.no/soker-konsesjon-for-kraftledning-pa-95-kilometer-en-viktig-dag/s/5-62-972391>

Hellevik, A. L. (2016). Drift og vedlikehold. I A. L. Hellevik, *K08 Skipsmaskineri II*.

Høstmark, Ø. (2006, Juli 12). *Kyst.no*. Hentet Mars 2020 fra Atmosfærisk tørking i overhetet damp: <https://www.kyst.no/article/atmosfaerisk-toerking-i-overhetet-damp/>

LINKUN. (2018, Mars). *News fra LINKUN@Supermarkets*. Hentet Februar 2020 fra 2 Questions You Should Know About Steam Piping Of Boiler?: <https://www.lksteelpipe.com/news/2-questions-you-should-know-about-steam-piping-12989804.html>

Lovdata. (2010, Juni 18). *lovdata.no*. Hentet Mars 2020 fra Energiloven: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

M. Peerzada, A., & S. Chauhan, B. (2018). *Non-Chemical Weed Control*. Hentet fra <https://www.sciencedirect.com/topics/agricultural-and-biological-sciences/soil-sterilization>

Mayhew, G. F. (1994). *Thermodynamic and Transport Properties of Fluids*. John Wiley and Sons Ltd.

Meteorologisk institutt. (2020, April 16). *NORSK KLIMASERVISENTER*. Hentet April 2020 fra <https://klimaservicesenter.no/observations/>

- Morningstar for Currency og Coinbase for Cryptocurrency. (2020, April 10). *Google currency converter*. Hentet April 2020 fra https://www.google.com/search?q=EUR+to+nok&rlz=1C1SQJL_noNO787NO787&oq=eur+to+nok&aqs=chrome.0.69i59j0l7.3545j1j4&sourceid=chrome&ie=UTF-8
- Nesheim, S. J. (2004). *Industrial boiler and steam turbines, rev 4*. Hentet April 2020 fra Canvas - Prosessteknikk 2: https://hvl.instructure.com/courses/9125/files/486244?module_item_id=129919
- Norsk Klimaservicesenter. (2020, Mars 24). *Norsk Klimaservicesenter*. Hentet Mars 2020 fra <https://klimaservicesenter.no/observations/>
- NVE. (2012). *NVE*. Hentet April 2020 fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2012/rapport2012_30.pdf
- NVE. (2019). <https://www.nve.no/>. Hentet fra energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk/samlet-energibruk: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_22.pdf
- NVE. (2019, Desember 18). *NVE*. Hentet Mars 2020 fra Konesjonssak ved Bølling, Jørgen Kocbach: <https://www.nve.no/konesjonssaker/konesjonssak?id=14&type=A-1,A-6>
- Paroc-calculus. (2020, April 16). *Paroc Calculus*. Hentet April 2020 fra <https://calculus.paroc.com/paroc-calculus/#/>
- Pedersen, B. (2018, Juni 22). *Store norske leksikon*. Hentet Februar 2020 fra termodynamikk: <https://snl.no/termodynamikk>
- Pedersen, B. (2019, januar 15). *Store norske leksikon*. Hentet Februar 2020 fra entalpi: <https://snl.no/entalpi>
- Pedersen, S. E., Gustavsen, J., Kaasa, S., & Olsen, O. (2015). *Teknisk Formelsamling*. Gyldendahl Undervisning.
- Pienta, G. (2015). *Plumbing Engineering Design Handbook - A Plumbing Engineer's Guide to System Design and Specifications, Volume 3 - Special Plumbing Systems*. I G. Pienta. American Society of Plumbing Engineers (ASPE).
- Pipelife Norge AS. (2020, Mars 16).
- Remodece. (2008). *Remodece*. Hentet April 2020 fra <https://remodece.isr.uc.pt/>

- Rosvold, K. A. (2019, Mars 7). *Store norske leksikon*. Hentet Mars 2020 fra spillvarme:
<https://snl.no/spillvarme>
- Rosvold, K., & Hofstad, K. (2019, September 2). *Store Norske Leksikon*. Hentet Mars 2020 fra kraftvarmeverk: <https://snl.no/kraftvarmeverk>
- Schweiss, M. (2005, November 12). *wikipedia.org*. Hentet Mars 2020 fra File:TS-Wasserdampf_engl.png:
https://en.wikipedia.org/wiki/Phase_diagram#/media/File:TS-Wasserdampf_engl.png
- Siemens AG. (2018, Juni). *siemens.com/steamturbines*. Hentet April 2020 fra Siemens Steam Turbine SST-300:
<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:79682b366c8732c55d1ca2e8c9992ef08a2df11d/version:1530871170/sst-300-interactivepraes.pdf>
- Siemens. (u.d.). Siemens' Flex-Plants™ - Flexible Combined Cycle Power Generation. *Siemens' Flex-Plants™ - Flexible Combined Cycle Power Generation*. Youtube-kanal.
- SINTEF. (2010, September). *SINTEF*. Hentet April 2020 fra [sintef.no](https://www.sintef.no/globalassets/project/eldek/publisering/tr-a6999-state-of-the-art-projects-for-estimating-the-electricity-end-use-demand.pdf):
<https://www.sintef.no/globalassets/project/eldek/publisering/tr-a6999-state-of-the-art-projects-for-estimating-the-electricity-end-use-demand.pdf>
- Skogestad, S. (2009). Prosessteknik. I S. Skogestad, *Masse- og energibalanser* (ss. 193-195). tapir akademisk forlag.
- Solvind. (u.d.). *Solvind - Prosjekter*. Hentet Mai 2020 fra Gismarvik - grønn kraft til Haugaland Næringspark: <http://www.solvind.com/prosjekter/gismarvik-industrivindpark/>
- SSB. (2013, Juni 4). *Energibruk i tjenesteytende næringer*. Hentet April 2020 fra [ssb.no/energi-og-industri/statistikker](https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker): <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/entjeneste/hvert-3-aar-endelige/2013-06-04#content>
- SSB. (2014, Juli 14). *Statistisk sentralbyrå*. Hentet Mai 2020 fra [elektrisitetsforbruk i norske husstander](https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi): <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi>
- SSB. (2016, Mai 13). *Fjernvarme*. Hentet April 2020 fra Statistisk Sentralbyrå:
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/fjernvarme/aar/2016-05-13?fane=om>

- SSB. (2016). *Statistisk Sentralbyrå*. Hentet Mai 2020 fra <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/hva-pavirker-utslipp-til-luft-fra-veitrafikk?tabell=318322>
- SSB. (2017). *SSB*. Hentet Mai 2020 fra Avfall levert til forbrenning: <https://www.ssb.no/statbank/table/10513/tableViewLayout1/>
- SSB. (2020, Februar 13). *Elektrisitetspriser*. Hentet Februar 2020 fra Elektrisitetspriser: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elkraftpris>
- Statnett. (2019, Oktober 1). *Statnett*. Hentet April 2020 fra Nettutviklingsplan 2019: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-og-ksu/statnett-nettutviklingsplan-2019.pdf>
- Store norske leksikon. (2018, Oktober 25). *snl.no*. Hentet Mai 2020 fra virkningsgrad: <https://snl.no/virkningsgrad>
- Tysvær kommune. (2018, September 25). *Kommuneplanrevisjon for Tysvær kommune*. Hentet April 2020 fra Føresegner 2019-2031.pdf: <http://webhotel3.gisline.no/GisLinePlanarkiv/1146/201503/Dokumenter/F%C3%B8resegner%202019-2031.pdf>

10 Vedlegg

Vedlegg	Beskrivelse	Side
A	Utdrag av tabeller fra Sintef rapporten.	i
B	Infrastruktur Haugaland Næringspark	ii
C	Utdrag fra datablad for Siemens Steam Turbine SST-300	iii
D	Kalkulasjon av varmetap i rør internt i HNP	iv
E	Kalkulasjon av varmetap i rør til Kårstø	v
F-G	Kalkulasjon av varmetap i rør til jordbruk	vi
H	Utdrag av tabell fra Sintef rapporten.	viii
I	Arrangement drawing / Typical layout for SST-300	ix
J	Pristilbud for legging av rør/grøfting	x
K	Pristilbud for traverskran	xi
L	Pristilbud for bygg til energisentralen	xii

Utdrag I fra rapporten «Techno-economic analysis of a Waste-to-Liquids (WTL) plant based on plasma gasification under Norwegian conditions» utarbeidet av SINTEF for Biofuel Development. Rapportnr: 2018:00146- Confidential


Table A10: Energy flows

RDF	303	MW
Coke	32.04	MW
Flux	0	MW
Naphtha	16.4	MW
Kerosene	60.4	MW
Diesel	12.1	MW
LPG	17.6	MW
LNG	16.7	MW
Hydrocarbons in tail gas from FTS and Upgrading	51.9	MW
Slag	6.41	MW
Fines	18.35	MW
Total Steam ¹	78.5	MW
Cooling water and Steam turbine condenser	84.89	MW
Blow down	2.3	MW
Elec. power production (Steam turbine)	12420	kW(el)
Total Electric Load, including CO ₂ compression	45867	kW(el)
Total Electric Load, excluding CO ₂ compression	42831	kW(el)

Notes: ¹ Superheated steam at 500 deg. C and 30 bar-g

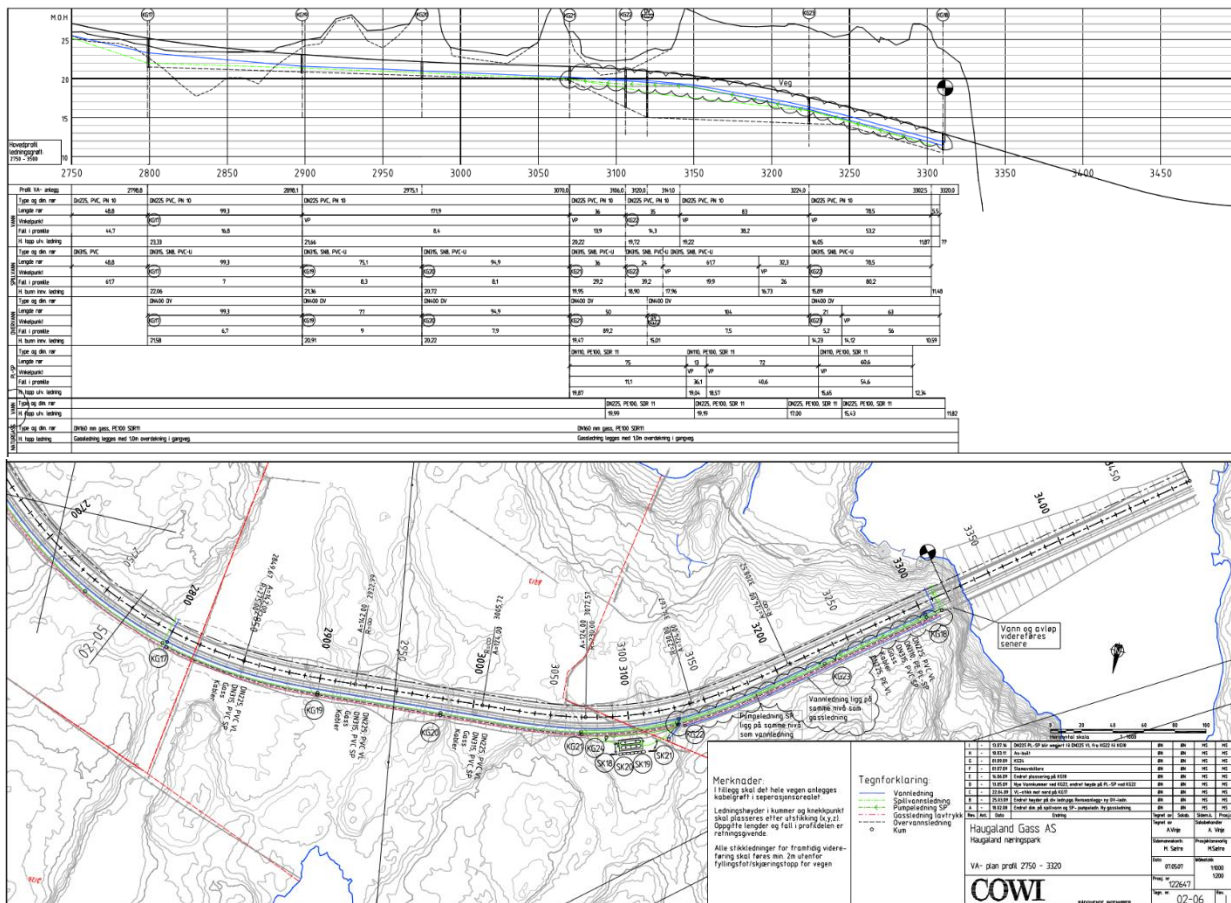
FTS activation fluid	484.8	m ³ /year
Hydrotreater catalyst ⁵	12.2	ton/year
Hydrocracker catalyst ⁶	6.37	ton/year
Selexol	5.36	m ³ /year
ZnO	0.462	ton/year
Activated Carbon	3.02	ton/year
Output		
Naphtha	1.35	ton/h
Kerosene	4.90	ton/h
Diesel	1.01	ton/h
LPG	1.37	ton/h
LNG	1.30	ton/h
Total Steam	84.5	ton/h
CO ₂	48.33	ton/h
Sulfur	0.14	ton/h
Slag	15.11	ton/h
Fines	5.46	ton/h
Scrubber cake	2.7	ton/h
Process water: ⁷	71.33	m ³ /h

Notes: ¹⁻⁶ see Table 4; ⁷ From water scrubber, syngas condensate, process water from Fischer Tropsch synthesis and blow down.

Table A4: Market prices associated to plant income

RDF (gate fee)	70.00	\$/ton(dry)
Jet fuel	1.26	\$/liter
Diesel	0.80	\$/liter
Naphtha	0.72	\$/liter
LPG	0.18	\$/liter
LNG	9.7	\$/GJ
Heat	50.00	\$/MWh
CO ₂ credits	50.00	\$/ton
Slag	20.00	\$/ton
Sulfur	100.00	\$/ton

Vedlegg B



Vedlegg C

Technical data

Live steam conditions (ESV inlet):

- Pressure up to 140 bar(a) / 2031 psi
- Temperature 540°C / 1004 °F

Exhaust steam pressure:

- Back pressure up to 16 bar(a) / 232 psi
- District heating up to 3 bar(a) / 43 psi
- Condensing up to 0.5 bar(a) / 7 psi

SST-300 size 40

- Power output: up to 25 MW
- Speed: up to 10,950 rpm
- Controlled extractions possible (single or double, adaptive stage, nozzle control, throttle control)

Uncontrolled extractions (up to 5):

- Pressure up to 70 bar(a) / 1016 psi
- Temperature 450°C / 842 °F

Controlled extractions (up to 2)

- Pressure up to 25 bar(a) / 363 psi
- Temperature 390°C / 734 °F

SST-300 size 50

- Power output: up to 45 MW
- Speed: up to 9,004 rpm
- Controlled extractions possible (single or double, adaptive stage, nozzle control, throttle control)



*all data are approximate and project-related

Steam turbine arrangements

Unit solution

The unit solution consists of the simple base frame for steam turbine (only core turbine is placed on it), oil-type base frame for gearbox, and generator which is placed directly a concrete foundation.

Semi package solution

The semi package solution consists of only one base frame with integrated oil unit, carrying turbine and gearbox; but the generator is directly placed on concrete.

Full package solution

The full package solution consists of only one base frame with integrated oil unit, carrying the turbine, gear box, and generator.



Service and maintenance

Our proven installation and maintenance concept lowers maintenance costs by enabling easy access to the installed components – the turbine, gearbox, generator and auxiliaries.

The maintenance concept suggests to open the turbine casing after 50,000 EOH or six years of operation. The long-term maintenance contract involves opening after 100,000 EOH or 12 years of operation.



Example for arrangements:
SST-300 with downward radial exhaust

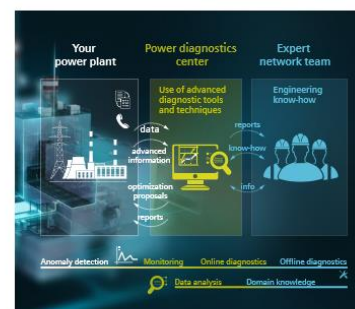
- [1] Turbine casing
- [2] Rotor and reaction blading
- [3] Gearbox
- [4] Base frame
- [5] Exhaust

Option of remote monitoring

As all SST-300 are provided with remote monitoring, Siemens offers service contracts for condition-based maintenance, customized for the specific operating status of each machine to reduce outage and overhaul costs.

Using the remote monitoring technology, customers are able to get fast telephone assistance and secure remote support, online help, advanced troubleshooting and intervention, provided by specialists personnel who are familiar with the plant's design and understand its operation.

Additionally, we offer comprehensive spare-part service, repairs and maintenance solutions designed to increase the reliability and availability of the plant. Our retrofit solutions return turbines to the state of the art even after a normal operating life. Long-term maintenance contracts assure prolonged plant operation at predefined costs.



PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

Beregning 1 : Rør

Objekt

Materiale	Stål
Tykkelse	12 mm
Strømningshastighet	24 kg/s
Lengde	500 m
Utvendig diameter	370.0 mm

Isolasjon

PAROC Pro Pipe Slab 100	80 mm	53.1 °C
-------------------------	-------	---------

Kledning

Malt overflate	Emissivitet: 0.90
----------------	-------------------

Innhold

Type	Damp; 20 bar, (300 °C)
Mediatemperatur	500.0 °C

Omgivning

Omgivelsestemperatur	9 °C
Vindhastighet	0 m/s
Relativ fuktighet	50 %

Resultat

Varmetap isolert	709 W/m
Varmetap uisolert	17.9 kW/m
Totalt varmetap isolert	354.4 kW
Totalt varmetap uisolert	8964.7 kW
Overflatetemperatur isolert	53.1 °C
Overflatetemperatur uisolert	496.8 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-5.6 °C
Nominell vekt av isolasjon	11.3 kg/m

Denne programvaren beregner egenskapene til isolasjonsløsninger laget av PAROC Teknisk Isolering. Beregninger er basert på ISO 12241. Paroc Group er ikke ansvarlig for eventuelle direkte/indirekte skader som kan skyldes bruk av denne programvaren. Nyeste versjon finnes alltid på Parocs hjemmeside., Software versjon: 3.0.4, Database versjon: 2020-03-23

PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

Beregning 1 : Rør

Objekt

Materiale	Stål
Tykkelse	12 mm
Strømningshastighet	24 kg/s
Lengde	8500 m
Utvendig diameter	370.0 mm

Isolasjon

PAROC Pro Pipe Slab 100	80 mm	53.1 °C
-------------------------	-------	---------

Kledning

Malt overflate	Emissivitet: 0.90
----------------	-------------------

Innhold

Type	Damp; 20 bar, (300 °C)
Mediatemperatur	500.0 °C

Omgivning

Omgivelsestemperatur	9 °C
Vindhastighet	0 m/s
Relativ fuktighet	50 %

Resultat

Varmetap isolert	610 W/m
Varmetap uisolert	17.9 kW/m
Totalt varmetap isolert	5188.1 kW
Totalt varmetap uisolert	152400.6 kW
Overflatetemperatur isolert	53.1 °C
Overflatetemperatur uisolert	496.8 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-80.4 °C
Nominell vekt av isolasjon	11.3 kg/m

Denne programvaren beregner egenskapene til isolasjonsløsninger laget av PAROC Teknisk Isolering. Beregninger er basert på ISO 12241. Paroc Group er ikke ansvarlig for eventuelle direkte/indirekte skader som kan skyldes bruk av denne programvaren. Nyeste versjon finnes alltid på Parocs hjemmeside., Software versjon: 3.0.4, Database versjon: 2020-03-23

Vedlegg F-G
Temperaturfall-beregninger gjort i PAROC Calculus ved ulike distanse

27.4.2020, 22:46:29, Torbjørn Kallevåg

1/1

PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

30000 meter
Calc 1 : Rør

Objekt		Innhold	
Materiale	Stål	Type	Damp; 10 bar, (200 °C)
Tykkelse	8.00 mm	Mediatemperatur	250.0 °C
Strømningshastighet	23.47 kg/s	Omgivning	
Lengde	30000 m	Omgivelsestemperatur	9 °C
Utvendig diameter	355.6 mm	Vindhastighet	0 m/s
Isolasjon		Relativ fuktighet	50 %
PAROC Pro Pipe Slab 100	70 mm 26.5 °C		
Kledning			
Ingen ekstra kledning	Emissivitet: 0.9		

Resultat

Varmetap isolert	225 W/m
Varmetap uisolert	4366 W/m
Totalt varmetap isolert	6749.1 kW
Totalt varmetap uisolert	130976.7 kW
Overflatetemperatur isolert	26.5 °C
Overflatetemperatur uisolert	249.6 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-79.9 °C
Nominell vekt av isolasjon	7.9 kg/m

27.4.2020, 22:45:42, Torbjørn Kallevåg

1/1

PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

20000 meter
Calc 1 : Rør

Objekt		Innhold	
Materiale	Stål	Type	Damp; 10 bar, (200 °C)
Tykkelse	8.00 mm	Mediatemperatur	250.0 °C
Strømningshastighet	23.47 kg/s	Omgivning	
Lengde	20000 m	Omgivelsestemperatur	9 °C
Utvendig diameter	355.6 mm	Vindhastighet	0 m/s
Isolasjon		Relativ fuktighet	50 %
PAROC Pro Pipe Slab 100	70 mm 26.5 °C		
Kledning			
Ingen ekstra kledning	Emissivitet: 0.9		

Resultat

Varmetap isolert	225 W/m
Varmetap uisolert	4366 W/m
Totalt varmetap isolert	4499.4 kW
Totalt varmetap uisolert	87317.8 kW
Overflatetemperatur isolert	26.5 °C
Overflatetemperatur uisolert	249.6 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-56.7 °C
Nominell vekt av isolasjon	9.4 kg/m

27.4.2020, 22:46:12, Torbjørn Kallevåg

1/1

PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

25000 meter
Calc 1 : Rør

Objekt		Innhold	
Materiale	Stål	Type	Damp; 10 bar, (200 °C)
Tykkelse	8.00 mm	Mediatemperatur	250.0 °C
Strømningshastighet	23.47 kg/s	Omgivning	
Lengde	25000 m	Omgivelsestemperatur	9 °C
Utvendig diameter	355.6 mm	Vindhastighet	0 m/s
Isolasjon		Relativ fuktighet	50 %
PAROC Pro Pipe Slab 100	70 mm 26.5 °C		
Kledning			
Ingen ekstra kledning	Emissivitet: 0.9		

Resultat

Varmetap isolert	225 W/m
Varmetap uisolert	4366 W/m
Totalt varmetap isolert	5624.2 kW
Totalt varmetap uisolert	109147.2 kW
Overflatetemperatur isolert	26.5 °C
Overflatetemperatur uisolert	249.6 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-68.7 °C
Nominell vekt av isolasjon	7.9 kg/m

27.4.2020, 22:43:39, Torbjørn Kallevåg

1/1

PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

15000 meter
Calc 1 : Rør

Objekt		Innhold	
Materiale	Stål	Type	Damp; 10 bar, (200 °C)
Tykkelse	8 mm	Mediatemperatur	250.0 °C
Strømningshastighet	23.47 kg/s	Omgivning	
Lengde	15000 m	Omgivelsestemperatur	9 °C
Utvendig diameter	355.6 mm	Vindhastighet	0 m/s
Isolasjon		Relativ fuktighet	50 %
PAROC Pro Pipe Slab 100	70 mm 26.5 °C		
Kledning			
Malt overflate	Emissivitet: 0.90		

Resultat

Varmetap isolert	225 W/m
Varmetap uisolert	4366 W/m
Totalt varmetap isolert	3374.5 kW
Totalt varmetap uisolert	65488.3 kW
Overflatetemperatur isolert	26.5 °C
Overflatetemperatur uisolert	249.6 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-43.9 °C
Nominell vekt av isolasjon	9.4 kg/m

PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

10000 meter

Calc 1 : Rør

Objekt		Innhold	
Materiale	Stål	Type	Damp; 10 bar, (200 °C)
Tykkelse	8 mm	Mediatemperatur	250.0 °C
Strømningshastighet	23.47 kg/s	Omgivning	
Lengde	10000 m	Omgivelses temperatur	9 °C
Utvendig diameter	355.6 mm	Vindhastighet	0 m/s
Isolasjon		Relativ fuktighet	50 %
PAROC Pro Pipe Slab 100	70 mm 26.5 °C		
Kledning			
Malt overflate	Emissivitet: 0.90		

Resultat

Varmetap isolert	225 W/m
Varmetap uisolert	4366 W/m
Totalt varmetap isolert	2249.7 kW
Totalt varmetap uisolert	43658.9 kW
Overflatetemperatur isolert	26.5 °C
Overflatetemperatur uisolert	249.6 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-30.3 °C
Nominell vekt av isolasjon	9.4 kg/m

PAROC Calculus

Beregningsprogram Teknisk isolasjon

5000 meter

Calc 1 : Rør

Objekt		Innhold	
Materiale	Stål	Type	Damp; 10 bar, (200 °C)
Tykkelse	8 mm	Mediatemperatur	250.0 °C
Strømningshastighet	23.47 kg/s	Omgivning	
Lengde	5000 m	Omgivelses temperatur	9 °C
Utvendig diameter	355.6 mm	Vindhastighet	0 m/s
Isolasjon		Relativ fuktighet	50 %
PAROC Pro Pipe Slab 100	70 mm 26.5 °C		
Kledning			
Malt overflate	Emissivitet: 0.90		

Resultat

Varmetap isolert	225 W/m
Varmetap uisolert	4366 W/m
Totalt varmetap isolert	1124.8 kW
Totalt varmetap uisolert	21829.4 kW
Overflatetemperatur isolert	26.5 °C
Overflatetemperatur uisolert	249.6 °C
Duggpunkt	-0.9 °C
Temperaturrendring på innholdet	-15.6 °C
Nominell vekt av isolasjon	9.4 kg/m

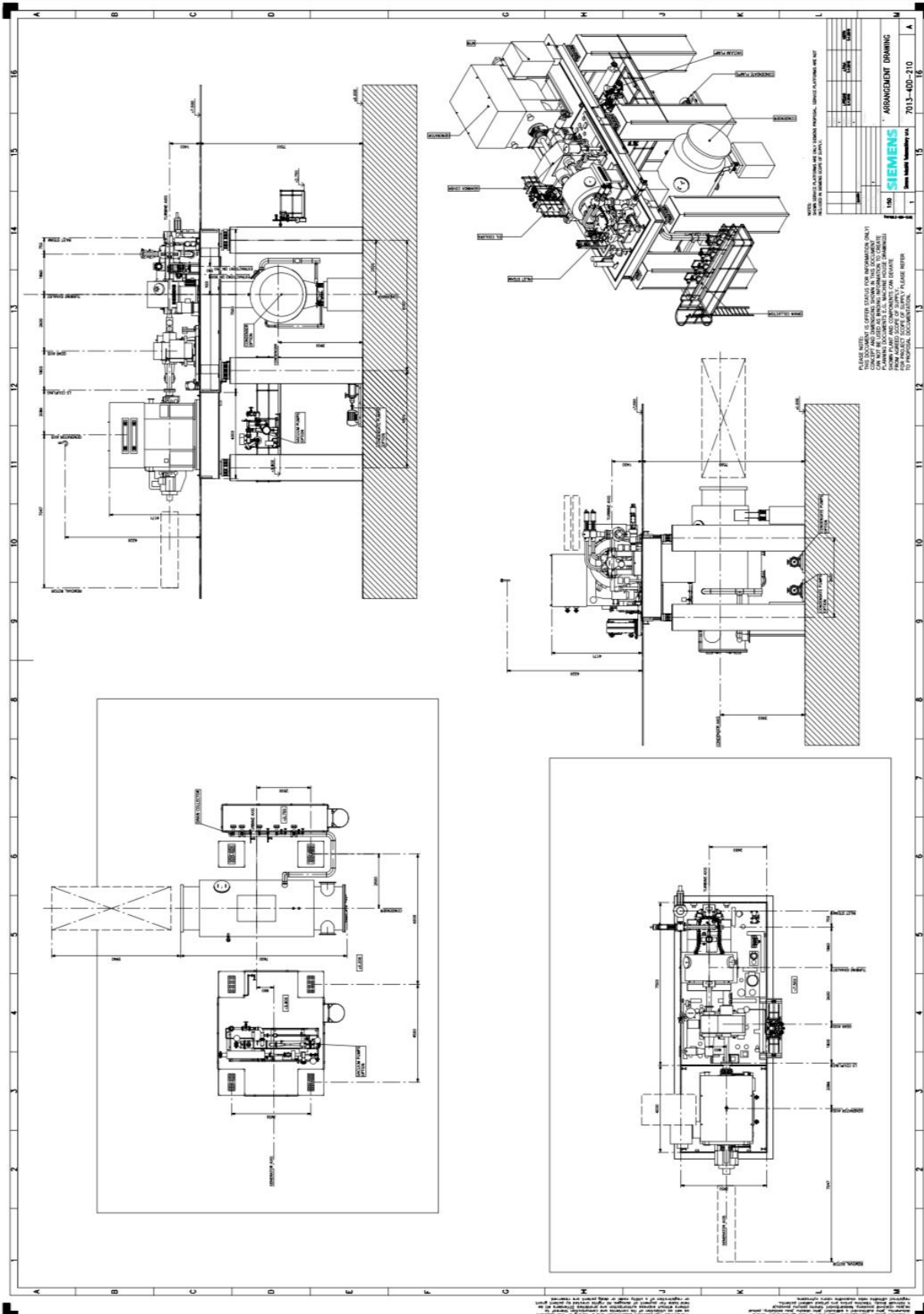
Vedlegg H

Utdrag fra rapporten «Techno-economic analysis of a Waste-to-Liquids (WTL) plant based on plasma gasification under Norwegian conditions» utarbeidet av SINTEF for Biofuel Development. Rapportnr: 2018:00146- Confidential


Table 3: Financial assumptions considered for evaluating the cost of biofuel

Debt-Equity ratio	70-30
Construction period	2 years
Commissioning period	1 year
Plant availability during commercial operation	7800 h
Plant availability during commissioning	50 %
% required capital during construction and commissioning	30% year 1, 50% year 2 and 20% year 3
Plant life time (after commissioning)	25 years
Loan repayment period	10 years
Loan Interest rate	7 %

Vedlegg I



Vedlegg J

	Proj.nr.	20024	Enhetsprisliste		2020	1(1)
	Projekt navn	Skoleprosjekt HVL Herman Schultz	1C Områdel	1C 30' 04" S050	08:31	
	Projektfil	Skoleprosjekt HVL Herman Schultz	119			
	Beskrivelse				Valuta	NOK
Kode	Tekst		Mengde	Enhet	Enhetspris	Total
	Enhetsprisliste					557 174
1	Haugaland næringspark					557 174
1.001	Rigg og drift Brakker Transport av maskiner Ledelse HMS Sikring og sperring		1	RS	66 674,00	66 674
1.002	Grøft 1m bredde 1,5m dybde inkl. fundament og omfylling rør. Løsmassegrøft Overskuddsmasse deponeres innenfor tomten. Gjennfylling med eksisterende masser.		500	m	696,00	348 000
1.003	Legging av rør		500	m	253,00	126 500
1.004	Innmåling		500	m	32,00	16 000
	Mengdeberegnet av	Saksbehandler	Kalkulasjonsansvarlig	Priset av	Prosjektansvarlig	

**Høgskulen Vestlandet**

Førde 30.04.20

*Torbjørn Kallevåg***TILBOD, Betongelement.**

Viser til Dykkar henvendelse.

Prosjekt : Kraftstasjon.
Flatemål : 7 x 20 m.
Høgde : 15 m.

Monterast på plasstøypte fundament.

Utvendige Vegger :

- Levering og montering.
- Utvendig overflate, grå glatt betong.
- Innvendig brettiskura.
- Konsoll for traverskrane.
- Veggty. 410 mm. Herav 250 mm. isolasjon.

Tak.

- Levering og montering av holdekke som tak.
- Brannkl. R 60

Samla sum Kr. 2.300.000,-eks.mva.

Er det spørsmål om detaljer og utførelse, kan det sendast over.

- Vi har med utsparingar for vindu, dører og port.
- Levering og montering av pkt. over, er ikkje med i vårt tilbod.