

Lars Mogstad

# Fornybar storskala varmelagring i Longyearbyen

Masteroppgave i Industriell prosesseteknikk

Veileder: Erling Næss, EPT

Medveileder: Henrik Holmberg, Asplan Viak

Juni 2021



Lars Mogstad

# **Fornybar storskala varmelagring i Longyearbyen**

Masteroppgave i Industriell prosesseteknikk  
Veileder: Erling Næss, EPT  
Medveileder: Henrik Holmberg, Asplan Viak  
Juni 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for ingeniørvitenskap  
Institutt for energi- og prosesseteknikk



Kunnskap for en bedre verden



## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved institutt for energi- og prosesseteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet som avsluttende obligatorisk oppgave i sivilingeniørstudiet, produktutvikling og produksjon. Arbeidet er utført våren 2021.

Jeg vil takke mine veiledere Erling Næss ved NTNU og Henrik Holmberg fra Asplan Viak for gode samtaler og innspill underveis. Dere har gitt meg motivasjon til å legge ned stor innsats i oppgaven gjennom semesteret. Sammen med en spennende og interessant problemstilling, har dette ført til at skriving av masteroppgaven er noe jeg kommer til å se tilbake på med glede, og som meget lærerikt.

I tillegg vil jeg takke min samboer, for tålmodighet og hjelp med korrekturlesing, og for støtte underveis i oppgaveskrivingen.

A handwritten signature in cursive script that reads "Lars Mogstad". The signature is written in black ink and is underlined with a single horizontal line.

Lars Mogstad

Trondheim, 10.06.2021



## Sammendrag

Longyearbyen har et årlig CO<sub>2</sub> utslipp på 73 000 tonn, for å forsyne sine 2 500 innbyggere med strøm og varme. Dette gjør Longyearbyen til en av verdens mest forurensende byer pr. innbygger. Samtidig er Svalbard et av de områdene i verden som merker størst effekt av verdens globale oppvarming. På bakgrunn av dette har regjeringen vedtatt at kullkraftverket i Longyearbyen skal fases ut, og erstattes av en mer klimavennlig energiløsning. Longyearbyen lokalstyre ønsker å undersøke mulighetene for å benytte termisk sesonglagring av fornybar energi til å dekke byens energibehov.

Gjennom litteraturstudie, laboratoriemålinger og systemsimulering i TRNSYS foreslår denne oppgaven en systemløsning med et brønnbasert energilager som er i stand til å dekke fjernvarmebehovet på 76 GWh gjennom året, basert på sesonglagring av fornybar energi fra solceller.

Med 550 brønner, og en diameter på 160 m viser TRNSYS-simuleringer at lageret er i stand til å dekke energibehovet for fjernvarme i Longyearbyen. Det gjøres ved hjelp av en sjøvanns-varmepumpe med årlig strømbehov på 23 GWh og maksimal tilført effekt på 20.5 MW, og en varmepumpe mellom lager og fjernvarmesystem med årlig strømbehov på 14 GWh og maksimal tilført effekt på 15.5 MW.

Ved å bruke solenergi og varmepumper i kombinasjon med termisk energilager vil systemet ha høyest strømforbruk om sommeren, når mulighetene for fornybar energiproduksjon er størst. Totalt leverer systemet 76 GWh varme, med et årlig strømbehov på 37 GWh.

Videre arbeid fra denne oppgaven vil være å vurdere hvordan et solcelleanlegg kan levere tilstrekkelig energi til lageret, med minst mulig inngrep på Svalbards unike natur.



## **Abstract**

Longyearbyen have annual CO<sub>2</sub> emissions of 73,000 tons, to supply their 2,500 citizens with heat and power. This makes Longyearbyen one of the most polluting cities per capita. Simultaneously, it is an area strongly affected by the climate change. The Norwegian government have decided that the power plant shall be replaced by a system based on renewable energy. The local government of Longyearbyen want to investigate the possibility of seasonal storage of renewable energy through a borehole thermal energy storage.

Through a literature review, laboratory measurements and system simulation, this thesis suggest a borehole thermal energy system, to cover their annual heating load of 76 GWh. The system is based on seasonal storage of solar power.

With 550 boreholes and a diameter of 160 m, TRNSYS simulations show that a storage can cover the annual heating load, by using a 20.5 MW seawater heat pump with annual power consumption of 23 GWh, and an additional 15.5 MW heat pump between the storage and the district heating grid.

By using solar power and heat pumps in combination with a borehole thermal energy storage, the system can utilize the electricity produced during summer months for heating throughout the winter. In total, the energy system can deliver 76 GWh heating from an annual power consumption of 37 GWh.

Further work from this thesis would be to investigate how photovoltaic systems can be installed in a way that ensure enough energy delivered to the storage, with a minimal impact on the extraordinary Svalbard nature.



## Forkortelser

<b>Forkortelse</b>	<b>Betydning</b>	<b>Norsk forklaring</b>
TRNSYS	Transient system simulation tool	Programvare for simulering av energisystem
LNG	Liquefied Natural Gas	Flytende naturgass
CCS	Carbon Capture and Storage	Karbonfangst
LCOE	Levelized Cost Of Energy	Måltall for energikostnad
TPS	Transient Plane Source	Metode for å bestemme varmeledningsevnen til et materiale
AM	Air Mass	Luftmasse
IEC	International Electrotechnical Commission	Standardiseringsorganisasjon
VP1		Varmepumpe 1
VP2		Varmepumpe 2

## Symboler

Symbol	Betydning	Enhet
$D$	Sensordiameter	mm
$\Delta p$	Sonderingsdybde (probing depth)	mm
$\kappa$	Termisk diffusivitet	mm <sup>2</sup> /s
$t_m$	Måletid	s
$h$	Prøvetykkelse ved TPS-målemetode	mm
$r_s$	Sensorradius	mm
$t_{maks}$	Maksimal måletid	s
$\lambda$	Termisk konduktivitet	W/mK
$C_p$	Volumetrisk spesifikk varmekapasitet	MJ/m <sup>3</sup> K
$\rho$	Massetetthet	kg/m <sup>3</sup>
$\lambda_{eff}$	Effektiv varmeledningsevne	W/mK
$R_b$	Termisk borehullsmotstand	mK/W
$T_f$	Temperatur i kollektorvæske	K
$T_b$	Temperatur i borehullsveggen	K
$q$	Spesifikk varmeeffekt	W/m
$T$	Temperatur	K
$T_0$	Berggrunnens uforstyrrede temperatur	K
$r$	Radiell avstand fra senter av borehull	m
$\pi$	Pi	
$E_1$	Eksponentiell integral	
$t$	Tid	s
$\gamma$	Eulers konstant	
$t_c$	Tidskriterium	s
$r_b$	Avstand fra senter av borehull til borehullsvegg	m
$\bar{T}$	Gjennomsnittstemperatur	K
$m_k$	Konstant i ligning (10)	
$T_{inn}$	Kollektorvæskens innløpstemperatur	K
$T_{ut}$	Kollektorvæskens utløpstemperatur	K
$\lambda_{LS}$	Termisk konduktivitet estimert med «Line-source-metoden»	

$t_1$	Måletidspunkt 1	
$t_2$	Måletidspunkt 2	
$\phi$	Vinkel på solinnstråling	°
COP	Ytelseskoeffisient	
$Cap$	Varmepumpens kapasitet ved gitte forhold	kJ/hr
$\dot{P}$	Varmepumpens strømforbruk ved oppvarming	kJ/hr
$\dot{Q}_{absorbert}$	Energi absorbert av varmepumpen fra fluidstrøm	kJ/hr
$T_{kald,ut}$	Den kalde fluidstrømmens utløpstemperatur	°C
$T_{kald,inn}$	Den kalde fluidstrømmens innløpstemperatur	°C
$\dot{m}_{kald}$	Massestrøm av kald fluid	kg/hr
$Cp_{kald}$	Spesifikk varmekapasitet for kald fluidstrøm	kJ/kgK
$T_{varm,ut}$	Den varme fluidstrømmens utløpstemperatur	°C
$T_{varm,inn}$	Den varme fluidstrømmens innløpstemperatur	°C
$\dot{m}_{varm}$	Massestrøm av varm fluid	kg/hr
$Cp_{varm}$	Spesifikk varmekapasitet for varm fluidstrøm	kJ/kgK
$\sqrt{\quad}$	Kvadratrot	
$E_{inn}$	Energi inn i lageret	kW
$E_{ut}$	Energi ut fra lageret	kW
$E_{netto}$	Netto energistrøm til lager	kW
$E_{tilført}$	Energi tilført lageret	kW
$E_{levert}$	Energi levert fra lageret	kW
$Q_{tap}$	Varmetap fra lager til omgivelsene	kW

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract</b>	<b>v</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>vii</b>
<b>Symboler</b>	<b>viii</b>
<b>Innhold</b>	<b>x</b>
<b>Figurliste</b>	<b>xiii</b>
<b>Tabelliste</b>	<b>xv</b>
<b>1 Innledning</b>	<b>1</b>
1.1 Formål.....	2
1.2 Oppgavens oppbygning .....	3
1.3 Metode.....	4
<b>2 Dagens energisystem i Longyearbyen</b>	<b>5</b>
2.1 Fjernvarmeanlegg .....	6
2.2 Bygningsmasse og energibruk.....	6
<b>3 Tidligere vurderte energiløsninger</b>	<b>8</b>
3.1 Kategorisering av energiløsninger i mulighetsstudien .....	8
3.2 Beskrivelse av de mest interessante energiløsningene .....	10
3.2.1 LNG-kraftverk uten CCS .....	10
3.2.2 Solkraft i kombinasjon med LNG .....	11
3.2.3 Kraftvarmeverk basert på pellets.....	12
3.2.4 Strømkabel fra fastlandet .....	14
3.3 Sammenligning av ulike alternativer .....	16
3.4 Evaluering av mulighetsstudie.....	17
<b>4 Teori</b>	<b>19</b>
4.1 Termisk energilagring.....	19
4.1.1 Brønnbasert termisk energilager .....	19
4.2 Geologi .....	20
4.2.1 Termiske egenskaper i berggrunnen.....	20
4.2.2 Permafrost .....	21
4.3 Analyse med TPS-målemetode .....	21
4.3.1 Parametervalg.....	23
4.4 Termisk responstest .....	24
4.4.1 Undersøkellesmetode.....	25

4.5	Varmepumper .....	27
4.6	Solceller .....	28
<b>5</b>	<b>Ressursgrunnlag i Longyearbyen</b>	<b>30</b>
5.1	Solkraft i Longyearbyen .....	30
5.2	Vindkraft i Longyearbyen .....	31
5.2.1	Rapport fra Kjeller Vindteknikk .....	32
5.2.2	Turbulens- og ekstremvindforhold .....	33
5.2.3	Konklusjon i KVT-rapport .....	33
5.2.4	Vindforhold i 2020 .....	34
5.3	Økonomi .....	34
5.4	Kombinasjon av sol- og vindkraft .....	35
5.5	Avfallsforbrenning .....	35
<b>6</b>	<b>Testing av steinprøver</b>	<b>37</b>
6.1	TPS 2500 S .....	37
6.2	Fremgangsmåte og parametervalg .....	38
<b>7</b>	<b>Forslag til energiløsning</b>	<b>41</b>
7.1	Solceller .....	42
7.2	Varmepumpe .....	42
<b>8</b>	<b>TRNSYS</b>	<b>43</b>
8.1	Systemkonfigurasjon .....	43
8.2	TRNSYS-komponenter brukt i modell .....	44
<b>9</b>	<b>Resultat</b>	<b>48</b>
9.1	Termiske egenskaper i steinprøver .....	48
9.1.1	Steinprøve 1 .....	48
9.1.2	Steinprøve 2 .....	50
9.2	TRNSYS .....	52
9.2.1	Basissimulering .....	53
9.2.2	Følsomhetsanalyse .....	58
9.2.2.1	Solinnstråling .....	59
9.2.2.2	Økt energibehov .....	60
9.2.2.3	Redusert energibehov .....	62
9.2.2.4	Endret termisk konduktivitet i berggrunnen .....	63
<b>10</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>64</b>
10.1	Steinprøver .....	64
10.2	Systemkonfigurasjon .....	64

10.3	Spisslastsystemer .....	65
<b>11</b>	<b>Forslag til videre arbeid</b>	<b>67</b>
11.1	Vurdering av solcelleanlegg .....	67
11.2	Implementere reserve- og spisslastsystem i systemsimulering .....	67
11.3	Bærekraftsanalyse.....	67
<b>12</b>	<b>Referanser</b>	<b>68</b>
<b>13</b>	<b>Vedlegg</b>	<b>71</b>
	A Kartlegging av risikofylt aktivitet.....	71

## Figurliste

Figur 1: Flytskjema av dagens kullkraftverk (Longyearbyen lokalstyre, 2019) .....	5
Figur 2: Varmetapstall for referansehuset (Haugan, 2018) .....	7
Figur 3: Forventet el-produksjon fra LNG-varmekraftverk uten CCS (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018) .....	10
Figur 4: Forventet årlig varmeproduksjon fra LNG-varmekraftverk uten CCS (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018) .....	11
Figur 5: Forventet energiproduksjon fra LNG-kraftvarmeverk og solkraft (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018) .....	12
Figur 6: Forventet årlig el-produksjon fra kraftvarmeverk med pellets (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018) .....	13
Figur 7: Forventet årlig varmeproduksjon fra kraftvarmeverk med pellets (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018) .....	14
Figur 8: Sammenligning av alternative energiforsyningsløsninger (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018) .....	16
Figur 9: Prinsippskisse av åpne og lukkede rørsystem i energibrønn (Nielsen, 2003) .....	19
Figur 10: Skisse av montering av prøve og sentrering av sensor (Hot Disk AB, 2019) .....	21
Figur 11: Kapton-sensor (Standard Norge, 2015) .....	22
Figur 12: Tilgjengelig sonderingsdybde (Hot Disk AB, 2019) .....	22
Figur 13: Prinsippskisse av energibrønn i fjell med lukket kollektorslange (Asplan Viak, 2020) .....	24
Figur 14: Solceller på Svalbard lufthavn (Otterdahl-Jensen, 2019) .....	28
Figur 15: Solinnstråling til jordas atmosfære (Karoliussen, 2016) .....	30
Figur 16: Oppnådd effekt ved ulike vindhastigheter (Karoliussen, 2016) .....	31
Figur 17: Lokasjon for vindmøller på Platåberget (Kjeller Vindteknikk, 2004) .....	32
Figur 18: Vindhastighet på Platåberget i 2020 (Norsk klimaservicesenter, 2021) .....	34
Figur 19: Potensielt område for vindkraftutbygging .....	35
Figur 20: Steinbruddet hvor steinprøvene kommer fra (Foto: Kjersti Buraas Snoen) .....	38
Figur 21: Steinprøve 1 (t.v.) og steinprøve 2 (t.h.) .....	38
Figur 22: Prinsippskisse av energisystem i TRNSYS .....	41
Figur 23: Energisystem i TRNSYS .....	43
Figur 24: Residualplott for steinprøve 1 .....	48
Figur 25: Residualplott for målingene 1-4 for steinprøve 1 .....	49
Figur 26: Temperaturøkning under testing av steinprøve 1 .....	49
Figur 27: Residualplott for steinprøve 2 .....	50
Figur 28: Temperaturøkning under testing av steinprøve 2 .....	51
Figur 29: Gjennomsnittstemperaturen i energilageret over 15 år .....	54
Figur 30: Temperatur ut fra VP1, inn til VP2 og fjernvarmetemperatur .....	55
Figur 31: Netto energistrøm i lageret og levert energi fra VP 2 til fjernvarmenett .....	56
Figur 32: COP for VP1 og VP 2 .....	57
Figur 33: Strømbruk og fjernvarmeforbruk for foreslått energiløsning .....	58
Figur 34: Gjennomsnittstemperatur i lageret med 15% mindre solinnstråling .....	59

Figur 35: Temperatur ut fra VP1, inn til VP2 og fjernvarmetemperatur med 15% mindre solinnstråling .....	60
Figur 36: Temperatur ut fra VP1, inn til VP2 og fjernvarmetemperatur med 10% høyere energiforbruk .....	61
Figur 37: Ut-temperatur fra lageret med ulik termisk konduktivitet, simuleringsperiode 5 år	63

## Tabelliste

Tabell 1: Sammenligning mellom luft/vann og vann/vann varmepumper (Institutt for Elektrofag og Fornybar Energi, 2016) .....	28
Tabell 2: Solinnstråling i Longyearbyen (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).....	30
Tabell 3: Gjennomsnittlig vindhastighet på Platåberget (Kjeller Vindteknikk, 2004).....	32
Tabell 4: Netto energiproduksjon fra en vindmølle (Kjeller Vindteknikk, 2004) .....	33
Tabell 5: Kostnader for kraftproduksjon (NVE, 2021) .....	35
Tabell 6: Spesifikasjoner for TPS 2500 S (Hot Disk AB, 2017) .....	37
Tabell 7: Resultatvariasjon ved ulike parametervalg .....	40
Tabell 8: Parametervalg for lagerkomponent i TRNSYS .....	45
Tabell 9: Parametere for testing av steinprøver .....	48
Tabell 10: Resultater for steinprøve 1 .....	50
Tabell 11: Resultater for steinprøve 2 .....	51
Tabell 12: Konduktivitet og varmekapasitet brukt i TRNSYS .....	52
Tabell 13: Systemparametere for basissimulering .....	53
Tabell 14: Gjennomsnittlig resultat for driftsår etter systemet er stabilt.....	57
Tabell 15: Krav til varmepumper ved økt energibehov .....	61
Tabell 16: Gjennomsnittlig resultat for driftsår etter systemet er stabilt, med redusert forbruk .....	62
Tabell 17: Resultat for simulering med endret termisk konduktivitet .....	63

# 1 Innledning

Kullkraftverket Longyear Energiverk har siden 1983 forsynt Longyearbyen med strøm og fjernvarme. I januar 2021 besluttet regjeringen at statsbudsjettet for 2022 skal inneholde en energiplan for Longyearbyen, på bakgrunn av at «kraftverket er slitt, har store vedlikeholdskostnader og gir høye utslipp av CO<sub>2</sub>» (Olje- og energidepartementet, 2021). Målet med energiplanen er at kullkraftverket skal fases ut og erstattes av en sikrere og mer klimavennlig løsning.

Som et ledd i arbeidet mot en mer klimavennlig energiforsyningsløsning har Longyearbyen lokalstyre satt i gang et prosjekt for å undersøke mulighetene for termisk energilagring. Målene for prosjektet er å:

- «Avklare relevante spørsmål rundt teknologiske løsninger, dimensjonskriterier, geologi og kostnader for et geotermisk sesonglager i Longyearbyen».
- «Generalisere kunnskapen tilstrekkelig til at løsningen eventuelt kan eksporteres og benyttes av andre byer i Arktis» (Longyearbyen lokalstyre, u.d.).

## 1.1 Formål

Hensikten med denne masteroppgaven er å undersøke mulighetene for et energisystem basert på termisk energilagring i Longyearbyen. Termisk sesonglagring av energi går ut på å utnytte berggrunnens egenskaper til å holde på varme for å sikre jevn leveranse av energi fra en energikilde med ujevn produksjon. Denne typen energilagring har aldri vært prøvd i arktiske områder.

Følgende arbeidspunkter ble utarbeidet i forkant av oppgaven:

1. Gjennomføre en litteraturstudie med hensyn til løsninger for energisystemer som har vært foreslått på Svalbard, både for strøm og varme. Funnet skal presenteres, sammenlignes og diskuteres.
2. Det skal utarbeides forslag til systemløsning, med hovedfokus på varmelagerbasert løsning. Viktige elementer vil være:
  - a. Hvilke varmekilder trengs for å oppfylle energibehovet,
  - b. hvor store varmemengder er det behov for, og
  - c. hva er nødvendig av spisslastsystemer?
3. Systemløsningen foreslått i punkt 2 skal modelleres i TRNSYS. Videre skal det gjennomføres beregninger av systemet ved ulike scenarier, samt en følsomhetsanalyse.
4. Termiske egenskaper for berggrunnen skal estimeres, enten fra litteraturdata eller egne målinger.
5. Forslag til videre arbeid skal utarbeides.

## **1.2 Oppgavens oppbygning**

Kapittel 1 gir en introduksjon til oppgaven, med beskrivelse av formål og metode.

Kapittel 2 gir en kort innføring i dagens energisystem og energibruk i Longyearbyen.

Kapittel 3 viser ulike energiløsninger som har blitt vurdert for å erstatte dagens kullkraft i Longyearbyen, de ulike løsningene vurderes og sammenlignes.

Kapittel 4 er teorikapittelet, som gir grunnlag for videre beregninger og analyse i oppgaven.

Kapittel 5 diskuter ressursgrunnlaget for energiproduksjon i Longyearbyen.

Kapittel 6 presenterer fremgangsmåte for testing av steinprøver i laboratorium.

Kapittel 7 presenterer forslag til energiløsning i Longyearbyen, med hovedfokus på varmeleveranse ved bruk av termisk energilagring.

Kapittel 8 beskriver simuleringsprogrammet TRNSYS, med hovedfokus på komponentene brukt i modelleringen av det foreslåtte energisystemet i Longyearbyen.

Kapittel 9 presenterer resultatene fra laboratoriemålingene og systemsimuleringen.

Kapittel 10 diskuterer funnene fra oppgaven.

Kapittel 11 inneholder forslag til videre arbeid.

Kapittel 12 viser referansene som er brukt i oppgaven.

## **1.3 Metode**

### **Litteraturstudie**

Første del av oppgaven var å kartlegge dagens energisituasjon i Longyearbyen og hvilke energiløsninger som har vært vurdert for å erstatte kullkraftverket. De første kapitlene er resultat av litteraturstudie av relevant teori, i tillegg til samtaler med intern veileder fra NTNU, ekstern veileder fra Asplan Viak, og energirådgiver for Longyearbyen Lokalstyre. Til sammen ga dette et godt grunnlag for videre arbeid med å foreslå en energiløsning basert på termisk energilagring.

### **Laboratorieundersøkelser**

For å sørge for mest mulig realistiske målinger i simuleringene, ble det utført laboratoriemålinger av to ulike steinprøver fra Longyearbyen. Disse prøvene var hentet fra samme område som er aktuelt for energilagring. Ved å teste termisk konduktivitet og spesifikk varmekapasitet for disse prøvene ble det sikret at verdiene som ble brukt i simuleringen var realistiske.

### **Systemsimulering**

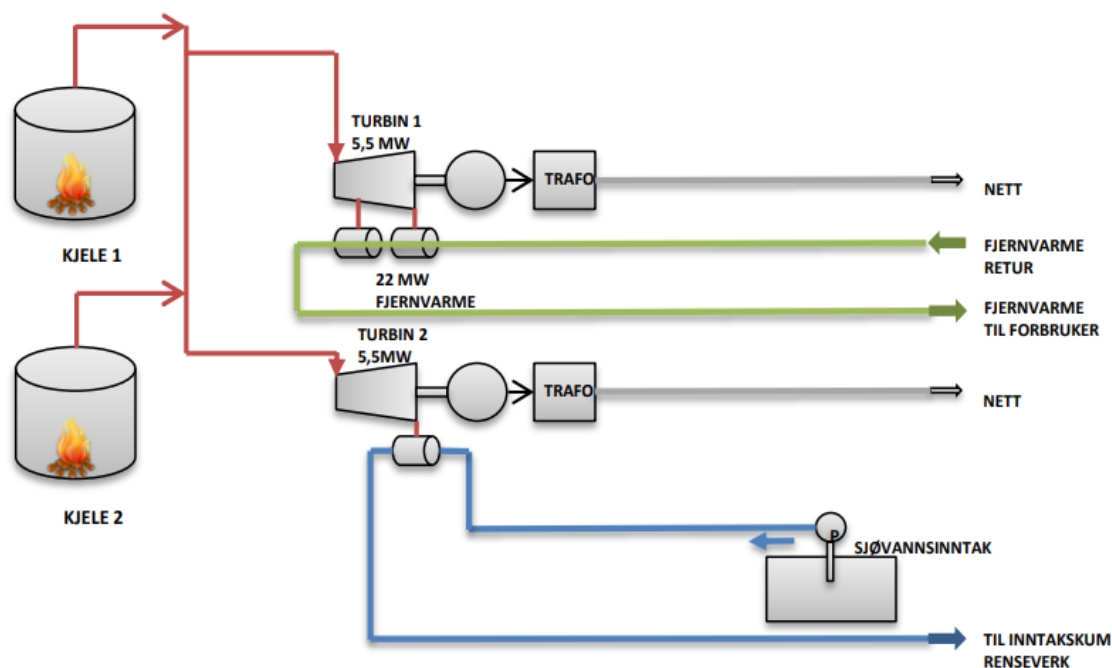
Testresultatene fra laboratoriet la grunnlaget for systemsimuleringen i TRNSYS. Det ble simulert drift av det foreslåtte energisystemet over en periode på 15 år.

## 2 Dagens energisystem i Longyearbyen

Energiforsyningen i Longyearbyen i dag baserer seg på kull fra Gruve 7, ca. 1.5 mil sørøst fra byen. Gruven har vært i drift i over 50 år, og er den siste norske kullgruven som fortsatt er i drift. Longyear energiverk ble bygget i 1982, og har siden levert strøm og varme til Longyearbyen. Energiforsyningen skjer ved at det brennes kull i energiverket. Dampen som oppstår slippes ut og driver turbiner som forsyner Longyearbyen med strøm og fjernvarme. I tillegg brukes dieselmotorer til reserve- og spisslast.

Det er utarbeidet en vedlikeholdsplan som tilsier at verket kan driftes frem til 2038, men både driftskostnadene og utslippene er høye. Ifølge Longyearbyen lokalstyre har byen utslipp på 73 000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år. Dette tilsvarer 32 tonn CO<sub>2</sub> pr. person (Longyearbyen lokalstyre, 2019). Til sammenligning har Norge et totalt årlig utslipp på omtrent 7.9 tonn CO<sub>2</sub> pr. innbygger (SSB, 2020).

Kullkraftverket består i dag av to kullfyrte dampkjeler og to dampturbiner med teoretisk effekt på 5.5 MW hver. Fra den ene turbinen tappes det damp som produserer fjernvarme med en teoretisk effekt på 22 MW. Kraftverket har altså tilgjengelig teoretisk effekt på 11 MW strømproduksjon og 22 MW fjernvarme. På grunn av begrenset kapasitet i rensanlegget kan ikke begge dampkjelene produsere på maks last samtidig. Maksimal strømproduksjon er derfor 7.5 MW, og maksimal fjernvarmeproduksjon er anslått til 16 MW (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).



Figur 1: Flytskjema av dagens kullkraftverk (Longyearbyen lokalstyre, 2019)

## 2.1 Fjernvarmeanlegg

Omtrent to tredjedeler av dagens totale energiforbruk i Longyearbyen går til fjernvarmeanlegget. Fjernvarme brukes hovedsakelig til romoppvarming, oppvarming av ventilasjonsluft, og oppvarming av tappevann. Fjernvarmenettet består av et ordinært, høytemperatur primærnett som distribuerer varme til flere sekundærnett, hvor flere av dem har egne reserve- og spisslastkjeler. Primærnettet kan ha turtemperaturer opp mot 120°C. På sekundærnettet holdes turtemperaturen rundt 90°C. Returtemperaturen ligger på omtrent 70°C (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).

Måten systemet er bygd opp på henger sammen med annen infrastruktur. De høye varmetapene som følge av høye turtemperaturer bidrar til at vann- og avløpsrør lagt parallelt med fjernvarmerørene ikke fryser om vinteren (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).

## 2.2 Bygningsmasse og energibruk

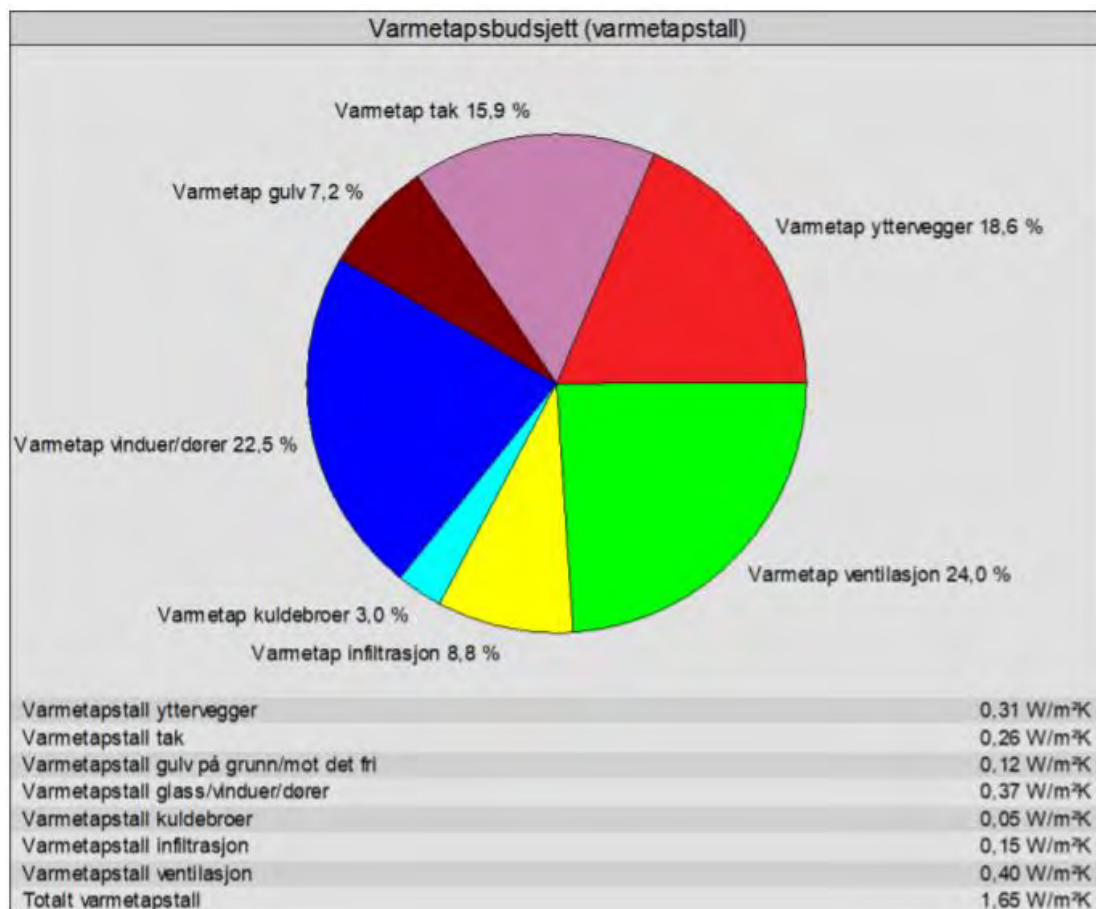
Det er vanskelig å diskutere mulige energiløsninger i Longyearbyen uten å komme inn på at de har et enormt energiforbruk sammenlignet med fastlands-Norge. I 2017 var energiforbruket i Longyearbyen 40.000 MWh elektrisk energi og 70.000 MWh fjernvarme. Med 1.850 innbyggere ga dette et totalt energiforbruk på ca. 59.5 MWh pr. innbygger. Temperaturkorrigert beregning for fjernvarmeforbruk i THEMA og Multiconsults mulighetsstudie (2018) viser at Longyearbyen hadde hatt 40% lavere forbruk om man hadde samme forbruk pr. m<sup>2</sup> som fastlands-Norge. Dette tilsvarer en reduksjon på over 28.000 MWh pr. år (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).

Hovedårsaken til at energiforbruket i Longyearbyen er så høyt, er at bygningsmassen er relativt gammel og dårlig isolert. Ifølge rådgiver for energiomstilling i Longyearbyen, Rasmus Bøckman, er Longyearbyen bygget som en brakkeby, og bærer fortsatt preg av det. Mange bygg ble satt opp som kortsiktige løsninger i forbindelse med gruvedrift, men har blitt stående. Flere av disse har kun vindsperreplater som isolasjon. Byggeteknisk forskrift ble ikke gjeldende på Svalbard før i 2010, derfor gjelder ikke de samme reglene som på fastlands-Norge for bygg som ble satt opp før 2010.

Byggene eies i stor grad av kommersielle og statlige aktører med store økonomiske ressurser, som heller betaler mer på kort sikt enn å gjøre store investeringer for å redusere energiforbruket.

En mulig måte å redusere energiforbruket på er å etterisolere bygninger som ikke oppfyller byggeteknisk forskrift. Etterisolering kan gjøres på flere forskjellige måter, avhengig av hvor mye man ønsker å redusere varmekonsumet. I masteroppgaven «Energieffektivisering av eksisterende boliger i Longyearbyen» har Martin Berg Haugan (2018) modellert et hus i simuleringverktøyet SIMIEN, basert på de «ikoniske spisshusene» i Longyearbyen.

Figur 2 viser varmetapstallene for referansehuset i SIMIEN. Diagrammet viser at for etterisolering vil mye være gjort ved å skifte ut vinduer og dører, og etterisolere yttervegger. Varmetapene fra gulv og tak er mindre, og effekten må vurderes opp mot kostnader.



Figur 2: Varmetapstall for referansehuset (Haugan, 2018)

I masteroppgaven konkluderes det med at etterisolering og bruk av balansert ventilasjon kan redusere oppvarmingsbehovet til et av referansehusene fra 345 kWh/m<sup>2</sup> til 100 kWh/m<sup>2</sup> (Haugan, 2018). Det presiseres at investeringskostnadene for såpass effektive tiltak er alt for høye til at det kan gjennomføres. Likevel viser dette at det er store muligheter for å redusere det totale energiforbruket i Longyearbyen. Utfordringen er å finne en kombinasjon av tiltak som gir lave kostnader og høy effekt.

### **3 Tidligere vurderte energiløsninger**

I 2017-2018 utførte THEMA Consulting Group (THEMA) og Multiconsult, på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, en mulighetsstudie av alternative energiforsyningsløsninger for Longyearbyen på Svalbard. Mulighetsstudien resulterte i en rapport med vurderinger av ulike energiforsyningsalternativer, og en samfunnsøkonomisk analyse av hvert alternativ (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018). Det følgende delkapittelet har til hensikt å beskrive vurderte energiforsyningsløsninger og resultatene fra den samfunnsøkonomiske analysen. Med mindre noe annet er oppgitt, er nevnte rapport kilde for informasjon i dette kapittelet.

#### **3.1 Kategorisering av energiløsninger i mulighetsstudien**

Longyearbyen lokalstyre har i lengre tid planlagt en overgang til et utslippsfritt energisystem. Hensikten er å bytte ut dagens kullkraftverk med et utslippsfritt energisystem for å redusere klimagassutslippene, og bidra til å nå norske klimapolitiske mål. I mulighetsstudien fra 2018 ble 10 ulike energiforsyningsløsninger vurdert med hensyn til:

- Forsyningssikkerhet
- Bærekraft
- Utslipp av klimagasser
- Kostnadseffektivitet

De ulike energiløsningene skulle i rapporten plasseres i en av de tre følgende kategoriene:

- Kategori 1: Alternativer det er mest interessant å analysere videre
- Kategori 2: Alternativer som er noe mindre attraktive enn alternativene i kategori 1
- Kategori 3: De minst attraktive alternativene

Energiløsningene ble vurdert i en samlet samfunnsøkonomisk analyse, som var delt inn i prissatte- og ikke-prissatte virkninger. De prissatte virkningene var investeringskostnader, CO<sub>2</sub>-kostnader og variable kostnader. Dette resulterte i en samlet kostnadskategori høy, medium eller lav. De ikke-prissatte virkningene var natur- og miljø på Svalbard og forsyningssikkerhet, som resulterte i en samlet kategorisering 1, 2 eller 3.

Den samfunnsøkonomiske analysen resulterte i følgende kategorisering av de ulike energiløsningene:

### **Kategori 1:**

- Flytende naturgass (LNG)-kraftverk uten karbonfangst (CCS), som skårer godt både på kostnadseffektivitet og forsyningssikkerhet uten å gi miljøkonsekvenser av betydning. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.
- Kraftvarmeverk basert på pellets, som skårer godt på kostnader og miljøkonsekvenser, men der kostnadene knyttet til forsyningssikkerhet kan være noe høyere enn for LNG-alternativet.
- Solkraft i kombinasjon med LNG, som skårer godt både på kostnadseffektivitet, forsyningssikkerhet og miljøkonsekvenser. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.

### **Kategori 2:**

- LNG med CCS, som har høye kostnader, men som skårer godt på både miljø og forsyningssikkerhet. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares, og CCS-kostnaden er svært usikker.
- Vind- og solkraft kombinert med batterier, som skårer middels på alle kriterier.
- Vindkraft i kombinasjon med LNG, der vindkraft gir noe større miljøkonsekvenser enn solkraft. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.

### **Kategori 3:**

- Nullalternativet<sup>1</sup> med CCS, som har betydelig høyere kostnader enn nullalternativet uten CCS, men ellers samme egenskaper. CCS-kostnaden er svært usikker.
- Biokull kraftvarmeverk, som har høye kostnader og er usikkert pga. at det bare finnes én leverandør av brenselet.
- Vind- og solkraft kombinert med hydrogen, som har høye kostnader og negative miljøkonsekvenser pga. vindkraft.
- Kabel fra land som har høye kostnader, risiko for negative miljøkonsekvenser og som ikke forbedrer forsyningssikkerheten i forhold til nullalternativet.

---

<sup>1</sup> Nullalternativet var å fortsette med dagens kullfyrte kraftvarmeverk

## 3.2 Beskrivelse av de mest interessante energiløsningene

I rapporten fra THEMA og Multiconsult var det tre energiløsninger som ble plassert i kategori 1, alternativer det er mest interessant å analysere videre. Dette delkapittelet skal gi et kort innblikk i hver av de tre løsningene som kom best ut i nevnte rapport.

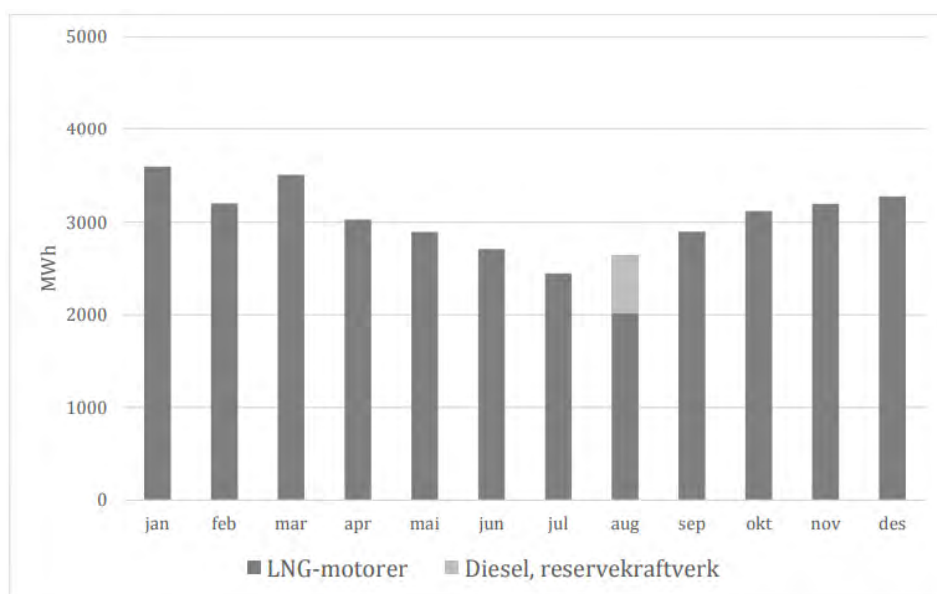
### 3.2.1 LNG-kraftverk uten CCS

Denne energiløsningen går ut på å erstatte dagens kulldrevne kraftvarmeverk med et nytt kraftvarmeverk basert på LNG. Alternativet de har regnet på i analysen har 3 x 3.5 MW LNG motorer og 2 x 3.5 MW LNG gasskjeler. I tillegg trengs det totalt 28.9 MW kapasitet i dieseldrevet reservekraft.

LNG vil leveres på skip, noe som forutsetter at det må bygges ny kai med lossearm. I tillegg må varmekraftverket bygges i nærheten av kaien, slik at LNG kan fylles direkte på lagertanker.

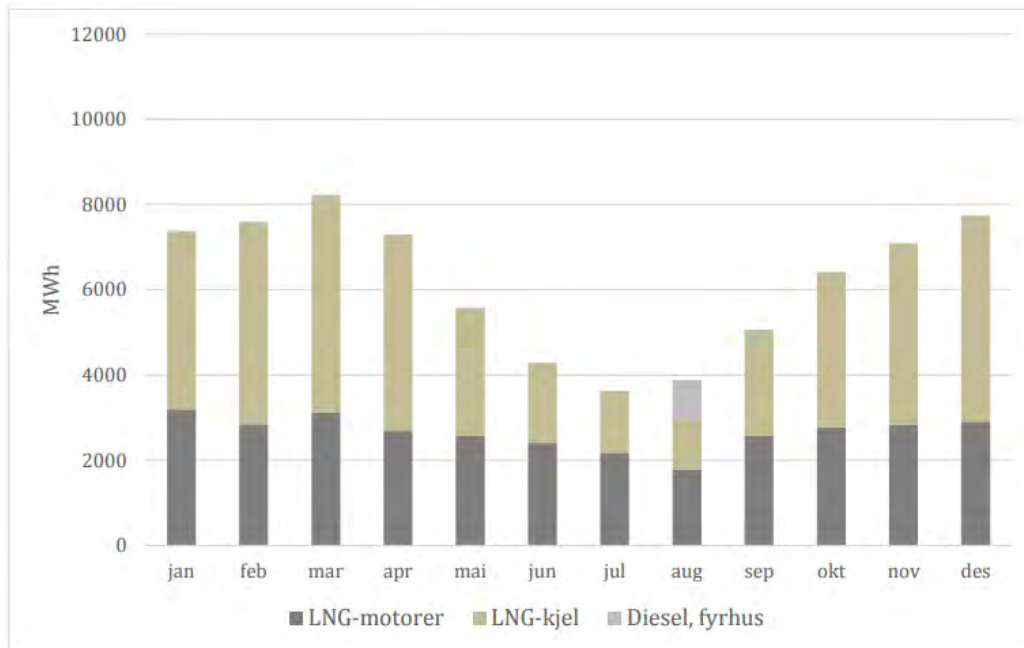
Årsbehovet av LNG er beregnet til 9 000 tonn, som tilsvarer 22 000 m<sup>3</sup>. I et innspillmøte mellom THEMA, Multiconsult og Energigass Norge, ble det anbefalt 8-9 lagertanker med kapasitet på 1000m<sup>3</sup> hver (Energigass Norge, 2018). På grunn av høyt antall potensielle leverandører og pålitelig transportmåte, skårer LNG høyt på forsyningssikkerhet.

Figur 3 viser forventet el-produksjon gjennom et år, og andel forventet bruk av reservekraft fra diesel:



Figur 3: Forventet el-produksjon fra LNG-varmekraftverk uten CCS (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018)

Figur 4 viser forventet varmeproduksjon fra det samme kraftverket, og andel energi fra LNG-motorer, LNG-kjel og dieselkraft.



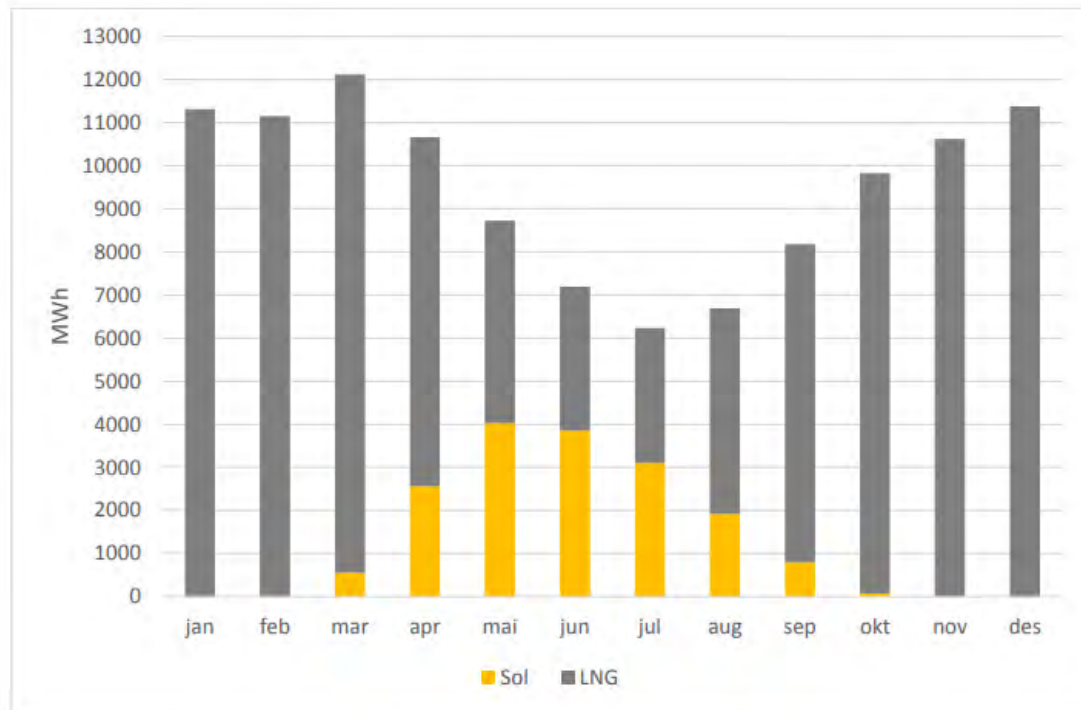
Figur 4: Forventet årlig varmeproduksjon fra LNG-varmekraftverk uten CCS (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018)

LNG-kraftvarmeverk med CCS ble også vurdert i den samfunnsøkonomiske analysen. Kostnadsberegningen av CCS er veldig usikker. Likevel er det anslått at kostnadene blir såpass høye, at alternativet med LNG-kraftverk med CCS ble plassert i kategori 2 i den samfunnsøkonomiske analysen.

### 3.2.2 Solkraft i kombinasjon med LNG

Denne løsningen forutsetter også bygging av nytt kraftvarmeverk med LNG som brensel. Forskjellen fra alternativet over er at man vil ha en solcellepark med 30 MWp installert kapasitet, og at man dermed ikke behøver en 5 MW dieselkjel i kraftverket som ble innregnet i alternativet over.

Selv om utformingen og dimensjoneringen på kraftvarmeanlegg og reserveanlegg med diesel blir ganske like, vil den faktiske energiproduksjonen bli annerledes. Figur 5 viser forventet årlig energiproduksjon fra alternativet med solkraft, batterier og LNG:



Figur 5: Forventet energiproduksjon fra LNG-kraftvarmeverk og solkraft (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018)

Her kan vi se at energiproduksjonen i mai, juni og juli består av omtrent 50% ren energi, i form av solkraft. I motsetning til alternativet i kapittel 3.2.1, ser vi at det ikke forventes å bruke dieselkraft i et normalt år. I tillegg vil solenergien gjøre at forbruket av LNG går ned. På den måten vil de langsiktige driftskostnadene være lavere for dette alternativet, men investeringskostnadene høyere.

### 3.2.3 Kraftvarmeverk basert på pellets

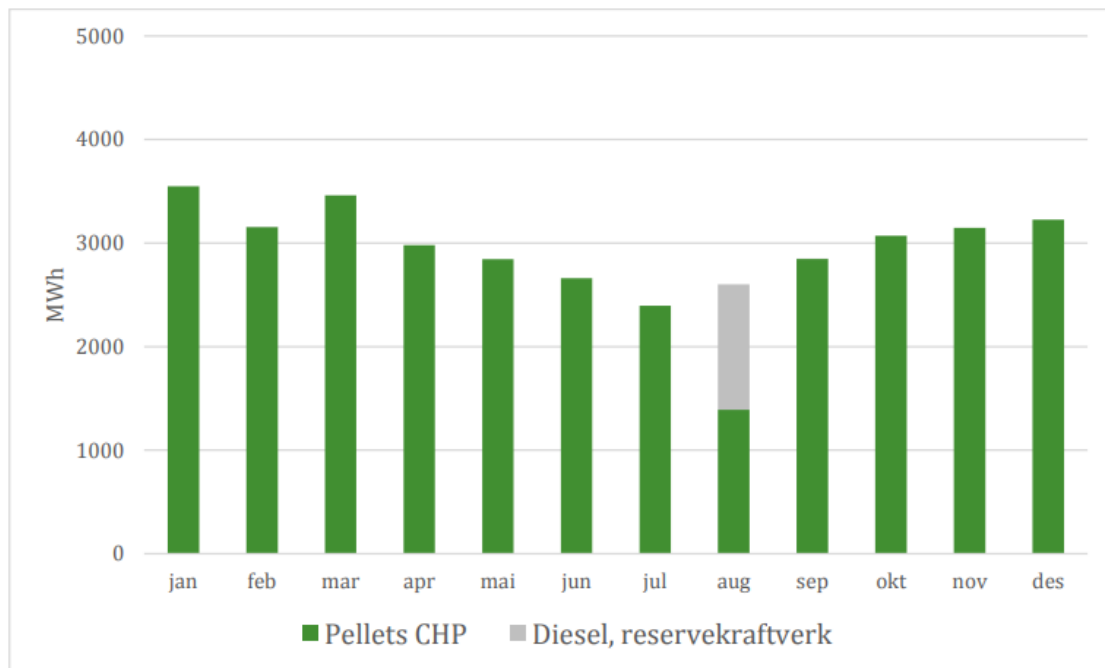
Et annet alternativ som kom godt ut av den samfunnsøkonomiske analysen var biovarme basert på pellets. I likhet med alternativet over innebærer også dette bygging av et nytt kraftvarmeverk i umiddelbar nærhet til kai, i og med at brenselet leveres via skip. Det trengs også store lager. Ifølge THEMA og Multiconsult bør man ha en lagerkapasitet på 30-50% av årsforbruket, anslagsvis 15 000 tonn. På grunn av et høyt antall produsenter verden over, skårer alternativet med trepellets høyt på forsyningssikkerhet.

Anlegget som vurderes omfatter et nytt kraftvarmeverk med en installert effekt på 7.5 MW elproduksjon i en biokjel med mottrykksturbin. Biokjelen har en forventet el-virkningsgrad på

24%. Sammen med varmeutnyttelse kan dette gi en total termisk virkningsgrad opp mot 83% (NVE; Energinet, 2017). På grunn av høye temperaturer i fjernvarmenettet og relativt store lastvariasjoner er det i analysen forutsatt årlig virkningsgrad på henholdsvis 20 og 75%.

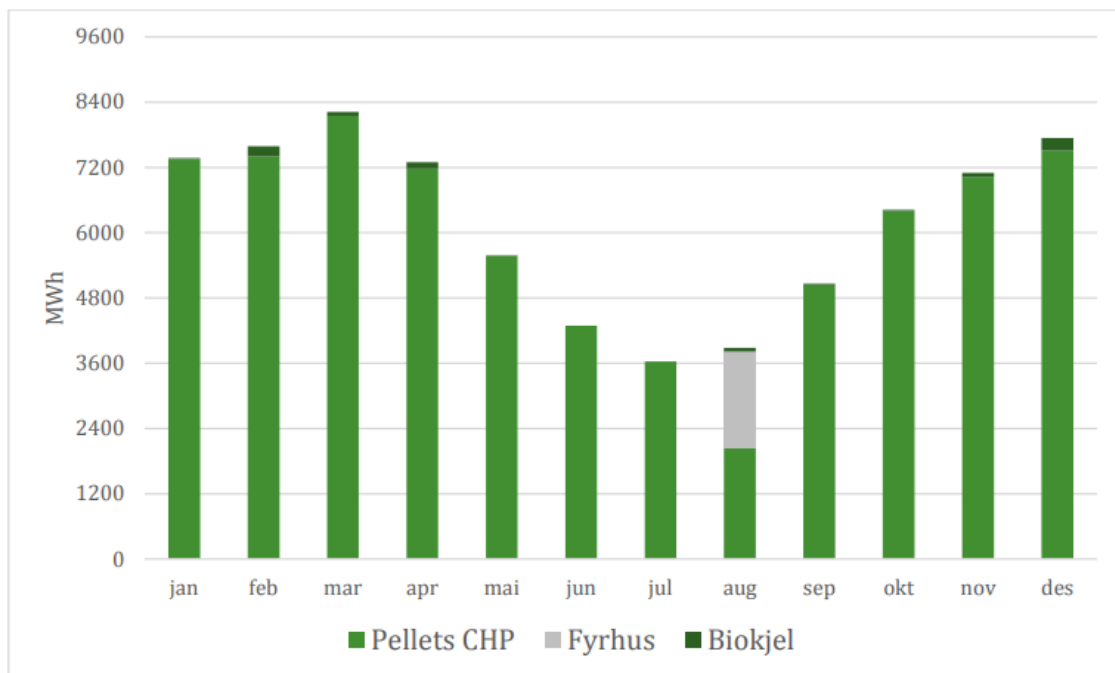
En biokjel med elektrisk effekt på 7.5 MW vil gi lavere investeringskostnader enn flere mindre kjeler. Ulempen med å ha en kjel er at leveringssikkerheten går ned, og risikoen for nedetid går opp. For å øke leveringssikkerheten er det inkludert en 5 MW biokjel for ren varmeproduksjon. I tillegg anbefales det å investere i et 1 MW batteri som kan ta effekttoppene i strømmeterspørselen og dermed gi jevnere drift av biokjelen (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).

Figur 6 viser forventet el-produksjon fra kraftvarmeverk med pellets og forventet andel av dieselkraft.



Figur 6: Forventet årlig el-produksjon fra kraftvarmeverk med pellets (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018)

Figur 7 viser forventet varmeproduksjon fra kraftvarmeverk med pellets, og fordelingen av andel energi fra pellets, fyrhus og biokjel.



Figur 7: Forventet årlig varmeproduksjon fra kraftvarmeverk med pellets (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018)

### 3.2.4 Strømkabel fra fastlandet

Et teknisk spennende alternativ er å transportere strøm fra fastlandet via strømkabel. Denne typen løsning har vært brukt i ulike varianter i over 60 år. Det som gjør at dette eksempelet er ekstra spennende er at kabelen vil være hele 930 km, og dermed vesentlig lengre enn dagens lengste (580 km Norge-Nederland) og North Sea Link mellom Norge og England (720 km) (Statnett og nationalgrid, 2021), som etter planen skal ferdigstilles i løpet av 2021.

Selv om kabelen blir lengre enn noen eksisterende, er man trygge på at prosjektet er gjennomførbart. ABB gjennomførte i 2016 en utredning av bygging av en kabel fra Hammerfest til Longyearbyen. ABB skrev at «Kabelen fra fastlandet kan være den mest miljøvennlige og kostnadseffektive løsningen om øygruppen i fremtiden trenger en annen kraftforsyning» (ABB, 2016). Ved legging av kabelen vil det være naturlig å dimensjonere for økt energiforbruk i Longyearbyen i årene fremover, for å unngå å måtte legge ny kabel ved eventuelt behov senere. Dette gjør at man også kan benytte grønn energi til å lade elektriske cruiseskip og andre elektriske skip i havnen i Longyearbyen.

Videre skriver ABB at kabelen kan gjøre kraftforsyningen til Svalbard hundre prosent fornybar, og at kabelen fører til kraftforsyning med høyere leveringssikkerhet og lavere

driftskostnader. De konkluderer i sin utredning med at løsningen er teknisk gjennomførbar med eksisterende og velprøvd teknologi (ABB, 2016).

Strømkabel fra Hammerfest var også vurdert i THEMA og Multiconsults samfunnsøkonomiske analyse. For å dekke varmebehovet brukes 3 x 5 MW el-kjeler, som gir 77 000 MWh ut på fjernvarmenettet pr. år. Det vil være behov for ny el-kabel og nytt fjernvarmedistribusjonsrør fra Hotellneset og inn til Longyearbyen. De konkluderer med at kabel fra fastlandet vil medføre høye investeringskostnader sammenlignet med de andre alternativene, og at det finnes en risiko for negative miljøpåvirkninger i forbindelse med graving når kabelen legges. I tillegg peker de på konsekvensene av et mulig brudd i forbindelsen. Selv om sannsynligheten for kabelbrudd virker å være liten, viser erfaringer at en kabel kan være ute i lang tid dersom brudd oppstår. Det gjør at man er avhengig av reservekraft i form av diesel, som har kapasitet til å dekke hele energibehovet over en lengre periode. I sum gjør dette at alternativet med kraftkabel kommer dårlig ut på den samfunnsøkonomiske analysen.

### 3.3 Sammenligning av ulike alternativer

Mulighetsstudien fra THEMA og Multiconsult viser en sammenligning av de ulike alternativene for fremtidige energiforsyningsløsninger i Longyearbyen. Resultatene er delt inn i prissatte og ikke-prissatte virkninger. Resultatet av den samfunnsøkonomiske analysen presenteres i Figur 8. Summene er anslåtte nåverdier beregnet til 2020-kroner med fire prosent diskonteringsrente.

Alternativ	Null uten CCS	Null med CCS	LNG uten CCS	LNG med CCS	Biokull	Pellets	Fornybar og batteri	Fornybar og hydrogen	Sol og LNG	Vind og LNG	Kabel
<i>Prissatte virkninger MNOK</i>											
Investeringskostnad	311	681	518	850	332	553	752	1 568	836	733	3 663
CO <sub>2</sub> -kostnader	216	115	108	25	27	7	117	63	100	76	7
Variable kostnader	983	1 563	894	1 277	1 878	1 280	1 181	1 284	865	804	690
Sum prissatte kostnader	1 511	2 358	1 520	2 152	2 237	1 840	2 051	2 915	1 800	1 612	4 360
Kostnads-kategori	Lav	Høy	Lav	Høy	Høy	Lav	Medi um	Høy	Lav	Lav	Høy
<i>Ikke prissatte virkninger</i>											
Natur- og miljø på Svalbard	0	0	0	0	0	0	-	-	0	-	-
Forsynings-sikkerhets-kategori	0	0	+	+	-	+	0	+	+	+	0
Samlet kategorisering	1	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3

Figur 8: Sammenligning av alternative energiforsyningsløsninger (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018)

### 3.4 Evaluering av mulighetsstudie

Rasmus Bøckman jobber som Rådgiver Energiomstilling for Longyearbyen lokalstyre. Han forteller at mulighetsstudien ikke er så nøyaktig som lokalstyret skulle ønsket. For eksempel har prisen og tilgjengeligheten på fornybare energiløsninger forandret seg mye fra 2017 til i dag.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har gjennom flere år sammenlignet energikostnadene for ulike energiproduksjonsmetoder. For å kunne sammenligne priser på tvers av de ulike systemene henter de inn investerings-, drift og vedlikeholds- og brenselskostnader fra eksisterende anlegg, og beregner energikostnaden over teknologiens levetid. Måltallet som brukes kalles «Levelized Cost of Energy» (LCOE) (Buvik, et al., 2019).

I 2016 var LCOE for solcelleanlegg tilknyttet industribygg beregnet til omtrent 133 øre/kWh. I 2018 var kostnaden redusert til 83 øre/kWh (Buvik, et al., 2019), og i 2021 ligger LCOE på 65 øre/kWh (NVE, 2021). Denne reduksjonen skyldes en rivende utvikling i tilgjengelig teknologi, og gjør at løsninger som ble vurdert som for kostbare i 2016 likevel kan være aktuelle i dag.

I tillegg til at kostnaden for fornybare løsninger er redusert, har også regjeringen vedtatt en klimaplan som innebærer at CO<sub>2</sub>-avgiften skal økes gradvis fra dagens 590 kr/tonn til 2000 kr/tonn innen 2030. Dette medfører vesentlig kostnadsøkning for energiløsningene med CO<sub>2</sub>-utslipp, og kan være avgjørende for hvilke energiløsninger som er mest lønnsomme på lang sikt (Klima- og miljødepartementet, 2021). For eksempel ble det beskrevet i kapittel 3.2.1 at den samfunnsøkonomiske analysen viste at de ekstra investeringskostnadene knyttet til CCS gjorde at det ble vurdert som mer lønnsomt å investere i LNG-kraftverk uten CCS.

For det foreslåtte LNG-kraftverket uten CCS ble årlig CO<sub>2</sub>-utslipp beregnet til 23 000 tonn. For alternativet med CCS ble det årlige utslippet beregnet til 5 000 tonn. Da mulighetsstudien ble publisert var CO<sub>2</sub>-avgiften 500 kr/tonn (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018). Dette ga en kostnadsdifferanse på 9 000 000 kr/år. Når CO<sub>2</sub>-avgiften øker til 2 000 kr/tonn innen 2030 vil kostnadsdifferansen for CO<sub>2</sub>-avgift for de to alternativene bli 36 000 000 kr/år. Det gir grunn til å tro at den samfunnsøkonomiske analysen ville gitt andre resultater i dag.

På bakgrunn av dette ønsker Longyearbyen Lokalstyre å fokusere på nullutslippsløsninger. Med tanke på at sjøkabel fra Finnmark fortsatt vurderes som alt for dyrt, mener Bøckman at geotermisk energilagring fra sol- og vindkraft er et meget interessant alternativ.

Mulighetsstudien fra THEMA og Multiconsult har også fått kritikk fra andre hold i ettertid av publiseringen. Blant annet beskriver spesialrådgiver i Norwea, Andreas Thon Aasheim, at løsningene med LNG-kraftverk som blir foreslått i rapporten er som «å bruke gårsdagens teknologi til å løse morgendagens utfordringer». Han kritiserer også dimensjoneringen av de fornybare alternativene for at de er basert på et for høyt forbruk av diesel i perioder med behov for reserve- og spisslast (Løvik, 2018).

## 4 Teori

Følgende kapittel skal gi et kort innblikk i teori som er relevant for energisystemet beskrevet senere i oppgaven. Her beskrives i grove trekk prinsipper for termisk energilagring og hvordan lokal geologi påvirker effektiviteten til et energilager. I tillegg beskrives fremgangsmåte ved analyse av steinprøver med «Transient Plane Source» (TPS)-målemetode og termisk responstest.

### 4.1 Termisk energilagring

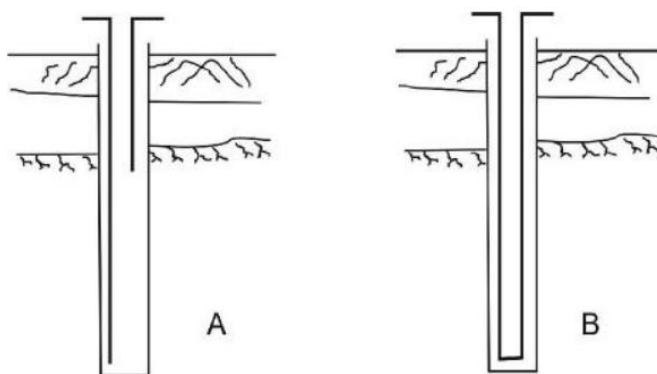
Termisk energilagring er en metode for å ta vare på energi, for å kunne bruke ved behov. Lagret energi kan enten være overskuddsvarme fra fabrikker og prosessanlegg, eller fra energiproduksjon når etterspørselen er mindre enn produksjonen. Eksempel på sistnevnte kan være solfangere som har høyest produksjon om sommeren, når forbruket er minst. Et termisk energilager kan brukes til å ta vare på solenergien ved å transportere oppvarmet vann ned i bakken og derigjennom varme opp berggrunnen. Denne varmen kan hentes opp igjen om vinteren ved å transportere kaldt vann gjennom rørene som ekstraherer varme fra berget.

#### 4.1.1 Brønnbasert termisk energilager

Den aktuelle metoden for Longyearbyen er brønnbasert termisk energilagring, hvor vann transporteres gjennom rør i et visst antall energibrønner. Antall brønner, brønndybde og avstand mellom brønnene bestemmes i grove trekk av energibehov og bergets termiske egenskaper.

Energibrønnene har som regel en dybde på 100-200 m, og en diameter på 150-200 mm. I Skandinaviske bergtyper er vanlig avstand mellom hver energibrønn 6-8 m. Hver brønn har rør som transporterer væske inn og ut av brønnen. I hovedsak finnes det to ulike prinsipper for denne type energibrønner; åpne og lukkede system. I åpne system (Figur 9 A) slippes væsken ut fra røret nær bunnen av brønnen, og ekstraheres fra et kortere rør nærmere åpningen av brønnen, men under grunnvannsnivået (Nielsen, 2003).

I lukkede system (Figur 9 B) brukes u-rør, som gjør at væsken sirkulerer i et lukket system. Dermed eliminerer man muligheten for at væsken forurenses av omgivelsene. Med u-rør transporteres



Figur 9: Prinsippkisse av åpne og lukkede rørsystem i energibrønn (Nielsen, 2003)

varmen mellom rør og berggrunnen gjennom fyllmasse i brønnene. Fyllmassen kan enten være vann, sand, mørtel eller leire (Nielsen, 2003).

Som forberedelse til masteroppgaven skrev jeg prosjektoppgaven «Seasonal thermal energy storage». Der er prinsippene for termisk energilagring beskrevet mer detaljert (Mogstad, 2020).

## **4.2 Geologi**

En avgjørende faktor for termisk energilagring er de termiske egenskapene til berggrunnen hvor energibrønnene bores. Dette kapitlet skal gi en oversikt over generelle geologiske hensyn som må tas ved installasjon av brønnbaserte termiske energilagre. I tillegg diskuteres noen utfordringer som gjelder spesielt for arktiske områder.

### **4.2.1 Termiske egenskaper i berggrunnen**

Konduktiviteten i berget er avgjørende for hvordan varmen fordeles gjennom ulike deler av lageret, og for varmetapet fra lageret ut mot omgivelsene. I tillegg er grunnvannsforholdene på det aktuelle stedet viktig for effektiviteten til anlegget. Viktige parametere for et suksessfullt brønnbasert termisk energilager er at berggrunnen har:

- Høy spesifikk varmekapasitet,
- medium til høy termisk konduktivitet, og
- kompakt stein med tilnærmet null grunnvannsstrømning (Nielsen, 2003).

For å kunne avgjøre om berggrunnen i Longyearbyen er egnet til termisk energilagring må man vite hvilke termiske egenskaper berget har, og om/hvordan permafrost påvirker et eventuelt energilager. Denne masteroppgaven har til hensikt å foreslå en systemløsning for energiforsyning i Longyearbyen, ved modellering i TRNSYS. De termiske egenskapene i berget er avgjørende for utformingen og dimensjoneringen av systemet. Det er derfor gjort en analyse av steinprøver fra det aktuelle området med hensyn til bergartens termiske egenskaper.

### 4.2.2 Permafrost

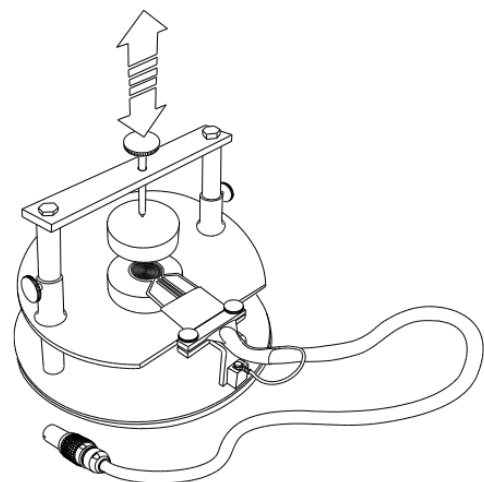
For brønnbasert sesonglagring av energi i Longyearbyen, er permafrost en utfordring som man ikke har på lignende anlegg i fastlands-Norge. Permafrost er definert som «grunn (løsmasser og berggrunn) der temperaturen i løpet av to sammenhengende år ikke overstiger 0 grader celsius» (Store Norske Leksikon, 2020). Ved å varme opp et område for energilagring vil isen i berget/jorda smelte i et område i og rundt lageret. Hvilke ringvirkninger dette har for nærmiljøet må undersøkes grundig på forhånd. Målinger har vist at permafrost på Svalbard har en dybde på omtrent 150 m nært havnivå og minst 450 m i fjellområdene (Store Norske Leksikon, 2020).

Det finnes ingen brønnbaserte energilagere i Arktiske områder i dag, så når det kommer til permafrost er det lite erfaringsbasert kunnskap å oppdrive. Randi Kalskin Ramstad i Asplan Viak sier at det fra termiske responstester foreløpig ikke er noen indikasjon på at permafrosten påvirker egenskapene til energilageret. Etter en tid vil isen smelte, og lageret vil oppføre seg på samme måte som i ikke-arktiske områder. For å redusere sjansene for setningsproblematikk, er det likevel ønskelig å plassere lageret i et område hvor fjellet/berggrunnen ligger så høyt opp mot overflaten som mulig.

Den største usikkerheten ved termisk energilagring i arktiske områder ligger i hvor stort område rundt lageret som påvirkes av tiningen, og hva dette vil gjøre med omkringliggende bygninger. Dette er noe som må undersøkes nøye før eventuell boring av energibrønner, for å unngå uønskede hendelser som følge av setninger i grunnen.

### 4.3 Analyse med TPS-målemetode

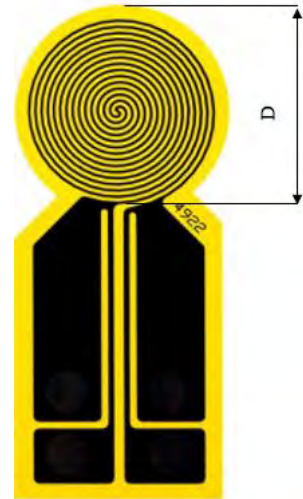
For å kunne si noe om de termiske egenskapene i berggrunnen i Longyearbyen, ble det utført analyse av to steiner fra området hvor det eventuelle energilageret skal ligge. Målemetoden som ble brukt var TPS. Denne metoden går ut på at en flat, spiralformet nikkelsensor plasseres mellom to biter av det aktuelle materialet. Formen på prøvematerialet er ikke nøye, så lenge overflatene som ligger mot sensoren er flate, og kravene til prøvestørrelse er tilfredsstillt. Ved å sette spenning på nikkelsensoren og måle



Figur 10: Skisse av montering av prøve og sentrering av sensor (Hot Disk AB, 2019)

temperaturøkningen i prøvene som funksjon av tid, måles termisk konduktivitet, termisk diffusivitet og spesifikk varmekapasitet i materialet.

Prøvestørrelsen skal være slik at enhver avstand fra spiralsensoren til utsiden av prøvebiten skal være større enn diameteren på spiralsensoren ( $D$  i Figur 11). Økning i prøvestørrelsen fra denne avstanden fører ikke til mer nøyaktig resultat. Grunnen til dette er at målemetoden opererer under oppfattelsen av at sensoren ligger midt i en uendelig stor prøve. Måletiden skal settes slik at effektimpulsen sprer seg utover i prøven uten å nå kanten av prøven i hvilken som helst retning.



Figur 11: Kapton-sensor (Standard Norge, 2015)

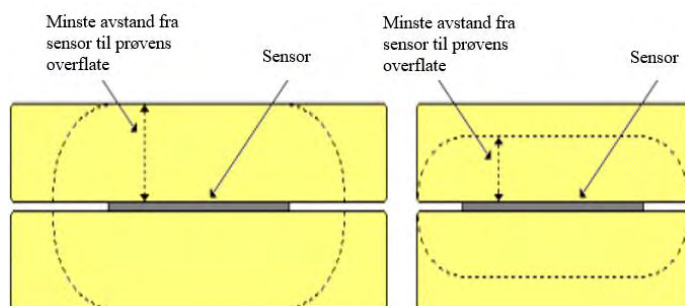
Avstanden denne termiske bølgen sprer seg i materialet kalles sonderingsdybden (probing depth), og er definert som

$$\Delta_p = 2\sqrt{\kappa t_m} \quad (1)$$

hvor  $\kappa$  er termisk diffusivitet,  $t_m$  er måletiden og konstanten 2 er bestemt slik at de ytre prøvegrensene påvirkning på sensorens temperatur ikke merkes så lenge  $\Delta_p$  er innenfor prøvestørrelsen. Konsekvensen av dette er at enhver avstand fra sensoren til prøvebitens overflate må være større enn  $\Delta_p$  når måletiden er  $t_m$ .

Sammenhengen mellom sonderingsdybden og måletiden viser at det er lettere å gjennomføre tester på større prøvebiter. For å få nøyaktige verdier for både termisk konduktivitet og termisk diffusivitet må tykkelsen av en

flat prøvebit være større enn sensorens radius. Korteste avstand fra sensor til prøvebitens overflate bestemmer tilgjengelig sonderingsdybde. Figur 12 viser minimumsavstand fra sensor til prøvebitens overflate i henholdsvis vertikal og horisontal retning.



Figur 12: Tilgjengelig sonderingsdybde (Hot Disk AB, 2019)

### 4.3.1 Parametervalg

For at resultatet av målingene skal bli best mulig er det avgjørende å velge riktige parametere for testingen ut fra hvilket materiale som skal testes. For steinprøvene som ble analysert i denne oppgaven gjelder dette sensorstørrelse, måletid og påført varmeeffekt.

#### Sensorstørrelse

Som en tommelfingerregel skal det velges størst mulig sensor uten å overskride grensebetingelsene beskrevet over. I instruksjonsmanualen beskrives det optimale forholdet mellom prøvestørrelse og sensorradius  $r_s$  som:

$$\text{Prøvetykkelse:} \quad r_s \leq h \leq 2r_s$$

$$\text{Prøvediameter:} \quad 4r_s \leq D \leq 6r_s$$

#### Måletid

Anbefalt måletid avhenger av prøvens termiske diffusivitet, tilgjengelig sonderingsdybde og sensorstørrelse. Sonderingsdybden bør ligge mellom sensorens radius og sensorens diameter,  $r_s < \Delta p < 2r_s$ . Med en gitt sensorstørrelse, og prøvestørrelse med tilgjengelig sonderingsdybde større enn  $2r_s$ , kan ligning (1) skrives:

$$2r_s = 2\sqrt{\kappa t_{maks}} \quad (2)$$

Maksimal måletid kan dermed uttrykkes som:

$$t_{maks} = \frac{r_s^2}{\kappa} \quad (3)$$

Diffusiviteten er ofte ukjent, men kan estimeres fra forventet termisk konduktivitet ( $\lambda$ ) og volumetrisk spesifikk varmekapasitet ( $C_p$ ) for prøven:

$$\kappa = \frac{\lambda}{\rho C_p} \quad (4)$$

Tetthet ( $\rho$ ) og spesifikk varmekapasitet kan måles, estimeres, eller finnes fra tabeller. Når en måling er utført bør det kalkuleres gjennomsnittsverdi av målepunkt 10-200. Det må kontrolleres at kalkulert sonderingsdybde er mindre enn tilgjengelig sonderingsdybde, og at verdien for total til karakteristisk tid er mellom 0.33 og 1. Karakteristisk tid er definert som  $r_s^2/\kappa$ , der  $r_s$  er sensorens radius og  $\kappa$  er prøvematerialets termiske diffusivitet (Hot Disk AB, 2019).

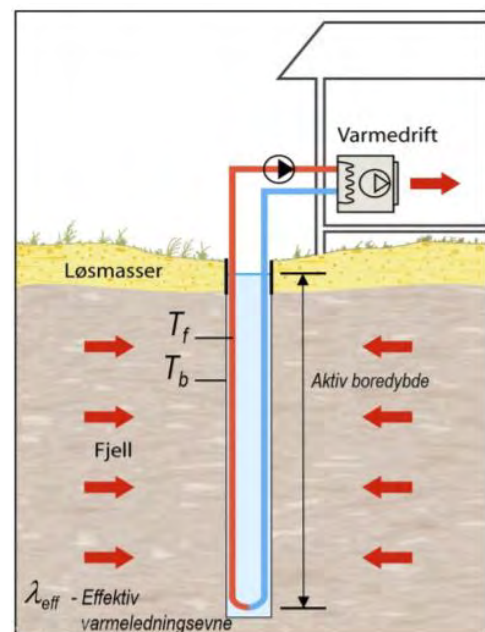
## Varmeeffekt

Den siste parameteren som må bestemmes før testing er hvor stor effekt som skal tilføres prøven. Materialets termiske konduktivitet påvirker hvor stor effekt som bør brukes for å få et nøyaktig resultat. For høy tilført effekt kan ødelegge sensoren. Det bør derfor tilføres lav effekt i starten, for så å øke effekten til man når ønsket temperaturøkning i prøven.

### 4.4 Termisk responstest

Som en del av planleggingen av termiske energilagere er det vanlig å utføre termiske responstester på den aktuelle lokasjonen. Det gjøres ved å bore et visst antall brønner for så å sende både varmt og kaldt vann gjennom plastrør, og måle temperaturdifferansen inn og ut av brønnen. Dersom det besluttes å installere et brønnbasert energilager kan testbrønnene brukes som en del av det endelige anlegget. Ifølge Asplan Viak er «tidlig og god planlegging, gjennomtenkte løsninger, gode grunnlagsdata og fokus på oppfølging i bygge- og driftsfasen de største suksesskriteriene for vellykkede geoenergianlegg» (Asplan Viak, 2016). Metoden som er beskrevet under er hentet fra Asplan Viaks rapport om termisk responstest på Nyhavna i Trondheim, og er den samme som ble benyttet i Longyearbyen (Asplan Viak, 2020).

For å kunne analysere resultatene fra en termisk responstest og finne termisk borehullsmotstand, må man vite testborehullets naturlige temperatur, kalt uforstyrret temperatur. Den uforstyrrede temperaturen defineres som gjennomsnittstemperaturen i borehullet fra grunnvannsnivået og ned, i den vannfylte delen av borehullet. Temperaturmålingen utføres ved at en temperatursonde føres ned i kollektorslangen. For å få den uforstyrrede temperaturen gjøres dette vanligvis 3-4 dager etter boring. Gjennomsnittsverdien for alle temperaturmålinger i vannfylt del av borehullet utgjør verdien for berggrunnens uforstyrrede temperatur (Gehlin, 2002).



Figur 13: Prinsippskisse av energibrønn i fjell med lukket kollektorslange (Asplan Viak, 2020)

En termisk responstest har til hensikt å gi svar på to viktige dimensjoneringsfaktorer for grunnvarmeanlegg:

- Effektiv varmeledningsevne ( $\lambda_{eff}$ )
- Termisk borehullsmotstand ( $R_b$ )

Effektiv varmeledningsevne er summen av berggrunnens varmeledningsevne og eventuelt bidrag fra grunnvann i bevegelse. Borehullsmotstand beskriver varmeoverføringen i borehullet, og hvor effektivt kollektoren fungerer som borehullsvarmeveksler. Lav borehullsmotstand betyr god varmeoverføring og lav temperaturforskjell mellom borehullsveggen og kollektorvæsken.

$$T_f - T_b = R_b q \quad (5)$$

Ligning (5) beskriver sammenhengen for temperaturforskjellen i kollektorvæsken ( $T_f$ ) og borehullsveggen ( $T_b$ ) og den termiske borehullsmotstanden ( $R_b$ ) ved en gitt spesifikk varmeeffekt  $q$  (W/m) (Asplan Viak, 2020).

#### 4.4.1 Undersøkelsesmetode

Termisk responstest utføres ved at varme tilføres borehullet jevnt og kontinuerlig via kollektorvæske i en kollektorslange. Målinger av kollektorvæskens temperatur gir svar på hvordan borehullets omgivelser responderer på varmetilførselen.

Den vanligste metoden for analyse av data fra energibrønner kalles «line-source-metoden». Morgensen (1983) brukte denne metoden til å evaluere termiske responstester, basert på Carslaw & Jaegers modell fra 1959. Denne modellen har senere blitt forbedret, og brukes blant annet av Asplan Viak, som utførte responstester i Longyearbyen.

Antar man neglisjerbar vertikal varmeutveksling gjennom borehullet og konstant sideveis varmeutveksling, er temperaturfeltet rundt borehullet kun avhengig av tid,  $t$ , og radiell avstand,  $r$ , fra senter av borehullet. Ved å bruke eksponentiell integral,  $E_1$ , er temperaturfeltet gitt ved (Carslaw & Jaeger, 1959):

$$T(r, t) - T_0 = \frac{q}{4\pi\lambda} \int_{\frac{r^2}{4kt}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du = \frac{q}{4\pi\lambda} E_1 \left[ \frac{r^2}{4kt} \right] \quad (6)$$

$T_0$  er grunnens uforstyrrede temperatur,  $q$  er varmeeffekten tilført pr. meter borehullsdybde,  $\lambda$  er termisk konduktivitet og  $k$  er grunnens termiske diffusivitet. Dersom radiusen til den termiske fronten går utover borehullsveggen og effektene av borehullet kan neglisjeres, kan  $E_1$  forenkles til:

$$E_1 \left[ \frac{r^2}{4kt} \right] = -\gamma - \ln \left[ \frac{r^2}{4kt} \right] - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r^2/4kt)^n}{n n!} \cong \ln \left[ \frac{4kt}{r^2} \right] - \gamma \quad (7)$$

der  $\gamma$  er Eulers konstant (0.5772...). Maksimal feilmargin for denne forenklingen er mindre enn 10% med tidskriteriet  $t_c \geq 5r^2/k$ .

Dermed finner man temperaturen til borehullsveggen ( $r = r_b$ ) ved:

$$T(r = r_b, t) = \frac{q}{4\pi\lambda} \left[ \ln\left(\frac{4kt}{r_b^2}\right) - \gamma \right] + T_0, \quad \text{med } t_c \geq \frac{5r_b^2}{k} \quad (8)$$

Ved å introdusere termisk borehullsmotstand  $R_b$  mellom væske og borehullsveggen kan vi finne gjennomsnittstemperaturen av kollektorvæsken  $\bar{T}$  som en funksjon av tid:

$$\bar{T}(t) = \bar{T}(r = r_b, t) + qR_b = \frac{q}{4\pi\lambda} \ln(t) + q \left[ R_b + \frac{1}{4\pi\lambda} \left( \ln\left(\frac{4k}{r_b^2}\right) - \gamma \right) \right] + T_0 \quad (9)$$

Hvis  $q$  er konstant, vil ikke de to siste uttrykkene i (9) endres med tiden, og vi får et enkelt lineært uttrykk:

$$\bar{T}(t) = k \ln(t) + m_k \quad (10)$$

der  $k$  defineres som:

$$k = \frac{q}{4\pi\lambda} \quad (11)$$

og  $m_k$  er en konstant.

«Line-source»-modellen antar at  $\bar{T}$  er gjennomsnittet av innløpstemperatur ( $T_{inn}$ ) og utløpstemperaturen ( $T_{ut}$ ) til kollektorvæsken:

$$\bar{T} = \frac{T_{inn} + T_{ut}}{2} \quad (12)$$

Når gjennomsnittstemperaturen så plottes mot den naturlige logaritmen til tiden, er den termiske konduktiviteten fra «line-source»-modellen gitt ved:

$$\lambda_{LS} = \frac{4 \ln(t_2) - \ln(t_1)}{4\pi \bar{T}(t_2) - \bar{T}(t_1)} \quad (13)$$

Her brukes ikke bare temperaturene målt ved  $t_1$  og  $t_2$ , men også alle temperaturer målt mellom disse tidspunktene. Beskrivelse av undersøkelsesmetode er hentet fra Signorelli, et al., (2006).

I forbindelse med overgangen fra kullbasert til fornybart energisystem i Longyearbyen har Asplan Viak utført testboringer på aktuell lokasjon for et termisk energilager. Analyse av responstesten er foreløpig ikke fullført, men resultatene viser ifølge Henrik Holmberg at termisk konduktivitet for berggrunnen i området ligger mellom 2.5 og 3 W/mK.

## 4.5 Varmepumper

Med brønnbasert termisk energilagring kan man lagre energi i bakken ved bruk av høy eller lav temperatur. Temperaturen på vannet som «lader» energilageret kan variere fra 10-90°C (REHAU, 2009). I vårt tilfelle skal temperaturen ut på fjernvarmenettet opp på 90°C. Det kan derfor tenkes at det vil være hensiktsmessig å lagre energien ved en høy temperatur, for å redusere effektbehovet på varmepumpen som trengs for å løfte lagertemperaturen til ønsket fjernvarmetemperatur. I høytemperaturanlegg brukes varmepumper også for å heve temperaturen på vannet før det sendes ned i bakken. Dette delkapittelet skal ta for seg ulike typer varmepumpeteknologi, med hovedfokus på typen som ble brukt i TRNSYS-simuleringene.

En varmepumpe består i hovedsak av en elektromotor som driver en kompressor, to varmevekslere og en ekspansjonsventil. Arbeidsmediet endrer fasetilstand, trykk og temperatur i ulike deler av varmepumpen.

Det er vanlig å skille mellom fire hovedtyper av varmepumper.

1. Luft/luft varmepumpe,
2. luft/vann varmepumpe,
3. vann/vann varmepumpe, og
4. avtrekk- og ventilasjonsvarmepumpe (Institutt for Elektrofag og Fornybar Energi, 2016).

I og med at lagringsmediet i energilageret er vann, er kun type nr. 2 og 3 aktuelle for energisystemet i Longyearbyen.

Tabell 1 viser fordeler og ulemper for de to aktuelle varmepumpetyper.

Tabell 1: Sammenligning mellom luft/vann og vann/vann varmepumper (Institutt for Elektrofag og Fornybar Energi, 2016)

	<b>Fordeler</b>	<b>Ulemper</b>
<b>Luft/vann</b>	Lavere investeringskostnader	Lavest effektfaktor når energibehovet er størst
	Varmekilden (uteluft) er alltid tilgjengelig	Nødvendig med avriming ved temperaturer < 5°C. Avriming reduserer effektfaktor med 10-20%
	Små inngrep såfremt vannbårent distribusjonssystem allerede finnes	Fuktig og saltholdig luft kan redusere levetiden
<b>Vann/vann</b>	Varmekilden har stabil, og relativt høy temperatur hele året	Høy investeringskostnad
	Lang levetid og høy driftssikkerhet	Sjøvannsvarmepumper kan bli utsatt for groing og frysing på kollektorslangen

#### 4.6 Solceller

Solceller omdanner sollys til elektrisk energi. Det fotoaktive materialet i en solcelle består av halvledere, oftest i form av silisium. I 2014 var 93% av alle solceller som ble produsert i verden basert på silisium (Karoliussen, 2016). En solcellemodul består av flere solcelleplater som er koblet sammen enten i serie eller parallell. Seriekobling gir større spenning, og parallellkobling gir mer strøm (større effekt).

Helningen på solcelleplatene er avgjørende for hvor mye lysenergi hver modul kan absorbere. Solceller monteres ofte på taket på hus/bygninger hvor det ikke er skygge fra trær eller omkringliggende bygninger. Optimal helning på solcellemoduler regnes som  $90^\circ$  minus breddegraden på den aktuelle lokasjonen (Karoliussen, 2016). Dette gjør at det i Longyearbyen også er



Figur 14: Solceller på Svalbard lufthavn (Otterdahl-Jensen, 2019)

gode muligheter for å montere solcellemoduler på vegger i tillegg til tak, i og med at optimal helning vil være ca.  $12^\circ$  (90-78).

Fordelen med solceller kontra solfangere er at solceller også produserer energi i overskyet vær. Dette gjør at solceller har en jevnere effektfordeling enn solfangere, og er mer aktive på vår og høst. Strømmen fra solceller kan også brukes til å drive en varmepumpe, og dermed levere 2-4 ganger mer energi i form av varme (Asplan Viak, 2017).

I forbindelse med mulighetsstudien fra THEMA og Multiconsult ble det utført simuleringer som viste at høyeffektive solceller på tak i Longyearbyen kan levere omtrent  $125 \text{ kWh/m}^2/\text{år}$  (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).

## 5 Ressursgrunnlag i Longyearbyen

Hensikten med dette kapittelet er å diskutere ressursgrunnlaget for ulike energiforsyningsløsninger i Longyearbyen. De ulike delkapitlene tar for seg ressursgrunnlaget for sol- og vindkraft, i tillegg til mulighetene for energigjenvinning fra avfallsforbrenning.

### 5.1 Solkraft i Longyearbyen

Solkraft er en forsyningsløsning som passer godt sammen med et brønnbasert energilager. Med tanke på at solceller/solfangere produserer mest energi om sommeren når energiforbruket er minst, er det viktig å ha effektiv lagring av energien. I Longyearbyen blir dette ekstra synlig, i og med at det er mørketid i mer enn tre måneder om vinteren. I denne perioden vil energilageret kun belastes, og man er avhengig av god virkningsgrad resten av året for å gjøre opp for denne perioden. Ifølge Meteorologisk institutt (2013) har Longyearbyen midnattssol fra 20.april til 22.august. Dette gjør at solenergi kan høstes døgnet rundt i denne perioden.

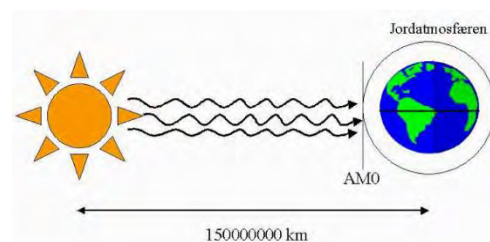
Solinnstrålingen til jordas atmosfære varierer med avstanden fra jorda til sola. Den gjennomsnittlige solinnstrålingen til jordas atmosfære er  $1367 \text{ W/m}^2$  (Karoliussen, 2016), og betegnes AM0 (Air Mass 0). Intensiteten på strålingen avtar jo lengre gjennom atmosfæren solstrålene transporteres. AM1 er kortest mulig distanse gjennom atmosfæren, altså når sola står  $0^\circ$  over det aktuelle stedet. AM2 betyr at strålene går dobbelt så langt gjennom atmosfæren som ved AM1. AM-verdien finnes ved ligning (14) fra Karoliussen (2016):

$$\text{Air Mass} = \frac{1}{\cos \phi} \quad (14)$$

Dette viser at solinnstrålingen til Longyearbyen er relativt svak, på grunn av en lang vei gjennom jordas atmosfære. Tabell 2 viser solinnstrålingen i Longyearbyen i  $\text{kWh/m}^2$  basert på data fra Meteonorm og NASA:

Tabell 2: Solinnstråling i Longyearbyen (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	År
Meteonorm	0.0	0.0	22.5	85.6	149.3	150.8	122.0	73.2	29.0	3.8	0.0	0.0	636.2
NASA	0.0	0.6	17.1	51.0	120.0	147.7	138.6	92.7	33.3	4.3	0.0	0.0	607.3
<b>Gjennomsnitt</b>	0.0	0.3	19.8	68.3	134.7	150.3	130.3	83.0	31.2	4.1	0.0	0.0	<b>621.8</b>



Figur 15: Solinnstråling til jordas atmosfære (Karoliussen, 2016)

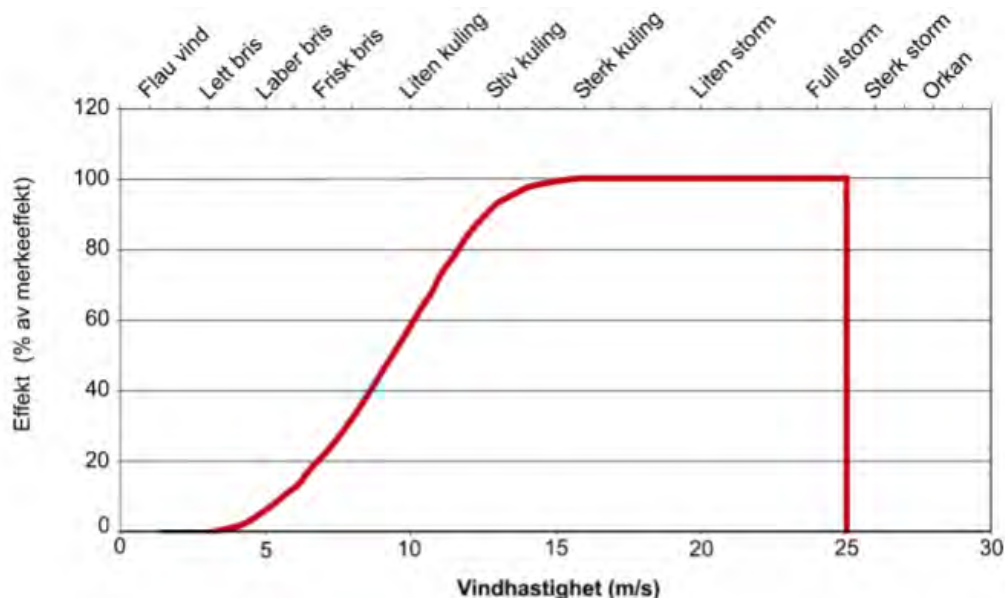
Grunnen til at tallene i Tabell 2 avviker er at dataene er satt sammen av satelittmålinger som er korrelert med målinger fra bakkestasjon, slik at det kan genereres datasett for hele jordkloden. Dataene er hentet fra satellitter som befinner seg over ekvator, og jordens krumming gjør at dataene blir unøyaktige for områder langt nord og sør (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).

Multiconsult så i 2017 på mulighetene for å installere solceller på takene på bygninger i Longyearbyen. Fordelt på omtrent 1000 bygg har bygningene et totalt tilgjengelig takareal på 188 652 m<sup>2</sup>. Det presiseres at en del av bygningene er gamle, og at takene ikke tåler den ekstra belastningen som solcellene vil gi. Disse takene kan enten forsterkes for å tåle mer vekt, eller så kan det bygges solcellepark et egnet sted i terrenget. Analysen viser at høyeffektive solceller installert på alle tak i Longyearbyen vil kunne produsere 25% av byens totale energibehov (THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018).

## 5.2 Vindkraft i Longyearbyen

Ved etablering av vindkraftverk er det avgjørende å ha gode vindforhold. Gode forhold for elektrisitetsproduksjon er vindhastigheter mellom 3 m/s og 25 m/s. Best effekt oppnås over 13-14 m/s. Ved vindhastigheter over 25 m/s stanser vindmøllene automatisk, pga. for stor mekanisk belastning (Karoliussen, 2016).

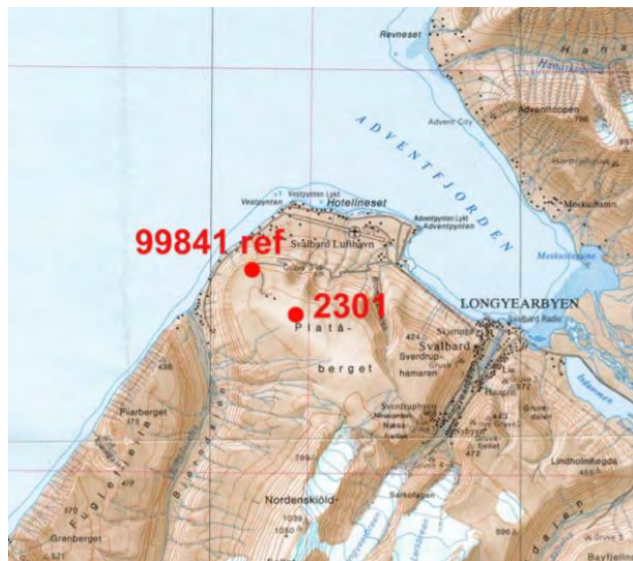
Figur 16 viser effekt som prosentandel av merkeeffekt ved ulike vindhastigheter.



Figur 16: Oppnådd effekt ved ulike vindhastigheter (Karoliussen, 2016)

### 5.2.1 Rapport fra Kjeller Vindteknikk

Klimatiske forhold kan medføre store forskjeller i vindforhold selv med relativt korte avstander. Det er derfor viktig å utføre en nøyaktig analyse av vindforholdene på det aktuelle området før planlegging av vindkraftverk. En lokasjon som tidligere har vært aktuell for vindmøller i Longyearbyen er på Platåberget. Fra 30. januar 2003 til 26. januar 2004 utførte Kjeller Vindteknikk (KVT) vindmålinger der.



Figur 17: Lokasjon for vindmøller på Platåberget (Kjeller Vindteknikk, 2004)

Hensikten var at målingene skulle brukes til å vurdere utnyttelse av vindressurser til vindkraftformål. De presiserer i sin rapport at beregningene er ment som foreløpige anslag, og ikke på noen måte er egnet til å ta investeringsbeslutninger. Figur 17 viser aktuelt sted for vindmøllene.

KVT vurderte to ulike stasjoner som referansestasjoner. En på Svalbard Lufthavn, og en på Platåberget. Årlig middelvind på de to stasjonene avviker relativt mye. Dette kan enten skyldes klimatiske forhold, instrumentfeil eller perioder med ising på instrumentene. På bakgrunn av disse avvikene ble Meteorologisk institutts stasjon på platåberget brukt som referansestasjon. Sammenhengen mellom månedsdata på referansestasjon og prosjektstasjon var meget god, med en korrelasjonskoeffisient på 0.99. Lynnedslag med påfølgende problem med loggeren, strømbrudd og ising på sensorene gjør at KVT mangler data i store perioder av året. Likevel kan resultatene brukes til å si noe om potensialet for vindenergiproduksjon. Tabell 3 viser forventet gjennomsnittlig vindhastighet pr. måned i et langtidsperspektiv (Kjeller Vindteknikk, 2004).

Tabell 3: Gjennomsnittlig vindhastighet på Platåberget (Kjeller Vindteknikk, 2004)

Måned	Vindhastighet (m/s)
Januar	7.4
Februar	7.7
Mars	6.7
April	7.2
Mai	4.0
Juni	4.0
Juli	3.8
August	3.3
September	5.1
Oktober	6.7
November	6.8
Desember	6.8
År	5.8

### 5.2.2 Turbulens- og ekstremvindforhold

Vindmålingene på Platåberget viste unormalt lave turbulensverdier (Kjeller Vindteknikk, 2004). Dette gir mindre påkjenning for vindturbinene, og dermed lang levetid (Bjerknes centre for climate research, 2006).

En annen parameter som kan påvirke levetiden og vedlikeholdskostnadene for en vindturbin er ekstremvindforhold. I rapporten fra KVT konkluderes det med at ekstremvindforholdene i Longyearbyen «er av en slik karakter at en turbin med en av de laveste designkriterier for ekstremvind, ifølge IEC-standarden, kan brukes» (Kjeller Vindteknikk, 2004). Videre presiserer de at dette er forhold som må avklares nærmere med en eventuell turbinleverandør.

### 5.2.3 Konklusjon i KVT-rapport

KVT konkluderte i 2004 med at vindforholdene på Platåberget er dårligere egnet enn de fleste kystnære steder i fastlands-Norge. Sammenlignet med innlandet i Tyskland ble vindforholdene vurdert som gode (Kjeller Vindteknikk, 2004).

Potensiell energiproduksjon avhenger av hvilken type vindturbiner som velges, hvor mange, og hvordan de påvirker hverandre. Én enkeltstående vindmølle vil ha høyere virkningsgrad enn en av vindmøllene i en vindmøllepark. KVT har i sin rapport lagt ved Tabell 4 som viser sannsynlig energiproduksjon fra en turbin på platåberget, med tre ulike turbintyper.

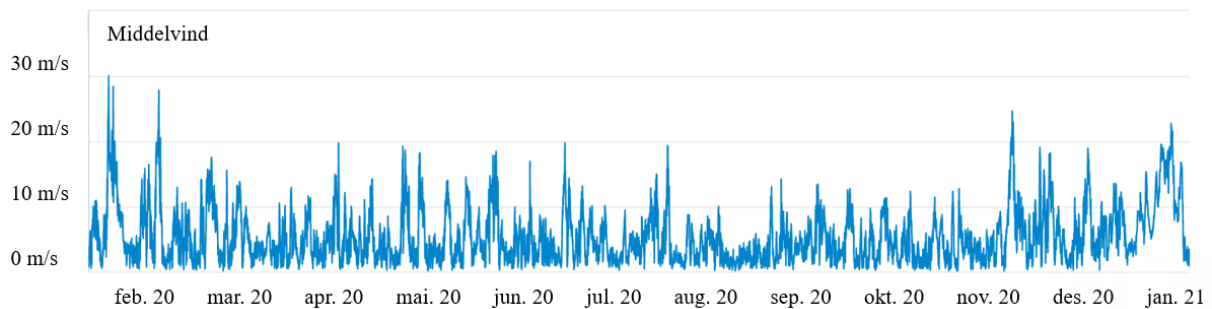
Tabell 4: Netto energiproduksjon fra en vindmølle (Kjeller Vindteknikk, 2004)

<b>Turbintype</b>	<b>Energiproduksjon (MWh/år)</b>	<b>Brukstid (timer av fullast)</b>
Enercon E44 600 kW	1180	1995
NEG-Micon 1000/60 1000 kW	2005	2005
Vestas V80 2000 kW	4215	2110

I 2004 ble det regnet med at de totale investeringskostnadene for et vindkraftanlegg lå på omtrent 8000 kr/kW installert effekt. KVT regnet med årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 5 øre/kWh, avskrivningstid på 20 år, rente på 8%. Dette ga totale energikostnader på 45 øre/kWh (Kjeller Vindteknikk, 2004).

#### 5.2.4 Vindforhold i 2020

Figur 18 viser gjennomsnittlig vindhastighet ved målestasjonen Platåberget III (ID: SN99843) hver time i 2020. Resultatet viser en gjennomsnittlig vindhastighet på 5.4 m/s. Dette stemmer godt overens med resultatene fra KVTs vindmåling på Platåberget i 2004 som viste en gjennomsnittlig vindhastighet på 5.8 m/s. Det er verdt å nevne at målestasjonen på Platåberget befinner seg 10 m over bakken, så den reelle vindhastigheten i turbinhøyde kan være litt høyere. Dette må undersøkes nærmere før en eventuell investering for å sikre optimal dimensjonering av en eventuell vindpark.



Figur 18: Vindhastighet på Platåberget i 2020 (Norsk klimaservicesenter, 2021)

### 5.3 Økonomi

Solkraft er ifølge NVE den raskest voksende kraftproduksjonsteknologien i Norge. NVEs verktøy for sammenligning av kostnader for kraftproduksjon viser at LCOE for solkraft på store flate tak er 61 øre/kWh for investering og 4 øre/kWh for drift og vedlikehold. Solkraft på hustak har investeringskostnad på 96 øre/kWh og drifts- og vedlikeholdskostnader på 7 øre/kWh (NVE, 2021).

Siden 2004 har det også vært stor teknologisk utvikling i vindkraftindustrien, som har redusert kostnadene kraftig. NVEs verktøy for sammenligning av kostnader for kraftproduksjon viser at LCOE for landbasert vindkraft i 2021 ligger på 30 øre/kWh, hvorav 20 øre er investeringskostnader, og 10 øre er drifts- og vedlikeholdskostnader (NVE, 2021). Med dette har landbasert vindkraft overtatt vannkrafts (35 øre/kWh) posisjon som den kraftproduksjonsteknologien med lavest LCOE.

Nevnte kostnadsutvikling tyder på at en ny vurdering av vindkraftanlegg på Platåberget eller andre lokasjoner rundt Longyearbyen vil gi mer lovende resultater enn rapporten fra 2004. Tabell 5 viser LCOE for solkraft og vindkraft i 2021.

Tabell 5: Kostnader for kraftproduksjon (NVE, 2021)

Produksjonsteknologi	LCOE-investering (øre/kWh)	LCOE-drift (øre/kWh)	LCOE-totalt (øre/kWh)
Solkraft store flate tak	61	4	<b>65</b>
Solkraft hustak	96	7	<b>103</b>
Landbasert vindkraft	20	10	<b>30</b>

## 5.4 Kombinasjon av sol- og vindkraft

Hvis vi sammenligner verdiene i Tabell 2 og Tabell 3 ser vi at vindhastighetene er høyest når solinnstrålingen er lavest. Dette gjør at sol- og vindkraft i utgangspunktet er en bra kombinasjon.

Ifølge energirådgiver Rasmus Bøckmann er vindmøller på Platåberget uaktuelt på grunn av at det kan oppstå forstyrrelser for satellittstasjonen SvalSat. Før eventuell etablering av vindturbiner i Longyearbyen bør det derfor utføres nye vindmålinger i områder hvor det kan bygges. Området rundt Breinosa (Figur 19) vil ifølge Bøckmann være godt egnet for etablering av vindkraft. Gruve 7 ligger i det samme området, derfor finnes det allerede vei og strømledning fra sentrum av Longyearbyen ut hit. Bøckmann forklarte også at på grunn av lite vegetasjon på fjellet, flyr fugler stort sett gjennom Bolterdalen på undersiden av fjellet, og ikke direkte over.



Figur 19: Potensielt område for vindkraftutbygging

## 5.5 Avfallsforbrenning

Avfallsforbrenning ble nevnt i rapporten fra THEMA og Multiconsult, men på bakgrunn av Norconsults rapport fra 2014 ble det konkludert med at avfallsmengdene var så små at det ikke var hensiktsmessig å foreta videre analyser. Dersom det investeres i et termisk

energilager i Longyearbyen, kan likevel avfallsforbrenning være verdt å se på som en mulig måte å heve temperaturnivået i lageret, samtidig som man slipper å transportere avfall via båt til fastlandet.

På oppdrag fra Longyearbyen lokalstyre undersøkte Norconsult mulighetene for avfallsforbrenning i 2014. Der kom de frem til at tilgjengelige avfallsmengder var ca. 1200 tonn/år, eller 140 kg/h. Dette er relativt små avfallsmengder, som gjør at aktuelle leverandører av forbrenningsanlegg er få. Leverandøren Norconsult var i kontakt med, ønsket å bruke et tilsvarende anlegg som brukes på Jersey, med en kapasitet på 200 kg/h. Dette gir en overkapasitet på ca. 40%. Avfallsforbrenningsanlegg har begrensede reguleringssegenskaper, og det bør tilstrebes kjøring på maks last. Dette gjør at anlegget i Longyearbyen trenger store mengder støttebrensel (Norconsult, 2014).

Avfallsmengdene oppgitt i rapporten fra Norconsult er ifølge Rasmus Bøckmann kun fra husholdninger i Longyearbyen. Lokale bedrifter håndterer i dag eget avfall ved at det pakkes og sendes til fastlands-Norge uavhengig av husholdningsavfall. Dersom det bygges et forbrenningsanlegg i Longyearbyen vil disse avfallsmengdene komme i tillegg til de 1200 tonnene medregnet i Norconsults rapport, og dermed øke det totale energipotensialet.

Ved å ha avfallsforbrenning i sammenheng med termisk energilagring vil man heller ikke ha behov for kontinuerlig drift av anlegget. Man kan for eksempel samle opp avfallsmengder over en periode, for så å drifte forbrenningsanlegget på optimal last helt til avfallet er brukt opp. På denne måten vil man bli kvitt avfallet på en energieffektiv måte, og temperaturen i lageret kan løftes i perioder hvor det ikke tilføres energi fra solkraft.

Avfallsforbrenning vil medføre en del utslipp av CO<sub>2</sub>, som må inngå i det totale regnskapet. Dette bør sammenlignes med dagens totalutslipp som innebærer transport av avfall og forbrenning i større anlegg i enten Norge eller Sverige. Fra før har man også et forbrenningsanlegg på Svalbard Bryggeri, hvor avfallsstoff fra bryggingen (mask), forbrennes. Dette anlegget leverer i dag varme til egne lokaler samt overskuddsvarme til fjernvarmeanlegget. Denne overskuddsvarmen kan også brukes til å heve temperaturen i energilageret.

Ifølge bryggeriet selv vil de være i stand til å produsere totalt 1.4 GWh fjernvarme pr. år, dersom de i tillegg til mask kan benytte seg av trevirke (avfall) fra den lokale byggenæringen (Svalbard Bryggeri, 2019).

## 6 Testing av steinprøver

For å finne termisk konduktivitet, termisk diffusivitet og spesifikk varmekapasitet til bergtypen i Longyearbyen ble det utført målinger av steinprøver fra Longyearbyen på laboratoriet på NTNU. Et energilager er såpass stort, at egenskapene i berget vil variere innad i lageret. Likevel vil steinprøvene forhåpentligvis kunne gi representative verdier for lageret i sin helhet.

### 6.1 TPS 2500 S

Instrumentet som ble brukt var TPS 2500 S. Denne modellen beskrives av produsenten som flaggskipet i Hot Disk-porteføljen. Instrumentet er laget for å utføre presisjonsanalyser av termisk konduktivitet, termisk diffusivitet og spesifikk varmekapasitet for de fleste materialtyper, og oppfyller ISO Standard 22007-02 (Hot Disk AB, 2017). Følgende spesifikasjoner er oppgitt:

Tabell 6: Spesifikasjoner for TPS 2500 S (Hot Disk AB, 2017)

Termisk konduktivitet	0.005 – 1800 W/mK
Termisk diffusivitet	0.01 – 1200 mm <sup>2</sup> /s
Spesifikk varmekapasitet	Opp til 5 MJ/m <sup>3</sup> K
Måletid	1 – 2560 s
Reproduserbarhet	Vanligvis bedre enn 1%
Nøyaktighet	Bedre enn 5%
Temperaturnivå	-253°C - 1000°C
Strømkrav	Justert etter linjespenning i brukslandet
Minste prøvestørrelser	0.5 mm x 2 mm diameter eller kvadratisk for «bulk» testing  0.042 mm x 8 mm diameter eller kvadratisk for «slab» testing  5 mm x 2.5 mm diameter eller kvadratisk for en-dimensjonal testing  0.01 mm x 22 mm diameter eller kvadratisk for tynn-film testing

Forsøket ble utført i henhold til ISO 22007-2: 2015.

## 6.2 Fremgangsmåte og parametervalg

Steinprøvene er fra et område omtrent en kilometer fra der energilageret eventuelt skal bores. Ifølge professor Arne Aalberg, som skaffet steinprøvene, er dette silt/sandstein med samme farge og struktur som berget hvor energibrønnene skal bores. I overflaten er berget lagdelt og oppsprukket på grunn av vær- og vindforhold over lang tid. Berget er derfor trolig mer kontinuerlig i dybden.



Figur 20: Steinbruddet hvor steinprøvene kommer fra  
(Foto: Kjersti Buraas Snoen)

Figur 20 viser steinbruddet som steinene er hentet fra. Her kan vi tydelig se hvordan området er lagdelt. De forskjellige materialsammensetningene vil trolig ha ulike egenskaper med tanke på termisk konduktivitet, termisk diffusivitet og spesifikk varmekapasitet. TPS-analyse av tilfeldige steiner fra dette området vil derfor gi et grovt overslag over berggrunnens egenskaper i sin helhet.

Målingene med TPS-målemetode kunne trolig gi et mer nøyaktig resultat om steinprøvene var hentet fra et dypere område i det aktuelle berget. Ifølge Henrik Holmberg i Asplan Viak, vil massen som kommer opp ved termiske responstester være stort sett løsmasser. Det ble derfor besluttet å gjennomføre tester av steinene som var tilgjengelige, og sammenligne resultatene med funnene i Asplan Viaks responstester.

Steinene ble kuttet og slipt på Berglaboratoriet på NTNU for å tilfredsstille kravene til størrelse og ruhet på prøvebitene. Etter at steinene var kuttet ble det oppdaget at den ene steinen så ut til å være forholdsvis homogen, mens den andre steinen inneholdt spor av et annet materiale. Det ble besluttet å utføre målinger av begge steinene, for å se hvilket utslag de andre sporstoffene har på egenskapene til berget.



Figur 21: Steinprøve 1 (t.v.) og steinprøve 2 (t.h.)

Ettersom prøvestørrelsene var bestemt av de tilgjengelige steinprøvene måtte det velges korrekt sensorstørrelse ut fra disse. For å sikre at betingelsene beskrevet i kapittel 4.3 var oppfylt, ble det valgt sensor med radius 3.189 mm.

Før oppstart måtte det bestemmes måletid og effekt. Den totale tiden for målingen skal ifølge manualen være omtrent lik den karakteristiske tiden, definert som  $r_s^2/\kappa$ . Her er  $r_s$  radius av sensoren og  $\kappa$  er den termiske diffusiviteten til prøvematerialet. For tilstrekkelig nøyaktig resultat skal den karakteristiske tiden ha en verdi mellom 0.33 og 1.

For å sikre jevn temperatur inne i kolben ble målingene satt til å starte etter 30 min, med 20 min mellom hver måling. Den første målingen ble utført på 20 sekunder, med en effekt på 100 mW.

De første resultatene viste en sonderingsdybde på 10.5 mm. Ettersom korteste avstand fra sensor til kanten av steinprøven var 10 mm, var dette for langt. Dermed ble prøvetiden redusert fra 20 til 10 sekunder. Temperaturøkningen på første måling var omtrent 0.7 K. Effekten ble derfor justert opp til 200 mW før måling 2.

Andre måling viste en sonderingsdybde på omtrent 7.5 mm, og en temperaturøkning på omtrent 1.4 K. Dette er innenfor grenseverdien på 10 mm. Denne målingen viste en «total to characteristic time» på 1.4. Her var altså verdien for den karakteristiske tiden for høy, og til neste måling ble effekten justert ned til 150 mW.

For å kontrollere inndata-verdiene ble verktøyet «parameter wizard» brukt. Dette er et verktøy i programmet som, for prøver med kjent spesifikk varmekapasitet, anbefaler en optimal prøvetid med tilhørende effekt. Denne funksjonen er i utgangspunktet ikke egnet for steinprøven som analyseres her, ettersom vi ikke har kjennskap til nøyaktig varmekapasitet, og at prøven ikke er homogen.

For å kontrollere verdien på 150 mW ble likevel «parameter wizard» brukt med steintypene granitt og quartz. Programmet viste da en anbefalt effekt på henholdsvis 110 og 125 mW, og en prøvetid på 10 sekunder. Dette indikerte at 10 sekunder prøvetid og 150 mW ville gi et troverdig resultat.

Effektjusteringen påvirket ikke den karakteristiske tiden, så for å få en total til karakteristisk tid-verdi mellom 0.33 og 1, måtte prøvetiden reduseres til 5 sekunder. Med disse justeringene var rammebetingelsene for eksperimentet satt, og det ble utført fem målinger i romtemperatur med 30 min mellom hver måling.

Det er verdt å merke seg at resultatene for termisk konduktivitet, termisk diffusivitet og volumetrisk spesifikk varmekapasitet ikke ble vesentlig påvirket av de ulike endringene som ble gjort. Resultatene for steinprøve 1 lå for alle testmålinger mellom følgende verdier:

Tabell 7: Resultatvariasjon ved ulike parametervalg

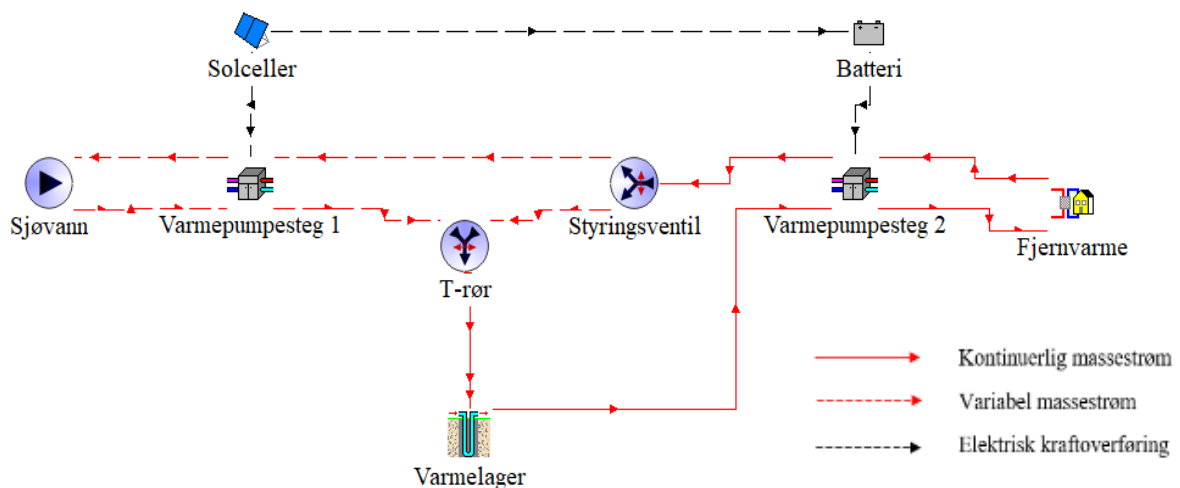
Termisk konduktivitet:	2.799 - 2.827	W/mK
Termisk diffusivitet:	1.345 – 1.392	mm <sup>2</sup> /s
Volumetrisk spesifikk varmekapasitet:	1.997 – 2.217	MJ/m <sup>3</sup> K

Dette indikerer et pålitelig resultat, ved at alle målinger er forholdsvis stabile selv med ulike parameterendringer.

## 7 Forslag til energiløsning

Basert på mulighetsstudien fra THEMA og Multiconsult, og samtaler med Rasmus Bøckman og veiledere, ble det besluttet at energikilden for systemet som modelleres i TRNSYS skal være solceller. Solcellene skal drive en (eller flere) sjøvanns-varmepumpe(r) med varmeveksler(e) som varmer opp vann til 50-80°C. Dette vannet ledes ned gjennom energilageret, og videre til varmepumpe 2 (VP2) som varmeveksler med vann fra fjernvarmenettet, og løfter det til en temperatur på 90°C.

Sjøvanns-varmepumpen (VP1) kan enten være én stor varmepumpe med effektregulering, eller flere parallelle varmepumper som opererer på optimal effekt. VP1 styres av hvor mye strøm som blir levert fra solcellene. VP2 vil være en varmepumpe med effektregulering, hvor effekten styres av returtemperaturen på fjernvarme-vannet, for å opprettholde en tur-temperatur på 90°C.



Figur 22: Prinsippkisse av energisystem i TRNSYS

Returvannet på kald side av VP2 vil sendes til en styringsventil som sender vannet til VP1 for oppvarming når solcellene leverer nok strøm til å drive VP1, eller ned i lageret når VP1 ikke er i drift. Under mørketiden vil altså vannet sirkulere kun mellom VP2 og lager. Da er man avhengig av å ha tilført nok energi til lageret gjennom sommeren til å forsyne VP2 med nok energi til å opprettholde tur-temperaturen på fjernvarmevannet ved 90°C gjennom hele vinteren.

## 7.1 Solceller

Hovedgrunnen til at solceller ble valgt, er god dokumentert effekt fra anlegget på flyplassen i Longyearbyen, og at driftsprofilen til solceller passer godt til forutsetningen om at sjøvannsvarmepumpen ikke kan driftes om vinteren, på grunn av fare for ising på kollektoren.

Ressursgrunnlaget for solenergi brukt i TNRSYS er beregninger fra Multiconsult, hvor gjennomsnittlig solinnstråling over ett år brukes for å finne utnyttbar stråling for energiproduksjon. Undersøkelser Multiconsult har gjort viser at REC solceller med optimal vinkel mot sør kan generere 120 kWh/m<sup>2</sup> (Multiconsult, 2017).

Med denne konfigurasjonen vil solcellene trolig produsere mer strøm enn varmepumpene klarer å utnytte på solrike døgn om sommeren. Denne strømmen kan lagres på batteri, for så å brukes til å drifte VP2, for å drifte VP1 når det ikke er sol, eller leveres direkte til strømmettet. Dimensjoneringen av batteriparken er en kompleks utfordring, og vil ikke bli vurdert videre i oppgaven.

## 7.2 Varmepumpe

Siden energien kommer fra solceller, må det brukes varmepumper for å transformere elektrisk energi til termisk energi som skal lagres. Elektrisitetsproduksjon fra solceller brukes til å drive en varmepumpe som, ved bruk av sjøvann, tar kollektorvæsken opp til en temperatur som er høy nok til å holde lagringstemperaturen på omtrent 50°C.

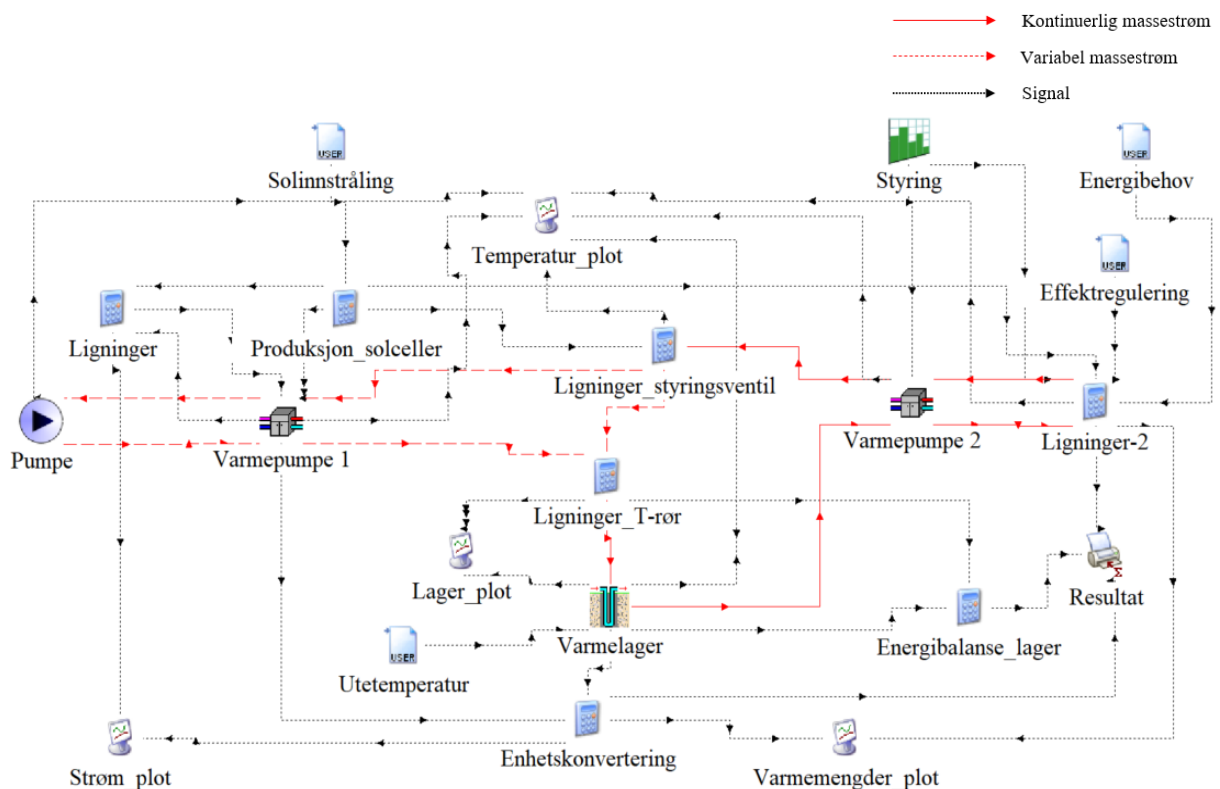
Rasmus Bøckmann informerte i et møte om at sjøvann som varmekilde for varmepumpe kun kan brukes i sommersesongen. Grunnen til dette er at sjøvannet på Svalbard om vinteren holder såpass lav temperatur at kollektoren på varmepumpen vil fryse, og pumpen kan havarere. Dette gjør at solceller er bedre egnet enn vindturbiner som energikilde til varmepumpene, ettersom det er mørketid i de periodene kollektoren er i fare for å fryse ved drift. Driftsprofilen til vindkraft i Longyearbyen er motsatt, ved at det produseres godt om vinteren og dårlig om sommeren.

## 8 TRNSYS

Programmet brukt for å simulere energisystemet i Longyearbyen i denne masteroppgaven er TRNSYS. TRNSYS er en programvare som er laget for å simulere ikke-stasjonære energisystemer (TRNSYS, 2019). Brukeren kan velge ulike komponenter fra TRNSYS-biblioteket for å modellere et energisystem. Komponentene kan tilpasses til det enkelte system ved å endre på egenskaper som varierer fra system til system, eksempelvis effekten til en varmepumpe. Basert på inndata kan TRNSYS brukes til å finne varmemengder, temperaturnivå, og generell utvikling for et energisystem over en satt tidsperiode.

### 8.1 Systemkonfigurasjon

Figur 22 i kapittel 7 er en forenklet skisse av energisystemet. Figur 23 viser hvordan systemet ser ut i TRNSYS. Solcelleanlegget er lagt inn i en ligning, der tilgjengelig strøm kommer fra Multiconsults beregninger på  $120 \text{ kWh/m}^2$ , og beregnet solinnstråling for Longyearbyen (Multiconsult, 2017).



Figur 23: Energisystem i TRNSYS

## 8.2 TRNSYS-komponenter brukt i modell

Dette delkapittelet gir en oversikt over hvilke komponenter som er valgt i TRNSYS, og hva de ulike komponentene gjør.

### Varmepumper - Type 927:

Begge varmpumpene brukt i TRNSYS-modellen er type 927. Dette er vann-til-vann-varmpumper som henter verdier fra en datafil og regner ut levert varme basert på inn-temperatur på kald og varm side, og satt effekt. Effekten bestemmes av brukeren.

TRNSYS (2013) opplyser at følgende egenskaper gjelder for varmpumpekomponenten:

Varmepumpens ytelseskoeffisient (COP) kommer fra ligningen

$$COP = \frac{Cap}{\dot{P}} \quad (15)$$

Der  $Cap$  er varmpumpens kapasitet ved gitte forhold, og  $\dot{P}$  er varmpumpens strømforbruk. Energimengden absorbert fra den kalde fluidstrømmen er gitt ved:

$$\dot{Q}_{absorbert} = Cap - \dot{P} \quad (16)$$

Videre beregnes ut-temperaturene på henholdsvis kald og varm side ved:

$$T_{kald,ut} = T_{kald,inn} - \frac{\dot{Q}_{absorbert}}{\dot{m}_{kald} C_{p,kald}} \quad (17)$$

$$T_{varm,ut} = T_{varm,inn} + \frac{Cap}{\dot{m}_{varm} C_{p,varm}} \quad (18)$$

I utgangspunktet opererer disse varmpumpene ved konstant effekt. Som effektregulering på VP1 brukes alternativet som heter «number of identical heat pumps». Det velges da et visst antall varmpumper med forholdsvis lav effekt, som slås på en etter en, etter hvert som produsert strøm fra solcellene overgår strømbehovet for x antall varmpumper. I basissimuleringen ble dette 22 varmpumper på 1 MW effekt. I praksis vil det være det samme som en varmpumpe på 22 MW med effektregulering.

For VP2 er effektbehovet gitt av historikk fra fjernvarmeforbruk i Longyearbyen. Dermed kan effektregulering i simuleringen utføres av «scale factor», hvor effekten fra varmpumpen angis som en andel av spisslasten, som er når returtemperaturen på fjernvarmevannet er på sitt laveste, ved 70°C.

Grunnen til at det er valgt to forskjellige metoder for effektregulering, er at varmpumpekomponenten i TRNSYS ikke kan styres av tilgjengelig strøm. Strømforbruk registreres som en konsekvens av «scale factor», derfor kan ikke strømtilførsel styre «scale factor».

### **Energilager - Type 557b:**

Komponenten som simulerer selve energilageret er hentet fra en tilleggspakke, TESS-biblioteket. Denne komponenten består av et visst antall energibrønner i berggrunnen, boret i sirkulært mønster. Parameterne listet i Tabell 8 er noen av de som velges av brukeren på bakgrunn av type berggrunn og ønsket kapasitet på energilageret.

*Tabell 8: Parametervalg for lagerkomponent i TRNSYS*

Lagervolum
Brønndybde
Antall brønner
Brønnradius
Termisk konduktivitet i berggrunnen
Berggrunnens varmekapasitet
Sirkulasjonsmediets varmekapasitet
Sirkulasjonsmediets tetthet
Tykkelse på isolasjon over lageret
Isolasjonens termiske konduktivitet
Simulasjonsperiode
Maksimal lagertemperatur
Temperatur i berggrunnen før oppstart

### **Tekstfiler - Type 9c:**

Type 9c er en komponent hvor brukeren legger inn tekstfiler som TRNSYS leser av som inndataverdi for hver time. I denne modellen brukes tekstfiler for å gi tallverdier pr. time for:

- Solinnstråling
  - o Tekstfil med Multiconsults beregninger for solinnstråling i Longyearbyen. Beregningene kan ifølge Bjørn Thorud, ansvarlig for forretningsområdet solenergi i Multiconsult, variere med +/- 10-15% i forhold til gjennomsnittlig faktisk solinnstråling gjennom ett år.
- Energibehov
  - o Timesprofil for energiforbruk for fjernvarmeanlegget i Longyearbyen gjennom ett år.
- Utetemperatur
  - o Utetemperaturen hver time i Longyearbyen gjennom ett år. Samsvarer med forbruksprofilen for fjernvarme i samme periode.
- Effekterregulering
  - o Verdi som er utregnet for å sørge for at VP2 leverer konstant tur-temperatur på 90°C, uavhengig av returtemperaturen fra fjernvarmenettet. Angitt som en andel av maksimal effekt for VP2 for hver time, der verdien er 100% når energibehovet er størst.

Alle tekstfilene har verdier for 8760 timer (ett år). Når disse er avlest starter TRNSYS fra toppen av tekstfilen igjen. Dette gjør at alle årene er like i denne simuleringen.

### **Styring - Type 14h:**

Tidsavhengig styringssignal. Her kan brukeren sette inn bestemte tallverdier for gitte tidspunkt i simuleringen. I denne modellen brukes komponenten for å gi signal om at VP2 skal være avslått i 17 520 timer (to år) før den slås på. Tallverdien linkes da mot kontrollsignalet til varmepumpen, og veksler fra null til en.

### **Pumpe - Type 3b:**

Pumpen brukes i modellen for å transportere sjøvann til VP1. Massestrøm er satt lik massestrømmen på varm side av VP1, som er 1 L/s pr. energibrønn. Temperaturen er konstant 4°C.

**Plotter - Type 65d:**

Denne komponenten er «plotteren» som angir resultatene som grafer. Brukeren bestemmer antall variabler i høyre- og venstre vertikalakse, og tiden vises langs horisontalaksen.

**Resultat - Type 46:**

Type 46 er komponenten som gir resultatene som enten tekst- eller Excel-fil. Resultatene fra simuleringen integreres og gis som tallverdi pr. time, i tillegg til verdi og tidspunkt for minste og største integrerte verdi, samt totalsummen over simuleringsperioden.

**Ligninger:**

Legges inn i modellen for egendefinerte ligninger. Brukes blant annet for å:

- Endre benevninger fra kJ/hr til kW
- Styre massestrøm og tilhørende temperatur fra VP2 til enten VP1 eller lager, avhengig av strømproduksjon fra solcellene.

## 9 Resultat

Følgende kapittel er en oversikt over resultatene fra testing av steinprøver med TPS-målemetode og simulering av den foreslåtte energiløsningen i TRNSYS.

### 9.1 Termiske egenskaper i steinprøver

Basert på prøvestørrelsene, kriteriene i standard og anbefalingene i brukermanual fra Hot Disk ble følgende parametere valgt for testingen:

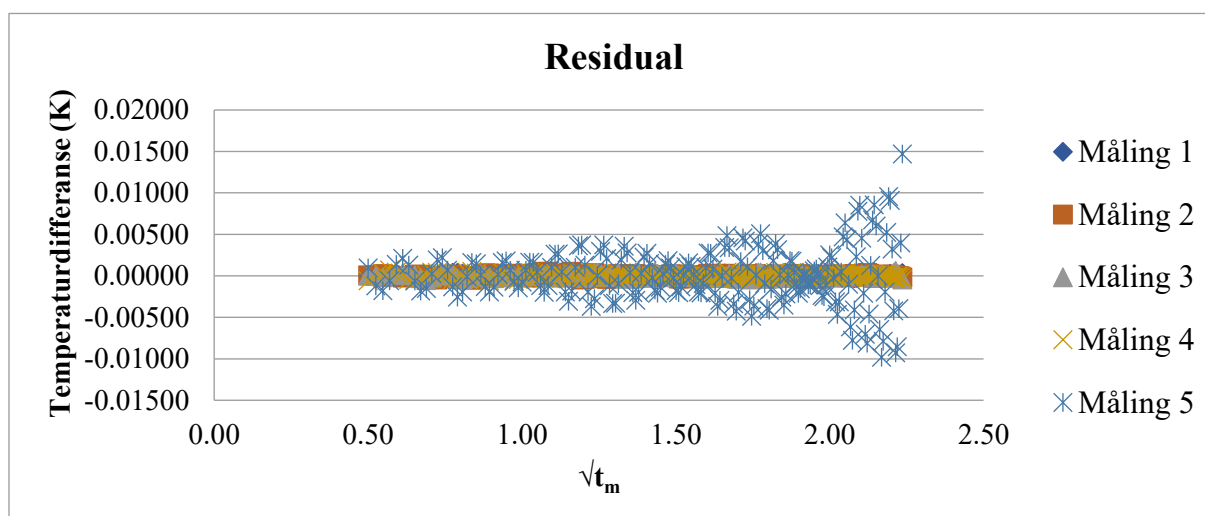
Tabell 9: Parametere for testing av steinprøver

<b>Sensortype:</b>	Kapton 5465
<b>Sensorradius:</b>	3.189 mm
<b>Måletid:</b>	5 s
<b>Effekt:</b>	150 mW

Alle forsøk ble utført i romtemperatur.

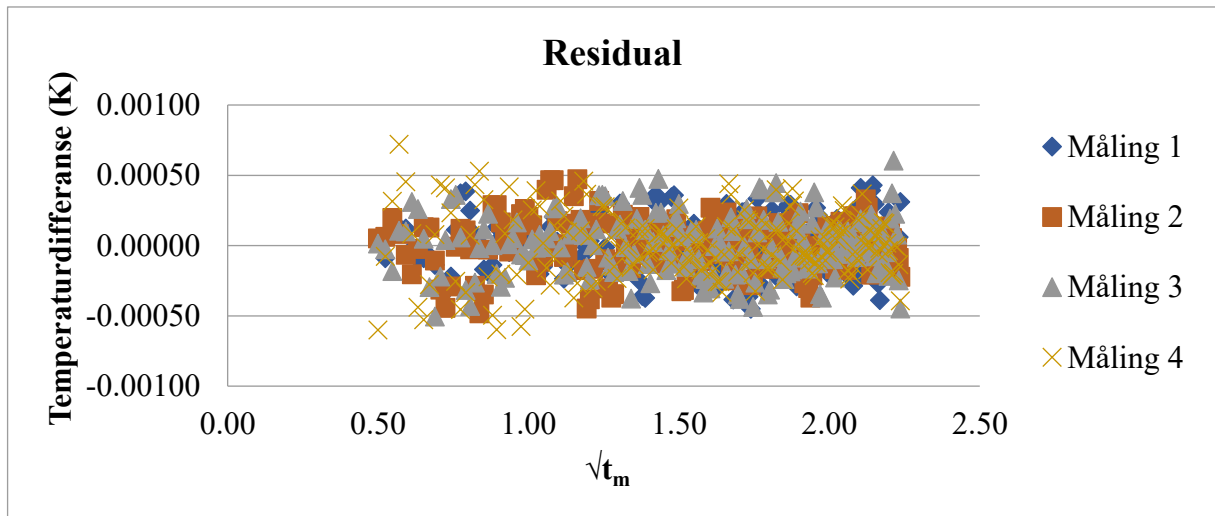
#### 9.1.1 Steinprøve 1

Residualgrafene viser avviket mellom kalkulert og faktisk temperaturmåling. Det ideelle resultatet er en tilfeldig, men jevn spredning rundt null. Residualplottet for den første steinen viste at temperaturavviket var merkbart større for den femte målingen enn de fire første (Figur 24). Grunnen til dette kan være at to personer sto ved siden av måleutstyret da den femte målingen ble utført. Selv om utstyret har et beskyttende deksel som skal dempe forstyrrelsene fra omgivelsene, kan dette være nok til at den har større avvik enn resten. På bakgrunn av dette ble måling fem strøket, og resultatene ble utregnet som et gjennomsnitt av måling 1-4.



Figur 24: Residualplott for steinprøve 1

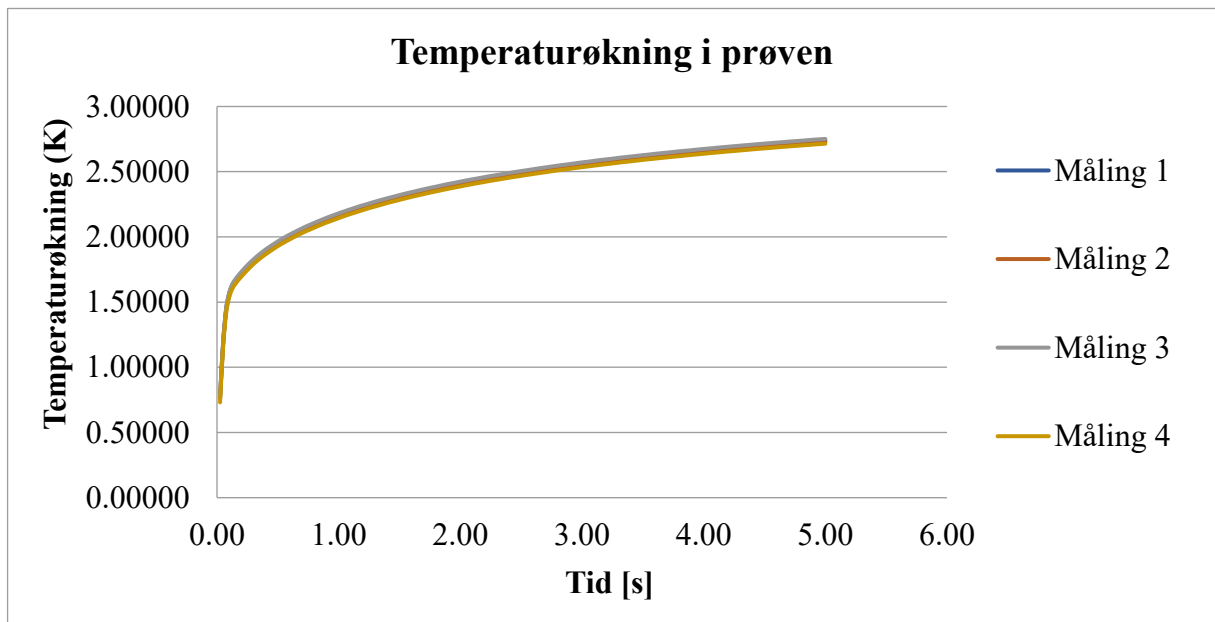
Etter måling fem er fjernet viser residualplottet en jevn fordeling rundt 0 K for de fire resterende målingene.



Figur 25: Residualplott for målingene 1-4 for steinprøve 1

Tilfeldig og liten spredning rundt 0 K tyder på et troverdig resultat.

Figur 26 viser temperaturøkning i prøven som funksjon av tid for de fire gyldige målingene. Den bratte kurven i starten skyldes isolasjon rundt sensoren, samt motstand mellom sensor og prøven. På bakgrunn av dette inngår ikke de 10 første målepunktene i utregningen av resultatene.



Figur 26: Temperaturøkning under testing av steinprøve 1

Dermed får vi følgende tallverdier som resultat for steinprøve 1:

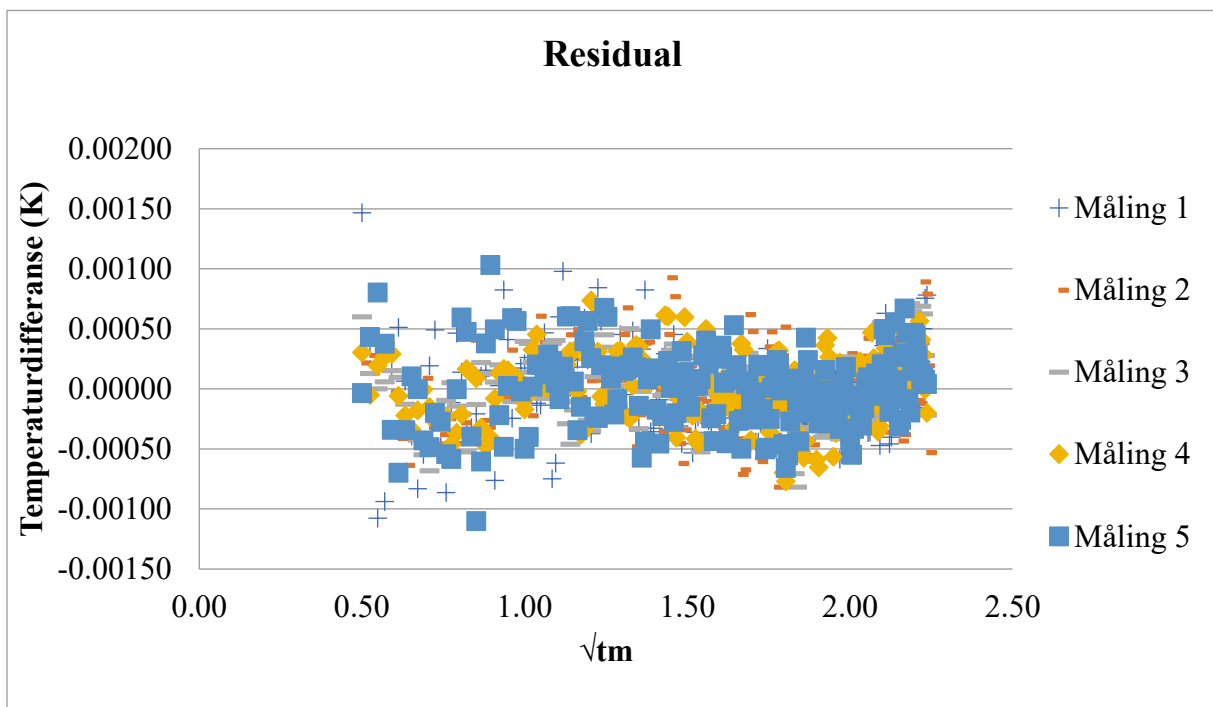
Tabell 10: Resultater for steinprøve 1

Beskrivelse	Temperatur (°C)	Termisk konduktivitet (W/mK)	Termisk diffusivitet (mm <sup>2</sup> /s)	Spesifikk varmekapasitet (MJ/m <sup>3</sup> K)	Temperaturøkning (K)	Std.avvik
Måling 1	23.4 °C	2.807	1.385	2.027	0.977	1.90E-04
Måling 2	23.3 °C	2.804	1.387	2.021	0.978	1.77E-04
Måling 3	23.1 °C	2.804	1.383	2.027	0.978	2.08E-04
Måling 4	23.1 °C	2.802	1.386	2.021	0.979	2.25E-04
<b>Gj.snitt</b>	<b>23.2 °C</b>	<b>2.804</b>	<b>1.385</b>	<b>2.024</b>	<b>0.978</b>	<b>2.00E-04</b>
Std.avvik	1.04E-01	1.84E-03	1.63E-03	3.12E-03	6.10E-04	1.84E-05

### 9.1.2 Steinprøve 2

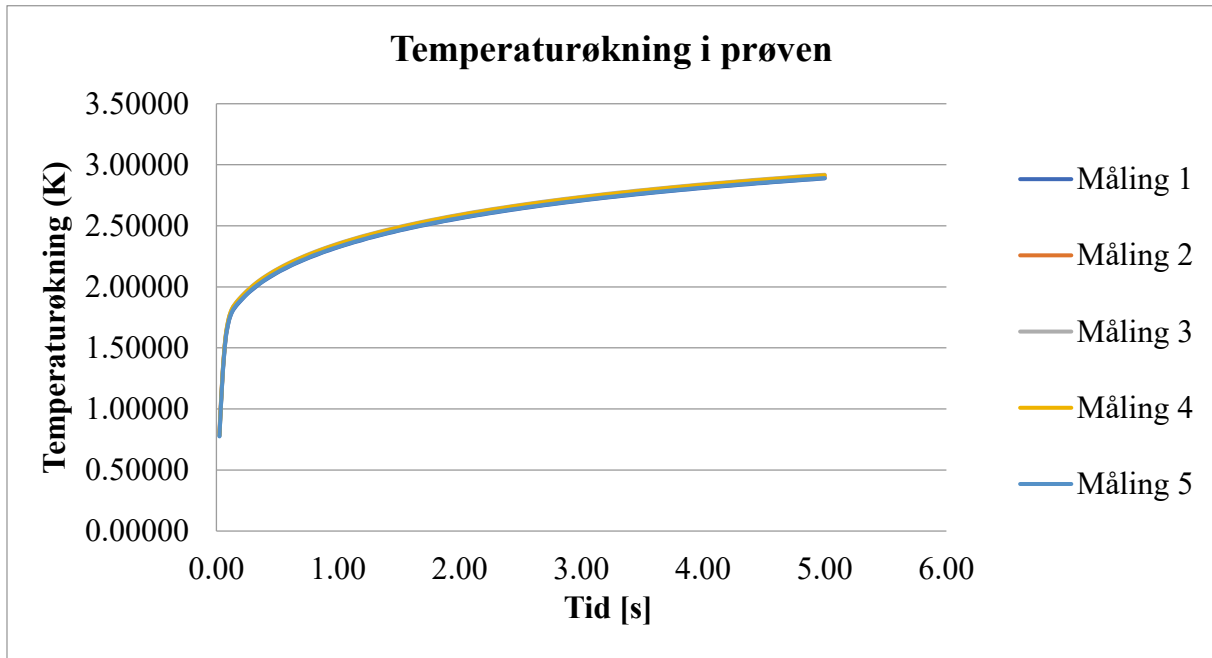
Den andre steinen som ble testet var mer «uren» enn den første steinen.

Residualen for steinprøve 2 viser en jevnere fordeling, men noe større gjennomsnittlig avvik fra 0.



Figur 27: Residualplott for steinprøve 2

Figur 28 viser at den totale temperaturøkningen i steinprøve 2 var litt høyere enn i steinprøve 1. Resultatene viser imidlertid at hovedforskjellen i temperaturøkning for de to steinprøvene ligger i de 10 første målepunktene, og at temperaturøkningen i måleområdet (10-200) er 0.02 K høyere i steinprøve 1 enn i steinprøve 2.



Figur 28: Temperaturøkning under testing av steinprøve 2

Resultat for steinprøve 2 viser:

Tabell 11: Resultater for steinprøve 2

Beskrivelse	Temperatur (°C)	Termisk konduktivitet (W/mK)	Termisk diffusivitet (mm <sup>2</sup> /s)	Spesifikk varmekapasitet (MJ/m <sup>3</sup> K)	Temperaturøkning (K)	Std.avvik
Måling 1	23.4	2.843	1.222	2.326	0.959	3.65E-04
Måling 2	23.2	2.843	1.215	2.340	0.959	3.33E-04
Måling 3	23.1	2.843	1.210	2.350	0.959	2.87E-04
Måling 4	23.1	2.845	1.210	2.352	0.959	2.91E-04
Måling 5	23.1	2.846	1.213	2.347	0.959	3.28E-04
<b>Gj.snitt</b>	<b>23.2</b>	<b>2.844</b>	<b>1.214</b>	<b>2.343</b>	<b>0.959</b>	<b>3.21E-04</b>
Std.avvik	1.04E-01	1.39E-03	4.62E-03	9.27E-03	2.46E-04	2.90E-05

Som nevnt i kapittel 6.2, er berggrunnen i det aktuelle området tydelig lagdelt og inneholder flere forskjellige bergsammensetninger som vil gi ulike egenskaper. Hvilke av de to

steinprøvene som bør velges som referanse er derfor vanskelig å vurdere. På bakgrunn av at steinprøve 2 var utregnet med fem målinger, ble den valgt som referanse for termisk konduktivitet og spesifikk varmekapasitet for energilageret i TRNSYS-modellen:

Tabell 12: Konduktivitet og varmekapasitet brukt i TRNSYS

	<b>Verdi</b>	<b>Enhet</b>
Termisk konduktivitet	2.844	W/mK
Spesifikk varmekapasitet	2 343	kJ/m <sup>3</sup> K

## 9.2 TRNSYS

Simuleringene ble kjørt over en tidsperiode på 15 år, der TRNSYS kalkulerer verdier for hver time basert på inndataverdiene for den aktuelle timen. For å øke temperaturen i energilageret ble det ladet i to år før oppstart. Dette innebærer at solcellene, VP1, og lageret driftes i to år før VP2 skrur på 1. januar det tredje året i simuleringen. I grafene fra TRNSYS er alle temperaturer oppgitt i °C og energimengder/varmemengder oppgitt i kW.

### 9.2.1 Basissimulering

Følgende delkapittel beskriver resultatet for basissimuleringen. De viktigste parameterne for modellen er listet opp i Tabell 13. Videre viser kapittel 9.2.2 hvordan systemet påvirkes om noen av de ulike parameterne endres.

For å levere 76 GWh til fjernvarmenettet der tur-temperaturen er 90°C og retur-temperaturen varierer med hensyn på forbruk mellom 90 og 70°C, ble følgende parametere valgt for systemsimuleringen<sup>2</sup>:

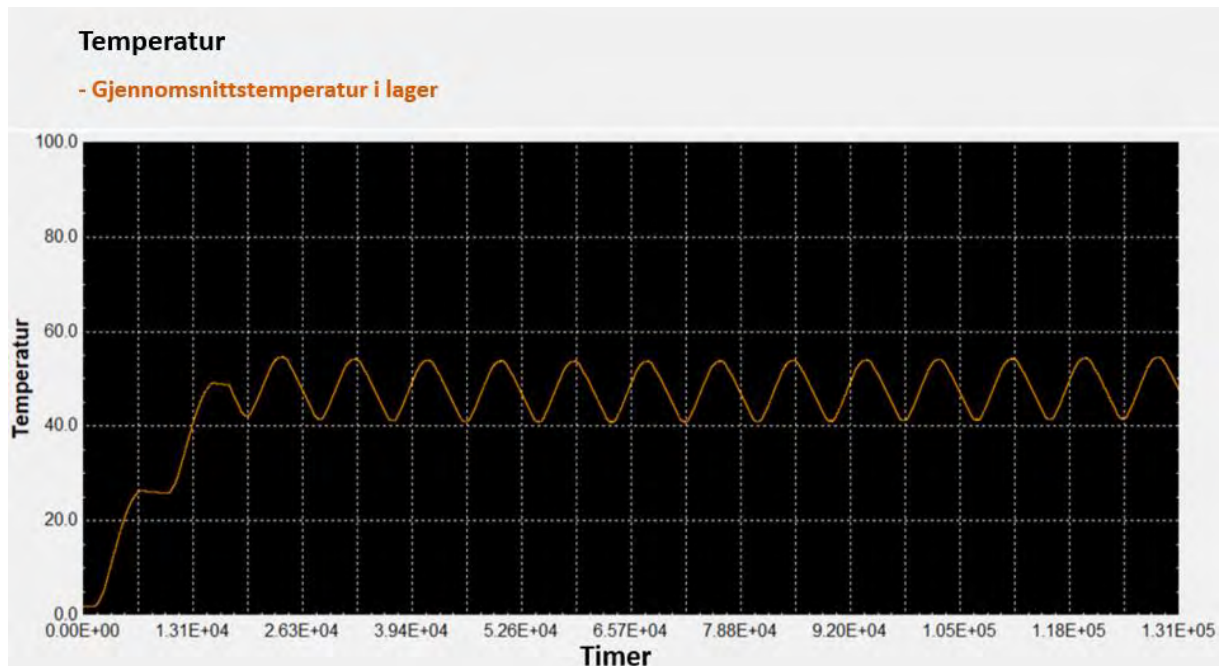
Tabell 13: Systemparametere for basissimulering

Solcelleareal	390 000	m <sup>2</sup>
VP1	22 stk. a.	1 MW
VP2 <sup>3</sup>	1 stk. a.	13 MW
<b>Energilager:</b>		
- Antall brønner	550	stk.
- Dybde	200	m
- Brønnradius	0.07	m
- Avstand mellom brønner	6.5	m
- Totalt lagervolum	4 024 277	m <sup>3</sup>
- Massestrøm pr. brønn	1	L/s
- Termisk konduktivitet	2.844	W/mK
- Spesifikk varmekapasitet for berggrunnen	2343	kJ/m <sup>3</sup> K
- Spesifikk varmekapasitet på sirkulasjonsmedium (vann)	4.19	kJ/kgK
- Isolasjon over lager	0.5	m
- Termisk konduktivitet isolasjon	0.15	W/mK

<sup>2</sup> Enhetene i tabellen er standardenheter satt for de enkelte parameterne i TRNSYS. Derfor er enheten for spesifikk varmekapasitet ulik for berggrunnen og sirkulasjonsmedium.

<sup>3</sup> Varmepumpene er normaliserte pumper fra TRNSYS-menyen. Merkeeffekt stemmer ikke overens med levert effekt.

For å øke temperaturen i lageret, ble det valgt å la VP1 varme opp lageret over to år, før VP2 ble satt i drift. Fra Figur 29 ser vi at gjennomsnittstemperaturen i lageret steg til omtrent 50°C i denne perioden. Fra tredje år og utover varierer gjennomsnittstemperaturen i lageret mellom 53°C på slutten av sommeren når lageret har fått energi tilført, og omtrent 40°C på slutten av vinteren når energi har blitt tappet fra lageret gjennom vinteren. At gjennomsnittstemperaturen i lageret stabiliserer seg viser at vi har energibalanse gjennom et år, ved at  $E_{inn} = E_{ut}$ .



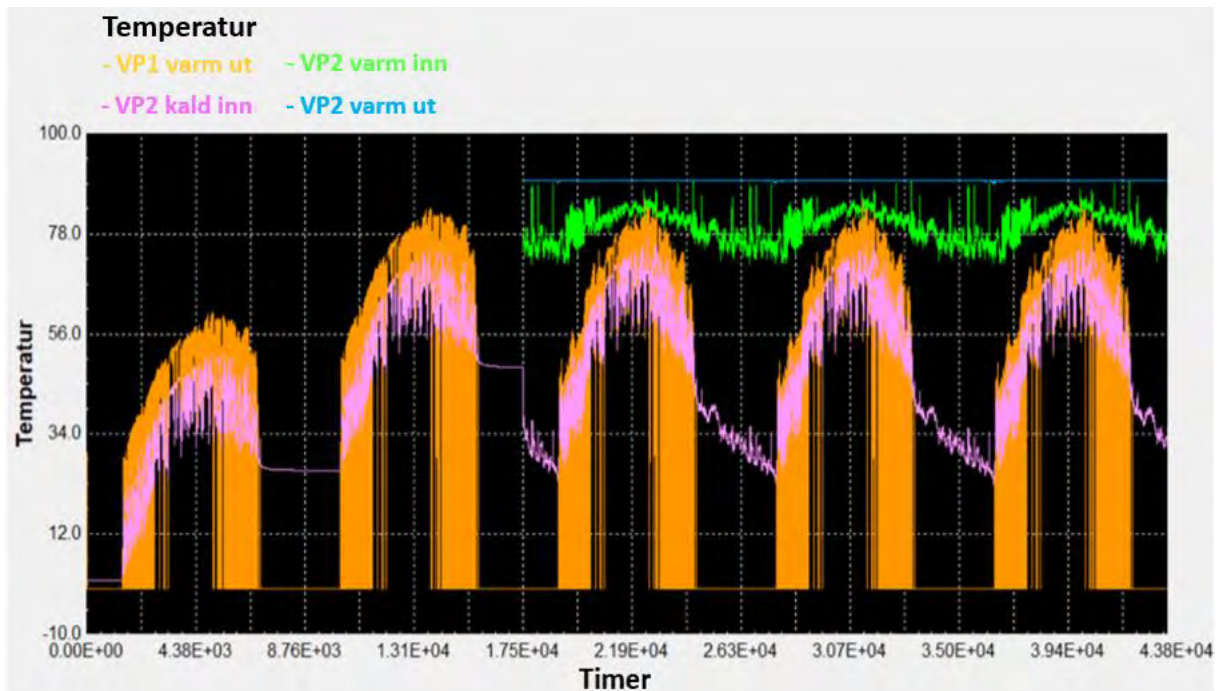
Figur 29: Gjennomsnittstemperaturen i energilageret over 15 år

I Figur 30 er simuleringsperioden satt til fem år for å lettere se variasjonene gjennom året. Den viser temperaturen ut fra VP1, og temperaturen inn til VP2. Når VP1 ikke er i drift registreres ut-temperaturen som 0°C, noe som gjør at temperaturkurven ser noe spesiell ut. Inn-temperaturen til VP2 er lettere å tolke, og vi ser at temperaturen når sitt toppunkt midt på sommeren, før den gradvis avtar utover sensommeren. De to første årene er ikke VP2 i drift, derfor stiger temperaturen gjennom sommeren, og om vinteren er det kun varmetap ut mot omgivelsene som gjør at temperaturen i lageret synker. Etter to år skrur VP2 på, og lageret tappes for energi i takt med fjernvarme-forbruket.

Om vinteren er det mørketid, og solcellene leverer ikke strøm til VP1. VP2 henter da all energi fra lageret, hvor gjennomsnittstemperaturen gradvis synker etter hvert som lageret tappes. På slutten av hver vinter er lagertemperaturen på sitt laveste. Temperaturen inn til VP2

er da omtrent 25°C, og den må operere på full effekt for å levere vann på 90°C til fjernvarmenettet.

Blå og grønn linje i Figur 30 er henholdsvis tur- og returtemperatur på fjernvarmenettet. Vi ser at VP2 akkurat klarer å levere nok effekt til å holde turtemperaturen på 90°C når både returtemperaturen og lagertemperaturen er på sitt laveste.

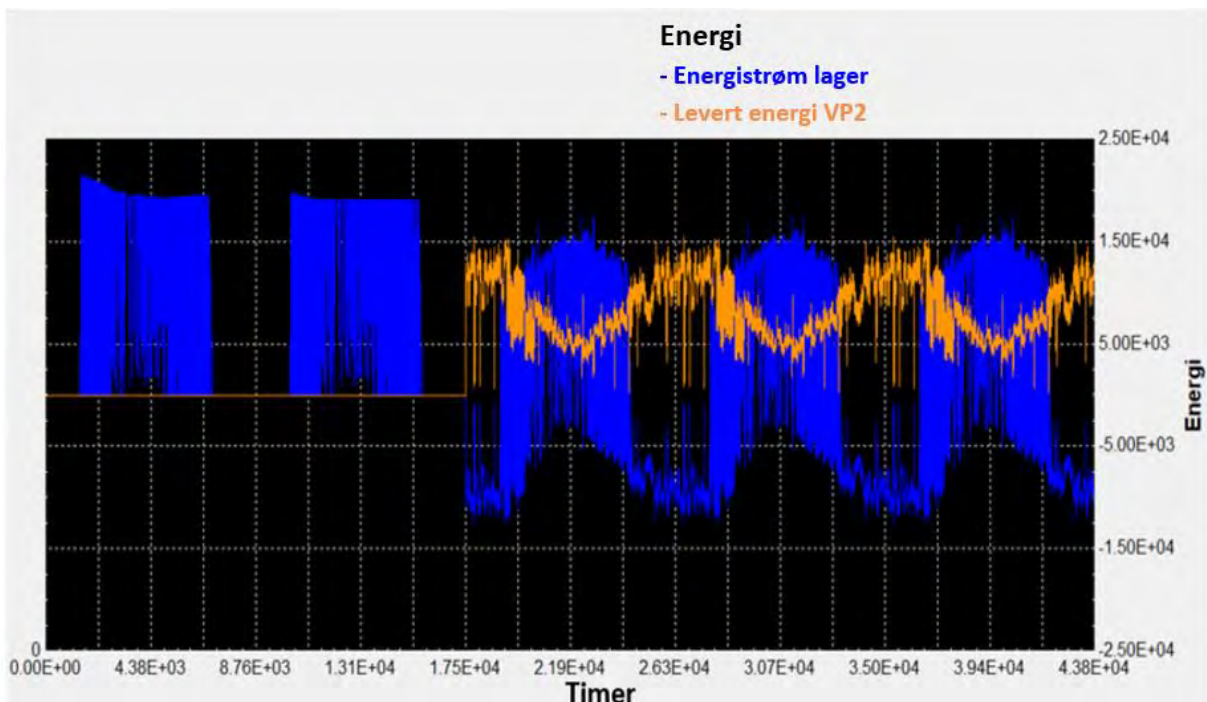


Figur 30: Temperatur ut fra VP1, inn til VP2 og fjernvarmetemperatur

Figur 31 viser energistrømmen til og fra lageret, og energi levert fra VP2 til fjernvarmenettet. Den blå grafen viser netto energistrøm til og fra lageret. Med netto menes

$$E_{netto} = E_{tilført} - (E_{levert} + Q_{tap}) \quad (19)$$

der  $E_{tilført}$  er energi tilført lageret fra VP1,  $E_{levert}$  er energi levert fra lageret til VP2, og  $Q_{tap}$  er varmetap fra lageret ut mot omgivelsene. Den oransje kurven er levert energi fra VP2 til fjernvarmenettet. Her ser vi at den ligger konstant på 0 kW de to første årene, ettersom de to første årene kun brukes til oppvarming av energilageret. Etter de to første årene samsvarer kurven med faktisk fjernvarmeforbruk for Longyearbyen.



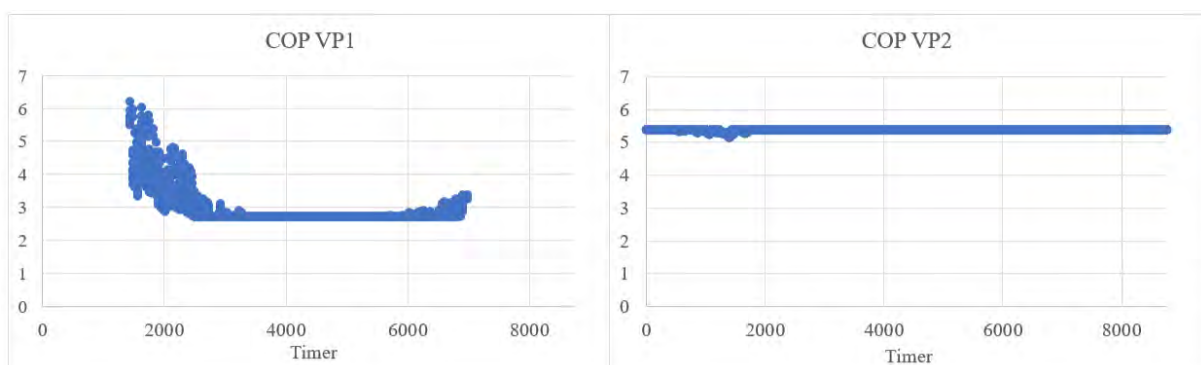
Figur 31: Netto energistrøm i lageret og levert energi fra VP 2 til fjernvarmenett

Tabell 14 viser tallverdier for gjennomsnittet de 12 siste årene av simuleringen, når systemet er i balanse.

Tabell 14: Gjennomsnittlig resultat for driftsår etter systemet er stabilt

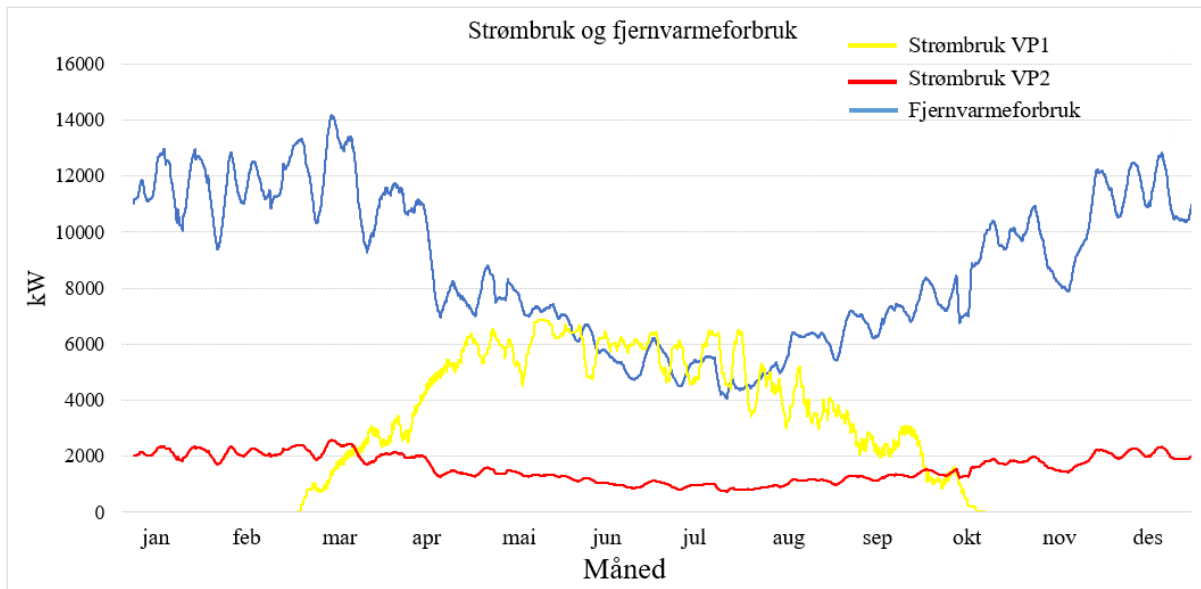
Strømbehov VP1	23	GWh
Strømbehov VP2	14	GWh
Energi levert fra VP1 til lager	42.4	GWh
Overført spisseffekt VP1	20.5	MW
Energi levert fra lager til VP2	39.6	GWh
Overført spisseffekt VP2	15.5	MW
Totalt varmetap	2.8 (6.6%)	GWh
- Tap opp	1.1 (2.6%)	GWh
- Tap ned	0.3 (0.7%)	GWh
- Tap til sidene	1.4 (3.3%)	GWh
Energi levert fra VP2 til fjernvarme	76	GWh

Figur 32 viser effektfaktoren for VP1 og VP2 gjennom ett år etter at systemet er stabilt. Her ser vi at effektfaktoren for VP1 varierer avhengig av solinnstråling og temperaturen inn til VP1 fra varm side. Effektfaktoren for VP2 er forholdsvis stabil gjennom året, med en verdi på omtrent 5.5.



Figur 32: COP for VP1 og VP 2

En av utfordringene ved å gå over til et fornybart energisystem i Longyearbyen, er at produksjon av fornybar energi ofte er lavest når energibehovet er størst. Dette gjelder i særlig grad solkraft, hvor det er null produksjon mellom november og midten av februar. Figur 33 viser hvordan strømbehovet for de to varmepumpene varierer gjennom året, sammenlignet med fjernvarmeforbruket.



Figur 33: Strømbruk og fjernvarmeforbruk for foreslått energiløsning

Grafene i Figur 33 er trendlinjer for de faktiske timesverdiene, og viser derfor ikke spisslast.

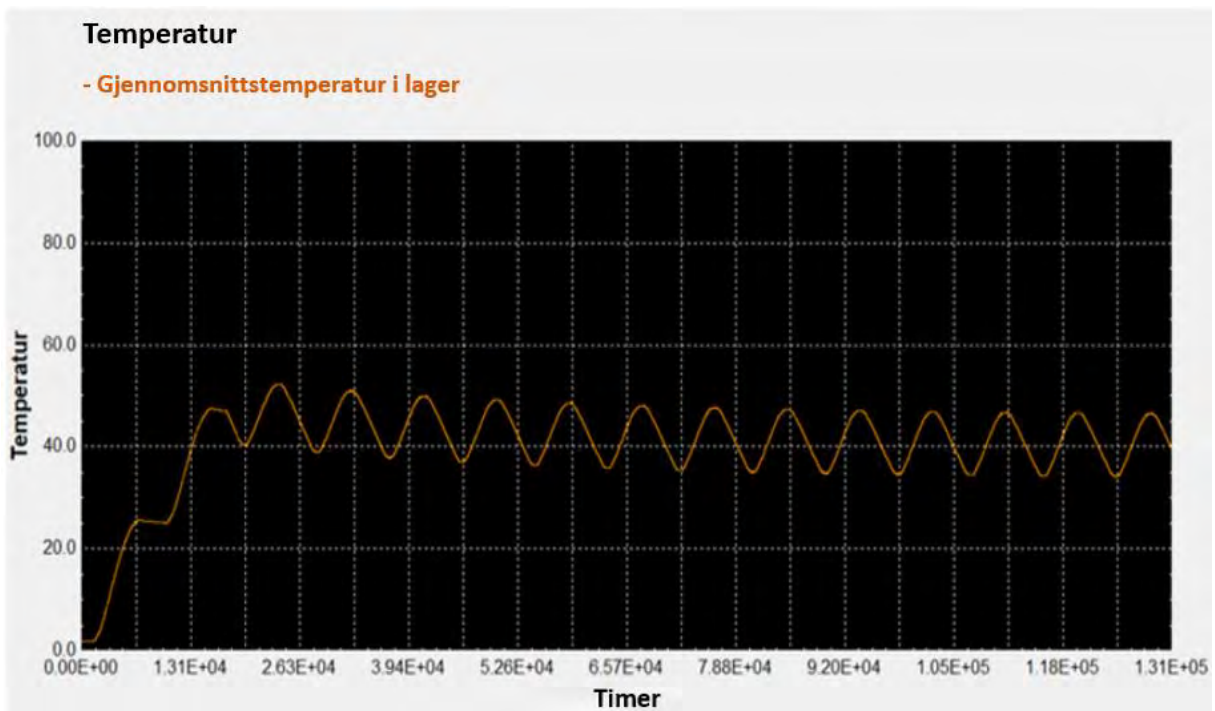
### 9.2.2 Følsomhetsanalyse

Hensikten med følsomhetsanalysen er å undersøke robustheten til energisystemet, og hvordan helheten påvirkes om noen parametere endres. Denne analysen tar for seg hvordan systemet påvirkes av følgende endringer:

- 15% redusert solinnstråling
- 10% økt energibehov
- 30% redusert energibehov
- Endret termisk konduktivitet i berggrunnen

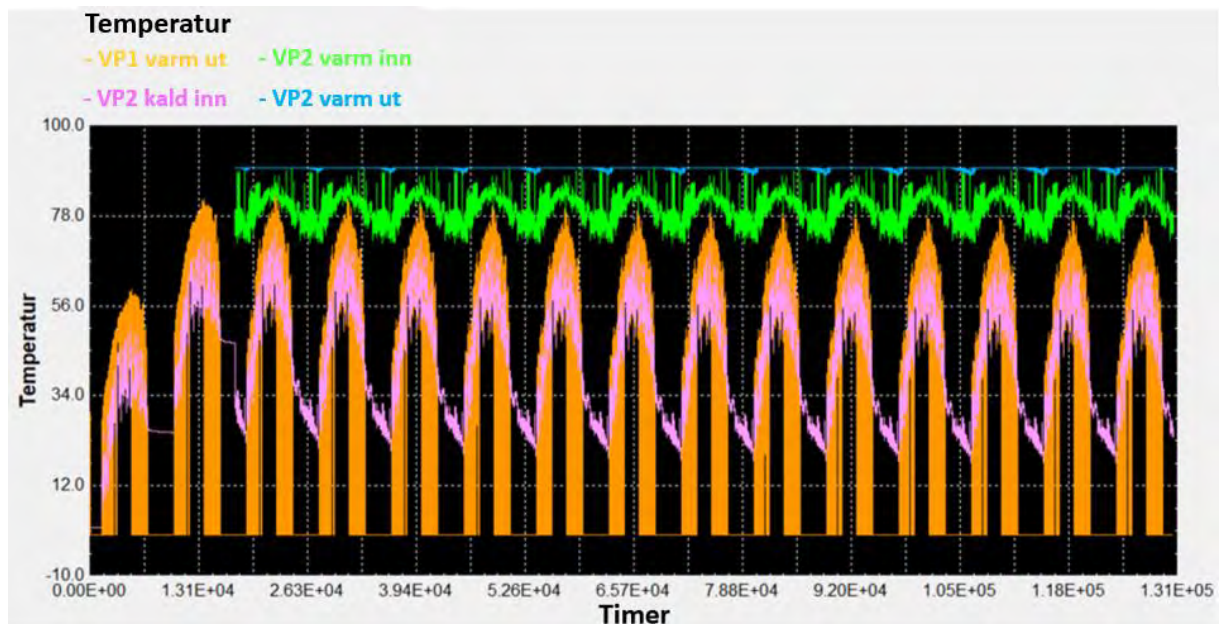
### 9.2.2.1 Solinnstråling

Ifølge Bjørn Thorud v. Multiconsult kan deres beregninger for solinnstråling variere med +/- 10-15% fra gjennomsnittlig faktisk solinnstråling. For denne simuleringen er datafilen for solinnstråling justert slik at verdiene er 15% lavere enn for basissimuleringen. Fra Figur 34 ser vi at mindre solinnstråling fører til at lagertemperaturen synker gradvis etter de to første årene, ettersom VP2 tar ut mer energi fra lageret enn VP1 leverer til lageret.



Figur 34: Gjennomsnittstemperatur i lageret med 15% mindre solinnstråling

Blå graf i Figur 35 viser at lavere solinnstråling og mindre lading om sommeren fører til at temperaturen ut av lageret på slutten av vinteren er for lav til at VP2 klarer å levere 90°C ut på fjernvarmenettet.



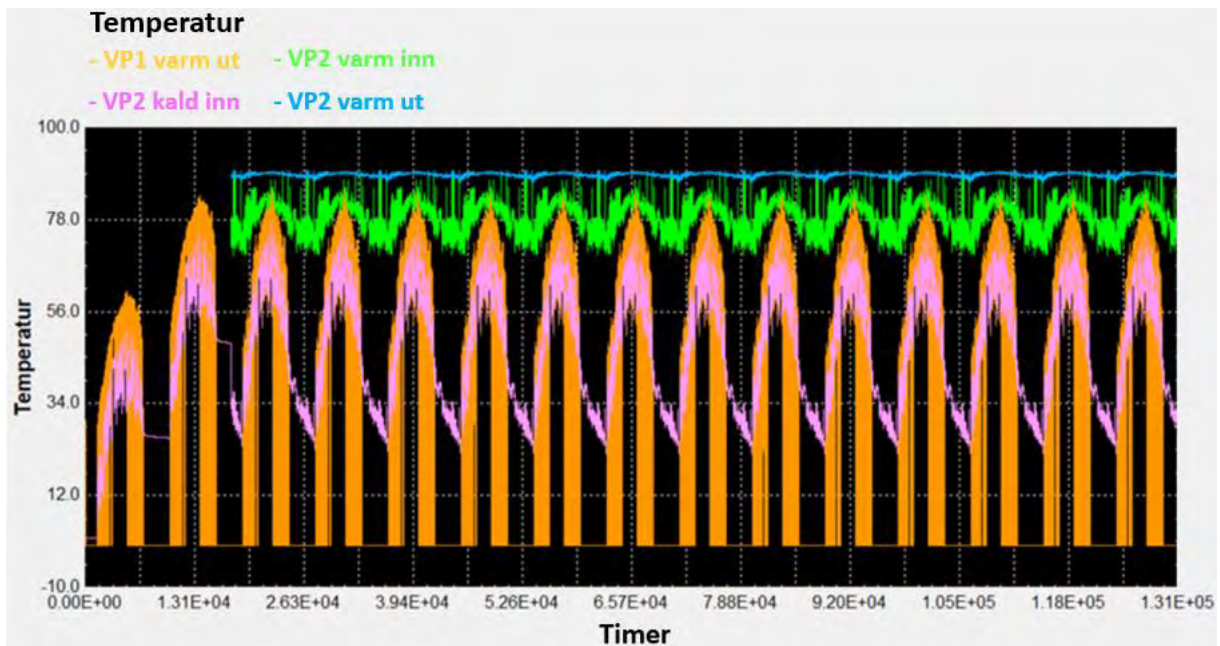
Figur 35: Temperatur ut fra VP1, inn til VP2 og fjernvarmetemperatur med 15% mindre solinnstråling

Det er verdt å påpeke at denne simuleringen viser resultatet av 15 år med en solinnstråling som er 15% lavere enn Multiconsults beregninger. Selv om beregningene sannsynligvis vil avvike fra faktisk solinnstråling, er det lite sannsynlig at verdiene vil være såpass lave 15 år på rad. Likevel viser dette at det vil være behov for en eller annen form for reserve/spisslastsystem for å opprettholde ønsket leveringssikkerhet gjennom sesongen.

#### 9.2.2.2 Økt energibehov

Basissimuleringen tar utgangspunkt i et varmebehov på 76 GWh gjennom året. Dette er basert på faktisk forbruk i perioden 01.05.2019 – 30.04.2020, omskrevet til å få forbruket fra 01.01 til 31.12. Ifølge Rasmus Bøckman var dette et normalt år med tanke på energiforbruk, og det er ventet at behovet kommer til å være forholdsvis stabilt de neste årene. Likevel er Longyearbyen avhengig av å ha et energisystem som er i stand til å levere tilstrekkelig varme også gjennom unormalt kalde vintre, hvor forbruket vil være større.

Med 10% høyere energibehov vil årlig varmebehov være omtrent 84 GWh. Figur 36 viser da at VP2 ikke vil være i stand til å levere en ut-temperatur på 90°C, når effektreguleringen styres av returtemperaturen fra fjernvarmenettet.



Figur 36: Temperatur ut fra VP1, inn til VP2 og fjernvarmetemperatur med 10% høyere energiforbruk

For å klare å levere riktig ut-temperatur og en total energimengde på 84 GWh, må varmpumpene være i stand til å levere høyere effekt, som igjen vil føre til økt strømforbruk. Tabell 15 viser strømbehov, spisseffekt og levert energi for varmpumpene i simuleringen med 10% økt energibehov. Lagerkonfigurasjonen er den samme som for basissimuleringen.

Tabell 15: Krav til varmpumper ved økt energibehov

Strømbehov VP1	26.5	GWh
Strømbehov VP2	14.5	GWh
Energi levert fra VP1 til lager	48.1	GWh
Overført spisseffekt VP1	22.1	MW
Energi levert fra lager til VP2	44.5	GWh
Overført spisseffekt VP2	17.3	MW
Energi levert fra VP2 til fjernvarme	84	GWh

### 9.2.2.3 Redusert energibehov

I kapittel 2.2 ble det nevnt at energibehovet pr. kvadratmeter i Longyearbyen er veldig høyt sammenlignet med fastlands-Norge, og at det er mulig å redusere behovet drastisk ved å etterisolere eksisterende bygninger. Et konkret tall på hvor mye energibehovet reduseres kommer an på hvor mye man velger å isolere. Ifølge mulighetsstudien fra THEMA og Multiconsult vil samme energiforbruk pr. m<sup>2</sup> som fastlands-Norge gi en reduksjon på 40%. Dette vil kreve mye og grundig etterisolering, og er trolig for kostbart til å være lønnsomt. For å se effekten av redusert forbruk, er det i dette delkapittelet anslått en reduksjon av energiforbruket på 30%, som gir et totalforbruk på omtrent 53 GWh/år.

På bakgrunn av redusert energibehov, ble antall energibrønner redusert fra 550 til 400. Utover det var parameterne for energilageret identisk med basissimuleringen. Ut-temperatur på varm side av VP2 var fortsatt 90°C, og for å få en returtemperatur som varierer med forbruket mellom 90 og 70°C, ble massestrømmen i fjernvarmenettet redusert fra 200 til 130 L/s. Dette ga en temperaturprofil lik resultatene for basissimuleringen.

Gjennomsnittlig resultat for 12 driftsår med energibalanse, ble da følgende:

Tabell 16: Gjennomsnittlig resultat for driftsår etter systemet er stabilt, med redusert forbruk

Strømbehov VP1	15	GWh
Strømbehov VP2	10	GWh
Energi levert fra VP1 til lager	30.3	GWh
Overført spisseffekt VP1	14	MW
Energi levert fra lager til VP2	27.8	GWh
Overført spisseffekt VP2	11	MW
Totalt varmetap	2.5 (8.3%)	GWh
- Tap opp	0.9 (3%)	GWh
- Tap ned	0.2 (0.7%)	GWh
- Tap til sidene	1.4 (4.6%)	GWh
Energi levert fra VP2 til fjernvarme	54	GWh

### 9.2.2.4 Endret termisk konduktivitet i berggrunnen

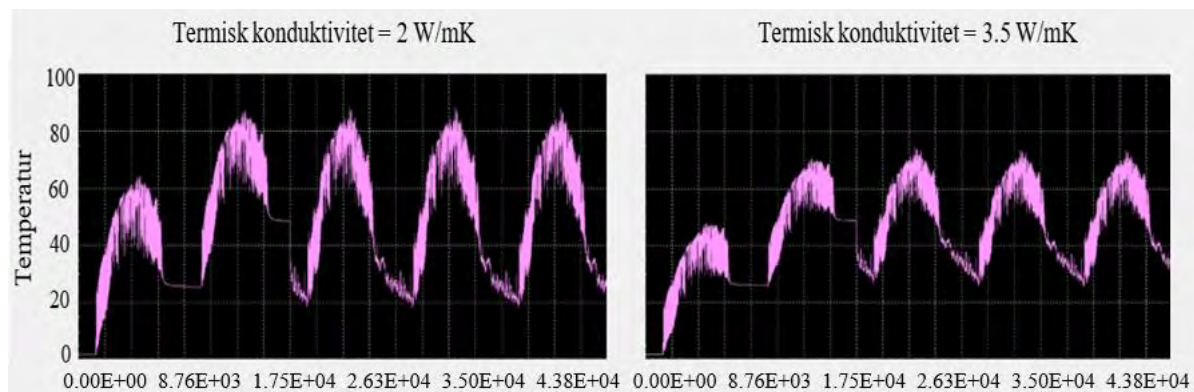
For brønnbaserte termiske energilagere vil det i de fleste tilfeller være variasjoner innad i lageret når det gjelder berggrunnens egenskaper. For systemsimuleringer, i dette tilfellet ved bruk av TRNSYS, gjelder det å finne en verdi som samsvarer med gjennomsnittet i lagervolumet. Asplan Viaks termiske responstest i Longyearbyen viste termisk konduktivitet mellom 2.5 og 3 W/mK.

For et lager med 550 brønner kan konduktiviteten variere mye innad i lageret. I verste fall kan både steinprøvene og testbrønnen til Asplan Viak vise resultater som ikke er representativt for gjennomsnittlig verdi i området. For å undersøke hvordan systemet påvirkes av berggrunnens konduktivitet, ble det kjørt simuleringer av energisystemet med termisk konduktivitet satt til 2 og 3.5 W/mK. Tabell 17 viser gjennomsnittlig årlig energistrøm og varmetap for de to tilfellene, sammenlignet med basissimuleringen, der termisk konduktivitet var 2.844 W/mK

Tabell 17: Resultat for simulering med endret termisk konduktivitet

Termisk konduktivitet	2	2.844	3.5	W/mK
Energi inn	42.3	42.4	42.4	GWh
Energi ut	38.9	39.6	39.7	GWh
Gjennomsnittlig varmetap	3.4	2.8	2.7	GWh
Energi levert til fjernvarme	75.4	76.1	76.3	GWh

Disse endringene for termisk konduktivitet påvirker med andre ord ikke systemets evne til å levere energi i særlig grad. Endringen i termisk konduktivitet gjør imidlertid mer utslag for temperaturvariasjonene i lageret. Fra Figur 37 ser vi at ut-temperaturen i årene etter lageret er stabilt, varierer mellom 70 og 26°C når konduktiviteten er 2 W/mK, og mellom 83 og 20°C når konduktiviteten er 3.5 W/mK.



Figur 37: Ut-temperatur fra lageret med ulik termisk konduktivitet, simuleringsperiode 5 år

## 10 Diskusjon

Dette kapittelet har til hensikt å belyse ulike aspekter ved resultatene presentert i kapittel 9, og diskutere hva de betyr.

### 10.1 Steinprøver

Resultatene fra steinprøvene viser at området er godt egnet for energilagring. Når det gjelder variasjonene innad i berggrunnen, er det vanskelig å anslå hvor mye verdiene for steinprøvene avviker fra gjennomsnittlig verdi i området. De foreløpige resultatene fra Asplan Viaks termiske responstest, som viser termisk konduktivitet mellom 2.5 og 3 W/mK, tyder på at verdiene funnet fra TPS-målingen er meget troverdige. Følsomhetsanalysen viser også at systemet er robust nok til å håndtere variasjoner innad i berggrunnen.

### 10.2 Systemkonfigurasjon

Underveis i modelleringen av det foreslåtte energisystemet var det tydelig at solinnstråling, effekt på henholdsvis VP1 og VP2, og lagerkonfigurasjonen har stor påvirkning på hverandre. Dette gjør at en fullstendig optimalisering er både komplisert og tidkrevende. Denne oppgaven har vurdert en systemkonfigurasjon for sammensetningen av VP1, lager og VP2. En svakhet ved konfigurasjonen valgt her kan være at all massestrøm fra VP1 går via lageret, selv når VP1 leverer mindre energi enn VP2 trenger for å løfte temperaturen på fjernvarmevannet til 90°C. Dette gjør at VP2 må utføre ekstra arbeid for å kompensere for vannets varmetap gjennom lageret.

En mulig konfigurasjon kan være å sende vann fra VP1 til lageret kun ved overskudd av energi, altså når VP1 leverer mer enn VP2 behøver. Sannsynligvis vil man da måtte dimensjonere solcelleanlegget og VP1 på en slik måte at maksimal levert effekt blir betydelig høyere enn ved konfigurasjonen valgt her, for å lade lageret med nok energi til å holde gjennom vinteren. Hovedmålet ved utforming av systemkonfigurasjon er å konstruere et energisystem som leverer nok energi, med minst mulig strømbehov for VP1 og VP2.

TRNSYS-komponenten for energilager (type 557b) gir kun mulighet for en massestrøm gjennom lageret. Den ble derfor satt som konstant, til 1 L/s pr. energibrønn. Et avgjørende aspekt for at denne type løsning skal fungere, er at VP1 lader energilageret mest mulig effektivt de timene det er sol. Trolig vil en eller annen form for regulering av massestrøm innad i lageret, slik at massestrømmen for lading er høyere enn massestrømmen for tapping av energi fra lageret, heve den totale virkningsgraden til systemet.

Varmepumpekomponenten i TNRSYS legger begrensninger for effektregulering basert på strømtilførsel. En forbedring av effektreguleringen vil øke utnyttelsesgraden av solenergien. Strømbehovet beregnet i denne oppgaven, og energipotensialet fra Multiconsults beregninger på 120 kWh/m<sup>2</sup> (Multiconsult, 2017), viser at full utnyttelse av strømproduksjonen vil gi et nødvendig solcelleareal på omtrent 309 000 m<sup>2</sup>.

### 10.3 Spisslastsystemer

En viktig faktor ved implementering av nytt energisystem i Longyearbyen, vil være å i størst mulig grad optimere systemet i forhold til faktisk energiforbruk. En fordel med å benytte solceller i kombinasjon med varmepumper og termisk energilager, er at alle delsystemene er forholdsvis enkle å skalere opp ved økt energibehov. Ekstra solceller kan kobles enten direkte til den opprinnelige solcelleparken, eller det kan bygges en ny solcellepark med tilkobling til varmepumpene. Energilageret kan også utvides ved at det bores flere energibrønner rundt det opprinnelige lageret. Likevel bør systemet etter beste evne dimensjoneres til å møte dagens energibehov, for slik å kunne unngå at implementeringen av nytt energisystem blir unødvendig kostbart.

Følsomhetsanalysen i kapittel 9.2.2 viser at ved dimensjonering for normal-år med tanke på solinnstråling og energiforbruk, er man avhengig av å ha en eller annen form for spisslastsystem for år med lite sol eller høyt forbruk. For å dekke det ekstra energibehovet kan det være en mulighet å investere i avfallsforbrenningsanlegg. Med et slikt anlegg vil man kunne samle opp avfall gjennom året, og starte forbrenning mot slutten av vinteren. Da vil man kunne lede varmen fra avfallsforbrenningen ned i energilageret før gjennomsnittstemperaturen i lageret blir for lav.

I kapittel 5.5 ble det nevnt at tilgjengelige avfallsmengder trolig er noe høyere enn mengden anslått i Norconsults rapport om avfallsforbrenningsanlegg i Longyearbyen. I mangel på nøyaktige mengder, kan vi likevel bruke Norconsults anslag på 1200 tonn/år. Med deres estimerte brennverdi på 3.6 kWh/kg for avfallet, vil man ha omtrent 4.32 GWh tilgjengelig energi fra avfall. Med tanke på at nødvendig tilført energi til lageret i løpet av et normal-år er 40 GWh, vil avfallsforbrenning kunne være en pålitelig og effektiv måte å øke kapasiteten til lageret gjennom vinteren.

Et annet alternativ for å dekke reserve- og spisslast er å fortsette med dagens dieselkraftverk. Dette vil være en billig løsning, i og med at systemet allerede er etablert og brukes. En fordel

med å bruke avfallsforbrenning som reservekraft kontra diesel, er at man er mindre avhengig av å begrense bruken av spisslastsystemet, med tanke på CO<sub>2</sub>-utslipp.

Reserve- og spisslast kan også dekkes av overskuddsstrøm fra solceller. Slik systemet er konfigurert i TRNSYS, vil solcellene produsere mer strøm om sommeren enn varmpumpene bruker ved maks effekt. Dette overskuddet kan lagres i batteri, for så å brukes til å drive en el-kjel for å dekke spisslast ved behov. Dimensjonering av batteripakken avhenger av størrelse og effekt på solcelleanlegg.

## **11 Forslag til videre arbeid**

Dette kapittelet inneholder forslag til fokusområder for videre arbeid med denne oppgaven.

### **11.1 Vurdering av solcelleanlegg**

Et naturlig videre steg fra denne oppgaven vil være å vurdere hvordan solcelleanlegget kan utformes på best mulig måte, med så lave kostnader som mulig. Solcellene kan enten plasseres på taket av eksisterende bygninger, som en solcellepark på bakken, eller en kombinasjon av disse. Fokusområdet bør være å finne en plassering som gir høyest mulig virkningsgrad gjennom året, men samtidig ta hensyn til miljømessige aspekter ved å unngå unødvendig store naturinngrep.

### **11.2 Implementere reserve- og spisslastsystem i systemsimulering**

Videre arbeid for denne oppgaven bør innebære å implementere kilder for reserve- og spisslastsystem for energilageret i systemsimuleringen. Et mål bør være at systemet er robust nok til å kunne levere tilstrekkelig energi til fjernvarmenettet gjennom kalde vintre og solfattige somre.

### **11.3 Bærekraftsanalyse**

En naturlig fortsettelse av oppgaven vil også være å kartlegge økonomiske- og miljømessige aspekter ved energisystemet. En nøkkelfaktor vil da være å vurdere skalering av de ulike delsystemene opp mot hverandre. Større lager vil gi høyere investeringskostnader, men lavere driftskostnader. Mindre lager og større varmepumper vil sannsynligvis gi lavere investeringskostnader, men høyere driftskostnader.

I tillegg må fremtidig energibehov kartlegges. Kostnaden av å redusere energibehov, for eksempel ved etterisolering, bør vurderes opp mot den miljømessige effekten av å redusere nødvendig solcelleareal og lagervolum.

## 12 Referanser

ABB, 2016. *Elektrifisering av Svalbard - Pålitelig kraftforsyning fra fastlandet*, s.l.: ABB.

ABB, 2016. <https://new.abb.com/>. [Internett]

Tilgjengelig fra: <https://new.abb.com/news/no/detail/47467/svalbard-kan-forsynes-med-kraft-fra-fastlandet>

[Funnet 08. Februar 2021].

Asplan Viak, 2016. [asplanviak.no](http://asplanviak.no). [Internett]

Tilgjengelig fra: <https://www.asplanviak.no/aktuelt/2016/02/15/geoenergi-i-asplan-viak-med-fokus-paa-forundersoekelser/>

[Funnet 02. mars 2021].

Asplan Viak, 2017. *Sluttrapport Fjell2020 konseptutredning miljøløsninger*, s.l.: Asplan Viak.

Asplan Viak, 2020. *Rapport termiske responstester*, s.l.: s.n.

Bjerknes centre for climate research, 2006. <https://www.bjerknes.uib.no/>. [Internett]

Tilgjengelig fra: <https://www.bjerknes.uib.no/artikler/nyheter/den-vanskelige-vindkraften>

[Funnet 09. mars 2021].

Buvik, M. et al., 2019. *Kostnader for kraftproduksjon 2018*, Oslo: NVE.

Carslaw, H. S. & Jaeger, J. C., 1959. *Conduction of heat in solids*. 2. red. Oxford: Oxford University Press.

Energigass Norge, 2018. *Innspillsmøte*. s.l.:s.n.

Gehlin, S., 2002. *Thermal response test - Method developement and evaluation*, Luleå: Luleå university of technology.

Haugan, M. B., 2018. *Energieffektivisering av eksisterende boliger i Longyearbyen*, Trondheim: NTNU.

Hot Disk AB, 2017. <https://www.hotdiskinstruments.com/>. [Internett]

Tilgjengelig fra: <https://www.hotdiskinstruments.com/products-services/instruments/tps-2500-s/>

[Funnet 16. mars 2021].

Hot Disk AB, 2019. *Hot Disk Thermal Constants Analyser - Instruction Manual*. s.l.:Hot Disk AB.

Institutt for Elektrofag og Fornybar Energi, 2016. *Varmepumper - Forelesning fra valgfag "Fornybar energi"*. Trondheim: NTNU.

Karoliussen, H., 2016. *Solenergi - Solceller og solfangere*, Trondheim: NTNU.

Karoliussen, H., 2016. *Vindkraft*, Trondheim: NTNU.

Kjeller Vindteknikk, 2004. *Vindforhold på Platåberget - Svalbard*, Longyearbyen: Longyearbyen Lokalstyre.

- Klima- og miljødepartementet, 2021. *Klimaplan for 2021–2030*, Oslo: Klima- og miljødepartementet.
- Longyearbyen lokalstyre, 2019. *Energisituasjonen i Longyearbyen*. Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Longyearbyen lokalstyre, u.d. *Geotermisk sesonglagring i permafrost*, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Løvik, H., 2018. *tu energi*. [Internett]  
Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/vil-erstatte-kullkraftverk-med-gasskraft-pa-svalbard-jeg-blir-helt-matt/442848>  
[Funnet 21. mars 2021].
- Meteorologisk institutt, 2013. *yr.no*. [Internett]  
Tilgjengelig fra: <https://www.yr.no/artikkel/na-drar-sola-for-vinteren-1.11368304>  
[Funnet 08. mars 2021].
- Mogstad, L., 2020. *Seasonal thermal energy storage*, Trondheim: NTNU.
- Morgensen, P., 1983. *Fluid to duct wall heat transfer in duct system heat storages*, Stockholm: s.n.
- Multiconsult, 2017. *Smart bruk av solenergi i Longyearbyen*, s.l.: Multiconsult.
- Nielsen, K., 2003. *Thermal energy storage - A state-of-the-art*, Trondheim: NTNU og Sintef.
- Norconsult, 2014. *Vurdering av avfallsforbrenningsanlegg i Longyearbyen*, s.l.: Norconsult.
- Norsk klimaservicesenter, 2021. *seklima.met.no*. [Internett]  
Tilgjengelig fra: <https://seklima.met.no/observations/>  
[Funnet 16. mars 2021].
- Norsk solenergiforening, 2017. *Solvarme i kombinasjon med andre varmekilder*, s.l.: Norsk Solenergiforening.
- Norsk Solenergiforening, u.d. *Solenergi.no*. [Internett]  
Tilgjengelig fra: <https://www.solenergi.no/solvarme>  
[Funnet 05. Mars 2021].
- NVE; Energinet, 2017. *Pellets-løsning*, s.l.: s.n.
- NVE, 2021. *nve.no*. [Internett]  
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/kostnader-for-kraftproduksjon/?ref=mainmenu>  
[Funnet 10. 06 2021].
- Olje- og energidepartementet, 2021. *Regjeringen.no*. [Internett]  
Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-energilosning-for-longyearbyen/id2827886/>  
[Funnet 09. Februar 2021].
- Otterdahl-Jensen, M., 2019. Longyearbyen: Teknisk ukeblad.

REHAU, 2009. *Underground thermal energy storage*, s.l.: REHAU.

Signorelli, S., Bassetti, S., Pahud, D. & Kohl, T., 2006. Numerical evaluation of thermal response tests. *Geothermics* 36, 29. desember, pp. 141-166.

SSB, 2020. *SSB.no*. [Internett]

Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft>

[Funnet 5. juni 2021].

Standard Norge, 2015. *ISO 22007-2*. s.l.:Standard Norge.

Statnett og nationalgrid, 2021. *Northsealink*. [Internett]

Tilgjengelig fra: <https://northsealink.com/>

[Funnet 09. Februar 2021].

Store Norske Leksikon, 2020. *snl.no*. [Internett]

Tilgjengelig fra: <https://snl.no/permafrost>

[Funnet 23. februar 2021].

Svalbard Bryggeri, 2019. *En kort presentasjon av Svalbard Bryggeri AS sitt nye forbrenningsanlegg*, Longyearbyen: Svalbard Bryggeri.

THEMA Consulting Group AS og Multiconsult, 2018. *Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard*, Oslo: THEMA Consulting Group.

TRNSYS, 2013. *GHP Library Mathematical Reference*. Madison, Wisconsin: Thermal Energy System Specialists, LLC.

TRNSYS, 2019. *What is TRNSYS*, s.l.: TRNSYS.

# 13 Vedlegg

## A Kartlegging av risikofylt aktivitet

NTNU	Kartlegging av risikofylt aktivitet		Utskriftsnummer	Dato
HMS			HMS-ord	22.03.2011
			Coordinatør	Evdaller
			Rektor	01.12.2006

Enhet:

Dato:

Linjeleder:

Deltakere ved kartleggingen (m/ funksjon):

(Ansv. veileder, student, evt. medveileder, evt. andre m. kompetanse)

Kort beskrivelse av hovedaktivitet/hovedprosess:

Masteroppgave student xx. Tittel på oppgaven.

Er oppgaven rent teoretisk? (JA/NEI):

JA betyr at veileder innestår for at oppgaven ikke involverer noen aktiviteter som krever risikovurdering. Dersom «JA»: Beskriv kort aktiviteten i kartleggingsbrevet under. Risikovurdering trenger ikke å fylles ut.

Signaturer: Ansv. veileder:

*Babig Næss*

Student:

*Lars Mjosvold*

ID nr.	Ansvarlig	Ekstisterende dokumentasjon	Ekstisterende sikrings tiltak	Lov, forskrift o.l.	Kommentar

