



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2020 30 stp**

Fakultet for realfag og teknologi

# **Sesonglagring av solenergi i Vestby sentrum – en mulighetsstudie**

Christen Andreas Langø og Emmanuel Skånseng

Miljøfysikk og fornybar energi

---

# FORORD

---

Denne masteroppgaven ble utført våren 2020 og markerer slutten på våre fem år ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Gjennom flere år har vi arbeidet tett sammen om det meste og avslutter studiet i Miljøfysikk og fornybar energi ved å skrive denne masteroppgaven sammen.

Gjennom diverse fagemner fikk vi kontakt med Petter H. Heyerdahl som introduserte oss for konseptet om sesonglagring av solvarme. Da tiden kom for å velge masteroppgave og han fortalte oss om en mulighetsstudie av et sesonglager i Vestby sentrum, var valget enkelt.

Å skrive en mulighetsstudie for et anlegg med konkrete utfordringer har vært svært lærerikt. Prosessen har gitt oss mulighet til å bruke lærdom fra flere forskjellige fagfelt, samt latt oss komme i kontakt med, og lært fra ulike personer.

Først og fremst vil vi takke vår hovedveileder Petter H. Heyerdahl for god veiledning og gode samtaler både gjennom masteren, men også tidligere i studiet. Takk også til Wilhelm Huus-Hansen for veiledning og hjelp. Deretter vil vi takke Sjur Authen, rådmann i Vestby, for å ha vist engasjement og gitt oss nødvendig informasjon om Vestby sentrum. Vi vil også takke Marianne Carlsen, prosjektleder for det nye kulturkvartalet i Vestby, for å svare på spørsmål, samt å sette oss i kontakt med relevante fagpersoner. Også en takk til Tore Johnsen, markedssjef hos Aiwell, for å være tilgjengelig på telefon og gi svært nyttig informasjon om snø- og issmelting.

Til slutt vil vi takke familie, kjærester og venner for god støtte gjennom studiet, og gjennom denne masteroppgaven. Særlig takk til Trond Christian Madsen, Ørjan Skånseng, Therese Eddie og Eystein Furuheim som har lest korrektur.

Fredrikstad/Oslo, 18. juni 2020

Christen Andreas Langø

Emmanuel Skånseng

---

## SAMMENDRAG

---

Hovedformålet med oppgaven er å undersøke hvorvidt et sesonglager av solenergi kan dekke noen av Vestby sentrums energibehov. Energibehovene består hovedsakelig av snø- og issmelting til kjøre- og gangveier i sentrum, samt oppvarming av det nye kulturkvartalet som skal bygges. Varmen skal samles på sommeren ved hjelp av solfangere plassert på kommunale bygg og et vannbårent energianlegg i veidekket i sentrum. Denne energien lagres i en brønnpark som plasseres i sentrum. Energien hentes ut på vinteren ved behov.

Ved hjelp av tall fra Aiwell AS estimeres energiforbruket for oppvarming av 14 000 m<sup>2</sup> veidekke til å være 1,4 GWh årlig. Oppvarmingsbehovet til kulturkvartalet på ca. 8 200 m<sup>2</sup> estimeres til å være ca. 0,45 GWh årlig. Dette gir et totalt årlig oppvarmingsbehov på 1,85 GWh. Brønnparkens volum dimensjoneres til ca. 220 500 m<sup>3</sup> med en forventet gjenvinningsgrad på 80%. Solfangere plasseres på 3 064 m<sup>2</sup> takflate i sentrum, hvor beregningsprogrammet for solenergi, PVsyst, predikerer årlig innstråling på ca. 1 000 kWh/m<sup>2</sup>. Med en gjennomsnittlig virkningsgrad på 50% tilsvarer dette ca. 1,5 GWh energi overført til vannet i solfangerne. Fra anlegget i veidekket er det estimert at 7 000 m<sup>2</sup> kan høste en årlig energi på 130 kWh/m<sup>2</sup>, som resulterer i 0,9 GWh årlig.

Oppgaven undersøker også hvordan kjølebehovet til kulturkvartalet kan dekkes og vurderer to forskjellige løsninger med bruk av varmepumpe. I det ene systemet vil kjølebehovet dekkes av en varmepumpe ved behov, mens i det andre systemet dekkes kjølebehovet fra et kuldager. I begge systemene vil varmepumpene dumpe varme til varmelageret. Etter en vurdering av de to systemene konkluderes det med at systemet med kuldageret er den beste løsningen. Dette er fordi varmetilførselen til varmelageret vil spres utover en lengre periode og vil dermed ikke komme på samme tid som fra solfangerne på sommeren.

Totale kostnader for energisystemet etter grovbudsjettering ble beregnet til å være på ca. 30 millioner kr. Energien som systemet kan levere hvert år er estimert til å være ca. 2,1 GWh, som gir en årlig kostnadsbesparelse på ca. 2 millioner kr med en kraftpris på 1kr/kWh. Utfordringen for sesonglageret er de høye spisseffektene som kreves av brønnparken. Uten et prioritert soneinndelingssystem vil ikke brønnparken ha stor nok effektkapasitet til å smelte hele veiområdet samtidig.



---

## ABSTRACT

---

The main goal of the thesis is to assess whether a seasonal storage system of solar energy can cover some of the energy needs of the Vestby city centre. The energy demand mainly consists of melting snow and ice on the different city roads, along with heating to the new culture centre which is being built. The heat will be collected during the summer with solar collectors on the roofs of communal buildings and a hydronic energy system in the city pavements. This energy will be stored in a seasonal heat storage which is being placed in the city centre and can later be extracted during the winter.

With the help of Aiwell AS, the yearly energy demand for the heating of 14 000 m<sup>2</sup> of pavement is estimated to be 1,4 GWh. The yearly heating demand for the 8 200 m<sup>2</sup> culture centre is estimated to be 0,45 GWh, which gives a total yearly heating need of 1,85 GWh. The volume of the seasonal heat storage is calculated to be 220 500 m<sup>3</sup> with an expected recovery rate of 80%. Solar collectors are placed on 3 064 m<sup>2</sup> of roof surface in Vestby city centre and the solar energy calculation tool, PVsyst, estimates a yearly irradiance of approximately 1 000 kWh/m<sup>2</sup>. With an average efficiency of the solar collectors of 50% this corresponds to 1,5 GWh energy transferred to the water in the collectors. From the hydraulic pavement it's estimated that 7 000 m<sup>2</sup> can collect a yearly energy amount of 0,9 GWh.

The thesis also proposes two solutions for how the cooling demand of the culture centre can be covered with the usage of heat pumps. In one of the systems the cooling need is covered directly by a heat pump, where the need is covered by a cooling storage in the other system. In both systems the heat pump will deliver heat to the heat storage. After an assessment of the two proposed solutions it is concluded that the system with the cooling storage is most suitable. This is because the heat delivery from the heat pump will not compete with the heat from the solar collectors, as it is delivered through a longer period of time.

The estimate of the total costs for the energy system is approximately 30 million NOK. The energy that the system can deliver in the form of heating and cooling is estimated to be approximately 2,1 GWh, which gives an annual saving of 2 million NOK using a price of electricity at 1 NOK/kWh. The main challenge for the seasonal heat storage is the peak charging and discharging powers. Without a prioritized zonal system, the heat storage will not have the capacity needed to melt the entire area of pavement at once.

## SYMBOLLISTE

Symbol	Forklaring	Enhet
$A$	Areal	$m^2$
$A_{rør}$	Tversnittareal for rør	$m^2$
$AM$	Air Mass	-
$C_p$	Spesifikk varmekapasitet	J/kgK
$C_{pv}$	Spesifikk volumetrisk varmekapasitet	J/m <sup>3</sup> K
$COP_c$	Kjølefaktor	-
$COP_h$	Varmefaktor	-
$dT$	Temperaturrendring	K
$dx$	Endring i avstand	m
$h$	Varmeoverføringskoeffisient	W/m <sup>2</sup> K
$k$	Varmeledningsevne	W/mK
$L$	Indre diameter for rør	m
$L_f$	Latent varme ved smelting	J/kg
$l_b$	Total brønnlengde	m
$m$	Masse	kg
$\dot{m}$	Massestrøm	kg/s
$P$	Effekt	W
$Q$	Energi	kWh
$Q_{brønnpark}$	Årlig energiendring	kWh
$Q_{bunn}$	Varmetap i bunn	kWh
$Q_c$	Termisk energiuttak	kWh
$Q_h$	Lvert termisk energi	kWh
$Q_{sidevegger}$	Varmetap i sidevegger	kWh
$Q_{snø}$	Total energi for å smelte snø	kWh

$Q_{topplukk}$	Varmetap gjennom toppflate	kWh
$Q_{tot}$	Totale konduktive varmetap	kWh
$\dot{Q}_{kond}$	Varmeoverføringsrate ved konduksjon	W
$\dot{Q}_{konv}$	Varmeoverføringsrate ved konveksjon	W
$\dot{Q}_{str}$	Strålingseffekt	W
$q_b$	Spesifikk varmeoverføringsrate	W/m
$R_{bv}$	Termisk motstand	Km/W
$Re$	Reynoldstall	-
$T$	Temperatur	K
$t$	Tid	h
$T_{bv}$	Temperatur i brønnvegg	K
$T_s$	Overflatetemperatur	K
$T_v$	Væsketemperatur	K
$T_0$	Omgivelsestemperatur	K
$T_\infty$	Fluidtemperatur	K
$\Delta T$	Temperaturdifferanse	K
$V$	Volum	m <sup>3</sup>
$V_0$	Initialvolum	m <sup>3</sup>
$\Delta V$	Volumendring	m <sup>3</sup>
$v$	Strømningshastighet	m/s
$\bar{v}$	Gjennomsnittlig strømningshastighet	m/s
$W$	Tilført arbeid	kWh
$\alpha$	Termisk diffusivitet	m <sup>2</sup> /s
$\beta$	Termisk utvidelseskoeffisient	K <sup>-1</sup>
$\varepsilon$	Emissivitet	-
$\theta_z$	Vinkel mellom sol og senit	°
$\mu$	Dynamisk viskositet	Pa/s
$\nu$	Kinematisk viskositet	m <sup>2</sup> /s
$\rho$	Massetetthet	kg/m <sup>3</sup>
$\sigma$	Stefans konstant	W/m <sup>2</sup> K <sup>4</sup>

---

# INNHALDSFORTEGNELSE

---

<b>FORORD</b> .....	<b>II</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>SYMBOLLISTE</b> .....	<b>VII</b>
<b>1. INNLEDNING</b> .....	<b>1</b>
1.1. BAKGRUNN .....	1
1.2. MOTIVASJON .....	2
1.3. MÅL FOR OPPGAVEN .....	3
<b>2. TEORI</b> .....	<b>4</b>
2.1. VARMEOVERFØRING .....	4
2.2. SOLENERGI.....	5
2.2.1. Solinnstråling i Europa.....	7
2.3. GEOLOGI .....	8
2.3.1. Grunnvann.....	10
2.4. SNØSMELTING .....	10
2.5. STRØMNINGSTEORI .....	10
2.5.1. Energioverføring for fluidstrømning.....	12
2.5.2. Termisk ekspansjon.....	12
2.6. KLIMA .....	13
<b>3. TEKNOLOGI</b> .....	<b>16</b>
3.1. VARMEVEKSLERE .....	16
3.2. SOLFANGERE.....	18
3.2.1. Flatplatesolfanger.....	19
3.2.2. Tap og virkningsgrad for solfangere.....	20
3.3. SESONGLAGRING.....	21
3.3.1. Brønnpark.....	22
3.3.2. Energibrønner.....	24
3.3.3. Brønnparkens energitap og form.....	25
3.3.4. Konfigurasjon av brønnparken.....	28
3.3.5. Kobling av energibrønner .....	29

3.3.6.	Oppstart og gjenvinningsgrad .....	30
3.3.7.	Brønnparkens volum .....	32
3.3.8.	Drake Landing Solar Community – eksempel på stort anlegg i drift .....	33
3.4.	DRENERINGSTANK OG DRAINBACK-SYSTEM FOR SOLFANGERE .....	36
3.5.	VEIDЕККЕ MED VANNBÅREN OPPVARMING .....	37
3.6.	STYRINGSSYSTEM FOR SNØ- OG ISSMELTING .....	42
3.7.	TERMISK KULDELAGER .....	43
3.8.	VARMEPUMPE .....	43
3.8.1.	Varmepumpekrets .....	44
3.8.2.	Effektfaktor .....	45
3.8.1.	Kjøleanlegg .....	47
<b>4.</b>	<b>METODE .....</b>	<b>48</b>
4.1.	FORSLAG TIL ENERGILØSNING FOR VESTBY SENTRUM .....	48
4.2.	KLIMA OG GEOLOGI I VESTBY .....	50
4.2.1.	Lokalklima .....	50
4.2.2.	Lokal geologi .....	52
4.3.	ENERGIFORBRUK .....	53
4.3.1.	Snø- og ismelting .....	53
4.3.2.	Kulturkvartalets varmebehov .....	54
4.3.3.	Kulturkvartalets kjølebehov .....	55
4.3.4.	Kulturkvartalets effektbehov .....	55
4.3.5.	Totalt energiforbruk .....	57
4.4.	ENERGIPRODUKSJON .....	57
4.4.1.	Varme fra solfangere .....	57
4.4.2.	Innhøsting fra veien .....	58
4.4.3.	Energiproduksjon fra varmepumpesystem .....	59
4.5.	PLOSSERING AV SESONGLAGRE OG SOLFANGERE .....	60
4.5.1.	Plassering av varmelager .....	60
4.5.2.	Plassering av solfangere .....	61
4.5.3.	Plassering av kuldelager .....	63
4.6.	BRØNNPARKEN .....	63
4.6.1.	Brønnparkens form og volum .....	63
4.6.2.	Brønnparkens gjenvinningsgrad .....	64
4.6.3.	Brønnantall og brønnkonfigurasjon .....	64
4.6.4.	Soneinndeling av brønnparken .....	65
4.6.5.	Reguleringsystem for brønnparkens termiske soner .....	66

4.6.6.	Lading av brønnparken .....	70
4.6.7.	Dimensjonering av dreneringstank .....	71
4.7.	EFFEKTUTFORDRINGER VED SNØ- OG ISSMELTING AV GATER .....	71
4.8.	VARMEPUMPESYSTEM .....	72
4.8.1.	Kjøling av kulturkvartalet med kjøleanlegg.....	73
4.8.2.	Frikjøling av kulturkvartalet fra et kuldelager .....	74
4.9.	DIMENSJONERING AV KULDELAGER .....	75
4.10.	STYRINGSSYSTEM FOR DISTRIBUTJON AV ENERGI.....	76
4.11.	VALG AV ENERGIBÆRERE .....	77
4.12.	BRØNNPARKENS SAMSPILL MED FJERNVARMEN .....	78
4.13.	ØKONOMI .....	79
4.13.1.	Utgifter .....	79
4.13.2.	Endringer i pris på energi.....	80
<b>5.</b>	<b>RESULTATER.....</b>	<b>81</b>
5.1.	ENERGIFORBRUK.....	81
5.2.	SOLINNSTRÅLING OG ENERGI TILFØRT .....	81
5.2.1.	Solfangere .....	81
5.2.2.	Innhøsting av solvarme fra veien.....	85
5.2.3.	Energi- og effektleveranse fra varmpumpesystemer.....	86
5.2.4.	Varmelagerets totale termiske energitilførsel .....	88
5.3.	BRØNNPARKEN .....	88
5.3.1.	Volum og form.....	89
5.3.2.	Varmelagerets brønnkonfigurasjon og brønnantall.....	89
5.3.3.	Effektberegninger ved opplading og utlading.....	90
5.4.	LADING AV BRØNNPARKEN.....	92
5.4.1.	Energimengder i brønnparkens termiske soner.....	92
5.4.2.	Oppladingstid .....	92
5.5.	DIMENSJONERING AV DRENERINGSTANK .....	93
5.6.	TERMISK KULDELAGER.....	94
5.7.	KOSTNADSANALYSE .....	95
<b>6.</b>	<b>DISKUSJON .....</b>	<b>96</b>
6.1.	ENERGI OG EFFEKTFORBRUK .....	96
6.1.1.	Energioverskudd .....	96
6.1.2.	Energibæreren som effektereserve.....	96
6.2.	INNSTRÅLING .....	97

6.2.1.	Skygging .....	97
6.2.2.	Virkningsgraden til solfangerne.....	97
6.2.3.	Generelt om innstråling.....	98
6.3.	VANNBÅRENT ENERGISYSTEM FOR VEIDDEKKET .....	99
6.3.1.	Utfordringer ved spisseffekter ved snø- og ismelting .....	99
6.3.2.	Klimaets innvirkning på snø- og ismelting av gatene .....	100
6.3.3.	Innhøsting av solvarme fra veidekke med vannbåren oppvarming .....	101
6.4.	VARMEPUMPESYSTEMER.....	102
6.5.	BRØNNPARKEN .....	103
6.5.1.	Tap fra brønnparken.....	103
6.5.2.	Spesifikk varmeoverføringsrate .....	104
6.5.3.	Plassering av varmelageret.....	105
6.5.4.	Oppstart av sesonglageret .....	106
6.6.	DIMENSJONERING AV DRENERINGSTANK .....	106
6.7.	KULDELAGER.....	107
6.8.	ESTIMATER AV PUMPEEFFEKTER MED DRIFTSKOSTNADER .....	108
6.9.	ØKONOMI.....	109
6.9.1.	Lønnsomhet i forhold til andre energikilder .....	109
6.9.2.	Hensyn til COVID-19 .....	110
<b>7.</b>	<b>KONKLUSJON OG FORSLAG TIL VIDERE ARBEID.....</b>	<b>111</b>
7.1.	KONKLUSJON .....	111
7.2.	FORSLAG TIL VIDERE ARBEID .....	112
<b>8.</b>	<b>REFERANSER.....</b>	<b>114</b>
<b>9.</b>	<b>VEDLEGG .....</b>	<b>118</b>
	VEDLEGG A –RAPPORT FRA PVSYST .....	118
	VEDLEGG B – NOMOGRAM FOR RØRDIMENSJONER.....	123
	VEDLEGG C – VARMEPUMPESIMULERINGER.....	124
	VEDLEGG D – SIRKULASJONSPUMPEBEREGNINGER.....	126



---

# 1. INNLEDNING

---

## 1.1. Bakgrunn

Bakgrunnen for oppgaven er en henvendelse fra Vestby kommune om å vurdere en grønn energiløsning for å dekke noen av kommunens energibehov i sentrum. Energibehovene består hovedsakelig av snø- og ismelting til 14 000 m<sup>2</sup> gang- og kjørebane i sentrum, og oppvarming/kjøling av det nye kulturkvartalet på ca. 8 200 m<sup>2</sup> som skal bygges. Et oversiktsbilde over området i Vestby sentrum som oppgaven tar for seg er vist i figur 1.1.



*Figur 1.1: Oversiktsbilde av området i Vestby sentrum som oppgaven tar for seg (Norgebilder Vestby sentrum, 2020).*

## 1.2. Motivasjon

I dagens samfunn vokser viktigheten av gode, grønne energiløsninger som gjenspeiles i Vestbys kommuneplan (Vestby Kommune, 2019):

*«Delmål for kommunens egen virksomhet er å være et forbilde for innbyggere og andre virksomheter når det gjelder å redusere energiforbruk og klimagassutslipp. **Klimahensyn skal veie tungt i alle beslutninger som tas.**»*

Med tanke på at nesten 70% av energiforbruket i kulturbygg går til romoppvarming og varmtvann, er effektiv energibruk i bygg nødvendig (NVE, 2016). Samtidig som det er viktig med grønne løsninger, er det også viktig å bruke energi effektivt. Selv om strømmen i Norge hovedsakelig er produsert av grønne vannkraftanlegg, er strøm en høyverdig energiform som kan brukes til mye annet enn oppvarming.

Bioenergi brukes også mye til oppvarming i Norge, men når bygningsindustrien går mot mer bruk av treverk, og biodrivstoff blir mer aktuelt i årene fremover må det finnes andre løsninger. NVE argumenterer for at bioenergi ikke nødvendigvis kan regnes som klimavennlig ved at forbrenning av biomasse slipper ut CO<sub>2</sub> over et mye kortere tidsrom enn ved tilvekst (NVE, 2009).

Ett energieffektivt alternativ er å bruke termisk solenergi til oppvarming. Det åpenbare problemet med solenergi er at det, som i Norge kan være mangel på sol, særlig over vintermånedene hvor energiforbruket til oppvarming er høyest. Én løsning på dette problemet kan være et sesonglager som lagrer solvarme over sommeren slik at det kan hentes ut etter behov på vinteren. Det finnes flere sesonglagringssystemer i drift. Ett av de mest kjente er Drake Landing Solar Community (DLSC) hvor over 90% av oppvarmingsbehovet til 52 eneboliger dekkes av solenergi hvert år (Drake Landing Solar Community, u.å.). Motivasjonen for oppgaven er altså å undersøke om et sesonglager som lagrer solenergi kan være aktuelt for å dekke noen av Vestby sentrums energibehov.

### 1.3. Mål for oppgaven

Målet med oppgaven er å undersøke mulighetene for å etablere et termisk varmelager i Vestby sentrum. Dette innebærer å finne lokasjonen og størrelsen til anlegget, samt vurdere energi- og effektregnskapet for løsningen. Lageret skal hovedsakelig lades av en kombinasjon av solfangere og bruk av veidekket som absorbatør for solvarme. Varmen skal brukes til å holde gatene i sentrum snø- og isfrie, samtidig som den skal være med å dekke oppvarmingsbehovet for det nye kulturkvartalet. I tillegg vil det vurderes hvordan kjølebehovet til kulturkvartalet kan dekkes. Etersom oppgaven er en mulighetsstudie og ikke et detaljprosjekt vil hovedvekten ligge på å belyse de ulike teknologiene fremfor å analysere det økonomiske aspektet ved en etablering av energisystemet.

---

## 2. TEORI

---

### 2.1. Varmeoverføring

I termodynamikken er det tre ulike varmeoverføringsprinsipper i form av konduksjon, konveksjon og stråling.

**Konduksjon** er varmeoverføring i et medium eller mellom to medier med direkte kontakt, der termisk energi overføres fra varmt til kaldt. I et medium med høy temperatur vil molekylene ha høy energi og vibrere raskere enn i et kaldt medium. Molekyler i det høy-tempererte mediet kolliderer med molekyler fra mediet med lavere temperatur og overfører energi i kollisjonene. Dette skjer når to medier med ulik temperatur har direkte kontakt, som for eksempel når en tar på en glødende kullbit og blir brent. Varmeoverføringsraten  $\dot{Q}_{kond}$  defineres ved:

$$\dot{Q}_{kond} = -kA \frac{dT}{dx} \quad (2.1)$$

der  $k$  er materialets varmeledningsevne,  $A$  er arealet til overføringsområdet og  $\frac{dT}{dx}$  er temperaturgradienten (Tipler & Mosca, 2007).

**Konveksjon** er direkte transport av termisk energi i gass eller væsker. Varme overføres mellom fluider eller mellom et fluid i bevegelse og et fast stoff. Et eksempel på dette er naturlig konveksjon som skjer når solen varmer opp jordoverflaten og varmen i jorden overføres til luften ved konveksjon. En forenklet definisjon av varmeoverføringsraten,  $\dot{Q}_{konv}$  er gitt ved Newtons kjølingslov:

$$\dot{Q}_{konv} = hA(T_s - T_\infty) \quad (2.2)$$

der  $h$  er varmeoverføringskoeffisienten,  $A$  er varmeoverføringsarealet og  $(T_s - T_\infty)$  er temperaturdifferansen mellom overflate og fluid (Tipler & Mosca, 2007).

**Stråling** er varmeoverføring ved elektromagnetiske bølger. Alle legemer emitterer elektromagnetiske bølger og utstrålt effekt,  $\dot{Q}_{str}$ , fra et legeme beregnes ved Stefan-Boltzmanns lov:

$$\dot{Q}_{str} = \varepsilon\sigma A(T^4 - T_0^4) \quad (2.3)$$

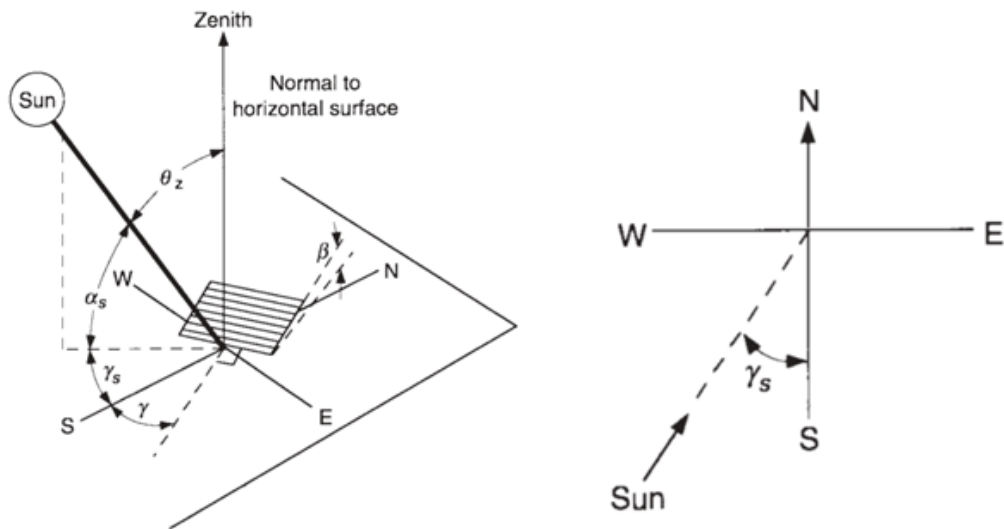
der  $\varepsilon$  er emissiviteten til strålingsoverflaten,  $\sigma$  er den universale konstanten Stefans konstant med verdien  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ,  $A$  er overflatearealet og  $(T^4 - T_0^4)$  er temperaturdifferanse mellom legemet og omgivelsene (Tipler & Mosca, 2007).

## 2.2. Solenergi

Solarkonstanten er effekten som stråler normalt inn mot jordens atmosfære og er i gjennomsnitt  $1\,367 \text{ W/m}^2$  (Duffie & Beckman, 2013). Når solen stråler normalt mot overflaten, står solen i senit. På veien mot overflaten av jorden vil noe av denne energien bli absorbert eller reflektert i atmosfæren (Chen, 2011). Dersom solen stråler med en annen vinkel mot horisontalplanet vil innstrålingen som treffer overflaten reduseres. Dette er fordi banen gjennom atmosfæren blir lengre, og det er flere muligheter for refleksjon og absorbering. I beregninger brukes ofte begrepet Air Mass,  $AM$ , for å beskrive banelengden (Duffie & Beckman, 2013):

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2.4)$$

hvor  $\theta_z$  er vinkelen mellom solens posisjon og senit som vist i figur 2.1. Når solen står i senit er  $AM = 1$ , mens når vinkelen øker vil  $AM$  også øke.



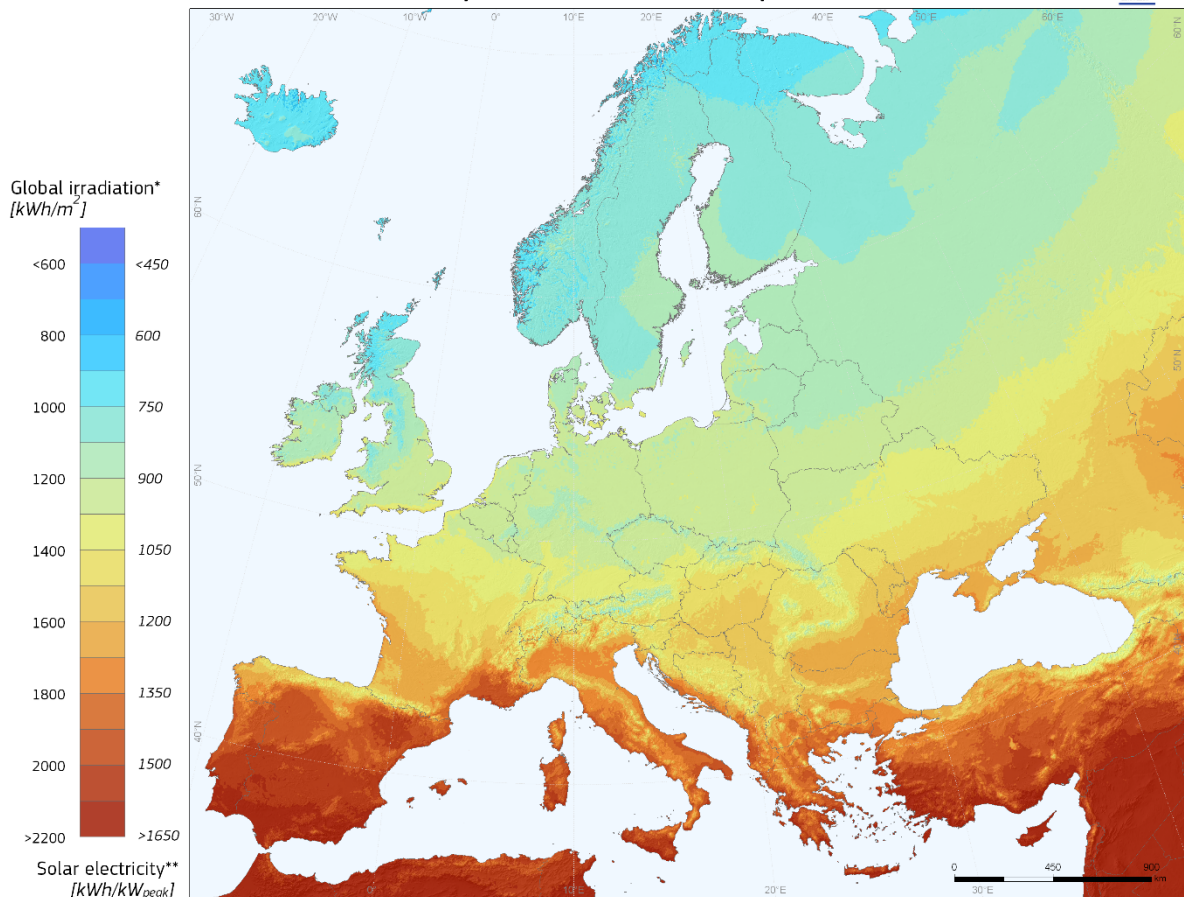
Figur 2.1: Illustrasjon av hvordan størrelsen på  $\theta_z$  påvirker banelengden for solstrålene i figuren til venstre og en beskrivelse av solens asimutvinkel  $\gamma_s$  i figuren til høyre (Duffie & Beckman, 2013).

I dagligtale sier en at solen står opp i øst og går ned i vest, og solens innstråling er sterkest når den peker direkte mot nord. Vinkelen mellom sør og solens posisjon kalles solens asimutvinkel  $\gamma_s$ , som er vist i figur 2.1. Asimutvinkelen  $\gamma$  er den samme som solens asimutvinkel, men med motsatt fortegn. Den er positiv når solen står i øst, og negativ når solen står i vest.

## 2.2.1. Solinnstråling i Europa

Den årlige solinnstrålingen til Europa varierer etter geografisk beliggenhet som vist i figur 2.2. Selv om Norge ligger langt mot nord, kan en forvente en innstråling på mer enn 1 000 kWh/m<sup>2</sup> over et år.

### Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



\* Yearly sum of global irradiation incident on optimally-inclined south-oriented photovoltaic modules

\*\*Yearly sum of solar electricity generated by optimally-inclined 1kW<sub>p</sub> system with a performance ratio of 0.75

© European Union, 2012  
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua  
EC - Joint Research Centre  
In collaboration with: CM SAF, [www.cmsafeu.eu](http://www.cmsafeu.eu)

Legal notice: Neither the European Commission nor any person acting on behalf of the Commission is responsible for the use which might be made of this publication.

Figur 2.2: Solinnstråling i Europa pr. kvadratmeter, gitt en flate som er optimalt vinklet mot sør. Verdiene helt til venstre er innstrålingen på en optimalt vinklet flate, pekt mot sør, mens verdiene til høyre er innhentet elektrisk energi med et system som har en virkningsgrad på 75% (European Commission, 2012).

## 2.3. Geologi

Spesifikk varmekapasitet,  $C_p$ , er et mediums evne til å lagre energi og inngår i formelen (Banks, 2012):

$$Q = mC_p\Delta T \quad (2.5)$$

der  $Q$  er energi,  $m$  er massen til mediet og  $\Delta T$  er differansen i temperatur mellom start- og sluttemperatur. For eksempel gitt  $m = 1$  kg og  $\Delta T = 1$  K, er den spesifikke varmekapasiteten lik energien som kreves for å varme opp 1 kg av mediet med én grad.

Ofte brukes volumberegninger istedenfor masseberegninger og det er dermed gunstig å innføre begrepet volumetrisk varmekapasitet. Spesifikk volumetrisk varmekapasitet,  $C_{pv}$ , er definert som:

$$C_{pv} = \rho C_p \quad (2.6)$$

hvor  $\rho$  er massetettheten til mediet og  $C_p$  er den spesifikke varmekapasiteten til mediet. I tabell 2.1 er egenskapene til gneis og granitt sammenlignet med egenskapene til vann. Bergartene har høyere ledningsevne, men kan lagre mindre energi enn vannet per volum.

Tabell 2.1: Termisk ledningsevne og volumetrisk varmekapasitet for gneis, granitt og vann (Banks, 2012).

Medium	Termisk ledningsevne [W/mK]	Volumetrisk varmekapasitet [kWh/m <sup>3</sup> K]
Gneis	2,5 – 4,5	0,58 – 0,72
Granitt	3,0 – 4,0	0,44 – 0,86
Vann	0,6	1,16

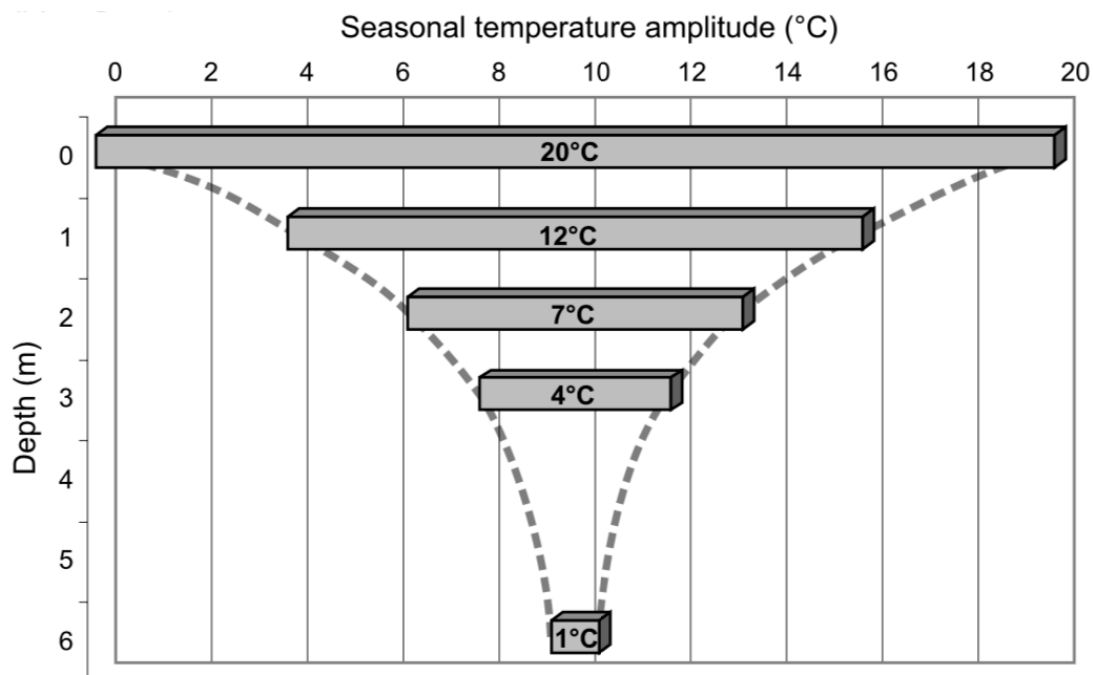


Forholdet mellom den termiske ledningsevnen og den volumetriske varmekapasiteten kalles termisk diffusivitet:

$$\alpha = \frac{k}{C_{pv}} \quad (2.7)$$

der  $\alpha$  er den termiske diffusiviteten,  $k$  er den termiske ledningsevnen og  $C_{pv}$  er den spesifikke volumetriske varmekapasiteten. Diffusiviteten måles i  $m^2/s$  og forteller hvordan varmen beveger seg gjennom mediet fra varm til kald ende (Banks, 2012).

Som konsekvens av at bergarter har relativt høy volumetrisk varmekapasitet, men lav termisk ledningsevne, har de lav termisk diffusivitet. Det vil si at varme beveger seg sakte i materialet. Det kan sees på hvordan berggrunnen blir påvirket av temperaturendringene på sommeren/vinteren. En undersøkelse i Sverige viste variasjonen i temperatur nedover i grunnen over et år (Banks, 2012). På 6 meters dyp varierer kun temperaturen med 1 K gjennom sesongene, vist i figur 2.3.



Figur 2.3: Variasjonen i grunntemperaturen over året fra et forsøk i Sverige. På x-aksen vises den høyeste temperaturendringen i løpet av et år, mens på y-aksen vises dybden i grunnen (Banks, 2012).

Undersøkelser gjort i Norge viser at temperaturen i grunnen mellom 10 – 150 meters dybde holder seg stabil og varierer fra 2 °C i nord til 7 °C i sør (Banks, 2012).

### 2.3.1. Grunnvann

Grunnvann er definert som det vannet under jordoverflaten som fyller porer og sprekker helt med vann. Grunnvannsspeilet er posisjonen grunnvannet ville holdt i en brønn, hvor vannets trykk er det samme som lufttrykket (Tollan, 2019). Grunnvannsspeilet varierer i hovedsak avhengig av nedbør og snøsmelting og grunnvannet beveger seg svært langsomt (NVE, 2015).

## 2.4. Snøsmelting

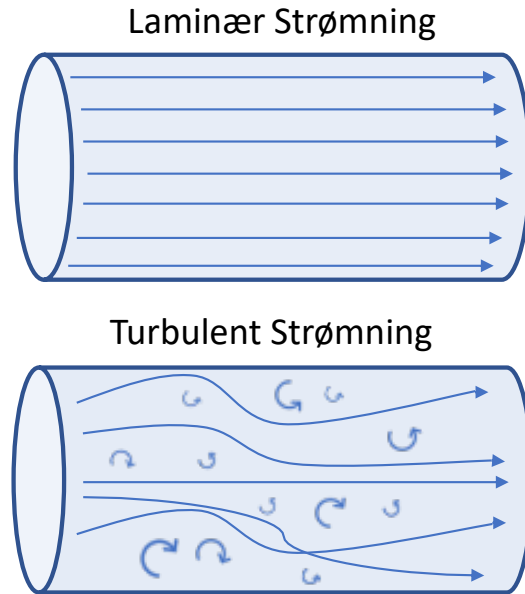
For snøsmelting er det to termiske prosesser som gjennomgås. Den første prosessen er når snøen varmes opp til 0 °C ved varmeoverføring gitt ved formel (2.5), og den neste prosessen er faseovergangen. Energien som kreves for at snøen kan gjennomgå faseovergangen kalles latent varme. Den totale energien,  $Q_{snø}$ , som kreves for å smelte en mengde snø med masse  $m$ , er gitt ved:

$$Q_{snø} = m(C_p \Delta T + L_f) \quad (2.8)$$

hvor  $C_p$  er den spesifikke varmekapasiteten til snø,  $\Delta T$  er temperaturdifferansen mellom snøens initialtemperatur og 0 °C og  $L_f$  er den latente varmen for snø (Tipler & Mosca, 2007).

## 2.5. Strømningsteori

Strømning foregår på forskjellige måter, enten som laminær strømning, turbulent strømning, eller en overgangsfase mellom de to. Laminær strømning oppstår typisk hvis en væske med høy viskositet, som for eksempel olje eller honning, strømmer med lav hastighet. Turbulent strømning er mer kaotisk og oppstår for eksempel når luft beveger seg med høy hastighet. Turbulent strømning er den mest vanlige formen for strømning i praksis. Forskjellen på laminær og turbulent strømning er vist i figur 2.4. Hva slags type strømning en har i et rør påvirker i høy grad hvor mye energi som kreves for å pumpe fluidet (Çengel & Ghajar, 2015).



Figur 2.4: Illustrasjon av laminær strømning (øverst) og turbulent strømning (nederst).

Matematisk bestemmes strømningstypen i et rør ut ifra det dimensjonsløse Reynoldstall,  $Re$ , som defineres som:

$$Re = \frac{vL}{\nu} = \frac{\rho vL}{\mu} \quad (2.9)$$

hvor  $v$  er strømningshastigheten,  $L$  er den indre diameteren i røret,  $\nu$  er den kinematiske viskositeten til fluidet,  $\rho$  er massetettheten til fluidet og  $\mu$  er fluidets dynamiske viskositet.

Et høyere Reynoldstall tyder på turbulent strømning, mens lavere tall tilsier laminær strømning. I praksis settes ofte grensen ved at Reynoldstall under 2 000 betyr laminær strømning, mens over 3 500 betyr turbulent strømning. Ved en verdi mellom 2 000 og 3 500 strømmer fluidet både turbulent og laminært (Finnemore & Franzini, 2002).

### 2.5.1. Energioverføring for fluidstrømning

Den termiske effekten,  $P$ , overført eller mottatt for et fluid er definert som:

$$P = \dot{m}C_v\Delta T \quad (2.10A)$$

hvor  $\dot{m}$  er massestrømmen for fluidet,  $C_v$  er den volumetriske varmekapasiteten for fluidet og  $\Delta T$  er temperaturdifferansen mellom fluidet og mediet det utveksler effekt med. Hvis effekten er gitt, kan dermed massestrømmen bestemmes ved:

$$\dot{m} = \frac{P}{C_v\Delta T} \quad (2.10B)$$

Massestrømmen kan videre brukes for å regne ut fluidets gjennomsnittlige hastighet,  $\bar{v}$ , i et rør:

$$\bar{v} = \frac{\dot{m}}{\rho A_{rør}} \quad (2.11)$$

der  $\dot{m}$  er fluidets massestrøm,  $\rho$  er fluidets massetetthet og  $A_{rør}$  er rørets tverrsnittsareal (Finnemore & Franzini, 2002).

### 2.5.2. Termisk ekspansjon

Volumendringen i et fluid som opplever en temperaturendring er gitt som (Finnemore & Franzini, 2002):

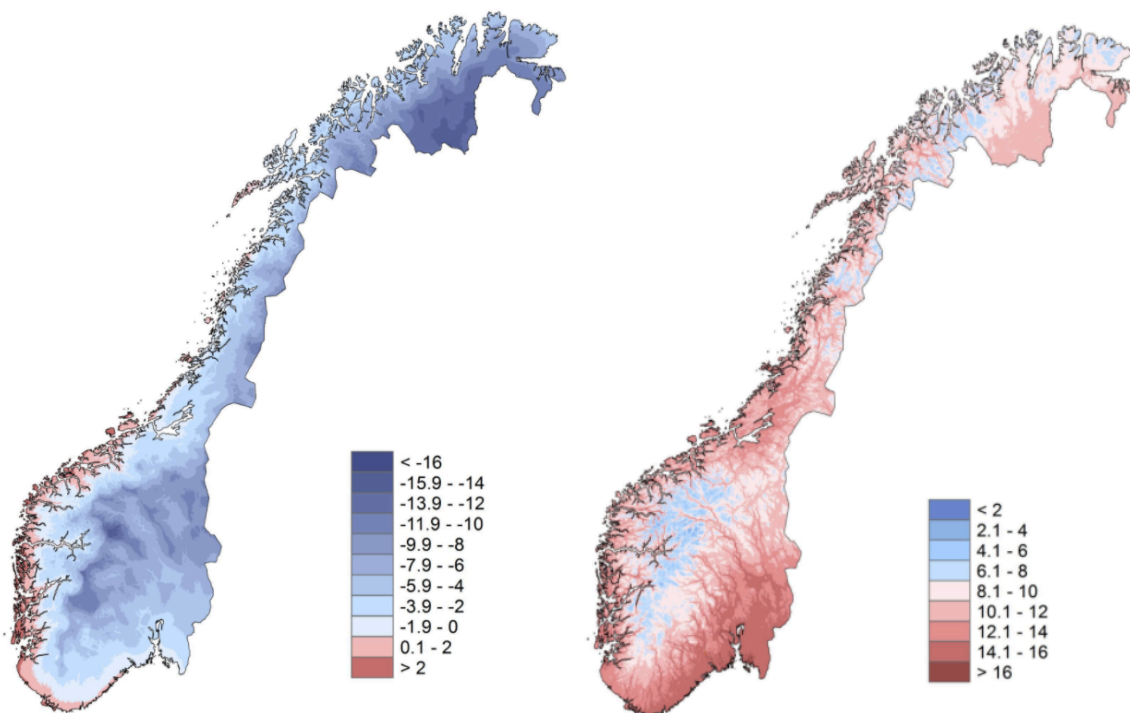
$$\Delta V = \beta V_0 \Delta T \quad (2.12)$$

hvor  $\Delta V$  er volumendringen til fluidet,  $\beta$  er fluidets termiske utvidelseskoeffisient,  $V_0$  er initialvolumet til fluidet og  $\Delta T$  er temperaturendringen. For vann er  $\beta = 2.07 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$  ved standard betingelser.

## 2.6. Klima

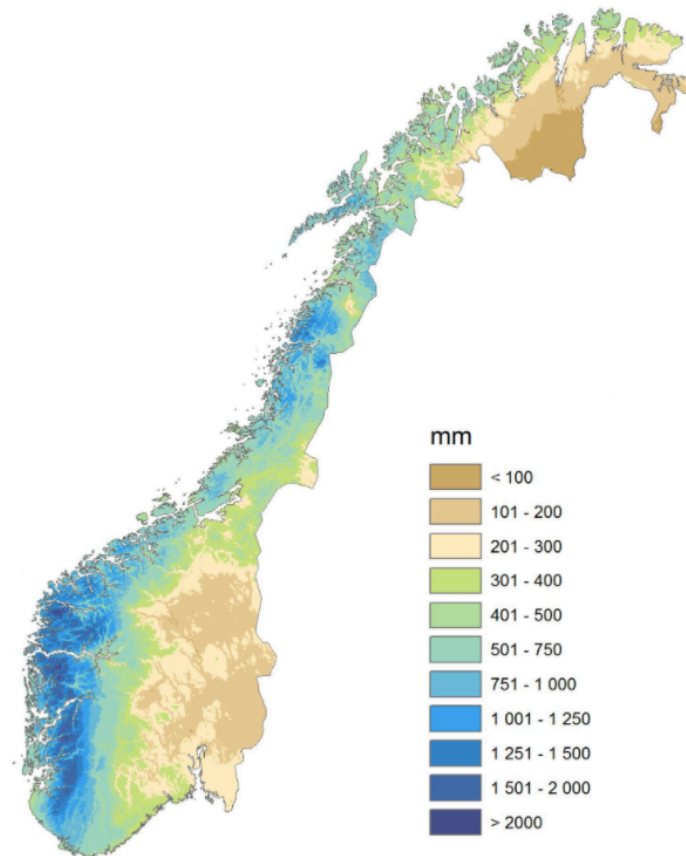
Langs Norges kyst er klimaet preget av mye nedbør, høy luftfuktighet, mye vind og lave årlige temperatursvingninger. Dette klimaet er definert som et kystklima. Klimaet forandres innover i landet blant annet på grunn av fjellkjedene, som skaper et såkalt kontinentalt klima. Eksempler på landsdeler med kontinentalt klima er de indre delene av Nord-Norge og Østlandet. Kontinentalt klima kjennetegnes ved lite vind, moderat nedbør, lav luftfuktighet, varme somre og kalde vintre (Hanssen-Bauer et al., 2015).

I figur 2.5 vises midlere vinter- og sommertemperatur for hele Norge. Kartene illustrer de store temperaturvariasjonene i forhold til de ulike landsdelenes klima.



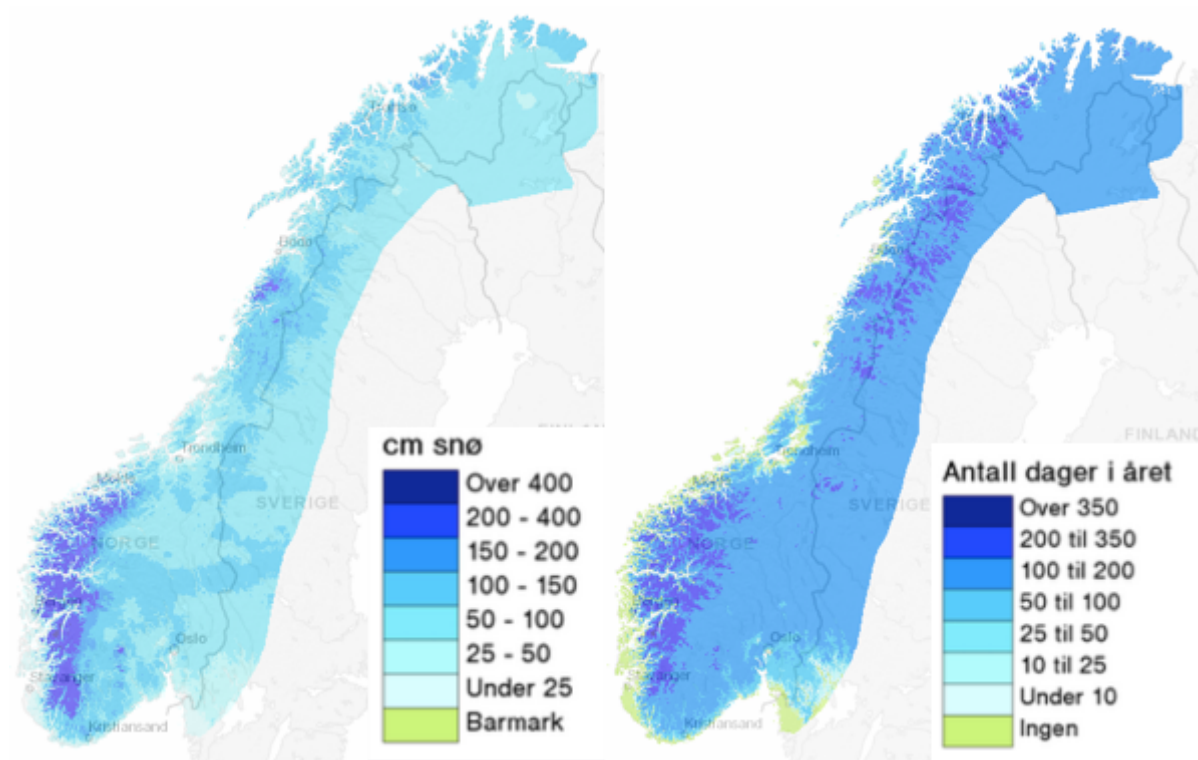
Figur 2.5: Norgeskart som viser midlere vintertemperaturer [°C] til venstre og midlere sommertemperaturer til høyre i referanseperioden 1985-2014. Vinter regnes som desember, januar og februar, og sommer regnes som juni, juli og august (Hanssen-Bauer et al., 2015).

I figur 2.6 vises midlere nedbørsum for vinteren i Norge i perioden 1985- 2014. Kartet viser et tydelig skille i nedbør mellom det maritime klimaet ved kysten og det kontinentale klimaet i innlandet.



Figur 2.6: Viser et Norgeskart med midlere nedbørsum for vinteren i perioden 1985-2014. Vinter regnes som desember, januar og februar (Norsk Klimaservicesenter, 2020).

Nedbør i form av snø og snødybder varierer også i forhold til landsdelene i Norge. I figur 2.7 illustreres maksimum snødybde og antall dager med snødybde over 25 cm i 2019.



Figur 2.7: Illustrasjon av to Norgeskart for det hydrologiske året 2019 der første kart viser maksimal snødybde og det andre viser antall dager med snødybde over 25 cm (SeNorge, 2020).

---

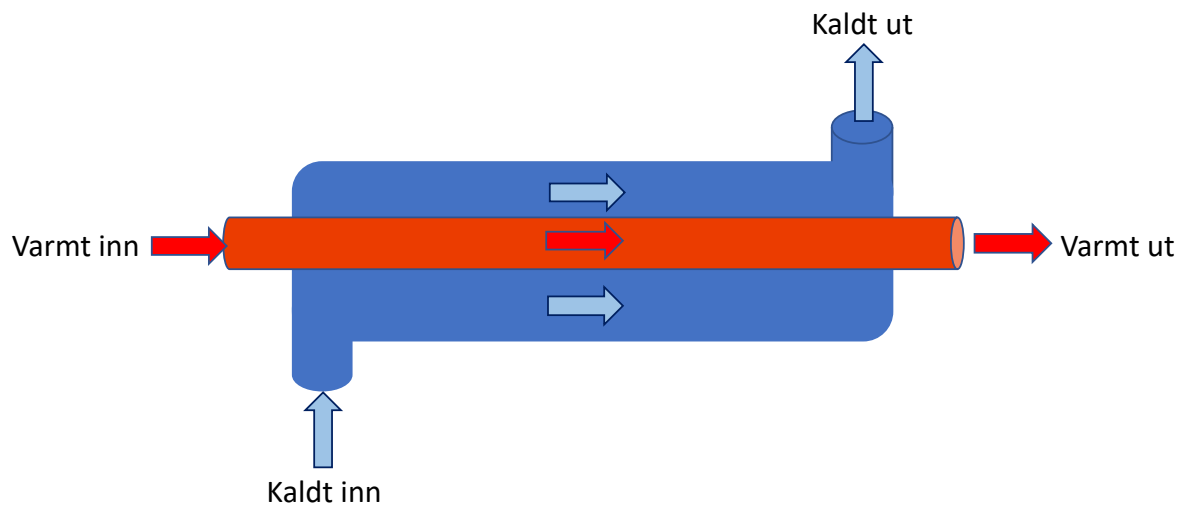
## 3. TEKNOLOGI

---

### 3.1. Varmevekslere

En varmeveksler er et apparat som brukes for å få en utveksling av varme mellom to fluider. Varmeoverføringen skjer uten at fluidene blandes og varmevekslere brukes i stor grad i oppvarmings- og kjølingssystemer.

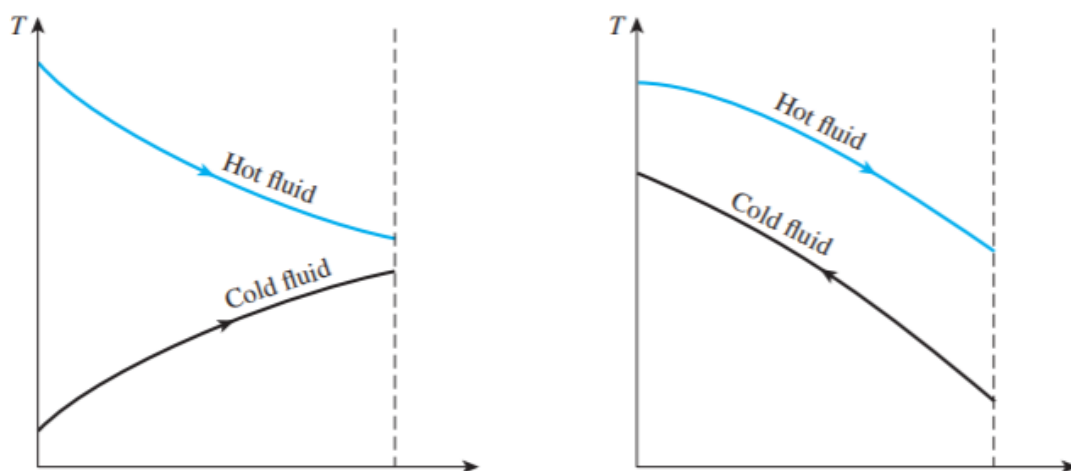
I en varmeveksler er det som regel varmeoverføring i form av konveksjon i de to fluidene, mens konduksjon til og fra mediet som separerer dem. Den enkleste formen for varmeveksler er en *double-pipe* som vist i figur 3.1, hvor det varme fluidet strømmer i det mindre røret, og det kalde i det største. (Çengel & Ghajar, 2015).



Figur 3.1: Illustrasjon av en medstrøms double-pipe varmeveksler. Det kalde fluidet mottar varme fra det varme fluidet, slik at utgangstemperaturen er høyere for det kalde fluidet, og lavere for det varme.

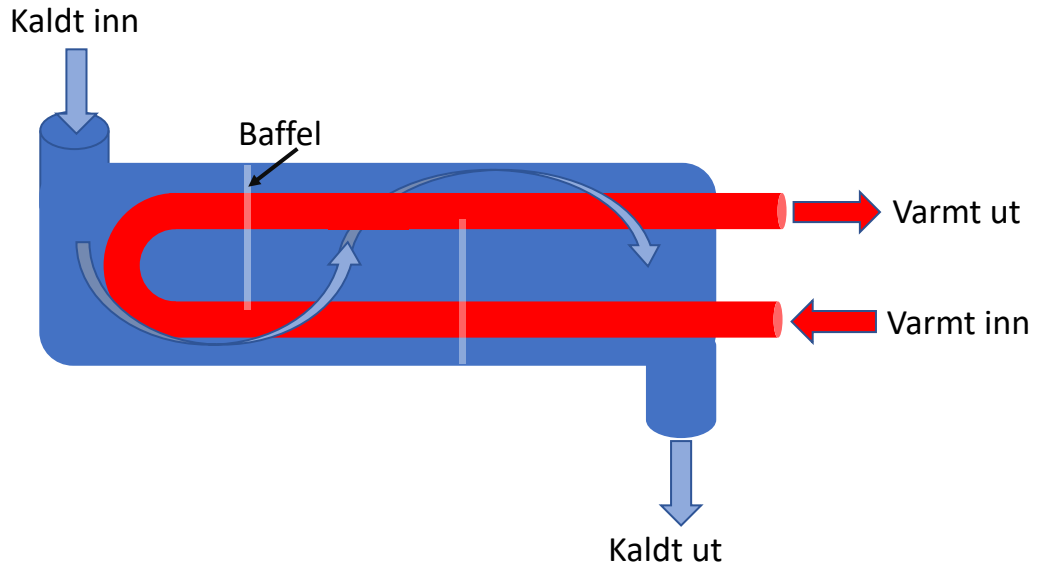


Fluidene kan enten strømme medstrøms eller motstrøms avhengig av hva målet med veksleren er. I en medstrøms varmeveksler vil fluidene strømme i samme retning, og det kalde fluidet vil ta opp varme slik at fluidene nærmer seg samme temperatur. I en motstrøms varmeveksler vil derimot det kalde fluidet først motta varme fra det varme fluidet ved dets laveste temperatur. Mot slutten mottar det varme fra det høytempererte fluidet ved dets høyeste temperatur. På denne måten kan det opprinnelige kalde fluidet ha en høyere utgangstemperatur enn varmefluidets utgangstemperatur. Begge tilfeller er illustrert i figur 3.2 (Çengel & Ghajar, 2015).



Figur 3.2: Illustrasjon av hvordan temperaturene på y-aksen utvikles for en medstrøms- (til venstre) og en motstrøms (til høyre) varmeveksler over tid. Merk at utgangstemperaturen for det kalde fluidet er høyere enn for det varme fluidet i en motstrøms varmeveksler (Çengel & Ghajar, 2015).

En av de mest vanlige varmevekslerne er skall- og rørvarmeveksleren (Çengel & Ghajar, 2015). I denne typen varmeveksler beveger det varme fluidet seg i et tynt rør omringet av et skall, hvor det kalde fluidet strømmer (Kakac et al., 2002). Antall rør og skall som brukes kan variere avhengig av formålet med veksleren. For å få best mulig utnyttelse av varmeoverføringen bør fluidene strømme turbulent, samtidig som det bør være mest mulig kontaktflate mot det tynne røret. Derfor brukes det ofte baffler inne i skallet, for å lede det varme fluidet mot det mindre røret, som vist i figur 3.3.



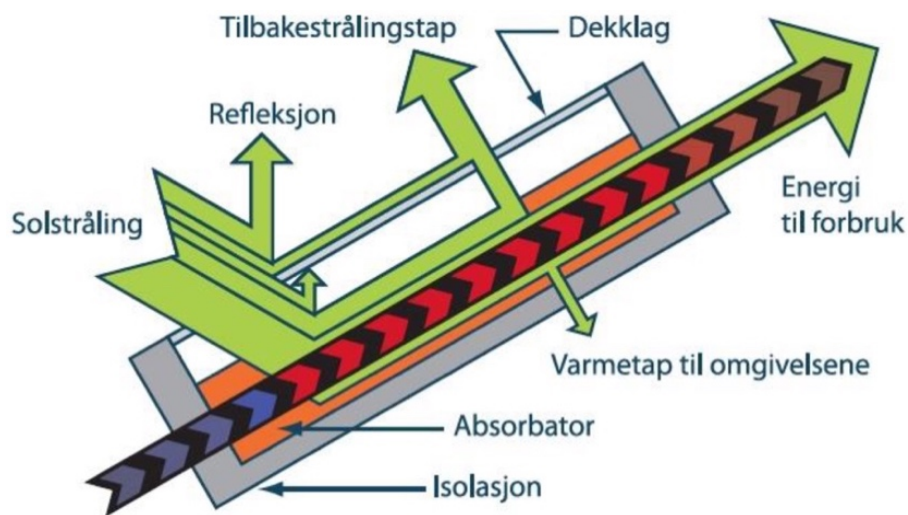
Figur 3.3: Eksempel på en skall- og rørvarmeveksler. Bafflene fører det kalde fluidet mot røret hvor det varme fluidet strømmer for å øke varmeutvekslingen.

## 3.2. Solfangere

Hovedprinsippet til en solfanger er å omdanne strålingsenergi fra solen til varmeenergi. Strålingsenergi tas opp i en absorptor og omdannes til varme i energibæreren. De mest anvendte solfangerne er flatplate- og vakuumrørsolfangere. Vakuumrørfangere har høyere virkningsgrad enn flatplatefangere, men er til gjengjeld dyrere, samt har et lavere absorpsjonsareal i forhold til arealet anlegget opptar (Chen, 2011). Vakuumrørfanger vil være det beste alternativet når temperaturforskjellen mellom solfangeren og utetemperatur er høy. Grunnen til dette er vakuumrørets isolerende egenskaper. Energibæreren i et vakuumrør er omsluttet av vakuum og dekkglass, noe som fører til lave termiske tap. I termisk lavtempererte systemer, der temperaturdifferansen mellom solfangeren og omgivelser er relativt lav, vil flatplatesolfangere kunne være mer anvendelige, ettersom de har et større absorpsjonsareal og investeringskostnadene er lavere (Chen, 2011). Denne oppgaven vil derfor undersøke flatplatesolfangere.

### 3.2.1. Flatplatesolfanger

Flatplatesolfangere omdanner strålingseffekt til termisk effekt til en energibærer. Som vist i figur 3.4 har en flatplatesolfanger i grove trekk et dekkglass, en absorberplate, en væskekanal og en isolert bakplate. Dekkglasset minker varmetapet ved å transmittere kortbølgeinnstråling og reflektere tilbake langbølgeutstråling. Glasset reduserer også konvektive tap ved vind. Absorbatorplaten er av et materiale som har god termisk ledenevne, som oftest kobber eller aluminium. Solfangerens absorpsjonsevne kan økes ved å tilføre et antirefleksjonsbelegg eller et belegg med lav emissivitet. Energibæreren sirkulerer i væskekanalen med direkte kontakt til absorberplaten. Energibæreren er som oftest vann eller en frosthindrende væske (Chen, 2011).

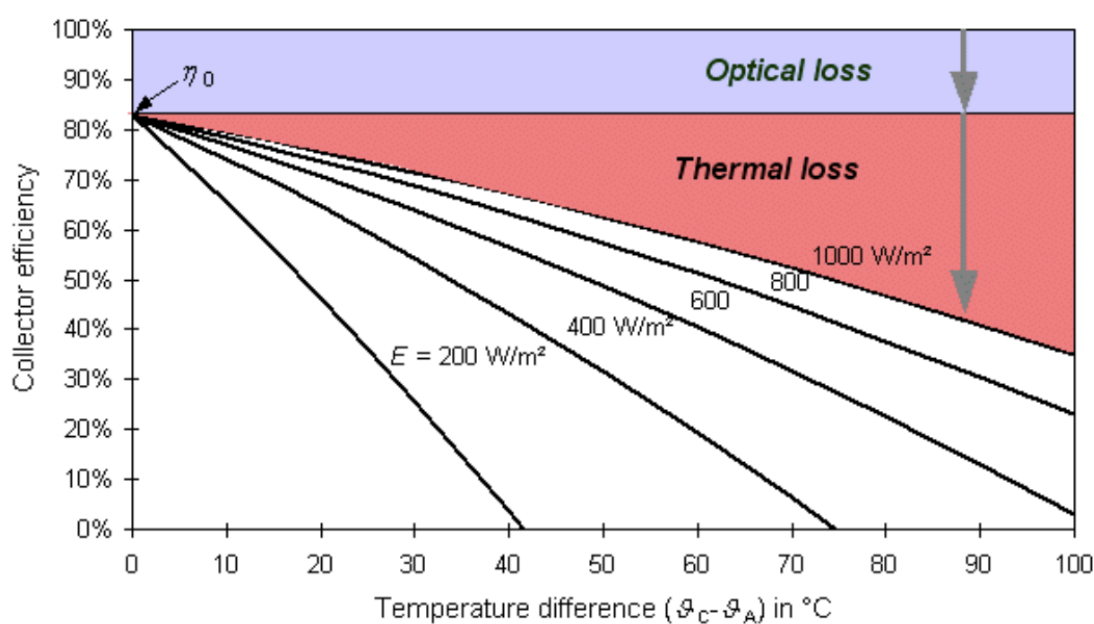


Figur 3.4: Illustrasjonen viser et tverrsnitt av en platesolfanger. De grønne pilene indikerer energiflyten i solfangeren og viser energitap og energi til forbruk (Fossdal et al., 2007).

### 3.2.2. Tap og virkningsgrad for solfangere

Det er flere tapsfaktorer for solfangere, hvor de mest toneangivende er optiske tap, refleksjonstap og konveksjonstap. De optiske tapene og refleksjonstapene er faktorer som kan justeres etter forespørsel til produsenten, men som vil påvirke prisen. Varmetapene fra solfangeren bestemmes av temperaturforskjellen mellom omgivende temperatur og solfangerens temperatur. Ettersom undersiden av flatplatesolfangeren er isolert er det oversiden som er den drivende tapsfaktoren.

Volker Quaschnig har utviklet en modell for å illustrere virkningsgraden av solfangere under ulike driftssituasjoner. Modellen i figur 3.5 viser virkningsgraden på solfangere og utviklingen av de termiske tapene når innstråling økes, og temperaturdifferansen mellom gjennomsnittlig temperatur på absorbatoren og utetemperatur varieres. Når innstrålingen økes vil virkningsgraden til solfangeren også øke. Ved økende temperaturdifferanse mellom kollektorens temperatur og omgivelsestemperaturen vil fangerens termiske tap også øke, som fører til en reduksjon av virkningsgrad. Ettersom modellen er utviklet under optimale forhold i et laboratorium vil det være naturlig å anta at solfangere i naturlige omgivelser har lavere virkningsgrader (Quaschnig, 2016).

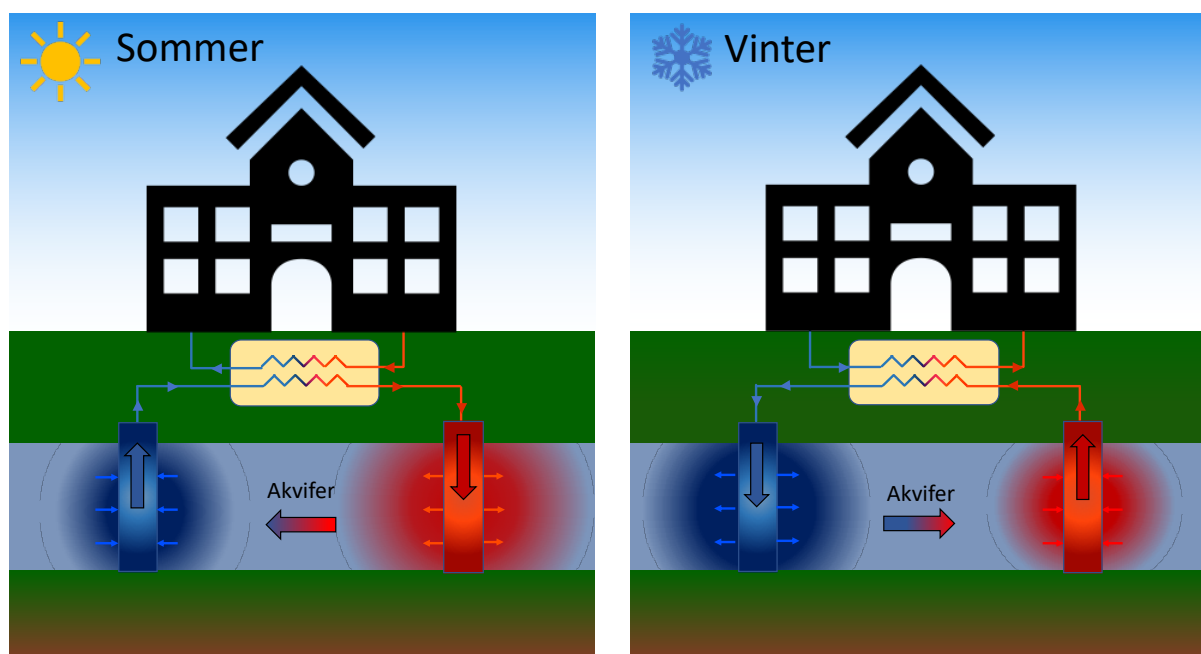


Figur 3.5: Illustrerer hvordan virkningsgraden til solfangeren varierer med innstråling og temperaturforskjeller mellom gjennomsnittlig absorbatortemperatur og utetemperatur (Quaschnig, 2004).

### 3.3. Sesonglagring

Av de underjordiske termiske sesonglagrene er det Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) og Borehole Thermal Energy Storage (BTES) som er de mest anvendte (Lee, 2013).

ATES er et system som lagrer energi i grunnformasjoner der sedimenter inneholder store mengder grunnvann, kalt akvifer. Akviferen varmes opp på sommeren og kjøles ned på vinteren. Hovedkomponentene i et ATES-system er to adskilte energibrønnpar koblet i samme grunnvannsreservoar. Om vinteren pumpes vannet i reservoaret opp til en varmeveksler, der varmeenergien blir overført til videre oppvarming. Det kalde vannet sendes tilbake til akviferens kalde side. Om sommeren reverseres retningen og kaldt vann fra grunnvannet varmes opp i varmeveksleren. Det oppvarmede vannet sendes tilbake til akviferen. Kaldt vann fra akviferen kan benyttes til frikjøling (Lee, 2013). I figur 3.6 illustreres disse prosessene.



Figur 3.6: Figurene viser sirkulasjonsmønstrene ved et ATES-system. Til venstre illustreres lading av grunnvannet og kjøling av et bygg. Til høyre vises det vinterutlading av akviferen der varmt vann sendes til bygget og kaldt vann returneres til akviferen.

Utfordringen med ATES-systemer er at de er kompliserte å konstruere og er avhengig av spesifikke grunnforhold. I forhold til BTES krever ATES mer vedlikehold og omfattende forhåndsundersøkelser av grunnforholdene. Generelt sett er BTES-systemer lettere å konstruere og drifte, trenger lite vedlikehold og har høy levetid (Lee, 2013). Det vil derfor være BTES-systemet som vil bli undersøkt i denne studien, og som heretter omtales som varmelager eller brønnpark.

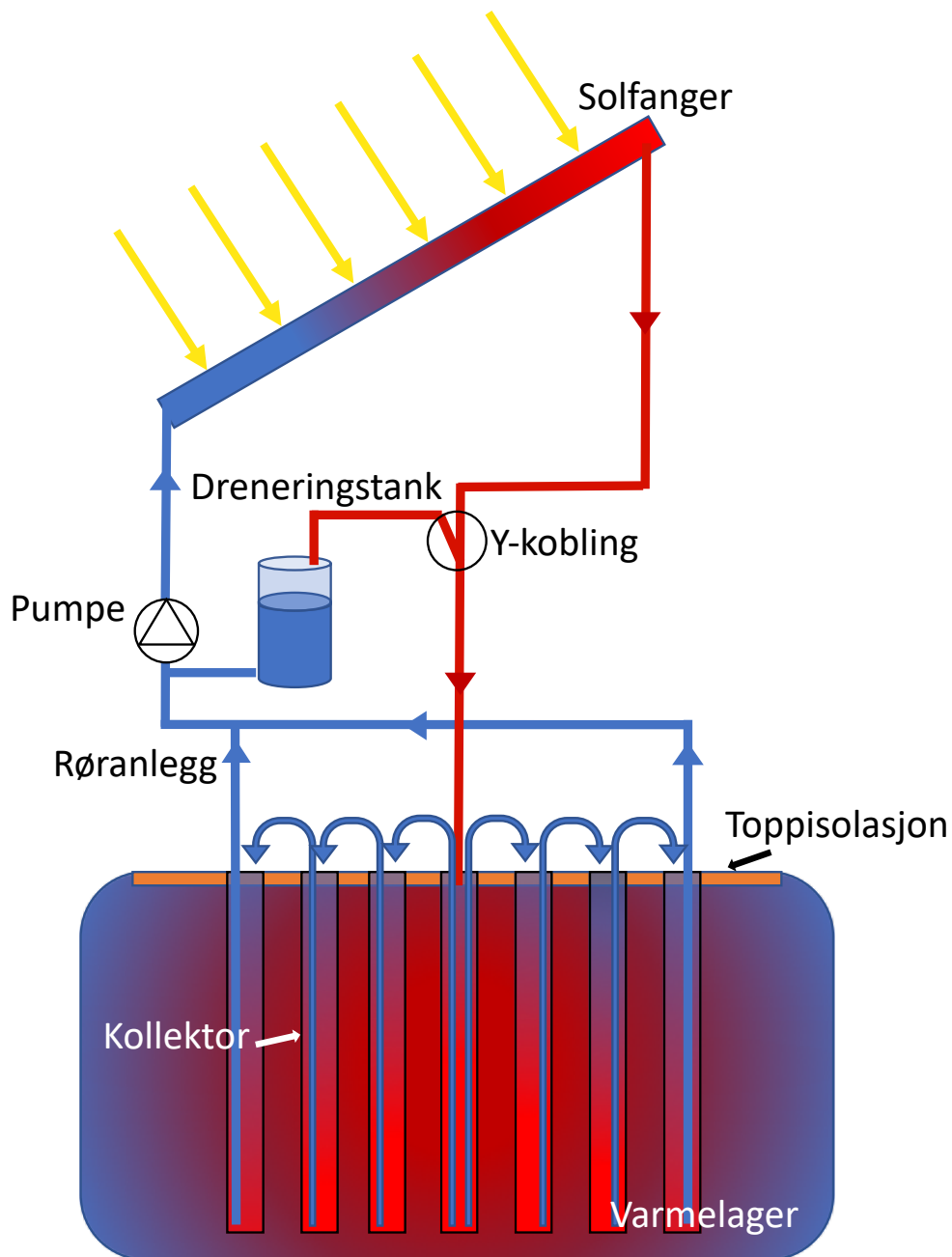
### 3.3.1. Brønnpark

Brønnparken lagrer varme om sommeren for deretter å distribuere varmen om vinteren. Dette gjøres ved å lade berggrunnen og sedimenter i bakkens volum med varme. Varmelageret lades når grunnen får tilført varme og utlades når termisk energi overføres ut av grunnen. Brønnparken er en sammensetning av flere vertikalborede brønner ned i fjellet. Disse virker som en varmeveksler mellom lageret og energibæreren. Når brønnparken lades vil den varme energibæreren sirkuleres i brønnene og overføre varme til grunnen. Ved uttak av energi reverseres denne prosessen hvor kaldt vann sirkulerer i brønnparken og absorberer varme fra grunnen (Nordell, 1994).

I et sesonglager er det tre termiske transporteringsprosesser som er vesentlige (Nordell, 1994):

1. Termisk energioverføring i hver enkeltbrønn mellom energibæreren og brønnveggen.
2. Termisk energioverføring mellom brønnen og nærliggende masser.
3. Termisk energioverføring gjennom omsluttende masser.

Et sammensatt brønnparksystem med energiproduksjon, distribusjon, sesonglagring og hovedelementer er illustrert i figur 3.7.

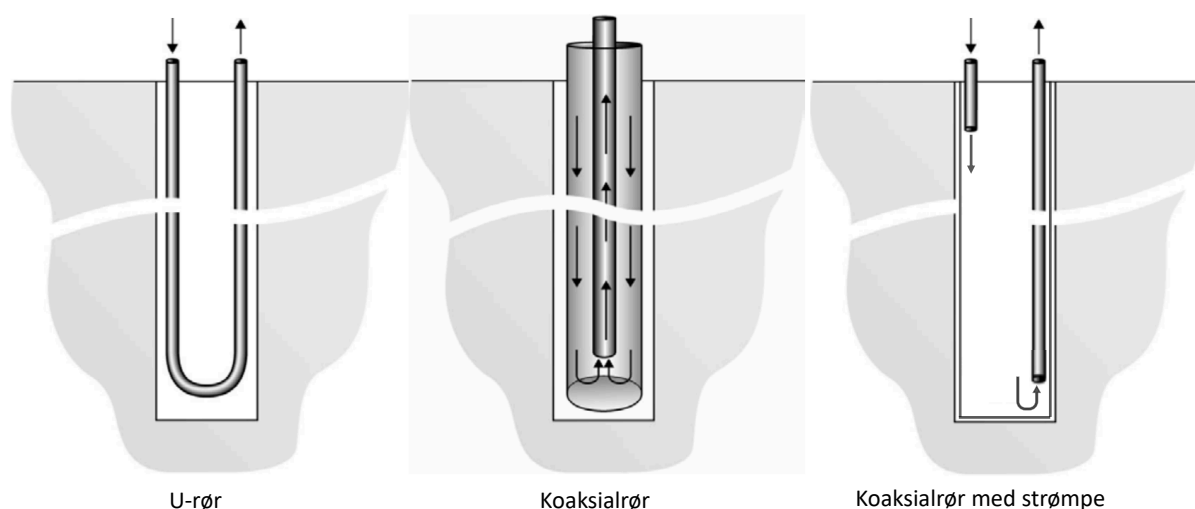


Figur 3.7: Prinsippkisse av termisk produksjon, distribusjon og lagring av solenergi. Pumpen sirkulerer vannet gjennom solfangeren og forbi y- koblingen ned i varmelageret. Vannet sirkulerer gjennom brønnene i varmelageret og returneres til pumpen. Når anlegget slås av renner vannet ut av rørsystemet og solfangeren ned i dreneringstanken via y-koblingen.

### 3.3.2. Energibrønner

Brønnparken er en matrise av enkeltstående brønner som kalles energibrønner eller kollektorer. Kollektorene opererer enten i åpent eller lukket system. I et åpent system vil energibæreren være i direkte kontakt med brønnveggen. I et lukket system vil energibæreren sirkulere i brønnene i et rørsystem eller i en strømpe uten å være i direkte kontakt med grunnen (Nordell, 1994).

Av kollektorene er de mest vanlige u-rør og koaksialrør. Som vist i figur 3.8 finnes det ulike varianter av disse, men de mest brukte er single og doble u-rør. Single u-rør består av innløps- og utløpsrør samt en fyllmasse med høy termisk ledningsevne. Doble u-rør har to inn- og utløpsrør. Et koaksialrør består av et innløpsrør og et utløpsrør omsluttet av fyllmasse (Cabeza, 2014).



Figur 3.8: Viser tre ulike energibrønner. Fra venstre: singel u-rør, koaksialrør og modifisert koaksialrør med strømpe langs ytterveggen (Gehlin, 2002; Stamgård, 2018).

Til høyre i figur 3.8 er det illustrert en variant av et koaksialrør. Denne varianten består av en fleksibel strømpe som er i direkte kontakt med ytterveggen og kalles fullkontakt kollektor. Et innløpsrør leder energibæreren inn i øverste del av kollektoren mens utløpsrøret leder energibæreren fra bunnen.



Termiske egenskaper ved kollektorer har innvirkning på brønnparkens ytelse. Derfor er det viktig å undersøke den termiske motstanden mellom energibæreren og brønnveggene ved dimensjonering av brønnparksystemer. Den termiske motstanden,  $R_{bv}$ , inngår i formelen for å regne ut den spesifikke varmeoverføringsraten,  $q_b$ :

$$q_b = \frac{T_v - T_{bv}}{R_{bv}} \quad (3.1)$$

der  $T_v - T_{bv}$  er henholdsvis differansen mellom gjennomsnittlig væske- og brønnveggtemperatur. Den spesifikke varmeoverføringsraten har benevnningen W/m og beskriver den termiske overføringsraten per meter kollektor (Gehlin, 2002).

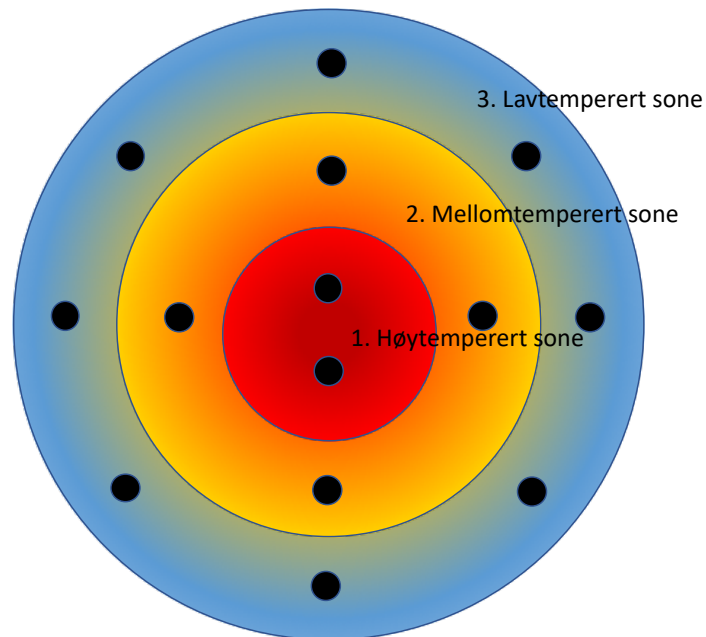
Den termiske motstanden bestemmes ved å utføre termiske responstester av brønnene. Termisk responstesting er en metode der undersøkelser av de termiske grunnforholdene gjøres på området kollektorene skal plasseres. Med lavere termisk motstand vil overføringsraten gjennom kollektoren være høy (Gehlin, 2002).

I en forskningsrapport om koaksialrør sammenlignes u-rør med koaksialrør. Rapporten antar at u-rør har en termisk motstand mellom 0,06 – 0,12 Km/W. I forsøket ble det konkludert med at koaksialrør hadde en termisk motstand på 0,03 Km/W som også kunne være lavere (Acuña & Palm, 2013).

### 3.3.3. Brønnparkens energitap og form

Det største tapsleddet i en brønnpark er de termiske tapene ut av brønnparken, drevet av konduksjon gjennom omsluttende masser. Varmeoverføringen gjennom massene utregnes ved formel (2.1). For å minke tapene ønskes faktorene i formelen å være så lave som mulig. Varmeledningsevnen ønskes å være høy innenfor varmelagerets volum, men lav utenfor, slik at ikke varmen overføres bort fra brønnparken. Ettersom varmeledningsevnen for de ulike materialene i grunnen oftest er konstante, vil brønnparkens konduktive tap i hovedsak varieres med temperaturgradienten og overflatearealet (Cabeza, 2014).

Med en høy temperaturgradient i brønnparken vil varmeoverføringsraten gjennom grunnen være høy, og tilhørende varmetap vil stige. Disse tapene kan minimeres ved å dele parken inn i soner. Ett eksempel på en soneinndelt brønnpark er vist i figur 3.9, hvor det i sentrum av parken er en høytemperert sone (HTS). Neste sone er mellomtemperert (MTS), og i ytterkant av varmelageret er det en lavtemperert sone (LTS). Den lavtempererte sonen vil ha en lav temperaturgradient mot massene rundt, og de termiske tapene ut av lageret vil derfor reduseres.



Figur 3.9: Illustrasjon av en brønnpark med tre soneinndelinger. Fra midten og utover: HTS, MTS og LTS.

Formfaktor er et begrep som beskriver brønnparkens form og defineres som:

$$\text{Formfaktor} = \frac{\text{Diameter}}{\text{Dybde}} \quad (3.2)$$

For brønnparker er det anbefalt at formfaktoren er innenfor intervallet 0,3 – 3, og den optimale formfaktoren er 1. En sylinderform med lav formfaktor vil være tynn og lang. Ved høy formfaktor vil formen være bred og kort, som en skive (Sibbitt & McClenahan, 2015).

Overflatearealet til brønnparken ønskes å være så lavt som mulig i forhold til volumet. Med overflateareal menes det totale arealet av alle flatene som veggene av brønnparkvolumet utgjør. Formen til brønnparken vil bestemme forholdet mellom overflateareal og volum. Den optimale

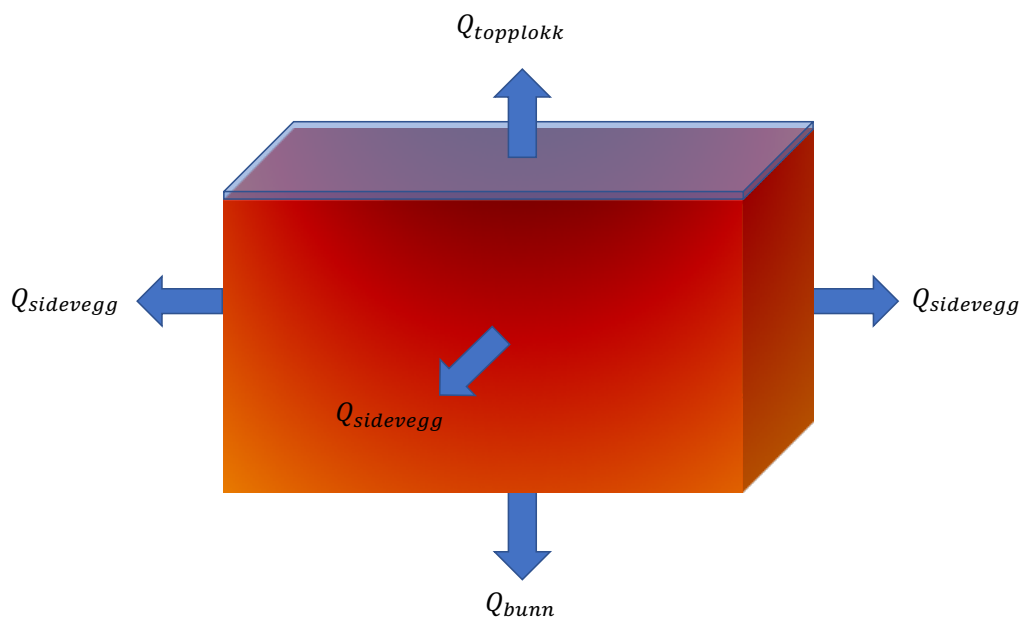
formen er en kule, men denne er lite anvendelig i praksis. Da vil det være mer aktuelt å bore en halvkule med krumningen ned. Andre former som har et godt forhold mellom overflateareal og volum er kuber eller sylindre med formfaktor tilnærmet én (Cabeza, 2014).

Store lagervolumer gir lavere relative varmetap i forhold til størrelsen. De relative konduktive varmetapene minsker ved å øke volumet til varmelageret, fordi forholdet mellom overflate og volum minsker når volumet øker. Det vil derfor være hensiktsmessig med et stort varmelager (Cabeza, 2014).

De totale konduktive tapene,  $Q_{tot}$ , til en brønnpark med rektangulær prismeform ved stabile driftsforhold er gitt ved:

$$Q_{tot} = Q_{topplukk} + Q_{sidevegger} + Q_{bunn} \quad (3.3)$$

$Q_{topplukk}$  er varmetap gjennom den isolert toppflaten,  $Q_{sidevegger}$  er tap gjennom sideveggene og  $Q_{bunn}$  er tap gjennom bunnen til brønnparken. Dette er illustrert i figur 3.10. Det isolerte topplagets varmetap bestemmes av varmeledningsevnen til isolasjonen samt varmeledningen til medier på overflaten (Cabeza, 2014).



Figur 3.10: En modell av volumet til et varmelager med piler som indikerer de konduktive varmetapene.

En annen faktor som det må tas hensyn til er tapet som oppstår på grunn av eventuelle grunnvannsstrømninger. Vannet har høyere volumetrisk varmekapasitet enn berget jf. kapittel 2.2, og vil kunne ta med seg varme fra brønnparken. Avhengig av størrelsen på brønnparken og strømningshastigheten på grunnvannet, kan varmen forflytte seg flere meter i løpet av et år (Skarphagen et al., 2019). I følge Van Meurs doktoravhandling bør det installeres en vannavstøtende vegg rundt varmelageret dersom grunnvannstrømninger overstiger en forflytting på 0,05 meter per dag. Veggene virker som en vannbarriere og kan lages av leirebergarten Bentonitt (Van Meurs, 1985).

### 3.3.4. Konfigurasjon av brønnparken

Brønnparkens konfigurasjon er bestemt ut ifra spesifikk varmeoverføringsrate mellom brønnvegg og energibærere samt energioverføring i massene.

Spesifikk varmeoverføringsrate for brønnparken definerer maksimal effektoverføring til eller fra brønnparken. Dette gir indikasjoner på lengde av kollektorer, som i tur gir føringer for avstander mellom brønner, dybde og antall brønner (Johnsson, 2017).

Når effektbehov eller tilførsel,  $P$ , er bestemt, utregnes total brønnlengde,  $l_b$  ved (Johnsson, 2017):

$$l_b = \frac{P}{q_b} \quad (3.4)$$

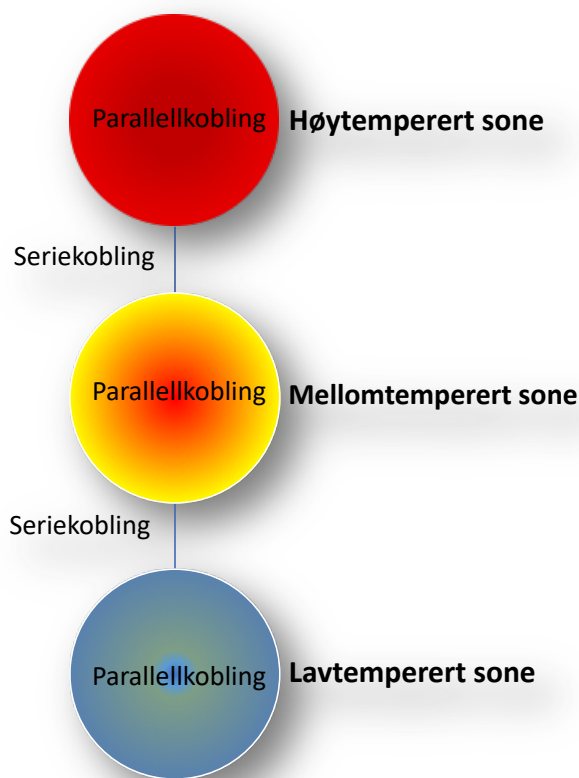
der  $q_b$  er den spesifikke overføringsraten som varierer med temperaturdifferansen mellom energibærer og berggrunn.

Avstanden mellom brønnene er også en viktig faktor når det gjelder kostnader og varmeutveksling mellom brønnene. Er brønnene for langt fra hverandre, vil de virke som enkeltbrønner, noe som betyr at de ikke vil ha noe termisk utveksling mellom hverandre. Er de for nære, vil installasjonskostnaden stige og prosjektets lønnsomhet reduseres. Vanlige avstander mellom brønnene er 2 – 5 m (Cabeza, 2014).

Under konstruksjonen av sesonglageret i Braedstrup (Danmark) ble det bestemt en minimumsavstand mellom brønnene på 3 m. Grunnen til dette er at boringen kan få horisontale avbøyninger når det bores i materialer med ulik tetthet. Denne forskyvningen kan påføre skader og kollaps av nærliggende brønner (Nielsen et al., 2012).

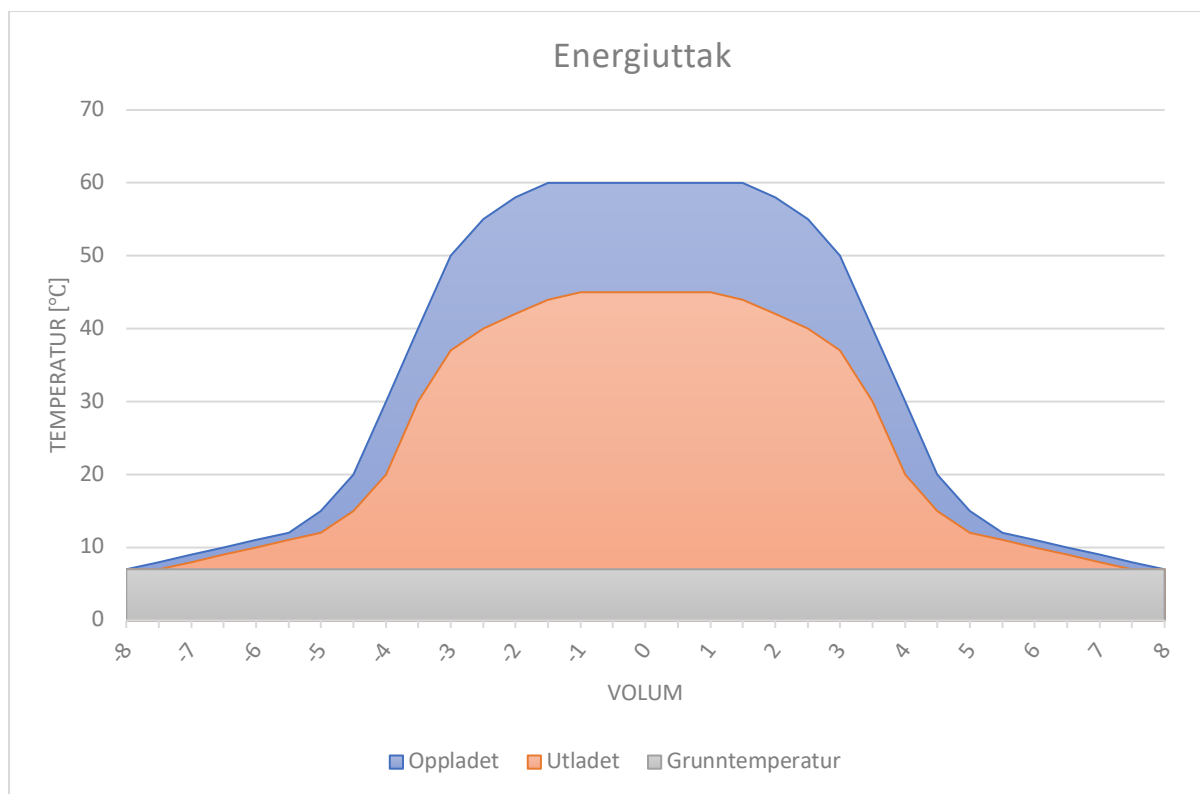
### 3.3.5. Kobling av energibrønner

Energibærerens vandring gjennom sesonglageret skjer som oftest gjennom en kombinasjon av serie- og parallellkoblinger. Brønnene innenfor hver termiske sone parallellkobles, og de termiske sonene seriekobles deretter med hverandre. Et forenklet oppsett av dette er illustrert i figur 3.11.



Figur 3.11: Illustrasjon av serie- og parallellkoblingene i- og mellom de ulike termiske sonene i en brønnpark.





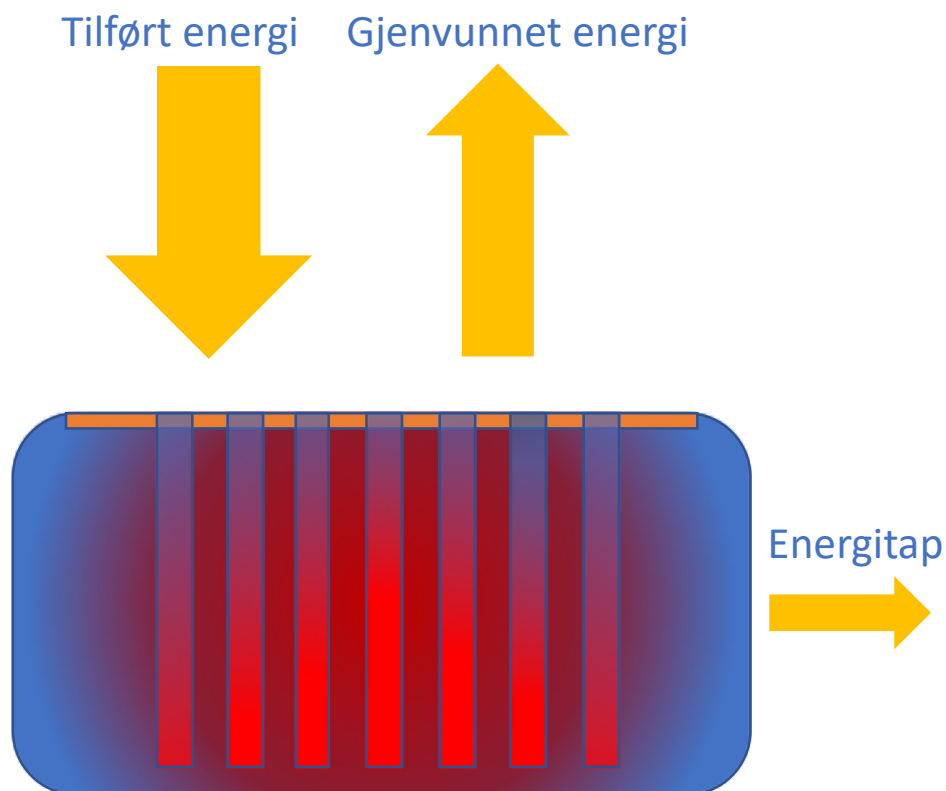
Figur 3.13: Eksempelskisse for hvordan et snitt av temperaturfordelingen i et sesonglager kan se ut i oppladet og utladet tilstand. Differansen mellom den blå og røde kurven representerer estimert årlig energitilførsel. Den grå linjen viser urørttemperaturen i bakken.

Et viktig begrep for en brønnpark i stabil tilstand er gjenvinningsgraden. Gjenvinningsgraden defineres som hvor stor andel av energitilførselen til brønnparken som kan hentes ut igjen. I følge Cabezas bok om termiske lager er gjenvinningsgraden til brønnparker med størrelse rundt 30 000 m<sup>3</sup> mellom 50 - 60%, og brønnparker med volum større enn 150 000 m<sup>3</sup> er mellom 80 - 90% (Cabeza, 2014).

I Nordells rapport om Emmaboda undersøkes et sesonglager med volum på 300 000 m<sup>3</sup>. Anlegget har vært i drift siden 2010, og i 2015 ble det predikert en gjenvinningsgrad på 75% med simuleringsverktøyet TRNSYS (Nordell et al., 2016).

### 3.3.7. Brønnparkens volum

Brønnparkens størrelse bestemmes ved å analysere energibalansen mellom tilført energi og gjenvunnet energi med tilhørende energitap, som vist i figur 3.14. Dette gir den årlige energiendringen i brønnparken.



Figur 3.14: Energibalansen for en brønnpark. Den tilførte energien tilsvarer summen av gjenvunnet energi og energitapet.

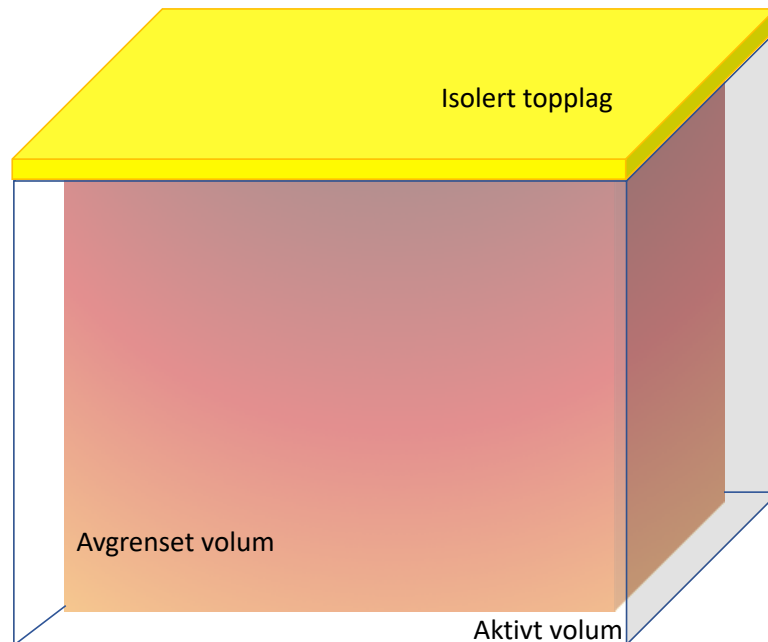
Med den årlige energiendringen,  $Q_{brønnpark}$ , utregnes brønnparkvolumet,  $V$ , ved:

$$V = \frac{Q_{brønnpark}}{C_{pv}\Delta T} \quad (3.5)$$

der  $C_{pv}$  er den spesifikke volumetriske varmekapasiteten for grunnen og  $\Delta T$  er den årlige gjennomsnittlige temperatursvingningen i parken som følge av opplading og utlading (Chen, 2011).



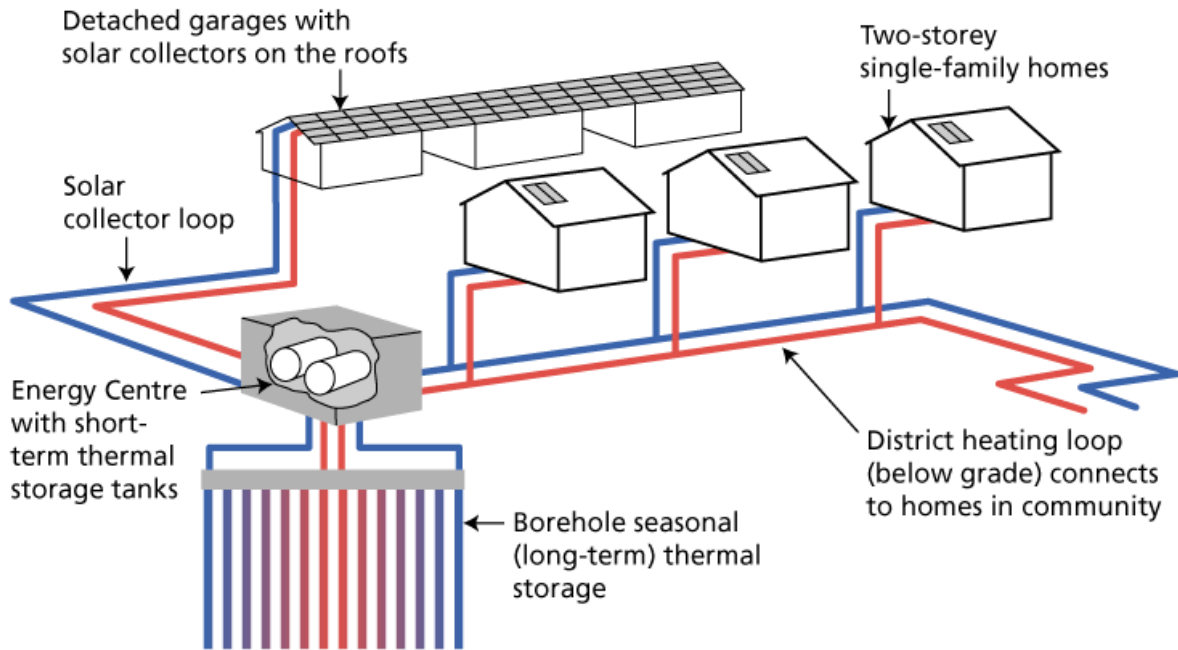
Brønnparkens volum defineres i denne oppgaven ved aktivt og avgrenset volum. Det avgrensede volumet tilsvarer volumet som er omsluttet av de ytterste brønnene. Det aktive volumet inkluderer noe av volumet utenfor de ytterste brønnene, vist i figur 3.15. Dette er fordi temperaturen utenfor brønnparken vil ha en gradient mot urørttemperaturen i grunnen.



Figur 3.15: Illustrerer avgrenset og aktivt volum for en brønnpark med isolert topplag.

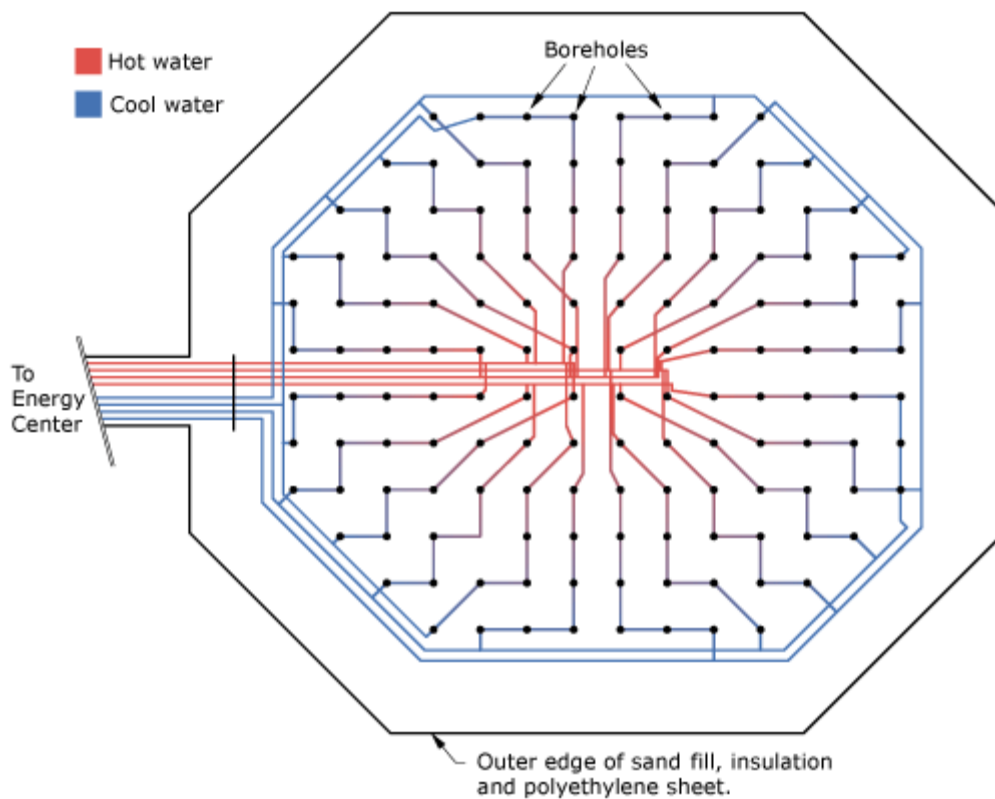
### 3.3.8. Drake Landing Solar Community – eksempel på stort anlegg i drift

Drake Landing Solar Community (DLSC) er et eksempel på hvordan et stort sesonglager fungerer for et nabolag bestående av 52 eneboliger. Anlegget som startet driften i 2007, er lokalisert i Alberta i Canada og har som mål at 90% av oppvarmingsbehovet skal dekkes av solvarme. Mellom 2010 og 2016, sto solvarme for gjennomsnittlig 96% av oppvarmingen i hjemmene. Solfangerne er plassert på garasjetakene og er koblet mot en energisentral som vist i figur 3.16. Varmtvannet blir først fraktet til to akkumulatortanker som fungerer som korttidslager. Dette er fordi brønnparken ikke har nok kapasitet til å ta imot tilstrekkelig med effekt. Dermed trengs det et korttidslager som gjør at energien leveres utover et lengre tidsrom, som fører til at effektopptaket som kreves av brønnparken blir mindre (Mesquita et al., 2017).



Figur 3.16: Illustrasjon av hvordan systemet opererer i DLSC. Solfangere er plassert på garasjetakene til eneboligene og samler energi som føres til akkumulatortankene og videre ned i brønnparken. På vinteren sirkulerer det varme vannet til eneboligene hvor de tar opp varme gjennom varmevekslere (Mesquita et al., 2017).

Selve brønnparken består av 144 borehull med en dybde på 37 m. Borehullene er koblet som en sirkel med diameter på 35 m, som vist i figur 3.17. Det varme vannet sendes inn mot sentrum av parken og avgir varme til omgivelsene på vei ut mot ytterkanten. Fra utkanten av brønnparken ledes det avkjølte vannet tilbake til energisentralen, hvor det tar opp varme før det returnerer til sentrum av parken.



Figur 3.17: Oppkoblingen av borehullene. Det varme vannet ledes inn mot sentrum hvor borehullene er seriekoblet ut mot ytterkanten av brønnparken (Drake Landing Solar Community, u.å.).

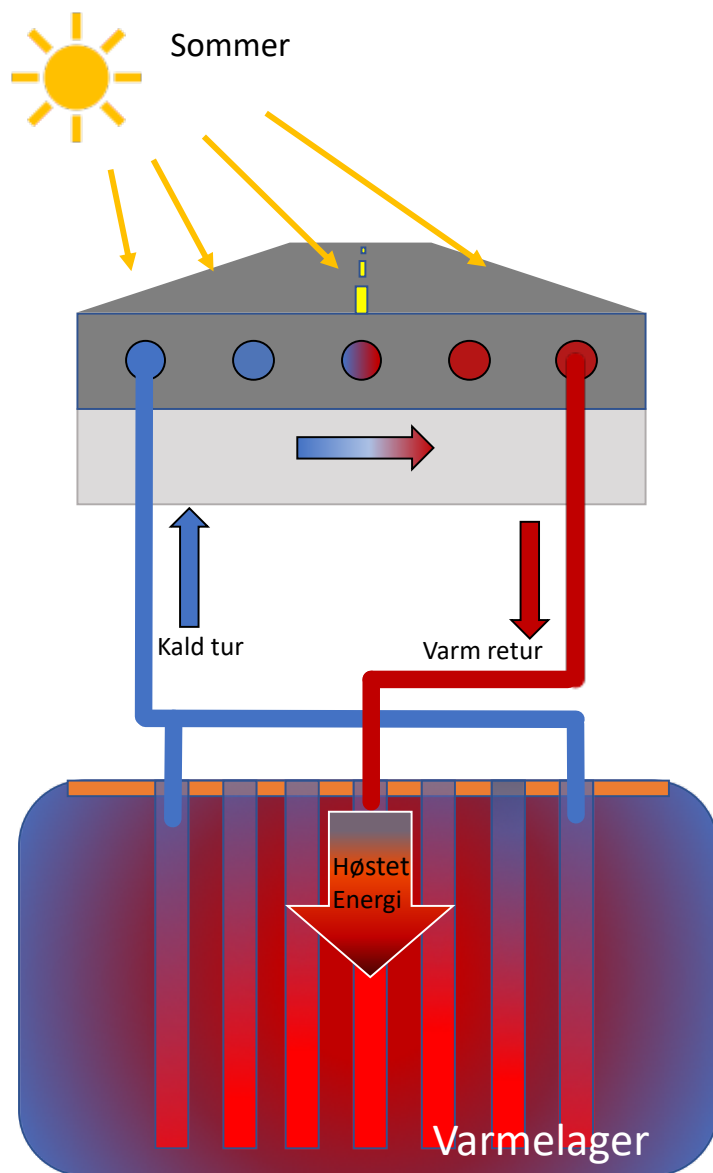
Når det er behov for oppvarming i hjemmene, føres det varme vannet ut fra midten av parken og avgir varme til hjemmene gjennom en varmeveksler lokalisert i hver enebolig. Deretter blir det avkjølte vannet ført tilbake til utkanten av brønnparken og opptar gradvis varme på vei inn mot sentrum (Drake Landing Solar Community, u.å.).

Det tok opp mot tre år før brønnparken var fullt oppladet, men ved full kapasitet holder kjernen ca. 80 °C om høsten, når parken er fulladet (Drake Landing Solar Community, u.å.).



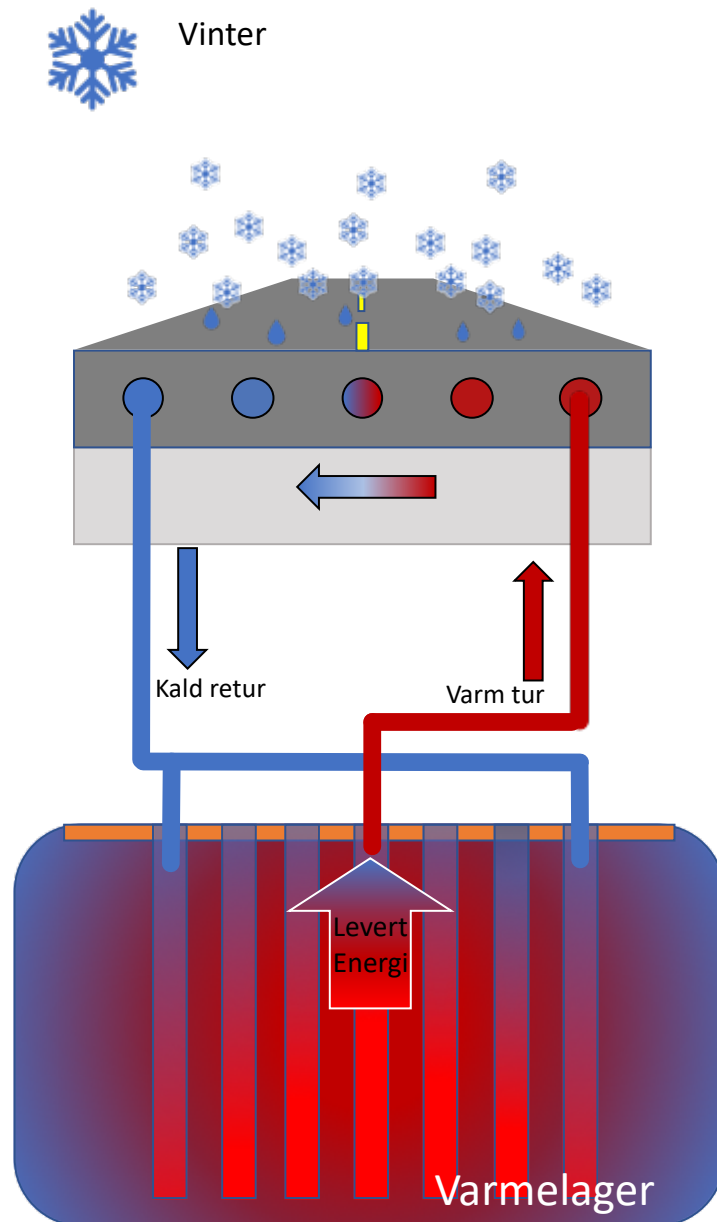
### 3.5. Veidekke med vannbåren oppvarming

Formålet med et vannbårent energianlegg for veidekker er å samle energien som absorberes av veidekket, lagre energien i et termisk lager og utnytte denne energien til snø- og ismelting om vinteren. Ved å sirkulere kaldt vann gjennom det vannbårne anlegget kan solvarmen høstes og lagres i varmelageret, som vist i figur 3.19 (Pan et al., 2015).



Figur 3.19: Systemskisse av et vannbårent anlegg med brønnpark ved innhøsting av solenergi. Solen varmer opp veidekket og energibæreren sirkulerer i anlegget og tar opp energien. Energibæreren sendes videre til varmelageret som overfører energien til grunnen.

Når vinteren kommer reverseres denne prosessen og den lagrede termiske energien benyttes til snø- og issmelting, illustrert i figur 3.20. Varmt vann pumpes opp fra brønnparken og sirkulerer i rørsystemet i veien. Den varme energibæreren overfører termisk energi til veidekket for smelting av snø og is (Pan et al., 2015).

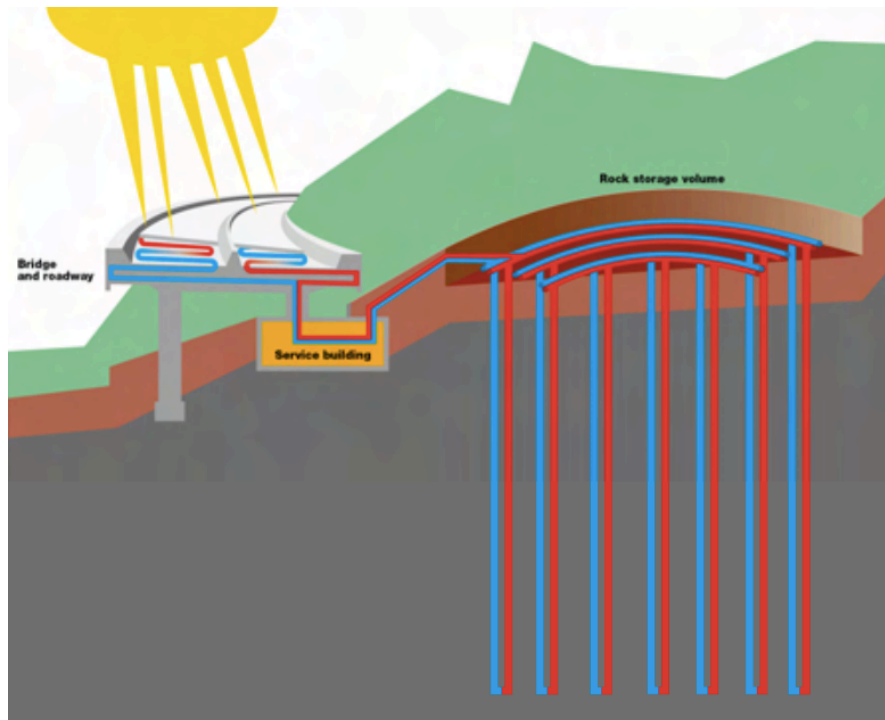


Figur 3.20: Systemskisse av et vannbårent anlegg med brønnpark ved snø- og issmelting om vinteren. Termisk energi overføres til en energibærer som overfører varmen til veidekket for snø- og issmelting.

På varme, solfylte dager kan asfaltens temperatur bli opptil 70 °C. Slike temperaturer øker slitasjen på asfalt og levetiden reduseres. Veidekker med vannbårne energianlegg vil bli nedkjølt i varme perioder og dermed øker levetiden til veidekkene. Dette vil også være med å regulere sommertemperaturen i urbane strøk. På vinteren vil gatene være snø- og isfrie (Pan et al., 2015).

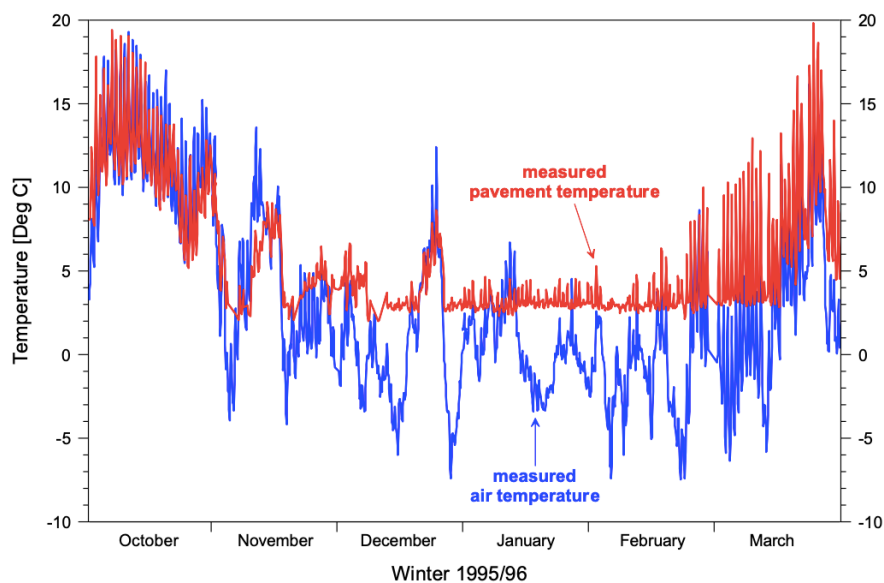
Hazami et al. utførte en eksperimentell studie av et betongveidekke på 2 m<sup>2</sup> med integrert lager og solfanger. Eksperimentet gikk ut på å se hvordan betongdekket kunne fungere som oppvarmingsmedium til varmtvannsbehovet i en husholdning. Med solinnstråling på 750 W/m<sup>2</sup> og en utetemperatur på 21 °C, konkluderte studien med en daglig effektivitet av systemet på 32%. Studien sammenliknet dette resultatet med tilsvarende solfanger/lagringsprodukter på markedet, og konkluderte med at betongveidekket med energisystemet ville være konkurransedyktig i et kommersielt marked (Hazami et al., 2010).

SERSO-prosjektet i Sveits er et vellykket vannbårent snøsmelleanlegg, vist i figur 3.21. Systemet er en kombinasjon av varmhøsting, sesonglagring og snøsmelting. Anlegget dekker et bro-areal på 1 300 m<sup>2</sup> og har et varmelager på 55 000 m<sup>3</sup>. Lageret består av 91 brønner med dybde på 65 m. Årlig driftstid er 2 000 timer fordelt på 1 000 timer for høsting av solvarme og 1 000 timer for snøsmelting. Energiforbruket varierer mye fra 30 MWh til 100 MWh, med et typisk effektforbruk på 100 W/m<sup>2</sup>. Grunnen til den store variasjonen er forskjeller i vinterværet. I følge Eugster er det mulig å høste mer varmeenergi fra veidekket om sommeren enn energibehovet for snø- og ismelting på vinteren (Eugster, 2007).



Figur 3.21: Illustrasjon av SERSO prosjektet. Fra venstre vises broen der energien innhøstet eller brukes til snøsmelting. En energibærer sirkuleres gjennom anlegget i broen, servicebygningen og videre til brønnparken (Eugster, 2007).

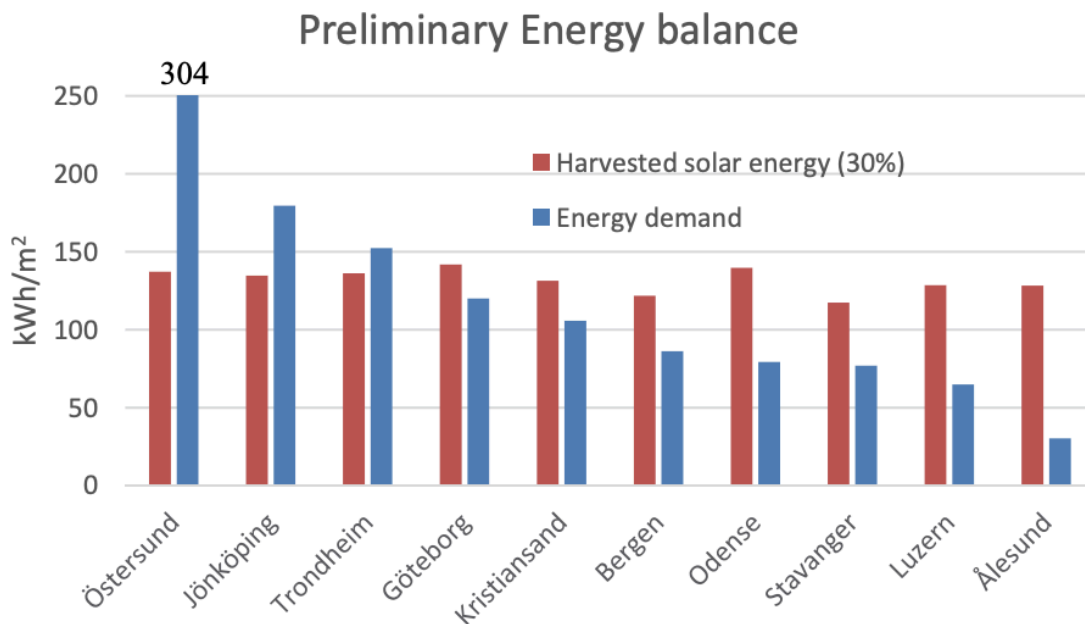
Broen holder seg snø- og isfri året rundt og temperaturen på veidekket holder seg stabilt over 0 °C. Figur 3.22 viser hvordan temperaturen i veidekket varierer i løpet av vinteren 1995/1996 (Eugster, 2007).



Figur 3.22: Temperaturen av veidekket og målt utetemperatur for vinteren 95/96. Den røde grafen viser målte temperaturer av veidekket og at temperaturen holder seg over 0 °C for dette året (Eugster, 2007).



Fra Johnssons oppgave ble det funnet at det var mulig å høste rundt 30% av solinnstrålingen med et termisk veidekke i Skandinavia. Studien konkluderte videre med at de skandinaviske landene hadde et årlig gjennomsnittlig innhøstingspotensial på 131 kWh/m<sup>2</sup> fra det vannbårne energisystemet. I figur 3.23 illustreres potensialet for høsting av solvarme i ni forskjellige skandinaviske byer. Figuren viser også antatt energiforbruk for snøsmelting i de gitte byene (Johnsson, 2017).



Figur 3.23: Viser potensialet for høsting av solvarme samt forventet energiforbruk for snøsmelting av veidekket i ni byer, hvorav ni er nordiske og en sveitsisk (Johnsson, 2017).

Innhøstingspotensialet på 30% samsvarer med Gao et al. sin eksperimentelle studie av vannbårne energianlegg for betongdekker. I studien undersøkes det innhøstingskapasiteter til betongplater med dimensjoner på 1,2 m x 0,6 m og en tykkelse på 78 mm. Tre rørsystemer med røravstand på 90 mm, 120 mm og 150 mm var støpt inn i betongplatene. Med solinnstrålinger i løpet av en dag varierende fra 300 til 1 000 W/m<sup>2</sup>, ble det konkludert med at gjennomsnittlig varmeinnsamlingseffekt for systemene var på 150 - 250 W/m<sup>2</sup>. Studien ble utført ved normale sommerforhold i Changchun, nordøst i Kina (Gao et al., 2010).

### 3.6. Styringsystem for snø- og issmelting

Et godt styringsystem for veidekker med vannbåren oppvarming reduserer energiforbruk og effektbehov. Aiwell AS er en bedrift som spesialiserer seg på energibesparende styringsystemer. Bedriften har spisskompetanse på løsninger i forhold til tette sluk, is- og snøsmelting i gater og undervarme (Aiwell, u.å.).

Med temperaturfølere i gategrunnen, snøsensorer, rimsensorer og vindmålere er anlegget designet for å minimere energi som må tilføres for å holde bakken snø- og isfri. Ved å predikere hvor mye det vil snø, forvarmer anlegget gatene som fører til en reduksjon i energiforbruk og effektbehov. Sensorer måler hvor mye det snør og tilpasser smelteeffekten etter temperatur og snømengde. Ifølge Aiwells hjemmeside anvendes 80 - 100 kWh/m<sup>2</sup> per år for å holde gatene snø- og isfrie. Aiwell sammenligner dette med andre tradisjonelle styringsystemer og mener at de kan tilby en energibesparelse på 70% (Aiwell, u.å.). I følge Aiwells markedssjef Tore Johnsen bør overføringsmediet i anlegget ha en temperatur på minst 35 °C. Johnsen estimerte at effektbehovet var 250 W/m<sup>2</sup> for anlegget ved snø- og issmelting, men presiserte at effektbehovet varierer mye etter værforholdene (Johnsen, 2020).

Referanseanlegget i Storgata i Gjøvik hadde etter første år et energiforbruk på 95,5 kWh/m<sup>2</sup>. Det var satt visse begrensninger til driften av anlegget i denne perioden, noe som førte til en reduksjon av energiforbruket. Disse begrensningene var at anlegget ble slått av ved utetemperaturer lavere enn - 12 °C og ved mye vind. Årsaken var at det i disse situasjonene er mer gunstig med konvensjonelle metoder som snømåking og strøing (Tekniske Nyheter, 2013).

### 3.7. Termisk kuldager

Teorien for et varmelager gjelder på samme måte for et kuldager, bare at lageret kjøles ned istedenfor å varmes opp. Ved å bruke en frysevæske kan det høstes kulde når det er kaldt og føre den kalde væsken ned i brønnhull. På samme måte som i et varmelager vil kollektorene utveksle varme med massene rundt kollektorene, som kjøles ned. På sommeren, når det er behov for kjøling, kan den nedkjølte væsken i lageret benyttes til direkte kjøling uten støtte av et kjøleanlegg.

Én metode som kan benyttes for å samle kulde er bruk av termiske energimittere. Disse fungerer på lignende måte som solfangere, men de avgir varme istedenfor å absorbere. Når temperaturen ute er lavere enn temperaturen på kjølevæsken i lageret, skal energibæreren sirkulere aktivt til energimitteren og dermed kjøles ned. Plasseringen til energimitterne er ikke avhengig av solen, og vil derfor ikke konkurrere med plasseringen for solfangere som høster varme, da de for eksempel kan peke mot nord på tak eller vegg.

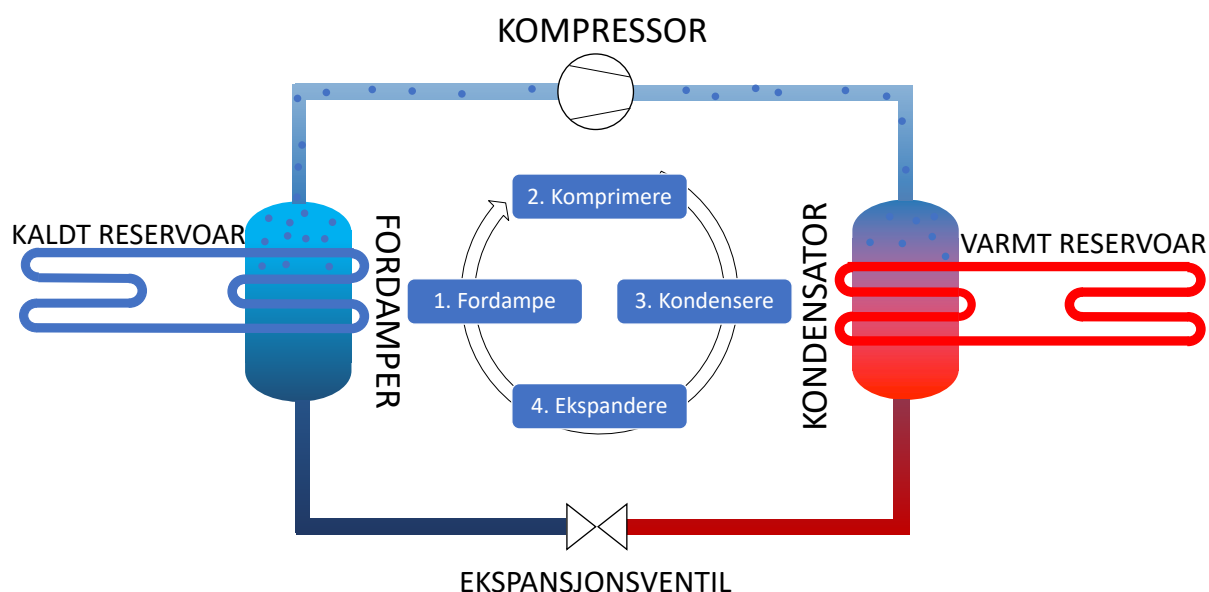
Siden temperaturen i et kuldager er nærmere urørttemperaturen for området vil en mindre temperaturforskjell føre til lavere energitap. Energitalpene i denne sammenhengen betraktes som varmen som flyter inn i lageret og øker temperaturen.

### 3.8. Varmepumpe

Formålet med en varmpumpe er å transportere varme fra et reservoar med lavere temperatur til et sted med høyere temperatur. En varmpumpe fungerer ved at trykksatte fluider øker temperaturen. Motsatt vil temperaturen synke når trykket reduseres. Varmepumper kan dermed hente energi fra ett sted, for så å levere til et annet, ved hjelp av komprimering. Komprimeringen er drevet med høyverdig energi (eksergi), som regel elektrisitet (Tipler & Mosca, 2007).

### 3.8.1. Varmepumpekrets

I en varmpumpekrets sirkulerer arbeidsmediet via fire hovedkomponenter. Disse komponentene er: fordampere, kompressor, kondensator og ekspansjonsventil, illustrert i figur 3.24.



Figur 3.24: Illustrasjon av de fire prosessene i en varmpumpekrets. Gassen fordampes ved det kalde reservoaret, komprimeres ved kompressoren og kondenseres ved kondensatoren. Ved ekspansjonsventilen reduseres trykket på væsken og prosessene gjentas.

Varmepumpekretsen er reversibel og gjennomgår følgende prosesser: Ved fordampere (1) overføres det varme til arbeidsmediet fra det kalde reservoaret ved varmeveksling. Arbeidsmediet vil fordampe og skifte fase til gass. Videre føres arbeidsmediet til kompressoren (2). Eksterne krefter komprimerer gassen, som fører til at gassens trykk og temperatur øker. Arbeidsmediet sendes deretter til kondensatoren (3). Her frigjør mediet varme ved varmeveksling til det varme reservoaret med lavere temperatur. Gassens temperatur synker og den kondenserer til væske. Den siste prosessen foregår ved ekspansjonsventilen (4). Den varme væsken sendes gjennom ekspansjonsventilen der trykket reduseres og dermed reduseres væsketemperaturen ytterligere (Stene, 2000).

### 3.8.2. Effektfaktor

Ytelsen til en varmepumpe er definert ved effektfaktoren, COP (Coefficient of Performance). COP er et forhold mellom nyttbar oppvarming eller kjøling, og tilført arbeid. Effektfaktoren kalles varmfaktor for varmepumper og kjølefaktor for kjøleanlegg. Varmefaktoren,  $COP_h$ , ønskes å være høy og utregnes ved (Tipler & Mosca, 2007):

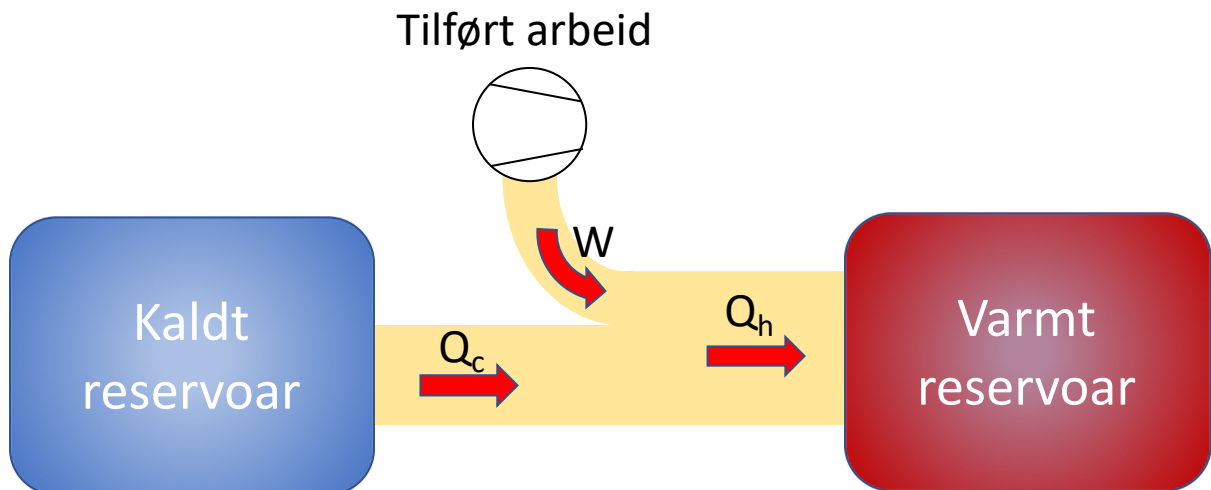
$$COP_h = \frac{Q_h}{W} \quad (3.6)$$

der  $Q_h$  er levert varme og  $W$  er tilført arbeid ved kompressoren. Dette betyr at om det leveres for eksempel 3 kW momentan oppvarmingseffekt og det tilføres 1 kW momentaneffekt, blir  $COP_h$  lik tre. Det leveres tre ganger mer termisk effekt enn det forbrukes mekanisk effekt.

Den termiske energien som er levert til varmeforbrukeren ved det varme reservoaret,  $Q_h$ , utregnes ved: (Banks, 2012):

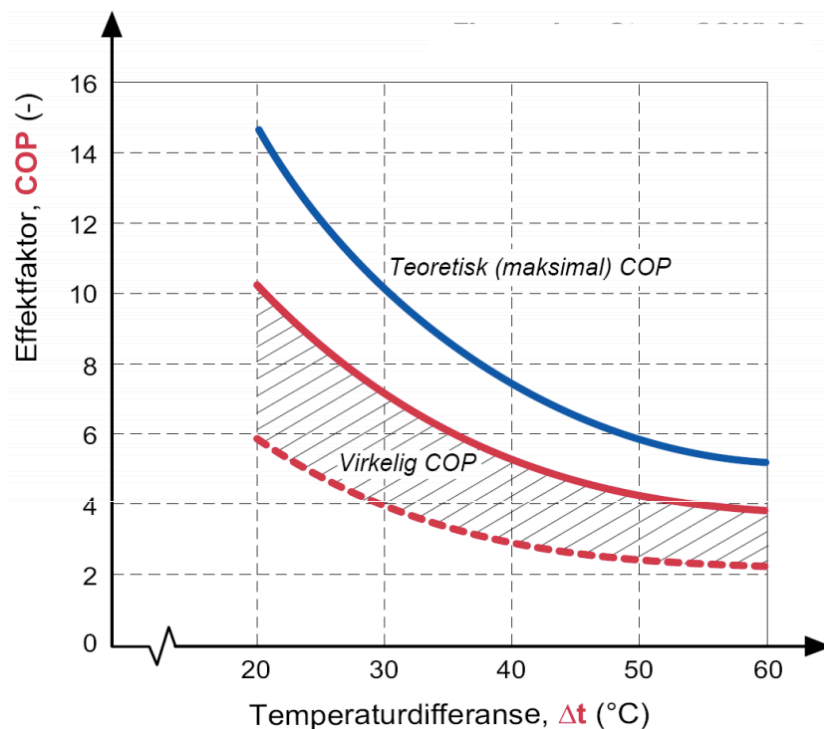
$$Q_h \approx Q_c + W \quad (3.7)$$

der  $Q_c$  er energiuttak fra varmekilden, som er det kalde reservoaret, og  $W$  er tilført arbeid. Den termiske energien som leveres til det varme reservoaret blir større enn den absorberte energien ved det kalde reservoaret. Dette er fordi det tilførte arbeidet omdannes til varme, som vist i figur 3.25 (Banks, 2012). Ett eksempel på dette er når 2 kWh energi tas ut fra det kalde reservoaret og arbeidet tilført varmepumpen er 1 kWh, leveres det 3 kWh til det varme reservoaret.



Figur 3.25: Figuren viser hvordan det tilførte arbeidet,  $W$ , leveres til varmt reservoar som varme.  $Q_h$  er termisk energi og er sammensatt av varmen tatt ut av det kalde reservoaret,  $Q_c$  og omdannet tilført arbeid,  $W$ .

Varmefaktoren vil variere etter ønsket temperaturløft. Jo høyere temperaturløft, desto lavere COP. Det er dermed gunstig med lave temperaturløft. Vanlige verdier for varmemotorer til varmpumper driftet til oppvarming, er mellom 3 og 5 (Twidell & Weir, 2015). I figur 3.26 illustreres det hvordan effektfaktoren varierer for ulike temperaturløft.



Figur 3.26: I mellom de røde kurvene illustrerer spekteret på effektfaktorer for virkelige varmpumpeprosesser i forhold til temperaturløft. Den blå kurven viser effektfaktorer for en ideell varmpumpe (Smebye et al., 2011).

Årsvarmefaktoren er et forholdstall mellom årlig avgitt varme og tilført kraft, og definerer varmepumpens årlige effektivitet. Fra Stenes forskningsrapport om varmepumper fremlegges det eksempler på hvordan årsvarmefaktorer kan variere ved ulike temperaturdistribusjoner. Dette er illustrert i tabell 3.1 og viser årsvarmefaktorer når varmekilden eller det kalde reservoaret er satt til 5 °C (Stene, 2000).

Tabell 3.1: Viser varmepumpens  $COP_h$  ved en effekt- og energidekning som er henholdsvis 50% og 90%. Gulvvarmesystem med et lavt temperaturløft har best  $COP_h$  (Stene, 2000).

Bygningskategori og maks. netto effektbehov	Gulvvarmesystem (40°C/30°C)	Lavtemperatur radiatorer (55°C/45°C)	Høytemperatur radiatorer (80°C/60°C)
Boliger (10 kW)	2,8 - 3,2	2,3 - 2,5	1,8 - 2,0
Større bygninger (200 kW)	4,0 - 4,5	3,3 - 3,6	2,5 - 2,9

### 3.8.1. Kjøleanlegg

En varmepumpe kan også drives som et kjøleanlegg. Varmepumpeprosessen optimaliseres for å hente ut varme fra området som skal kjøles. Den overflødig varmen dumpes deretter i det varme reservoaret, som gjerne er et varmelager (Stene, 2000).

For et kjøleanlegg er ytelsen definert ved kjølefactoren,  $COP_c$ , og utregnes ved (Banks, 2012):

$$COP_c = \frac{Q_c}{W} \quad (3.8)$$

der  $Q_c$  er energiuttak fra kjøleområdet og  $W$  er tilført arbeid. Kjølefactoren,  $COP_c$ , er relatert til varmefaktoren,  $COP_h$ , ved:

$$COP_c \approx COP_h - 1 \quad (3.9)$$

---

## 4. METODE

---

### 4.1. Forslag til energiløsning for Vestby sentrum

Kartet i figur 4.1, viser området oppgaven tar for seg i Vestby sentrum. Ønsket fra kommunen er å se hvorvidt en energiløsning med solfangere i samarbeid med et sesonglager kan dekke noen av kommunens energibehov. Tidligere har kommunen prosjektert et fjernvarmeanlegg som skal kjøre med høy tur-temperatur til oppvarming.



*Figur 4.1: Flyfoto av området i Vestby sentrum som oppgaven tar for seg (Norgebilder Vestby sentrum, 2020).*

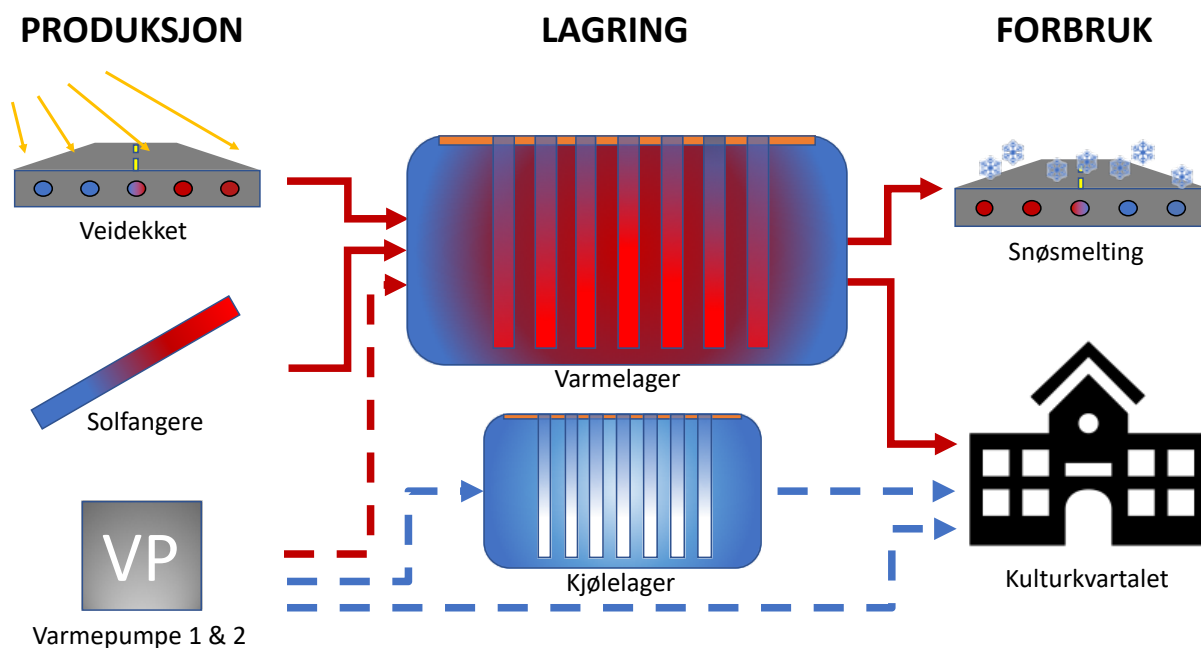


Kommunens prioriterte rekkefølge på energibehov er:

1. Gatevarme og snøsmelting til 14 000 m<sup>2</sup> kjøre- og gangvei i sentrum.
2. Oppvarming og kjøling til nytt kulturkvartal med et areal på ca. 8 200 m<sup>2</sup>.
3. Oppvarming til andre kommunale bygg i sentrum.

Hovedsakelig er det ønskelig å se om energiløsningen kan dekke smeltebehovet, da sesonglageret vil ha en mye lavere temperatur enn fjernvarmen, og da det ikke behov for høye temperaturer i et slikt system jf. kapittel. 3.6. En annen fordel med denne løsningen er at veidekket kan brukes som absorbator og lagre varmen i brønnparken om sommeren, jf. kapittel 3.5.

Videre vil oppgaven undersøke om det fins energioverskudd som kan brukes til oppvarmingsbehov i kulturkvartalet, og hvordan kjølebehovet kan dekkes. For kjølebehovet vurderes det to alternative løsninger med bruk av varmepumpe. Den ene varianten ser på mulighetene for å etablere et kuldager i sentrum av Vestby som brukes til frikjøling. Kuldageret vil nedkjøles ved at en varmepumpe henter ut varme, som deretter dumpes i varmelageret. Den andre varianten undersøker lønnsomheten ved å bruke en varmepumpe til kjøling av kulturkvartalet, forutsatt at varmen fra dette dumpes i brønnparken. I figur 4.2 er det vist et oversiktsbilde over energisystemet med produksjon, lagring og forbruk. De stiplede linjene illustrerer de to ulike varmepumpesystemene.



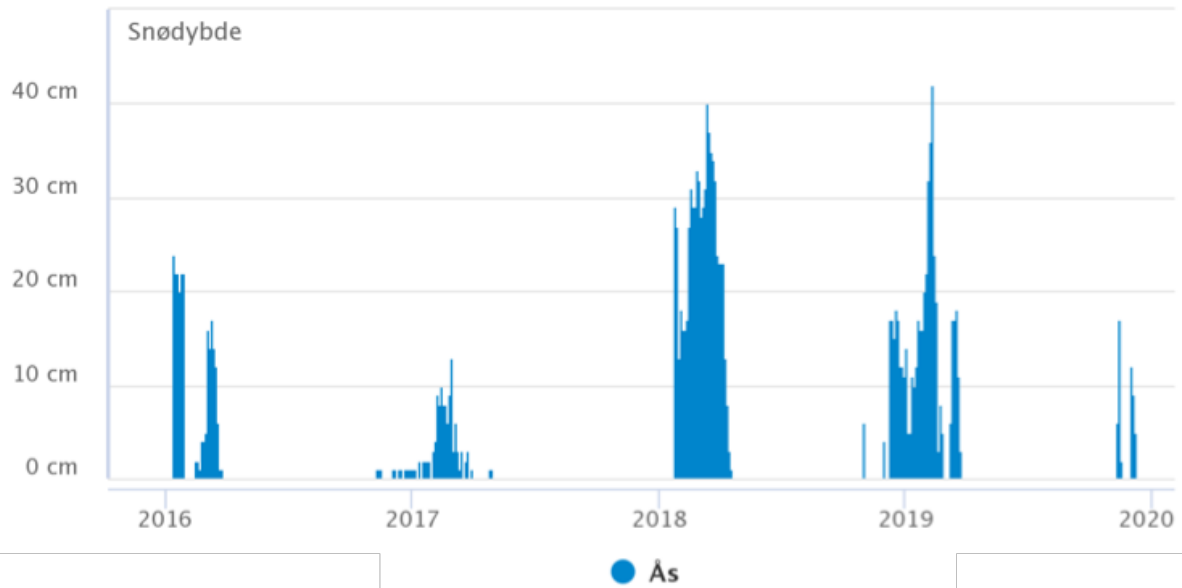
Figur 4.2: Systembeskrivelse fra produksjon til lagring og forbruk. Røde piler viser distribusjon av varmeenergi. Blå stiplede piler illustrerer to kjølemetoder av kulturkvartalet. En med kjøling fra en varmepumpe og en annen med kjøling via et kuldeler.

## 4.2. Klima og geologi i Vestby

### 4.2.1. Lokalklima

Værdata i dette kapitlet er hentet fra Norsk klimaservicesenter (*Norsk Klimaservicesenter, 2020*). Databasen til Norsk Klimaservicesenter inneholder ikke værdata fra Vestby, men det er tatt utgangspunkt i værdata fra den mest nærliggende værstasjonen i Ås.

Vestby kommune har et kontinentalklima som kjennetegnes ved lite vind og store temperaturforskjeller mellom sommer og vinter. Som vist i figur 4.3 observeres det store årlige variasjoner i størst snødybde. I 2018 og 2019 ble det målt snødybder opp mot 40 cm. I de resterende årene var den maksimale snødybden omtrent 20 cm.



Figur 4.3: Diagrammet viser målinger av snødybde i Ås for årene 2016-2020 (Norsk Klimaservicesenter, 2020).

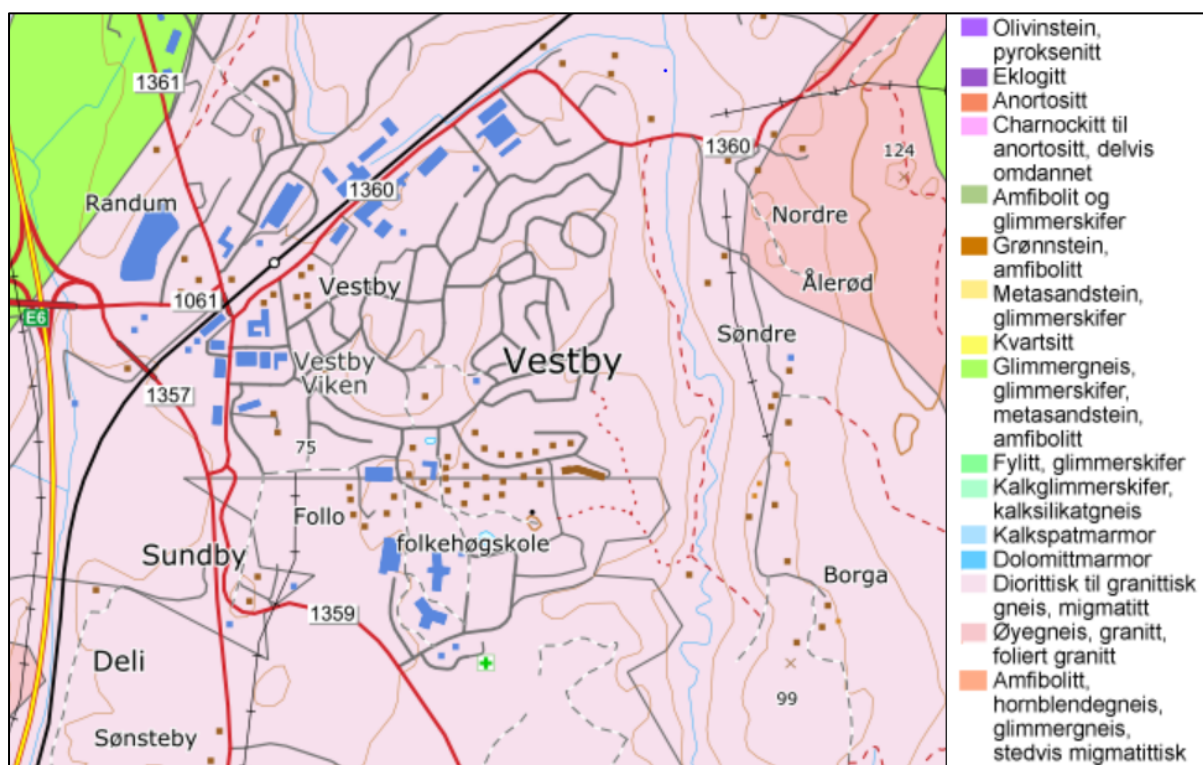
I figur 4.4 vises middeltemperaturen for Ås fra 2016 til 2020. Den årlige middeltemperaturen har en gjennomsnittlig temperaturredifferanse på omtrent 25 K. Ved visuell inspeksjon av grafen observeres det at vintrene er milde og middeltemperaturen sjeldent er under  $-5^{\circ}\text{C}$ .



Figur 4.4: Grafen illustrerer døgnmiddeltemperaturer i Ås fra 2016 til 2020 (Norsk Klimaservicesenter, 2020).

## 4.2.2. Lokal geologi

Berggrunnen under Vestby sentrum er i hovedsak diorittisk til granittisk gneis, som vist i figur 4.5. I tabell 2.1 i kapittel 2.3. fremkommer det at den volumetriske varmekapasiteten på gneis varierer fra 0,58 – 0,72 kWh/m<sup>3</sup>K. Yuriy Maystrenko fra Norges Geologiske Undersøkelse bruker i sine beregninger for gneis 0,65 kWh/m<sup>3</sup>K (Yuriy, 2020). På grunn av usikkerhet i den spesifikke volumetriske varmekapasiteten for gneisen i Vestby, tas det dermed utgangspunkt i en volumetrisk varmekapasitet på 0,60 kWh/m<sup>3</sup>K.



Figur 4.5: Oversiktskart over berggrunnen under Vestby sentrum (Norges Geologiske Undersøkelse, u.å.).

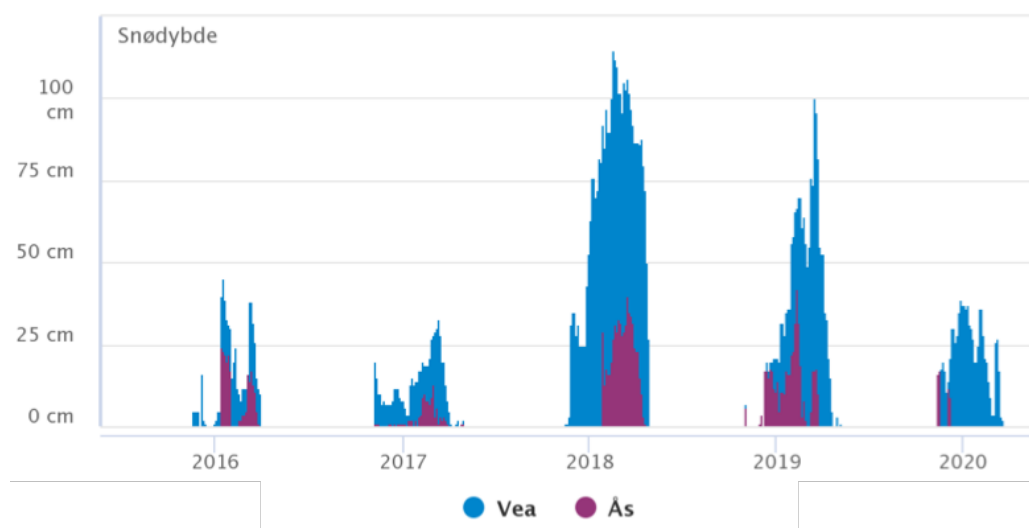
Det tas også utgangspunkt i at temperaturen i den urørte grunnen holder 7 °C, ettersom Vestby tilhører den sørlige delen av Norge jf. kapittel 2.3.

## 4.3. Energiforbruk

### 4.3.1. Snø- og issmelting

Energiforbruk av snøsmelting tar utgangspunkt i driftstall fra et referanseanlegg i Gjøvik sentrum. Anlegget anslås å ha et gjennomsnittlig årlig energiforbruk på 100 kWh/m<sup>2</sup>. Det er stor usikkerhet knyttet til dette tallet ettersom været på vinteren varierer mye fra år til år. Ifølge markedssjef hos Aiwell AS, Tore Johnsen, vil ekstra kalde og nedbørsrike vintre kunne øke energiforbruket (Johnsen, 2020).

Figur 4.6 viser målte snødybder for Veia, som ligger to mil nord for Gjøvik. Veia og Gjøvik befinner seg på samme høyde. Sammenlignes snødybdene for Ås og Veia, kan en se at Veia har større snødybder enn Ås. Det regnes derfor med at Vestby vil ha et lavere årlig energiforbruk ved smelting enn Gjøvik. For å unngå underdimensjonerings antas fortsatt gjennomsnittlig årlig energiforbruk ved snø- og issmelting til å være 100 kWh/m<sup>2</sup> for gater og veier i Vestby. Området i Vestby sentrum som skal holdes snø- og isfritt er på 14 000 m<sup>2</sup>, og årlig forventet energiforbruk for å oppnå dette er dermed 1,4 GWh.



Figur 4.6: Snødybder målt for Veia og Ås i perioden 2016 - 2020. Veia som er den nærmeste værstasjonen til Gjøvik vist ved de blå søylene. Veia har større målte snødybder enn Ås hvert eneste år (Norsk Klimaservicesenter, 2020).

### 4.3.2. Kulturkvartalets varmebehov

Ettersom kulturkvartalet er i prosjekteringsfasen er det ingen driftstall å gå ut ifra, men det er gjort simuleringer og beregninger som gir en god indikasjon på energiforbruket. Sweco har utarbeidet en energirapport for kulturkvartalet, og det er derfra informasjonen i dette avsnittet er hentet (Hansen, 2020).

Kulturkvartalet er inndelt i to bygningskategorier. Kulturbygget i 1 - 3. etasje utgjør ca. 6 500 m<sup>2</sup> og kontordelen i 4. og 5. etasje utgjør ca. 1 700 m<sup>2</sup>. Simuleringene gir varmebehovene som vist i tabell 4.1:

*Tabell 4.1: Simulert oppvarmingsbehov for kulturkvartalet. 1 – 3. etasje regnes som kulturbygg og utgjør ca. 6 500 m<sup>2</sup>, mens 4. og 5. etasje regnes som kontorbygg og utgjør ca. 1 700 m<sup>2</sup>.*

<b>Bygningstype</b>	<b>Årlig oppvarmingsbehov [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Totalt [MWh/år]</b>
Kulturbygg romoppvarming	51,9	337
Kulturbygg ventilasjonsvarme	9,9	64
Kontorbygg romoppvarming	18,2	31
Kontorbygg ventilasjonsvarme	8,6	15
<b>Totalt</b>		<b>447</b>

Det totale årlige oppvarmingsbehovet for kulturkvartalet forventes å bli ca. 450 MWh. Det er viktig å påpeke at disse estimatene er gjort før detaljprosjektering, og at tallene vil endre seg med nye planer og endringer.

### 4.3.3. Kulturkvartalets kjølebehov

Med utgangspunkt i samme rapport som ble brukt for å beregne oppvarmingsbehovet til kulturkvartalet, blir det gjort estimater for kjølebehovet for samme bygg (Hansen, 2020). Anslagene er vist i tabell 4.2.

Tabell 4.2: Simulert kjølebehov for kulturkvartalet. Kulturbyggdelen utgjør ca. 6 500 m<sup>2</sup> og kontorbyggdelen utgjør ca. 1 700 m<sup>2</sup>.

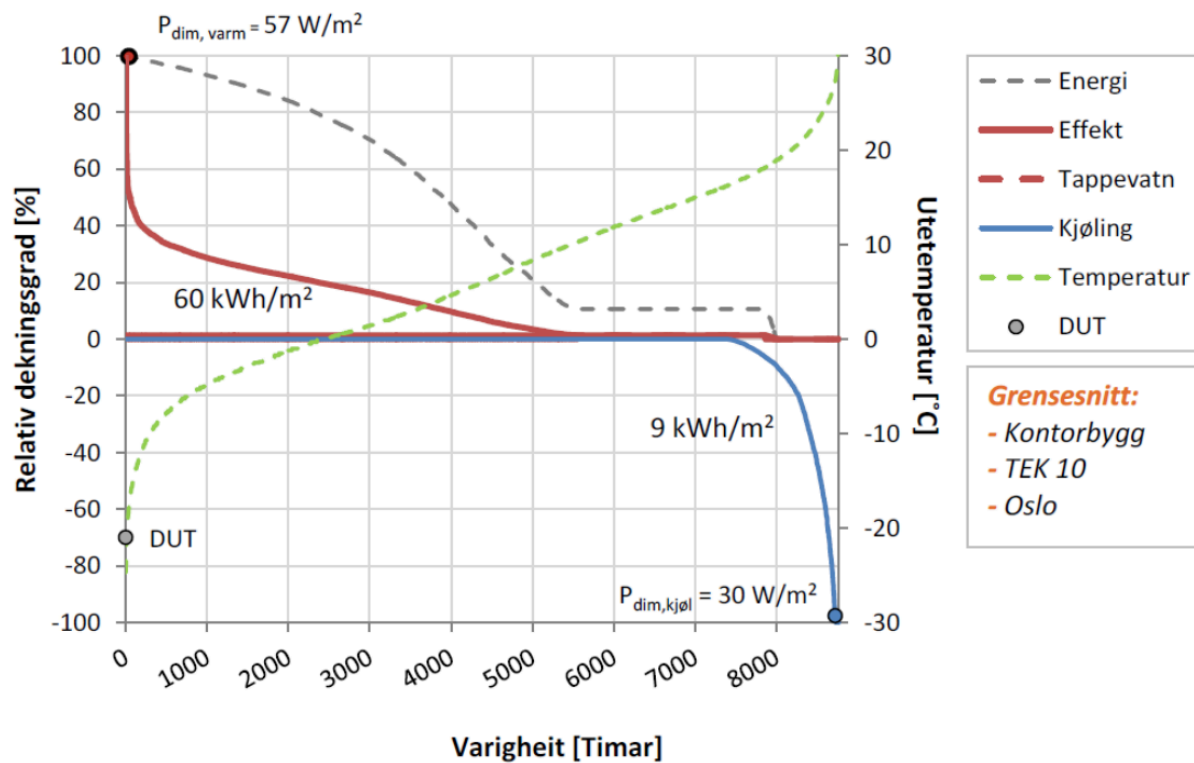
Bygningstype	Årlig kjølebehov [kWh/m <sup>2</sup> ]	Totalt [MWh/år]
Kulturbygg ventilasjonskjøling	8,5	55
Kontorbygg ventilasjonskjøling	7,0	12
<b>Totalt</b>		<b>67</b>

I denne oppgaven velges det å bruke 10 kWh/m<sup>2</sup> som forventet kjølebehov for å ha en sikkerhetsmargin. Dermed settes det totale årlige kjølebehovet til 82 MWh.

### 4.3.4. Kulturkvartalets effektbehov

Kulturkvartalets effektbehov er estimert etter COWIs rapport om bygningers effekt- og energibehov (Stene & Smedegård, 2013). Rapporten fremlegger et eksempel på et effekt-varighetsdiagram for oppvarming og kjøling av et kontorbygg på 3 600 m<sup>2</sup> med 3 etasjer, som vist i figur 4.7. Kontorbygget er bygget under byggteknisk forskrift (TEK) 10-standard og beregnet for et Oslo-klima. Dersom relativ dekningsgrad av oppvarmingsbehovet er 100%, blir den dimensjonerende oppvarmingseffekten 57 W/m<sup>2</sup>, ifølge den røde grafen i figuren. Kulturkvartalet skal bygges etter TEK 17-standard og oppvarmingsbehovet vil bli lavere enn for kontorbygget i eksemplet. Derfor estimeres den dimensjonerende effekten til å være 50 W/m<sup>2</sup> for kulturkvartalet i denne oppgaven.

Når det gjelder kulturkvartalets dimensjonerende kjøleeffekt antas effekten å være lik som for kontorbygget. Den blå kurven for kjøling i figur 4.7 illustrerer hvordan kjølebehovet varierer gjennom året, hvor den dimensjonerende kjøleeffekten er  $30 \text{ W/m}^2$ . Ettersom 100% av kjølebehovet til kulturkvartalet skal dekket, brukes  $30 \text{ W/m}^2$  som dimensjonerende kjøleeffekt videre i oppgaven.



Figur 4.7: Effekt-varighetsdiagram for kjøling og oppvarming av et kontorbygg på  $3\,600 \text{ m}^2$  med tre etasjer. Horisontalaksen viser timene i løpet av år. Vertikalaksen til venstre indikerer prosentvis dekningsgrad av kjøling og oppvarming. Den grønne grafen viser timene med gitte temperaturer, relatert til utetemperaturaksen til høyre. Rød kurve viser at det er oppvarmingsbehov omtrent 5 000 timer i året og en maksimaleffekt  $57 \text{ W/m}^2$  kun noen få timer i året. Kjølebehovet er omtrent 1 000 timer i året (Stene & Smedegård, 2013).



### 4.3.5. Totalt energiforbruk

Oppsummering av de totale energibehovene for Vestby sentrum er vist i tabell 4.3.

Tabell 4.3: Oppsummering av oppvarmings- og kjølebehov for Vestby sentrum.

Forbruk	Årlig termisk energibehov [MWh/år]
Oppvarming av vei	1 400
Oppvarmingsbehov kulturkvartal	450
<b>Totalt oppvarmingsbehov</b>	<b>1 850</b>
<b>Kjølebehov kulturkvartal</b>	<b>82</b>

## 4.4. Energiproduksjon

### 4.4.1. Varme fra solfangere

Innstrålingsdata blir innhentet ved bruk av PVsyst, et program som brukes for å simulere solinnstrålingsverdier. Programmet bruker værdata fra databasen Meteonorm, som henter data fra 1 200 forskjellige målestasjoner, over hele verden. For å estimere data for valgt lokasjon, interpoleres det mellom de tre nærmeste stasjonene. PVsyst er opprinnelig designet for bruk av solceller, men i denne oppgaven velges parameterne for solceller tilfeldig og kun innstrålingsdata brukes. I verktøyet kan det lages en 3D-modell av byggene det er aktuelt å sette solfangere på, og dermed se hvordan de eventuelt vil skygge for hverandre over året. Byggene er en del forenklet og tegnes som bokser, da det er skyggene disse kaster som er relevant. Det er mulig å legge inn en skyggeprofil for horisonten i PVsyst, men ettersom det er minimalt med høye topper som skygger i Vestby sentrum, er det valgt å se bort fra dette. Simuleringene gjøres ved alternativene «Project Design» og «Grid Connected». Dette er fordi systemet er forenklet i motsetning til et «Stand Alone»-system (PVsyst, u.å.).

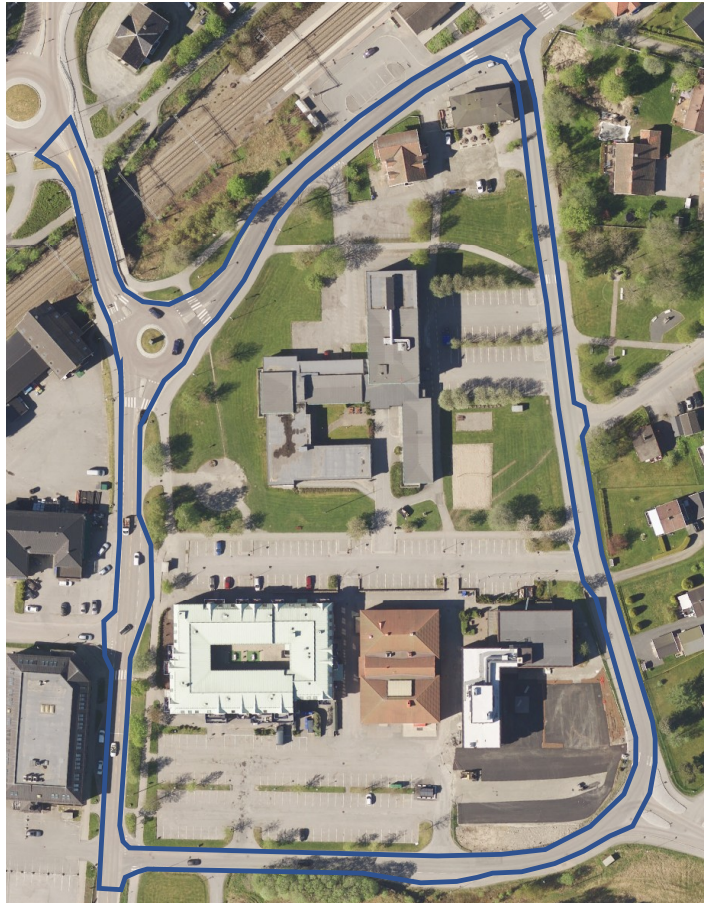
Ved å sette opp et tenkt scenario i PVsyst der både bygninger og solfangere er tegnet inn, vil simuleringen gi data om hvor mye skygging og solinnstråling fangerne vil utsettes for. Innstrålingstallene brukes dermed for å bestemme hvor stor andel fangerne klarer å ta opp. Med solfangerareal, innstråling og virkningsgrad kan dermed forventet årlig energiproduksjon bestemmes.

Virkningsgraden for solfangerne er svært vanskelig å fastslå fordi den varierer med solinnstrålingen over året. Virkningsgraden blir også påvirket av ønsket temperatur på mediet, hvor høyere temperaturer gir lavere virkningsgrad, som vist av Quaschnings kurve i figur 3.5. Det er vanlig å regne med at solfangerens virkningsgrad for et år med solinnstråling kan bli ca. 50%, noe denne oppgaven bruker som utgangspunkt.

#### 4.4.2. Innhøsting fra veien

Fra Johnssons studie av veidekker med vannbårent energisystem er det presentert innhøstingspotensialer i de skandinaviske landene. Studien konkluderer med at veidekker med dette systemet i Skandinavia kan produsere ca. 130 kWh/m<sup>2</sup> termisk energi årlig. Oppgaven tar utgangspunkt i dette estimatet i videre beregninger (Johnsson, 2017). Effektleveransen fra det vannbårne energianlegget for veidekket er estimert til å være 100 W/m<sup>2</sup> ved innhøsting.

Innhøstingsarealet fra veidekket i Vestby er redusert med tanke på snø- og issmeltingsområdet. Grunnen til dette er at det er prosjektert at fortauet skal dekkes med 30 cm tykke granittheller, samt at sykkelvei skal dekkes med rød asfalt. Tykke granittheller og rød asfalt vil ha lavere overføringsrate til energibæreren i forhold til svart asfalt, på grunn av lavere absorpsjonsevner, samt at større tykkelse gir større termisk motstand. Det er også estimert en reduksjon i innhøstingsareal på grunn av skygging fra bygg og vegetasjon. Med dette i betraktning er innhøstingsarealet estimert til å være 7 000 m<sup>2</sup>, som vist i figur 4.8.



Figur 4.8: Innenfor det blå området viser det aktuelle innhøstingsarealet med svart asfalt (Norgebilder Vestby sentrum, 2020).

#### 4.4.3. Energiproduksjon fra varmepumpesystem

I denne oppgaven vurderes det to alternative varmepumpesystemer som begge skal dekke kjølebehovet til kulturkvartalet. Kjølebehovet blir dermed dimensjonerende for varmepumpene, mens varmen som hentes ut skal sendes til varmelageret.

I det ene systemet er det tenkt at et kuldager skal dekke kjølebehovet ved direkte kjøling. Dermed må kuldagerets gjenvinningsgrad være med i dimensjoneringen. Det vil si at varmepumpen må hente ut mer varme fra kuldageret enn kjølebehovet på 82 MWh. Som følge av dette vil systemet levere mer varme til varmelageret enn systemet uten kuldager. For å finne varmeleveransen til varmelageret må gjenvinningsgraden til kuldageret og effektfaktoren til varmepumpen bestemmes.

I systemet uten kuldager vil kjølebehovet til kulturkvartalet være dimensjonerende. For dette systemet må brukstiden for kjøleperioden bestemmes, samt effektfaktoren for varmepumpen. Etter at varmeuttaket og effektfaktoren er bestemt for begge systemene, beregnes varmeleveransen til varmelageret med formel (3.7) og (3.8).

## 4.5. Plassering av sesonglagre og solfangere

### 4.5.1. Plassering av varmelager

Det er ønskelig at plasseringen for brønnparken skal ligge under den planlagt etablerte rådhusparken, som vist i figur 4.9. Dette vil begrense frihetsgraden for utformingen av topparealet for brønnparken.

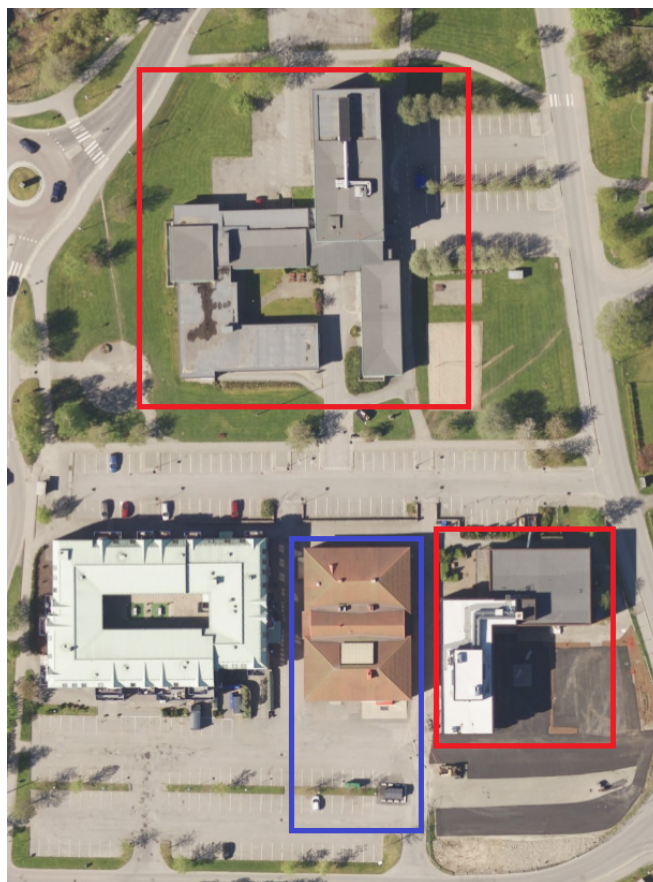


Figur 4.9: Det røde rektangelet viser plasseringen av den nye rådhusparken. Maksimal bredde av brønnparken i retning nord-sør er 35 m. Lengden kan befinne seg innenfor grensene øst-vest som er ca. 120 m (Norgebilder Vestby sentrum, 2020).

Kortsiden på parken blir dimensjonerende for brønnparken og gjør at det ikke er mulig med en uniform brønnpark som gir best formfaktor jf. kapittel 3.3.3. Det er målt at denne kortsiden er ca. 37 m. I brønnparkens dimensjonering tas det dermed utgangspunkt i en kortside på 35 m. Det er planlagt at et vannreservoar for dreneringen av det prosjekterte kulturkvartalet skal plasseres i dette området, men denne er dog av mindre størrelse og det kan således gjøres plass til både brønnpark og vannreservoar.

#### 4.5.2. Plassering av solfangere

Plasseringen av solfangerne er avhengig av forskjellige variabler. Hovedsakelig vil solinnstrålingen på fangerne optimaliseres, men dette må også vurderes opp mot tilgjengelige takflater, samt de visuelle og økonomiske aspektene. I dette tilfellet er det ønsket at solfangerne plasseres på kommuneide bygg ettersom det ikke oppstår leiekostnader. Vestby kommune har stilt takene innenfor de merkede områdene til rådighet, som vist i figur 4.10.



Figur 4.10: Viser rådhuset og NAV-bygget i rødt, det nye kulturkvartalet skal plasseres i det blå området. Disse takflatene er stilt til rådighet for plassering av solfangere (Norgebilder Vestby sentrum, 2020).

Solfangere høster mest solenergi dersom de er rettet rett mot sør jf. kapittel 2.2. I figur 4.10 peker sør rett nedover, og det vil dermed bli god effektivitet på solfangerne. Rådhuset, det mest nordliggende bygget, har variable takhøyder. Dette kan dog utnyttes ved å plassere solfangere direkte på veggen, om mulig. Solfangere plassert på veggen vil redusere det termiske presset på bygningen, slik at kjølebehovet reduseres. På NAV-bygget nede til høyre i figur 4.10 er det montert et stort ventilasjonsanlegg, som reduserer tilgjengelig takflate. På kulturkvartalet blir det også flere nivåinndelinger på taket. Kulturkvartalet er fortsatt på prosjektstadiet og det er usikkert hvor stor del av takflaten som skal være sedumtak.

Når det gjelder plassering av solfangere på takene er det som nevnt flere variabler som må tas hensyn til. Vinklingen av fangerne vil gi utslag på innstrålingen som treffer flaten. Dette må vurderes opp mot hvor synlig det ønskes at solfangerne skal være fra bakkenivå. Selv om den optimale vinklingen for maksimal innstråling på sommeren (april – september) vil være mellom 30 – 40 grader, ifølge PVsysts optimalisering, kan vinklingen reduseres av hensyn til visuelle forhold.

En annen ting som må vurderes er lengden på solfangerne. Dette har igjen noe med det visuelle aspektet å gjøre, men avgjør også skygging av radene bak og dermed antall rader. Etter samtaler med en aktuell solfangerprodusent, Inaventa Solar AS, er det blitt anbefalt å ikke ha en lengde over 3 m i dette scenariet. Dersom fangerne blir lengre enn dette, kan det oppstå problemer med store vindkrefter. En lengde på 3 m gjør at solfangerne ikke blir for synlige fra bakkenivå. Oppgaven bruker en lengde på 3 m og en vinkling på 25 grader som utgangspunkt (Rekstad, 2020).

Videre er det begrenset hvor nøyaktig plasseringene av solfangerne kan gjøres på nåværende tidspunkt. Den største takflaten som er gjort tilgjengelig er på kulturkvartalet. Plasseringene som gjøres i PVsyst er brukt for å få gode estimater for tallene på solinnstråling.



### 4.5.3. Plassering av kuldelager

Nordvest for rådhuset er det planlagt et torg. Dette kan være aktuelt for plasseringen av kuldelageret, som vist i figur 4.11. Grunnlinjen på figuren er omtrent 50 m lang.



*Figur 4.11: Den røde figuren viser den planlagte plasseringen av torget. Området er aktuelt for plassering av kuldelageret (Norgebilder Vestby sentrum, 2020).*

## 4.6. Brønnparken

### 4.6.1. Brønnparkens form og volum

Som nevnt i kapittel 4.5.1 vil brønnparkens plassering være under den planlagte rådhusparken og dermed blir brønnparkens toppareal begrenset av rådhusparkens areal. Særlig gjelder dette kortsiden på 37 m. På grunn av disse begrensningene vil brønnparkens toppareal ha en rektangulær form som følger rådhusparkens form.

Volumet til brønnparken bestemmes etter formel (3.5) og er avhengig av den årlige energitilførselen, spesifikk volumetrisk varmekapasitet og årlig temperatursvingning i sesonglageret. Sesonglagerets gjennomsnittlige årlige temperaturdifferanse mellom utladet og oppladet tilstand er for beregningene satt til 20 K.

Når volumet er utregnet divideres dette med den satte kortsiden av brønnparken før langsiden og dybden kan bestemmes. For brønnparker av størrelser som denne, vil formfaktoren holdes relativt stabilt dersom dybden og langsiden har ulike lengder. Dermed kan disse lengdene bestemmes ut ifra andre ønskende faktorer. I dette prosjektet er det ønskelig at dybden er lengre enn langsiden, ettersom det kan gi mulighet for utvidelse i fremtiden.

#### 4.6.2. Brønnparkens gjenvinningsgrad

I prosjekteringsfasen av brønnparker estimeres gjenvinningsgrad som regel ved hjelp av simuleringsverktøy og termisk responstesting av grunnen. Dette er ikke gjennomført på nåværende tidspunkt i Vestby sentrum. Det er derfor vanskelig å si noe spesifikt om grunnens termiske egenskaper og hvor store tap som vil forekomme. Dermed tar denne oppgaven i bruk erfaringstall fra anlegg i drift, samt fra simuleringer av brønnparker av lignende størrelser. Som nevnt i kapittel 3.3.6 varierer tall på gjenvinningsgraden for større anlegg mellom 80 – 90% og det tas derfor et konservativt utgangspunkt i en gjenvinningsgrad på 80% for denne brønnparken.

#### 4.6.3. Brønnantall og brønnkonfigurasjon

Brønnantallet bestemmes på grunnlag av spisseffekten brønnparken skal levere og motta. Dette er fordi brønnparken bør ha nok kapasitet til å levere/motta effekten ved maksimalt forbruk/tilførsel. Samtidig må dette balanseres mot det tilgjengelige arealet, kostnadene ved flere brønner og akseptabel avstand mellom brønnene.



Spisseeffekten brønnparken skal levere er maksimaleffekten som kreves for å holde gatene snø- og isfrie, samt oppvarming til kulturkvartalet og kalles for utladingseffekt. Spisseeffekten brønnparken skal motta er maksimaleffekten fra solfangerne og veidekket og blir kalt oppladingseffekt. Brønnparkens utladings- og oppladingseffekt er begrenset av overføringsraten i hver kollektor. Med et større overflateareal på kollektorene kan den termiske overføringsraten og effektflyten økes. Dette gjelder også for større temperaturforskjeller mellom brønnveggen og energibæreren.

Det ble foretatt målinger på forsøksanlegget ved NMBU i mai 2020 av brønnparkens termiske overføringsrate. Forsøksanlegget er av typen brønnpark med 90 mm koaksialkollektorer, og en brønnndybde på 42 m. Målingene ble foretatt midt på dagen når tilført effekt til brønnene var konstant og temperaturen nedover i brønnprofilen var konstant. Beregninger viste at for to uavhengige sett med brønner var brønnenes slukeevne for tilført termisk effekt på 10 W/mK.

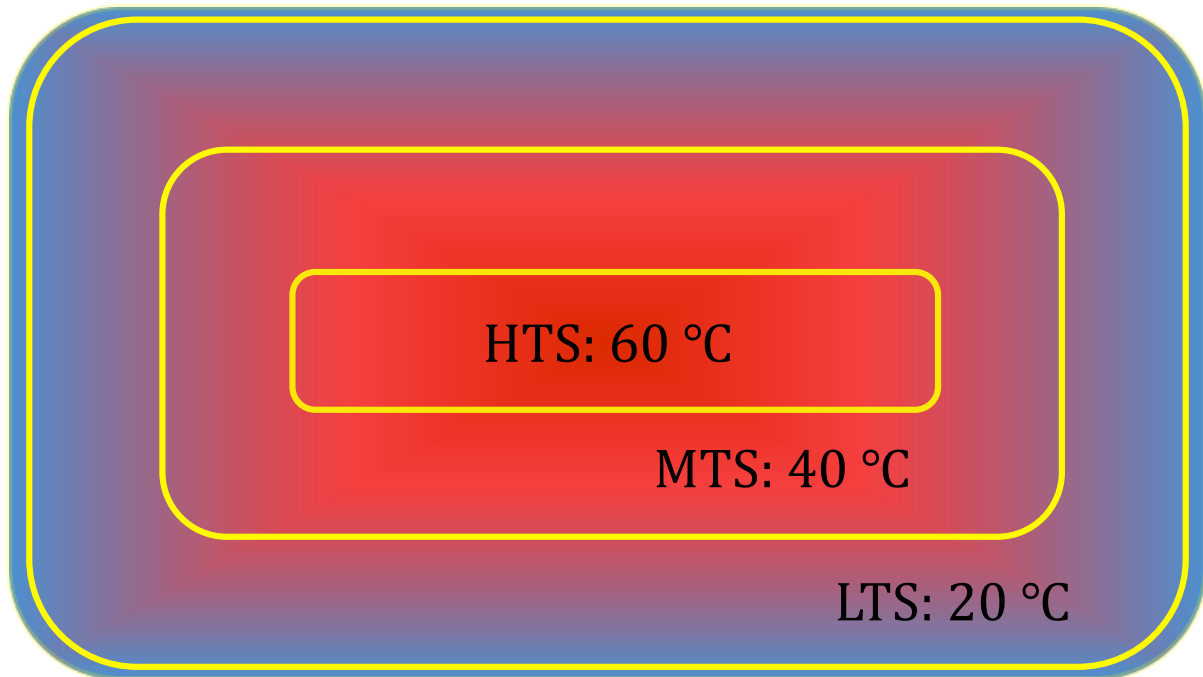
I denne oppgaven benyttes NMBUs forsøksanlegg som referanseanlegg. Med en slukeevne på 10 W/mK og estimert temperaturforskjell mellom væsken og omkringliggende masser på 10 K, antas en maksimal spesifikk varmeoverføringsrate for brønnene å være 100 W/m. Dette er en konservativ antagelse ettersom temperaturforskjellen kan bli høyere enn dette i drift. Brønnparkens totale effektleveranse og slukeevne blir bestemt etter brønnenes totale lengde.

Med brønnparkens konfigurasjon menes det hvilket mønster brønnene er plassert etter. I denne oppgaven tas det utgangspunkt i et rektangulært mønster hvor brønnene har lik avstand til hverandre.

#### 4.6.4. Soneinndeling av brønnparken

Det er vanskelig å fastslå hvordan temperaturen vil fordeles utover i brønnparken, men det er ønskelig med tre forskjellige temperatursoner. Dette er fordi det da blir mulig å levere passelig temperatur til forskjellige deler av parken, samt hente ut varierende temperaturer til forskjellige formål. I sentersonen av parken er det hensiktsmessig med en relativt høy temperatur som gjør det mulig å levere høy effekt til snøsmeltingen i korte perioder. I den neste temperatursonen er det ønskelig med høy nok temperatur til at det kan hentes ut varme som kan leveres til smelleanlegget, altså over 35 °C jf. kapittel 3.6. I randsonen av brønnparken er det ønskelig

med en lavere temperatur som passer med returtemperaturen fra snøsmeltingen, samt har en lavere temperaturgradient mot urørttemperaturen for grunnen. En slik inndeling kunne sett ut som vist i figur 4.12 med en høytemperert sone (HTS), mellomtemperert sone (MTS) og en lavtemperert sone (LTS).



Figur 4.12: Illustrasjon av en brønnpark med tre ulike temperatursoner. I midten en høytemperert sone (HTS) på 60 °C, deretter en mellomtemperert sone (MTS) på 40 °C og en lavtemperert sone (LTS) på 20 °C.

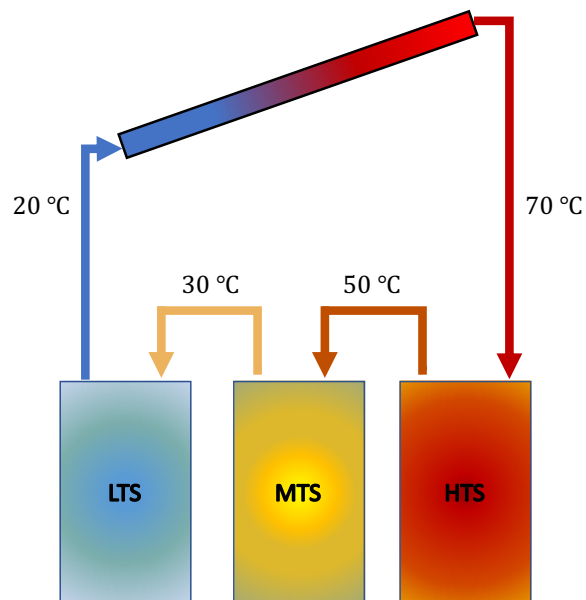
#### 4.6.5. Reguleringsystem for brønnparkens termiske soner

Soneinndelingen av brønnparken fører til at lageret er fleksibelt for ulike opp- og utladingssituasjoner. Ettersom temperaturen fra den termiske produksjonen er varierende vil det være lønnsomt å ha et system som kan distribuere energi til ulike soner i brønnparken.

Et fleksibelt system vil øke effektiviteten på solfangsten ved ulike innstrålingsscenarier, samt redusere termiske tap fra sesonglageret. Ved driftsituasjoner der veidekket eller solfangerne leverer lavtemperert vann, vil det ikke være hensiktsmessig å sirkulere dette gjennom lageret fra høytemperert sone til lavtemperert sone. I denne situasjonen vil energibæreren med lav temperatur lade ut soner med høyere temperatur. Først når energibæreren sirkulerer i en sone som holder lavere temperatur, vil ladingen av lageret begynne.

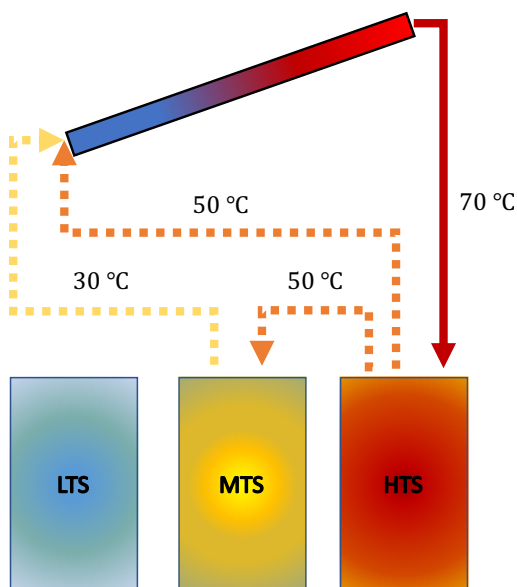
Et reguleringssystem regulerer den termiske energileveransen og uttak til og fra de termiske sonene i brønnparken. Reguleringssystemet øker effektiviteten på energioverføring fra solen til brønnparken ved ulike innstrålingsscenarier. Dette er eksemplifisert i følgende tre innstrålingsscenarier der reguleringssystemet bestemmer sirkulasjonsmønsteret til energibæreren:

- 1) Ved høy innstråling vil returvannet fra solfangeren holde høy temperatur. Vannet sirkulerer gjennom alle de termiske sonene i brønnparken som vist i figur 4.13. Dette er det foretrukne scenariet, ettersom både solfangerne og brønnparken får høy energioverføring.



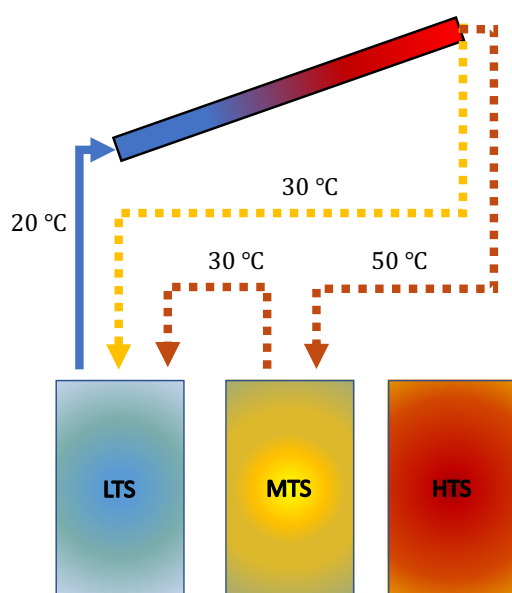
Figur 4.13: Energibærerens sirkulasjonsmønster gjennom solfanger og de termiske sonene i brønnparken ved høy innstråling. Energibæreren sirkulerer gjennom alle de termiske sonene.

- 2) Ved moderat innstråling kan det være hensiktsmessig å tappe vann fra MTS eller HTS for så å sende gjennom solfangerne som illustrert i figur 4.14. Vannet oppvarmes i solfangerne og returnerer til brønnparkens HTS.



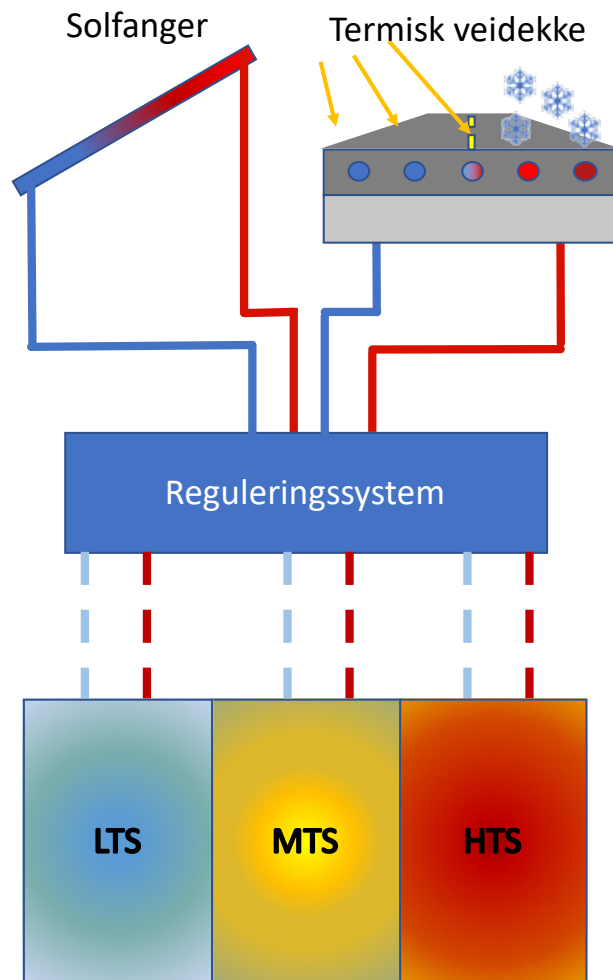
Figur 4.14: Illustrasjon av vannets sirkulasjonsmønster gjennom brønnparken dersom kun HTS eller både HTS og MTS skal lades ved moderat innstråling.

- 3) Ved lav solinnstråling tappes vannet fra lagerets LTS og pumpes til solfangeren. Dersom vannet ikke blir varmet opp tilstrekkelig for leveranse til HTS returneres vannet ved hjelp av reguleringsystemet til MTS eller LTS. Figur 4.15 illustrerer disse sirkulasjonsmønstrene.



Figur 4.15: Illustrerer energibærerens sirkulasjonsmønster dersom vannet ikke blir varmet opp tilstrekkelig for energioverføring til HTS eller MTS.

Reguleringssystemet vil også distribuere energileveransen fra energianlegget i veidekket i de ulike sonene i brønnparken. I figur 4.16 illustreres det med en enkel skisse hvordan et reguleringssystem fordeler energibæreren i de ulike sonene ved innhøsting. På samme måte som ved innhøsting reguleres energileveransen ved utlading. Ulike soner tappes for energileveranse etter hvilken temperatur som er fordelaktig for oppvarming.



Figur 4.16: En forenklet skisse av hvordan reguleringssystemet styrer energibærerens sirkulasjon. Reguleringssystemet sirkulerer energibæreren i sonene som fører til høyeste systemeffektivitet i ulike driftssituasjoner.

#### 4.6.6. Lading av brønnparken

For å beregne energien som kreves til å varme opp fjellmasser til de tenkte temperaturnivåene i de ulike sonene, bestemmes først volumet og brønnkonfigurasjon for brønnparken. Deretter brukes formel (3.5) for å beregne energien som kreves for å varme opp den totale massen til ønsket temperaturnivå.

Når energien er bestemt blir det en vurderingssak om hvordan brønnparken skal lades opp. Dette kan enten skje ved at brønnparken mottar energi fra solfangerne og veidekket, eller ved energi fra en ekstern energikilde som for eksempel fjernvarmeanlegget. Dersom solfangerne og veidekket skal levere energien, bør det ikke hentes ut energi før lageret er fulladet. En mulig oppladingsperiode er skissert i figur 4.17.



Figur 4.17: Prinsippskisse av hvordan brønnparken først lades før det hentes ut energi i stabil tilstand. De første 2,5 årene illustrerer grafen oppladingsfasen. Grunnen til at energien i brønnparken i denne fasen reduseres er forårsaket av termiske tap. Fra år 2,5 og utover viser grafen brønnparken i stabil tilstand. Grafen oscillerer på grunn av opp- og utlading gjennom årene.

#### 4.6.7. Dimensjonering av dreneringstank

Dimensjoneringen av dreneringstanken baseres på hovedsakelig tre variabler: vann i solfangere, vann i tilførselsrør og vannets volumendringer i brønnparken grunnet termisk ekspansjon. Totalt volum i solfangerne bestemmes ved antall kvadratmeter solfanger og vannvolum per kvadratmeter. På samme måte gjøres et estimat for volumet i tilførselsrørene med volum per meter rør, og antall meter rør totalt. Størrelsen på tilførselsrørene bestemmes ved å beregne maksimal tillatt volumstrømning i systemet ved maksimal ladeeffekt, samt bruk av nomogrammet i vedlegg B. Volumendringen i parken må beregnes ut ifra forventet temperatur i parken, og det totale volumet i parken. Det er kun sentersonen av parken som holder de høyeste temperaturene, men dette brukes for hele parken for å ikke underdimensjonere dreneringstanken.

#### 4.7. Effekttutfordringer ved snø- og ismelting av gater

Hva gjelder sesonglagring i kombinasjon med snøsmelting, er hovedutfordringen den høye effekten som kreves for snø- og ismelting. Ettersom sesonglagerets utladingseffekt er begrenset, vil det være gunstig å utforme metoder for å redusere effekttoppene eller tilpasse maksimal smelteeffekt til parkens maksimale utladingseffekt. Én metode for å løse dette problemet er implementering av et godt styringssystem. Styringssystemet som Aiwell har utviklet jf. kapittel 3.6. predikerer nedbøren og varmer opp veidekket før snøen faller. Dette kalles «myk start». På denne måten unngår systemet å varme opp både veidekket og snøen på én gang ettersom veidekket allerede er varmt. Denne metoden vil redusere effekttoppene ved snøsmelting.

En annen metode er å inndele området som skal holdes snø- og isfritt i soner. Da kan smeltingen skje i etapper, hvor eksempelvis den første sonen smeltes med høy effekt samtidig som snøen legger seg ved de andre sonene. Etter at snøen er smeltet i den første sonen, reduseres effekten til et nivå der veidekket opprettholdes snø- og isfritt. Samtidig begynner smelting av neste sone med høy effekt. Prosessen fortsetter til alle sonene er snø- og isfrie. Denne metoden vil redusere effektbehovet, men føre til at det tar lengre tid før alle gatene er isfrie. Ved en slik metode vil det være naturlig å utforme en prioritetsliste for smelting av sonene.

## 4.8. Varmepumpesystem

I denne oppgaven undersøkes det to ulike varmpumpesystemer. Begge systemene skal hovedsakelig dekke kjølebehovet for kulturkvartalet, samt overføre varme til varmelageret. Hovedforskjellen mellom systemene er hvordan kulturkvartalets kjølebehov dekkes. I det ene systemet dekkes kjølebehovet med en varmpumpe driftet som et vanlig kjøleanlegg, der all kjøleeffekt produseres i det øyeblikket behovet oppstår. I det andre systemet dekkes behovet med frikjøling fra et termisk kuldager som lades av en varmpumpe gjennom året.

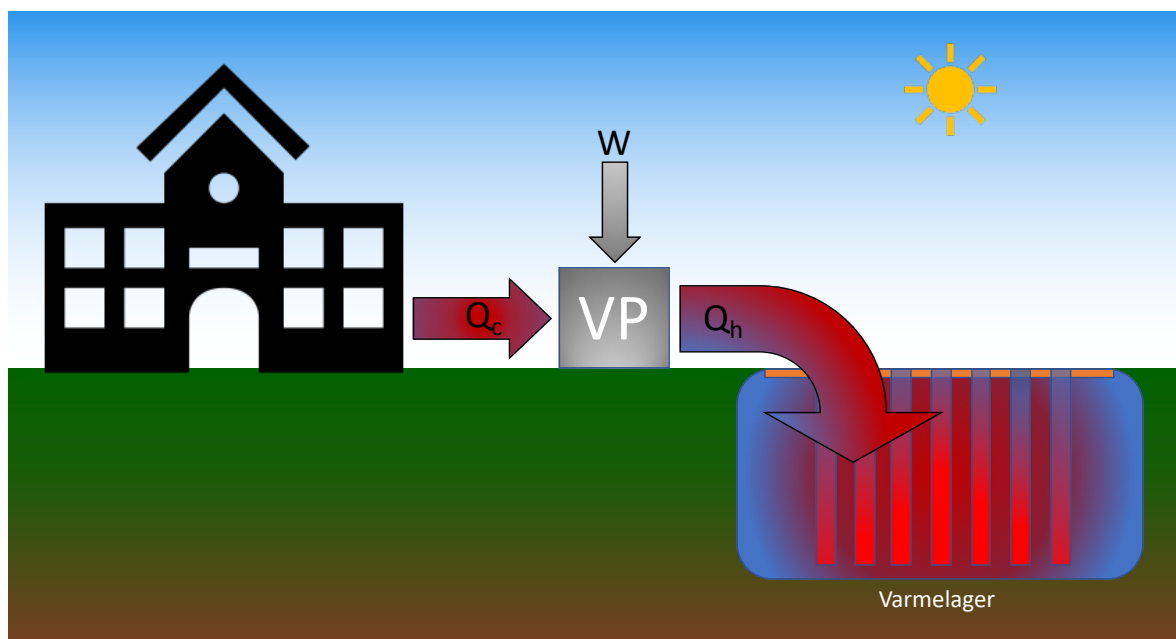
Begge varmpumpesystemene vil få en høy effektfaktor ettersom de utfyller to fordelaktige termiske prosesser. Både ved varmpumpens kalde- og varme side er den termiske utvekslingen gunstig. Den kalde siden produserer kjøling til kuldageret og den varme siden produserer varme til varmelageret. Begge sidene har væske som omsluttende element. Dette fører til at varmpumpens totale ytelse er sammensatt av både kjøle- og varmefaktoren.

Effektfaktorer og varmpumpeeffekter utregnes for systemene i samarbeid med Halvor Strand, som er regionsansvarlig i innlandet ved ABK-Qviller. Varmepumpenes dimensjoner estimeres ved simulering, der verdier er lagt inn for kjøleeffekter og temperaturer ved varmpumpens kalde og varme side. Se vedlegg C for resultatet fra simuleringene (Strand, 2020).



### 4.8.1. Kjøling av kulturkvartalet med kjøleanlegg

I dette systemet dekkes kjølebehovet av kulturkvartalet med en varmepumpe i sann tid som drives som et kjøleanlegg. Energien som tas ut av kulturkvartalet overføres til varmelageret som vist i figur 4.18.



Figur 4.18: Illustrerer energiflyten mellom kulturkvartalet og varmelageret når kulturkvartalet kjøles.  $Q_c$  er varmeenergien som hentes ut av kulturkvartalet,  $W$  er tilført elektrisk energi og  $Q_h$  er varmeenergien tilført til varmelageret.

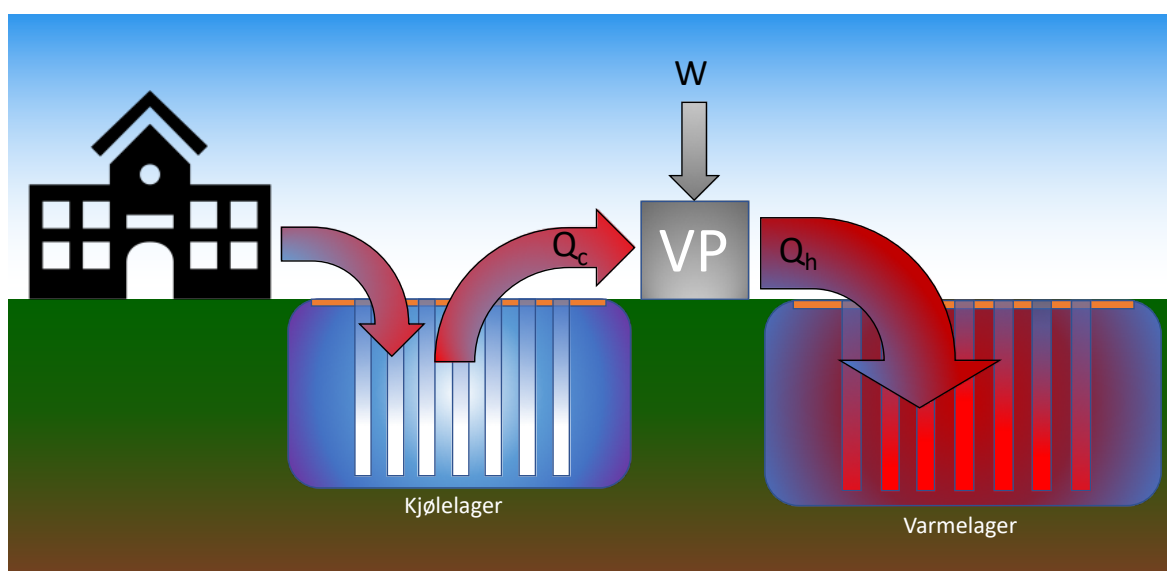
Varmepumpen i dette systemet dimensjoneres etter kulturkvartalets maksimale kjøleeffekt som er  $30 \text{ W/m}^2$ . Brukstiden for varmepumpen er ikke bestemt, men siden byggets kjølebehov er hovedsakelig om sommeren, vil brukstid være lav. Med 100% dekningsgrad av byggets kjølebehov blir varmepumpens dimensjonerende kjøleeffekt  $246 \text{ kW}$ .

Temperaturløftet i varmepumpen for dette systemet vil være lav. Varmepumpens kalde side er i underkant av  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Varmepumpen hever temperaturen og overfører energien til varmelagerets LTS eller MTS som gir et temperaturløft i overkant av  $20 \text{ K}$ .

Med en dimensjonerende kjøleeffekt på  $246 \text{ kW}$  og temperaturer på kald og varm side på henholdsvis ca.  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  og  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ , ble kjølefactoren estimert til å være  $4,7$  og varmfactoren til  $5,7$ . Dette gir en sammensatt effektfaktor på  $10,4$ . Varmepumpens varmeeffekt er  $298 \text{ kW}$  og tilført elektrisk effekt er  $52 \text{ kW}$ .

## 4.8.2. Frikjøling av kulturkvartalet fra et kuldager

I dette systemet vil kjølebehovet til kulturkvartalet være dekket av direkte kjøling fra en brønnpark drevet som kuldager. Temperaturen i kuldageret senkes ved at en varmepumpe anvender lageret som et kaldt reservoar og henter ut varme. Dette fører til at kuldagerets termiske energi reduseres. Varmepumpen overfører denne energien til varmelageret som illustrert i figur 4.19. Om sommeren når det er et kjølebehov sirkulerer en energibærer i kuldagerets brønner. Energibærerens temperatur senkes og sendes til en varmeveksler ved kulturkvartalet. Ved varmeveksleren overføres varmen ut av kulturkvartalet og dermed kjøles bygget.



Figur 4.19: Illustrasjon av to termiske sesonglager, en varmepumpe mellom lagrene overfører termisk energi fra kaldt til varmt lager.  $Q_c$  er varmeenergien som hentes ut av kuldageret,  $W$  er tilført elektrisk energi og  $Q_h$  er varmeenergien tilført varmelageret.

I dette systemet vil varmepumpen kunne være i drift gjennom hele året. Varmepumpen vil da kontinuerlig overføre energi mellom sesonglagrene. Om sommeren, når det er et kjølebehov, dekkes behovet av frikjøling fra det kalde sesonglageret. Dette fører til at varmepumpen ikke trenger å dimensjoneres etter effekttoppene, da frikjøling fra kuldageret dekker disse.

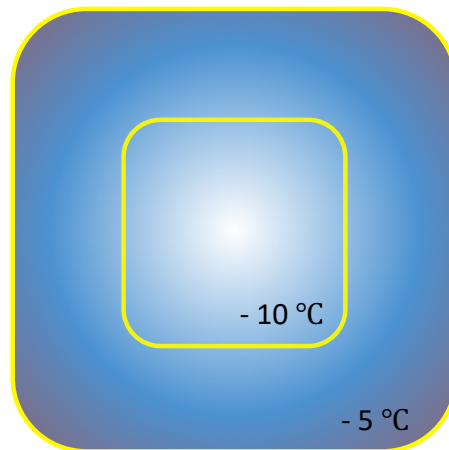
Et kuldelager vil ha tilsig av varme på grunn av høyere grunntemperaturer. Dette anses som tap fra kuldelageret. Varmepumpen må derfor produsere like mye kulde som tapes fra kuldelageret i tillegg til kjølebehovet for kulturkvartalet. For dette systemet vil temperaturløftet i varmepumpen komme fra temperaturen i kuldelageret til varmelagerets LTS. Dette vil gi et temperaturløft på omtrent 30 K.

Inputverdiene for simuleringen av varmepumpen hadde kjøleeffekt på 20 kW og temperaturer ved kald- og varm side på - 5 °C og 25 °C. Dette resulterte i varmepumpens installerte effekt på 6 kW og varmeeffekt på 26 kW, med kjøle- og varmefaktor på henholdsvis 3,6 og 4,6. Den sammensatte effektfaktoren er 8,2. For 100% dekningsgrad av kulturkvartalets kjølebehov, ble varmepumpens driftstid 6 800 timer i året.

## 4.9. Dimensjonering av kuldelager

Kuldelageret dimensjoneres på samme måte som varmelageret med utgangspunkt i kjølebehovet, tenkt årlig gjennomsnittlig temperatursvingning i lageret, og gjenvinningsgraden. Ettersom det er lite litteratur og forskning om termiske kuldelagre av denne typen, vil gjenvinningsgraden være basert på resultater fra forskning på og driftserfaringer fra varmelagre. Som nevnt i kapittel 3.3.6, vil gjenvinningsgraden for mindre varmelagre være mellom 50 - 60%. Selv om kuldelageret vil ha en lavere temperaturgradient, som gir lavere konduktive tap, velges det å sette gjenvinningsgraden konservativt til 60%. Dette fordi én av forskjellene på varmelageret og kuldelageret er at varmelageret blir tilført energien på sommeren. Slik holder lageret høyest temperatur rett etter opplading. Denne energien blir så hentet ut først på vinteren. For kuldelageret vil det være en gradvis opplading som maksimeres ved forbruk om sommeren. Altså vil varmelageret ha en lengre periode hvor det er større tap, enn kuldelageret som blir kontinuerlig ladet.

Det ønskes flere termiske soner for å utnytte lageret mest mulig effektivt. Mot utkanten av lageret er det ønskelig å ha en lav temperaturgradient mot grunnens urørttemperatur på 7 °C, mens det i sentrumssonen av lageret er ønskelig med en lavere temperatur som kan levere høy kjøleeffekt. En slik soneinndeling kan for eksempel være – 10 °C i sentrumssonen og – 5 °C i randsonen som vist i figur 4.20. Den årlige temperatursvingningen i kuldageret settes for beregningens skyld til 15 K.



Figur 4.20: Illustrasjon av et kuldager med to termiske soner med temperaturnivåer på – 10 °C og – 5 °C.

## 4.10. Styringssystem for distribusjon av energi

Energisystemet som presenteres i denne oppgaven baserer seg på fangst, produksjon, lagring og distribusjon av termisk energi. Den termiske energiproduksjonen skjer ved hjelp av en kombinasjon av solfangere, veidekke med vannbårent energisystem samt et varmepumpesystem. Etersom disse skal samspille optimalt må et godt styringssystem installeres. Det samme gjelder for distribusjonen av energien som reguleres etter forbruk, i form av oppvarming/kjøling og snøsmelting. Styringssystemet øker også fleksibiliteten i systemet ved at det muliggjør direkte leveranse av energibæreren fra de ulike innhøstingsmetodene. For eksempel ved at varmt vann fra solfangerne, går direkte til oppvarming av kulturkvartalet. Styringssystemets oppgave er å styre distribusjonen av energileveransen.

Styringssystemet regulerer også effektleveransen til brønnparken. Ved driftssituasjoner der energiproduksjonen leverer spisseffekter, vil styringssystemet optimalisere leveransen til brønnparken. Ettersom styringssystemet kontrollerer varmevekslingen med det vannbårne anlegget for veidekket og produksjonen fra solfangerne, kan reguleringen justere tidspunktet av energileveransen. Dette blir gjort når effektleveransen er større enn brønnparkens oppladingseffekt. Når solinnstråling og utetemperatur er på det høyeste, vil solfangernes energileveranse prioriteres framfor leveransen fra energianlegget i veidekket. Grunnen til dette er at solfangerne opptar solenergi raskere enn det vannbårne energianlegget for veidekket, i tillegg til at de har en høyere virkningsgrad, hvilket betyr at energioptaket i solfangeren er større. Den termiske energien i veidekkets anlegg lagres midlertidig og leveres til brønnparken etter at spisseffekter fra solfangerne er levert. Denne metoden fører til effektiv opplading av brønnparken.

#### 4.11. Valg av energibærere

Det forutsettes bruk av rent vann som energibærer i varmelageret og solfangerne. Dette muliggjøres ved bruk av et trykkløst *drainback*-system med tilhørende dreneringstank. Det finnes flere fordeler ved å bruke vann som energibærer istedenfor for eksempel en glykolblanding. For det første har vann lavere viskositet og bedre termiske egenskaper, som gjør at det trengs mindre pumpeeffekt. For det andre er det billigere og bedre for miljøet da en eventuell vannlekkasje gjør mindre skade enn en alkoholholdig lekkasje (Ramstad et al., 2017).

For kuldelageret og veidekket med vannbåren oppvarming forutsettes bruk av en glykolblanding ettersom temperaturen kan bli lavere enn 0 °C. På grunn av dette er energisystemet avhengig av varmevekslere mellom varmelageret og veidekkets energianlegg, samt mellom kuldelageret og kulturkvartalet.

## 4.12. Brønnparkens samspill med fjernvarmen

I dagens Vestby er fjernvarme planlagt som oppvarmingskilde for store deler av sentrum. Samspillet mellom brønnparken og fjernvarmen bør dermed utnyttes på flere måter.

For det første er det viktig at fjernvarmen alltid kan brukes som reservekilde dersom det oppstår feil i brønnparken. Dette er også viktig med tanke på at brønnparken vil bruke tid på å lade seg opp og oppvarmingsbehovet må kunne dekkes i oppstartsfasen. Det kan også hende at noen år blir solfattige, og at brønnparken dermed ikke mottar nok energi til å dekke behovene. Derfor burde veidekket og alle bygninger også være koblet mot fjernvarmen.

Videre vil fjernvarmen alltid ha et lager å levere energi til. Om kostnaden på biologisk brensel er lav om sommeren kan fjernvarmeanlegget kjøre og lagre overskuddsenergi i parken. Dersom den prosentvise kostnadsforskjellen på biobrensel mellom sommer og vinter er lavere enn gjenvinningsgraden på anlegget, vil det lønne seg å kjøre anlegget mer på sommeren. Dette er dog avhengig av at brønnparken har kapasitet nok til å ta imot varmen, uten at det går på bekostning av solfangsten.

Det samme gjelder når oppvarmingsbehovet er lavt, og fjernvarmeanlegget må kjøre på lav virkningsgrad for å dekke det lille behovet som finnes. Da kan det være gunstig å heller kjøre på høyere effekt ved høyere virkningsgrad en kort periode, for så å lagre overskuddet i brønnparken.

## 4.13. Økonomi

### 4.13.1. Utgifter

Økonomiutregningene i denne oppgaven tar utgangspunkt i et overslag gjennomført i samarbeid med Wilhelm Huus-Hansen i NORANERGY AS (Huus-Hansen, 2020). For brønnparken er boring, kollektor, brønntopp, rør, pumper o.l. estimert til 1 000 kr/m i brønnparkene.

For solfangerne er det estimert et overslag på 1 700 kr/m<sup>2</sup> for et anlegg av denne størrelsen. Dette inkluderer ikke transport, montering eller stativer. Utenom dette er det estimert at stativer og montering koster 1 000 kr/m<sup>2</sup>. Dette tallet er vanskelig å bestemme nøyaktig uten å vite hvor godt takflaten solfangerne skal plasseres på er egnet til å bære konstruksjonene (Rekstad, 2020).

Prisanslag for varmepumpesystemene er innhentet i samarbeid med ABK-Qviller. For varmepumpesystemet som kjøler kulturkvartalet direkte, ble prisanslaget på varmepumpen, inkludert pumpemoduler for kald og varm side, estimert til 1,13 millioner kr. For varmepumpesystemet der kulturkvartalet kjøles via kuldageret ble prisen estimert til å være 0,32 millioner kr (Strand, 2020).

Kostnadene for veidekket med vannbårent energianlegg er ikke vurdert i oppgaven. Grunnen til dette er at Vestby kommune allerede planlegger å bygge ut et veidekke med vannbåren oppvarming. Det vil dermed ikke være relevant å analysere kostnadene, ettersom kommunen allerede har god oversikt over utgiftene.

#### 4.13.2. Endringer i pris på energi

Prisen på fjernvarme styres av strømprisen, jf. Energiloven § 5.5: «Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.» (Energiloven, 1990).

Det vil si at fjernvarmeprisen vil være tilnærmet lik prisen på strøm, og det er dermed interessant hvordan strøm- og kraftprisen vil utvikle seg. Videre tar dette delkapittelet utgangspunkt i informasjon hentet fra NVEs rapport om forventet utvikling i kraftprisen fram mot 2040 (Gogia et al., 2019).

Økt pris på klimagasser og flere klimakvoter har ført til at kraftprisen i Norge har steget de siste årene. NVE predikerer at denne trenden fortsetter i årene som kommer. I fjernere fremtid derimot, vil kraftmarkedet i Europa være mer preget av fornybare energikilder og kvotene vil trolig ha mindre påvirkning på norsk kraftpris.

Selv om kraftforbruket i hjemmene reduseres med bedre isolasjon og mildere temperatur, fører elektrifisering av transportsektoren og kraftintensiv industri til økende kraftbruk på nasjonal basis. Norge øker kapasiteten for kraftutveksling mot Europa med 40%, med blant annet nye overføringsforbindelser til Tyskland og Storbritannia. Dette vil øke påvirkningen på det norske kraftmarkedet i større grad enn det gjør i dag.

I konklusjon peker NVEs analyse i retning av at kraftprisen i Norge kommer til å øke noe mot 2040. Fremtidens kraftmarked vil også oppleve større svingninger enn det er i dag, og markedet vil preges i større grad av brenselspriser.



---

## 5. RESULTATER

---

### 5.1. Energiforbruk

De totale energibehovene for aktuelle områder i Vestby sentrum er oppsummert fra delkapittel 4.3.5 med tilhørende tabell 4.3.

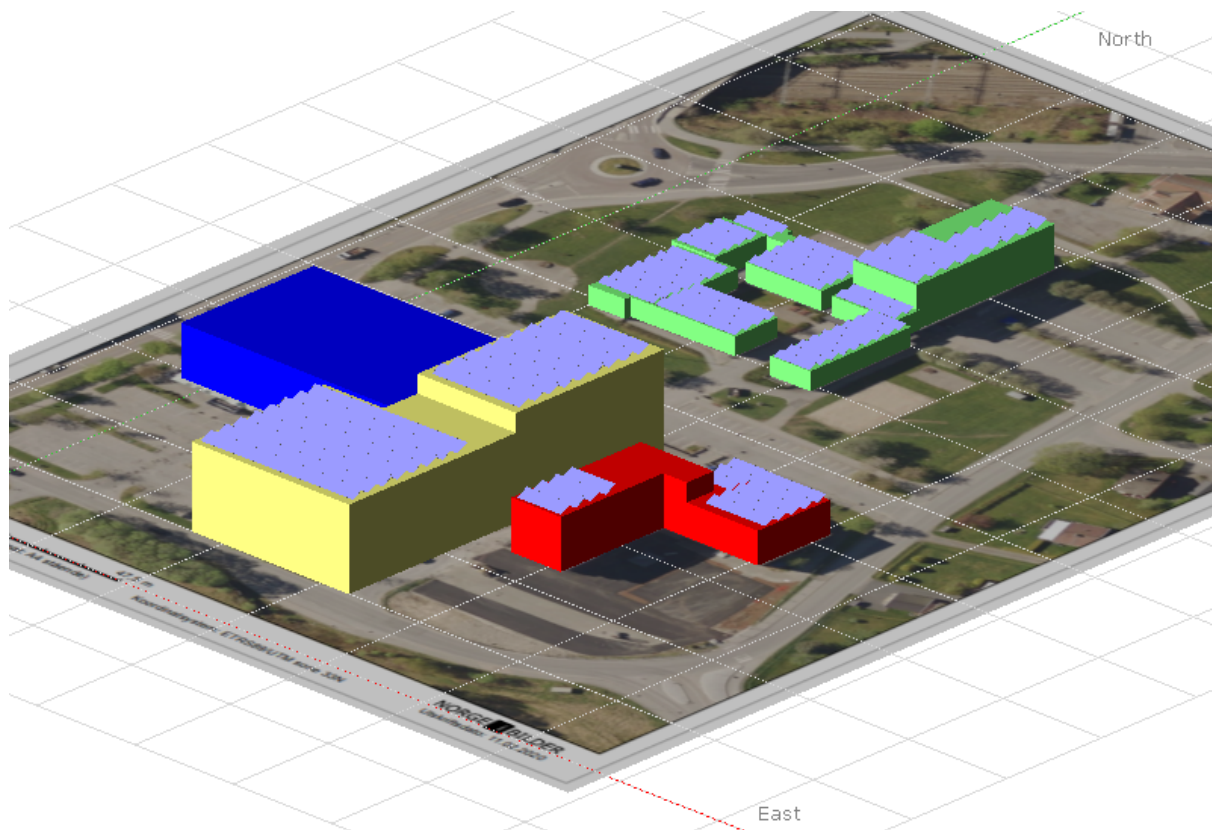
*Tabell 4.3: Oppsummering av energibehov for Vestby sentrum.*

<b>Forbruk</b>	<b>Årlig termisk energibehov [MWh/år]</b>
Vedlikehold av vei	1 400
Oppvarmingsbehov kulturkvartal	450
<b>Totalt oppvarmingsbehov</b>	<b>1 850</b>
<b>Kjølebehov kulturkvartal</b>	<b>82</b>

### 5.2. Solinnstråling og energi tilført

#### 5.2.1. Solfangere

Et oversiktskart over Vestby sentrum er importert til PVsyst for å få korrekte dimensjoner. Deretter er kulturkvartalet, rådhuset, NAV-bygget og Rema 1000-bygget tegnet som forenkling, vist i figur 5.1. Videre er byggene dekket med solfangere der det har vært mulig.



Figur 5.1: Vestby sentrum tegnet i PVsyst. Det grønne bygget er rådhuset, det røde bygget er NAV-bygget, det gule er kulturkvartalet som skal bygges og det blå er Rema 1000-bygget. De lyseblå figurene på byggene er eksempel plassering av solfangerne.

I denne representasjonen kan en se at store deler av kulturkvartalet og rådhuset er dekket. Til sammen dekker alle solfangerne 3 064 m<sup>2</sup> takareal og fordeler seg som vist i tabell 5.1.

Tabell 5.1: Fordelingen av solfangerne på de ulike bygningene i Vestby sentrum.

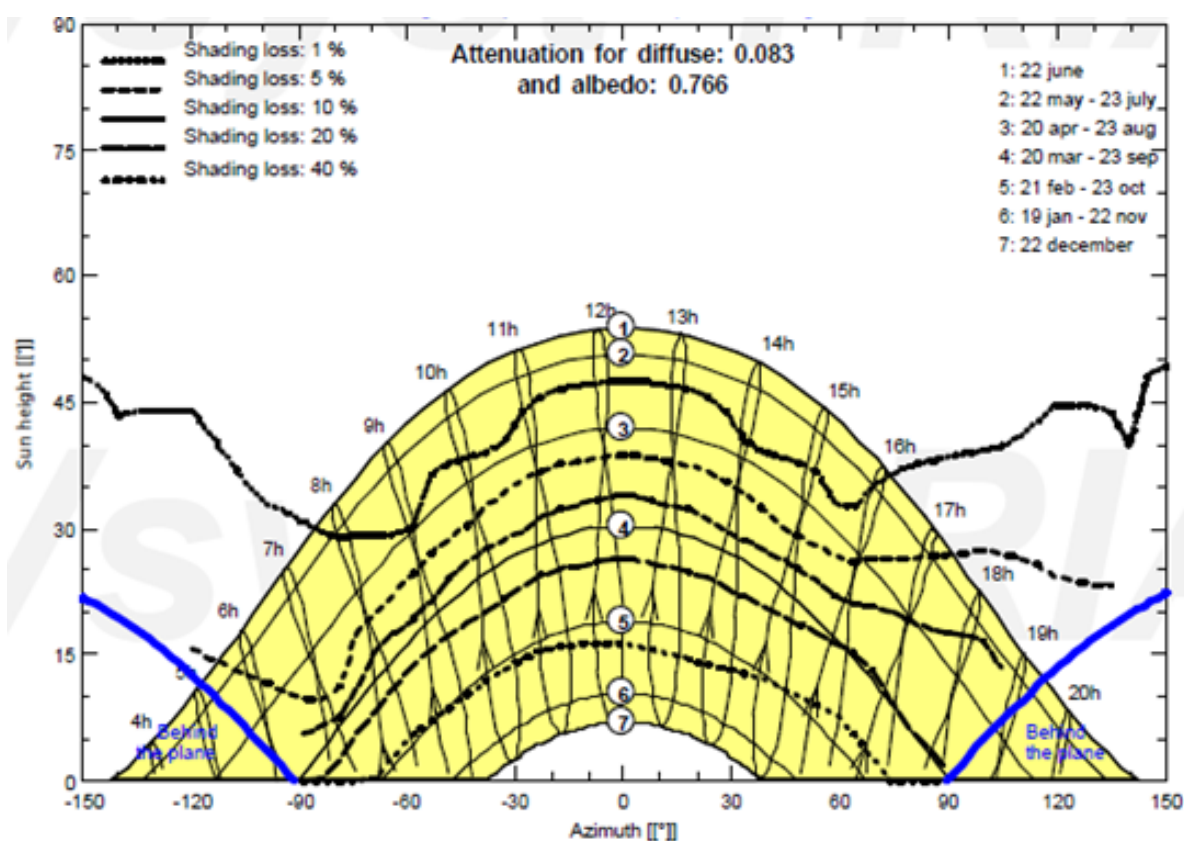
	Rådhuset	Kulturkvartalet	NAV-bygget	Totalt
<b>Areal solfanger [m<sup>2</sup>]</b>	1 178	1 506	380	3 064

Solfangerne har lengder på 3 meter med 4 meter mellom hver rad. De er montert med 25 graders helning, rett mot sør. Med denne eksempel-konfigurasjonen estimerer PVsyst innstråling på 1 002 kWh/m<sup>2</sup> når skygging er tatt med i betraktning. Skygging fra horisont er ikke tatt hensyn til, så denne skyggingen kommer fra radene foran og bygningene som er tegnet i figur 5.1. I tabell 5.2 er tallene for innstrålingen på solfangerne vist med 50% virkningsgrad. Ved denne konfigurasjonen kan en forvente 1 535 MWh årlig energi samlet.

Tabell 5.2: Viser nøkkeltallene for innstråling for solfangerne.

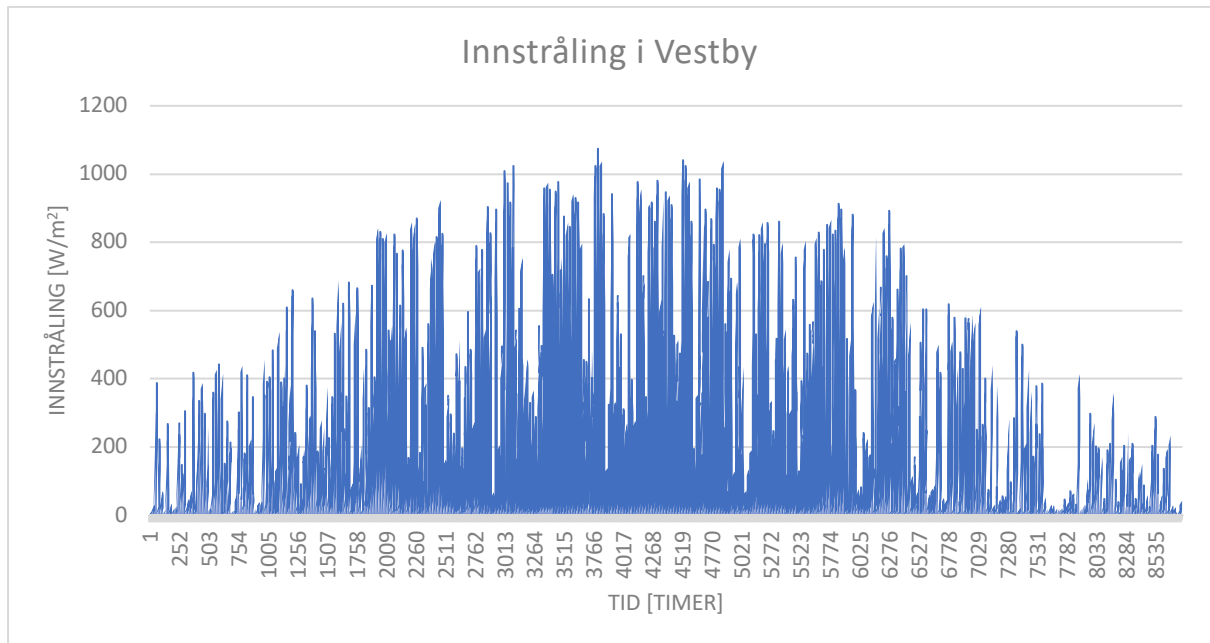
Areal [m <sup>2</sup> ]	Årlig innstråling [kWh/m <sup>2</sup> ]	Opptatt innstråling [kWh/m <sup>2</sup> ]	Total [MWh]
3 064	1 002	501	1 535

Som nevnt tidligere har ikke PVsyst et innebygd optimaliseringsprogram for plassering av solfangerne. En får likevel en god oversikt over skyggingen av solfangerne fra Iso-skyggediagrammet, vist i figur 5.2. De forskjellige nummererte kurvene tilsvarer solens bane i forskjellige tider av året, vist i øvre, høyre hjørne. De svarte kurvene forteller hvor mye skygging solfangerne mottar, der den øverste kurven tilsvarer 1% og den nederste 40%. Eksempelvis ved å følge solbanen for kurve nummer 3 observeres det at solfangerne opplever en skygging på 1 - 5% mesteparten av dagen.



Figur 5.2: Illustrasjon av Iso-skyggediagrammet hentet fra PVsysts rapport (vedlegg A), som viser hvordan bygningene og solfangerne skygger for hverandre. De blå linjene nedre, i hvert hjørne viser når solen skinner inn på baksiden av fangerne. De tynne svarte kurvene viser solas bane til forskjellige tider på året, nummerert i øvre, høyre hjørne. De tykke svarte kurvene illustrerer hvor mye skygging fangerne mottar, der den øverste kurven representerer 1% og den nederste 40%.

Videre illustrerer figur 5.3 hvordan innstrålingen i et normalt år ser ut for solfangerne med en vinkling på 25 grader. I figuren brukes det en gjennomsnittsverdi for hver time i året, som starter 1. januar.



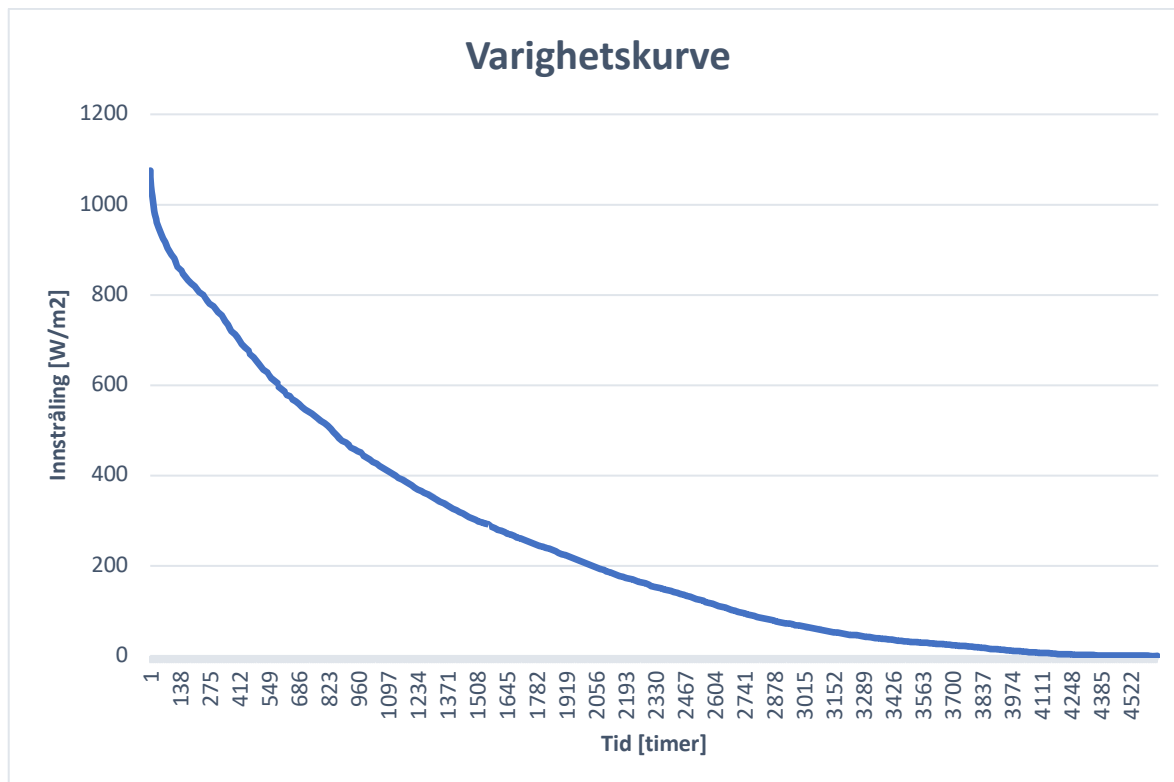
Figur 5.3: Viser innstrålingen for et vanlig år for solfangerne i Vestby, hentet fra PVsyst.

Innstrålingsdataen kan grupperes som vist i tabell 5.3, hvor det kan observeres at i nesten halvparten av årets 8 760 timer er det ingen innstråling. De største effekttoppene på over 900 W/m<sup>2</sup> forekommer kun 86 timer i året.

Tabell 5.3: Viser forventet fordeling av antall timer ved forskjellige innstrålingsintervaller for et år, hentet fra PVsyst.

Innstråling [W/m <sup>2</sup> ]	0	0 - 100	100 - 300	300 - 600	600 - 900	900 +
Antall timer	4 112	1 959	1 185	915	503	86

Innstrålingen kan plottes som en varighetskurve, hvor timene uten innstråling er tatt bort. Varighetskurven er illustrert i figur 5.4, og viser i større detalj hvordan solinnstrålingen fordeler seg.



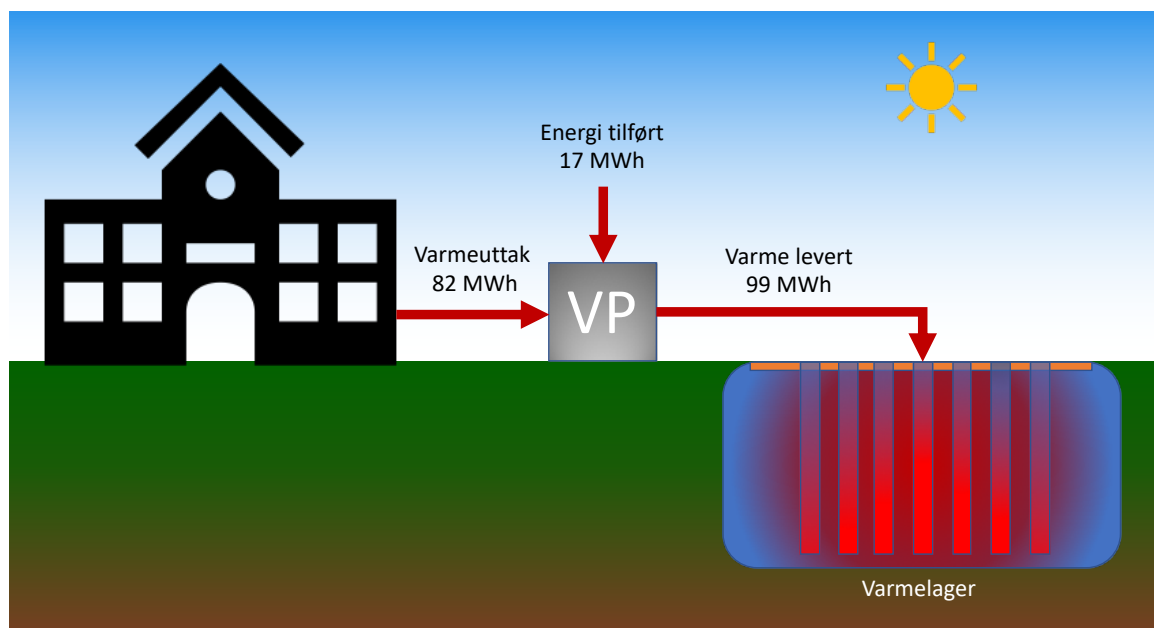
Figur 5.4: Viser hvordan innstrålingen fordeler seg over antall timer. Maksimaleffekten kan observeres å være i underkant av  $1100 \text{ W/m}^2$ . Fangerne er rettet direkte mot sør, med en helningsvinkel på 25 grader. Hentet fra PVsyst.

### 5.2.2. Innhøsting av solvarme fra veien

Innhøstingspotensialet for det vannbårne energianlegget i veien er estimert til å være  $130 \text{ kWh/m}^2$  jf. kapittel 4.4.2. Området som benyttes til innhøsting ble estimert til å være  $7000 \text{ m}^2$ . Varmeproduksjonen fra det vannbårne energianlegget for veidekket er dermed beregnet til  $910 \text{ MWh}$  årlig.

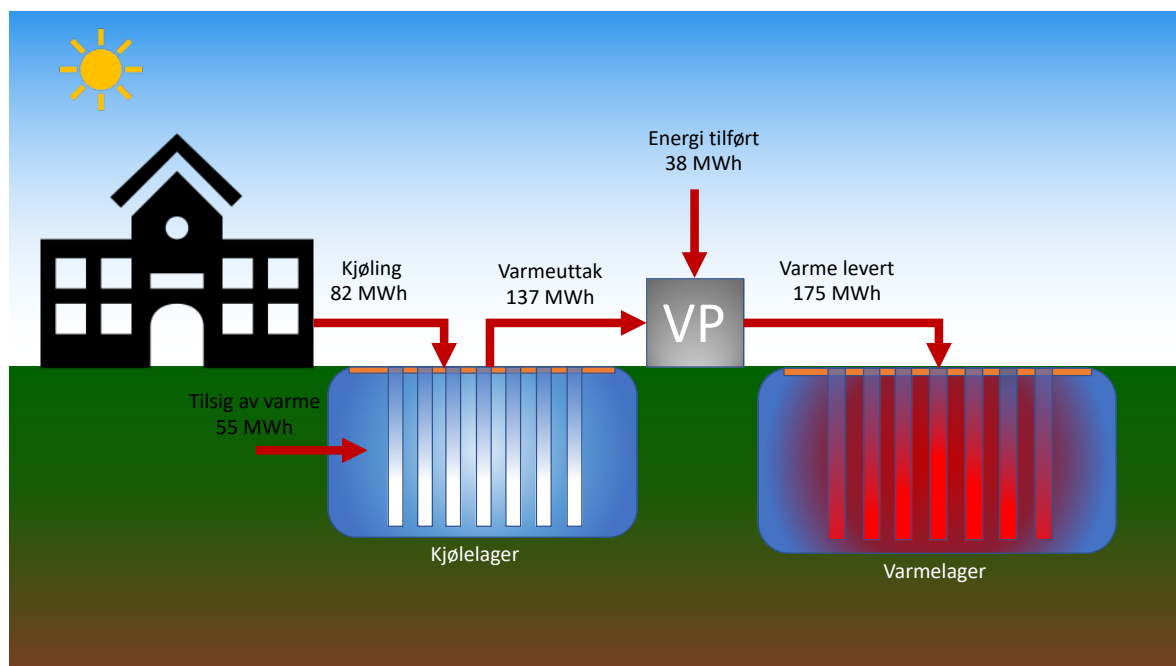
### 5.2.3. Energi- og effektleveranse fra varmepumpesystemer

Energioverføringene for varmepumpesystemet der kulturkvartalets kjølebehov dekkes direkte av en varmepumpe, er vist i figur 5.5. Med en årlig energileveranse til varmelageret på 99 MWh og en elektrisk tilført energi på 17 MWh, dekkes 100% av kulturkvartalets kjølebehov.



Figur 5.5: Viser systemet der kulturkvartalets kjølebehov dekkes direkte av en varmepumpe. Figuren illustrerer verdiene for energiutveksling ved kjøling av kulturkvartalet.

For varmepumpesystemet med kuldelager er resultatene for energiutveksling mellom kulturkvartalet og kjøle- og varmelageret illustrert i figur 5.6. Figuren viser også den årlige elektriske energitilførselen til varmepumpen på 38 MWh samt kuldelagerets tapsledd. Kuldelagerets estimerte gjenvinningsgrad er 60%, som fører til et årlig termisk energitap på 55 MWh. Varmepumpens energiuttak fra kuldelageret må da være 137 MWh for å dekke 100% av kulturkvartalets kjølebehov. Som vist i figuren vil varmepumpen levere 175 MWh til varmelageret. En sammensatt årsvarmefaktor for varmepumpesystemet er utregnet til å være 6,8.



Figur 5.6: Viser varmepumpesystemet som opererer mellom den kalde og varme brønnparken og illustrerer verdier for energitveksling ved kjøling av kulturkvartalet.

Resultatene i tabell 5.4 viser de forskjellige effektene for varmepumpesystemene. Begge systemene er dimensjonert for å dekke 100% av kulturkvartalets kjøle- og effektbehov. Grunnen til den store forskjellen i effekter er ulike driftstider. Varmepumpesystemet der kulturkvartalets kjølebehov dekkes direkte av en varmepumpe har en kjøleeffekt på 246 kW. Denne er omtrent 12 ganger større enn for varmepumpesystemet som opererer mellom den kalde og varme brønnparken. Dette systemet har en kjøleeffekt på 20 kW og en brukstid på 6 800 timer. Det er viktig å presisere forskjellen på de dimensjonerende kjøleeffektene. Dette indikerer størrelsesforskjellene på varmepumpene og fører til store prisforskjeller i anskaffelsesverdiene.

Tabell 5.4: Effekter for de ulike varmepumpesystemene.

	<b>Kjøleeffekt</b>	<b>Varmeeffekt</b>	<b>Installert effekt</b>
	<b>[kW]</b>	<b>[kW]</b>	<b>[kW]</b>
Direkte kjøling med varmepumpe	246	298	52
Varmepumpe mellom termiske lagre	20	26	6

## 5.2.4. Varmelagerets totale termiske energitilførsel

I tabell 5.5 vises årlig forventet termisk energiproduksjon fra de ulike energikildene. Solfangerne produserer majoriteten av den termiske energien levert til varmelageret. Den totale årlige energiproduksjonen for systemet med kuldelageret er ca. 2 600 MWh. Med brønnparkens årlige gjenvinningsgrad på 80% er potensialet for energiuttak fra varmelageret ca. 2 100 MWh/år. Differansen mellom brønnparkens potensielle energiuttak og energibehovet er 250 MWh, som er et energioverskudd i brønnparken.

Tabell 5.5: Årlig estimert termisk energiproduksjon fra de ulike energikildene.

<b>Produksjonskilder</b>	<b>Årlig energiproduksjon [MWh/år]</b>
Solfangere	1 535
Innhøsting fra veidekket	910
Varmepumpe til kulturkvartalet	99
Varmepumpe mellom lagrene	175
<b>Totalt</b>	<b>2 620*</b>

\*Den totale verdien gjelder for systemet med varmpumpe mellom lagrene.

## 5.3. Brønnparken

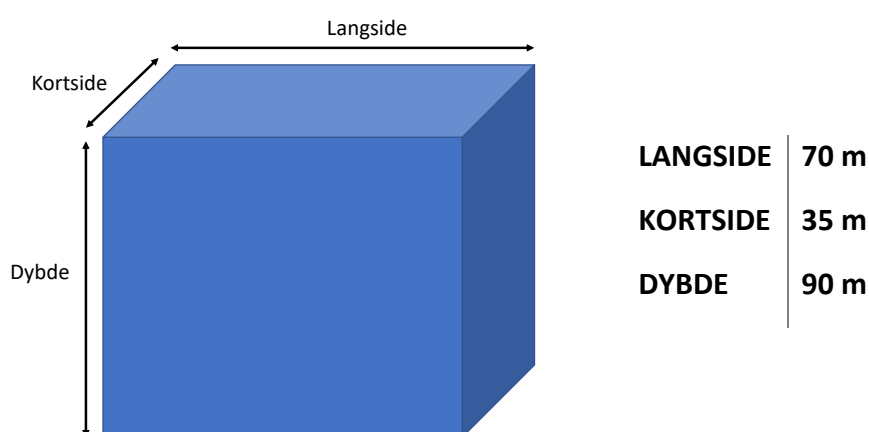
Resultatene i dette kapitlet er basert på beregninger av varmpumpesystemet som henter ut energi fra kuldelageret og leverer til varmelageret. Grunnen til dette er at systemet leverer høyere årlige energimengder til varmelageret enn det andre systemet. På den måten unngås underdimensjoneringer av brønnparken.



### 5.3.1. Volum og form

Brønnparkens volum er dimensjonert for å kunne oppta energien som leveres fra de ulike termiske energikildene. Den årlige energitilførselen fra kildene er på 2 620 MWh, og den spesifikke volumetriske varmekapasiteten for grunnen er satt til å være 0,6 kWh/m<sup>3</sup>K, jf. kapittel 4.2.2. Med en gjennomsnittlig årlig temperatursvingning bestemt til å være 20 K, utregnes brønnparkens volum ved formel (3.5). Dette gir et brønnparkvolum på 220 500 m<sup>3</sup>.

Brønnparkens form er et rektangulært prisme og er illustrert i figur 5.7. Kortsiden til brønnparkens toppflate er begrenset av bygninger på området og er bestemt til 35 m. Langsiden bestemt til 70 m, noe som gir et overflateareal på 2 450 m<sup>2</sup>. Med verdiene for overflatearealet og volumet, får brønnparken en dybde på 90 m.



Figur 5.7: Illustrasjon av formen til brønnparken med gitte dimensjoner.

### 5.3.2. Varmelagerets brønnkonfigurasjon og brønnantall

En avstand mellom brønnene på 3,9 m gir god utnyttelse av arealet. Dette er innenfor anbefalt brønnavstand jf. kapittel 3.3.4. Avstanden gir konfigurasjonen 19 x 10 brønner, og et brønnantall på 190 med en total brønnlengde på 17 100 m.

### 5.3.3. Effektberegninger ved opplading og utlading

Brønnparkens maksimale effektopptak og uttak er utregnet ved den spesifikke varmeoverføringsraten på 100 W/m og den totale brønnlengden på 17 100 m. Dette resulterer i en opp- og utladingseffekt for varmelageret på omtrent 1,7 MW.

Den maksimale effektleveransen til brønnparken fra de ulike energikildene er vist i tabell 5.6. Fra figur 5.3 observeres maksimal solinnstråling til å være i underkant av 1 100 W/m<sup>2</sup>, hvor solfangerne kan ta imot 700 W/m<sup>2</sup> av denne effekten (Rekstad, 2020). Ved disse effektene må brønnparkens oppladingseffekt tilsvare omtrent 2,9 MW. Det er viktig å presisere at dette er den maksimale effekten fra de termiske energikildene, som kun skjer i korte tidsrom i løpet av sommeren, jf. figur 5.4.

Tabell 5.6: Maksimal effektleveranse fra de ulike kildene til varmelageret ved opplading.

	<b>Maksimal effekt</b> [W/m <sup>2</sup> ]	<b>Areal</b> [m <sup>2</sup> ]	<b>Tilført effekt</b> [kW]
Solfangere	700	3 064	2 145
Veidekkets anlegg	100	7 000	700
Varmepumpe			26
<b>Totalt</b>			<b>2 871</b>

Dersom solfangerne blir prioritert i energileveransen som forklart i kapittel 4.10 blir brønnparkens oppladingseffekt ca. 2,1 MW.

Brønnparkens maksimale utladingseffekt ved energitilførsel til kulturkvartalet og det vannbårne energianlegget er estimert i tabell 5.7. Dette betyr at brønnparkens utladingseffekt må være ca. 3,9 MW dersom disse krever oppvarming samtidig. Disse tallene er beregnet uten metoder for å redusere effektterspørsel ved snø- og ismelting jf. kapittel 4.7.

Tabell 5.7: Maksimale utladingseffekter for brønnparken ved utlading.

	Maksimal effekt [W/m <sup>2</sup> ]	Areal [m <sup>2</sup> ]	Tilført effekt [kW]
Snøsmelting	250	14 000	3 500
Kulturkvartalet	50	8 200	410
<b>Totalt</b>			<b>3 910</b>

Tabell 5.8 viser den spesifikke overføringsraten som kreves av brønnparken ved opp- og utlading utregnet ved formel (3.4). Det er viktig å fremheve at den høye utladingseffekten overstiger den spesifikke maksimale overføringsraten for brønnparken, som i kapittel 4.6.3 er estimert til å være 100 W/m. Den spesifikke varmeoverføringsraten ved utlading på 228 W/m har ikke tatt hensyn til en soneinndeling av smelteområdet eller andre effektreduserende tiltak.

Tabell 5.8: Spesifikke varmeoverføringsrater vist ved maksimal opp- og utladingseffekt som kreves av brønnparken.

	Spesifikk varmeoverføringsrate [W/m]
Opplading	168
Opplading kun fra solfangere	125
Utlading	228

## 5.4. Lading av brønnparken

### 5.4.1. Energimengder i brønnparkens termiske soner

Volumet for brønnparken er 220 500 m<sup>3</sup>, jf. kapittel 5.3.1, som tilsvarer 73 500 m<sup>3</sup> fordelt likt på tre soner. Tabell 5.9 viser energimengden som kreves for å varme opp berggrunnen dersom de tre temperatursonene er like store, med temperaturer som illustrert i figur 4.12, og med varmekapasitet på 0,6 kWh/m<sup>3</sup>K.

Tabell 5.9: Energimengden som kreves for å varme opp berggrunnen i de ulike sonene i brønnparken.

	Volum [m <sup>3</sup> ]	$\Delta T$ [K]	Energimengde [MWh]
Lavtemperert sone	73 500	13	600
Mellomtemperert sone	73 500	33	1 500
Høytemperert sone	73 500	53	2 300
<b>Totalt</b>			<b>4 400</b>

### 5.4.2. Oppladingstid

Gitt at brønnparken mottar ca. 2,6 GWh hvert år og at den volumetriske varmekapasiteten til berggrunnen er 0,6 kWh/m<sup>3</sup>K vil oppladingstiden være:

$$t = \frac{4,4 \text{ GWh}}{2,6 \text{ GWh}/\text{år}} = 1,7 \text{ år.}$$

Dette er tiden det krever å motta nok energi, uten tap. Gjenvinningsgraden vil være størst i starten da det er lave temperaturer i brønnparken. Hvis en regner en gjennomsnittlig gjenvinningsgrad på 80% over hele oppladingsperioden vil oppladningstiden være på litt over 2 år. Det betyr at brønnparken nesten er fulladet etter to sommerperioder, og energiuttaket kan begynne.

Dersom brønnparken skal lades av en ekstern energikilde vil den spesifikke overføringsraten være bestemmende for hvor stor effekt det er gunstig å levere til brønnparken. Med utgangspunktet i at parken kan ta imot 100 W/m, vil brønnparkens maksimale effektopptak med ca. 17 000 m brønnlengde være ca. 1,7 MW. Tiden det vil ta å lade opp brønnparken vil da være:

$$t = \frac{4,4 \text{ GWh}}{1,7 \text{ MW}} \approx 2\,600 \text{ h.}$$

Med en gjenvinningsgrad på 80% vil oppladingstiden være på ca. 3 200 timer med maksimal effektlevering. Oppladingen med en ekstern energikilde kan ikke skje i sommerperioden hvor brønnparken mottar energi fra solfangere og veidekket.

## 5.5. Dimensjonering av dreneringstank

Solfangerprodusent Inaventa Solar AS oppgir at hver kvadratmeter solfanger holder tilnærmet én liter vann (Rekstad, 2020). Dermed vil 3 064 m<sup>2</sup> solfangere holde 3 064 liter, eller omtrent 3,1 m<sup>3</sup>.

I brønnparken er det 190 brønner som er 90 m dype. Diameteren på rørene er 14 cm, som gir et tverrsnittsareal på  $1,54 \cdot 10^{-2} \text{ m}^2$ . Det totale volumet for vannet i brønnparken er dermed 263 m<sup>3</sup>. Vannet gjennomgår en gjennomsnittlig årlig temperatursvingning på 20 K. Ved formel (2.12) beregnes den totale volumutvidelsen til 1,1 m<sup>3</sup>.

For å bestemme vannet i tilførselsrørene må først diameteren på rørene bestemmes. Diameteren bestemmes ved å se på massestrømmen ved maksimal ladeeffekt for systemet. Massestrømmen beregnes fra kulturkvartalet, da bygget har størst andel av solfangere. Som nevnt i kapittel 5.3.3 er det maksimale effektopptaket i solfangerne satt til 700 W/m<sup>2</sup>. Med et solfangerareal på 1 506 m<sup>2</sup> bestemmes total, maksimal ladeeffekt fra kulturkvartalet til 1 054 kW. Maksimal massestrøm beregnes ved formel (2.10B), hvor  $\Delta T$  settes til 40 K og  $C_p$  for vann er 1,16 kWh/m<sup>3</sup>K. Dette resulterer i en maksimal massestrømning fra kulturkvartalet på 6,34 kg/s. Ved å tillate et trykktap på 1 000 Pa/m gir nomogrammet for trykkfall i rør, i vedlegg B, en indre diameter på 60 mm.

Det er omtrent 100 m fra midten av rådhusparken til bakkdelen av kulturkvartalet, som videre har en høyde på 20 m. Tilførselsrørene til og fra kulturkvartalet har dermed en total lengde på 240 m. Det gjøres et overslag på at rørene til rådhuset og NAV-bygget har samme diameter og lengde, slik at total lengde for alle tilførselsrør er 720 m. Rørets tverrsnittsareal er  $2,83 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$  og totalt volum for tilførselsrørene blir derfor  $2,0 \text{ m}^3$ .

Det totale vannvolumet som dreneringstanken dimensjoneres for er presentert i tabell 5.10. Dreneringstanken plasseres i et brønnhus i rådhusparken. Vannspeilet bør være høyt nok til at nivåendringen ikke blir stor når dreneringstanken skal sluke eller avgi vann. Tanken bør overdimensjoneres noe, som sikkerhet mot overfylling.

Tabell 5.10: Oversikt over vannvolum som dreneringstanken må dimensjoneres for å holde.

	Volum [m <sup>3</sup> ]
Solfangere	3,1
Utvidelse i brønnpark	1,1
Tilførselsrør	2,0
<b>Totalt</b>	<b>6,2</b>

## 5.6. Termisk kuldeler

Kuldeleret dimensjoneres etter kjølebehovet i kulturkvartalet og plassen som er tilgjengelig. Kjølebehovet er satt til 82 MWh årlig, mens gjenvinningsgraden er satt til 60%. Ved bruk av formel (3.5) resulterer det i et volum på ca.  $15\,000 \text{ m}^3$ . En symmetrisk kube vil dermed ha høyde, lengde og bredde på ca. 25 m.

For å redusere den høye spisseffekten, må den totale lengden på brønnene økes. Derfor foreslås en utforming med lengde og bredde på 21 m, og en dybde på 40 m. Volumet blir da  $17\,640 \text{ m}^3$  mens topparealet blir mindre. Med en avstand på 3,5 m mellom hver brønn, vil konfigurasjonen være 7 x 7 brønner. Det tilsvarer 49 brønner som gir en total brønnlengde på 1 960 m. Med disse dimensjonene er det god plass under torget nordvest for rådhuset.

Kuldelagerets oppladingseffekt tilsvarer effektleveransen fra varmepumpen som er på 20 kW. Dette fører til en varmeoverføringsrate på 10 W/m. Kulturkvartalets effektbehov er på 246 kW. Ettersom varmepumpen leverer en effekt på 20 kW direkte til bygget blir kuldelagerets utladingseffekt 226 kW. Dette tilsvarer en overføringsrate i kjøleparkens brønner på 115 W/m.

## 5.7. Kostnadsanalyse

Hovedkostnadene for energisystemet er de termiske lagrene og solfangere. Kostnadene blir presentert tabell 5.11 med utgangspunkt i overslagene nevnt i kapittel 4.13.1.

*Tabell 5.11: Totalkostnader for varmelager, solfangere og kuldelager.*

	<b>Pris [kr]</b>	<b>Antall</b>	<b>Total pris [millioner kr]</b>
Varmelager	1 000/m	17 100	17,1
Solfangere	1 700/m <sup>2</sup>	3 064	5,2
Montering/transport	1 000/m <sup>2</sup>	3 064	3,1
Varmepumpe	320 000	1	0,3
Styringssystem/Energisentral	500 000	1	0,5
Kuldelager	1 000/m	1 960	2,0
<b>Totalt</b>			<b>28,2</b>

---

## 6. DISKUSJON

---

### 6.1. Energi og effektforbruk

#### 6.1.1. Energioverskudd

Utregningene viser at brønnparken vil ha et energioverskudd i forhold til forbruket. Selv om det er brukt flere antagelser som resulterer i et positivt energiregnskap, er det ikke unaturlig å forvente energioverskudd i noen driftsår. I denne situasjonen kan det enten vurderes å benytte energien til andre formål, som for eksempel romoppvarming til rådhuset eller til varmtvann. En annen mulighet er å lagre overskuddet i brønnparken som en energireserve til mer energikrevende år.

#### 6.1.2. Energibæreren som effektreserve

I oppgaven er det diskutert brønnparkens effektkapasitet som er nødvendig for å levere spisseffekten som kreves. Denne effektkapasiteten på 100 W/m sier hva massen rundt kollektorene kan overføre til energibæreren som sirkulerer gjennom brønnparken i drift. I disse beregningene er det ikke tatt hensyn til energibæreren i brønnparken som effektreserve.

Dette kan forklares ved at for eksempel brønnparken leverer energi slik at alt vannet i varmelageret reduseres med gjennomsnittlig 15 K. For de 263 m<sup>3</sup> vann som finnes i brønnparken tilsvarer dette ca. 4,6 MWh. Denne energien kan dekke den maksimale utladingseffekten på 3,9 MW i litt over en time, uten soneinndeling for smelteområdet.

På samme måte vil en gjennomsnittlig økning på 10 K for energibæreren i kuldelageret tilsvare 350 kWh kjøling levert. Energien i energibæreren kan dermed dekke den maksimale utladingseffekten for kulturkvartalet på 226 kW i ca. halvannen time.



## 6.2. Innstråling

### 6.2.1. Skygging

Det er valgt å se bort fra skygging fra horisonten, ettersom det ikke fins synlige, store skyggeobjekter i nærheten av sentrum. Det er også unngått å tegne inn vegetasjon, flaggstenger, lyktestolper og andre skyggeobjekter, fordi skygging fra disse er mindre vesentlig. Dersom det hadde vært ønskelig å erstatte noen av solfangerne med solceller ville det vært viktigere med kartlegging av skygging også fra mindre gjenstander. Samtidig er Vestby sentrum i stadig utvikling, og rådhusparken som er planlagt å etableres vil endre sentrumbildet. Når det gjelder de ulike bygningene som er tegnet inn i PVsyst, er heller ikke de nøyaktige. Høydene er tatt fra skissetegninger og delvis øyemål. Kulturkvartalets form er noe ulik den som er planlagt, men hovedpoenget har vært å etablere en takflate for å estimere areal for solfangst.

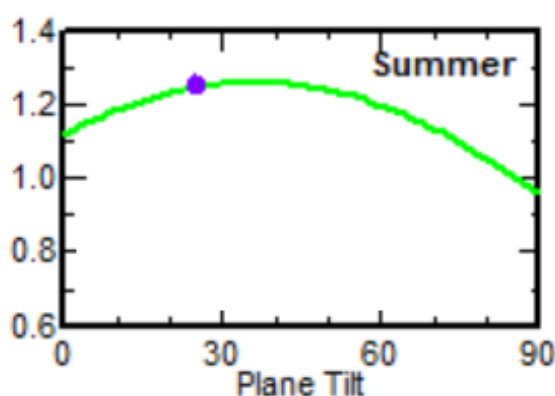
I eksempelkonfigurasjonen som er benyttet i oppgaven er det en god del skygging som vist i figur 5.2. Det er mulig at større avstand mellom radene av solfangere hadde gitt høyere innstråling.

### 6.2.2. Virkningsgraden til solfangerne

Oppgaven tar utgangspunkt i en virkningsgrad på 50% gjennom året. I realiteten er solfangernes virkningsgrad mer kompleks, og vil således variere etter innstråling og tur- og returtemperatur på vannet. Reguleringsystemet bør maksimere effektiviteten til solfangerne ut ifra temperaturene i brønnparkens soner, som nevnt i kapittel 4.6.5.

### 6.2.3. Generelt om innstråling

Det bør påpekes at solfangerplasseringen og vinklingen ikke er optimalisert. For enkelhets skyld er det brukt samme lengde, vinkling og avstand i eksempelkonfigurasjonen. I PVsyst fremkommer det at den optimale vinkelen for solfangerer direkte rettet mot sør, er mellom 30 – 40 grader, som vist i figur 6.1. I oppgaven er det benyttet en vinkling på 25 grader. Dette er for å redusere synligheten av fangerne fra bakkenivå. På kulturkvartalet som har takflater med større høydenivå vil fangernes vinkling kunne økes, uten at det synes like godt fra bakken.



Figur 6.1: Viser optimalisering av vinklingen for solfangerne plassert i Vestby sentrum. Den lille prikken viser en vinkling på 25 grader. Optimaliseringen er basert på å motta mest innstråling i sommerperioden april – september. Hentet fra PVsyst.

Oppgaven vurderer ikke konkret mulighetene for å plassere solfangerer på de vertikale veggene på de forskjellige byggene i Vestby sentrum. Etersom fangerne vil ha en 90 graders vinkling, vil de ikke ha samme leveranse som de andre solfangerne med 25 graders vinkling, som vist i figur 6.1.

## 6.3. Vannbårent energisystem for veidekket

### 6.3.1. utfordringer ved spisseffekter ved snø- og ismelting

I kapittel 4.7 presenteres det metoder for å reduseres effektbehovet ved snø- og ismelting. Begge metodene vil bidra til en reduksjon av effektbehovet, men i noen driftstilfeller vil effektbehovet fortsatt overstige brønnparkens maksimale utladingseffekt.

Disse driftstilfellene kan være forårsaket av krevende værforhold. Når det snør tett og det i tillegg er sterk vind eller lav utetemperatur vil effekten og energien som kreves for å smelte snøen kunne bli for stor. Dersom anlegget skulle prøve å smelte snøen under slike forhold ville mesteparten av energien gå tapt eller bli utnyttet dårlig. Anleggets styringssystem skal regulere dette slik at unødvendig energitap reduseres. Det er dermed viktig å definere en akseptabel grense for når driften av anlegget skal stanse. Denne grensen justeres etter værforhold som er for energi- og effektkrevende. Ifølge Tore Johnsen settes normalt en temperaturgrense mellom  $-8\text{ °C}$  og  $-12\text{ °C}$ . Ettersom driften av anlegget kan være nødt til å stanse er det viktig å ha annen beredskap klar, som for eksempel snømåking eller veisalting (Johnsen, 2020).

Hovedutfordringen med smelteanlegget er som nevnt at effektbehovet overstiger brønnparkens utladingseffekt. Ved soneinndeling av smelteområdet vil områdene smeltes i etapper, noe som fører til at effektbehovet reduseres. Dette vil dog føre til at smeltingen skjer over en lengre periode, noe som videre betyr at snøen vil akkumuleres på deler av smelteområdet. Det er vanskelig å fastslå antall ønskelige soner og å vise konkrete tall for effektflyten ved en soneinndeling. Dette bør utarbeides av eksperter på området, som for eksempel Aiwell for konkrete tilfeller. Det er også viktig å bemerke at kostnadene til anlegget vil øke ved flere soner, ettersom hver sone har en egen krets med tilhørende ventiler, sensorer og pumper.

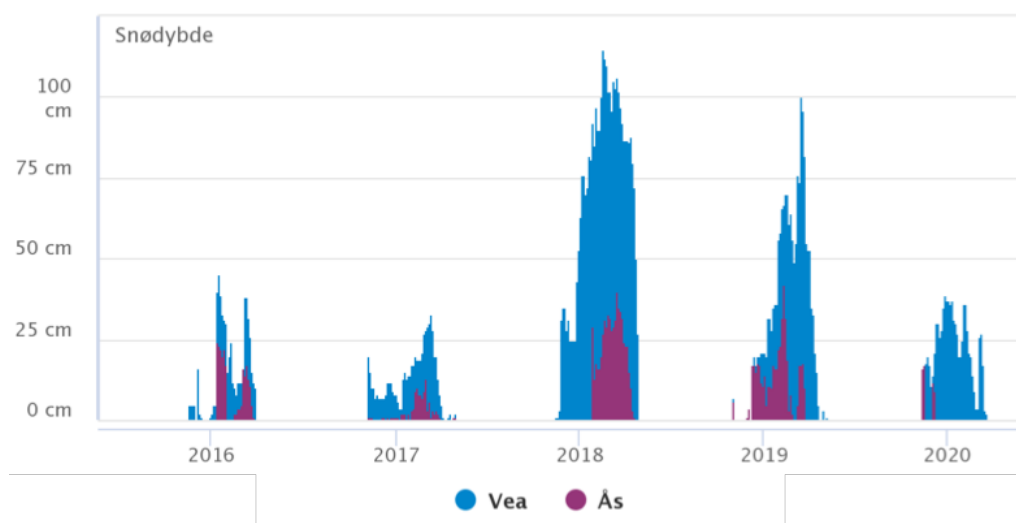
Et annet alternativ er å la brønnparken smelte smågater som ikke er lett tilgjengelig for fjerning av snø på vanlig måte. Samtidig kan snø måkes eller smeltes ved hjelp av for eksempel energi fra fjernvarmeanlegget. Senere kan brønnparken tilføre energi som holder veiene snø- og isfrie, og som ikke krever like høy effekt.

Det planlagte fortauet i Vestby sentrum skal være belagt med 30 cm tykke granittheller. Ettersom massene av hellene også må varmes opp, må større energimengder overføres til fortauet. I samtale med Tore Johnsen ble det forklart at det ikke vil være noe problem å smelte snø og is på granitthellene. Johnsen påpekte at dersom installasjonen av det vannbårne energisystemet hadde god kontakt med granitthellene ville energioverføringen gjennom hellene være god nok (Johnsen, 2020).

### 6.3.2. Klimaets innvirkning på snø- og issmelting av gatene

Figur 4.6 viser variasjonen i målte årlige snødybder i Ås og Veia. Fra det lille diagrammet, som gjelder for Ås, observeres det i årene 2017 og 2020 at snødybder sjeldent overstiger 10 cm og at det er flere dager helt uten snø. I disse årene vil det mest sannsynlig være uproblematisk å smelte snø og is på smelteområdet.

I oppgaven er det antatte årlige energiforbruket på 100 kWh/m<sup>2</sup> hentet fra Aiwells referanseanlegg i Gjøvik. Ved visuell inspeksjon av figur 4.6 observeres det et tydelig skille mellom snødybdene for områdene. Dette indikerer at smeltebehovet vil være lavere for Ås og dermed også for Vestby. Det vil derfor være mulig å anta at energien som skal dekke smeltebehovet er lavere enn estimert. Med et lavere energibehov for snø- og issmelting vil energireserven i brønnparken øke. Dette vil forbedre forsyningssikkerheten for systemet.



Figur 4.6: Diagrammene viser målinger av snødybde i Ås og Veia for årene 2016-2020. Diagrammene for Ås og Veia er brukt siden disse er de mest nærliggende værstasjonene til henholdsvis Vestby og Gjøvik (Norsk Klimaservicesenter, 2020).

### 6.3.3. Innhøsting av solvarme fra veidekke med vannbåren oppvarming

I oppgaven er det estimert et innhøstingsområde på 7 000 m<sup>2</sup>. Det er stor usikkerhet knyttet til denne antagelsen ettersom plantegninger av det prosjekterte veidekket ikke er tilgjengelig. Det er heller ikke utført undersøkelser av skyggeprofiler fra bygg og vegetasjon som påvirker innhøstingsområdet.

Veidekkets overflate og materiale spiller inn på mengden solenergi som kan høstes fra dekket. Det vil være hensiktsmessig å velge et materiale med gode termiske egenskaper som høy absorpsjonsevne og ledningsevne. Dette vil øke energioverføringen både ved innhøsting og smelting, og det kan derfor være fordelaktig å investere i et veidekke som er optimalisert for dette.

Når det gjelder problematikken vedrørende brønnparkens oppladningseffekt, vil den termiske tregheten i det vannbårne veianlegget være gunstig. Ettersom solenergien må overføres gjennom veidekket til energibæreren, vil energioverføringen være tregere sammenlignet med energiopptaket i solfangerne. Energileveransen fra veien til brønnparken vil dermed bli forsinket i forhold til leveransen fra solfangerne. Dette fører til at spisseffektene fra solfangerne kommer før spisseffektene fra det vannbårne energianlegget i veien.

Det er også viktig å presisere at energien som brønnparken ikke greier å oppta fra veidekket ved høye effekter, ikke anses som tapt. Overskuddsenergien vil fortsette å sirkulere i systemet. Deler av energien går tapt på grunn av varmetap til omgivelsene, men mesteparten av energien vil kunne overføres til brønnparken på et senere tidspunkt.

Effektleveransen fra innhøstingsområdet kan økes eller reduseres ved å forandre systemdesignet. Fra Gao et al. forskningsrapport (2010) er innhøstingseffekter estimert mellom 150 – 250 W/m<sup>2</sup> jf. kapittel 3.5. Variasjonen skyldes ulik rørtetthet i veidekket. Dersom rørtettheten økes vil innhøstingseffekten økes og investeringskostnader bli større. Ettersom det er ønskelig med lavere effekter ved innhøsting i dette tilfellet vil det være hensiktsmessig med lav rørtetthet.

I noen driftstilfeller kan utgangstemperaturen i energibæreren etter innhøsting, være for lav til lading av brønnparkens mellomtempererte sone. Det kunne derfor vært interessant å undersøke om det hadde vært gunstig å la en varmpumpe operere mellom energibæreren i veidekket og brønnparken. På denne måten ville varmpumpen hevet temperaturen, og overført energien til brønnparkens mellom- eller høytempererte sone.

## 6.4. Varmepumpesystemer

Med et varmpumpesystem som kjøler kulturkvartalet direkte, vil det være utfordrende å utnytte energileveransen til brønnparken på en god måte. Det er på de varmeste sommerdagene kjølebehovet er størst. Det er også disse dagene solen stråler på det sterkeste og energiproduksjonen fra solfangerne og veidekkets vannbårne energianlegg er på det høyeste. Som vist i kapittel 5.3.3 er det problematisk med for høy oppladingseffekt. Den termiske energien som leveres fra varmpumpen vil bidra til en økning i den maksimale oppladingseffekten. Dette kan medføre at brønnparken ikke kan ta imot energien som leveres og noe av den termiske energien vil gå tapt. Dette gjelder også for varmpumpesystemet med kuldageret, men i mindre grad. Siden varmpumpen driftes de fleste timene i året, vil mesteparten av den termiske energien kunne overføres til varmelageret. Dette fører til en god årsvarmefaktor for denne varmpumpen.

Det er også viktig å konstatere at varmpumpen må dimensjoneres etter maksimal kjøleeffekt. Dette betyr at det må investeres i en relativt stor varmpumpe som driftes i korte perioder gjennom året. Som nevnt i kapittel 4.13.1 vil dette bety at denne varmpumpen koster ca. 0,8 millioner mer enn varmpumpen som driver mellom de to termiske lagrene.

Når det gjelder effektilførselen til kulturkvartalet ved kjøling fra kuldageret, vil både kuldageret og varmpumpen bidra. Varmepumpens kjøleeffekt på 20 kW vil kunne brukes direkte mot kulturkvartalets kjølebehov. Dette fører til at effekten som kreves av kuldageret blir mindre, samt at gjenvinningsgraden på energien levert blir høyere.

Som alternativ kan det være verdt å undersøke lønnsomheten ved å øke varmepumpens installerte effekt nærmere. Når den installerte effekten økes kan den årlige brukstiden reduseres. En høyere installert effekt muliggjør regulering av brukstiden og varmepumpen kan da reguleres til å driftes når strømprisene er lave. Dette kan redusere kostnadene i det lange løp, men på bekostning av høyere investeringskostnader for en større varmepumpe.

## 6.5. Brønnparken

### 6.5.1. Tap fra brønnparken

De termiske tapene fra varmelageret er vanskelige å estimere ettersom det er mange parametere som er med på å bestemme tapene. Normalt sett under prosjektering av et sesonglager utføres det først grundig termisk responstesting av grunnen. Deretter utføres det flere simuleringer av brønnparken som gir optimaliserte brønnparkparametere.

Utformingen av brønnparken er begrenset av toppflatens kortsiden. Med denne begrensningen, samt et gitt brønnparkvolum vil en optimalisert form hatt like lengder for langsiden og dybde. Dette vil gi en bedre formfaktor. Å la dybden være lengre enn langsiden er som nevnt grunnet mindre kostnader, samt for å ha mulighet for utvidelse av brønnparken i fremtiden. Ved å la dybden være lengre enn langsiden, slik det er vist i oppgaven, vil formfaktoren endres lite.

Brønnparkens form er et avlangt prisme der kortsiden er 35 m bred. Dette fører til utfordringer vedrørende temperaturgradienten gjennom varmelageret. Med en tredelt termisk soneinndeling vil temperaturgradienten gjennom lagerets kortsiden være bratt. I dette området kan det være vanskelig å opprettholde temperaturnivåene i de forskjellige sonene. En løsning på dette kan være å øke temperaturen i LTS, som vil lage en slakere temperaturgradient. Ulempen med dette er at temperaturforskjellen mellom brønnparken og omsluttende fjellmasser blir større og de termiske tapene øker.

Brønnparkens volum er dimensjonert etter energitilførselen. Volumet som er beregnet er det avgrensede volumet jf. kapittel 3.3.7. Når det gjelder energitapet fra brønnparken vil det ikke være riktig å anse alle de konduktive varmetapene ut fra dette volumet som tapt. Energien overføres via omsluttende fjellmasser ut fra brønnparken og det skapes en temperaturgradient mot urørttemperaturen i grunnen. Når brønnparken utlades vil det aktive volumet definere energimengden i lageret ettersom energibrønnene har termisk kontakt med omsluttende masser.

## 6.5.2. Spesifikk varmeoverføringsrate

Når det gjelder hvor stor effekt brønnparken kan ta opp/avgi, er grensen i oppgaven satt til 100 W/m. Dette tallet er usikkert og avhengig av både berggrunnen og driftstemperaturer. En høyere temperaturforskjell mellom energibæreren og massen rundt kollektoren vil gi en større overføringsrate. Det er derfor viktig med en termisk responstest for å få bedre indikasjoner på den mulige effektflyten i brønnparken.

Ved en oppladingseffekt som er høyere enn grensen, vil ikke brønnparken klare å ta opp all energien i første omgang. Det betyr at returtemperaturen ut fra brønnparken blir høyere enn ønsket. Som vist i tabell 5.3, er det kun forventet at sola skinner med høyere effekt enn 900 W/m<sup>2</sup> 86 timer årlig. Dermed vil det kun være i korte perioder om sommeren at brønnparken mottar spisseffekten.

*Tabell 6.1: Viser forventet fordelingen av antall timer ved forskjellige innstrålingsintervaller for et år. Tallene er hentet fra PVsys rapport.*

<b>Innstråling [W/m<sup>2</sup>]</b>	0	0 - 100	100 - 300	300-600	600-900	900 +
<b>Antall timer</b>	4 112	1 959	1 185	915	503	86

Det som derimot er viktigere er maksimal utladingseffekt. I denne oppgaven har hovedfokuset vært å se på hvordan en brønnpark kan oppfylle energi- og effektbehovene til snøsmelting. Det er svært effektkrevende å smelte snø og is, og derfor ville effektbehovet oversteget grensen på 100 W/m, dersom det ikke hadde vært en soneinndeling. Dette betyr at hvis overføringsraten på 100 W/m stemmer, og det ikke er mulig med en soneinndeling, vil ikke brønnparken kunne levere nok effekt til å smelte hele området alene.



I dette tilfellet vil det være gunstig å vurdere hvordan en kan øke overføringsraten. Den første muligheten er som nevnt tidligere å øke diameteren på kollektoren, slik at det oppstår en større varmeoverføringsflate. En annen mulighet er naturligvis å øke den totale lengden på brønnene. Hvis brønnparken har et innskrenket toppareal, vil eneste mulighet for flere brønner være å redusere avstanden mellom brønnene, eller øke dybden på brønnene.

Dersom avstanden mellom brønnene reduseres vil det bli plass til flere brønner i det gitte arealet, og dermed øker brønnlengden. Brønnavstanden bør fortsatt være innenfor intervallet som er nevnt tidligere på 2 – 5 m. Samtidig vil flere brønner øke kostnaden på boring og andre materialkostnader. Hvis for eksempel avstanden mellom brønnene reduseres fra 3,9 m til 3,5 m vil konfigurasjonen være 21 x 11 som tilsvarer 231 brønner. Om dybden forble uendret ville den totale brønnlengden vært omtrent 21 000 m. Dette ville redusert den spesifikke overføringsraten som kreves av brønnene ved maksimal oppladingseffekt fra 168 W/m til 138 W/m og utladingseffekt fra 228 W/m til 188 W/m. Med kun solfangernes spisseffektleveranse ville kravet til overføringsraten blitt 103 W/m. Reduksjonen i avstanden mellom brønnene ville økt investeringskostnaden med omtrent 4 millioner kr.

Det ligger dermed en balansegang i økonomien for brønnparken og ønsket spesifikk varmeoverføringsrate. Dette poengterer viktigheten av en termisk responstest og simulering for å kunne analysere og optimalisere dybde, brønnavstand, antall meter rør og effektlyt.

### 6.5.3. Plassering av varmelageret

Det at det skal legges en rådhuspark over brønnparken fører med seg noen utfordringer. For det første blir det lite aktuelt med et kryperom over brønnparken med tilgang til hver brønn, som ellers kunne vært ønskelig. Det blir derfor viktig å designe et kart med nøyaktig plassering for hver brønn, slik at det er mulig å grave ned til en enkeltbrønn dersom det oppstår problemer.

Videre kan det bli utfordrende med trær i parken. Røttene på trær og busker vil kjenne at det er et vannreservoar under overflaten, og røttene vil forsøke å nå ned til brønnene. Det fins ikke nok forskning på dette området til å vite nøyaktig hva som vil skje, eller om det finnes løsninger for å forhindre dette.

Ut ifra tegninger for hvordan parken skal designes, ser det i dag ut som det er tenkt å ha et vannspeil i parken. Det blir viktig med god tetting med egnet duk fra dammens bunn og ned mot parken, slik at vannet ikke siver ned. En annen utfordring med vannspeilet er at tilgangen til brønnen blir vanskeligere. Dersom det oppstår problemer med en brønn, kan det bli mer økonomisk gunstig å koble fra den ødelagte brønnen, enn å grave ned til den.

#### 6.5.4. Oppstart av sesonglageret

I oppgaven er det diskutert to ulike oppladningsscenarioer: Ett hvor parken lades gjennom energi fra solfangere og veidekket, og ett hvor det lades av en ekstern energikilde. En naturlig løsning kan være en blanding av disse.

Om sommeren mottar brønnparken 2,6 GWh fra solfangerne, veidekket og varmepumpesystemet. Det betyr at det er ca. 2,1 GWh igjen før den er fulladet. Ved å tilføre lageret en effekt på 1,7 MW, som tilsvarer 100 W/m, fra en ekstern energikilde, vil det ta ca. 1 500 timer før lageret er fulladet. Dette er med utgangspunkt i at lageret har en gjennomsnittlig gjenvinningsgrad på 80% for all energi tilført. 1 500 timer tilsvarer litt i overkant av to måneder, som vil si at lageret kan lades på under ett år og potensielt være klar til vintersesong det første året.

#### 6.6. Dimensjonering av dreneringstank

Beregning av utvidelsen av vannet i brønnparken har brukt formel (2.12). Vannets utvidelseskoeffisient,  $\beta$ , er satt til å være  $2,07 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ , men dette tallet er gitt for vann ved standard betingelser og temperaturnivå på 20 °C. I realiteten vil ikke utvidelsen av vannet følge en lineær kurve fordi den også er en funksjon av temperaturen.

Selv om volumutvidelsen ikke blir helt nøyaktig som følge av dette, er dette tatt høyde for ved å overdimensjonere dreneringstanken noe. Det er gjort ved å anslå at temperaturen i hele brønnparken øker med 50 K, når dette i realiteten kun skjer i sentrumssonen. I beregningen av vannmengden i tilførselsrørene er det gjort en forenkling som også fører til overdimensjonering

av dreneringstanken. Størrelsen på rørene er beregnet for kulturkvartalet, som krever størst rørdimensjoner. Denne størrelsen er videre benyttet for hele sentrum. I realiteten vil disse være mindre.

## 6.7. Kuldelager

I oppgaven er det tatt utgangspunkt i temperaturer på  $-5\text{ °C}$  i ytterkant og  $-10\text{ °C}$  i sentrum ved fulladet kuldelager. I resultatene observeres det at utladingseffekten overstiger grensen på  $100\text{ W/m}$ . For å øke energi- og effektreserven i kuldelageret kan det være mulig å øke effektkapasiteten på varmepumpen som henter ut varme gjennom året, og få en lavere temperatur i sentrum. Dette vil føre til at momentanenergien i energibæreren kan bli høyere ved å tillate den en høyere temperaturøkning. Ettersom oppladingseffekten ikke er noe problem på  $10\text{ W/m}$ , vil dette også kunne gi mer varme til varmelageret. Det vil dog føre med seg en høyere kostnad, både i form av varmepumpen og strømpriser. I tillegg vil en høyere temperaturgradient mot urørttemperaturen i grunnen føre til større konduktive tap.

En annen løsning på det høye effektbehovet ligger i det vannbårne energianlegget i kulturkvartalet. Ved å se på værprediksjoner og på forventet antall personer i lokalet vil effekttoppene kunne forutses. Dersom en kan forutsi effekttoppene kan det vannbårne anlegget aktiviseres før toppene oppstår. Forutsatt at det vannbårne anlegget er støpt i betong vil betongdekket fungere som en effektreserve. Denne kan lades ved at den kalde energibæreren sirkulerer i dekket en periode før det maksimale effektbehovet. På denne måten reduseres brønnparkens maksimale utladingseffekt.

## 6.8. Estimer av pumpeeffekter med driftskostnader

I det påfølgende avsnittet er det indikert årlig elektrisk energiforbruk med påfølgende strømutfgifter for sirkulasjonspumper og varmpumpen som lader kjølelagert i energisystemet.

Ettersom energisystemet består av flere ulike kretser, og ettersom energibærerne er ulike fluider, kreves det flere sirkulasjonspumper. For å beregne pumpeeffektene ble det først valgt å dele inn sirkulasjonsområdet i 4 grupper: solfangerne, distribusjonsnett, det vannbårne energianlegget i veien og brønnparkene. I hver gruppe er rørdimensjoner, rørlengder og massestrøm forskjellige og de krever derfor forskjellig pumpekapasitet. Rørdimensjoner og trykktap er estimert med verdier hentet fra nomogrammene i vedlegg B. Alle pumpene er estimert til å ha en virkningsgrad på 50% og er estimert for driftssituasjoner med maksimal termisk energioverføring. Ved grove beregninger vist i vedlegg D, ble de ulike gruppens pumpeeffekter utregnet som vist i tabell 6.2.

*Tabell 6.2: Viser estimerte verdier for maksimal pumpeeffekt for de ulike komponentene i energisystemet.*

	Solfangere	Veien	Brønnparken	Distribusjonsnett	Totalt
<b>Pumpeeffekt [kW]</b>	7	10	18	2	<b>37</b>

Det elektriske energiforbruket til sirkulasjonspumpene ble beregnet ved å anta driftstiden til de ulike sirkulasjonspumpekretsene. En grov beregning av driftstidene resulterte i et årlig elektrisk energiforbruk på 115 MWh for sirkulasjonspumpene.

Hele energisystemets elektriske energiforbruk er hovedsakelig knyttet til forbruket til sirkulasjonspumpene og varmpumpen. Det vil naturligvis være et forbruk ved sensorer, styringssystemer og andre komponenter. For sirkulasjonspumpene og varmpumpen er et årlig elektrisk energiforbruk estimert til 150 MWh. Dersom en antar en strømpris på 1 kr/kWh resulterer dette i årlige utgifter på 150 000 kr.

## 6.9. Økonomi

Når det kommer til prisen på solfangerne vil installasjonskostnader, stativer og montering variere mye etter hva slags takflate de skal stå på. Dersom det tas høyde for dette i prosjekteringen av kulturkvartalet, vil kostnadene gå ned. I eksisterende bygg derimot, som rådhuset og NAV-bygget må det undersøkes hvor egnet takene er for å bære fangerne, og om de eventuelt trenger forsterkninger. Hvis det skulle være tilfellet, vil kostnaden øke.

Kostnaden for brønnparkene er oppgitt per meter. Dette fordi produsenten ikke vil oppgi konkret pris. Når boreriggen er på plass er det imidlertid nærliggende å anta at merkostnaden for å bore én ekstra meter er lavere enn oppgitt. Det kan altså være billigere å bore færre dypere brønner enn flere grunne brønner.

### 6.9.1. Lønnsomhet i forhold til andre energikilder

Som NVE peker på i sin rapport vil fremtidens kraftmarked i Europa og Norge sannsynligvis oppleve større svingninger enn i dag (Gogia et al., 2019). Det er dermed svært gunstig med et energilagingssystem slik at disse svingningene kan utnyttes lokalt. Ved lave energi- og strømpriser, kan lagrene fylles ved hjelp av varmepumper og fjernvarme.

Dette må også ses i sammenheng med prisen på bioenergi. I Norge viser trenden at mer biologisk materiale går til utvikling av biodrivstoff og utbygning av nye bygg i blant annet massivtre. Denne økende etterspørselen vil mest sannsynlig føre til en økt pris for bioenergi for alle sektorer. En av fordelene med et sesonglager ladet med solenergi, er at energisystemet da er uavhengig av eksterne kraftpriser.

Flere av fjernvarmeanleggene i Norge i dag bruker fossilt brensel til dekning av spisslast. Det vil si at når effektbehovet er på det høyeste, forbrenner anlegget fossilt brensel for å dekke effekttoppene. Et varmelager med tilgjengelig energi kan være med på å redusere bruken av fossilt brensel, som jo er ønskelig både med hensyn til klimautslipp og økonomi.

## 6.9.2. Hensyn til COVID-19

Det er ikke tatt hensyn til koronavirusets effekt på økonomien, verken i herværende oppgave eller i NVEs rapport. I perioden etter regjeringen innførte ulike smitteverntiltak, har lavere aktivitet i næringslivet ført til lave strømpriser. Hvordan viruset og situasjonen den har skapt vil prege fremtidens energipriser, er vanskelig å spå i skrivende stund. Men som nevnt tidligere vil et energilager være gunstig i et varierende kraftmarked. I en situasjon som denne hvor kraftprisene er lave kan lagrene lades opp med bruk av elektrisitet.

---

## 7. KONKLUSJON OG FORSLAG TIL VIDERE ARBEID

---

### 7.1. Konklusjon

Det er gode forutsetninger for å dekke energibehovet ved snø- og issmelting av gater samt kjøle- og oppvarmingsbehovet av kulturkvartalet på en fornybar og bærekraftig måte i Vestby sentrum. Energiløsningene som er presentert i oppgaven har potensial til å dekke 100% av energibehovet. Å dekke 100% av det maksimale effektbehovet viser seg derimot å være utfordrende.

Årlig energibehov til oppvarming av kulturkvartalet og snøsmelting av gater i sentrum er estimert til henholdsvis 450 MWh og 1 400 MWh. En kombinasjon av tre ulike energikilder produserer omtrent 2 600 MWh termisk energi årlig. Av dette produserer solfangere 1 500 MWh, det vannbårne energianlegget i veien 900 MWh og et varmepumpesystem 200 MWh. For å kunne sesonglagre denne energien til vinterens oppvarmingsbehov er varmelageret dimensjonert til å ha et toppareal på 2 450 m<sup>2</sup> og en brønndybde på 90 m. Gjennom en litteraturstudie av brønnparker med lignende størrelser er brønnparkens gjenvinningsgrad estimert til 80%. Dette betyr at varmelageret kan levere omtrent 2 100 MWh årlig ved stabil drift, noe som gir et termisk energioverskudd ved oppvarming.

Hovedutfordringen med dette energisystemet er effekten som kreves av brønnparken ved maksimal opp- og utlading. Brønnparkens effektkapasitet er 1,7 MW, mens det kreves henholdsvis 2,9 MW ved maksimal opplading og 3,9 MW ved maksimal utlading. Under opplading, ved maksimal innstrålingen bør energien fra solfangerne prioriteres. Styringssystemet lar da energien fra solfangerne leveres til brønnparken før energien fra veidekket, slik at brønnparkens effektkapasitet ikke overstiges. For at systemet skal kunne smelte hele området må det opprettes en prioritert soneinndeling.

For å dekke kulturkvartalets årlige kjølebehov på 82 MWh er to forslag presentert. I det ene systemet dekkes kjølebehovet av en varmepumpe etter behov, mens i det andre systemet dekkes kjølebehovet av en brønnpark drevet som kuldelager. For det første systemet viser det seg å være utfordrende å dumpe varmen fra varmepumpen i varmelageret grunnet høy oppladningseffekt. Systemet med kuldelageret ansees som den beste løsningen ettersom varmen vil kunne overføres til varmelageret. Kuldelageret har et toppareal på 440 m<sup>2</sup>, en dybde på 40 m og er plassert nordvest for rådhuset. Lageret vil kunne dekke 100% av kulturkvartalets energi- og effektforbruk ved kjøling. Kuldelagerets gjenvinningsgrad er satt til 60%.

Totale kostnader for energisystemet etter grovbudsjettering er beregnet til ca. 30 millioner kr. Energien som systemet kan levere hvert år er estimert til ca. 2,1 GWh, som gir en årlig kostnadsbesparelse på ca. 2 millioner kr med en kraftpris på 1 kr/kWh, med fradrag av driftskostnader.

## 7.2. Forslag til videre arbeid

Denne studien har tatt for seg hvordan kulturkvartalets oppvarmings- og kjølebehov kan dekkes, samt hvordan snø- og issmelting av gater i Vestby kan utføres med bruk av sesonglagre. Oppgavens omfang har bidratt til bred forståelse av de ulike prosessene i energiproduksjon, lagring og distribusjon. For dette spesifikke prosjektet i Vestby må en detaljert systembeskrivelse utarbeides. I beskrivelsen må alle komponenter og dimensjoner inkluderes. Med en detaljert systembeskrivelse kan energiflyten analyseres og en komplett kostnadsanalyse utvikles. Dette vil gi et tydeligere bilde av forutsetningene som må til for å utføre prosjektet.

Videre bør det utføres termisk responstesting av grunnen i tillegg til simuleringer av brønnparken. Ettersom opp- og utladingseffekter viser seg å være hovedproblemet bør simuleringene optimaliseres for effektene. Til slutt anbefales det å analysere hele systemets miljøpåvirkning fra produksjon, leveranse, drift og vedlikehold.



En brønnpark i samspill med en industri med mye spillvarme vil kunne effektivisere energisektoren. Da vil det være hensiktsmessig å lagre spillvarmen når det ikke er behov for oppvarming for deretter å utnytte energien i løpet av vintersesongen.

Det vil være nyttig å utforske muligheten for å plassere solcellepaneler på noen av takflatene eller veggene på de kommunale byggene. Dette er fordi solcellepanelene vil levere strøm når solen skinner, og det er samtidig som pumpene for solfangeranlegget trenger strøm. Fordelen med solcellepaneler er at de er enklere å plassere enn solfangere. Derfor kan de enklere plasseres på steder der solfangerne ikke så lett kan brukes. Ved å plassere noen av modulene øst- og vestvendt vil strømforsyningen fordeles utover et lengre tidsrom.

---

## 8. REFERANSER

---

Acuña, J. & Palm, B. (2013). Distributed thermal response tests on pipe-in-pipe borehole heat exchangers. *Applied Energy*, 109: 312-320.

Aiwell. (u.å.). *Snøsmelteanlegg og gatevarme for bakke*. Tilgjengelig fra: <https://www.aiwell.no/snoshmelteanlegg-no.html> (lest 11.02.2020).

Banks, D. (2012). *An introduction to thermogeology: ground source heating and cooling*: John Wiley & Sons.

Botpaev, R., Louvet, Y., Perers, B., Furbo, S. & Vajen, K. (2016). Drainback solar thermal systems: A review. *Solar Energy*, 128: 41-60. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.050>.

Cabeza, L. F. (2014). *Advances in thermal energy storage systems: Methods and applications*: Elsevier.

Çengel, Y. A. & Ghajar, A. J. (2015). *Heat and mass transfer : fundamentals & applications*.

Chen, J. C. (2011). *Physics of Solar Energy*. New Jersey: John Wiley & Sons.

Drake Landing Solar Community. (u.å.). *Borehole Thermal Energy Storage (BTES)*. Tilgjengelig fra: <http://dlsc.ca/borehole.htm> (lest 16.01.2020).

Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4. utg. New Jersey: John Wiley & Sons.

Energiloven. (1990). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50> (lest 24.03.2020).

Eugster, W. J. (2007). *Road and bridge heating using geothermal energy. overview and examples*. Proceedings European geothermal congress.

European Comission. (2012). *Country and regional maps*. Tilgjengelig fra: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index\\_c.html#!](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html#!) (lest 15.02.2020).

Finnemore, E. J. & Franzini, J. B. (2002). *Fluid mechanics with engineering applications*, b. 10: McGraw-Hill New York.

- Fossdal, M., L., Arnstad, E., Mathiesen, K., B & Eriksen, B. (2007). *Fornybar energi 2007*. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no> (lest 10.01.2020).
- Gao, Q., Huang, Y., Li, M., Liu, Y. & Yan, Y. Y. (2010). Experimental study of slab solar collection on the hydronic system of road. *Solar Energy*, 84 (12): 2096-2102. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.09.008>.
- Gehlin, S. (2002). *Thermal response test: method development and evaluation*: Luleå tekniska universitet.
- Gogia, R., Endresen, H., Haukeli, I. E., Birkelund, J. H. H., Aulie, F. H., Østenby, A., Buvik, M. & Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedanalyse*: NVE. Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019\\_41.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf) (lest 01.04.2020).
- Hansen, L. N. (2020). *Energirapport for Vestby kulturkvartal* (lest 11.04.2020).
- Hanssen-Bauer, I., Førland, E., Haddeland, I., Hisdal, H., Mayer, S., Nesje, A., Nilsen, J., Sandven, S., Sandø, A. & Sorteberg, A. (2015). Klima i Norge 2100 Kunnskapsgrunnlag for klimatilpasning oppdatert i 2015. *NCCS report, NCCS, Oslo, Norway*, 203.
- Hazami, M., Kooli, S., Lazâar, M., Farhat, A. & Belghith, A. (2010). Energetic and exergetic performances of an economical and available integrated solar storage collector based on concrete matrix. *Energy Conversion and Management*, 51 (6): 1210-1218. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.12.032>.
- Huus-Hansen, W. (2020). *Økonomi for masteren* (e-post til Wilhelm Huus-Hansen 27.04.2020).
- Johnsen, T. (2020). *Telefonintervju med markedssjef i Aiwell Tore Johnsen* (10.01.20-29.04.20).
- Johnsson, J. (2017). *Winter Road Maintenance using Renewable Thermal Energy*.
- Kakac, S., Liu, H. & Pramuanjaroenkij, A. (2002). *Heat exchangers: selection, rating, and thermal design*: CRC press.
- Lee, K. S. (2013). Underground Thermal Energy Storage. I: Lee, K. S. (red.) *Underground Thermal Energy Storage*, s. 15-26. London: Springer London.
- Mesquita, L., McClenahan, D., Thornton, J., Carriere, J. & Wong, B. (2017). *Drake Landing Solar Community: 10 Years of Operation*. Tilgjengelig fra: <https://www.dlsc.ca/reports/swc2017-0033-Mesquita.pdf> (lest 16.01.2020).
- Nielsen, J. E., Mangold, D. & Deschaintre, L. (2012). IEA-SHC Task 45: Large Solar Heating/Cooling Systems, Seasonal Storage, Heat Pumps. *Energy Procedia*, 30: 849-855. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.096>.

- Nordell, B. (1994). *Borehole heat store design optimization*. Doctoral thesis, comprehensive summary. Luleå: Luleå tekniska universitet.
- Nordell, B., Scorpo, A. L., Andersson, O., Rydell, L. & Carlsson, B. (2016). *Long-term Long Term Evaluation of Operation and Design of the Emmaboda BTES.: Operation and Experiences 2010-2015*: Luleå tekniska universitet.
- Norgebilder Vestby sentrum. (2020). Statens vegvesen, NIBIO, Kartverket. Tilgjengelig fra: <https://www.norgebilder.no/?x=260071&y=6614761&level=16&utm=33&projects=&layers=&plannedOmlop=0&plannedGeovekst=0> (lest 11.02.2020).
- Norges Geologiske Undersøkelse. (u.å.). *Vestby kommune*. Tilgjengelig fra: <http://geo.ngu.no/kart/minkommune/?kommunenr=3019> (lest 30.04.2020).
- Norsk Klimaservicesenter. (2020). MET, Norway, NVE. Tilgjengelig fra: <https://klimaservicesenter.no/observations/> (lest 14.03.20).
- NVE. (2009). *Bioenergi*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/bioenergi/?ref=mainmenu> (lest 12.05.2020).
- NVE. (2015). *Grunnvann i Norge*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/hydrologi/grunn-og-markvann/grunnvann-i-norge/> (lest 25.03.2020).
- NVE. (2016). *Analyse av energibruk i yrkesbygg*. Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_24.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_24.pdf) (lest 31.05.2020).
- Pan, P., Wu, S., Xiao, Y. & Liu, G. (2015). A review on hydronic asphalt pavement for energy harvesting and snow melting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48: 624-634. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.029>.
- PVsystem. (u.å.). *PVsystem*. Tilgjengelig fra: <https://www.pvsystem.com/> (lest 15.02.20).
- Quaschnig, V. (2004). Solar thermal water heating. *Renewable Energy World*: 95-99.
- Quaschnig, V. (2016). *Understanding renewable energy systems*: Routledge.
- Ramstad, R. K., Holmberg, H., Bugge, L. & Riise, M. H. (2017). *Sluttrapport Fjell2020 konseptutredning miljøløsninger* (lest 25.02.2020).
- Rekstad, J. (2020). *Telefonintervju med John Rekstad fra Inaventa Solar AS* (12.05.2020).
- SeNorge. (2020). NVE, Met, Kartverket. Tilgjengelig fra: <http://www.senorge.no/index.html?p=senorgeny&st=snow> (lest 25.03.20).
- Sibbitt, B. & McClenahan, D. (2015). *Seasonal Borehole Thermal Energy Storage - Guidelines for design & construction*. Tilgjengelig fra: <http://task45.iea->

[shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.B.3.1-TECH-Seasonal-storages-Borehole-Guidelines.pdf](https://www.shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.B.3.1-TECH-Seasonal-storages-Borehole-Guidelines.pdf) (lest 07.05.2020).

- Skarphagen, H., Banks, D., Frengstad, B. S. & Gether, H. (2019). Design Considerations for Borehole Thermal Energy Storage (BTES): A Review with Emphasis on Convective Heat Transfer. *Geofluids*, 2019.
- Smebye, H., Midttømme, K. & Stene, J. (2011). Energi fra overflatevann i Norge-kartlegging av økonomisk potensial.
- Stamgård, H. N. (2018). *Sesonglagring av solvarme for enebolig*. Masteroppgave. Ås: Norges miljø- og biovitenskapelig universitet.
- Stene, J. (2000). Varmepumper for oppvarming og kjøling av bygninger. *SINTEF Energiforskning AS*.
- Stene, J. & Smedegård, Ø. O. (2013). *Hensiktsmessige varme- og kjøleløsninger i bygninger*. Rapport fra COWI på oppdrag for ENOVA 03/2013. Tilgjengelig fra: [https://www.enova.no/upload\\_images/380D698AC6CC4A0D98695AC29342ECDC.pdf](https://www.enova.no/upload_images/380D698AC6CC4A0D98695AC29342ECDC.pdf) (lest 02.05.20).
- Strand, H. (2020). *Intervju med regionsansvarlig innlandet Halvor Strand ved ABK- Qviller* (14.05.2020).
- Tekniske Nyheter. (2013). Snøsmelteanlegg i Gjøvik kommune: Energiforbruk på 95,5 kWh per m<sup>2</sup> i første driftssesong. *ENERGI RAPPORTEN*, 10 (1): 2-4.
- Tipler, P. A. & Mosca, G. (2007). *Physics for scientists and engineers*: Macmillan.
- Tollan, A. (2019). *Grunnvann*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/grunnvann> (lest 24.03.2020).
- Twidell, J. & Weir, T. (2015). *Renewable Energy Resources*. 3. utg. New York: Routledge.
- Van Meurs, G. A. M. (1985). *Seasonal heat storage in the soil*: Dutch Efficiency Bureau (lest 20.02.20).
- Vestby Kommune. (2019). *Kommuneplan 2019 - 2030*. Tilgjengelig fra: <https://www.vestby.kommune.no/vedtatt-kommuneplan.82321.no.html> (lest 10.02.2020).
- Yuriy, M. (2020). *Volumetrisk varmekapasitet for berggrunnen i Vestby* (e-post til Yuriy Maystrenko 05.05.2020).

## 9. VEDLEGG

### Vedlegg A –rapport fra PVsyst

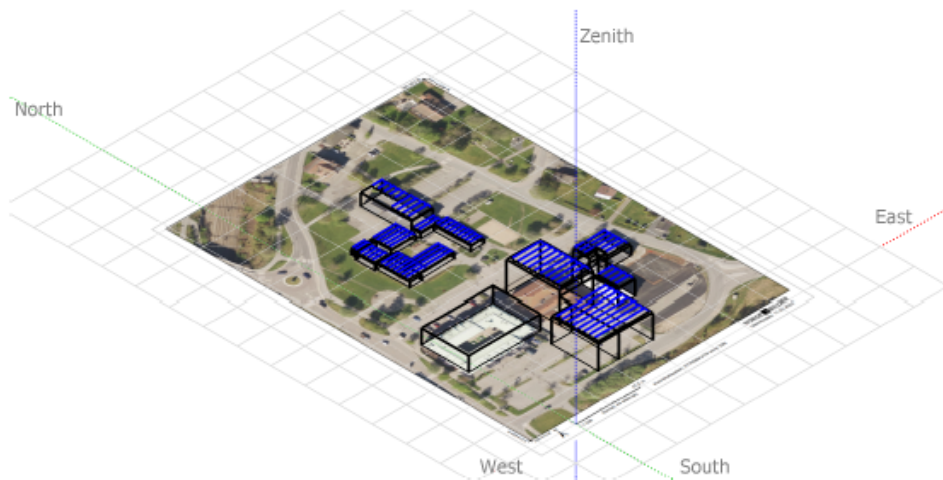
PVSYST V6.86		28/02/20	Page 1/5
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project : Vestby</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>Vestby</b>	<b>Country</b>	<b>Norway</b>
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b> 59.60° N	<b>Longitude</b>	10.75° E
Time defined as	<b>Legal Time</b> Time zone UT+1	<b>Altitude</b>	70 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Vestby</b>	<b>Meteonorm 7.2 (1991-2010) - Synthetic</b>	
<b>Simulation variant :</b>			
	<b>Simulation date</b>	28/02/20 10h59	
<b>Simulation parameters</b>			
	<b>System type</b>	<b>Sheds on a building</b>	
<b>Collector Plane Orientation</b>	<b>Tilt</b> 25°	<b>Azimuth</b>	-1°
<b>Sheds configuration</b>	<b>Nb. of sheds</b> 71	<b>Collector width</b>	2.67 m
	<b>Sheds spacing</b> 3.67 m	<b>Ground cov. Ratio (GCR)</b>	72.9 %
<b>Shading limit angle</b>	<b>Limit profile angle</b> 42.4°		
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b> Perez	<b>Diffuse</b>	Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	<b>Si-mono</b>	<b>Model</b>	<b>GES-5M5</b>
Original PVsyst database	<b>Manufacturer</b>	Sainty Solar	
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b>	22 modules	<b>In parallel</b> 2107 strings
<b>Total number of PV modules</b>	<b>Nb. modules</b>	46354	<b>Unit Nom. Power</b> 5 Wp
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	<b>232 kWp</b>	<b>At operating cond.</b> 209 kWp (50°C)
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b>	335 V	<b>I mpp</b> 623 A
<b>Total area</b>	<b>Module area</b>	3064 m <sup>2</sup>	<b>Cell area</b> 1627 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>			
	<b>Model</b>	<b>3 kWac inverter</b>	
Original PVsyst database	<b>Manufacturer</b>	Generic	
<b>Characteristics</b>	<b>Operating Voltage</b>	125-440 V	<b>Unit Nom. Power</b> 3.00 kWac
<b>Inverter pack</b>	<b>Nb. of inverters</b>	58 units	<b>Total Power</b> 174 kWac
			<b>Pnom ratio</b> 1.33
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b>	20.0 W/m <sup>2</sup> K	<b>Uv (wind)</b> 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b>	9.1 mOhm	<b>Loss Fraction</b> 1.5 % at STC
<b>Module Quality Loss</b>			<b>Loss Fraction</b> -0.8 %
<b>Module Mismatch Losses</b>			<b>Loss Fraction</b> 1.0 % at MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>			<b>Loss Fraction</b> 0.10 %
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	<b>IAM =</b> 1 - bo (1/cos i - 1)		<b>bo Param.</b> 0.05

### Grid-Connected System: Near shading definition

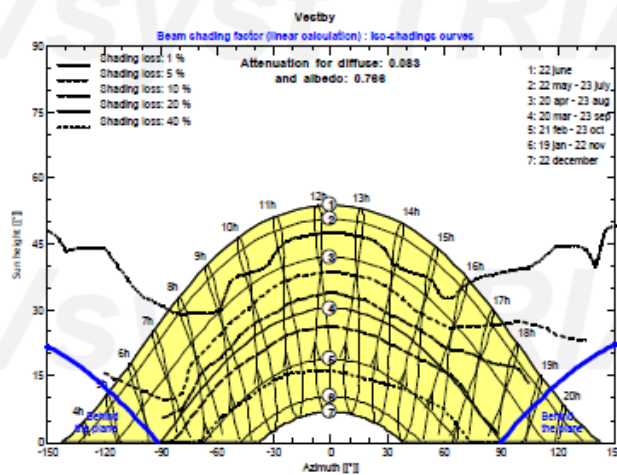
**Project :** Vestby  
**Simulation variant :**

Main system parameters	System type	Sheds on a building	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth -1°
PV modules	Model	GES-5M5	Pnom 5 Wp
PV Array	Nb. of modules	46354	Pnom total 232 kWp
Inverter	Model	3 kWac inverter	Pnom 3000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	58.0	Pnom total 174 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram





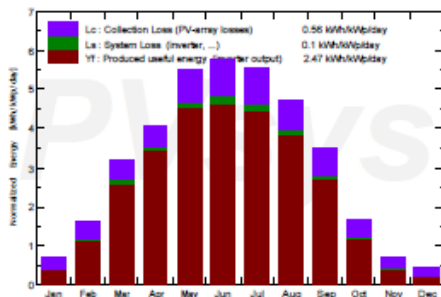
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Vestby  
**Simulation variant :**

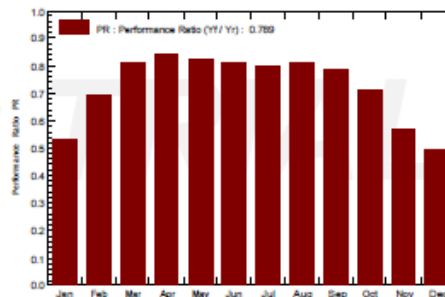
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b> Sheds on a building	
<b>Near Shadings</b>	<b>Linear shadings</b>	
PV Field Orientation	tilt 25°	azimuth -1°
PV modules	Model GES-5M5	Pnom 5 Wp
PV Array	Nb. of modules 46354	Pnom total 232 kWp
Inverter	Model 3 kWac inverter	Pnom 3000 W ac
Inverter pack	Nb. of units 58.0	Pnom total 174 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

<b>Main simulation results</b>	<b>Produced Energy</b> 209.1 MWh/year	<b>Specific prod.</b> 902 kWh/kWp/year
<b>System Production</b>	<b>Performance Ratio PR</b> 78.93 %	

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 232 kWp**



**Performance Ratio PR**



**rådhus test med KK full**  
**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>January</b>	10.2	6.36	-1.15	22.6	13.4	2.98	2.79	0.534
<b>February</b>	27.1	15.88	-1.56	46.2	33.3	7.79	7.45	0.697
<b>March</b>	70.4	32.52	0.92	98.9	83.6	19.31	18.60	0.811
<b>April</b>	102.3	52.38	6.29	122.6	110.3	24.76	23.85	0.839
<b>May</b>	157.2	70.27	11.54	170.3	156.8	33.78	32.54	0.824
<b>June</b>	165.8	75.74	15.00	172.7	159.4	33.69	32.44	0.810
<b>July</b>	163.1	70.40	17.55	172.0	158.9	33.18	31.94	0.801
<b>August</b>	127.6	66.14	16.91	146.6	133.5	28.64	27.60	0.813
<b>September</b>	77.4	32.18	12.52	104.0	90.3	19.66	18.91	0.784
<b>October</b>	34.2	20.25	7.15	52.4	40.2	9.02	8.62	0.710
<b>November</b>	11.7	7.87	3.33	21.5	14.0	3.04	2.82	0.568
<b>December</b>	6.2	4.77	-0.52	13.4	8.1	1.69	1.54	0.494
<b>Year</b>	953.1	454.75	7.38	1143.0	1001.7	217.53	209.11	0.789

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio



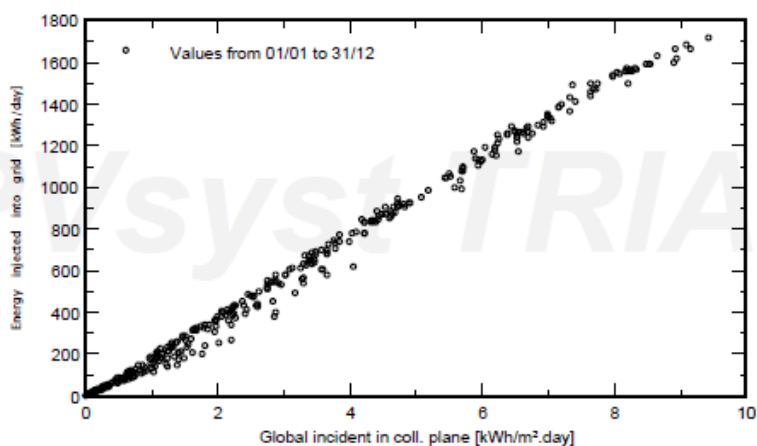
### Grid-Connected System: Special graphs

Project : **Vestby**

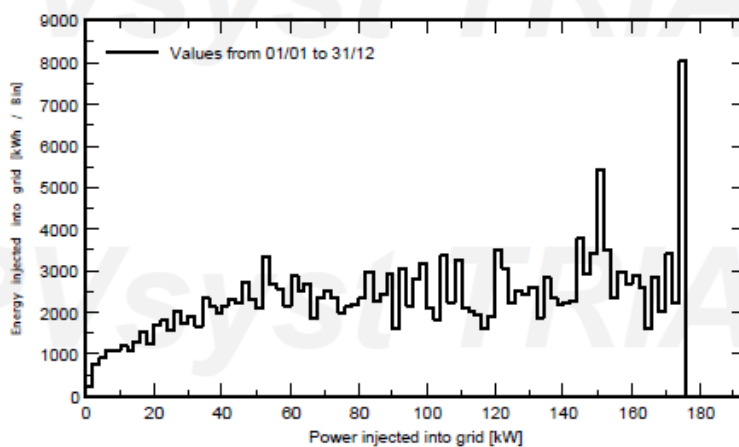
Simulation variant :

<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Sheds on a building</b>	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth -1°
PV modules	Model	GES-5M5	Pnom 5 Wp
PV Array	Nb. of modules	46354	Pnom total 232 kWp
Inverter	Model	3 kWac inverter	Pnom 3000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	58.0	Pnom total 174 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



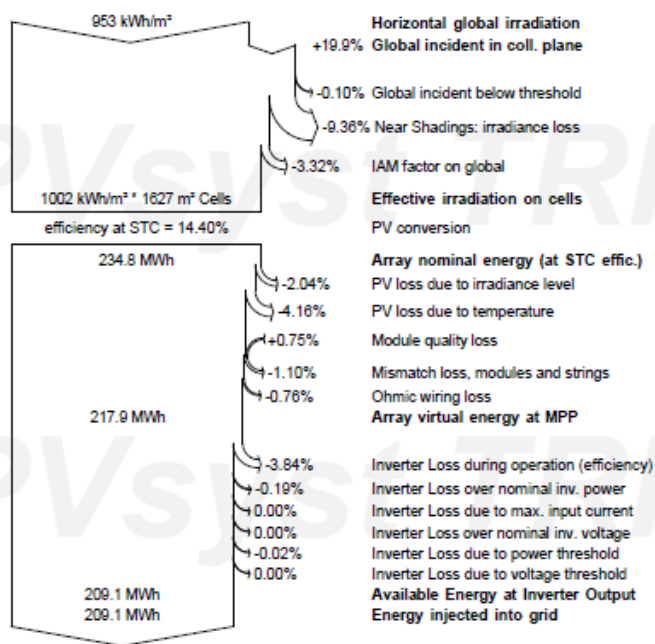
### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Vestby

**Simulation variant :**

Main system parameters	System type	Sheds on a building	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth -1°
PV modules	Model	GES-5M5	Pnom 5 Wp
PV Array	Nb. of modules	46354	Pnom total 232 kWp
Inverter	Model	3 kWac inverter	Pnom 3000 W ac
Inverter pack	Nb. of units	58.0	Pnom total 174 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year





## Vedlegg C – Varmepumpesimuleringer



ENRAD AB  
Verkstadsgatan 10  
SE 50462 Borås  
Sweden

### Beräkningsresultat

För **2 X HP700**

	Min	Nom	Max
Kyleffekt	71,8 kW	233,8 kW	280,0 kW
Värmeeffekt	93,2 kW	305,5 kW	367,9 kW
Driveffekt	14,6 kW	49,2 kW	61,0 kW
COP-C	4,92	4,75	4,59
COP-H	6,39	6,21	6,04
Frekvens	30 Hz	50 Hz	61 Hz
Flöde KB	1,8 l/s	5,8 l/s	7,0 l/s
Flöde VB	2,2 l/s	7,3 l/s	8,8 l/s
Minsta Sys Volym			5011 l
KB In	20,0 °C		
KB Ut	10,0 °C		
VB In	30,0 °C		
VB Ut	40,0 °C		
Int tryckfall KB	14 kPa	21 kPa	26 kPa
Int Tryckfall VB	18 kPa	31 kPa	40 kPa

Minsta tillåtna systemvolym är beräknad ved en temperaturdifferens om 4K samt en minsta driftstid om 15 minutter ved lägsta uteffekt.

Pumpar og øvrige system skal beräknas på VB og KB flöden ved maximal uteffekt.

Effekt og COP tar ej hänsyn till egenskaperna hos värmebärare eller köldbärare.



ENRAD AB  
Verkstadsgratan 10  
SE 50462 Borås  
Sweden

## Beräkningsresultat

För 1 X CH50CC

	Min	Nom	Max
Kyleffekt	5,2 kW	20,1 kW	27,4 kW
Värmeeffekt	7,0 kW	27,5 kW	37,8 kW
Driveffekt	1,4 kW	5,6 kW	7,9 kW
COP-C	3,69	3,57	3,46
COP-H	5,02	4,90	4,78
Frekvens	25 Hz	50 Hz	70 Hz
Flöde KB	0,3 l/s	1,3 l/s	1,8 l/s
Flöde VB	0,5 l/s	1,8 l/s	2,5 l/s
Minsta Sys Volym			302 l
KB In	1,0 °C		
KB Ut	-5,0 °C		
VB In	20,0 °C		
VB Ut	30,0 °C		
Int tryckfall KB	30 kPa	41 kPa	51 kPa
Int Tryckfall VB	30 kPa	41 kPa	52 kPa

Minsta tillåtna systemvolym är beräknad vid en temperaturdifferens om 4K samt en minsta driftstid om 15 minuter vid lägsta uteffekt.

Pumpar och övriga system skall beräknas på VB och KB flöden vid maximal uteffekt.

Effekt och COP tar ej hänsyn till egenskaperna hos värmebärare eller köldbärare.

## Vedlegg D – Sirkulasjonspumpeberegninger

Vedlegget viser grove beregninger av sirkulasjonspumpeeffekter med tilhørende brukstid. Beregningen er utført ved de mest krevende driftsituasjonene, altså ved maksimal innstråling og maksimal utlading av brønnparken.

### **PUMPEEFFKT TIL VEIEN**

<b>Tilførselsrør</b>		<b>Sløyferør</b>	
Rørdim.	200x12 mm	Rørdim.	25x2,3 mm
Massestrøm	27,3 kg/s	Meter per sløyfe	200 m/sløyfe
Areal	14000 m <sup>2</sup>	Antall m <sup>2</sup> per sløyfe	50 m <sup>2</sup> /sløyfe
Lengde tur-retur	1300 m	Antall sløyfer	280 sløyfer
		Effekt per sløyfe	12500 W
Trykktap per m	0,05 kPa/m	Massestrøm	0,20 kg/s
Trykktap	65 kPa	Trykktap per m	0,275 kPa/m
		Tap	55 kPa
Effekttap	1,8 kW	Effekttap	0,011 kW
		Totalt	3,07 kW
Virkningsgrad	0,5	Virkningsgrad	0,5
<b>Tot. pumpeeffekt</b>	<b>3,55 kW</b>	<b>Tot. pumpeeffekt</b>	<b>6,14 kW</b>

### **PUMPEEFFKT TIL BRØNNPARKEN OG DISTRIBUTJONSNETTET**

<b>BRØNNPARKEN</b>		<b>DISTRIBUTJONSNETTET</b>	
Rørdim.	25x2,3 mm	Rørdim	160x9,5 mm
Massestrøm	27,3 kg/s	Massestrøm	27,3 kg/s
Brønnantall S1	64 antall		
Brønndybde	90 m	Avstand: Vei	40 m
		Avstand:	
Brønnlengde S1	5760 m	solfangere	200 m
Massestrøm	0,427 kg/s	Avstand: KK	40 m
Trykktap	0,95 kPa/m	Tot	280 m
Tap	5472 kPa		
Effekttap	2,3 kW	Trykktap	0,16 kPa/m
Virkningsgrad	0,5	Tap	44,8 kPa
<b>Pumpeeffekt for en sone</b>	<b>4,67 kW</b>	Virkningsgrad	0,5
		Effekttap	1,2 kW
<b>Tot. pumpeeffekt</b>	<b>14,0 kW</b>	<b>Tot. pumpeeffekt</b>	<b>2,45 kW</b>

## **PUMPEEFFEKT TIL KULDELAGER**

<b>Kuldelager 100W/m</b>		<b>Kuldelager 10W/m</b>	
Dybde	40 m		
Antall ring	49 25 brønner	Massestrøm	0,159 kg/s
Massestrøm	1,092 kg/s	Massestrøm	0,006 kg/s
Trykktap	0,95 kPa/m	Trykktap	0,95 kPa/m
Tap	1000 kPa	Tap	950 kPa
Effekttap	1,1 kW	Effekttap	0,0061 kW
Virkningsgrad	0,5	Virkningsgrad	0,5
<b>Pumpeeffekt</b>	<b>2,18 kW</b>	<b>Pumpeeffekt</b>	<b>0,012 kW</b>
<b>Tot. pumpeeffekt</b>	<b>4,4 kW</b>	<b>Tot. pumpeeffekt</b>	<b>0,024 kW</b>

## **PUMPEEFFEKT TIL SOLFANGERE**

Estimater av pumpeeffekt til solfangerne er utregnet ved massestrømmen hentet fra kapittel 5.5. I samarbeid med Gorm Pettersen (COWI) er simuleringer av effektbehov utført, som gir resultatene som vist under.

### **KULTURKVARTALET**

### **RÅDHUSET OG NAV- BYGGET**

**Pumpeeffekt**

**3,6 kW**

**Pumpeeffekt**

**3,6 kW**

## **ESTIMERT ENERGIFORBRUK OG DRIFTSTID FOR SIRKULASJONSPUMER**

<b>Pumpedrift</b>	<b>Driftstid [h]</b>	<b>Pumpeeffekt [kW]</b>	<b>Energi [MWh]</b>
Solfanger ved maksimal effekt	100	7,2	1
Solfanger ved nominell drift	2500	3,6	9
Innhøsting fra veien	2600	9,7	25
Snø og ismelting av veien	1000	9,7	10
Varmelager	4000	14	56
Kjølelager ved kjøling	1000	4,4	4
Kjølelager ved lading	6500	0,024	0
Distribusjon	4000		10
<b>Totalt</b>			<b>115</b>



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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway