



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2016 30 stp
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Kan sesonglagring av varme med solfangere dekke oppvarmingsbehov i norske boliger?

Can seasonal thermal energy storage with solar thermal collectors provide the heating demand for Norwegian households?

Umair Iqbal
Industriell økonomi

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som avslutning på femårig masterstudie i industriell økonomi ved Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT), Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), våren 2016.

Forslaget til oppgavens tema ble gitt av min veileder, Tor Kristian Stevik førsteamanuensis ved IMT, NMBU. Jeg vil takke min veileder for at han i det hele tatt kunne være veileder for masteroppgaven. Dette til tross for at jeg kom til ham med forespørsel om å være veileder et par uker før fristen for påmelding når normen er å kontakte eventuelle veiledere et halvt år før oppgaven skal skrives. Jeg vil også takke ham for tålmodighet og gode råd.

Videre vil jeg takke mine gode venner og medstudenter fra NMBU: Mohammad Usman, Mohammed Aden og Samir Adrik som alle bidro med korrekturlesing og gode råd. Mohammad Usman lagde kartene som er brukt i oppgaven samt bidratt i å utvikle programmet som er brukt for beregningene.

Vil også takke NMBU generelt for at jeg har hatt muligheten til å studere ved universitetet, lånekassen, internett og alle andre som har gjort det mulig for at denne oppgaven har kunnet blitt skrevet. Sist men langt ifra minst, vil jeg takke min familie og da spesielt min mor som har lagt alt til rette for at jeg har hatt ett privilegert liv med alle muligheter.

Ås, 15. juni 2016

Sammendrag

Problemstillingen for denne oppgaven var å se om sesonglagring av termisk energi kan bidra til at solfangere alene kan benyttes til oppvarming av boliger i Norge. Problemstillingen kommer fram som et alternativ til konvensjonelle oppvarmingsteknologier for å kunne kontre en eventuell framtidig økning i energiforbruket. Rundt tre fjerdedeler av energibruken til husholdningene går til oppvarming og en slik løsning vil komme godt med. Det ses på andre muligheter også hvor solfangere og BTES (Borehole Thermal Storage Energy) er med som supplement til andre oppvarmingsmetoder. Det er mer enn nok solenergi tilgjengelig i verden til å kunne dekke verdens energibehov. For denne oppgaven er det sett på solfangere som et alternativ for oppvarming av varmtvann og romoppvarming for boliger. Solfangere leverer varme fra solinnstråling ved oppvarmet varmemedium. Utfordringa med solfangere i Norge er at varmen solfangerne fanger, blir fanget på sommeren. Nesten alt av forbruk skjer om vinteren, bortsett ifra for oppvarming av varmtvann som står for 15 % av det totale energiforbruket til husholdningene. En løsning på utfordringa med lagring av varme fra sommer til vinteren er sesonglagring av varme. Sesonglagring av varme vil si at en lagrer overskuddsvarmen solfangerne leverer om sommeren til vinteren. UTES-systemer (Underground Thermal Storage Energy) som BTES og ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) er sett på i denne oppgaven. ATES viser seg å ikke være passende for Norge. BTES på sin side er avhengig av varmeledningsevnen til berggrunnen der den ønskes boret. BTES fungerer ved at varmemediet føres gjennom borehullene som varmer opp grunnen rundt borehullene. Om vinteren når en ønsker å hente varme fra BTES systemet vil varmemediet bli varmet opp ved at varmemediet ført gjennom borehullene får varme tilført fra grunnen. Resultatene viser at Solfanger-BTES-system, ikke vil klare å levere nok varme til å kunne dekke oppvarmingsbehovet alene. På en annen side er det mulig å dekke deler av behovet som supplement til konvensjonelle oppvarmingsteknologier.

Abstract

The objective of this thesis was to see if seasonal thermal energy storage could contribute to solar thermal collectors, being able to provide the heating needs for a household in Norway. The issue of increased energy consumption in the future is the reasoning behind this thesis. As three fourths of the energy consumption of households is to space heating and water heating, such a solution would significantly decrease the need for increased energy production in the future. In this thesis, I also look at other options, as for example a solution were solar collectors with BTES (Borehole Thermal Storage Energy) is a supplement to other heating methods. The solar energy earth receives is more than enough to supply the world with its energy demands. For this thesis, solar thermal collectors are looked at as an alternative to conventional heating methods for space and water heating. The issue for solar thermal collectors in Norway, is the issue of the energy being collected in the summer while most of the need for the energy is in the winter. In the summer period, only water heating is needed, and water heating is only 15 % of the entire energy consumption of a household while space heating is between 60-70 %. Seasonal thermal energy storage of the excess energy collected during the summer is a solution to the issue at hand. The excess heat from the summer is stored and then used during the winter. UTES-systems (Underground Thermal Storage Energy) as BTES and ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) are looked at in this thesis. ATES is showed to not be suitable for Norway. While BTES is dependent on the thermal conductivity of the bedrock. BTES-system operates with a heat transfer fluid running through the system. During the summer, the heat transfer fluid provides heat to the bedrock, which is warmed up. During the winter, the bedrock warms up the heat transfer fluid. The results show that solar thermal collectors with BTES-system are not able to meet the entire heating needs of a household alone. As a supplementary heating unit with conventional heating methods, it may be able to contribute to a households needs.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
Innhold	ix
Figurer	xi
Tabeller	xiv
1. Innledning	1
1.1. Avgrensninger	3
2. Teori	5
2.1. Solenergi	5
2.2. Solfanger	6
2.2.1. Selektiv absorberende overflate	6
2.2.2. Plane solfangere	8
2.2.3. Vakuumrør solfanger	9
2.2.4. Effektivitet av solfangere	10
2.3. Varmetransport	12
2.3.1. Overføring	12
2.3.2. Rør	12
2.3.3. Varmeveksler	13
2.4. Sesonglagring av varme	13
2.4.1. ATES	14
2.4.2. BTES	15
2.4.3. Effektivitet til BTES-system	16
2.5. Geologi	18
2.5.1. Porøsitet	18
2.5.2. Permeabilitet	19
2.6. Økonomi	19
2.6.1. LCOE	19
2.6.2. Nåverdimetoden	20
2.6.3. Tilbakebetalingsmetoden	20

3. Metode	21
3.1. Oversikt	21
3.2. Innsamling av klimadata	22
3.2.1. Valg av tettsteder	24
3.3. Beregning av forbruk	24
3.4. Innsamling av data for solinnstråling	25
3.4.1. Valg av målestasjoner	26
3.5. Beregning av effektivitet til solfanger	27
3.6. Beregning av varmetap	28
3.7. Beregning av effektivitet av UTES-system	31
3.7.1. ATES	31
3.7.2. BTES	31
3.7.3. Valg av η_B	33
3.8. Valg av økonomisk modell	34
3.8.1. Investering	34
3.8.2. LCOE	35
3.8.3. Nåverdimetoden og tilbakebetalingsmetoden	36
3.9. Usikkerhet	36
4. Modell	37
4.1. Fysisk modell	37
4.2. Økonomisk modell	38
5. Resultat	39
6. Diskusjon	45
6.1. Resultatene	45
6.1.1. Modifisert system	45
6.1.2. Supplement, solfanger-BTES	46
6.1.3. Supplement, solfanger alene	46
6.1.4. Større skala	47
6.1.5. Feilmargin	47
6.2. Framtiden	48
7. Konklusjon	51
8. Forslag til videre arbeid	53
Referanser	55
A. Vedlegg	61
A.1. Berggrunnskart	62
A.2. Tabeller	64
A.3. Aventa	77
A.4. Arcon	78
A.5. Baxi	79

A.6. NorDan	80
A.7. NGU fargesymbol	81
A.8. NGU fargesymbol	82
A.9. NGU fargesymbol	83

Figurer

1.1. Import	1
1.2. Norge	2
2.1. Passive solfangere	6
2.2. Plan solfanger	8
2.3. Plane solfangere, bilde	9
2.4. Vakuumrør	10
2.5. Varmeveksler	13
2.6. ATES skisse	15
2.7. BTES-system	16
2.8. Varmeveksler	17
3.1. System sommer	21
3.2. System vinter	22
3.3. Klimasoner	23
3.4. η_B	32
A.1. Sedimentære bergarter	62
A.2. Bergartsgrupper	63

Tabeller

2.1. Selektive absorberende overflater	8
2.2. U-verdier	13
3.1. Energiforbruk for tettstedene	25
3.2. Oversikt over effektivitets parametere for solfangere	27
3.3. Oversikt over parameterne i varmeveksleren	30
3.4. Berggrunnsgrupper	33
3.5. Tettsteder, berggrunnsgrupper, k og η_b	34
3.6. Kostnad BTES-system	35
5.1. Primær resultat, del 1	39
5.2. Primær resultat, del 2	40
5.3. Primær resultat, del 3	40
5.4. Resultat, modifisert system, fysisk modell, del 1	41
5.5. Resultat, modifisert system, fysisk modell, del 2	41
5.6. Resultat, modifisert system, fysisk modell, del 3	42
5.7. Resultat, modifisert system, økonomisk modell	42
5.8. Resultat, varmetap 40 %	43
5.9. Resultat, solfanger-varmtvann per m^2	43
5.10. Resultat, maksimalt lønnsomt areal	44
6.1. <i>LCOE</i> resultater [Multiconsult]	49
A.1. Data globalstråling, del 1	64
A.2. Data globalstråling, del 2	65
A.3. Data globalstråling, del 3	66
A.4. Data globalstråling, del 4	67
A.5. Data globalstråling, del 5	68
A.6. Data globalstråling, del 6	69
A.7. Data midlere jordtemperatur, del 1	70
A.8. Data midlere jordtemperatur, del 2	71
A.9. Data midlere minimumstemperatur, del 1	72
A.10. Data midlere minimumstemperatur, del 2	73
A.11. Klimadata, del 1	74
A.12. Klimadata, del 2	74
A.13. Klimadata, del 3	75

A.14.Klimadata, del 4	75
A.15.Data forbruk, del 1	76
A.16.Data forbruk, del 1	76

1. Innledning

Oppvarming av rom og tappevann står for tre fjerdedeler av energibruken til husholdningene i Norge [16]. Av dette dekkes 70-80 % av oppvarmingsbehovet av elektrisitet, 7 % av bioenergi, 7 % av olje og 4 % av fjernvarme [16]. Ifølge SSB var 97,5 % av elektrisiteten produsert i Norge for 2014 fra fornybare energikilder hvor 95,9 % var fra vannkraft [63]. Norge importerte i samme periode 7,4 TWh mens eksporten var på 22 TWh, noe som tilsier at Norge var en nettoeksportør av elektrisitet i 2014. Noen år er Norge nettoimportør av elektrisitet[53]. Figur 1.1 viser årlig import og eksport av elektrisitet siden 1990.

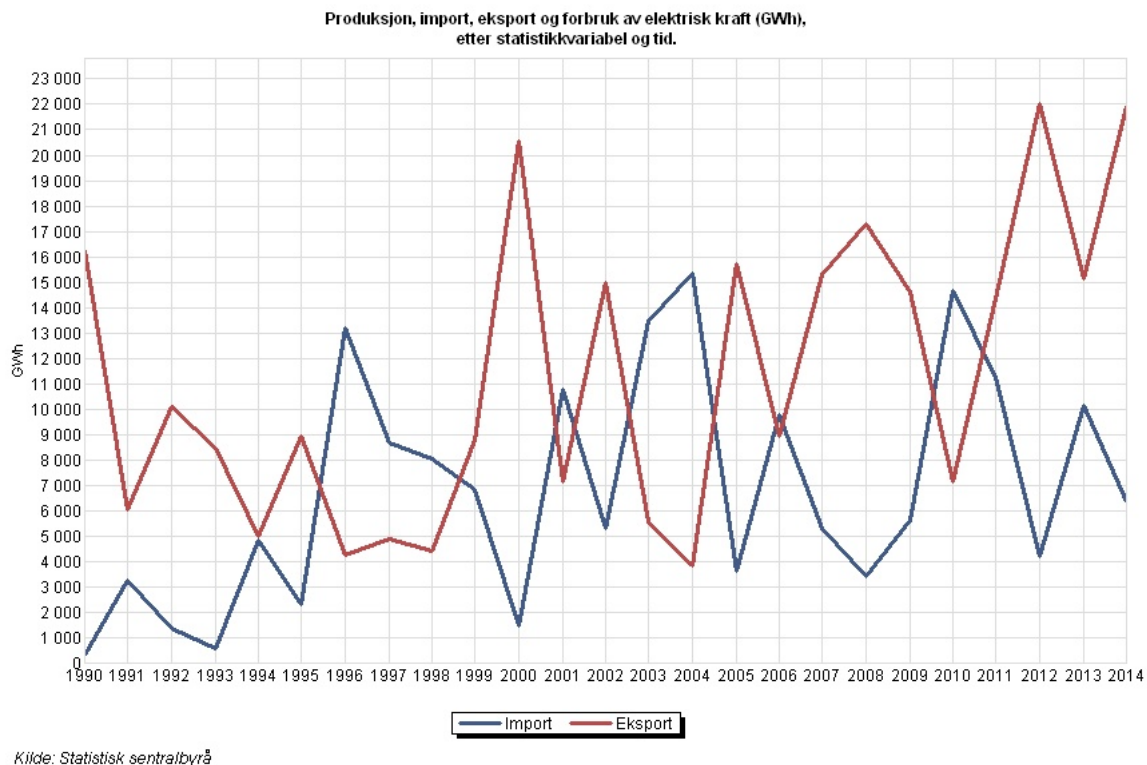


Fig. 1.1.: Figuren viser årlig import og eksport av elektrisitet siden 1990

Importen skjer gjennom handel i Nord Pool som er et felles marked for flere land i Nord-Europa. Hvilket land Norge importerer elektrisiteten fra og i hvilken grad varierer fra år til år. European Attribute Mix, EAM for 2014 var 0,67 % fornybar kraft, 41,86 % kjernekraft og 57,46 % varmekraft [68]. Med utgangspunkt i EAM kan vi si at import av elektrisitet ikke er ønskelig ut ifra et miljømessig perspektiv.

Kraftproduksjonen i Norge er avhengig av vannmengden i vannmagasinene [53]. Dette gjør at Norge

er avhengig av å kunne importere elektrisitet fra andre land som benytter andre produksjonssystemer. Spesielt i tilfeller hvor forbruket av elektrisitet er høyt, som om vinteren når oppvarmingsbehovet er på sitt største. Miljøvennlige energikilder som kan benyttes framfor elektrisitet for oppvarming av boliger er bioenergi, fjernvarme og solvarme. Bioenergi og fjernvarme står allerede i dag for 11 % av oppvarmingen [16]. Solvarme blir også benyttet, men hovedsakelig i kombinasjon med andre oppvarmingsmetoder. Dette skjer i svært liten grad i forhold til de andre metodene.

Så lite som 0,01 % av solenergien som når jordas overflate, kan tilfredsstillere energibehovet til hele verden [18]. Selv om kun 10 % av energien er anvendbar, kan 0,1 % av den dekke behovet. Solenergi kan både benyttes til å produsere elektrisitet samt til oppvarming. Det er to forskjellige karakteristikk av solenergien som benyttes i disse to tilfellene. Den første fungerer ved at elektroner blir slått ut av halvledere når sollys (fotoner) treffer dem, dette er slik solceller produserer elektrisitet [18]. Den andre fungerer ved at varmen fra sollyset brukes til å varme opp et medium som videre kan benyttes til oppvarming av rom og tappevann og til å generere elektrisitet dersom varmen blir konsentrert [18]. I denne oppgaven skal jeg se på solvarme, ettersom solceller som produserer elektrisitet ikke er et alternativ til elektrisitet.

Dersom oppvarming av rom og tappevann i boliger blir gjort av andre energikilder enn elektrisitet vil behovet for å importere strøm reduseres. I tillegg vil også strømprisene presses ned ettersom etterspørselen vil falle.

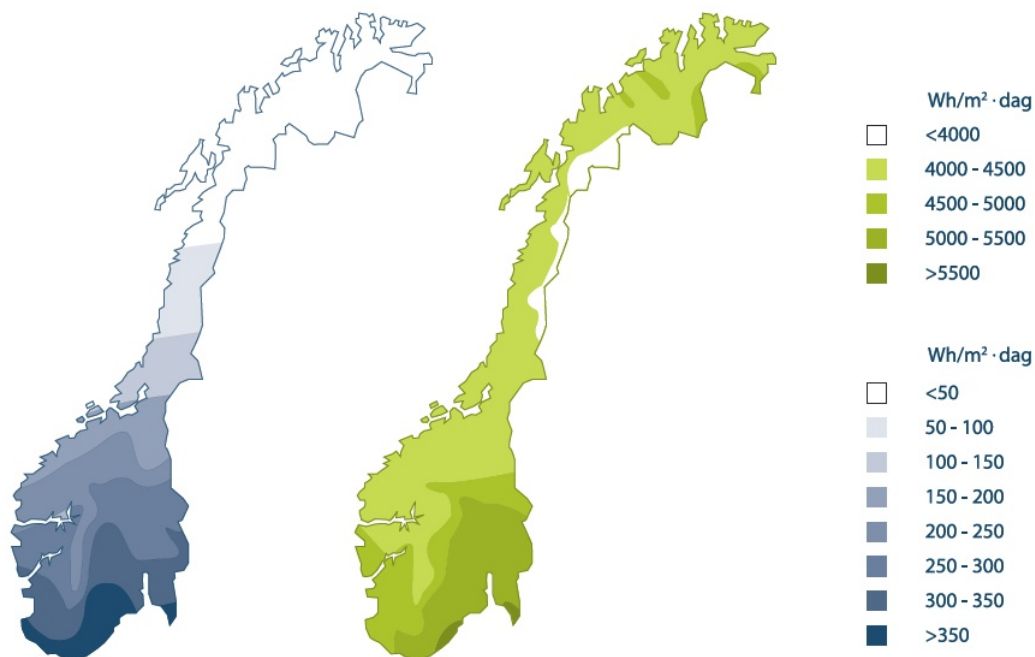


Fig. 1.2.: Kartet til venstre viser solinnstråling for vinteren, mens kartet til høyre viser solinnstråling for sommeren [28].

Figur 1.2 viser at solinnstrålingen er større om sommeren når oppvarmingsbehovet er mindre. Dersom solvarme alene skal kunne dekke behovet må solinnstrålingen i form av varme som kan inntas om sommeren overføres til der den trengs. Sesonglagring av termisk energi er en måte å kunne få dette gjort på. Jeg skal i denne oppgaven se om sesonglagring av termisk energi kan bidra til at solfangere alene kan

benyttes til oppvarming av boliger i Norge.

1.1. Avgrensninger

Denne oppgaven vil være en oppgave av teoretisk natur, hvor verdiene som brukes ikke er verdier som har blitt målt under oppgaven. Det vil kreve alt for lang tid i forhold til tidsperioden for en masteroppgave, å kunne gjøre faktiske beregninger på solfangere med lagringssystem. Et slikt prosjekt vil måtte vare minst et helt år, ettersom lagringen vil skje om sommeren og det største forbruket er i vinterperioden. For et BTES-system vil det i tillegg ta et par år før bakken er varm nok i forhold til å optimalisere effektiviteten til BTES-systemet [49]. Dataene som er brukt i oppgaven er hentet fra andre studier eller rapporter. Verdier som selv er valgt i oppgaven er valgt grunnet mangel på data og har vært forsøkt å være nærmest virkeligheten. Modellen er satt opp slik at verdiene kan byttes ut og modellen repliseres for andre scenarier eller for samme, men med enda bedre kvalitet på verdiene.

Selv om et slikt prosjekt hadde vært vellykket ville det ikke kunne komme med noen konklusjoner ettersom det er klimavariasjoner fra år til år. Gitt klimavariasjonene må beregningene gjøres i forhold til et "worst-case scenario" når det kommer til klima det skal måles for. Årsaken til dette er at dersom en husstand skal kunne dekke oppvarmingsbehovet sitt alene med solfangere må systemet kunne takle harde værforhold. Både i form av å være fysisk robust nok til å kunne tåle det og å kunne levere varmen som trengs.

Et hensyn som ikke tas i oppgaven er i forhold til volumstrømmen/massestrømmen og tekniske begrensninger for pumper og rør. Grunnen til at det ses bort ifra dette er at studien går ut på å finne ut om det er teoretisk mulig med tanke på solinnstrålingen i Norge og effektivitetene til solfangere og lagringssystemene.

Problemstillingen kan deles inn i en teknologisk og økonomisk del. Før det kan svares på om det er økonomisk lønnsomt må det finnes ut av om det er teknologisk mulig å få til det man ønsker. Oppgaven vil også følge denne todelingen.

2. Teori

2.1. Solenergi

Solen sender stråling i form av elektromagnetisk stråling og fotoner. Sollyset har bølge-partikkel dualitet som gjør at den både er en bølge og partikkel samtidig. Den elektromagnetiske strålingen er bølgen mens fotonene er partikler. Synlig sollys er den største komponenten av strålingen, men også infrarød og ultrafiolett stråling er en del av det elektromagnetiske spekteret som solen sender og jorda mottar. Sollyset kan konverteres til andre former for energi ved ulike prinsipper. Sollyset i seg selv er essensielt for livet på jorda i tillegg til å indirekte stå bak de aller fleste energiressursene vi benytter. Solinnstrålingen rett utenfor jordas atmosfære er gjennomsnittlig 1366 W/m^2 , kjent som solkonstanten [18]. Kun 50 % av dette blir absorbert av jordoverflaten [18]. 6 % blir spredt av molekyler i luften, 20 % blir reflektert av skyene, 4 % blir reflektert av jordas overflate, 4 % blir absorbert av skyene og 16 % blir absorbert av vanndamp, støv og O_3 . Varmen jorda absorberer blir sendt ut igjen til verdensrommet i form av varmestråling som vil si infrarød stråling. Infrarød stråling har lengre bølgelengde og lavere frekvens enn synlig lys. Stråling med høyere frekvens inneholder mer energi. Gitt tallene ovenfor kan vi regne oss fram til cirka hvor mye energi jordoverflaten mottar årlig fra sola. Årlig solenergi = $1366 \times \frac{4}{\pi} \times 10^{14} \times 86400 \times 365,2422 \times 0,5 \cong 2,73 \text{ YJ/r}$. For å sette dette i perspektiv kan vi sammenligne med årlig energiforbruk for jorda for 2013 som var på ca. 567 EJ/r [11].

For Norges del lå energiforbruket for 2014 på $842,4 \text{ PJ}$ [64]. Forskjellene innenlands er store mellom de ulike landsdelene og mellom vinter og sommer [39]. For eksempel har Meteorologisk institutt 70 målestasjoner i Norge som enten har pyranometer og/eller sunshine duration sensor [69]. Pyranometeret måler globalstråling som består av direkte innstråling fra sola, diffus innstråling og reflektert innstråling [69]. Den globalestrålingen består for det meste av den direkte innstrålingen. Den diffuse strålingen er et resultat av sollyset som blir spredt av atmosfæren og skyene før den når bakken. Reflektert innstråling spiller kun en rolle dersom det er helning på overflaten som skal motta innstrålingen, strålingen blir reflektert opp fra bakken. Sunshine duration sensor måler antall minutter av den siste timen hvor sensoren mottar solskinn. Denne dataen kan videre være nyttig i kombinasjon med data på globalstråling.

Som nevnt i innledningen er det kun det ene aspektet ved solenergien som er aktuelt tema for denne oppgaven. Den elektromagnetiske strålingen fra sollyset kan benyttes til å produsere termisk energi. Når materie mottar elektromagnetisk stråling vil de ladede partiklene til materiet vibrere og øke energien. Energien blir så sendt ut som termisk stråling.

2.2. Solfanger

Solfangere omgjør solinnstråling til varme. De kan deles opp i passive og aktive systemer. Passive solfangere fungerer ved at bygninger bygges slik at de mottar sollys som varmer opp bygningene. Det kan da være snakk om et direkte, indirekte eller isolert system. Figur 2.1 viser skisse for de tre typene.

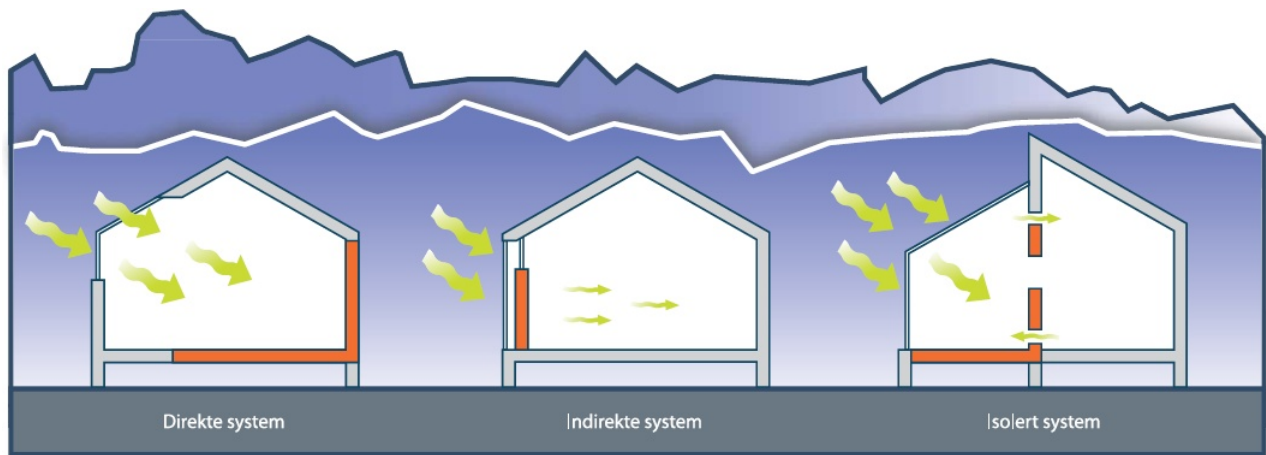


Fig. 2.1.: Figuren viser de tre passive solfanger typene diskutert i avsnittet nedenfor. Kilde: fornybar.no som er en informasjonsressurs for fornybar energi som støttes av NVE, Enova, Innovasjon Norge og Norges Forskningsråd. Illustrasjon: Kim Brantenberg.

I et direkte system slipper sollyset inn i et rom gjennom vinduer. De aller fleste bygninger har vinduer, er vinduene vendt sørøver vil de kunne motta mer solstråling. Indirekte systemer fungerer ved at en solvegg varmes opp av sollyset, solveggen er som regel laget av et materiale som har god varmeledningsevne. Et isolert system er et system hvor solstrålingen fanges i et annet rom ved siden av det rommet/rommene vi ønsker oppvarmet.

I denne oppgaven ligger fokuset på aktive solfangere. Aktive solfangere bruker teknologiske virkemidler til å skape mest mulig termisk energi fra solinnstrålingen. Målet for aktive solfangere er å absorbere mest mulig sollys og miste minst mulig varme som mulig. Aktive solfangere vil også kunne motta mer sollys dersom de er vendt sørøver. Tre metoder for å oppnå dette: 1. Selektiv absorberende overflate. 2. Vakuumrør. 3. Fokuset sollys. Fokuset sollys benyttes i større solfangeranlegg hvor målet er å generere elektrisitet og av den grunn vil de ikke diskuteres i detalj videre i denne oppgaven.

2.2.1. Selektiv absorberende overflate

Alle overflater absorberer elektromagnetisk stråling, de overflatene som absorberer mest er svarte legemer. Svarte legemer absorberer elektromagnetisk stråling for alle bølgelengder. Energi konserveringen krever at:

$$R(\lambda) + A(\lambda) = 1 \quad (2.1)$$

Hvor $R(\lambda)$ er refleksivitet og $A(\lambda)$ er absorptivitet til legemet [18]. Jo mer stråling legemet absorberer jo mindre vil bli reflektert. Ettersom legemet absorberer lys for alle bølgelengder er legemet svart i forhold til at det ikke reflekteres lys i noen farge. Samtidig har vi Kirchoffs lov som sier at:

$$E(\lambda) = A(\lambda) \quad (2.2)$$

$E(\lambda)$ er emissivitet som vil si legemets evne til å avgi termisk stråling [18]. Et svart legeme vil avgi all elektromagnetisk stråling som varme ettersom den tar imot sollys for alle bølgelengder. Kravene for en selektiv absorberende overflate i følge Cheng er:

1. Høy absorptivitet av solenergi, $\alpha = 90\% - 97\%$.

$$\alpha = \frac{\int_0^{\infty} u_{\odot}(\lambda)[1-R(\lambda)]d\lambda}{\int_0^{\infty} u_{\odot}(\lambda)d\lambda} \quad (2.3)$$

$u_{\odot}(\lambda)$ er solstrålingens kraft tetthet.

2. Lav termisk emissivitet, $\epsilon = 3\% - 10\%$.

$$\epsilon = \frac{\int_0^{\infty} u(\lambda, T)[1-R(\lambda)]d\lambda}{\int_0^{\infty} u(\lambda, T)d\lambda} \quad (2.4)$$

$u(\lambda, T)$ er den svarte strålingen til solfangeren ved temperatur T . $u(\lambda, T)$ er definert som:

$$u(\lambda, T) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 [e^{hc/\lambda k_B T} - 1]} = \frac{3.75 \times 10^8}{\lambda^5 [e^{\lambda_T/\lambda} - 1]} \left(\frac{W}{m^2} \right) \left(\frac{1}{\mu m} \right) \quad (2.5)$$

Her er kraft tettheten uttrykt som $[\frac{W}{m^2}]$ og spekteret til den svarte strålingen er uttrykt som $[\mu m]$. 3. Den må være holdbar i arbeidstemperatur, dvs. for eksempel 30 år ved $400^{\circ}C$.

4. Stabil i luft.

5. Billig å produsere i stor skala.

Det finnes flere ulike typer selektive absorberende overflater som halvledere, metaller, tynn film og flerlags film. Av disse er metaller belagt med tynt absorpsjons lag den mest vanlige. Selve metallet er som regel enten kobber, aluminium, nikkell eller rustfritt stål. Kravet til metallet er at det har høy refleksivitet av infrarød stråling [18]. Absorpsjons laget er en metalloksidant. Nedenfor er det en tabell 2.1 med data fra [43], som gir oss litt informasjon om ulike selektive absorberende overflater av metall.

Tabell 2.1.: Selektive absorberende overflater

Type	Metall	Absorbant	α	ϵ
Svart nikkell	<i>Ni</i> eller stål	<i>NiS</i> – <i>ZnS</i>	0,88 - 0,96	0,03 - 0,1
Svart krom	<i>Cr</i>	<i>Cr₂O₃</i>	0,97	0,09
Svart kobber	<i>Cu</i>	<i>Cu₂O</i> – <i>CuO</i>	0,97 - 0,98	0,02
Aluminium nitrid	<i>Al</i>	<i>Al₃N₄</i>	0,97	0,1

2.2.2. Plane solfangere

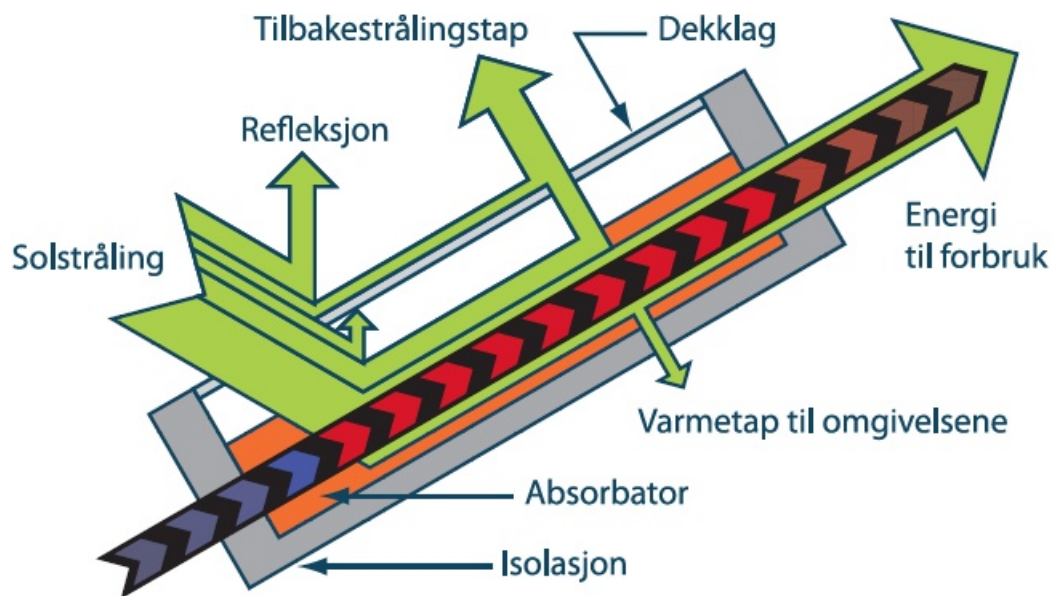


Fig. 2.2.: Figuren viser en prinsippskisse for en plan solfanger. Kilde: fornybar.no, illustrasjon: Kim Brantenberg.

Absorbatoren er diskutert i forrige delkapittel. Skissen i figur 2.2 viser hvordan solstråling blir reflektert fra absorbatoren, derav også krav til høy absorptivitet fra ligning 2.1. Samtidig er det også tap i form av tilbakestrålingstapet, noe som gjør at vi ønsker lavest mulig termisk emissivitet.

I tillegg til absorbatoren består plane solfangere av dekklag, isolasjon og rør som inneholder varmemedium. Dekklaget fungerer også som isolasjon. Dekklaget består som regel av en eller to glassplater. Hensikten med dekklaget er å slippe inn solstråling samtidig som varmen skal holdes inne. Som vist i figur 2.2 vil noe av solstrålingen bli reflektert når det treffer dekklaget, samtidig som noe av varmen absorbatoren emitterer blir absorbert av dekklaget. Den absorberte strålingen blir igjen emittert som infrarød varmestråling og bidrar til tilbakestrålingstapet samtidig som noe av varmen blir emittert innad i systemet. Glassets gjennomsiktighet gjør at det fungerer som et ideelt dekklag. Samtidig gjør glasset det slik at solfangeren fungerer som et drivhus, ettersom de lengre bølgelengdene ikke slipper ut like lett som de kortere bølgelengdene fra solstrålingen slipper inn.

Rørene som inneholder varmemediet er en del av den selektive absorberende overflaten. På bildet

nedenfor kan man se rørene i solfangeren som en del av den selektive absorberende overflaten. De vertikale linjene på solfangerne er rørene. Bildet er et tilfeldig bilde av plane solfangerer hentet fra internett. Varmemediet er en gass eller væske som regel luft, vann eller vann blandet med frostvæske (glykol). På grunn av klimaet i Norge må varmemediet her være vann blandet med frostvæske. Målet med varmemediet er å overføre varmen fra solfangeren til der den skal forbrukes. For en solfanger med frostvæske som varmemedium blir mediumet ført til en varmtvannstank hvor vannet varmes opp av rørene som en varmeveksler. Solfangeren kan videre fungere som kilden til vannbåren varme hvor det oppvarmede vannet varmer opp bygningen som har rør innlagt i bygningskonstruksjonen.



Fig. 2.3.: Figuren viser flere plane solfangerer. Kilde: <http://gogreenheatsolutions.co.za/?q=project-type/solar-water-heating/flat-plate-collector>

Solfangeren er isolert for å minske tap av varme til omgivelsene. Årsakene til varmetap er alle tre mekanismer for varmetransport, konduksjon, konveksjon og stråling. Strålingen er allerede blitt diskutert for dekklaget og absorbatoren. Konduksjonen skjer i luftlaget mellom dekklaget og absorbatoren og gjennom isolasjonen. Konveksjonen skjer utenfor dekklaget avhengig av ute temperatur og vindhastighet. Det er også konveksjon i luftlaget i solfangeren. Figur 2.3 viser bildet av plane solfangerer.

2.2.3. Vakuumrør solfanger

Varmetap til omgivelsene kan reduseres betraktelig ved å benytte vakuumrør. Verken konduksjon eller konveksjon vil forekomme i vakuumrøret. I tillegg til fordelene med lavere varmetap vil vi også nå kunne benytte en selektiv absorberende overflate som ikke trenger å være stabil i luft. Et anti-refleksjons lag kan også benyttes på den selektive absorberende overflaten. Skissen i 2.4 viser hvordan varmemediet er i et

rør på innsiden av vakuumbøret som er av glass slik dekklaget er for plane solfangere. Slik som for plane solfangere kan vakuumbøret solfangere også varme opp tappevannet direkte og indirekte. Skissen nedenfor viser et eksempel på indirekte oppvarming, hvor det varme varmemediet stiger opp og oppvarmer vannet, mens det kalde varmemediet faller ned. Dette skjer grunnet gravitasjonen. Kaldere væske har høyere tetthet og vil derfor falle ned.

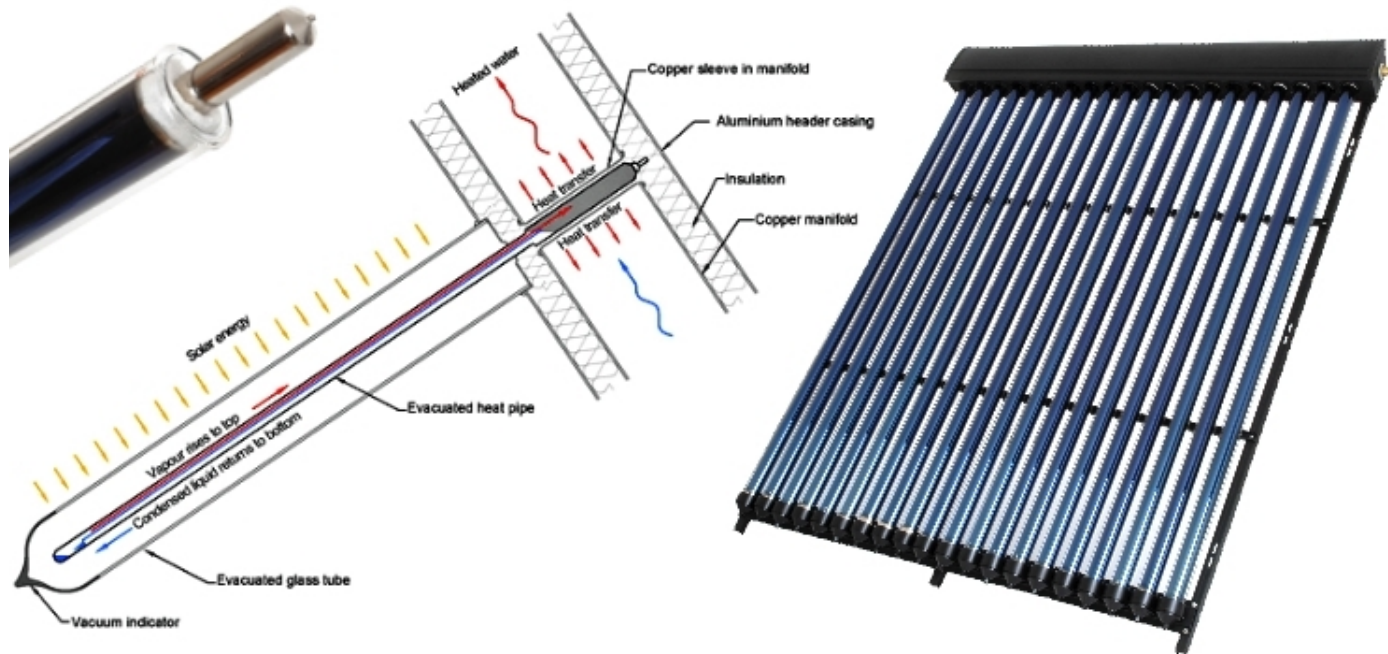


Fig. 2.4.: Figuren viser et bilde av en vakuumbøret solfanger og en skisse som forklarer hvordan den fungerer. Kilde: <http://www.barillasolar.co.uk/page/3/solar-thermal-explained>

I forhold til arealet til plane solfangere som fanger solstråling er arealet til vakuumbøret solfangere mindre. Kun arealet til det indre børet avgjør fangerarealet. I tillegg til tap av areal mellom det indre og ytre børet må det også være rom mellom rørene, dette rommet er ofte rundt 20 mm [18]. Dersom vi kaller andelen av arealet som fanger solstråling for F . F for plane solfangere er 1, mens for vakuumbøret solfangere er den typisk $F = 47/(58 + 20) \approx 0,6$. En fordel den har i forhold til plane solfangere er at den evner å samle maksimal kraft ved en lengre periode av dagen. Solfangere samler maksimal kraft når den står vinkelrett i forhold sola. Ettersom det er rom mellom de ulike rørene samtidig som det er rom mellom det ytre og indre børet, vil rørets runde utforming føre til mer innsamling av solstråling. Dersom vinkelen mellom solfangerens senit og sola er lik eller mindre enn $\theta = \cos^{-1}(F)$ kan maksimal kraft oppnås. Generelt sett blir vakuumbøret solfangere sett på som mer effektive for overskyet vær og for høyt $T_p - T_a$ behov. T_p er temperaturen til absorbatoren, mens T_a er romtemperatur. Figur 2.4 viser bildet og skisse av vakuumbøret solfanger.

2.2.4. Effektivitet av solfangere

Solfangeren skal omforme solinnstrålingen til brukbar termisk energi. Effektiviteten til solfangeren avgjør hvor mye av solinnstrålingen som blir omformet til brukbar termisk energi. ESTIF, European Solar

Thermal Industry Federation, bruker en enkel ligning til å beregne effektiviteten η [26]. $\eta_{c,t}$ er her effektiviteten til solfangeren i måned t .

$$\eta_{c,t} = \eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_{a1,t}}{G_t} - a_2 \frac{(T_m - T_{a1,t})^2}{G_t} \quad (2.6)$$

G_t er globalstråling målt i $[W/m^2]$ for måned t , T_m er solfangerens varmemediums middeltemperatur $[K]$, $T_{a1,t}$ er lufttemperaturen i måned t $[K]$, η_0 er optisk virkningsgrad, a_1 $[W/m^2/K]$ og a_2 $[W/m^2/K^2]$ er tapsfaktorer til solfangeren. G_t , T_m og $T_{a1,t}$ er parametere som kan måles og er kjente, mens η_0 , a_1 og a_2 er solfangerens effektivitets parametere. Disse effektivitets parameterne kan man finne i testsertifikatene for de fleste solfangere produsert av europeiske produsenter på The Solar Keymark Database [67]. Solfangere blir testet etter standarden EN12975. Tapsfaktorene a_1 og a_2 tar hensyn til de termiske tapene [19]. De termiske tapene er varmetapet til omgivelsene som ble nevnt i 2.2. η_0 , optisk virkningsgrad vil si virkningsgraden etter optiske tap for solfangeren. Optiske tap tar hensyn til refleksjonstap og absorpsjonstap i dekklaget samt refleksjonstapet til absorbatoren. De optiske tapene er også avhengig av vinkelen mellom strålingen og solfangeren, innfallsvinkelen θ . Jo større innfallsvinkelen er jo høyere er de optiske tapene. For å kunne medberegne effekten av innfallsvinkelen kan en parameter K_θ legges til ligning 2.6. Innfallsvinkelen varierer i forhold til tidspunkt på dagen. Jordas bevegelse med hensyn til sola gir forskjellige innfallsvinkler. Ettersom denne oppgaven tar for seg månedlig data vil θ være en konstant verdi som videre kan bli brukt for å finne K_θ .

Solfangerne blir montert i faste posisjoner med hensyn på hvilken breddegrad man befinner seg i. Helningen på solfangeren vil variere med breddegraden. Dersom det antas at helningen på solfangeren er ideell i forhold til maksimal innstråling vil solen være vinkelrett på solfangeren midt på dagen. Det vil si at soloppgangen og solnedgangen vil være ved en 90° vinkel. Innfallsvinkelen vil gå fra 90° til 0° . Gjennomsnittlig vinkel vi da være 45° . Formel for K_θ [19].

$$K_\theta = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right) = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos(45)} - 1 \right) = 1 - 0,41 b_0 \quad (2.7)$$

eller

$$K_\theta = 1 - \tan^p \left(\frac{\theta}{2} \right) = 1 - \tan^p \left(\frac{45}{2} \right) = 1 - \tan^p(22,5) \quad (2.8)$$

b_0 og p er konstant for solfangeren, disse konstantene kan man også finne i testsertifikatene på The Solar Keymark Database. Noen testsertifikat innehar K_θ verdien direkte, noen har også K_θ for ulike innfallsvinkler. For den generelle løsningen vi er ute etter her kan K_θ for 40° og 50° interpoleres.

Andre faktorer som kan spille en rolle for effekten solfangeren kan levere er skygge, støv og albedo effekten. Skyggen fra høye bygninger eller trær vil hindre stråling fra å nå solfangeren. Solar Engineering of Thermal Processes [41], reduserer innstrålingen med 1 % som en korreksjon for skygge og støv. Ideell orientering for solfangere i Norge er rett mot sør. Slik vil solfangere motta maksimal innstråling.

2.3. Varmetransport

Som nevnt i 2.2.2 er det tre ulike mekanismer for varmetransport, stråling, konveksjon og konduksjon. Stråling har blitt diskutert til en god nok grad i forhold til hva som er nødvendig å vite om det rundt denne oppgaven. Varmetransport er sentralt her med tanke på å kunne overføre varmen fra solfanger til der man ønsker den. Konveksjon sørger for at varmemediet blir oppvarmet i solfangeren samtidig som det fører varmen til varmelageret.

Varmeledning eller termisk konduksjon er det som må minimeres slik at vi mest effektivt kan benytte solstrålingen vi omdanner til varme. Varmeledning gjelder for faste stoffer. Når faste stoffer blir tilført varme vil varmen øke vibrasjonen av partiklene i stoffet. Denne vibrasjonen øker vibrasjonen til partiklene ved siden av og slik bres varmen utover og sprer seg. Hvor mye varme Q som strømmer gjennom en flate A per tidsenhet, kan beregnes gjennom Fouriers lov:

$$\frac{dQ}{dt} = -kA \frac{T_v - T_k}{\Delta x} \quad (2.9)$$

T_v står for temperatur i den varme delen av stoffet, mens T_k står for temperatur i den kalde delen. Δx er lengden mellom den varme og kalde delen det er snakk om her i vinkelrett retning i forhold til A . Minustegnet i loven kommer av at varmen går fra høyere til lavere temperatur. k er varmeledningsevnen til stoffet. Alle stoff har ulike varmeledningsevner.

2.3.1. Overføring

Oppvarmingen kan i praksis fungere på flere måter. Ettersom denne oppgaven er av teoretisk natur vil ikke den praktiske funksjonaliteten være hovedmålet her. Tilkoblet en varmeveksler vil solfangeren, UTES-systemet, varmtvannstanken og det vannbårne oppvarmingssystemet til boligen være. Om sommeren vil UTES-systemet ta varme fra varmeveksleren og levere kaldt vann til varmeveksleren. Om vinteren vil UTES-systemet bidra til å levere varme til varmeveksleren i kombinasjon med solfangeren. Om sommeren vil kun varmtvannstanken trenge varme fra varmeveksleren mens om vinteren vil både varmtvannstanken og vannbåren varme trenge varme fra varmeveksleren.

2.3.2. Rør

Varmetap i rør i måned t ($Q_{r1,t}$) fra solfangeren til varmeveksler kan beregnes med ligningen[20]:

$$Q_{r1,t} = Ul_1(T_{via} - T_{a2,t}) \quad (2.10)$$

U er rørets varmetaps koeffisient, som er en beregnet verdi ut ifra flere faktorer: Den termiske konduktiviteten til isolasjonen til røret, rørets diameter, tykkelsen på isolasjonen og varmeoverførings koeffisienten for den ytre overflaten til isolasjonen på røret. l_1 er lengden på røret, T_{via} er temperaturen til væsken som

kommer ut av solfangeren og $T_{a2,t}$ er romtemperaturen. Tabell 2.2 viser typiske U verdier for ulike diametere for solide og fleksible rør.

Tabell 2.2.: Viser typiske U for ulike (DN) diametere for (A) solide rør og (B) fleksible rør [20]

DN [mm]		20	25	32	40	50	65	80	100	125	150	175	200
U [W/(mK)]	A	0,14	0,17	0,18	0,21	0,23	0,25	0,27	0,28	0,32	0,36	0,38	0,39
	B	0,16	0,19	0,20	0,24	0,26	0,30	0,31	0,32	0,36	0,40	0,44	0,46

2.3.3. Varmeveksler

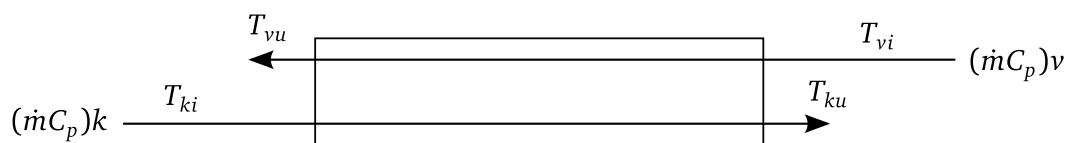


Fig. 2.5.: Figuren viser skisse av varmeveksler som følger motstrømsprinsippet.

Det finnes forskjellige typer varmevekslere. Ettersom denne oppgaven er av teoretisk natur vil beregningene i forhold til varmen varmeveksleren leverer ikke ta hensyn til type varmeveksler. Varmen Q en varmeveksler som følger motstrømsprinsippet (forklart i figur 2.5) leverer kan regnes ut ifra ligningen [41]:

$$Q = (\dot{m}C_p)_k(T_{ku} - T_{ki}) = (\dot{m}C_p)_v(T_{vu} - T_{vi}) \quad (2.11)$$

\dot{m} er massestrømningen [(kg/s)], C_p er spesifikk varmekapasitet ved konstant trykk [(kJ/kg·K)], T_{ku} er temperatur på vannet ut fra varmeveksleren til oppvarming, T_{ki} er temperatur på det kalde vannet som skal varmes opp, T_{vi} temperatur på varmemediet fra enten solfanger eller UTES-systemet, T_{vu} temperatur på varmemediet til solfangeren eller UTES-systemet fra varmeveksleren.

2.4. Sesonglagring av varme

Sesonglagring av varme kan gjøres ved ulike teknologier som benytter tre typer energiformer latent varme, følbare varme og kjemisk varme. Midthun konkluderer i sin masteroppgave [46], med at for Norges del er verken latent varme eller kjemisk energi relevant i denne sammenhengen, ettersom teknologien fortsatt er på forskningsstadiet. Følbare varme er i praksis varmen et legeme har. Denne varmen er en form for potensiell energi ettersom den kan transporteres bort fra legemet.

$$Q = mc(T - T_0) \quad (2.12)$$

Her er Q følbare varme, m masse, c spesifikk varmekapasitet, T legemets temperatur, T_0 er en referansetemperatur som er temperaturen i omgivelsene rundt.

Av teknologiene som benytter følbare varme er ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) og BTES

(Borehole Thermal Energy Storage) best egnet for Norge [46]. Disse går under felles betegnelsen UTES (Underground Thermal Energy Storage). For store lagre er ikke ATES spesielt egnet i Norge, grunnet de geologiske forholdene [46].

2.4.1. ATES

ATES benytter akvifer for å lagre varme. Akvifer kan også benyttes for å lagre kulde og kombinere kulde og varme, men for denne oppgaven er kun dens potensial for å kunne lagre varme aktuelt. En akvifer er en geologisk formasjon som er porøs og permeabel nok til at grunnvann kan lagres i dem. Vann er lagringsmediet for ATES og det er derfor behov for akvifer som kan lagre relativt store mengder vann. Vannet må lett kunne tas ut og tilføres akviferen gjennom brønner. Dette gjør at høy hydraulisk konduktivitet er nødvendig, som er en væskes strømningssevne i et porøst medium. Den hydrauliske konduktiviteten er avhengig av forholdene i grunnen. Samtidig er også termisk konduktivitet viktig for å kunne best mulig holde på varmen i grunnen fra vannet som pumpes inn i akviferen. Høy varmeledningsevne i grunnen fører til høyere effektivitet for ATES-systemet. Et annet hensyn som også må tas er i forhold til vannkjemien i grunnen. Dersom den ikke er riktig kan kalkdannelse og korrodering oppstå, noe som kan føre til fortetning av brønnene [48].

Det finnes to grunnleggende forskjellige måter å operere et ATES-system på, kontinuerlig system og syklisk system [48]. Fordelen med et syklisk system er at man har muligheten til å kunne hente vann med temperatur over og under grunntemperaturen. Fordelen med kontinuerlig system er at den er enklere og krever kun pumper ved brønnen eller gruppen med brønner hvor vann med grunntemperaturen skal pumpes ut.

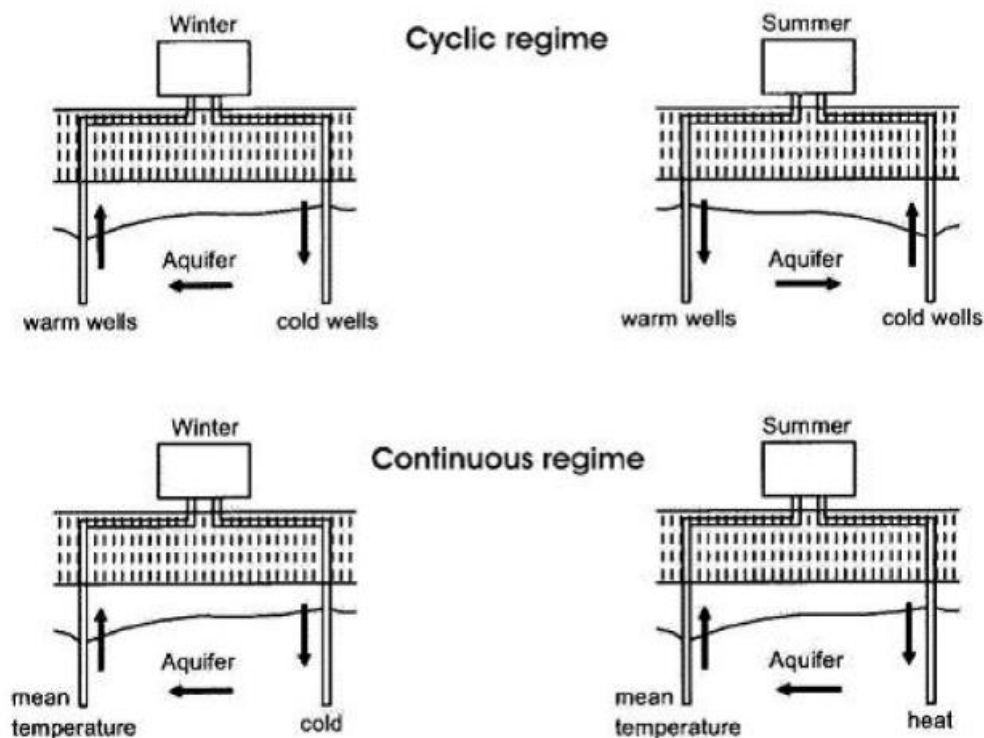


Fig. 2.6.: Figur av syklisk og kontinuerlig regime for ATES system. Kilde: [48]

Fra figur 2.6 kan vi se at det sykliske systemet fungerer ved at brønnen som transporterer kaldt vann, både leverer kaldt vann til systemet og henter kaldt vann og tilsvarende for brønnen som transporterer varmt vann. For det kontinuerlige systemet leverer kun den ene brønnen både kaldt vann og varmt vann, avhengig av sesongen. Den andre brønnen brukes til å hente vann som har grunntemperaturen til akviferen.

2.4.2. BTES

BTES benytter seg av varme lagret i grunnen gjennom å varme opp grunnen med vann gjennom hull boret i bakken. Hullene for BTES er rundt 30-200 m og diameteren er rundt 0,09-0,15 m [35]. Den termiske konduktiviteten og varmeledningsevnen til grunnen er avgjørende for hvor godt BTES-systemet kan yte. Det er hovedsakelig to ulike typer BTES-system, åpen og lukket. Et åpent system leverer vann ved bunnen av hullet mens vannet hentes fra et annet rør ved toppen av hullet. Vannet flyter rundt fritt i hullet. For et lukket system går vannet gjennom et u-rør som fungerer som en varmeveksler. Antall borehull og lengde på hullene er avhengig av behov. En fordel ved lukket system er at vannkjemien i hullet ikke vil kunne påvirke rørene. Figur 2.7 viser en skisse av BTES-system.

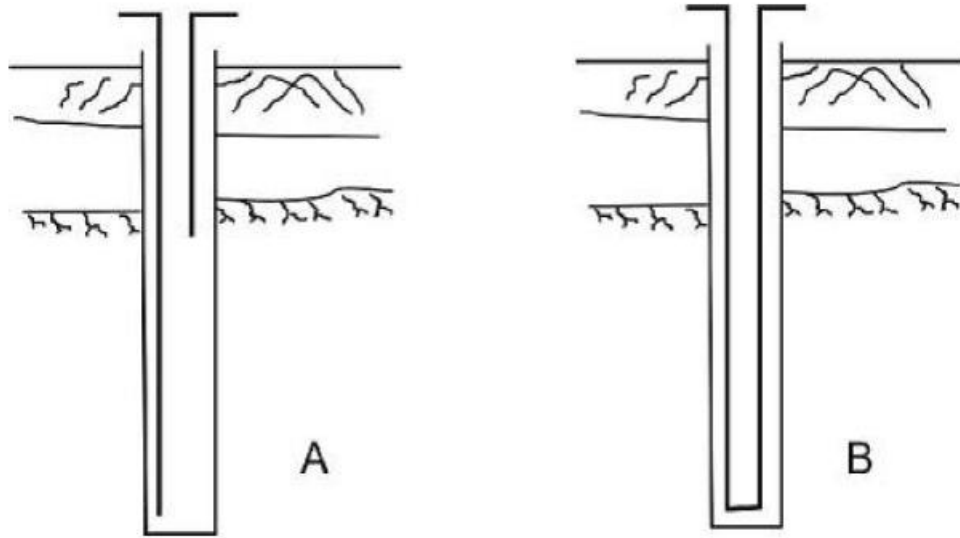


Figure 3. Open (A) and closed (B) in-hole piping systems in Borehole Thermal Energy Storage (BTES).

Fig. 2.7.: Figur av åpent og lukket system for BTES. Kilde: [48]

2.4.3. Effektivitet til BTES-system

Effektiviteten til BTES systemet er gitt ved følgende ligning [49]:

$$\eta_B = \frac{J_{ut}}{J_{inn}} \quad (2.13)$$

J_{ut} er energien ut av brønnene i utladningsperioden som er perioden hvor BTES systemet leverer varme til varmeveksleren. J_{inn} er energien inn til brønnene i oppladningsperioden som er perioden hvor BTES systemet varmes opp av varmeveksleren.

$$J_{ut} = \sum_{j=1}^n (T_{s_j} - T_{y_j}) \dot{V}_j \Delta t_j C_p \rho B \quad (2.14)$$

T_{s_j} er temperaturen i borehullene i midten av BTES systemet, T_{y_j} er temperaturen i de ytre borehullene i BTES systemet, \dot{V} er volumstrømmen, Δt_j er det jte tidsintervallet, C_p er varmekapasiteten til vannet, ρ er tettheten til vann, B er antall borehull, j representerer jte tidsintervallet og n er totalt antall utladningsperioder.

$$J_{inn} = \sum_{j=1}^m (T_{s_j} - T_{y_j}) \dot{V}_j \Delta t_j C_p \rho B \quad (2.15)$$

m er totalt antall ladningsperioder. For sommeren vil varmt vann fra varmeveksleren bli ført inn i borehullene i midten av BTES-systemet og ført ut av de ytre borehullene og prosessen reverseres for vinteren hvor kaldt vann blir ført inn i de ytre borehullene. Det vil si at varmen vil være størst i midten av BTES-systemet. Figur 2.8 viser en skisse av hvordan varmemediet blir ført inn i BTES-systemet.

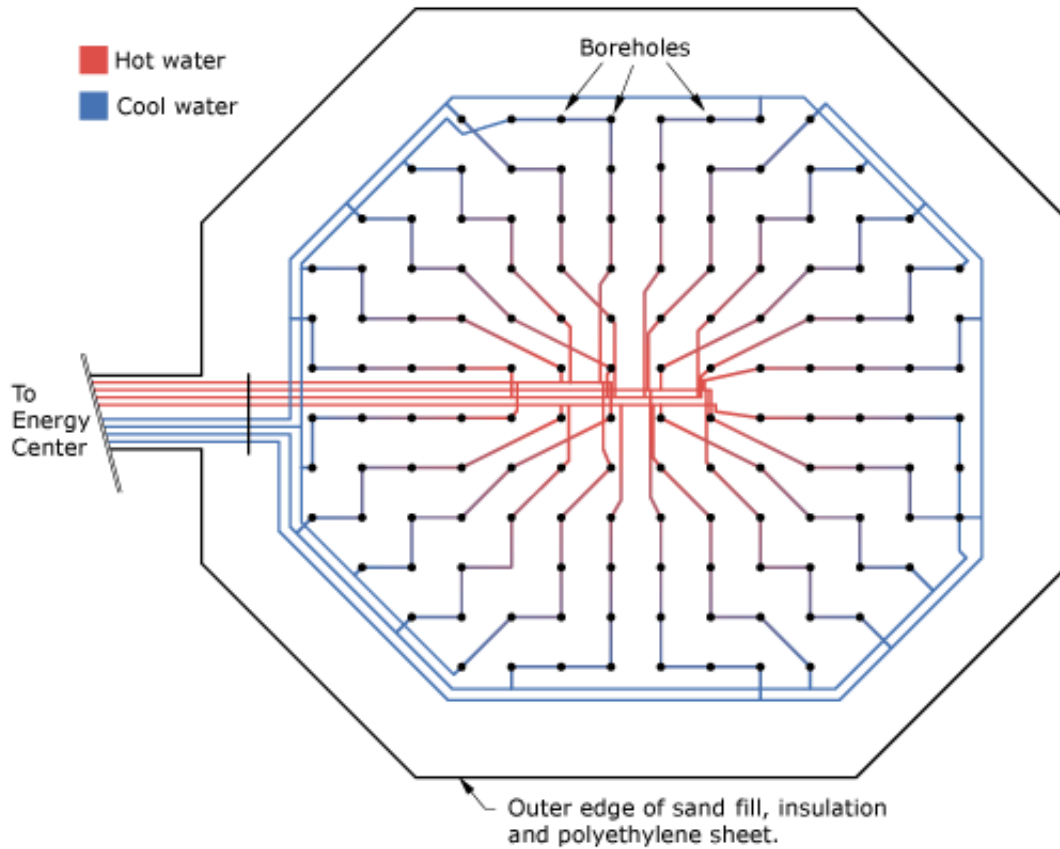


Fig. 2.8.: Figuren viser en skisse av et flybilde av et BTES-system [21].

Relasjonen mellom temperaturforskjellen mellom væsken T_f og borehullsveggen T_b gir følgende ligning [35]:

$$T_f - T_b = Rq \quad (2.16)$$

R er den termiske motstanden mellom væsken og borehullet, q [W/m] spesifikk varmeoverføringsrate. Den termiske motstanden til dobbel u-rør er gitt ved [38]:

$$R = \frac{1}{nC_f} \left(\frac{1}{2\pi\alpha r_i} + \frac{1}{2\pi k} \ln\left(\frac{r_u}{r_i}\right) \right) \quad (2.17)$$

n er her antall rør, C_f er korreksjonsfaktor, α er konveksjonskoeffisient, k er den termiske konduktiviteten til røret, r_i er diameteren på innsiden av røret og r_u er diameteren på utsiden. 2.16 viser relasjonen mellom termisk motstand og geometrien til borehullene. For enkle rør vil r_u erstattes med $2r_u$.

$$q = k(T_f - T_b) \quad (2.18)$$

$$\alpha = \frac{Nu \cdot k}{L} \quad (2.19)$$

Nu er nusselt tallet og L er lengden på røret i denne sammenhengen. Nu er videre avhengig av flere andre parametere som ikke kan bestemmes teoretisk, det samme gjelder også for C_f .

2.5. Geologi

Geologi som fagområde omhandler hvordan jorden er oppbygget, hvordan den forandrer seg og dens opprinnelse. For denne oppgaven er det kun relevant med karakteristikene til grunnen og bergartene. I tillegg til varmeledning vil både porøsitet og permeabilitet være med på å avgjøre effektiviteten til UTES-systemet.

Bergartene består av ulike sammensetninger av mineraler. Bergartene kan deles inn i tre hovedgrupper: Sedimentære bergarter, magmatiske bergarter og metamorfe bergarter.

Sedimentære bergarter er dannet av avsetninger fra andre gamle bergarter, hvor materiale fra de eldre bergartene avsettes. Det er da altså mineraler og bergartsfragmenter fra eldre bergarter som har forvitret som blir ført av en vannstrøm hvor de blir avsatt i elveløp, elvedelta eller i havet. De kan også bli avsatt med vinden. Sedimentære bergarter kan igjen deles inn i tre undergrupper: Klastiske, kjemiske og biogene. Klastiske er de som er dannet av forvitring, slik det er beskrevet her. Kjemiske dannes ved utfelling av komponenter fra vann. Biogene er dannet fra organisk materiale som blir avsatt.

Magmatiske bergarter er bergarter som er størknet magma fra vulkaner. Magmatiske bergarter kan også deles inn i tre undergrupper: Dypbergarter, gangbergarter og dagbergarter. Dypbergarter størkner under jordoverflaten over lang tid. Gangbergart er en bergart som blir dannet ved at magmaen som er igjen i rørene til vulkanen, størkner opp etter at den vulkanske aktiviteten stopper. Dagbergarter er en bergart hvor magmaen størkner på jordens overflate.

Metamorfe bergarter er bergarter som blir omdannet etter å ha blitt utsatt for høyt trykk, høy temperatur og/eller kjemiske utfellinger. Mineralene i bergartene blir omkrystallisert. Undergruppene av metamorfiske bergarter er kontaktmetamorfose og regional metamorfose. Varmen fra magmaen som trenger opp på jordskorpen, omkrystalliserer andre bergarter rundt. Når sedimentære bergarter presses ned i grunnen, vil det høyere trykket og temperaturen omkrystallisere disse bergartene.

2.5.1. Porøsitet

Porøsitet er et mål på forholdet mellom totalvolum til berggrunnen det er snakk om og volumet av porer i berggrunnen [4]. Porer er rom i berggrunnen som er fylt med enten væske eller gass.

$$n = \frac{V_p}{V} \quad (2.20)$$

n er porøsiteten, V_p er volumet av porene og V er totalvolumet.

e poretallet kan også benyttes som mål på porøsiteten.

$$e = \frac{V_p}{V_s} \quad (2.21)$$

V_s er volumet av fast stoff.

2.5.2. Permeabilitet

Permeabilitet er et mål på evnen berggrunnen har til å la væske eller gass å kunne passere gjennom eller inn i den. Dersom et materiale er permeabelt vil det si at materialet har høy permeabilitet og dersom det er impermeabelt betyr det at lite eller ingen væske eller gass vil kunne passere eller trenge inn i materialet [15]. Permeabiliteten er gitt ved permeabilitets koeffisienten κ som også kalles hydraulisk konduktivitet. Darcys lov gir permeabiliteten:

$$v = -\frac{\kappa}{\mu} \nabla p \quad (2.22)$$

v er volumfluksen, μ er væskeviskositet og ∇p er gradienten til væsketrykket.

2.6. Økonomi

En investering i et solfangeranlegg samt UTES system er en stor investering for en husholdning. Nedenfor følger en beskrivelse av ulike metoder for å kunne beregne om et slikt prosjekt kan være lønnsomt i forhold til alternativkostnaden som er å bruke konvensjonelle oppvarmingsteknologier, da i hovedsak oppvarming med elektrisitet for oppvarming av boligen.

2.6.1. LCOE

LCOE (Levelized Cost of Energy) er forventet langsiktig marginalkostnad. LCOE beregner marginalkostnaden for [kWh] energi produsert over systemets levetid. Denne marginalkostnaden kan videre sammenlignes med nettparitet som vil si nåværende pris på [kWh] elektrisitet produsert [10][12].

$$LCOE = \frac{\text{Nåverdi av totale levetidskostnader(NOK)}}{\text{Neddiskontert produksjon over prosjektets levetid(kWh)}} \quad (2.23)$$

Totale levetidskostnader inkluderer, konstruksjon, finansiering, drivstoff, vedlikehold, skatt og forsikring.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t}} \quad (2.24)$$

n er levetiden til systemet, t er året det gjelder, I_t er investeringskostnadene for år t og inkluderer konstruksjon og finansiering, M_t er vedlikeholdskostnadene i år t , F_t er drivstoffskostnadene i år t , r er diskonteringsrenta, P_t er energien produsert i år t .

2.6.2. Nåverdimetoden

Nåverdimetoden går ut på å beregne nåverdien til fremtidige kontantstrømmer. Dersom nåverdien er større enn null er det en lønnsom investering.

$$NV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (2.25)$$

NV er nåverdien, n er levetiden til investeringa, t er året det gjelder, C_t kontantoverskuddet i år t , i er renta, I_0 er investeringskostnaden som er en kostnad ved begynnelsen av investeringa.

2.6.3. Tilbakebetalingsmetoden

Er en måte å beregne hvor lang tid det vil ta før en investering er lønnsom med andre ord før investeringa er tilbakebetalt. Tidsverdien til pengene tas ikke hensyn til i denne metoden.

$$T = \frac{I_0}{C} \quad (2.26)$$

T er tilbakebetalingstiden, I_0 er investeringsbeløpet og C er forventet årlig kontantstrøm.

3. Metode

3.1. Oversikt

Termodynamikkens 2. hovedsetning gir oss at energi ikke kan skapes eller bli borte, men kun gå over til en annen energiform. Det som er ønskelig i denne oppgaven er å kunne omdanne solenergi til termisk energi som kan benyttes til oppvarming av bolig og tappevann. En forenkling av situasjonen er energi inn og energi ut, målt i watt [W] eller kilowattime [kWh]. Energi ut i form av termisk energi til oppvarming, er der prosessen med å beregne muligheten for et oppvarmingssystem, som er drevet av solfangere må begynne. Hvor mye energi som trengs vil være avhengig av ute temperatur, solinnstråling og data for forbruk av energi må benyttes. Når det først er kjent hvor mye energi som trengs (forbruk) vil neste steg være å finne ut hvor mye energi som er tilgjengelig. Videre vil beregningene bestå av de ulike stegene fra solenergi til forbruk av termisk energi. De ulike stegene hvor beregningene skal foretas er: Tilgjengelig energi (Klimadata), solfanger, overføring, lagring (UTES) og forbruk.

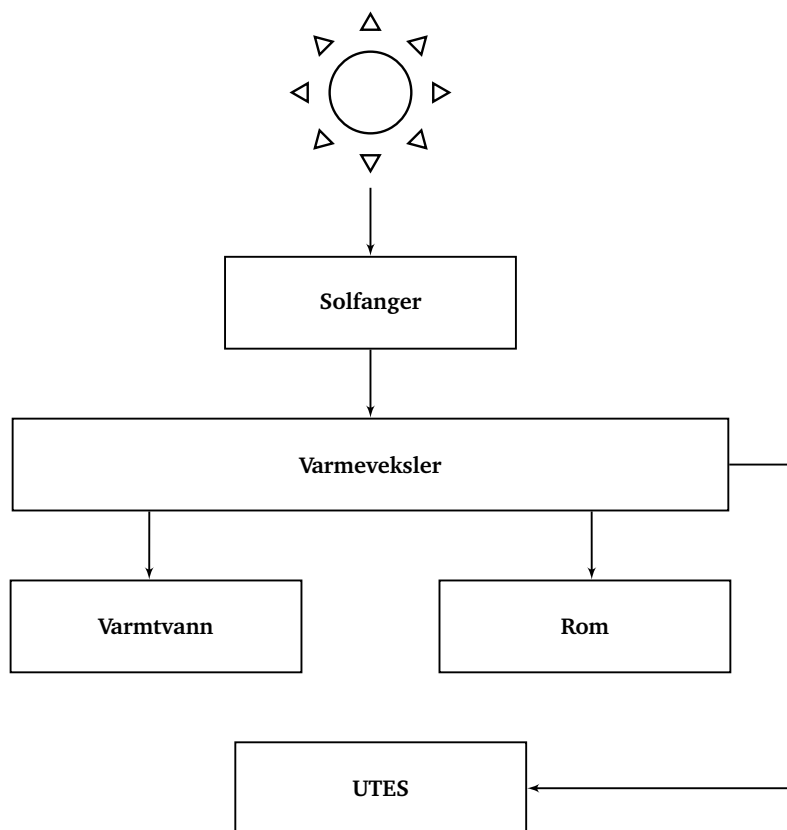


Fig. 3.1.: Figuren viser flytskjema for energien i sommerperioden

Figur 3.1 viser hvordan energien flyter i sommerperioden. Sommerperioden vil si de månedene hvor energien fra solfangeren vil være nok til å kunne drifte oppvarmingen av boligen. Romoppvarmingen representert med boksen kalt Rom, vil for det meste ikke være nødvendig i denne perioden. Overskuddsvarme til UTES systemet vil heller ikke nødvendigvis eksistere. Varmen til UTES systemet vil være varmen/energien tilgjengelig etter at oppvarmings forbruket til varmtvannstanken og romoppvarmingen er dekket.

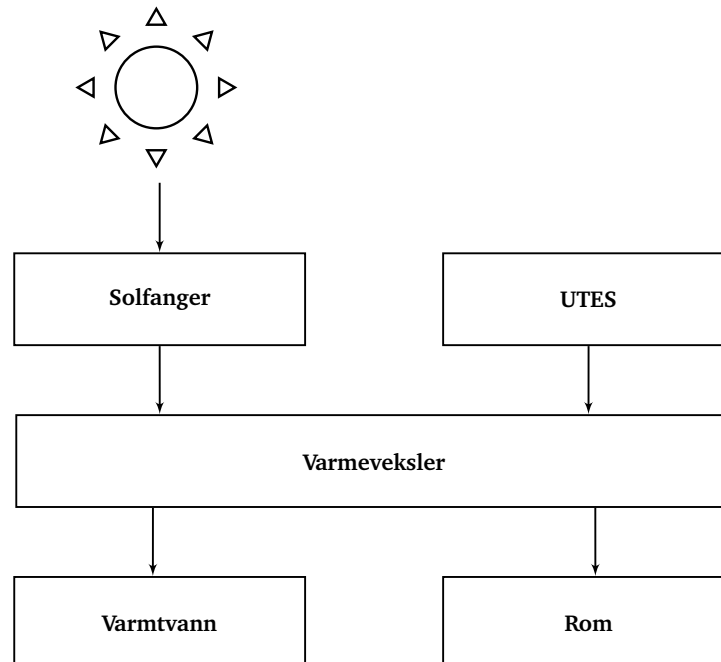


Fig. 3.2.: Figuren viser flytskjema for energien i vinterperioden

Vinterperioden i figur 3.2 vil si den tiden av året hvor varme fra UTES systemet vil måtte bidra i oppvarming av boligen.

3.2. Innsamling av klimadata

Å gjøre beregninger for alle områder i Norge vil være for ressurskrevende. Målet er da å kunne bruke data fra færrest mulig målestasjoner samtidig som situasjonen for flest husholdninger dekkes. Etter Köppens klimaklassifisering kan Norges klima deles inn i tre hovedtyper: Temperert klima, polarklima og arktisk klima. Disse hovedtypene kan igjen deles inn i undertyper. For Norges del er undertypene av temperert klima langs kysten. Fra ytre Oslofjord til Sør-Trøndelag er det maritimt klima (Cfb) og fra Nord-Trøndelag og nordover der det er temperert klima er det subarktisk maritimt klima (Cfc). Fuktig kontinentalklima (Dfb) som er en undertype av polarklima, er klassifiseringen for klimaet på Østlandet og for store deler av Trøndelag. En annen undertype av polarklima som finnes i Norge er subarktisk klima (Dfc). Områder med subarktisk klima i Norge er indre Finnmark og langs kysten i nord Norge. De fleste fjellområdene har alpint klima, en undertype av arktisk klima. I nord Norge er det arktisk tundra klima (ET) langs nordøstkysten. Figur 3.3 viser hovedtypene for Köppens klimaklassifisering for Norge.

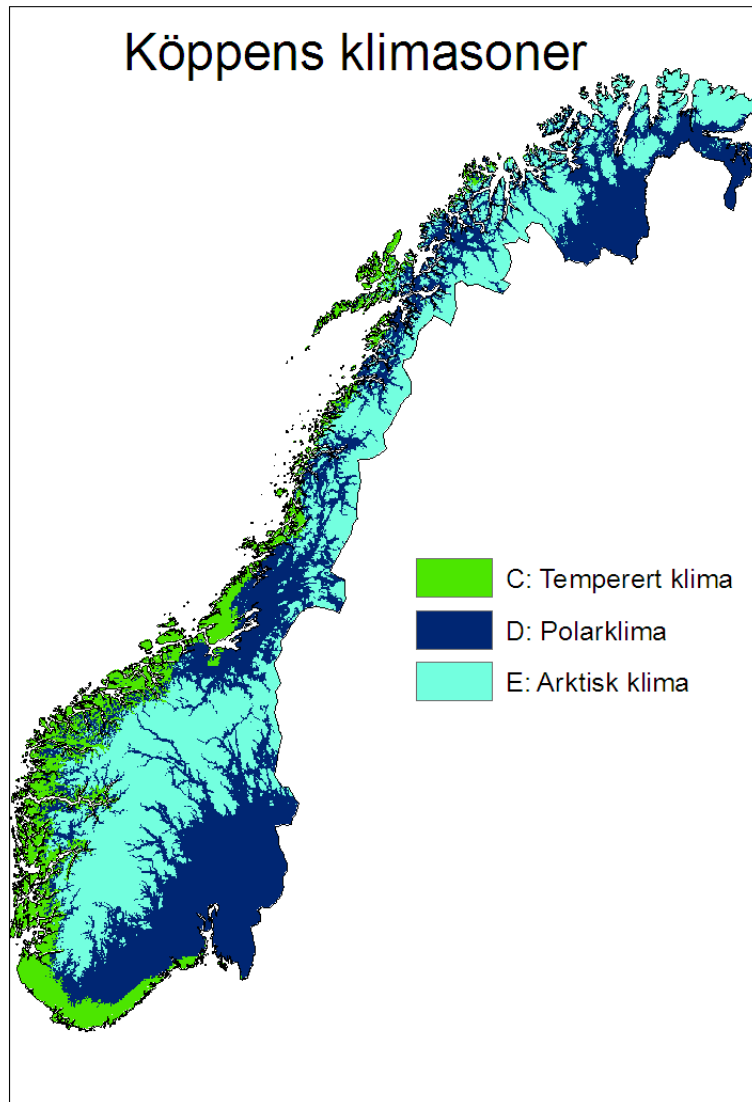


Fig. 3.3.: Figuren viser de tre hoved klimatypene for Norge. Kilde [?].

Klimadata finnes på eKlima som er en nettside med gratis tilgang til Meteorologisk institutts vær- og klimadata. Dataen jeg er interessert i er data for månedsnormalene til middeltemperaturen og midlere minimumstemperaturen. Dagens normalperiode er 1961-1990 og blir brukt som referanse i meteorologien og klimatologien [40]. For de målestasjonene hvor det ikke er midlere minimumstemperatur har jeg brukt data fra Bioforsk og selv regnet ut midlere minimumstemperatur fra minimums lufttemperatur fra 2 m høyde (TN). Målestasjonene til Bioforsk er ikke de samme som for Meteorologisk institutt. Midlere jordtemperatur (TJM20) er fra Bioforsk ettersom de ikke var tilgjengelig hos eKlima. Målestasjonene er de samme som for globalstråling. (TJM20) er midlere jordtemperatur i 20 cm. 20 cm er det dypeste målingspunktet som er tilgjengelig for alle de valgte målestasjonene. Noen av målestasjonene måler for dypere punkter, men i et forsøk på å holde dataene konsistente har disse ikke blitt valgt. Jo dypere vi kommer jo mer stabile er temperaturene. Ettersom hensikten med å bruke jordtemperaturen i denne oppgaven er å kunne beregne varmetap for rør fra varmeveksler til UTES systemet, holder det med måledata for 20 cm under bakken ettersom koblingen til BTES-systemet ikke er langt under overflaten.

3.2.1. Valg av tettsteder

I kombinasjon med befolkningsstatistikken til SSB [58] og klimaklassifiseringen har tettstedene blitt valgt. De fire største tettstedene Oslo, Bergen, Stavanger/Sandnes og Trondheim er med. Videre har Drammen, Fredrikstad/Sarpsborg, Moss og Sandefjord blitt unnlatt grunnet byenes relativt nære beliggenhet i forhold til Oslo. Porsgrunn/Skien, Kristiansand, Bodø, Tromsø og Hamar er med grunnet forholdsvis store befolkninger og geografiske beliggenheter som skiller seg nok ut fra de øvrige fire tettstedene. Ålesund er ikke med på grunn av mangel på nærliggende målestasjon. Kommer tilbake mer angående målestasjoner under delkapittel 3.4. Tønsberg, Haugesund og Arendal er ikke med ettersom det ligger relativt nært et av de andre tettstedene som er med. Sortland er med for å ha med et område innenfor subarktisk maritimt klima hvor det finnes en målestasjon som gir data på globalstråling. Kirkenes er tatt med grunnet målestasjonen på Pasvik som ligger 40 km sør for Kirkenes og er den eneste målestasjonen i Finnmark.

3.3. Beregning av forbruk

Forbruket vil avgjøre hvor mye energi som trengs inn. Det er ingen konkret statistikk som gir informasjon om forbruk av energi til oppvarming. For å kunne gjøre disse beregningene har statistikk fra SSB på regionalt energiforbruk blitt brukt [61]. Spesifikt energiforbruk [kWh per m^2 boligareal] multiplisert med boligareal [m^2] gir oss regionalt årlig energiforbruk $Q_{f,a}$. Videre har energiforbruket blitt fordelt på energiforbruk til oppvarming av vann $Q_{f,v,a}$ og energiforbruk til oppvarming av rom $Q_{f,r,a}$, hvor 70 % er valgt framfor 64 % som forbruk til oppvarming av rom [60]. 70 % er valgt ettersom rapporten [60] påpeker at forbruket til oppvarming av rom kan stige til 70 % i kaldere år. Det vil være variasjoner mellom regionene i andel av energiforbruket som går til oppvarming, men data på disse variasjonene mangler. Neste steg lå i å fordele forbruket over månedene. $Q_{f,v,a}$ ble fordelt likt over månedene til $Q_{f,v,t}$, basert på valget av parameter T_{kua} , forklart i tabell 3.3. $Q_{f,r,a}$ fordeles ved bruk av en form av graddagstall som blir brukt for å korrigere energiforbruket til oppvarming i forhold til temperaturen. Når middeltemperaturen var under $10^\circ C$ ble følgende operasjoner foretatt:

$$Q_{f,r,t} = \frac{\sum_{t=1}^n (10 - TM_t) d_t}{Q_{f,r,a}} \cdot (10 - TM_t) d_t \quad (3.1)$$

TM_t er middeltemperatur i måned t , n er antall måneder, t er måneden det gjelder og d_t er antall dager i måned t . Antall måneder hvor middeltemperaturen er lavere enn $10^\circ C$ varierer for tettstedene.

Flere av tettstedene faller også under samme region. For Oslo er boligarealet $82 m^2$ pr bolig, noe som er tilfelle ettersom mange bor i blokker. For andre tettsteder vil det også være tilfelle at folk bor i blokkleiligheter, men de andre tettstedene går under større regioner. Det forårsaker at boligarealene for de andre tettstedene er høyere i statistikken enn de egentlig er. Energiforbruket er også tilsvarende høyere av samme grunn. Energiforbruket vil også være forskjellig for blant annet Sortland og Kirkenes som har betydelig store forskjeller i klimadata. Disse forskjellene vil dessverre ikke komme til syne i denne oppgaven grunnet manglende data. Tabell 3.1 viser energiforbruket for tettstedene gitt boligarealet og

energiforbruk/boligareal [61] samt fordeling av energiforbruket.

Tabell 3.1.: Energiforbruk for tettstedene

Tettsted	Areal m^2	Energiforbruk/Areal kWh/m^2	Energiforbruk kWh	$Q_{f,a}$ kWh	$Q_{fv,a}$ kWh	$Q_{fr,a}$ kWh
Oslo	82	166	13612	11570	2042	9528
Bergen	121	177	21417	18204	3213	14992
Stavanger	122	177	21594	18355	3239	15116
Trondheim	113	186	21018	17865	3153	14713
Kristiansand	122	177	21594	18355	3239	15116
Kirkenes	115	211	24265	20625	3640	16986
Sortland	115	211	24265	20625	3640	16986
Tromsø	115	211	24265	20625	3640	16986
Bodø	115	211	24265	20625	3640	16986
Skien	116	187	21692	18438	3254	15184
Hamar	130	215	27950	23758	4193	19565

I tabell A.15 og A.16 finnes fordelingen av Q_{fva} og Q_{fra} for månedene.

3.4. Innsamling av data for solinnstråling

Data på solinnstråling (globalstråling) finnes også på eKlima, men var ikke tilfredsstillende for denne oppgaven. De var kun tilgjengelig for visse måneder og heller ikke for lengre perioder, noe som er essensielt for å kunne klare å beregne en normalverdi for den månedlige strålingen. Bioforsk har målestasjoner med data for globalstråling. Ulempen med dataen til Bioforsk er at målestasjonene deres som regel ligger utenfor de valgte tettstedene i denne oppgaven. Målestasjonene ble valgt etter beliggenhet i forhold til tettstedene.

For Oslo har det blitt valgt å interpolere data fra Lier, Ås og Årnes. Hønefoss ligger omtrent like langt unna Oslo sentrum som Årnes, men ettersom Oslo strekker seg mer mot øst enn vest har ble det valgt å unnlate Hønefoss. (Bergen). Særheim for Stavanger/Sandnes, Skjetlein for Trondheim, Gjerpen for Porsgrunn/Skien, Valnesfjord for Bodø, Holt for Tromsø og Ilseng målestasjon for Hamar. For Kristiansand har det også blitt valgt å interpolere data fra Lyngdal og Landvik målestasjon. Målestasjonen på Pasvik er den eneste målestasjonen i Finnmark og Kirkenes som er nærmeste tettsted ble derfor tatt med. De valgte dataene er de aggregerte månedsverdiene.

3.4.1. Valg av målestasjoner

Stavanger/Sandnes - Særheim: For målestasjonen på Særheim er kun verdier for globalstråling (Q0) fra etter 01.01.2013 tatt med. Data for globalstråling (Q0) ble registrert før den tid, men ettersom tallene var rundt 10 ganger større før den valgte perioden, er de ikke tatt med i beregningene av månedsnormalen. Månedsnormalene ser ut til å stemme i forhold til 1.2. Temperaturdata for Stavanger/Sandnes er tatt fra (eKlima) Meteorologisk institutt Våland - Stavanger. (TJM20) for Særheim er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Trondheim - Skjetlein: Her begynner målingene på Skjetlein for globalstråling (Q0) fra 1991, men målingene mangler for ett par måneder i 1991 og for en måned i 1992. Av den grunn er månedsnormalene valgt fra etter 01.01.1993. Middelttemperaturen er tatt fra eKlima Voll - Trondheim. Normal midlere minimumstemperatur mangler for Trondheim og er dermed beregnet ved hjelp av månedsverdier for midlere minimumstemperatur for de siste 10 årene. (TJM20) for Skjetlein er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Porsgrunn/Skien - Gjerpen: Samme situasjon som for målestasjonen på Særheim. For temperaturmålingene har vi tilsvarende problem som for Trondheim. Midlere minimumstemperaturen er her målt ifra data fra Geiteryggen - Skien. (TJM20) for Gjerpen er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Bodø - Valnesfjord: Startdato for målestasjonen i Valnesfjord var 11.06.2014. Temperaturdata er fra målestasjon IV Bodø. (TJM20) for Valnesfjord er data tilgjengelig fra 01.07.2014.

Tromsø - Holt: Data fra 01.01.2013 for Holt. Temperaturdata er fra Tromsø. (TJM20) for Holt er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Hamar - Ilseng: Data fra 01.01.2013 for Ilseng. Middelttemperatur er månedsnormalen mens midlere minimumstemperatur er utregnet normal for siste 10 år, begge er fra Ilseng. For februar, november og desember var den beregnede midlere minimumstemperatur normalen lavere enn middelttemperaturen og er erstattet for disse månedene med verdier for middelttemperaturen. (TJM20) for Ilseng er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Sortland: Data fra 01.01.2013 for Sortland. Temperaturdata fra Kleiva - Sortland. (TJM20) for Sortland er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Kirkenes - Pasvik: Data fra 01.01.2013 for Pasvik. Temperaturdata fra Kirkenes lufthavn. (TJM20) for Pasvik er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Oslo - Ås, Årnes, Lier: Data for Ås er fra 01.01.1992 mens for Årnes og Lier er den fra 01.01.2013, av samme årsak som for andre datasett som er fra 01.01.2013. Gjennomsnittsverdi for de tre målestasjonene er brukt som endelig verdi for Oslo. Temperaturdata er fra Blindern - Oslo.

Kristiansand - Landvik, Lyngdal: Data for Landvik og Lyngdal er fra 01.01.2013. Temperaturdata er

fra Kjevik - Kristiansand. (TJM20) for Landvik og Lyngdal er data tilgjengelig fra 01.01.2014.

Bergen - Kvam: Data for Kvam er fra 01.01.2013. Kvam ligger ca. 80 km øst for Bergen og er nærmeste Bioforsk målestasjon til Bergen. Data mangler også for noen av månedene. Temperaturdata er fra Florida - Bergen. (TJM20) eller andre jordtemperatur data, er ikke tilgjengelig for Kvam. Verdiene fra Særheim som er nærmeste målestasjon av de andre valgte målestasjonene i denne oppgaven, vil bli brukt for (TJM20).

3.5. Beregning av effektivitet til solfanger

$T_{a1,t}$ fra 2.6 settes lik TN_t . T_m settes lik T_{via} som er temperatur på væsken som kommer ut av solfangeren.

Tabell 3.2.: Oversikt over effektivitets parametere for solfangere

Selskap	η_0	a_1	a_2	K_{45}
Aventa AS	0,679	5,649	0,015	0,885
NorDan AS	0,529	5,623	0,028	0,875
Arcon Solar A/S	0,808	1,353	0,022	0,93
Baxi AB	0,64	1	0,007	0,945

Tabell 3.2 gir effektivitets parametere for noen solfangere. Aventa AS og NorDan AS er to norske selskap. Parameterne fra disse selskapene er relativt lite effektive. Arcon Solar A/S er et dansk selskap. Den valgte solfangeren fra Arcon er en plan solfanger. Baxi AB er et svensk selskap, solfangeren fra Baxi er en vakuumsolfanger. Solfangerne fra Baxi og Arcon ble valgt pga effektivitets parameterne var de som så best ut ved første øyekast for solfangere fra skandinavia. Testsertifikatene til de fire solfangerne finner en i kapittel A.3.

I denne oppgaven er det ikke regnet med noen skyggefaktor ettersom det ikke er mulig å generalisere hvor mye skygge takene til norske boliger mottar utifra data tilgjengelig. Albedoeffekten som vil si reflektert stråling fra bakken, vil også variere mye i forhold til bakken. Bakken eller underlaget for solfangeren som vil være taket til boligen, vil som for skyggefaktoren, være en unik kombinasjon av forhold som varier fra bolig til bolig. Av den grunn er heller ikke albedoeffekten tatt hensyn til i beregningene. Et avvik fra den ideelle orienteringen mot sør på 10° til 20° ha liten betydning[41]. Av den grunn blir det ikke tatt noen betraktning til orientering.

Et annet hensyn som ikke er tatt er differensieringen mellom direkte og diffus stråling. I beregninger angående innstråling solfangeren mottar vil andelen direkte og diffus stråling ha ulik effekt på mottatt innstråling for solfangeren. Ettersom pyranometeret mottar både direkte og diffus stråling vil det ikke være mulig å medberegne denne effekten med data kun fra pyranometer.

Varmen solfangeren gir Q_s kan beregnes fra følgende ligning:

$$Q_{s,t} = G_t A K_{45} \eta_{c,t} \quad (3.2)$$

A er her det valgte arealet for solfangeranlegget.

3.6. Beregning av varmetap

Ligning 2.3.2 vil også brukes for å finne varmetap for rør fra varmeveksler til varmtvannstanken og fra varmeveksler til UTES-systemet. Det vannbårne varmesystemet er praktisk talt rør hvor det oppvarmede vannet sirkulerer gjennom gulv og radiatorer i boligen. Ligning 2.10 gir også varmen det vannbårne systemet leverer til boligen, noe som i teorien skal bli det samme som $Q_{f,r,t}$ for systemet.

For rør mellom varmeveksler og varmtvannstanken (Q_{r2}) vil T_{via} i 2.10 byttes med T_{kua} som er temperatur på vannet som kommer ut av varmeveksleren og som skal inn i varmtvannstanken.

For rør fra varmeveksler gjennom bolig og tilbake til varmeveksler $Q_{f,r,t}$ vil T_{via} i 2.10 byttes med T_{kub} som er temperatur på vannet som kommer ut av varmeveksleren og som skal varme opp boligen (vannbåren varme). For det vannbårne systemet vil ikke $Q_{f,r,t}$ være beregning av varmetap, men forbruket.

For rør fra varmeveksler til UTES-systemet i sommerperioden ($Q_{r3,t}$) vil T_{via} i 2.10 byttes med T_{vub} som er temperatur på vannet som kommer ut av varmeveksleren og som skal i UTES-systemet. Dette gjelder for måneder hvor varmeveksleren leverer varme til UTES-systemet.

For rør fra varmeveksler til UTES-systemet i vinterperioden ($Q_{r4,t}$) vil T_{via} i 2.10 byttes med T_{kuc} som er temperatur på det varme vannet som kommer ut av UTES-systemet og som skal i varmeveksleren. Dette gjelder for måneder hvor varmeveksleren henter varme fra UTES-systemet.

l_1 fra solfanger til varmeveksler vil variere fra bolig til bolig. For å minimere varmetapet vil det naturligvis være ønskelig med minst mulig l_1 . For å kunne beregne en $Q_{r1,t}$ settes $l_1 = 6 \text{ m}$. Tanken bak en l_1 på 6 m er i forhold til høyde fra gulv til tak i tillegg til litt ekstra lengde ettersom det ikke nødvendigvis vil være praktisk mulig med solfangere rett ovenfor varmeveksleren.

l_2 fra varmeveksler til varmtvannstanken vil kunne være ganske kort ettersom det vil være naturlig å sette varmtvannstanken nær varmeveksleren, den kan settes til $l_2 = 2 \text{ m}$.

l_3 fra varmeveksler til og fra UTES-systemet settes til $l_3 = 10 \text{ m}$. Slik som for l_1 vil denne verdien variere. UTES-systemet vil som regel ikke være noe som blir bygd rett under boligen, med mindre det er en helt ny bolig, av den grunn ble det derfor også valgt en lengre lengde for l_3 enn for l_1 . Viktig å huske at l_3 er lengden på rørene som frakter vann fra varmeveksler til UTES-systemet og ikke lengden på rørene i selve UTES-systemet. Varmetap i UTES-systemet er beregnet separat.

l_4 på rørene i det vannbårne systemet vil bli avgjort utifra forbruket. I ligning 3.4 for $Q_{f,r,t}$, vil alt være kjent bortsett fra l_4 som blir beregnet fra ligning 3.4. Rørene bør i denne situasjonen ha diameter på ca 20 mm [6]. Rør med diameter på 20 mm er også de rørene med lavest U -verdi.

$T_{a2,t}$ vil være forskjellig innendørs og utendørs. Innendørs kan vi sette $T_{a2,t}$ til standard romtemperatur som er 22°C og for utendørs vil den være tilsvarende temperaturdata for de ulike målestasjonene $T_{a1,t}$. For å beregne $T_{a2,t}$ vil gjennomsnitt av romtemperatur og utetemperatur beregnes for $Q_{r1,t}$, dette grunnet

usikkerheten rundt hvor mye av røret mellom solfanger og varmeveksler som er innendørs og hvor mye som er utendørs.

$T_{a2,t}$ vil for Q_{r2} og $Q_{fr,t}$ erstattes med $T_{a3} = 22^\circ\text{C}$.

For $Q_{r3,t}$ vil $T_{a2,t}$ erstattes med $T_{a4,t} = \frac{T_{a3} + T_{b,t}}{2}$ hvor $T_{b,t}$ er (TJM20).

For denne teoretiske tenkte varmeveksleren i denne oppgaven, vil parameterne i 2.11 byttes ut med parametere for de ulike komponentene knyttet til varmeveksleren som er tatt med i denne oppgaven.

T_{kua} , T_{kub} , T_{kuc} , T_{vib} og T_{via} er diskutert i 2.3.2.

T_{kia} er temperatur på tappevannet som kommer inn til varmeveksleren.

T_{kib} er temperatur på vannet som returnerer til varmeveksleren etter at det har gått gjennom rør i boligen med hensikt å varme opp boligen.

T_{vua} er varmemediet ut fra varmeveksleren til solfangeren.

T_{vib} er vann fra UTES-systemet som skal varmes opp av varmeveksleren.

T_{vuc} er vann fra varmeveksleren som skal varmes opp av UTES-systemet.

Tilsvarende \dot{m} og C_p for de ulike kretsene:

\dot{m}_{ka} er massestrømningen for varmtvannstanken-varmeveksler kretsen.

\dot{m}_{kb} er massestrømningen for det vannbårne systemet.

\dot{m}_{va} er massestrømningen for solfanger-varmeveksler kretsen. Denne kan regnes fra følgende ligning [57]:

$$\dot{V}_{va} = \frac{\eta_c GA}{\rho_{va} C_{pk} (T_{ku} - T_{ki})} \quad (3.3)$$

\dot{V}_{va} er volumstrømmen og ρ_{va} er massetettheten. Produktet av disse to er lik \dot{m}_{va} . A er totalt areal for solfangerne. Hvor stort areal det vil være nødvendig med vil avgjøres av forbruket. Innbakt i η_c vil også K_θ være. Dersom vi gjør om ligning 3.3 får vi:

$$\dot{m}_{va} = \frac{\eta_c GA}{C_{pk} (T_{ku} - T_{ki})} \quad (3.4)$$

\dot{m}_{vb} er massestrømningen for UTES-varmeveksler kretsen.

C_{pk} er spesifikk varmekapasitet ved konstant trykk for vann og gjelder for alle kretsene bortsett fra for solfangeren.

C_{pv} er spesifikk varmekapasitet ved konstant trykk for solfangeren og er en blanding av frostvæske og vann.

Som nevnt i 1.1 vil det ikke tas hensyn til begrensninger for rør og pumper i sammenheng med massestrømningene. Begrensningene vil i realiteten få konsekvenser for Q_r i form av valg av U -verdi i forhold til diameter på røret. Begrensningene kan også bety at de ønskede temperaturene ikke kan oppnås. For varmtvannstanken vil massestrømningen være avhengig av selve vannforbruket og ikke bare av energiforbruket til oppvarming av vann. Teknologiske begrensninger spiller absolutt sin rolle i å avgjøre om det er fysisk mulig, men dette krever igjen mer grundig innblikk i praktiske eksempler av et slikt system.

Tabell 3.3 viser en oversikt over parameterne som vil være med for ligning 2.11.

Tabell 3.3.: Oversikt over parameterne i varmeveksleren

Parameter	
T_{kua}	For å ikke risikere legionella bakterier vil det være ønskelig med høye temperaturer. Ifølge [2] anbefaler mange leverandører, temperatur på 75°C .
T_{kia}	Temperatur på vannet som kommer fra nettet varierer i forhold til årstidene fra 5°C til 12°C [7]. For oppgaven blir den satt til 5°C ettersom data på denne temperaturen mangler.
T_{kub}	Temperatur på vannet i rørene i et vannbårent system skal ikke være altfor varmt, bør være mellom 25°C og 35°C [6]. For oppgaven blir den satt til 35°C .
T_{kib}	Dersom det antas at T_a for boligen ikke blir lavere enn 22°C ved et velfungerende oppvarmingssystem, kan det videre antas at temperaturen på returvannet til varmeveksleren ikke vil bli lavere enn 22°C . I et slikt tilfelle vil det vannbårne systemet ha utnyttet all varme til oppvarming av boligen.
T_{vua}	Ligning 2.11 vil gi temperaturen ut av varmeveksleren til solfangeren. Q vil i denne situasjonen være Q_s fra 3.2 og Q_{r1} .
T_{via}	For å kunne varme opp T_{kua} til 75°C må temperaturen ut fra solfangeren være høyere enn T_{kua} . Samtidig må temperaturen også være høyere enn T_{kuc} slik at temperaturen på vannet til UTES-systemet blir minst 85°C . T_{via} kan da settes til 90°C .
T_{kuc}	må være høyere enn T_{vib} ettersom det vil være varmetap i UTES systemet. T_{kuc} settes derfor til 85°C .
T_{kic}	Ligning 2.11 vil gi T_{kic} hvor Q er Q_{inn} som er det som står igjen etter varmetap og forbruk.
T_{vub}	Vil avhenge av T_{kia} og T_{kib} ettersom det er disse temperaturene som skal varmes opp av UTES-systemet. Gjennomsnittsverdien av disse to settes lik T_{vub} , ettersom andelen av de to er ukjent. T_{vub} settes til $13,5^{\circ}\text{C}$
T_{vib}	må være høyere enn T_{kua} slik at den kan tilfredsstille oppvarmingskravene for vannet i varmtvannstanken. Denne temperaturen settes derfor til 80°C .
C_{pk}	Er C_p for vann $4,187 \text{ KJ/Kg}^{\circ}\text{C}$
C_{pv}	Er en blanding av vann og frostvæske. Andelen av de to vil avgjøre C_p . Andelen bestemmes ut ifra minimumstemperaturen for tettstedet det gjelder. Det er ønskelig med minst mulig frostvæske i blandingen samtidig som det må forsikres om at varmemediet ikke frosnes.
\dot{m}_{ka}	Ligning 2.11 vil gi massestrømmingen for varmtvannstanken. Q vil i denne ligningen være lik varmtvanns forbruket.
\dot{m}_{kb}	Ligning 2.11 vil gi massestrømmingen for det vannbårne systemet. Q vil i denne ligningen være lik forbruket til oppvarming av bolig.
\dot{m}_{va}	Ligning 3.4 vil gi massestrømmingen for solfanger-varmeveksler kretsen.
\dot{m}_{vb}	Ligning 3.9 vil gi massestrømmingen for BTES-systemet, gjelder ikke ATES-systemet.

3.7. Beregning av effektivitet av UTES-system

3.7.1. ATES

ATES (Aquifer thermal energy storage) krever en viss type geologi for å kunne anvendes. Sedimentære bergarter er typisk godt egnet. Berggrunnen må ha høy porøsitet og permeabilitet, sandstein for eksempel er godt egnet for ATES [5]. A.1 viser at det ikke er mange nok egnede områder i Norge for ATES til å kunne se på det som et reelt alternativ for Norge som helhet.

3.7.2. BTES

Største utfordringen med å kunne beregne effektiviteten til BTES system for en husholdning ligger i at de aller fleste effektivitetsanalysene er gjort for store systemer som [49], [46], [36] og [38]. Forskningsartikkelen [49] sier at det ikke er gjort tilstrekkelig forskning på ulike parameteres påvirkning på BTES systemets ytelsesevne. Videre sies det i [49] at eksisterende modeller ikke har tatt hensyn til berggrunnens termiske konduktivitet, permeabilitet, metningsgraden til grunnen eller grunnvann. I tillegg til disse parameterne vil volumet og geometrien til borehullsrørene (lengde på rørene og diameteren til rørene), antall borehull og ledningsevnen til rørene spille en rolle i effekten BTES systemet vil kunne klare å levere.

I konteksten av denne oppgaven er det ønskelig å finne effekt i watt eller wattimer og både 2.14 og 2.15 vil kunne skrives om dersom Δt_j ikke tas med i beregningene. Samtidig vil antall ladning/utladningsperioder være vanskelig å kunne estimeres teoretisk ettersom det er avhengig av behovene for oppvarming og lagring, noe som vil variere innenfor den valgte tidsrammen som er en måned. For hver måned kan utladning/ladning settes til 1 siden målet er å regne ut for hver måned som en helhet hvor fluktuasjoner innad i måneden avses. I tillegg er også $\dot{m} = \dot{V}\rho$.

$$Q_{ut,t} = (Ts_{n,t} - Ty_{n,t})\dot{m}C_pB \quad (3.5)$$

$$Q_{inn,t} = (Ts_{m,t} - Ty_{m,t})\dot{m}C_pB \quad (3.6)$$

n representerer her vinterperioden og m sommerperioden. t er måneden det gjelder. 2.13 blir da:

$$\eta_B = \frac{Q_{ut}}{Q_{inn}} \quad (3.7)$$

$Ts_{n,t}$, $Ty_{n,t}$, $Ts_{m,t}$ og $Ty_{m,t}$ er ikke temperaturer som er kjente. Den ønskede temperaturen på vannet ut og inn av rørene er valgt. For at den valgte temperaturen på vannet ut skal kunne oppnås må temperaturen i rørene være høyere enn temperaturen på vannet. Ettersom oppgaven er teoretisk vil temperaturen i rørene settes lik de valgte temperaturene i 2.3.3. Temperaturen i BTES-system kan gå opp til 90°C [17]. $Ts_{n,t} = T_{vib}$, $Ty_{n,t} = T_{vub}$, $Ts_{m,t} = T_{kuc}$ og $Ty_{m,t} = T_{kic}$ i tillegg er $\dot{m} = \dot{m}_{vb}$.

$$Q_{ut,t} = (T_{vib} - T_{vub})\dot{m}_{vb}C_pB \quad (3.8)$$

$$Q_{inn,t} = (T_{kuc} - T_{kic})\dot{m}_{vb}C_pB \quad (3.9)$$

2.16 blir ikke brukt i selve beregningene, men er med for å vise at det er mulig å beregne effektiviteten for BTES systemet ved k dersom andre parametere er kjent. Effektivets analysen 3.7 tar ikke hensyn til berggrunnens termiske konduktivitet. For termisk konduktivitet vil lavere termisk konduktivitet for berggrunnen gi høyere effektivitet [49].

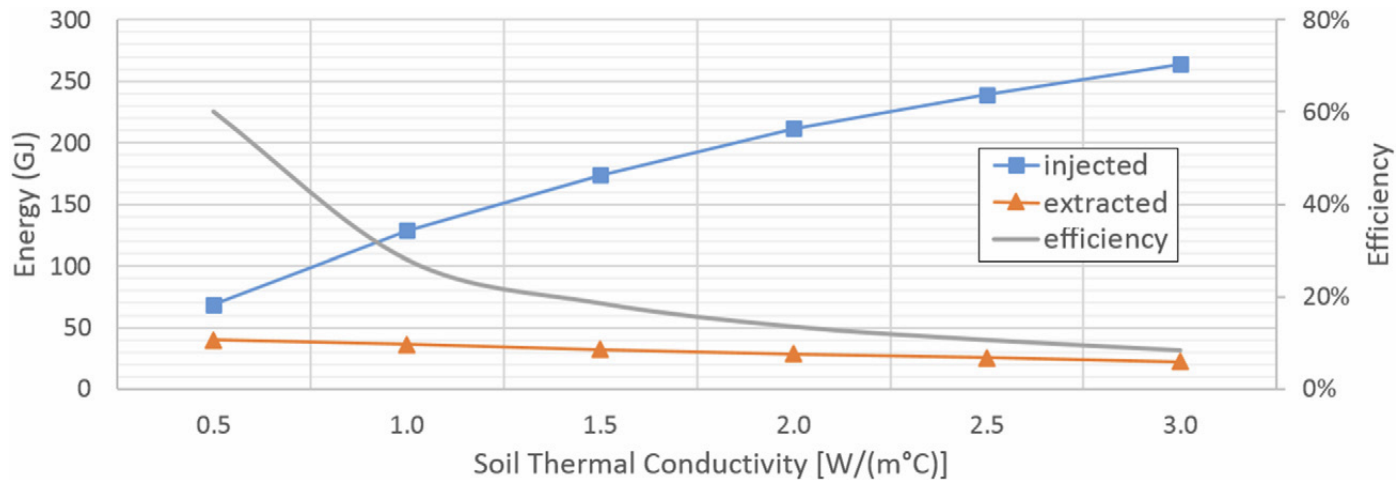


Fig. 3.4.: Figuren viser sammenhengen mellom effektiviteten η_B og den termiske konduktiviteten k til berggrunnen [49].

Figur 3.4 gir η_B for ulike k . Den simulerte modellen er for energiverdier som er mye høyere enn de vil være for en husholdning. Samme studiet konkluderer også med at nærværet av grunnvann som er i bevegelse vil senke effektiviteten til systemet. Høy permeabilitet for både mettet og umettet berggrunn vil også bidra til lavere effektivitet. Høy permeabilitet fører til økning i konveksjon som vil føre varme vekk fra systemet. Ingen av disse parameterne er tatt hensyn til i modellen ovenfor og figurene som viser sammenhengene for effektivitet og en av parameterne gjelder for system med høyere energi enn for en bolig. Resultatene til Catolico [49] viser at effektiviteten til BTES-systemet blir lavere med høyere k termisk konduktivitet.

En annen studie [45] regner med berggrunnens termiske konduktivitet for å finne mulig effektuttak fra BTES systemet.

$$Q_b = kh\Delta T \quad (3.10)$$

Q_b er her effektuttaket fra borehullet, h er lengden på borehullet. ΔT er temperaturredifferansen mellom borehullet og vannet. Ettersom temperaturen i borehullet vil avhenge av effekten inn til borehullet vil ikke 3.10 kunne brukes videre ettersom disse temperaturene er selv valgt.

Det er ingen enkel klar og tydelig måte å beregne effekten ut av BTES-systemet. For å være nogen lunde konsistent i kildebruken velges 3.7 for å beregne effekten ut av BTES-systemet Q_{ut} . I 3.7 vil Q_{inn} være lik overskuddsenergien etter energien fra solfangeren er forbrukt til oppvarming. η_B vil være effektivitetsverdien ut ifra figur 3.4 og slik vil Q_{ut} kunne beregnes.

3.7.3. Valg av η_B

Data fra NGU (Norges geologiske undersøkelse) gir kart for de ulike berggrunnene i Norge A.2. For å kunne få en overordnet oversikt over varmeledningen til de ulike bergartene blir berggrunnene i dataen fordelt inn i gruppene nevnt i 2.5. Presentasjonsreglene for berggrunn fra NGU gir kodene til de ulike berggrunnene NGU har fordelt i datasettene sine, som en finner i A.3. Noen av kodene inneholder flere bergarter og av den grunn har det vært utfordrende å klassifisere hvilken gruppe berggrunnene tilhører. Årsaken til at berggrunnene må klassifiseres i gruppene er at data for varmeledning til alle berggrunnene i dataen over berggrunner mangler [44]. Etter at fordelingen ble gjort etter beste evne, ble en k verdi valgt for hver gruppe. Data for varmeledning til berggrunnene varierer stort mellom berggrunnene i gruppene, samtidig som minimum og maksimum for en berggrunn varierer med minst 2 $W/m \cdot K$. Effektiviteten til borehullet faller drastisk for relativt små endringer i k . Dataen tilgjengelig på varmeledning til berggrunnen og tilsvarende effektivitet er dessverre ikke gode nok til å kunne lage en sikker modell. For eksempel vil ikke varmeledningen for granitt være den samme for ulike steder ettersom innholdet i bergartene ikke er den samme og andelen av bergarter er også noe som vil variere fra sted til sted. I praksis vil en måtte ta prøver for k til berggrunnen der en eventuelt vurderer å bore borehull. For å kunne få effektivitetsverdier η_b som kan brukes videre i modellen, har minimum varmeledning for de ulike gruppene blitt valgt. Med høyere varmeledning enn minimum vil η_b bli betydelig lavere og ettersom typisk varmetap beregnet av andre studier [46][59][37] minst 30 % ble dette valgt. Tabell 3.4 viser fordelingen av berggrunn i data fra NGU i de ulike gruppene. I kapittel A.3 står presentasjonsregler for berggrunn som viser innholdet i kodene.

Tabell 3.4.: Berggrunnsgrupper

	1. Klastiske	2. Biogene	3. Dypbergart	4. Gangbergart	5. Dagbergart	6. Metamorfe
Kode	2, 3, 4, 7, 8, 9	10, 11	21, 22, 23, 24, 25, 37, 38, 40, 45, 61, 85	27	26, 28	5, 30, 35, 41, 50, 55, 60, 65, 66, 70, 71, 82, 87
k	0,2	0,6	1,1	1,6	0,4	0,9

Videre inspeksjon av data fra NGU gir fordeling av de ulike berggrunnsgruppene for tettstedene. Grensedata (Administrative grenser) for de aktuelle kommunene ble lastet ned fra kartverket [42]. Arealstatistikk for de aktuelle kommunene ble regnet ut med QGIS hvor andelen av arealet for berggrunnsgruppene ble målt. Figur 3.5 viser denne fordelingen samt beregnet gjennomsnittlig k -verdi basert på de valgte termisk konduktivitetsverdiene for gruppene. Etter å ha beregnet k ble η_b valgt, basert i studien foretatt av Catolico [49].

Tabell 3.5.: Fordeling av berggrunnsgruppene på tettstedene med k og η_b for tettstedene

	1.	2.	3.	4.	5.	6.	Andre	k	η_b
Stavanger			34,73 %			65,27 %		1,0	0,25
Bergen	1,14 %		30,59 %		2,59 %	65,69 %		0,9	0,30
Oslo	4,66 %	15,32 %	52,82 %	4,10 %	1,46 %	10,31 %	11,34 %	1,0	0,25
Sortland			5,09 %			94,91 %		0,9	0,30
Kristiansand			11,60 %			87,98 %	0,42 %	0,9	0,30
Kirkenes	1,39 %		18,47 %			63,96 %	18,47 %	0,9	0,3
Trondheim	15,54 %		2,65 %		6,63 %	65,76 %	9,42 %	0,8	0,35
Hamar	62,57 %	22,66 %	14,78 %					0,4	0,60
Skien	8,22 %	4,43 %	35,63 %	0,68 %		46,53 %		0,9	0,3
Bodø	3,56 %		19,28 %			53,64 %	23,52 %	0,9	0,30
Tromsø	0,19 %		11,52 %		1,13 %	57,15 %	30,00 %	0,9	0,30

3.8. Valg av økonomisk modell

Etter at størrelse på anlegget både m^2 solfanger og størrelse på BTES systemet er avgjort i forhold til oppvarmingsbehovet, vil oppgaven handle om det er økonomisk levedyktig å varme opp boligen med solfangere og BTES. Kostnadene for solfangerne og BTES systemet, samt pumper og rør vil måtte måles opp mot alternativkostnaden som vil være oppvarming med elektrisitet. Som nevnt i innledninga, kan oppvarmingsbehovet også dekkes av bioenergi, olje eller fjernvarme, men ettersom 70-80 % dekkes av elektrisitet, vil fokuset ligge på elektrisitet som alternativkostnad. Strømprisene fluktuerer mellom 0,7 NOK/kWh til 0,9 NOK/kWh [62]. For nåverdimetoden og tilbakebetalingsmetoden er C_t og C en besparelse. For å reflektere besparelsen og ta hensyn til ”worst case scenario”, vil strømprisene være 0,7 NOK/kWh i denne oppgaven.

3.8.1. Investering

Investeringskostnadene for BTES-systemet er tatt fra en masteroppgave fra Chalmers University of Technology [59] og en masteroppgave fra Uppsala Universitet [37]. Som de fleste andre studier som omhandler BTES-system er disse også ment for mye større skala enn det som er relevant for denne oppgaven. I studien er det snakk om å lagre 25 GWh eller 50 GWh hvor energiforbruket i denne oppgaven er rundt 20 MWh for en bolig. Prisoversikten til [59] og [37] gir mest sannsynlig, minimum og maksimumspris. Her vil kun maksimumsprisen bli brukt ettersom det opereres på en lavere skala og prisene er som regel lavere for ved store innkjøp. Prisene er satt etter valutakursen 04.06.2016. Forbindelses kostnaden er kostnad for rørene og andre pumper i systemet og er justert i forhold til 20 MWh. Tabell 3.6 gir en oversikt over kostnadene ved et BTES-system.

Tabell 3.6.: Kostnad BTES-system

	Pris
Forbindelses kostnad (NOK)	6000
Etableringskostnad (NOK/ borehull)	5000
DTH boring (NOK/ meter borehull)	240
ODEX boring (NOK/ meter borehull)	800
Fuging med betonitt (NOK/ borehull)	20000
Varmeveksler for borehull (NOK/ meter borehull)	150
Jordbearbeiding, sirkulasjonspumper og rør (NOK/ meter borehull)	200
Overhead boringskostnader (NOK/ borehull)	8000
Restverdi (%)	30

For solfangerne vil prisen ligge på 1230 NOK/m² [1]. Prisen er hentet fra Aventa AS sine hjemmesider. De andre selskapene med i oppgaven hadde ikke priser tilgjengelig og svarte heller ikke på prisforespørsel, av den grunn vil prisene fra Aventa bli brukt for oppgaven. Enova gir støtte med inntil 15000 NOK for investeringer i solfangere [3]. For vannbåren varme er prisen på ca. 460 NOK/m² [8] og Enova dekker inntil 10000 NOK eller 25 % av disse kostnadene. Bortsett ifra for Oslo (boligareal på 82 m²) vil alle andre tettstedene i denne oppgaven få dekket 10000 kroner for investering i vannbåren varme.

$$I_c = B(33000 + 1190h) + 1690A - 19000^* \quad (3.11)$$

I_c er investeringskostnadene, B er antall borehull, h er dybden til borehullene, A er arealet til solfangeranlegget. Tilskuddene fra Enova er avhengig av om kostnadene overstiger den øvre grensa for tilskuddene Enova gir. For I_{cb} som er investeringskostnadene for BTES-systemet alene:

$$I_{cb} = B(33000 + 1190h) - 4000^* \quad (3.12)$$

Med den valgte dybden h på 30 m blir 3.11 og 3.12:

$$I_c = 68700B + 1690A - 19000^* \quad (3.13)$$

$$I_{cb} = 68700B - 4000^* \quad (3.14)$$

3.8.2. LCOE

Oppvarmingssystemet i denne oppgaven krever verken vedlikehold eller drivstoff og både M_t og F_t faller bort. P_t blir satt lik Q_f totalt årlig energiforbruk til oppvarming og vil variere i forhold til tettstedene. $P_t = Q_f$ ettersom målet med investeringen er å kunne dekke energiforbruket til oppvarming. Levetiden n er satt til 20 år, levetiden for BTES systemet kan være mye lenger [37], men for solfangere er den typisk 20 år. Nominell rente i er i denne sammenhengen avkastningskravet vi har til investeringa. Enova regner

ut avkastningskravet ved kapitalverdimodellen (CAPM)[54]:

$$i = RF + \beta \cdot MP = 6,57\% \quad (3.15)$$

i er den nominelle renten vi velger å sette avkastningskravet, RF er risikofri avkastning, β måler ikke diversifiserbar risiko og er lik 1 [54] ettersom det er ønskelig med en β for markedet og ikke en spesifikk aksje, MP er meravkastning på markedsporteføljen. $RF = 1,57\%$ som er nominell rente på statsobligasjoner på 10 år [14]. $MP = 5\%$ som er markedsrisikopremien i det norske markedet [56].

$$r = \frac{i - \pi}{1 + \pi} = 1,16\% \quad (3.16)$$

r er diskonteringsrenta eller kalkulasjonsrenta, i er nominell rente og π er inflasjon[25]. Inflasjonsmålet π er satt til 2,5 % [13].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{20} \frac{I_t}{(1,01)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{Q_f}{(1,01)^t}} (kr/kWh) \quad (3.17)$$

3.8.3. Nåverdimetoden og tilbakebetalingsmetoden

Spesifikt for dette systemet vil det første leddet i 2.25 bli erstattet med: $S + SV$, hvor S er nåverdien til besparelsen, og SV er restverdien [59]. $S = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+(\pi+i))^t}$ og $SV = \frac{R}{(1+(\pi+i))^n}$ hvor $R = 0,3I_{cb}$.

$$NV = \sum_{t=1}^{20} \frac{0,7Q_{f,t}}{(1+(\pi+i))^t} + \frac{0,3I_{cb}}{(1+(\pi+i))^{20}} - I_c \quad (3.18)$$

$$T = \frac{I_c}{0,7Q_{f,t}} \quad (3.19)$$

3.9. Usikkerhet

Av hensyn til oppgavens natur som kun innebærer teoretisk analyse gir det lite mening å estimere usikkerheter. Parameterne er valgt etter antagelser og å anta en usikkerhet på en antagelse gir lite mening. I den økonomiske modellen vil investeringskostnadene og strømprisene begge være avhengig av utviklinga i markedet og lønnsomheten vil uansett være usikker.

4. Modell

En oversikt over hvordan beregningene ble foretatt. Beregningene ble foretatt med Python med tilleggsbiblioteket Pandas ¹. Python ble brukt pga datamengden og parametere som skal justeres som for eksempel A. I tillegg ble de økonomiske beregningene foretatt med excel.

4.1. Fysisk modell

1.

3.2 gir $Q_{s,t} = G_t AK_{45} \eta_c$

G_t er gitt i tabellene A.11, A.12, A.13 og A.14.

A er arealet til solfangerne, dette arealet vil i realiteten bli avgjort ut ifra forbruket og tapene. Jo større forbruket og tapene er jo større må arealet være for å kunne dekke oppvarmingsbehovet. I modellen ble det kjørt for areal på 10 m² og deretter med en økning med 5 m². For 5.10 blir arealet økt med 1 m², dette blir forklart i 6.1.3.

2.6 gir $\eta_c = \eta_0 - a_1 \frac{T_{via} - T_{a1}}{G} - a_2 \frac{(T_{via} - T_{a1})^2}{G}$

K_{45} , a_1 , a_2 og η_0 er gitt i tabell 3.2.

$T_{via} = 90^\circ C$

$T_{a1,t} = TN_t$ er gitt i tabellene A.11, A.12, A.13 og A.14.

2.

$Q_{ut,t} = (Q_{s,t} - Q_{fv,t} - Q_{r1,t} - Q_{r2} - Q_{r3,t}) \eta_B$

$Q_{ut,t}$ vil være energien en vil kunne få ut av BTES-systemet tilsvarende energien solfangeren fanger. Det vil være energien en står igjen med etter energiforbruket til oppvarming av vann og tap. For 6.1.1, 6.1.2 vil $Q_{fv,t}$ og $Q_{r1,t}$ gå bort, dette blir også forklart i 6.1.1 og 6.1.2. Summen av $Q_{ut,t}$ for alle månedene t vil måtte være lik $Q_{fr,t}$ og $Q_{r4,t}$ for alle månedene. Det siste her blir ikke tatt med i resultatene men er kriteriet for at solfanger-BTES-systemet skal klare å levere det som trengs av energi i forhold til problemstillingen.

η_B er gitt i tabell 3.5.

¹<http://pandas.pydata.org/>

$Q_{fv,t}$ og $Q_{fr,t}$ er forbruket til varmtvann og til romoppvarming som er gitt i tabellene A.15 og A.16.

$$Q_{r1,t} = Ul_1(T_{via} - T_{a2,t})$$

$U = 0,14$ fra tabell 2.2 velges den laveste U verdien for å få minst mulig tap. Solide rør med diameter 20 mm gir denne verdien.

$$l_1 = 6 \text{ m}$$

$$T_{a2,t} = \frac{T_{a1,t} + T_{a3}}{2}$$

$$Q_{r2} = Ul_2(T_{kua} - T_{a3})$$

$$l_2 = 2 \text{ m}$$

$$T_{kua} = 75^\circ \text{C}$$

$$T_{a3} = 22^\circ \text{C}$$

$$Q_{r3,t} = Ul_3(T_{kuc} - T_{a4,t})$$

$$l_3 = 10 \text{ m}$$

$$T_{kuc} = 85^\circ \text{C}$$

$$T_{a4,t} = \frac{T_{a3} + T_{b,t}}{2}$$

$T_{b,t}$ er gitt i tabellene A.11, A.12, A.13 og A.14.

4.2. Økonomisk modell

Den økonomiske modellen gir I_c , $I_{c,s}$, $LCOE$, T og NV . $I_{c,ub}$ er investeringskostnadene uten BTES-systemet. $I_{c,s}$ er investeringskostnadene for solfangeranlegget alene. For 5.9 og 5.10 er I_c kun for solfangeranlegget.

Gehlin [35] diskuterer i sin oppgave detaljer rundt dybde på borehullene. I forhold til 3.12 vil det være kostnadsoptimalt med minst mulig dybde på borehullene noe som vil være 30 m som er laveste typiske [35] dybde på borehull.

1.

3.13 gir $I_c = 68700B + 1690A - 19000^*$ for hele solfanger-BTES-systemet. B og A velges.

$$I_{c,ub} = 1690A - 15000^*$$

$$I_{c,s} = 1230A \cdot 0,75$$

2.

For $LCOE$, T og NV følges henholdsvis 3.17, 3.19 og 3.18 ganske slavisk, med insatte verdier fra 3.8 for π , i

$Q_{f,t}$ er gitt i tabellene A.15 og A.16.

5. Resultat

Resultatene står skrevet i tabeller. Resultatene er beregnet etter modell kapittelet 4. Tabellene 5.1, 5.2 og 5.3 er de primære resultatene som svarer til problemstillingen. De andre tabellene er med som alternativ som diskuteres i diskusjonskapittelet. De primære resultatene mangler $Q_{ut,t}$ og hele den økonomiske modellen på grunn av at $Q_{s,t}$ er såpass små i forhold til $Q_{f,t}$ at det ikke blir relevant.

Tabell 5.1.: Primær resultat, del 1

Tid (t)	Stavanger			Bergen			Oslo			Sortland		
	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$
Januar	836	0	3434	193	0	3423	707	0	2166	64	0	3154
Februar	2186	0	3187	900	0	3077	1929	0	1951	643	0	2858
Mars	5337	0	2859	4051	0	2698	5466	0	1594	2508	0	2871
April	8681	0	1836	7009	0	1707	9002	0	914	3922	0	2150
Mai	10224	0	306	7973	0	268	10610	0	171	7137	0	1151
Juni	13182	707	270	9002	0	268	13053	730	171	7523	0	303
Juli	11317	216	270	7395	0	268	12474	662	171	7459	0	303
August	8745	0	270	5980	0	268	9516	0	171	5208	0	303
September	5916	0	270	4051	0	268	6044	0	171	3537	0	668
Oktober	2636	0	702	1929	0	776	2508	0	687	1222	0	1575
November	1029	0	2080	579	0	2163	900	0	1427	129	0	2401
Desember	386	0	2967	193	0	3025	450	0	1998	0	0	2965
Sum	70473	923	18451	49254	0	18209	72659	1392	11592	39352	0	20702

Tabell 5.2.: Primær resultat, del 2

Tid (t)	Kristiansand			Kirkenes			Trondheim			Hamar		
	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$
Januar	836	0	3462	64	0	3277	257	0	3044	579	0	4393
Februar	1929	0	3203	579	0	2951	1415	0	2700	1672	0	3937
Mars	5530	0	2725	3215	0	2676	4372	0	2402	5015	0	3152
April	9324	0	1719	7073	0	1940	7973	0	1712	9388	0	1861
Mai	10674	0	484	9516	0	1258	10481	0	477	10031	0	436
Juni	13953	943	270	10674	0	501	10738	0	263	12860	554	350
Juli	13053	784	270	10031	0	303	10481	0	263	13053	790	350
August	9581	0	270	6944	0	303	8166	0	263	9324	0	350
September	6237	0	477	3537	0	805	5080	0	470	4887	0	516
Oktober	2572	0	1233	1157	0	1612	2122	0	1226	1993	0	1548
November	1029	0	2237	129	0	2349	514	0	2230	772	0	2855
Desember	450	0	2837	0	0	2990	64	0	2830	386	0	4029
Sum	75167	1728	19187	52919	0	20965	61664	0	17876	69959	1345	23776

Tabell 5.3.: Primær resultat, del 3

Tid (t)	Skien			Bodø			Tromsø		
	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$	G_t	$Q_{s,t}$	$Q_{f,t}$
Januar	836	0	3503	64	0	3329	64	0	3026
Februar	1543	0	3174	643	0	3015	643	0	2750
Mars	5723	0	2550	3086	0	2932	2572	0	2705
April	9259	0	1509	5401	0	2103	6301	0	2078
Mai	9967	0	271	9581	0	997	10802	0	1286
Juni	13310	777	271	11574	0	303	9581	0	468
Juli	12603	745	271	11188	0	303	10545	0	303
August	8938	0	271	7652	0	303	7009	0	303
September	5723	0	271	3408	0	543	3665	0	907
Oktober	2379	0	922	1350	0	1469	1222	0	1683
November	1029	0	3201	257	0	2415	129	0	2334
Desember	514	0	3201	0	0	3081	64	0	2818
Sum	71824	1521	19417	54205	0	20797	52598	0	20665

Tabellene 5.1, 5.2 og 5.3 gir G_t , $Q_{s,t}$ og $Q_{f,t}$. G_t gir globalstråling [kWh] for $40 m^2$. $Q_{s,t}$ [kWh] er varmen solfangeranlegget leverer. Arealet for solfangeranlegget i disse tabellene er $40 m^2$ og verdiene fra 3.2 er for vakuumbør solfangeren til Baxi AB som ga mest $Q_{s,t}$. $Q_{f,t}$ [kWh] er det totale månedlige energiforbruket til oppvarming av både varmtvann og romoppvarming. Fra modellen 4 er ikke $Q_{ut,t}$ tatt med i tabellene ovenfor. Årsaken til det er at summen av $Q_{f,t}$ for hele året er såpass mye større enn summen av $Q_{s,t}$ for hele året, at BTES-systemet ikke er aktuell for den valgte situasjonen.

Tabell 5.4.: Resultat, modifisert system, fysisk modell, del 1

Tid (t)	Stavanger			Bergen			Oslo			Sortland		
	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$
Januar	0	0	3164	0	0	3423	0	0	2166	0	0	3026
Februar	0	0	2917	0	0	3077	0	0	1951	0	0	2750
Mars	0	0	2589	0	0	2698	0	0	1594	0	0	2705
April	1004	237	1566	497	133	1707	1022	242	914	0	0	2078
Mai	1721	417	36	1019	290	268	1841	447	171	570	154	1286
Juni	2718	667	0	1437	417	268	2724	669	171	841	237	468
Juli	2270	556	0	1021	292	268	2697	662	171	955	271	303
August	1454	352	0	567	156	268	1700	413	171	208	47	303
September	427	95	0	0	0	268	394	86	171	0	0	907
Oktober	0	0	432	0	0	776	0	0	687	0	0	1683
November	0	0	1810	0	0	2163	0	0	1427	0	0	2334
Desember	0	0	2697	0	0	3025	0	0	1998	0	0	2818
Sum	9594	2324	15211	4542	1287	14993	10379	2520	9540	2573	710	17066

Tabell 5.5.: Resultat, modifisert system, fysisk modell, del 2

Tid (t)	Kristiansand			Kirkenes			Trondheim			Hamar		
	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$
Januar	0	0	3192	0	0	2974	0	0	2781	0	0	4043
Februar	0	0	2933	0	0	2648	0	0	2437	0	0	3587
Mars	0	0	2455	0	0	2373	0	0	2139	0	0	2802
April	1118	319	1449	111	15	1637	732	237	1449	1050	596	1511
Mai	1821	531	214	1185	338	955	1745	592	214	1595	925	86
Juni	2956	872	0	1745	508	198	1909	651	0	2579	1518	0
Juli	2837	837	0	1753	510	0	2025	692	0	2841	1676	0
August	1682	490	0	699	194	0	1254	422	0	1550	901	0
September	468	126	207	0	0	502	101	18	207	0	0	166
Oktober	0	0	963	0	0	1309	0	0	963	0	0	1198
November	0	0	1967	0	0	2046	0	0	1967	0	0	2505
Desember	0	0	2567	0	0	2687	0	0	2567	0	0	3679
Sum	10882	3175	15947	5492	1566	17329	7766	2611	14724	9615	5616	19577

Tabell 5.6.: Resultat, modifisert system, fysisk modell, del 3

Tid (t)	Skien			Bodø			Tromsø		
	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{s,t}$	$Q_{ut,t}$	$Q_{fr,t}$
Januar	0	0	3232	0	3026	2974	0	2723	2781
Februar	0	0	2903	0	2712	2648	0	2447	2437
Mars	0	0	2279	0	2629	2373	0	2402	2139
April	1144	327	1238	2	1800	1637	31	1775	1449
Mai	1610	467	0	1158	694	955	1696	983	214
Juni	2780	819	0	1627	0	198	1442	165	0
Juli	2769	816	0	1502	0	0	1919	0	0
August	1530	444	0	371	0	0	733	0	0
September	341	88	0	0	240	502	0	604	207
Oktober	0	0	651	0	1166	1309	0	1380	963
November	0	0	2930	0	2112	2046	0	2031	1967
Desember	0	0	2930	0	2778	2687	0	2515	2567
Sum	10174	2962	16163	4661	1333	17157	5822	1674	17025

Tabellene 5.4, 5.5 og 5.6 gir $Q_{s,t}$, $Q_{ut,t}$ og $Q_{fr,t}$. $Q_{s,t}$ [kWh] er varmen solfangeranlegget leverer. Arealet for solfangeranlegget i disse tabellene er 40 m^2 og verdiene fra 3.2 er for vakuumsolfangeren til Baxi AB som ga mest $Q_{s,t}$. Til forskjell fra 5.1, 5.2 og 5.3 er T_{via} valgt til 50°C , T_{kuc} er 45°C og T_{vib} er 40°C . $Q_{ut,t}$ [kWh] er den andelen av $Q_{s,t}$ som kan brukes til oppvarming fra BTES-systemet. $Q_{fr,t}$ [kWh] er det totale månedlige energiforbruket til romoppvarming.

Tabell 5.7.: Resultat, modifisert system, økonomisk modell

	I_c	$LCOE$	T	NV
Stavanger	117 300	2,80	72	-23172
Bergen	117 300	5,05	130	-63649
Oslo	117 300	2,58	66	-15522
Sortland	117 300	9,16	236	-86170
Kristiansand	117 300	2,05	53	10044
Kirkenes	117 300	4,15	107	-52759
Trondheim	117 300	2,49	64	-11970
Hamar	117 300	1,16	30	105321
Skien	117 300	2,19	57	1730
Bodø	117 300	4,88	126	-61853
Tromsø	117 300	3,88	100	-48543

Tabell 5.7 gir I_c , $LCOE$, T og NV . I_c [NOK] er investeringskostnadene til hele systemet. B antall borehull er satt til 1. $LCOE$ [NOK] er forventet langsiktig marginalkostnad. T [År] er tilbakebetalingstid. NV [NOK] er nåverdien.

Tabell 5.8.: Resultat, varmetap 40 %

	Q_s	Q_{ut}	Q_{fr}	I_c	$LCOE$	T	NV	$I_{c,ub}$	$LCOE$
Stavanger	9594	5756	15211	392 100	3,77	97	-149485	52600	0,27
Bergen	8599	5159	14993	392 100	4,21	109	-172787	52600	0,31
Oslo	19634	11780	9540	392 100	1,84	48	85644	52600	0,13
Sortland	4855	2913	17066	392 100	7,46	192	-260468	52600	0,54
Kristiansand	20597	12358	15947	392 100	1,76	45	108197	52600	0,13
Kirkenes	10368	6221	17329	392 100	3,46	90	-131358	52600	0,25
Trondheim	14668	8801	14724	392 100	2,47	64	-30656	52600	0,18
Hamar	18175	10905	19577	392 100	1,99	51	51475	52600	0,14
Skien	19257	11554	16163	392 100	1,88	48	76815	52600	0,14
Bodø	8803	5282	17157	392 100	4,11	106	-168009	52600	0,30
Tromsø	10960	6576	17025	392 100	3,30	85	-117494	52600	0,24

Tabell 5.8 gir et alternativt scenario med varmetap på 40 % og B på 5. $I_{c,s}$ er investeringskostnadene for solfangeranlegget alene og $LCOE_s$ er forventet langsiktig marginalkostnad for solfangeranlegget.

Tabell 5.9.: Resultat, solfanger-varmtvann per m^2

	$Q_{fv,t}$	$I_{c,s}$	$LCOE$	T	NV
Stavanger	240	923	0.21	5	8445
Bergen	114	923	0.45	12	3527
Oslo	259	923	0.20	5	9187
Sortland	64	923	0.80	21	1576
Kristiansand	272	923	0.19	5	9694
Kirkenes	137	923	0.37	10	4425
Trondheim	194	923	0.26	7	6650
Hamar	240	923	0.21	5	8445
Skien	254	923	0.20	5	8992
Bodø	117	923	0.44	11	3644
Tromsø	146	923	0.35	9	4776

Tabell 5.9 viser effekten solfangeren leverer per $1 m^2$. Q_{fv} er total energi levert av solfangeren. I_c investeringskostnadene er her kun for solfangeranlegget hvor 25 % av kostnadene dekkes av Enova.

Tabell 5.10.: Resultat, maksimalt lønnsomt areal

	$Q_{fv,t}$	Q_{sf}	A	$I_{c,s}$	$LCOE$	T	NV
Stavanger	135	810	13	11993	0.82	21	19623
Bergen	134	670	10	9225	0.76	20	16926
Oslo	85,5	513	9	8303	0.90	23	11721
Sortland	134	810	12	11070	0.76	20	20546
Kristiansand	151,5	631	9	8303	0.73	19	16327
Kirkenes	131,5	678	8	7380	0.60	16	19064
Trondheim	175	875	7	6458	0.41	11	27696
Hamar	151,5	614	10	9225	0.83	21	14741
Skien	151,5	459	8	7380	0.89	23	10536
Bodø	135,5	797	14	12915	0.90	23	18174
Tromsø	151,5	540	9	8303	0.85	22	12755

Tabell 5.10 viser effekten solfangeren alene kan levere. $Q_{fv,t}$ er månedlig energi solfangeren må levere i forhold til forbruket. Q_{sf} er total energi levert av solfangeren. A er arealet til solfangeranlegget. I_c investeringskostnadene er her kun for solfangeranlegget hvor 25 % av kostnadene dekkes av Enova.

6. Diskusjon

6.1. Resultatene

Resultatene viser at solfangere med BTES-system alene ikke kan dekke oppvarmingsbehovet til boliger i Norge. For det første klarer ikke solfangere å skape nok energi i forhold til behovet og BTES-systemet klarer ikke å levere nok energi. Dette gjelder for et solfangerareal på 40 m^2 . Solfangeren i resultatene er vakuumsolfangeren fra Baxi AB. Basert på testsertifikatene til de fire solfangerne med i oppgaven, ga vakuumsolfangeren best resultat. De tekniske begrensningene til solfangere gjør det vanskelig å produsere nok energi, når behovet for varmtvann krever en temperatur på 75°C . Den globalestrålingen er minst dobbelt så stor som forbruket til oppvarming av bolig og problemet ligger i evnen til solfangeranlegget til å kunne produsere varme.

6.1.1. Modifisert system

Videre i resultatene er det sett på et modifisert system, hvor temperaturen på varmemediet ut av solfangere T_{via} er satt ned til 50°C fra 90°C . Kravet om T_{via} på 90°C gjør at $\eta_{c,t}$ i 2.6 blir negativ for de fleste månedene ettersom verken $T_{a1,t}$ eller G_t er store nok til å kunne minimere tapene. Tapene blir større enn den optiske virkningsgraden η_0 . Med lavere T_{via} vil den relativt lave utetemperaturen $T_{a1,t}$ og lite globalstråling G_t , ikke ha like stor effekt på tapene og $\eta_{c,t}$ blir positiv for flere måneder, noe som igjen fører til mer $Q_{s,t}$.

Problemet med en T_{via} på 50°C ligger i at den anbefalte temperaturen for en varmtvannstank er 75°C , slik at eventuelle legionella bakterier kan unngås. For å kunne få temperaturen på varmtvannet opp til 75°C vil systemet være avhengig av et varmeelement som kan varme opp vannet fra 40°C til 75°C . Fra 40°C hvis de samme "valgte" tapene fra 3.3 velges, det vil si at 40°C er temperaturen på vannet som kommer ut av BTES-systemet om vinteren T_{vib} når BTES-systemet må bidra i oppvarming av boligen. For det vannbårne systemet vil 40°C være nok ettersom vannbårne systemet kun krever 35°C på vannet. Temperaturen på vannet inn til BTES-systemet fra varmeveksleren T_{kuc} settes til 44°C .

6.1.2. Supplement, solfanger-BTES

Det relativt lave energiforbruket av varmtvann (15 %) i forhold til romoppvarming (70 %), betyr at elektrisitetsforbruket ikke vil øke drastisk i forhold til et system uten varmeelement. Varmeelementet vil heller ikke trenge å dekke hele oppvarmingsbehovet for varmtvann i realiteten, men for modellen vil oppvarmingsbehovet for varmtvann falle helt bort. Arealet for det modifiserte systemet er også 40 m^2 . Selv med et stort areal på 40 m^2 vil ikke modellen gi stor nok $Q_{s,t}$ til å kunne dekke $Q_{fr,t}$ bortsett fra for Oslo. Det eneste alternativet, gitt den valgte modellen, er å ha solfangerne med BTES-system som et supplement til konvensjonelle oppvarmingsteknologier.

Ved et slikt alternativ vil differansen mellom $Q_{fr,t}$ og $Q_{ut,t}$ dekkes av konvensjonelle oppvarmingsteknologier. Tabell 5.7 gir de beregnede økonomiske lønnsomhetsparameterne. Investeringskostnadene I_c er beregnet med solfangerareal på 40 m^2 og 1 borehull B . I denne sammenhengen ses det bort fra den fysiske delen slik at en kan få et naivt bilde på den økonomiske lønnsomheten til systemet. Selv med kun ett borehull vil $LCOE$ kun være i nærheten av nettparitet for Hamar. Tilbakebetalingstiden T er over 50 år for alle tettstedene sett bort ifra for Hamar. Kristiansand, Hamar og Skien har positive nåverdier NV i denne simuleringen. Gitt disse parameterne kan kun Hamar ses som et gunstig sted for implementering av et solfanger-BTES-system som ett supplement til konvensjonelle oppvarmingsteknologier. Det at B er kun 1, fører til at temperatur gradienten er høyere i bakken enn det vil være med flere borehull [49]. I tillegg vil energien en får ut av BTES-systemet, ikke være like høy de første årene som den vil være senere når temperaturen i bakken har stabilisert seg [49].

6.1.3. Supplement, solfanger alene

Et annet alternativ er å bruke solfangerne kun som supplement for oppvarming av varmtvann. Tabell 5.9 viser energien solfangerne leverer per areal [m^2] og lønnsomhetsanalyse for tettstedene. Bortsett ifra for Sortland hvor tilbakebetalingstiden er 21 år (noe som er lengre enn en levetid på 20 år), er solfangerne lønnsomme. Lønnsomheten vil ha en øvre grense i forhold til arealet på solfangeranleggene. Denne øvre grensen er relatert til problemet med lagring av energi. Ettersom all varme en får inn må forbrukes, vil ikke energien inn være lønnsom om den overstiger forbruket.

I tabell 5.10 regnes forbruket til oppvarming av varmtvann som solfangerne dekker, til 50 % av totalt forbruk til oppvarming av varmtvann. Dette gjøres ettersom temperaturen på varmemediet til solfangeren er satt til 50°C og et varmeelement må varme opp vannet fra 45°C til 75°C dersom det regnes med 5°C tap i varmeveksleren og rør. Det er mulig å regne ut hvor mye av det totale energiforbruket av oppvarming av varmtvann solfangeren og varmeelementet hver for seg står for, men for enkelthetsskyld settes dette til 50 % her ettersom det ikke er selve poenget. Antall måneder hvor energien fra solfangeranlegget er større enn 50 % av forbruket, blir satt likt forbruket og all energi blir lagt sammen til Q_{sf} og videre brukt i lønnsomhetsanalysen. Ser en bort ifra T som er litt høyere enn 20 år for noen av tettstedene, viser tabell 5.10 maksimalt areal for hva som er lønnsomt i forhold til investering i solfangeranlegg for boliger. Det er viktig å huske at strømprisen er her satt til 70 øre/ kWh som er ganske lavt. Med høyere strømpriser vil både T komme under 20 år samtidig som NV vil øke ytterligere.

6.1.4. Større skala

Et annet perspektiv som ikke må ses bort fra, er implementering av BTES-system i større skala enn til eneboliger, som for eksempel til boligblokker. Et eksempel på dette er Drake Landing i Okotoks, Alberta, Canada [21]. Ved Drake Landing blir 90 % av alle oppvarmingsbehov dekket av solfangere med BTES for sesonglagring av varme. Temperaturene i Okotoks [51] er ikke stort forskjellig fra det for store deler av Norge og et lignende system bør være aktuelt.

6.1.5. Feilmargin

For solfangere kan det fullt være mulig å få ut mer varme enn det som er vist i oppgaven. Med en solfanger som har bedre effektivitets parametere 3.2 enn de i denne oppgaven. Temperaturene det er regnet på er midlere minimumstemperatur. Dersom et Solfanger-BTES-system kun skal være med som et supplement til eksisterende oppvarmingsutstyr, vil det ikke være nødvendig for systemet å nødvendigvis kunne takle et "worst case scenario". På den andre siden vil ikke overføringen være like ideell som en har vist i denne oppgaven og fallet fra $Q_{s,t}$ til $Q_{ut,t}$ vil kunne få en økning. Data for den globalestrålingen følger heller ikke konvensjonene for klimanormaler [40] og er kun data fra de siste tre årene. Temperaturdata for de siste tre årene viser høyere temperaturer enn klimanormalene [23]. Den globalestrålingen og temperaturen er korrelert, men samtidig vil det at temperaturene er høyere enn klimanormalene føre til at en kan regne med litt lavere utbytte av $Q_{s,t}$. En ting som kan spille en rolle for de høyere temperaturene er den globale oppvarmingen, men dette er et tema for en annen gang. Klimanormalene for neste periode, som vil være fra 1991-2020, vil kunne gi et bedre bilde for en slik investering. I bunn og grunn er det ikke solfangerne som er problemet. Resultatene i 5.8 viser at dersom en kun tar for seg et solfangeranlegg på 40 m^2 og Q_s , viser det seg at $LCOE$ er langt under nettparitet. Med andre ord ligger problemet i BTES-systemet og lagring av varmen fra sommer til vinter generelt.

Tabell 5.8 viser resultat for et scenario hvor varmetap er 40 % som er det typiske varmetapet i flere andre studier. Dette er med slik at en kan gjøre en lønnsomhetsanalyse på et senario hvor BTES-systemet fungerer optimalt. Investeringskostnadene er her satt opp i forhold til B på 5 ettersom det er urealistisk med 1 borehull med ønske om et optimalt BTES-system. Et optimalt BTES-system vil ikke kunne operere med 1 borehull ettersom temperatur gradienten vil være høyere og varmetapet vil være tilsvarende høyt. Studiene som har blitt sett på har BTES-system med minst flere titalls borehull og varmetapene er da minst 40 %, det er lite sannsynlig at et system med 5 borehull ikke vil ha større varmetap men for argumentets skyld las det være å gjøre noe med det her. Oslo, Kristiansand, Hamar og Skien har positive nåverdier. Tilbakebetalingstiden er ganske høy for absolutt alle tettstedene med minst 45 år. $LCOE$ er under 2 NOK/kWh for de 4 tettstedene med positive nåverdier, som er høyere enn nettpariteten.

For BTES-systemet er det kun tatt hensyn til den termiske konduktiviteten i effektivitets beregningene. Dybden på borehullene, og andre parametere som har blitt diskutert har ikke kommet med i beregningene. Antall borehull kunne blitt beregnet fra 3.10, men problemet her vil da være at tettstedene med høyest effektuttak ender opp med flest borehull og tilsvarende størst investeringskostnad noe som vil være feil ettersom mindre effektive system bli belønnet i så tilfelle. 3.10 strider i mot det [49] konkluderer med.

Catolico kom fram til at høyere konduktivitet fører til at varmen lettere brer seg utover, noe som fører til at det blir mindre varme rundt borehullsrørene og derav den lavere effektiviteten.

Scenarioet i tabell 5.8 er avhengig av fremtidige elektrisitetspriser. For de fire tettstedene med positive nåverdier (Oslo, Kristiansand, Hamar og Skien) er ikke *LCOE* langt unna nettparitet. Dersom strømprisene øker i framtiden [22] kan et slikt system være et genuint substitutt for konvensjonelle oppvarmingsteknologier.

6.2. Framtiden

Hva framtiden innebærer vil avgjøre viktigheten av et slikt system. Elektrisitetsforbruket vil øke med større befolkning selv om samfunnet forsetter energieffektiviseringa fra de siste årene [52]. Solfangere med sesonglagring av varme er kun et alternativ som kan bidra til å senke eventuell økt totalt energiforbruk for Norge. Dersom en ser bort ifra handelen i Nord Pool diskutert i innledninga, vil Norge måtte øke elektrisitetsproduksjonen for å kunne kontre et eventuelt større energiforbruk. Av fornybare energikilder har både vann- og vindkraft miljømessige konsekvenser [27][34] som gjør at en helst bør se på andre løsninger. *LCOE* for vannkraft er mellom 0,45 NOK/*kWh* og 0,55 NOK/*kWh* og for vindkraft på 0,70 NOK/*kWh*, noe som er lønnsomt i forhold til nettparitet [9]. Bølgekraft er et alternativ, men er i en umoden fase og *LCOE* er i beste tilfelle 2,33 NOK/*kWh* i dag og er et stykke unna nettparitet [29]. Geotermisk energi vil heller ikke være lønnsomt med dagens energipris [65]. Tidevannskraft er også over nettparitet med en *LCOE* som er i beste tilfelle 2,18 NOK/*kWh* [30]. Saltkraft krever en del forskning og utvikling før det kan være aktuelt for energiproduksjon [31]. Bioenergi kan definitivt bidra, men miljøkonsekvensene er sammensatte [32]. En kostnadsstudie for solkraft [9] viser at solceller er den av alle de nevnte alternativene som både er nærmest nettparitet samtidig som de miljømessige konsekvensene er relativt små.

Tabell 6.1.: *LCOE* resultater [Multiconsult]

	Anlegg	<i>LCOE</i> [NOK/kWh]
Enebolig	Kristiansand	2,24
	Oslo	2,33
	Trondheim	2,45
	Bergen	2,99
	Tromsø	2,99
Næringsbygg	Kristiansand	1,85
	Oslo	2,02
	Trondheim	2,08
	Bergen	2,49
	Tromsø	2,56
Bakkemontert kraftverk	Kristiansand	1,25
	Oslo	1,34
	Trondheim	1,37
	Bergen	1,68
	Tromsø	1,69

Tabell 6.1 viser *LCOE* for fem byer for eneboliger, næringsbygg og bakkemontert kraftverk. Verdiene viser at en ikke er langt unna nettparitet spesielt for Sør-Norge og da i form av bakkemonterte kraftverk. Solceller har relativt beskjedne miljøpåvirkninger i følge fornybar.no [33]. Solceller er det beste alternativet, basert på en helhetsvurdering ut ifra kildene som er sett på her i forhold til *LCOE* og miljøperspektivet.

Slik som for varmen fra solfangere er også problemet med elektrisitet den samme, lagring. Lagring av energi fra der den produseres til der den ønskes brukt er kanskje den viktigste faktoren for en bærekraftig framtid. Som vist for solfangere for Norge, ligger problemet i lagringen. For elektrisitet ser verden en stadig forbedring av lagringsteknologien i form av bedre batterier [55][47]. Powerwall fra Tesla er et eksempel på et batteri til hjem som har en effektivitet på 92,5 % [66]. Innen 1 januar 2019 vil alle strømkunder ha smarte strømmålere (AMS) [50]. Dette vil bidra til at strømprisene kan variere over døgnet og med batterier vil strømkundene kunne spare seg for store utgifter i timene hvor prisene er høyest. Andelen elbiler i Norge og verden generelt har økt den siste tiden [24]. Dersom utviklinga fortsetter vil strømforbruket for Norge også øke og i en slik situasjon vil løsningene diskutert bli enda viktigere. Det vil gå tomt for de fossile energikildene før eller siden og da ser sol- og bioenergi ut som viktige alternativ for framtida.

7. Konklusjon

Problemstillingen for oppgaven var *om sesonglagring av termisk energi kan bidra til at solfangere alene kan benyttes til oppvarming av boliger i Norge*. Ut ifra dagens situasjon i forhold til teknologisk utvikling, vil en ikke kunne si at dette er mulig. Mangel på informasjon i form av studier knyttet direkte opp mot problemstillingen med tanke på mindre anlegg for boliger, bidrar til at konklusjonen på ingen måter er definitiv.

Videre viser oppgaven at vakuumbør solfangere er best egnet for det norske klimaet. Solfangere har potensial til å kunne bidra i å dekke oppvarmingsbehovet, men utfordringer med lagring gjør det lite lønnsomt. Av lagringssystemene er BTES (Borehole Thermal Energy Storage) best egnet for Norge, grunnet relativt lite sedimentære bergarter som er nødvendige for ATES (Aquifer Thermal Energy Storage). Dersom strømprisene øker samtidig som kostnadene for solfangere og BTES-system minker, vil et Solfanger-BTES-system kunne være lønnsomt i framtiden, men da kun som supplement til konvensjonelle oppvarmings teknologier. Solfangere uten BTES-system til oppvarming av varmtvann er allerede lønnsomt, men da kun for sommerperioden og i kombinasjon med varmeelement.

Noen med større ressurser bør definitivt se på et slikt system med faktiske data fra reelle anlegg som må bygges og testes. Effektiviteten til BTES er svært avhengig av varmeledningsevnen til berggrunnen, noe som varierer fra sted til sted, så det å basere seg på data fra andre anlegg blir fåfengt. Samtidig som dette er noe som må gis oppmerksomhet er det viktig å ikke glemme at både solceller og bioenergi ser ut til å være bedre løsninger, slik situasjonen er per dags dato.

8. Forslag til videre arbeid

Denne oppgaven kan ses på som forarbeid for fremtidige studier av et Solfanger-BTES-system. Det aller mest sentrale for eventuelle fremtidige studier knyttet til tema vil måtte basere seg på faktiske anlegg for å kunne få et riktig bilde av systemet. Spesielt i forbindelse med BTES hvor de aller fleste studiene baserer seg på store anlegg.

For det første må det gjøres arbeid spesifikt på BTES-system for boliger. Hvor stort må et anlegg være minst for å kunne få effekt ut, dybde på borehullene, antall borehull, diameter på borehull og effektivitet i forhold til disse parameterne. Det må gjøres arbeid på effekten av varmeledning, permeabilitet og effekten av andre kvaliteter til berggrunnen på effektiviteten til BTES-systemet.

I forhold til ATES-system er det også et potensial der i forhold til de sedimentære bergartene en finner i Norge [A.1](#). Spesielt for Hedmark og Finnmark hvor de største forekomstene av sedimentære bergarter befinner seg.

En tilsvarende kostandsstudie som Enova utførte på solkraft bør utføres for flere områder i Norge og samtidig se på mulighetene av å lagre elektrisitet med batterier som Powerwall fra Tesla. Kostnadsstudiene bør også gjøres for reelle anlegg og ikke kun basere seg på simuleringer som er basert på det samme datagrunnlaget som denne oppgaven baserer seg på.

Referanser

- [1] <http://www.aventa.no/Priser/Pris-solfanger>.
- [2] <http://www.dinside.no/906655/hvor-varmt-skal-varmtvannet-vaere>.
- [3] <http://www.enova.no/finansiering/privat/enovatilskuddet-/solfanger/tilskudd-for-solfangeranlegg/911/1977/>.
- [4] *Geoteknikk 1. Jordartenes fysiske egenskaper*.
- [5] Designing an optimal urban community mix for an aquifer thermal energy storage system.
- [6] http://www.enok.no/enokguiden/04_2.html.
- [7] http://novemakulde.no/01%5Cdot20_138.pdf.
- [8] <http://www.vvsforum.no/artikkel/4145/vannbaaren-varme-er-latterlig-billi.html#.V1MrjJGLTIU>.
- [9] Kostnadsstudie, solkraft i norge 2013. http://www.enova.no/upload_images/9BCEF1E3526D469F9F21AD1600F594D2.pdf, 2013.
- [10] Advisors, R. E. . What is lcoe. <http://www.renewable-energy-advisors.com/learn-more-2/levelized-cost-of-electricity/>.
- [11] Agency, I. E. . 2015 Key World Energy Statistics. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf.
- [12] Andreas Dale, L. I. H. . Økonomiske utsikter for norsk landbasert vindkraft. Master's thesis, Norges handelshøyskole, 2013.
- [13] Bank, N. . <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Inflasjon/>,.
- [14] Bank, N. . <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>,.

- [15] Bell, F. G. . *Engineering Geology*. Elsevier Ltd, 2007. ISBN 978-0-7506-8077-6.
- [16] Bergesen, Groth, L. M. S. W. T. . Energibruksrapporten 2012. <https://www.dibk.no/globalassets/energi/energibruksrapporten-2012.pdf>. ISSN 1501-2832.
- [17] Bo Nordell, Mohamed Grein, M. K. . Large-scale utilisation of renewable energy requires energy storage. http://www.ltu.se/cms_fs/1.13362!/bn-mg-mk%20tlemcen.pdf.
- [18] Chen, C. J. . *Physics of Solar Energ*. John Wiley and Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2011. ISBN 978-0-470-64780-6.
- [19] Daniel Trier, P. d. . http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf.
- [20] David Borovsky, H. H. . http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf.
- [21] dlsc.ca. <http://www.dlsc.ca/>.
- [22] e24. <http://e24.no/privat/forventer-lave-stroempriser-i-fem-aar/23504803>.
- [23] eKlima, M. i. . http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [24] elbil.no. <http://www.elbil.no/nyheter/statistikk/3294-mer-enn-30-000-ladbare-biler-i-norge>.
- [25] Enova. Brukerveiledning for enøk lønnsomhet. <http://www.enova.no/finansiering/privat/enovatilskuddet-/solfanger/tilskudd-for-solfangeranlegg/911/1977/>.
- [26] Federation, E. S. T. I. . http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/policies/downloads/Simple_Calculation.pdf.
- [27] fornybar.no. <http://www.fornybar.no/vindkraft/miljokonsekvenser,>.
- [28] fornybar.no. <http://www.fornybar.no/solenergi/ressursgrunnlag/solenergiressursen-i-norge,>.
- [29] fornybar.no. <http://www.fornybar.no/nye-teknologier/bolgekraft,>.
- [30] fornybar.no. <http://www.fornybar.no/nye-teknologier/tidevannskraft,>.
- [31] fornybar.no. <http://www.fornybar.no/nye-teknologier/saltkraft,>.

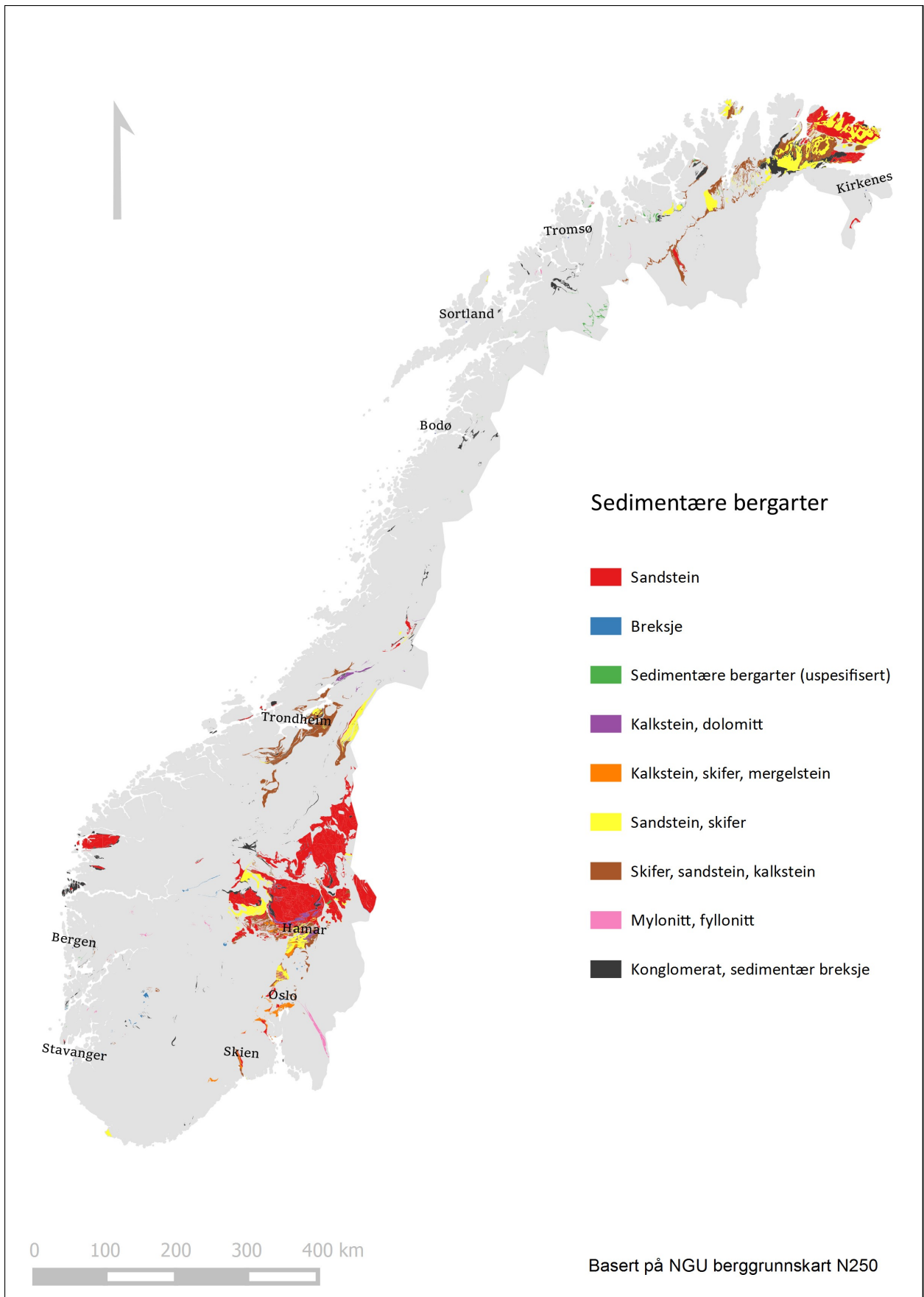
- [32] fornybar.no. <http://www.fornybar.no/bioenergi>, .
- [33] fornybar.no. <http://www.fornybar.no/solenergi/miljokonsekvenser>, .
- [34] forskning.no. <http://forskning.no/alternativ-energi-miljogifter-klima-miljoovervaktning/2008/02/vannkraft-ingen-miljofrelser>.
- [35] Gehlin, S. . *Thermal Response Test Method Development and Evaluation*. PhD thesis, Luleå University of Technology, 2002.
- [36] Georgi K. Pavlov, B. W. O. . Seasonal solar thermal energy storage through ground heat exchangers – review of systems and applications. http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:72780/datastreams/file_6382925/content.
- [37] Hallqvist, K. . Högtempererat borrhålslager för fjärrvärme. <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:744989/FULLTEXT01.pdf>, 2014. ISSN 1650-8300.
- [38] Hiroshi Ohga, K. M. . Energy performance of borehole thermal energy storage systems. http://www.inive.org/members_area/medias/pdf/Inive%5CIBPSA%5CUFSC521.pdf.
- [39] institutt, M. . http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL, .
- [40] institutt, M. . <http://met.no/Klima/Klimastatistikk/Klimanormaler/>, .
- [41] John A. Duffie, W. A. B. . *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley and Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2013. ISBN 978-1-118-67160-3.
- [42] Kartverket. <http://data.kartverket.no/download/content/n500-kartdata-utm-33-hele-landet>.
- [43] Kennedy, C. E. . Review of Mid- to High- Temperature Solar Selective Absorber Materials. <http://www.nrel.gov/docs/fy02osti/31267.pdf>, 2002.
- [44] Kirsti Midttømme, Bernt Olav Hilmo, H. S. A. N. . Kartlegging av energipotensialet i berggrunnen på kartblad bekkestua, bærum kommune: Varmeledningsevnen til bergarter. http://www.ngu.no/upload/publikasjoner/rapporter/2000/2000_036.pdf. ISSN 0800-3416.
- [45] Marcus Raschke, V. P. . Termisk energilagring i borrhål. <http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:729215/FULLTEXT01.pdf>.
- [46] Midthun, C. . Teknologier for sesonglagring av termisk energi. Master's thesis, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, 2015.

- [47] news.mit.edu. <http://news.mit.edu/2016/new-concept-turns-battery-technology>
- [48] Nielsen, K. . Thermal Energy Storage a State-of-the-Art, 2003.
- [49] Nora Catolico, Shemin Ge, J. S. M. . Numerical modeling of a soil-borehole thermal energy storage system.
- [50] NVE. <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/smar-te-strommalere-ams/>.
- [51] Canada, G. , of. http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/results_1981_2010_e.html?stnID=2173&lang=e&dCode=5&dispBack=1.
- [52] energidepartementet, O. , og. <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/energibruk-energiomlegging-og-effektivisering/id2350747/>.
- [53] energidepartementet, O. , og. Fakta 2013 energi- og vannressurser i Norge. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/OED/Faktaheftet/Fakta_energi_og_vannressurs.pdf, 2013. ISSN 0809-9464.
- [54] Ole Gjølberg, T. J. . Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør enova sf legge til grunn? http://www.enova.no/upload_images/F5155683FB574E9A871FEFA61B3D8F57.pdf.
- [55] lint.com, pocket. <http://www.pocket-lint.com/news/130380-future-batteries-coming-soon-charge-in-seconds-last-months-and->
- [56] PWC. <http://www.pwc.no/no/publikasjoner/risikopremie/risikopremien-i-det-norske-markedet-2015.html>.
- [57] Schubert, M. . http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf.
- [58] sentralbyrå, S. . <https://www.ssb.no/statistikbanken/SelectVarVal/Define.asp?SubjectCode=al&ProductId=al&MainTable=ArealBefTett&SubTable=1&PLanguage=0&Qid=0&nvl=True&mt=1&pm=&gruppel=TtStedGjeldende&aggreg1=NO&VS1=TtSted2003&CMSSubjectArea=&KortNavnWeb=arealbruk&StatVariant=&TabStrip=Select&checked=true>.
- [59] Siiskonen, M. . Seasonal low temperature borehole thermal energy storage. <http://studentarbeten.chalmers.se/publication/227288-seasonal-low-temperature-borehole-thermal-energy-storage-utiliz> 2015.

- [60] SINTEF. Ny kunnskap om fordeling av strømforbruk. <https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf>.
- [61] SSB. <https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=HusenForbruk09&KortNavnWeb=husenergi&PLanguage=0&checked=true>, .
- [62] SSB. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elkraftpris/kvartal/2016-05-31>, .
- [63] Statistisk sentralbyrå, s. f. e.-o. m. . Elektrisitet 2014. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar>, 2015.
- [64] Statistisk sentralbyrå, s. f. e.-o. m. . Energiregnskap og energibalanse 2014, foreløpige tall. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energiregn/aar-forelopige>, 2015.
- [65] Stavset, O. . Kan geotermisk energi bidra til å redusere elektrisitetsforbruket i Østfold. Master's thesis, Universitetet for miljø- og biovitenskap, 2013.
- [66] Tesla. <https://www.teslamotors.com/powerwall>.
- [67] Solar Keymark Database, the. <http://www.solarkeymark.dk/>.
- [68] energidirektorat, N. , vassdrags-og. Varedeklarasjon 2014. <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2014/>, 2015.
- [69] vindteknikk, K. . Resource Mapping of Solar Energy. http://solenergi.no/wp-content/uploads/2010/01/KVT_OB_2013_R046_OREEC_Solressurskartlegging.pdf, 2013.

A. Vedlegg

A.1. Berggrunnskart



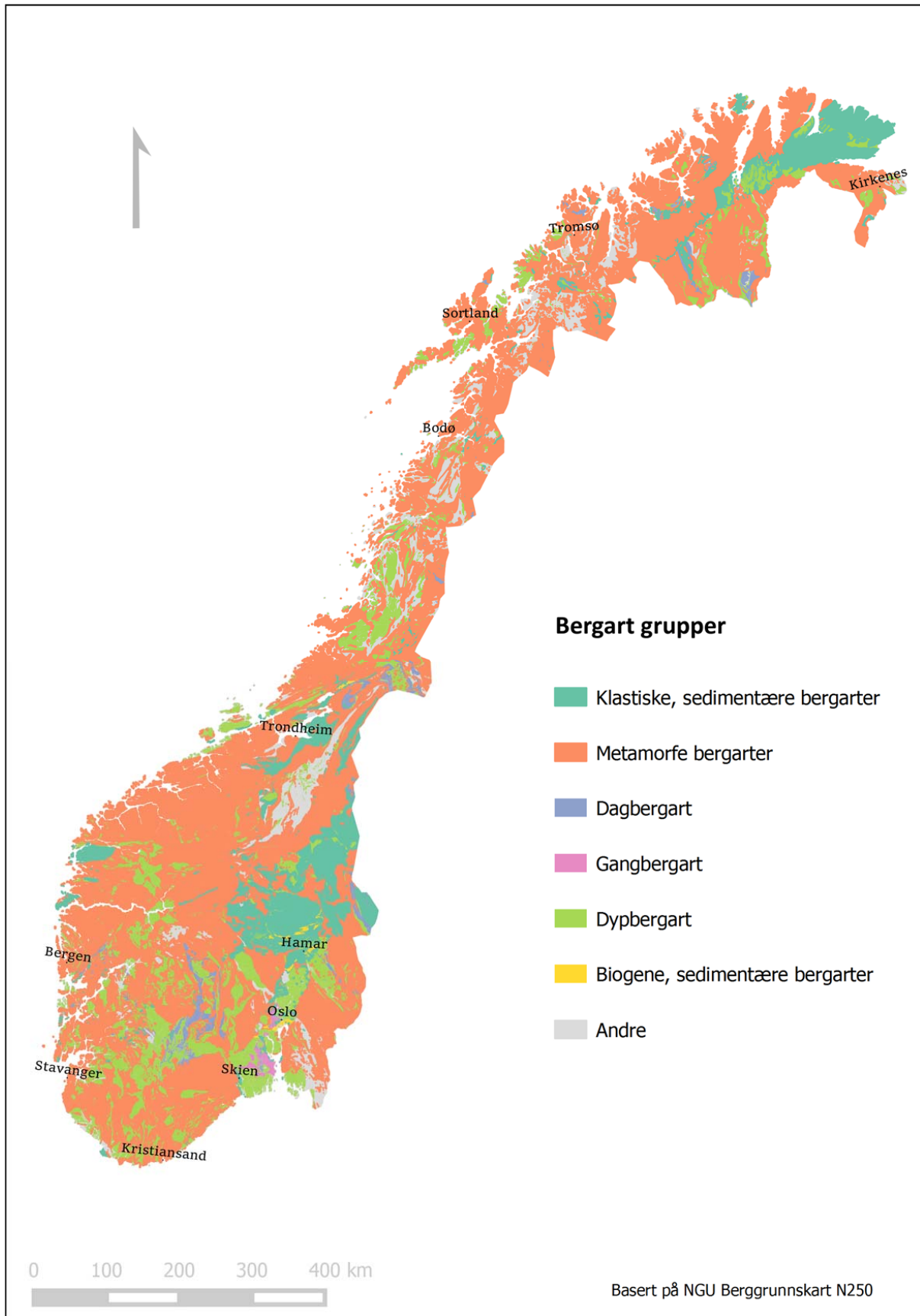


Fig. A.2.: Kart over bergartsgruppene i Norge

A.2. Tabeller

Tabell A.1.: Data globalstråling, del 1

Tid	Globalstråling (Q0) MJ/døgn					
	Pasvik	Ilseng	Gjerpen	Valnesfjord	Holt	Årnes
01.01.2013	0	0,9	2		0	1,5
01.02.2013	0,8	2,5	4		1,2	3,9
01.03.2013	4,5	9,4	10,6		3,9	11,3
01.04.2013	11,3	15	14,2		11,3	14,8
01.05.2013	16,8	15,5	13,2		18,2	15,7
01.06.2013	17,7	19	19,2		11,8	18,6
01.07.2013	15,6	21,9	21		14,2	20,9
01.08.2013	11,6	14,3	13,6		9,6	15,3
01.09.2013	5,9	8,3	8,4		6,7	9,7
01.10.2013	1,8	3,5	4,2		1,4	4,2
01.11.2013	0,2	1,4	2,2		0,2	1,7
01.12.2013	0	0,6	0,7		0	0,6
01.01.2014	0,1	0,9	0,7		0,1	0,7
01.02.2014	0,9	2,2	1,5		1	1,5
01.03.2014	5,2	6,9	7		3,9	7
01.04.2014	11,6	14,3	14,2		8	14,1
01.05.2014	15	17	17,4		17,4	17,3
01.06.2014	17,4	21,1	20,8		17,3	21,1
01.07.2014	16,2	20,7	19,5	21,3	18,3	21
01.08.2014	10,4	13	13,7	12,5	11,5	13,5
01.09.2014	5,7	8	9,9	4,2	4,7	10,3
01.10.2014	1,8	2,6	3,1	2,4	2,4	3
01.11.2014	0,2	0,7	0,8	0,4	0,3	0,7
01.12.2014	0	0,6	0,9	0	0,1	0,6
01.01.2015	0,1	0,9	1,2	0,1	0,1	0,9
01.02.2015	1,1	3,1	3,1	1	0,9	2,8
01.03.2015	5,4	7	7,6	4,8	4,3	7,4
01.04.2015	10	14,6	14,9	8,4	10,2	14,7
01.05.2015	12,7	14,3	15,9	14,9	14,8	14,6
01.06.2015	14,8	19,8	22,1	18	15,5	20,2
01.07.2015	14,9	18,2	18,4	13,4	16,6	18,3
01.08.2015	10,3	16,2	14,5	11,3	11,6	15,9
01.09.2015	4,9	6,6	8,3	6,4	5,6	8,1
01.10.2015	1,9	3,2	3,7	1,8	1,9	4,3
01.11.2015	0,2	1,4	1,7	0,3	0,2	1,7
01.12.2015	0	0,7	0,7	0	0,1	0,6

Tabell A.2.: Data globalstråling, del 2

Tid	Globalstråling (Q0) MJ/døgn					
	Særheim	Kvam	Sortland	Landvik	Lyngdal	Lier
01.01.2013	1,7	0	0,2	1,8	1,6	1,6
01.02.2013	4,8	NULL	1,1	4,5	4,6	3,7
01.03.2013	10,9	8,4	2,7	10,8	10,9	10,3
01.04.2013	13,6	10	0,2	15,6	11,6	14,2
01.05.2013	14	10,4	0,9	14,9	15,2	13,2
01.06.2013	18,6	12,3	1	19,4	19,3	19,1
01.07.2013	17,8	9	1,1	22,1	22,3	19,9
01.08.2013	14,6	7,8	1,1	15,8	15,6	14,9
01.09.2013	7,9	5	5,6	8,7	9	9,1
01.10.2013	3,8	2,6	1,5	4,2	3,4	4
01.11.2013	1,7	0,7	0,2	2,3	1,9	1,9
01.12.2013	0,6	0,2	0	0,8	0,5	0,7
01.01.2014	1,2	0,6	0,1	0,6	0,7	0,6
01.02.2014	2,4	1,4	1,2	1,7	1,6	1,6
01.03.2014	7,2	4,1	4,7	7,9	7,5	7,1
01.04.2014	14,1	11,4	9,2	14,4	14,9	14,2
01.05.2014	18,4	14,4	17	18	18,6	17,7
01.06.2014	23,9	NULL	17,5	22,5	25,1	21,7
01.07.2014	19	NULL	18,8	20,2	20,6	20,1
01.08.2014	13	NULL	11,3	13,8	14,6	13,5
01.09.2014	10	NULL	5,5	10,3	10,9	10,8
01.10.2014	3,9	NULL	2,5	3,4	3,5	3,2
01.11.2014	1,4	NULL	0,2	1	1,2	0,8
01.12.2014	0,6	NULL	0	1	0,8	0,8
01.01.2015	1,1	NULL	0,1	1,3	1,1	0,9
01.02.2015	3	NULL	0,8	3,2	2,6	3,2
01.03.2015	6,9	NULL	4,4	7,4	7	8
01.04.2015	12,8	11,2	9,9	16,1	14,4	15,2
01.05.2015	15,3	12,3	15,3	16,9	16,2	15,5
01.06.2015	19	15,6	16,5	21,9	22,2	20,3
01.07.2015	15,9	14	14,9	18,5	18,1	17,9
01.08.2015	13,2	10,7	11,9	15,1	14,6	15,2
01.09.2015	9,6	7,5	5,5	9,2	10	8,6
01.10.2015	4,7	3,4	1,8	4,4	4,8	4,3
01.11.2015	1,6	1	0,1	2	1,4	1,8
01.12.2015	0,6	0,4	0	0,7	0,5	0,6

Tabell A.3.: Data globalstråling, del 3

Globalstråling (Q0) MJ/døgn, Ås							
Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0
01.01.1992	0,8	01.01.1995	NULL	01.01.1998	1,2	01.01.2001	1,1
01.02.1992	2,9	01.02.1995	4,4	01.02.1998	3	01.02.2001	4,5
01.03.1992	6,1	01.03.1995	7,6	01.03.1998	8	01.03.2001	8,7
01.04.1992	11,6	01.04.1995	12,8	01.04.1998	8,3	01.04.2001	11,1
01.05.1992	21,2	01.05.1995	16,4	01.05.1998	20	01.05.2001	18,8
01.06.1992	23,4	01.06.1995	17,4	01.06.1998	16	01.06.2001	21,1
01.07.1992	NULL	01.07.1995	19,8	01.07.1998	18,8	01.07.2001	20,3
01.08.1992	NULL	01.08.1995	18,7	01.08.1998	13,5	01.08.2001	14,1
01.09.1992	NULL	01.09.1995	NULL	01.09.1998	7,8	01.09.2001	8,3
01.10.1992	3,4	01.10.1995	3,6	01.10.1998	3,9	01.10.2001	3,6
01.11.1992	0,9	01.11.1995	1,9	01.11.1998	1,3	01.11.2001	1,9
01.12.1992	0,4	01.12.1995	0,7	01.12.1998	0,5	01.12.2001	1
01.01.1993	1,1	01.01.1996	1,1	01.01.1999	0,9	01.01.2002	1,2
01.02.1993	2,9	01.02.1996	3,8	01.02.1999	4,1	01.02.2002	3,8
01.03.1993	9,2	01.03.1996	9,3	01.03.1999	5,6	01.03.2002	8,8
01.04.1993	13,3	01.04.1996	13,3	01.04.1999	11,3	01.04.2002	11,3
01.05.1993	19,7	01.05.1996	14,7	01.05.1999	19,4	01.05.2002	17,5
01.06.1993	22,8	01.06.1996	20	01.06.1999	15,9	01.06.2002	22,1
01.07.1993	15,9	01.07.1996	20,6	01.07.1999	21,7	01.07.2002	17,3
01.08.1993	14,1	01.08.1996	15,7	01.08.1999	16,1	01.08.2002	16,8
01.09.1993	9,5	01.09.1996	9,6	01.09.1999	8,6	01.09.2002	11,6
01.10.1993	3,7	01.10.1996	3,2	01.10.1999	4,4	01.10.2002	3,7
01.11.1993	0,6	01.11.1996	1,5	01.11.1999	1,6	01.11.2002	1,7
01.12.1993	0,6	01.12.1996	0,6	01.12.1999	0,7	01.12.2002	0,9
01.01.1994	1,4	01.01.1997	1,4	01.01.2000	1,4	01.01.2003	1,5
01.02.1994	4,1	01.02.1997	3,3	01.02.2000	3,7	01.02.2003	3,8
01.03.1994	8,7	01.03.1997	9,8	01.03.2000	9,3	01.03.2003	8,4
01.04.1994	12	01.04.1997	15,2	01.04.2000	10,3	01.04.2003	14,6
01.05.1994	21,5	01.05.1997	16,6	01.05.2000	20,3	01.05.2003	14,9
01.06.1994	21,5	01.06.1997	20,4	01.06.2000	18,9	01.06.2003	20,5
01.07.1994	23	01.07.1997	20,7	01.07.2000	16,5	01.07.2003	19,8
01.08.1994	13,6	01.08.1997	16,2	01.08.2000	15,5	01.08.2003	16,7
01.09.1994	7,9	01.09.1997	10,6	01.09.2000	9,7	01.09.2003	9,5
01.10.1994	4,4	01.10.1997	4,9	01.10.2000	2,7	01.10.2003	6,1
01.11.1994	1,4	01.11.1997	1,2	01.11.2000	0,9	01.11.2003	1,3
01.12.1994	0,5	01.12.1997	0,3	01.12.2000	0,6	01.12.2003	0,8

Tabell A.4.: Data globalstråling, del 4

Globalstråling (Q0) MJ/døgn, Ås							
Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0
01.01.2004	1	01.01.2007	1,4	01.01.2010	1,6	01.01.2013	1,5
01.02.2004	4,8	01.02.2007	2,3	01.02.2010	3,5	01.02.2013	3,7
01.03.2004	9,3	01.03.2007	8,1	01.03.2010	7,9	01.03.2013	10,6
01.04.2004	12,1	01.04.2007	15	01.04.2010	13,9	01.04.2013	14,2
01.05.2004	19,9	01.05.2007	16,4	01.05.2010	17,8	01.05.2013	14,6
01.06.2004	20	01.06.2007	20,8	01.06.2010	21,3	01.06.2013	19,8
01.07.2004	18,6	01.07.2007	14,9	01.07.2010	17,4	01.07.2013	20,5
01.08.2004	14,8	01.08.2007	14,9	01.08.2010	12,9	01.08.2013	15,1
01.09.2004	9,8	01.09.2007	9,9	01.09.2010	10,3	01.09.2013	9,4
01.10.2004	3,6	01.10.2007	5,2	01.10.2010	4,3	01.10.2013	4
01.11.2004	2	01.11.2007	1,8	01.11.2010	1,9	01.11.2013	2
01.12.2004	0,8	01.12.2007	0,8	01.12.2010	1,2	01.12.2013	0,8
01.01.2005	1,3	01.01.2008	1,2	01.01.2011	1,8	01.01.2014	0,7
01.02.2005	3,7	01.02.2008	3,5	01.02.2011	3,9	01.02.2014	1,6
01.03.2005	9,3	01.03.2008	7,6	01.03.2011	9,3	01.03.2014	6,9
01.04.2005	14,8	01.04.2008	11,4	01.04.2011	15,4	01.04.2014	13,9
01.05.2005	16,1	01.05.2008	20,1	01.05.2011	18,4	01.05.2014	18,5
01.06.2005	20,7	01.06.2008	22	01.06.2011	18,5	01.06.2014	21,4
01.07.2005	18,9	01.07.2008	21,2	01.07.2011	16,8	01.07.2014	20,3
01.08.2005	14,7	01.08.2008	12,7	01.08.2011	13,6	01.08.2014	13,6
01.09.2005	9,5	01.09.2008	7,6	01.09.2011	8,6	01.09.2014	11
01.10.2005	4,1	01.10.2008	4,4	01.10.2011	4,2	01.10.2014	3,4
01.11.2005	1,4	01.11.2008	1,9	01.11.2011	1,1	01.11.2014	0,9
01.12.2005	0,8	01.12.2008	0,6	01.12.2011	0,9	01.12.2014	1,1
01.01.2006	1,2	01.01.2009	1,2	01.01.2012	1,3	01.01.2015	1,1
01.02.2006	3,8	01.02.2009	3,8	01.02.2012	3,9	01.02.2015	2,9
01.03.2006	9,7	01.03.2009	7,4	01.03.2012	9,4	01.03.2015	7,7
01.04.2006	11,6	01.04.2009	13,8	01.04.2012	11,2	01.04.2015	15,4
01.05.2006	17,7	01.05.2009	19,7	01.05.2012	19,9	01.05.2015	16,3
01.06.2006	22,5	01.06.2009	22,9	01.06.2012	18,8	01.06.2015	21,4
01.07.2006	21,8	01.07.2009	15,4	01.07.2012	15,8	01.07.2015	19,4
01.08.2006	14,2	01.08.2009	13,9	01.08.2012	14,6	01.08.2015	16
01.09.2006	9,6	01.09.2009	10,2	01.09.2012	9,9	01.09.2015	8,8
01.10.2006	3,2	01.10.2009	5	01.10.2012	4,3	01.10.2015	4,7
01.11.2006	2	01.11.2009	0,8	01.11.2012	1,2	01.11.2015	1,7
01.12.2006	0,9	01.12.2009	0,8	01.12.2012	1	01.12.2015	0,8

Tabell A.5.: Data globalstråling, del 5

Globalstråling (Q0) MJ/døgn, Skjetlein							
Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0
01.01.1993	0	01.12.1995	-0,1	01.11.1998	0,8	01.10.2001	3,3
01.02.1993	1,4	01.01.1996	0,4	01.12.1998	-0,1	01.11.2001	0,7
01.03.1993	6,2	01.02.1996	2	01.01.1999	0,2	01.12.2001	0,2
01.04.1993	14,4	01.03.1996	8,4	01.02.1999	1,9	01.01.2002	0,5
01.05.1993	15,8	01.04.1996	13,2	01.03.1999	7	01.02.2002	2,1
01.06.1993	17,7	01.05.1996	15,4	01.04.1999	11,5	01.03.2002	6,5
01.07.1993	14,9	01.06.1996	13,9	01.05.1999	20	01.04.2002	13,3
01.08.1993	11	01.07.1996	13	01.06.1999	16,7	01.05.2002	17,9
01.09.1993	8,6	01.08.1996	12,3	01.07.1999	14,8	01.06.2002	18,4
01.10.1993	2,8	01.09.1996	8,6	01.08.1999	13,7	01.07.2002	16,2
01.11.1993	1,1	01.10.1996	2,5	01.09.1999	9	01.08.2002	15,8
01.12.1993	-0,2	01.11.1996	0,5	01.10.1999	3,3	01.09.2002	6,8
01.01.1994	0,1	01.12.1996	-0,1	01.11.1999	0,5	01.10.2002	3,7
01.02.1994	3	01.01.1997	0,1	01.12.1999	-0,2	01.11.2002	1,3
01.03.1994	6,8	01.02.1997	1,9	01.01.2000	0	01.12.2002	0,3
01.04.1994	12,6	01.03.1997	6,3	01.02.2000	1,9	01.01.2003	0,5
01.05.1994	17,4	01.04.1997	11	01.03.2000	6	01.02.2003	3,3
01.06.1994	11,9	01.05.1997	14,9	01.04.2000	12,2	01.03.2003	5,7
01.07.1994	19,5	01.06.1997	17,2	01.05.2000	16,6	01.04.2003	13,9
01.08.1994	11	01.07.1997	19,6	01.06.2000	14,9	01.05.2003	15,3
01.09.1994	8,9	01.08.1997	15,2	01.07.2000	15,1	01.06.2003	19,2
01.10.1994	2,7	01.09.1997	6,5	01.08.2000	9,9	01.07.2003	19,7
01.11.1994	0,5	01.10.1997	2,6	01.09.2000	8,3	01.08.2003	11,2
01.12.1994	-0,1	01.11.1997	0,4	01.10.2000	3,5	01.09.2003	7,6
01.01.1995	0,1	01.12.1997	-0,1	01.11.2000	0,6	01.10.2003	3,9
01.02.1995	1,8	01.01.1998	0	01.12.2000	-0,1	01.11.2003	1,1
01.03.1995	6,6	01.02.1998	1,6	01.01.2001	0,5	01.12.2003	0,2
01.04.1995	12,3	01.03.1998	5,5	01.02.2001	2,6	01.01.2004	0,6
01.05.1995	16	01.04.1998	13	01.03.2001	8,1	01.02.2004	1,4
01.06.1995	14,2	01.05.1998	17,7	01.04.2001	12,5	01.03.2004	7,3
01.07.1995	15,5	01.06.1998	15,5	01.05.2001	16	01.04.2004	12
01.08.1995	10,2	01.07.1998	13,5	01.06.2001	17,7	01.05.2004	16
01.09.1995	9,5	01.08.1998	11	01.07.2001	14,2	01.06.2004	17,9
01.10.1995	2,5	01.09.1998	8,8	01.08.2001	10,8	01.07.2004	17
01.11.1995	0,7	01.10.1998	3,3	01.09.2001	8,4	01.08.2004	15,5

Tabell A.6.: Data globalstråling, del 6

Globalstråling (Q0) MJ/døgn, Skjetlein							
Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0	Tid	Q0
01.09.2004	6,6	01.08.2007	11,5	01.07.2010	17	01.06.2013	15,8
01.10.2004	4,4	01.09.2007	6,7	01.08.2010	12,9	01.07.2013	14,6
01.11.2004	0,6	01.10.2007	2,9	01.09.2010	9,2	01.08.2013	12,8
01.12.2004	0,2	01.11.2007	0,7	01.10.2010	2,9	01.09.2013	8,8
01.01.2005	0,3	01.12.2007	0,3	01.11.2010	1,3	01.10.2013	3,6
01.02.2005	2,5	01.01.2008	0,4	01.12.2010	0,3	01.11.2013	0,8
01.03.2005	7,1	01.02.2008	1,9	01.01.2011	0,4	01.12.2013	0,2
01.04.2005	14,3	01.03.2008	7,6	01.02.2011	3,1	01.01.2014	0,6
01.05.2005	15,9	01.04.2008	13,2	01.03.2011	6,4	01.02.2014	2,5
01.06.2005	15,7	01.05.2008	17,3	01.04.2011	11,6	01.03.2014	6,8
01.07.2005	17,1	01.06.2008	18,5	01.05.2011	16,1	01.04.2014	11,5
01.08.2005	11,1	01.07.2008	19,5	01.06.2011	15,2	01.05.2014	16
01.09.2005	6,4	01.08.2008	13,9	01.07.2011	14,8	01.06.2014	18,9
01.10.2005	3,7	01.09.2008	8,7	01.08.2011	12,3	01.07.2014	19,7
01.11.2005	0,8	01.10.2008	3	01.09.2011	7,4	01.08.2014	13,1
01.12.2005	0,2	01.11.2008	0,8	01.10.2011	3,3	01.09.2014	8
01.01.2006	0,5	01.12.2008	0,3	01.11.2011	0,9	01.10.2014	3,8
01.02.2006	1,9	01.01.2009	0,7	01.12.2011	0,2	01.11.2014	1,1
01.03.2006	8,5	01.02.2009	2	01.01.2012	0,6	01.12.2014	0,2
01.04.2006	14,1	01.03.2009	6,7	01.02.2012	1,9	01.01.2015	0,6
01.05.2006	17,6	01.04.2009	12	01.03.2012	4,3	01.02.2015	2,4
01.06.2006	17	01.05.2009	16,2	01.04.2012	11,8	01.03.2015	7,8
01.07.2006	18,4	01.06.2009	18,7	01.05.2012	17,2	01.04.2015	11,3
01.08.2006	14,2	01.07.2009	16,7	01.06.2012	17,3	01.05.2015	14,6
01.09.2006	7	01.08.2009	12,5	01.07.2012	13,9	01.06.2015	14,7
01.10.2006	3	01.09.2009	6,2	01.08.2012	13,2	01.07.2015	13,9
01.11.2006	0,8	01.10.2009	3,4	01.09.2012	6,9	01.08.2015	16,1
01.12.2006	0,2	01.11.2009	1	01.10.2012	3,4	01.09.2015	8,1
01.01.2007	0,3	01.12.2009	0,2	01.11.2012	0,7	01.10.2015	4,1
01.02.2007	3,1	01.01.2010	0,8	01.12.2012	0,3	01.11.2015	1,6
01.03.2007	7,2	01.02.2010	3	01.01.2013	0,7	01.12.2015	0,6
01.04.2007	9,7	01.03.2010	5,5	01.02.2013	2,1		
01.05.2007	13,8	01.04.2010	11,5	01.03.2013	8,6		
01.06.2007	21,3	01.05.2010	14	01.04.2013	13		
01.07.2007	16,6	01.06.2010	15,7	01.05.2013	16,7		

Tabell A.7.: Data midlere jordtemperatur, del 1

Tid	Midlere jordtemperatur i 20 cm (TJM20)						
	Særheim	Skjetlein	Gjerpen	Valnesfjord	Holt	Ilseng	Sortland
01.01.2014	3	0,7	1,6	NULL	0,5	0,1	-0,7
01.02.2014	3	-0,3	1,6	NULL	0,2	0,1	-1,1
01.03.2014	5	0,3	3,3	NULL	0,1	1,1	-0,2
01.04.2014	7,6	4,7	5,8	NULL	NULL	4,5	0,3
01.05.2014	10,9	8,2	9,9	NULL	NULL	9,3	5,5
01.06.2014	14,6	11,7	13,6	NULL	NULL	14,2	10,7
01.07.2014	16,9	16,1	16,7	18,5	12,2	17,5	14,4
01.08.2014	15,4	15,4	15	14,7	11,5	16	13,7
01.09.2014	13,8	13	12,2	9,8	8	12,6	9,7
01.10.2014	11,1	8,5	9,4	4,3	2,9	8,8	4,7
01.11.2014	8,4	4	6,3	0,7	1,4	4,8	1,8
01.12.2014	5,2	1,3	1,2	0,2	0,2	0,7	0,5
01.01.2015	3,9	0,4	0,2	0,1	-1,4	-0,5	-0,2
01.02.2015	3	0,2	0	0,1	-1	-0,4	-0,3
01.03.2015	4,3	1,8	0,9	0,1	-0,2	-0,1	-0,2
01.04.2015	5,6	4,4	4,8	1,7	-0,1	2,9	1,5
01.05.2015	7,8	7,3	8,2	7,2	4,9	7,7	7,1
01.06.2015	9,7	9,9	11,9	9,9	9,2	11,8	9,9
01.07.2015	NULL	13,5	14,3	13,1	12,1	15,4	12,8
01.08.2015	NULL	14,8	14	13,6	12,6	14,6	12,8
01.09.2015	NULL	12,6	12,1	10,9	9,7	12	10,5
01.10.2015	10,1	8,9	7,7	6	5,1	7,6	5,8
01.11.2015	7,7	4,9	4,7	2,7	2,1	3,9	3
01.12.2015	5,9	1,9	2,6	0,9	0,9	0,8	1

Tabell A.8.: Data midlere jordtemperatur, del 2

Tid	Midlere jordtemperatur i 20 cm (TJM20)					
	Pasvil	Landvik	Lyngdal	Ås	Årnes	Lier
01.01.2014	-1,5	3,1	3,1	1,2	0,8	1,4
01.02.2014	-1,1	2	3,2	0,8	0,1	1
01.03.2014	-0,5	4,6	5,4	2,8	2	2,6
01.04.2014	-0,6	7,7	8,4	6,3	5,3	5,4
01.05.2014	2,4	11,8	12,1	11,4	9,4	9,7
01.06.2014	9,1	15,5	16,5	15,7	13,7	13,7
01.07.2014	12,2	18	17,8	18,6	16,9	16,7
01.08.2014	12,7	16,8	16	17,4	15,2	16
01.09.2014	8,2	14,8	13,5	14,1	12,3	13,6
01.10.2014	2,9	11,8	11,2	9,9	8,9	10,5
01.11.2014	0,2	8,2	7,5	5,6	5,2	7,2
01.12.2014	-0,5	3,4	3,4	0,8	1,1	2,5
01.01.2015	-1,1	2,1	2,5	-0,3	0,2	1,9
01.02.2015	-0,9	1,6	2	-0,1	0,1	2,3
01.03.2015	-0,3	3,4	4,1	1,3	0,8	2,6
01.04.2015	-0,1	6,4	6,4	5,2	4,2	4,4
01.05.2015	3,5	10	8,9	9,7	7,3	7,8
01.06.2015	8,8	14,2	12,1	13,7	11,1	11,3
01.07.2015	10,5	16,4	14,5	16,6	14,5	15,3
01.08.2015	12,2	16,8	15,9	16,1	14,5	14,7
01.09.2015	9,4	14,5	16,8	13,7	12,3	12,6
01.10.2015	4,1	10,5	8,9	8,8	7,8	8,3
01.11.2015	0,8	7,3	8,7	5	4,2	4,5
01.12.2015	-0,3	5	9,3	2,2	1,5	1,8

Tabell A.9.: Data midlere minimumstemperatur, del 1

Midlere Minimumstemperatur (TANM)							
Tid	Trondheim - Voll	Ilseeng	Skien - Geiteryggen	Tid	Trondheim - Voll	Ilseeng	Skien - Geiteryggen
01.01.2006	-2			01.01.2009	-3,5		-4,3
01.02.2006	-2,8		-5,4	01.02.2009	-5,4		-7,3
01.03.2006	-8,4		-7	01.03.2009	-0,8		-1,7
01.04.2006	0,6		0,3	01.04.2009	3,4		2,5
01.05.2006	5,1			01.05.2009	6,3		5,9
01.06.2006	8,7			01.06.2009	8,6		9,6
01.07.2006	11,5			01.07.2009	11,4		12,9
01.08.2006	13			01.08.2009	11,5		11,7
01.09.2006	10		11,3	01.09.2009	8		8,5
01.10.2006	4,3		6,4	01.10.2009	1,4		1,6
01.11.2006	1,2		1,4	01.11.2009	0,4		1,1
01.12.2006	1,8		0,4	01.12.2009	-5		-5,5
01.01.2007	-3		-3	01.01.2010	-10		-9,6
01.02.2007	-7		-4,7	01.02.2010	-8,9		-9,5
01.03.2007	0,1		0,1	01.03.2010	-2,8		-3,7
01.04.2007	1,7		2,7	01.04.2010	1,3		0,8
01.05.2007	4,8		6	01.05.2010	4,2		4,9
01.06.2007	9,7		11,1	01.06.2010	7,4		9,6
01.07.2007	12,4			01.07.2010	11,3		13,4
01.08.2007	10,5		12	01.08.2010	10,9		12
01.09.2007	5,9		7,7	01.09.2010	6,4		7,4
01.10.2007	3,4		3,9	01.10.2010	3,8		2,7
01.11.2007	-1,2		-0,7	01.11.2010	-6,3		-3,9
01.12.2007	-2,7		-3,7	01.12.2010	-10,6		-11,8
01.01.2008	-1,9		-1,5	01.01.2011	-3		-7,3
01.02.2008	-1,1		-0,8	01.02.2011	-5,2		-8
01.03.2008	-2,8		-2	01.03.2011	-1,8		-3,2
01.04.2008	2		1,6	01.04.2011	3,3		3,2
01.05.2008	5,7		5,8	01.05.2011	5,7		5,1
01.06.2008	9		9,5	01.06.2011	9,5		10,7
01.07.2008	11,8		12,4	01.07.2011	11,6		13
01.08.2008	9,9		11,3	01.08.2011	11,2		11,6
01.09.2008	7,2		8	01.09.2011	8,6		9
01.10.2008	3,9		3,8	01.10.2011	4,2		5
01.11.2008	-0,2		-0,6	01.11.2011	2,4		2,7
01.12.2008	-3,3		-3,6	01.12.2011	-2,2		-1,6

Tabell A.10.: Data midlere minimumstemperatur, del 2

Midlere Minimumstemperatur (TANM)							
Tid	Trondheim - Voll	Ilseng	Skien - Geiteryggen	Tid	Trondheim - Voll	Ilseng	Skien - Geiteryggen
01.01.2012	-4,2		-3,7	01.01.2015	-2,8	-7,9	-1,9
01.02.2012	-3,2		-5,1	01.02.2015	-0,8	-6,8	-2
01.03.2012	1,1		1,7	01.03.2015	0,4	-2,1	0,1
01.04.2012	-0,3		1,4	01.04.2015	1	-0,8	2
01.05.2012	4,2		7,3	01.05.2015	4	3,6	4,3
01.06.2012	7,5		9,1	01.06.2015	6,9	7,7	9
01.07.2012	10,5		12	01.07.2015	10,1	10,4	11,7
01.08.2012	10		11,8	01.08.2015	12	8,5	11,5
01.09.2012	5,8		7,6	01.09.2015	8,9	6,4	8,9
01.10.2012	1		2,8	01.10.2015	4,5	1,7	4,5
01.11.2012	0,6		1,1	01.11.2015	1,4	-2,6	0,8
01.12.2012	-8,6		-6,8	01.12.2015	-0,4	-4,3	0
01.01.2013	-6,3	-14,8	-7,3				
01.02.2013	-5,5	-12,5	-6,3				
01.03.2013	-6,6	-13,6	-7,1				
01.04.2013	0,1	-2,6	-0,6				
01.05.2013	7,1	6,9	7,2				
01.06.2013	9,5	9,1	10,2				
01.07.2013	10,7	10,4	12,9				
01.08.2013	10	9,4	11,5				
01.09.2013	7,6	5,1	8,7				
01.10.2013	3,4	0,6	4,6				
01.11.2013	0	-3,4	-0,1				
01.12.2013	-0,4	-4,2	-0,6				
01.01.2014	-4,7	-6,7	-3,6				
01.02.2014	1,1	-2	0				
01.03.2014	0,2	-0,8	1				
01.04.2014	2	-0,2	2,9				
01.05.2014	5,8	5,2	7,1				
01.06.2014	8,5	9,1	10,8				
01.07.2014	14,5	12,8	15				
01.08.2014	11,7	10,1	11,7				
01.09.2014	8,3	6	9,3				
01.10.2014	4,4	4,2	6,9				
01.11.2014	0,7	0,1	2,8				
01.12.2014	-3,2	-9	-3,3				

Tabell A.11.: Klimadata, del 1

Tid [t]	Stavanger				Bergen				Oslo			
	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$
Januar	1,3	1,2	-0,9	3,5	0,3	1,3	-0,4	3,5	1,1	-4,3	-6,8	0,9
Februar	3,4	1,1	-1,4	3,0	1,4	1,5	-0,5	3,0	3,0	-4,0	-6,8	0,7
Mars	8,3	2,8	0,4	4,7	6,3	3,3	0,9	4,7	8,5	-0,2	-3,3	2,0
April	13,5	5,5	2,6	6,6	10,9	5,9	3,0	6,6	14,0	4,5	0,8	5,1
Mai	15,9	9,9	6,6	9,4	12,4	10,5	7,2	9,4	16,5	10,8	6,5	9,2
Juni	20,5	12,8	9,5	12,2	14,0	13,3	10,2	12,2	20,3	15,2	10,6	13,2
Juli	17,6	14,1	11,0	16,9	11,5	14,3	11,5	16,9	19,4	16,4	12,2	16,4
August	13,6	14,4	11,4	15,4	9,3	14,1	11,6	15,4	14,8	15,2	11,3	15,7
September	9,2	11,7	9,2	13,8	6,3	11,2	9,1	13,8	9,4	10,8	7,5	13,1
Oktober	4,1	8,8	6,5	10,6	3,0	8,6	6,6	10,6	3,9	6,3	3,8	9,0
November	1,6	4,8	2,9	8,1	0,9	4,6	2,8	8,1	1,4	0,7	-1,5	5,3
Desember	0,6	2,5	0,4	5,6	0,3	2,4	0,6	5,6	0,7	-3,1	-5,6	1,7

Tabell A.12.: Klimadata, del 2

Tid [t]	Sortland				Kristiansand				Kirkenes			
	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$
Januar	0,1	-2,1	-4,5	-0,5	1,3	-1,7	-4,8	2,7	0,1	-11,8	-16,2	-1,4
Februar	1,0	-1,9	-4,4	-0,7	3,0	-1,8	-5,1	2,2	0,9	-11,3	-15,1	-1,0
Mars	3,9	-0,9	-3,5	-0,2	8,6	1	-2,2	4,4	5,0	-7,4	-10,8	-0,4
April	6,1	1,9	-0,8	0,9	14,5	4,6	0,7	7,2	11,0	-2,4	-5,7	-0,4
Mai	11,1	6,4	3,3	6,3	16,6	9,9	5,6	10,7	14,8	3	0	3,0
Juni	11,7	10,2	7,1	10,3	21,7	14	9,4	14,6	16,6	8,5	5,2	9,0
Juli	11,6	12,5	9,5	13,6	20,3	15,5	11,1	16,7	15,6	12,1	8,7	11,4
August	8,1	12,2	9,1	13,3	14,9	14,8	10,4	16,4	10,8	10,5	7,5	12,5
September	5,5	8,4	5,8	10,1	9,7	11,5	7,8	14,9	5,5	6,2	3,6	8,8
Oktober	1,9	4,6	2,3	5,3	4,0	7,9	4,7	10,6	1,8	0,4	-1,9	3,5
November	0,2	0,8	-1,4	2,4	1,6	3,1	0,2	7,9	0,2	-5,5	-8,7	0,5
Desember	0,0	-1,3	-3,7	0,8	0,7	-0,1	-3,4	5,3	0,0	-9,7	-13,4	-0,4

Tabell A.13.: Klimadata, del 3

Tid [t]	Trondheim				Hamar				Skien			
	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$
Januar	0,4	-3	-4,1	0,6	0,9	-8,9	-9,8	-0,2	1,3	-3,9	-4,7	0,9
Februar	2,2	-2,5	-3,9	-0,1	2,6	-8,4	-8,4	-0,2	2,4	-3,7	-4,9	0,8
Mars	6,8	0	-2,1	1,1	7,8	-3,1	-5,5	0,5	8,9	0,2	-2,2	2,1
April	12,4	3	1,5	4,6	14,6	2,7	-1,2	3,7	14,4	4,5	1,7	5,3
Mai	16,3	9	5,3	7,8	15,6	9,6	5,2	8,5	15,5	10,4	6	9,1
Juni	16,7	12	8,5	10,8	20,0	14,2	8,6	13,0	20,7	15,5	10	12,8
Juli	16,3	13	11,6	14,8	20,3	15,3	11,2	16,5	19,6	16,5	12,9	15,5
August	12,7	12,5	11,1	15,1	14,5	13,9	9,3	15,3	13,9	15,2	11,7	14,5
September	7,9	9	7,7	12,8	7,6	9,2	5,8	12,3	8,9	11,3	8,6	12,2
Oktober	3,3	5,5	3,4	8,7	3,1	4,4	2,2	8,2	3,7	7,2	4,2	8,6
November	0,8	0,5	-0,1	4,5	1,2	-2,1	-2,1	4,4	1,6	1,2	0,5	5,5
Desember	0,1	-2	-3,5	1,6	0,6	-7,2	-7,2	0,8	0,8	-2,6	-3,7	1,9

Tabell A.14.: Klimadata, del 4

Tid [t]	Bodø				Tromsø			
	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$	G_t	TM_t	TN_t	$T_{b,t}$
Januar	0,1	12,5	9,7	0,1	0,1	-4,4	-6,5	-0,5
Februar	1,0	12,3	9,4	0,1	1,0	-4,2	-6,5	-0,4
Mars	4,8	9	6,5	0,1	4,0	-2,7	-5,1	-0,1
April	8,4	5,3	3,2	1,7	9,8	0,3	-2,3	-0,1
Mai	14,9	1,2	-1	7,2	16,8	4,8	2	4,9
Juni	18,0	-1,2	-3,5	9,9	14,9	9,1	6,1	9,2
Juli	17,4	-2,2	-4,6	15,8	16,4	11,8	8,7	12,2
August	11,9	-2	-4,3	14,2	10,9	10,8	7,8	12,1
September	5,3	-0,6	-2,8	10,4	5,7	6,7	4,5	8,9
Oktober	2,1	2,5	0	5,2	1,9	2,7	0,7	4,0
November	0,4	7,2	4,2	1,7	0,2	-1,1	-3	1,8
Desember	0,0	10,4	7,6	0,6	0,1	-3,3	-5,4	0,6

Tabell A.15.: Data forbruk, del 1


Tid [t]	Stavanger		Bergen		Oslo		Sortland		Kristiansand		Kirkenes	
	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$
Januar	270	3164	268	3155	171	1995	303	2851	270	3192	303	2974
Februar	270	2917	268	2809	171	1780	303	2555	270	2933	303	2648
Mars	270	2589	268	2430	171	1423	303	2568	270	2455	303	2373
April	270	1566	268	1439	171	743	303	1847	270	1449	303	1637
Mai	270	36	268	0	171	0	303	848	270	214	303	955
Juni	270	0	268	0	171	0	303	0	270	0	303	198
Juli	270	0	268	0	171	0	303	0	270	0	303	0
August	270	0	268	0	171	0	303	0	270	0	303	0
September	270	0	268	0	171	0	303	365	270	207	303	502
Oktober	270	432	268	508	171	516	303	1272	270	963	303	1309
November	270	1810	268	1895	171	1256	303	2098	270	1967	303	2046
Desember	270	2697	268	2757	171	1827	303	2662	270	2567	303	2687

Tabell A.16.: Data forbruk, del 1

Tid [t]	Trondheim		Hamar		Skien		Bodø		Tromsø	
	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$	$Q_{fv,t}$	$Q_{fr,t}$
Januar	263	2781	350	4043	271	3232	303	3026	303	2723
Februar	263	2437	350	3587	271	2903	303	2712	303	2447
Mars	263	2139	350	2802	271	2279	303	2629	303	2402
April	263	1449	350	1511	271	1238	303	1800	303	1775
Mai	263	214	350	86	271	0	303	694	303	983
Juni	263	0	350	0	271	0	303	0	303	165
Juli	263	0	350	0	271	0	303	0	303	0
August	263	0	350	0	271	0	303	0	303	0
September	263	207	350	166	271	0	303	240	303	604
Oktober	263	963	350	1198	271	651	303	1166	303	1380
November	263	1967	350	2505	271	2930	303	2112	303	2031
Desember	263	2567	350	3679	271	2930	303	2778	303	2515

A.3. Aventa



Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate					Licence Number		011-7S2409 F				
					Issued		2014-11-24				
Company holding the		Aventa AS					Country		Norway		
Brand (optional)							Website		www.avena.no		
Street, street number		Nedre Grønlikei 16					E-mail		mm@avena.no		
Postal Code / City, province		1472 Fjellhamar					Tel/Fax		47 2216 1410 /-		
Collector Type (flat plate glazed/un-glazed; evacuate tubular)					Flat plate collector - glazed						
Thermal / photo voltaic hybrid collector? (PVT collector)					No						
Integration in the roof possible ? (manufacturers declaration)					Yes						
Collector name	Aperture area (Aa)	Gross length	Gross width	Gross height	Gross area (AG)	Power output per collector module					
	m²	mm	mm	mm	m²	G_b = 850 W/m²; G_d = 150 W/m²					
						T_m-T_a					
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K	
						W	W	W	W	W	
Solar collector vertical absorbers	2.14	2 100	1 260	106	2.65	1 439	1 315	1 048	755	436	
Solar collector horizontal absorbers	2.03	1 225	2 092	107	2.56	1 365	1 248	994	716	413	
Performance test method					Liquid heating collector - quasi-dynamic - outdoor						
Performance parameters related to aperture area		η_{0b}	c1	c2	c3	c4	c6	Kθd			
Units		-	W/(m²K)	W/(m²K)	J/(m³K)	-	s/m	-			
Test results - Flow rate and fluid see note 1		0.679	5.649	0.015	0.000	0.000	0.000	0.937			
Bi-directional incidence angle modifiers?		No									
		<i>Kθ values are obligatory for 50°.</i>									
Incidence angle modifiers Kθ(θ)		Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
		Kθ(θ)	0.99	0.98	0.96	0.92	0.85	0.74	0.49	0.25	0.00
Incidence angle modifier not bi-directional - leave fields blank											
Stagnation temperature - Weather conditions see note 2							Tstg	147	°C		
Effective thermal capacity							ceff = C/Ag	34.68	kJ/(m²K)		
Max. intende operation temperature - see note 3							Tmax,op	95	°C		
Max. operation pressure - see note 3							pmax,op	50	kPa		
Pressure drop table - for a collector family, the values shall be for the module with highest ΔP per m² aperture area											
Flow rate	kg/(s m²)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pressure drop, ΔP	Pa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Optional weather data		Location			Link						
Testing Laboratory		TZS, ITW University Stuttgart									
Website		http://www.itw.uni-stuttgart.de									
Test report id. number					12COL1121/1, 12COL1122/1, 12COL1122Q/1			Date of test report		2014.11.04	
During the test GDIF/GTOT was always between		0	and		1						
Comments of testing laboratory:											
The collector is a custom made collector usually having more than 10 m ² . The performance test was carried out using small specimen and a smaller volume flow. Due to a much better aperture - absorber ratio for full size collectors and the higher flow rate used a higher thermal performance is expected for actual installations.											
Note 1	Flow rate	0.020	kg/(s m²)	Fluid	Water						
Note 2	Irradiance, G = 1000 W/m²; Ambient temperature, Ta= 30 °C										
Note 3	Given by manufacturer										
							 Datasheet version: 4.06, 2014-01-15				
DIN CERTCO • Alboinstraße 56 • 12103 Berlin Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de											

A.4. Arcon



Annex to Solar Keymark Certificate

Page 1/2

Summary of ISO 9806:2013 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate						Licence Number		SP SC0843-14							
						Issued		2015-11-11							
Company holding the			Arcon A/S			Country		Denmark							
Brand (optional)			HTHEATstore 35/10			Website		www.arcon.dk							
Street, street number			Skørping Nord 3, Gammel Skørping			E-mail		arcon@arcon.dk							
Postal Code / City, province			9520 Skørping			Tel/Fax		+45 (0)550594400 / --							
Collector Type (flat plate glazed/un-glazed; evacuate tubular)						Flat plate collector - glazed									
Thermal / photo voltaic hybrid collector? (PVT collector)						No									
Integration in the roof possible? (manufacturers declaration)						No									
Collector name	Aperture area (Aa) m ²	Gross length mm	Gross width mm	Gross height mm	Gross area (AG) m ²	Power output per collector module									
						Gb = 850 W/m ² ; Gd = 150 W/m ²									
						Tm-Ta									
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K					
						W	W	W	W	W					
HTHEATstore 35/10	12.60	5 973	2 272	145	13.57	10 057	9 858	9 293	8 506	7 498					
Performance test method						Liquid heating collector - quasi-dynamic - outdoor									
Performance parameters related to aperture						η_{0b}	c1	c2	c3	c4	c6	K θ d			
Units						-	W/(m ² K)	W/(m ² K ²)	J/(m ³ K)	-	s/m	-			
Test results - Flow rate and fluid see note 1						0.808	1.353	0.022	0.000	0.000	0.919				
Bi-directional incidence angle modifiers?						No									
						<i>Kθ values are obligatory for 50°.</i>									
Incidence angle modifiers K θ (θ)						Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
						K θ (θ)	0.99	0.98	0.98	0.95	0.91	0.85	0.56	0.28	0.00
Incidence angle modifier not bi-directional - leave fields blank															
Stagnation temperature - Weather conditions see note 2 and note 3						Tstg		230 °C							
Effective thermal capacity						ceff = C/Ag		8.909 kJ/(m ² K)							
Max. intended operation temperature - see note 3						Tmax,op		110 °C							
Max. operation pressure - see note 3						pmax,op		1000 kPa							
Pressure drop table - for a collector family, the values shall be for the module with highest ΔP per m ² aperture area															
Flow rate	kg/(s m ²)														
Pressure drop, ΔP	Pa														
Optional weather data						Location		Link							
Testing Laboratory						SP Technical Research Institute of Sweden									
Website						www.sp.se/en									
Test report id. number						4P04266-C - Rev. 2		Date of test report		2015-11-10					
During the test GDIF/GTOT was always between						0.1	and	0.2							
Comments of testing laboratory:															
Aperture area, as referenced above, is according to definition in ISO 9488:2008. Test values are also valid for the reinforced HTHeatstore 35/10 collector model.															
Note 1	Flow rate	0.061 kg/(s m ²)	Fluid	Water											
Note 2	Irradiance, G = 1000 W/m ² ; Ambient temperature, Ta=30 °C														
Note 3	Given by manufacturer														
Project 4P04266						Datasheet version: 4.06, 2014-01-15									
Certification Body: SP Technical Research Institute of Sweden Box 857, 501 15 Borås, Sweden															
www.sp.se info@sp.se tel +4610 516 5000															

A.5. Baxi



Appendix to CERTIFICATE

Solar Keymark Licence No. SP SC0023-11

Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate				Registration No.									
Kurzfassung EN 12975 Test Ergebnisse, Anlage zum Solar KEYMARK-Zertifikat				Registernummer									
Synthèse des résultats d'essais selon EN 12975, annexe au certificat Solar KEYMARK				Numéro d'enregistrement									
				Date / Datum / Date									
Company / Firma / Société				Country/Land/Pays									
Street / Straße / Rue				Website									
Postal Code, Place / PLZ, Ort / Code postal, Place				E-mail									
				Tel. / Fax									
Collector Type / Kollektorbauart / type de capteur				Evacuated tube / Vakuumröhrenkollektor / Capteur à tube sous vide									
To be roof integrated / im Dach eingegliedert zu sein / pour être intégré dans le toit				No / nein / non									
Product name Produktbezeichnung Modèle	Aperture area Aperturfäche Superficie d'entrée	Gross length Länge(Außenmaß) Longueur hors tout	Gross width Breite (Außenmaß) largeur hors tout	Gross height Höhe (Außenmaß) épaisseur hors tout	Gross area Bruttofläche Superficie hors-tout	Power output per collector unit Leistung je Kollektormodul Puissance fournie par le capteur (note 1) G = 1000 W/m ² T _m -T _a :							
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K			
Perifalpannan Sol V1	2.33	2 000	1 975	175	3.95	1 490	1 470	1 410	1 330	1 250			
Collector efficiency parameters related to aperture area Kollektorleistungsparameter bezogen auf die Aperturfäche (note 1)						η_{0a}	0.64	-					
Paramètres de performances thermiques rapportées à la superficie d'entrée						β_{1a}	1.00	W/(m ² K)					
Stagnation temperature / Stagnationstemperatur / Temperature de stagnation (note 2)						t_{stg}	210	°C					
Effective thermal capacity / Effektive Wärmekapazität / Capacité thermique effective						$C_{eff} = C/A_a$	28.9	kJ/(m ² K)					
Max. operation pressure / max. Betriebsdruck / pression d'opération de maximum (note 3)						p_{max}	900	kPa					
Incidence angle modifiers $K_0(\theta)$		G_{DIF}/G_{TOT}		θ_T / θ_L	50°	10°	20°	30°	40°	60°	70°		
Einfallswinkelkorrekturfaktoren $K_0(\theta)$		min		max		$K_0(\theta_T)$	1.85	1.03	1.12	1.25	1.41	1.80	1.40
Facteur d'angle d'incidence $K_0(\theta)$		0.03		0.08		$K_0(\theta_L)$	0.93	1.00	0.99	0.98	0.96	0.87	0.40
G_{DIF}/G_{TOT} : min&max while measuring / min&max während messen / min&max pendant qu'essayant						Optional values / Angaben optional / Données optionnelles							
Testing Laboratory / Prüflaboratorium / Laboratoire d'essais						SP Technical Research Inst. of Sweden							
Website						www.sp.se							
Test report id. number / Prüfberichtsnummer / numéro d'identification de rapport des essais						P8 05886 // Col.ref. N° 152 / 152a (ENEA)							
Date of test report / Datum des Prüfberichts / date de rapport des essais						28-08-2009 // 08-04-2010							
Perf. test method / Leistungstestmethode / méthode d'essai de performance						EN 12975-2 6.1.4 (outdoor/außen/extérieur)							
Comments of testing laboratory / Kommentare des Prüflaboratoriums / commentaires du laboratoire d'essais :						English: The thermal performance is measured by ENEA Centor Ricerche Trisaia - Rotondella							
Deutsch													
Français													
Note 1	Test conditions Prüfbedingungen conditions d'essais	Fluid Flüssigkeit Liquide	Water Wasser Eau	Flow rate Durchfluss Débit	0.024	kg/s per m ²							
Note 2	Irradiance / Bestrahlungsstärke / Irradiance $G_s=1000$ W/m ² Ambient temperature / Umgebungstemperatur / Temperature ambiante: $t_a=30$ °C												
Note 3	Given by manufacturer / Herstellerangaben / donnée par le fabricant												

Version 0.2.6, 04-02-2008

SP Technical Research Institute of Sweden

Postal address Phone / Fax Reg. number E-mail / Internet
 SP, Box 857 +4610 516 50 00 556464-6874 info@sp.se
 SE-501 15 Borås +4633 13 55 02 www.sp.se
 SWEDEN


Appendix Page 1 (1)

Empowered Certification Body No. 012: SP Certification, Sweden PX10455
 For more information of Solar Keymark visit: www.estif.org/solarkeymark/regool.php
 This certificate may not be reproduced other than in full, except with the prior written approval by SP.

A.6. NorDan



Page 1/2

Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate						Licence Number		011-7S2459 F							
						Issued		2015-01-14							
Company holding the			NorDan AS			Country		Norway							
Brand (optional)						Website		www.nordan.no							
Street, street number			Stasjonsveien 46			E-mail		firmapost@nordan.no							
Postal Code / City, province			N-4460	Moi		Tel/Fax		+47 51 40 40 00							
Collector Type (flat plate glazed/un-glazed; evacuate tubular)						Flat plate collector - glazed									
Thermal / photo voltaic hybrid collector? (PVT collector)						No									
Integration in the roof possible ? (manufacturers declaration)						No									
	Collector name	Aperture area (Aa) m ²	Gross length mm	Gross width mm	Gross height mm	Gross area (AG) m ²	Power output per collector module								
							Gb = 850 W/m ² ; Gd = 150 W/m ² Tm-Ta								
							0 K	10 K	30 K	50 K	70 K				
							W	W	W	W	W				
	NorDan Solar horizontal version (double)	2.25	1 300	2 230	167	2.90	1 181	1 048	744	391					
	NorDan Solar vertical version (double)	2.23	2 200	1 428	168	3.15	1 170	1 038	738	387					
Performance test method						Liquid heating collector - quasi-dynamic - outdoor									
Performance parameters related to aperture area						η_{0b}	c1	c2	c3	c4	c6	K θ d			
Units						-	W/(m ² K)	W/(m ² K ²)	J/(m ³ K)	-	s/m	-			
Test results - Flow rate and fluid see note 1						0.529	5.623	0.028	0.000	0.000	0.000	0.946			
Bi-directional incidence angle modifiers?						No									
Incidence angle modifiers Kθ(θ)						K θ values are obligatory for 50°.									
						Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
						K θ (θ)	0.99	0.98	0.96	0.91	0.84	0.72	0.46	0.23	0.00
Incidence angle modifier not bi-directional - leave fields blank															
Stagnation temperature - Weather conditions see note 2						Tstg		122		°C					
Effective thermal capacity						ceff = C/Ag		64.91		kJ/(m ² K)					
Max. intende operation temperature - see note 3						Tmax,op		95		°C					
Max. operation pressure - see note 3						pmax,op		30		kPa					
Pressure drop table - for a collector family, the values shall be for the module with highest ΔP per m² aperture area															
Flow rate	kg/(s m ²)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Pressure drop, ΔP	Pa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Optional weather data		Location			Link										
Testing Laboratory		TZS, ITW University Stuttgart													
Website		http://www.itw.uni-stuttgart.de													
Test report id. number		13COL1167, 13COL1168, 13COL1168Q			Date of test report		2015.01.14								
During the test GDIF/GTOT was always between		0	and	1											
Comments of testing laboratory:															
The thermal performance test was carried out with half the nominal volume flow. Due to the special flow conditions higher efficiency values can be expected when nominal flow rate is used.															
Note 1	Flow rate	0.020	kg/(s m ²)	Fluid	Water										
Note 2	Irradiance, G = 1000 W/m ² ; Ambient temperature, Ta=30 °C														
Note 3	Given by manufacturer														
 Datasheet version: 4.06, 2014-01-15															
DIN CERTCO • Alboinstraße 56 • 12103 Berlin Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de															

A.7. NGU fargesymbol























Presentasjonsregler for Berggrunn

Bruk standard farger og symboler for å øke gjenkjenning og dermed lesbarheten av kartet. Med forbehold om endringer.

Kart	Datsett	Egenskap	Kode	Kodebeskrivelse	Forklaring	RGB	Symbol
Berggrunn	BergartFlateN250	HBERGKODE	1	Løsmasser		210,210,210	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	2	Sandstein		254,248,164	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	3	Konglomerat, sedimentær breksje		183,223,134	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	4	Breksje		194,254,194	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	5	Mylonitt, fyllonitt		130,125,184	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	7	Sedimentære bergarter (uspesifisert)		254,250,194	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	8	Skifer, sandstein, kalkstein		143,188,143	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	9	Sandstein, skifer		196,227,147	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	10	Kalkstein, skifer, mergelstein		164,249,254	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	11	Kalkstein, dolomitt		50,205,50	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	21	Granitt, granodioritt		217,29,29	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	22	Dioritt, monzodiorit		202,134,135	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	23	Syenitt, kvartssyenitt		223,116,116	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	24	Monzonitt, kvartsmonzonitt		234,92,182	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	25	Mangerittsyenitt		251,225,213	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	26	Ryolitt, ryodacitt, dacitt		220,197,253	
	BergartFlateN250	HBERGKODE	27	Rombeporfyr		160,102,50	

08.06.2010




A.8. NGU fargesymbol

BergartFlateN250	HBERGKODE	28	Metabasalt	192,155,66	
BergartFlateN250	HBERGKODE	29	Vulkanske bergarter (uspesifisert)	219,205,0	
BergartFlateN250	HBERGKODE	30	Mangeritt til gabbro, gneis og amfibolitt	192,192,192	
BergartFlateN250	HBERGKODE	35	Gabbro, amfibolitt	111,40,40	
BergartFlateN250	HBERGKODE	37	Keratofyr	240,130,253	
BergartFlateN250	HBERGKODE	38	Kvartsdioritt, tonalitt, trondhemitt	254,179,179	
BergartFlateN250	HBERGKODE	40	Olivinstein	179,15,254	
BergartFlateN250	HBERGKODE	41	Eklogitt	153,0,166	
BergartFlateN250	HBERGKODE	45	Anortositt	219,196,196	
BergartFlateN250	HBERGKODE	46	Charnockittiske til anortosittiske dypbergarter, stedvis omdannet	219,133,0	
BergartFlateN250	HBERGKODE	50	Amfibolitt og glimmerskifer	60,168,0	
BergartFlateN250	HBERGKODE	55	Grønnstein, amfibolitt	186,165,0	
BergartFlateN250	HBERGKODE	60	Metasandstein, skifer	254,210,94	
BergartFlateN250	HBERGKODE	61	Kvartsitt	255,255,0	
BergartFlateN250	HBERGKODE	62	Glimmergneis, glimmerskifer, metasandstein, amfibolitt	180,254,0	
BergartFlateN250	HBERGKODE	65	Fyllitt, glimmerskifer	0,249,150	
BergartFlateN250	HBERGKODE	66	Kalkglimmerskifer, kalksilikatgneis	0,252,234	
BergartFlateN250	HBERGKODE	70	Marmor	0,129,254	
BergartFlateN250	HBERGKODE	71	Dolomitt	0,218,254	
BergartFlateN250	HBERGKODE	82	Diorittisk til granittisk	251,162,175	

08.06.2010

A.9. NGU fargesymbol



			gneis, migmatitt			
BergartFlateN250	HBORGKODE	85	Øyegneis, granitt, foliert granitt	255,127,80		
BergartFlateN250N	HBORGKODE	87	Båndgneis (amf., hbl.gneis, glim.gneis), stedvis migm.	255,199,174		
BergartGrenseN250	GeoPåvisningType			135,135,135		Heltrukken linje 0,10 p



Norges miljø- og biovitenskapelig universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway