

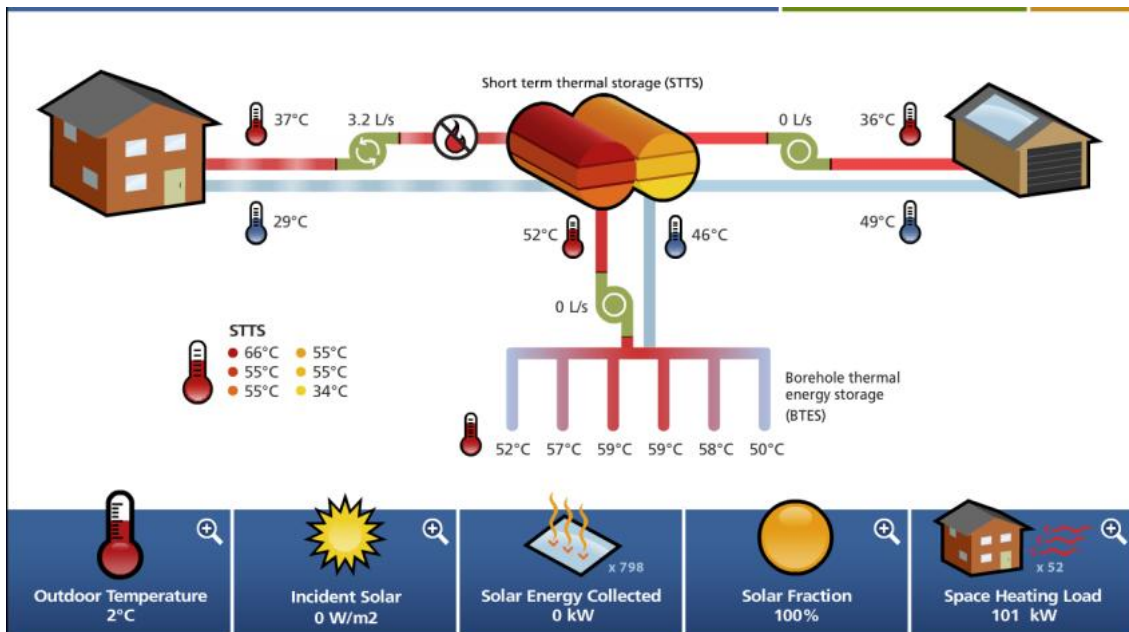
RAPPORT

BERGEN KOMMUNE

Konseptutredning - Slåtthaug Nærvarmeanlegg

PROSJEKTNUMMER 10204120

OPPVARMING FRA SOLENERGI VIA SESONGLAGRING I BERGEN



08.06.2018

REVIDERT. 22.06.2018

REVIDERT. 03.08.2018

Bergen Kommune – Etat for Bygg og Eiendom

BGO ENERGI

USMAN IJAZ DAR
ASBJØRN STOVELAND
AGNAR BIRKELAND

Sigrun Rørtveit
Harald Blytt

Forside figur:
Skjerm bilde fra Drake Landing Solar Community (dlsc.ca).

Sammendrag

Sweco har i samarbeid med Bergen Kommune (BK) og Hordaland Fylkeskommune (HFK) utredet et innovativt energikonsept for å forsyne hele Slåtthaugområdet med lokale fornybar energi: Energi fra termisk solfangere, kombinert av sesonglagring med brønnpark samt korttidslager (tank) for å jevne ut avvik mellom energibehov og solenergiproduksjon.

Utredningen har vist at energikonseptet er teknisk gjennomførbart og at lønnsomheten vil kunne være sammenlignbar med de mest aktuelle alternative energiforsyningsløsningene.

Området har tilstrekkelig solinnstråling, og grunnen er tilstrekkelig egnet til varmelagring, til at konseptet kan realiseres med relativt lav risiko. Risiko kan ytterligere reduseres i gjennomføringsfase ved å etablere sesonglager i forkant av gjennomføring av resten av prosjektet, samt med mer konservativ dimensjonering av anleggets komponenter, som å øke solfangerareal, korttidslagervolum og/eller antall borehull. Dette bør vurderes nærmere i forprosjekt/detaljprosjektering.

Lønnsomheten er ikke beregnet å være betydelig bedre enn andre alternativene, men å være innenfor rasjonell grense for hva man bør forvente av et pilotanlegg: <30 års tilbakebetalingstid¹, energikostnad 1,2-1,4 kr/kWh med potentiel Enova støtte² på ca. 40% av merkostnader. Hvis konseptet gjennomføres på Slåtthaug vil det være det første, eller ett av de første, av sitt slag i Norge og vil høste oppmerksomhet i flere bransjer og bidra til å utvide markedet for innovative fornybare energiløsninger for bygg og områder. Tallene er forutsatt støtte fra Enova til gjennomføring.

Det er sett på 2 ulike alternativer for konseptet med sesonglagring av solenergi, og sammenlignet med 2 referansealternativer:

Alternativ 0 – Beholdes som i dag, men el-kjel oppgraderes for 100% dekning av oppvarmingsbehov

Alternativ 1 – Væske-vann varmepumpe med brønnpark med borehull

Alternativ 2 – Solfangere med sesonglagring, høy temperatur og dekningsgrad

Alternativ 3 – Solfangere med sesonglagring og supplerende varmepumpe for å løfte temperatur, middels temperatur og dekningsgrad

Alle alternativene forutsetter at det fortsettes med gjenvinning av varme fra isbanen, da dette er en viktig energikilde som inntreffer om vinteren og som allerede er en påkostet løsning.

¹ Gitt at mer enn 30% av kostnadene ligger på komponenter med levetid >30 år.

² Det er viktig å påpeke at Enova støtte er ikke rettighetspliktig og vurderes fra prosjekt til prosjekt. Rapporten viser kun potensial pga. innovasjonsgrad og energireultat.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Bergen Kommune	2
1.3	Slåtthaugområdet	3
1.4	Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem	6
2	Beskrivelse av konseptet	7
2.1	Solvarme med sesonglagring	7
2.2	Markedspotensial	10
2.3	Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering	10
2.4	Risiko og risikodempende tiltak	11
3	Dagens energi- og effektbehov	12
4	Overskuddsvarme fra ismaskiner	15
5	Fremtidig energibehov	17
5.1	Oppgradering av bygningsmassen	17
5.2	Energibehov	18
5.3	Effektbehov	20
6	Solenergiproduksjon	22
6.1	Solfangerareal og type	22
6.2	Solinnstråling og takflater	28
7	Kort- og langtidslagring av solenergi	31
7.1	Sesonglagring	32
7.2	Korttidslagring	36
7.2.1	Dimensjonering av korttidslager for alternativ 2	37
7.2.2	Dimensjonering av korttidslager for alternativ 3	38
7.2.3	Kostnader	38
8	Energidistribusjon	39
9	Miljø	40

10	Lønnsomhet	41
10.1	Forenklet tilbakebetalingstid	42
10.2	Energipris	42
11	Oppsummering	43
12	Referanser	45
	Vedlegg: Prosjektøkonomi	45

Vedlegg til hovedrapport

Notat 1: Dagens og fremtidig termisk energibehov og distribusjonssystem for Slåtthaug

Notat 2: Solstudie Slåtthaug

Notat 3: Kravspesifikasjon for testborehull

Notat 4: Grunnundersøkelse for testborehull

Notat 5: Plassering av brønnpark for sesongslagring av varme

Notat 6: Termisk responstest og pumpetest

Notat 7: TRNSYS simulering for sesonglager

Notat 8: Geohydrologisk evaluering av testborehull

Notat 9: Solvarmeproduksjon

Notat 10: Korttidslager for solenergi

Notat 11: Sesonglager for solenergi

Notat 12: Evaluering av energiløsning

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Bergen Kommune har mottatt støtte fra Enova til utredning av et innovativt og ambisiøst energikonsept på Slåtthaug utenfor Bergen, som inkluderer sesonglagring av varme produsert fra solfangeranlegg for å oppnå nær selvforsyning på oppvarming fra solenergi. Varianter av konseptet er tidligere utprøvd i Canada, Tyskland, Danmark og Sverige men ikke i Norge. Utredningen skal gi beslutningsgrunnlag for om konseptet er egnet for introduksjon i Norge av Bergen Kommune via Slåtthaugområdet.

Utredningen er utført av Sweco i samarbeid med Bergen Kommune (BK) og Hordaland Fylkeskommune (HFK). Denne rapporten oppsummerer resultater og funn fra denne utredningen.

1.2 Bergen Kommune

Bergen Kommune Etat for bygg og eiendom (EBE) har ansvaret for forvaltning, drift og vedlikehold av Bergen kommunes bygningsmasse. Etaten er først og fremst en tjenesteyter for andre kommunale instanser når det gjelder forvaltning, drift og vedlikehold av den kommunale bygningsmasse. Etaten har ansvar for ca. 1000 bygg og ca. 1.mill.m2 og har ca 340 ansatte.

EBE er også kontaktpunktet for byens borgere når det gjelder spørsmål i saker hvor kommunen er grunneier og forestår også innleie og salg/utleie av kommunale eiendommer. Etatens vedlikeholdsteknikere drifter egne bygg og yter videre tjenester til brukerne av bygget. Etaten har også håndverks- og renholdstjenester for egne bygg organisert i egne avdelinger.

*EBEs visjon er:
«Våre eiendommer skal gjøre byen stolt!»*

Etat for bygg og eiendom er en resultatenhet under Byrådsavdeling for finans, eiendom og eierskap. Direktør EBE er Bjørn Ove Lid. Kontaktperson for konseptutredningen, er leder for byggteknisk avdeling Harald Blytt og energirådgiver Sigrun Rørtveit.

I Bergen Kommunes «Grønn Strategi – Klima- og energihandlingsplan for Bergen» beskrives blant annet følgende planer:

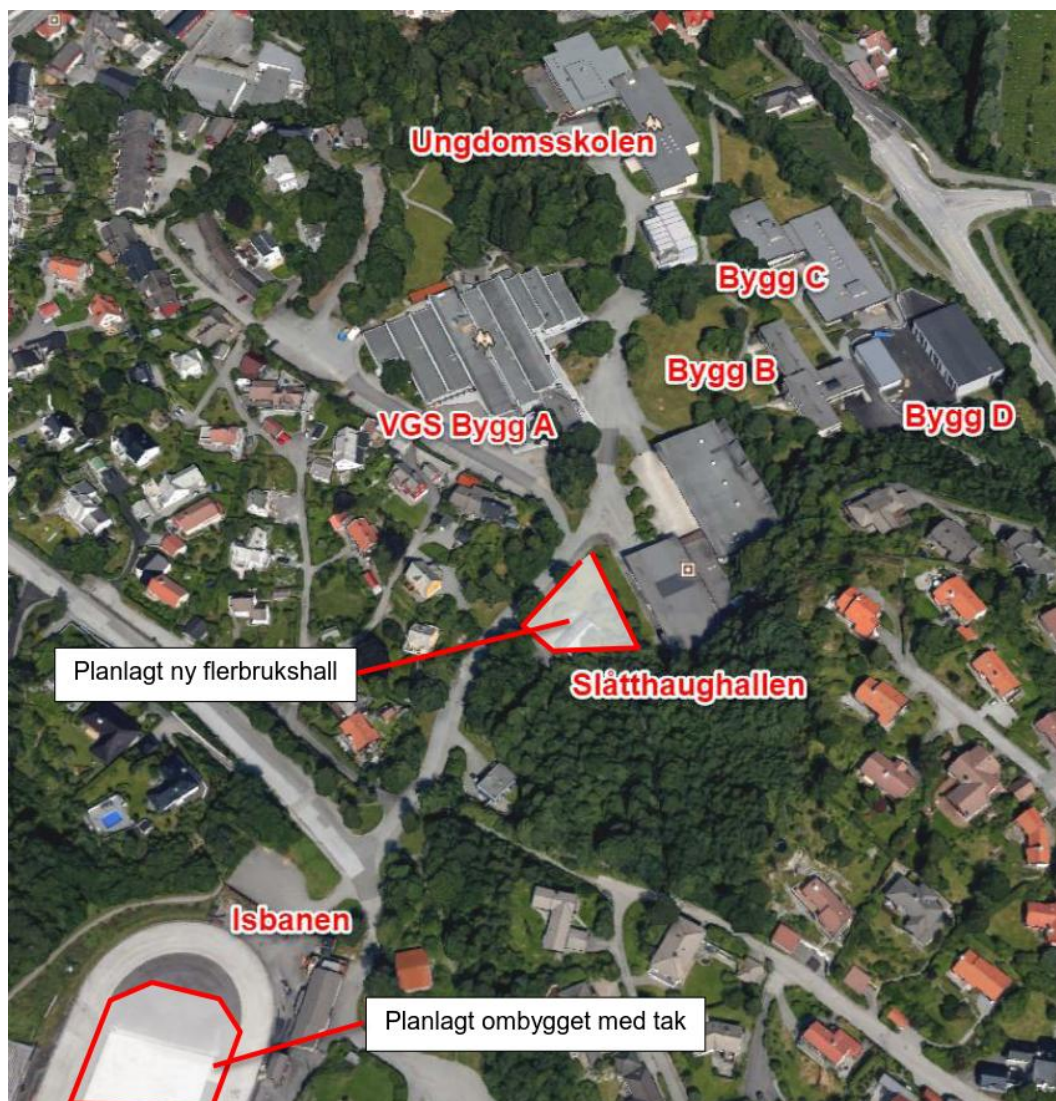
- I 2020 skal det ikke brukes fossilolje i boliger eller som primærenergi i større bygg, og bruk av fossilgass skal være redusert med 30 prosent
- 70 prosent av alle bygg i Bergen skal ha egen energiproduksjon i 2030
- Fjernvarmen i Bergen skal være fossilfri i 2025
- I Bergen skal det installeres solenergiproduksjon (solceller og solfangere) tilsvarende 200 W pr innbygger innen 2030 (totalt 65 MW)
- Bruk av elektrisitet i Bergen skal ikke øke frem mot 2030 på tross av befolkningsøkning, utfasing av fossil brensel til oppvarming og økt bruk av elkjøretøy. Dette vil gi en reduksjon på 30 prosent pr innbygger
- Enkeltbygg skal sees i sammenheng med området rundt, eksempelvis når det gjelder energiløsninger

Plan for solenergiproduksjon er selvsagt ekstra relevant for denne konseptutredningen. Termiske solfangere kan utgjøre en betydelig andel av denne ambisjonen, og Slåtthaug nærvarmeanlegg har potensial for å bli et pilotprosjekt for utnyttelse av solvarme i Norge.

1.3 Slåtthaugområdet

Med begrepet «Slåtthaugområdet» menes for dette prosjektet Slåtthaughallen (med idrettshall og svømmehall), Slåtthaug Videregående Skole (VGS), Slåtthaug Ungdomsskole og Slåtthaug Isbane (ikke oppvarmet BRA, men kilde for utnyttbar overskuddsvarme).

Oversikt over Slåtthaugområdet er illustrert i figuren under.



Figur 1 – Oversikt over Slåtthaugområdet og markering av de relevante bygg. «Planlagt ny flerbrukshall» er ved utløp av denne konseptutredningen under konstruksjon. Det vurderes også å bygge om isbanen med tak i fremtiden. Dette er ved utløp av konseptutredningen ikke endelig vedtatt.

Bygningsmassen er utenfor konsesjonsområdet for fjernvarme, men har eget nærvarmeanlegg som dekker oppvarmingsbehovet til Slåtthaugområdet.

Overordnet informasjon om byggene, eierskap, og målt energiforbruk til oppvarming (målt ved inntak fra nærvarmenettet inn mot byggene) er vist i tabellen under.

Bygg	Eier	Oppvarmet BRA	Målt energiforbruk til oppvarming	Bygge-år	Kommentar
Slåtthaughallen - Idrettshall med svømmehall	BK (Bergen Kommune)	4847 m ²	953 800 kWh	1970	Idrettshall med svømmehall
Slåtthaug VGS Bygg A	HFK (Hordaland Fylkeskommune)	6357 m ²	621 870 kWh	1971	
Slåtthaug VGS Bygg B	HFK	1894 m ²	267 420 kWh	1971	
Slåtthaug VGS Bygg C	HFK	2229 m ²	222 370 kWh	1972	
Slåtthaug VGS Bygg D	HFK	Ca 2000 m ²	122 469 kWh	2014	
Slåtthaug Ungdomsskole	BK	4181 m ²	300 000 kWh	1969	
Isbanen	BK	Ikke oppvarming			Ismaskiner.

2 utbygginger er også relevant for konseptutredningen:

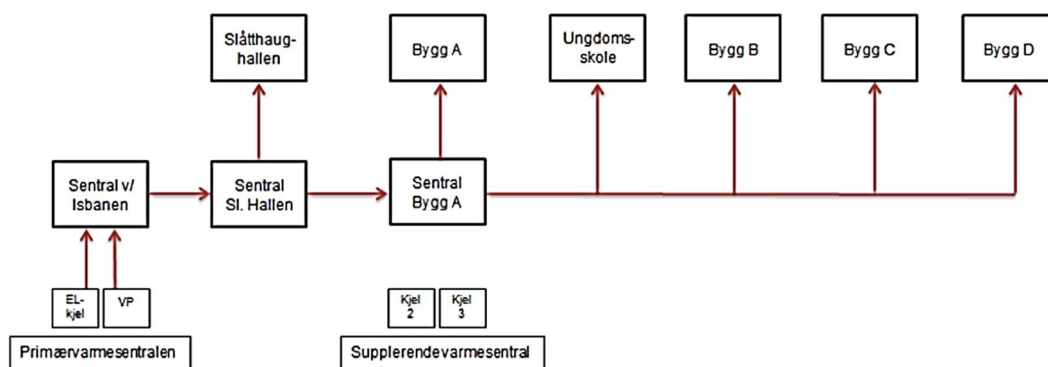
- Fana Idrettslag bygger et idrettsbygg/flerbrukshall nær Slåtthaughallen. Bygget forutsettes forsynt av Slåtthaug Nærvarmeanlegg i konseptutredningen.
- Isbanen planlegges ombygget slik at det legges tak over isbanen. Dette vil påvirke behovet for ismaskindrif og dermed tilgjengelig spillvarme for gjenvinning, men også tilgjengelig varme i jordsløyfen i bakken om sommeren. Dette takarealet vil være aktuelt for plassering av solfangere.

Slåtthaug nærvarmeanlegg forsynes i dag av varme fra varmepumpe, elektrokjel og oljekjeler. Anlegget begynner å bli gammelt, og i tråd med utfasing av olje til oppvarming og Bergen Kommunes øvrige klima- og energihandlingsplan er det ønskelig å vurdere nye lokale fornybare energiløsninger som ser hele Slåtthaugområdet i sammenheng. Totalt oppvarmingsbehov er målt til ca 2,5 GWh/år.

Varmesentralen er i dag fordelt på 2 lokasjoner:

1. Isbanen (maskinhus ved isbanen) – Varmepumpe og elektrokjel for spisslast. Om vinteren gjenvinner varmepumpen overskuddsvarme fra ismaskiner ved kunstisbanen (heretter omtalt som «Isbanen»). Når det ikke er kaldt nok til at is opprettholdes av seg selv kjøler ismaskinene banen ned, og varme avgis primært til varmepumpen og sekundært til kjøletårn for dumping av varme. Om sommeren henter varmepumpen varme fra en jordsløyfe under løpebanen. Elektrokjel på 750 kW bistår varmepumpen som spisslast.
2. VGS Bygg A – 2 stk oljekjeler når oppvarmingsbehov overstiger kapasiteten til varmepumpe + elektrokjel.

Det er ønskelig å fortsette gjenvinningen av varme fra isbanens kjølekompressorer også etter omlegging til ny varmforsyning basert på fornybar energi. Forenklet energiflytskjema (uten bidrag fra oljekjeler) er vist i neste figur.



Figur 2 – Forenklet energiflytskjema for Slåtthaug nærvarmeanlegg. Primærvarmesentralen står i maskinhus ved kunstisbanen, bestående av varmepumpe som gjenvinner spillvarme fra ismaskinene om vinteren, og henter varme fra jordsløyfe om sommeren. Varmen distribueres via Slåtthaughallen videre til VGS Bygg A (hvor oljekjeler står i dag) og derfra videre til VGS Bygg B, C, D og Slåtthaug Ungdomsskole.

1.4 Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem

Formålet med denne utredningen kan kanskje best beskrives av Enova:

Skal vi nå lavutslippssamfunnet trenger vi økt samspill mellom bygninger, energisystem og transport. Dette krever helhetlig planlegging, økt innovasjon og ny teknologi innenfor flere områder/sektorer.

Enkelte innovasjonsprosjekter stranded på idéstadiet fordi det er for stor usikkerhet knyttet til dem. Enova søker derfor byggeiere, utbyggere og andre aktører som ønsker å strekke seg lengre, men som har behov for å utarbeide konseptutredninger før endelig investeringsbeslutning.

Støtten går til å utrede bruken av innovative energiløsninger i en tidlig fase for et konkret prosjekt. Med innovative energiløsninger tenker vi på helt nye teknologier eller kjente teknologier brukt på andre måter eller i andre sammenhenger.

Konseptet som skal utredes skal være knyttet til et konkret fysisk bygg og/eller område. Prosjektet skal bidra til økt innovasjon og læring i markedet gjennom informasjon- og kunnskapsspredning og deling av erfaringer.

Sesonglagring av solvarme i stor skala har potensiale til å øke utnyttelsesgraden for termisk solenergi betraktelig, og åpne for oppvarming av bygningsmassen primært fra solvarme om vinteren, også i Bergen. Denne rapporten oppsummerer funn i konseptutredningen og skal gi beslutningsgrunnlag for satsing på denne teknologien på Slåtthaug og andre tilsvarende områder.

2 Beskrivelse av konseptet

2.1 Solvarme med sesonglagring

I Norge skinner sola mest når man har minst behov for varme. Dette medfører at solvarme i Norge i praksis nedprioriteres. Samtidig ser vi at trenden internasjonalt er økt bruk av solvarme til oppvarming - med suksess, selv i land med lignende klima som Norge. Dette er gjort for eksempel ved å utnytte berg som sesonglagring. Noen eksempler på dette er i Canada, Tyskland, Danmark, Sverige, m.m.



Figur 3 – Solfangeranlegg på Scandic Hotell Lerkendal i Trondheim. Solfangere produserer varme, ved at solinnstråling varmer opp et medium som pumpes gjennom rør i solfangerne. Varmen avgis til en varmesentral.

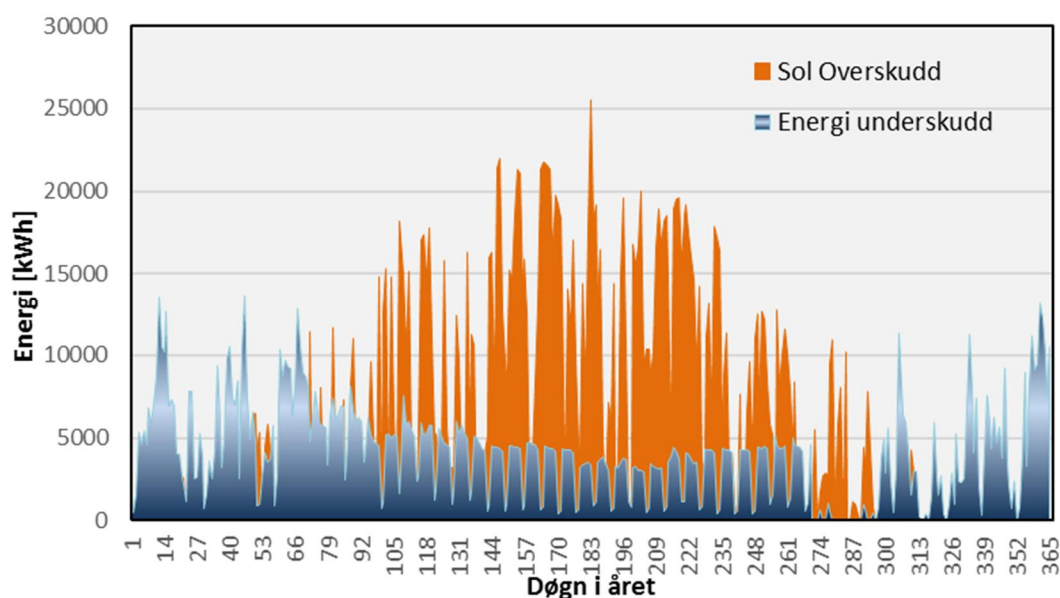
(Foto: Scandic Hotels, via Tekniske Nyheter)

Konseptet som skal utredes går ut på å gjøre området nær selvforsynt på solvarme ved å produsere varme fra solfangere, og lagre varmen i et sesonglager for å benytte varmen når man har behov for den.

Nærmere bestemt er energilagring aktuelt på 2 ulike nivåer for konseptet:

1. Langtidslagring av solenergi, eller sesonglagring (sommer til vinter).
Brønnpark med borehull.
2. Korttidslagring (døgn til døgn).
Lagertank.

Behov for energilagring er visualisert i figuren under. Beregnet «Sol Overskudd» for Slåtthaugområdet er vist på døgnnivå. Dette er sammenlignet med «Energi Underskudd», som er energibehovet minus tilskudd fra varmegjenvinning fra kunstisbanen.



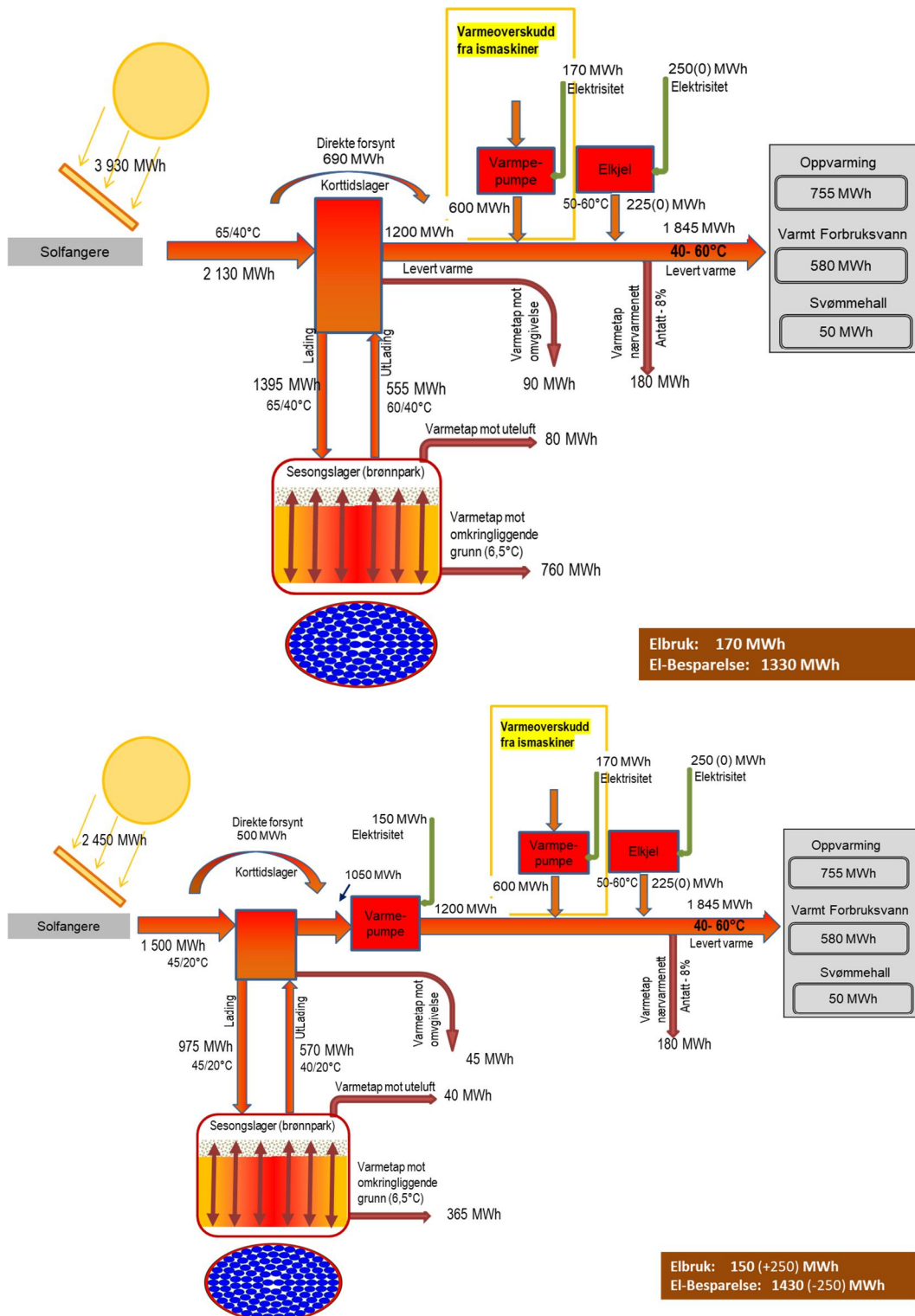
Figur 4 – Grafen viser beregnet solenergioverskudd, og energiunderskudd (energibehov minus bidrag fra varmegjenvinning), på døgnnivå for et beregnet år på Slåtthaug. Vi ser at i sommermånedene er det ofte store mengder energioverskudd, som neste dags underskudd ikke kan ta unna. Samtidig er det om vinteren stort energiunderskudd. Sesonglagring åpner for utnyttelse av overskuddsenergi produsert om sommeren til bruk om vinteren.

Solinnstråling i Norge er det gjort mye arbeid for å kartlegge. Men like viktig for konseptets egnethet på Slåtthaug er grunnens evne til å sesonglagre varme. Analyse av byggenes energiforbruk, potensiell solenergiproduksjon på området samt hvor egnet grunnen er til energilagring er derfor nøye utredet i dette prosjektet.

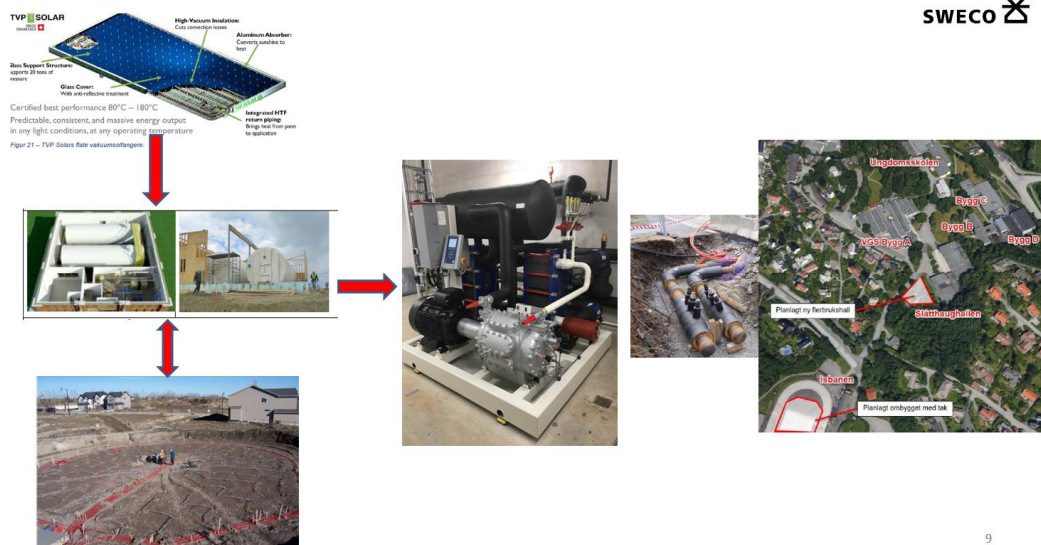
Konseptet kan realiseres med ulike nivå for energidekningsgrad for solenergi. Derfor er det utredet to alternativer:

- Høytemperatur produksjon og lagring uten supplerende varmpumpe
Omtalt som «Alternativ 2» i rapporten.
- Middelttemperatur produksjon og lagring med supplerende varmpumpe.
Omtalt som «Alternativ 3» i rapporten.

Energiflyt for disse begge alternativene er vist i figurene under.



Figur 5 – Prinsippkisse/energifyttskjema for Alternativ 2 (øverst) og Alternativ 3 (nederst).



Figur 6 – Illustrasjon av energiløsning for Slåtthaug område basert på foreslåttalternativ 3.

2.2 Markedspotensial

Energikonseptet med sesonglagring av solvarme har høy nyhetsverdi i Norge, spesielt etter at resultater fra Drake Landing er blitt gjort kjent på Solenergidagen 2016, Fjernvarmedagene 2016, tekniske tidsskrifter med mer.

Flere aktører er interessert i konseptet, men høy investeringskostnad og manglende erfaring og kompetanse er flaskehalser for løsningen. Det forventes at pilotprosjekter vil kunne ha en smittende effekt på bransjen. «Dersom konseptet kan fungere i Bergen er det nærliggende å prøve det ut andre steder i Norge».

I de første demonstrasjonsprosjektene er det forventet at det trengs investeringsstøtte fra Enova for sikre tilfredsstillende lønnsomhet, men at på sikt skal livsløpskostnadene for et slikt system kunne være konkurransedyktig med mer konvensjonelle løsninger (der hvor det foreligger en egnet sesonglagringsløsning).

2.3 Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering

Konseptutredningens hovedfunn er presentert i denne rapporten, som vil publiseres på Enovas nettsider. I tillegg kan Bergen Kommune, eller Sweco på vegne av Bergen Kommune, formidle funn fra utredningen på relevante forum, konferanser eller fagtidsskrifter.

På forespørsel fra Enova ønsker gjerne prosjektgruppen å presentere funn fra konseptutredningen på arrangementer hvor Enova er arrangør eller samarbeidspartner.

Utredningen viser at solenergi med kort- og langtids energilagring har stort potensial på Slåtthaug, og det antas at aktører i resten av landet vil ha interesse av funnene.

2.4 Risiko og risikodempende tiltak

Risikomomenter for konseptet generelt er vurdert å inkludere:

- Grunnens egnethet for sesonglagring av varme. Håndteres med tidlig testboring.
- Valgt områdes egnethet som brønnpark mht områdeplan
- Energiproduksjon av solfangere kan avvike fra simuleringer som følge av praktiske problemstillinger, vær, vind, forbruksmønstre, m.m.
- Stagnering i anlegget kan i solskinn medføre «koking» og påfølgende ekspansjonsskader
- Saksbehandlingstid for byggesøknad i Bergen Kommune
- Miljømessige konsekvenser av lokal oppvarming av grunnen til høye temperaturer
- Få eller ingen demonstrasjonsanlegg i Norge medfører risiko mht kostnadsnivå og sikkerhetsmargin, samt risiko for avvik ved prosjektering eller gjennomføring som følge av lav kompetanse og erfaring hos uerfarne aktører.

Risikodempende tiltak er blant annet at analyse av resultater fra testboring foregår tidlig i prosjektet. Hovedrisiko tilknyttet sonslager kan reduseres ved å etablere brønnpark først i prosjektet, deretter gjennomføre resten. En fullskala brønnpark vil minimere risiko knyttet til ytelse for sesonglageret.

Konsekvenser av sesonglagring av varme i grunnen vurderes å være lite problematiske for området generelt, men bør håndteres spesielt for hvert prosjekt i en forprosjektfase. Spisslastløsning skal være fleksibel og i stand til å dekke energibehov dersom solvarmeproduksjon viser seg mindre enn beregnet. Det finnes gode tekniske løsninger for å håndtere risiko for «koking» i solfangeranlegg.

Hvis prosjektet realiseres er det viktig med god bestillerkompetanse, gode beskrivelser innledningsvis og godt definerte prosjektrammer. Dette vil legge til rette for et vellykket ambisiøst pilotprosjekt.

3 Dagens energi- og effektbehov

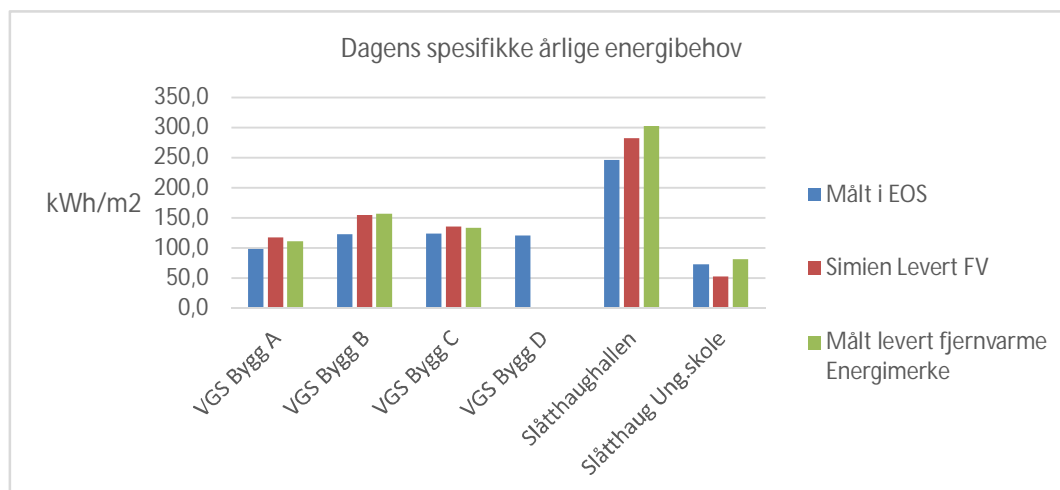
I 2016 ble levert energi fra Slåtthaug Nærvarmeanlegg målt til ca 2,5 GWh, ekskludert nye Fana Arena. Dagens energibehov er videre brukt til å lage energimodeller for simulering av bygningsmassen, og kontrollere at disse er samsvarer med realiteten og dermed gir godt grunnlag for å beregne fremtidig oppvarmingsbehov og tilhørende energiløsning. Målt energiforbruk viser at energimodellene gir et godt grunnlag for dette.

For å beskrive dagens energibehov er der benyttet 3 tilgjengelige kilder for data:

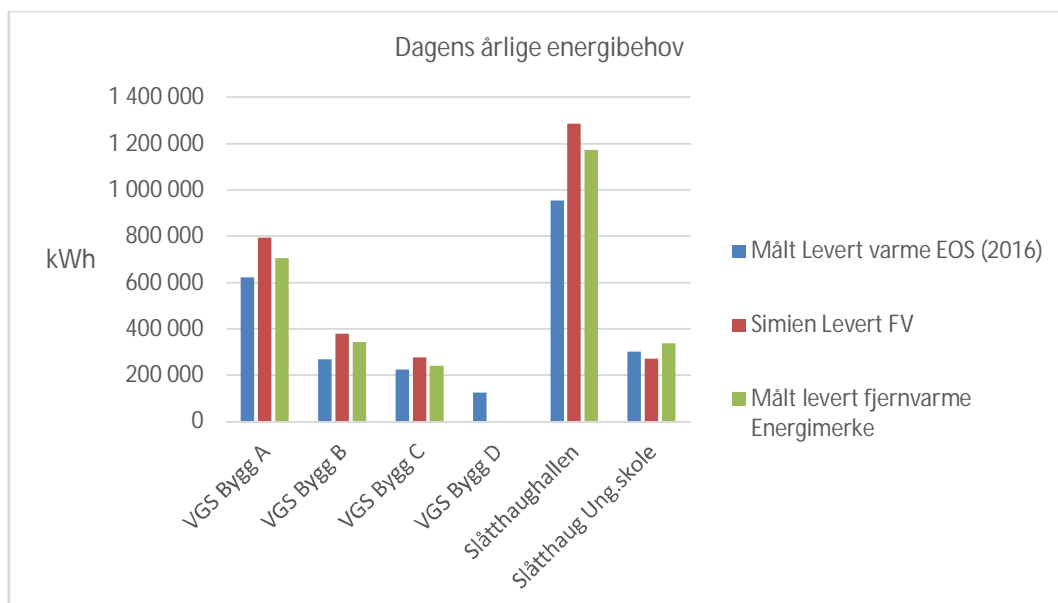
1. Web-basert Energioppfølgningssystem (EOS).
Målt levert energi til oppvarming på bygnnivå, fra dagens nærvarmeanlegg. EOS levert av Adaptic (tidl. Smart Grid Norway)
2. Energimerking av byggene.
Oppgitt målt fjernvarme pr bygg av utførende fagperson for energimerking. Energimerking av byggene er utført tidligere, av ulike tredjeparter for hhv Bergen Kommune og Hordaland Fylkeskommune sine bygg. Slåtthaug VGS Bygg D var ikke tilgjengelig i utredningsperioden.
3. Energimodeller av byggene i Simien.
Utarbeidet av Sweco, basert på vedlegg «Bygningsdata» til hvert energimerke for det enkelte bygg. Levert energi basert på normert klima (energimerke). Her mangler VGS Bygg D, ettersom der ikke forelå energimerke.

Se eget dybdenotat for termisk energibehov (vedlegg) for detaljerte opplysninger.

Dagens energibehov per m² oppvarmet BRA og totalt energibehov pr bygg er vist i figurene under.



Figur 7 - Dagens spesifikke årlige oppvarmingsbehov (Romoppvarming, ventilasjonsvarme og tappevann) i kWh/m² for bygningsmassen. 3 kilder er benyttet: Målt i EOS (avlest av Sweco i 2018), Simien Levert FV (beregnet i Simien) og målt levert fjernvarme (oppgitt av tredjepart ifm energimerking av byggene tidligere år). Det forelå ikke energimerke for VGS Bygg D; her er kun målt energi avlest i EOS oppgitt.



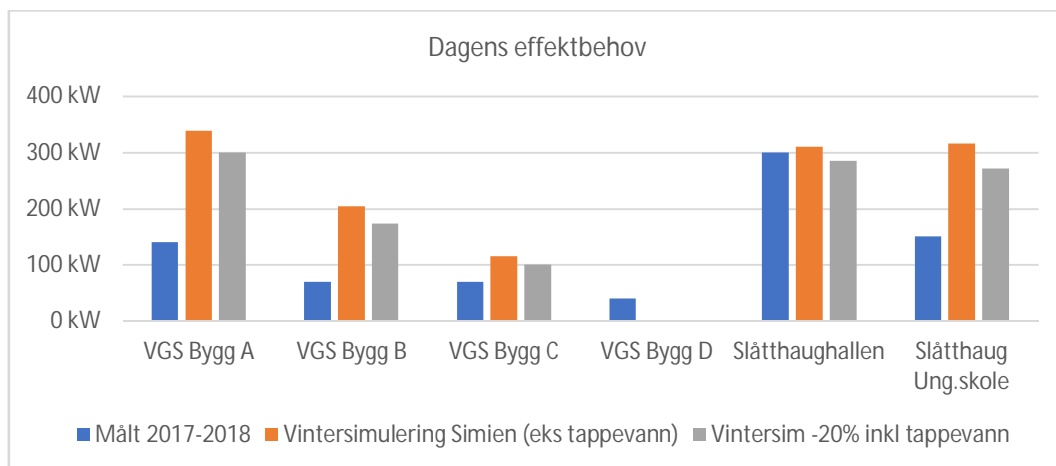
Figur 8 - Dagens totale årlige oppvarmingsbehov (Romoppvarming, ventilasjonsvarme og tappevann) i kWh for bygningsmassen. 3 kilder er benyttet (se figurtekst for Figur 7).

Man ser av Figur 7 og Figur 8 at kildene avviker fra hverandre med opp mot 25 %. Største avviket er stort sett mellom EOS og øvrig. Dette kan ha mange forklaringer. For eksempel graddagstallet for 2016 sammenlignet med øvrige kilder (i Simien er normerte klimadata basert på Oslo-klima benyttet på grunn av energimerke), ulike driftssituasjoner eller driftsbetingelser eller lignende. Generelt vurderes det at kildene samstemmer godt nok for denne konseptutredningen.

For å beskrive dagens effektbehov er der også benyttet 3 tilgjengelige kilder for data:

1. Energioppfølgingsystemet (EOS)
Målt maks effektbehov til oppvarming på timesnivå i EOS, i vintersesongen 2017-2018.
2. Vintersimulering i Simien.
Simien-beregning opprettet basert på energimerke for byggene brukes til å kjøre en vintersimulering. Dette er med -12 °C som utetemperatur (dimensjonerende for Bergen), og ekskludert tappevannsoppvarming.
3. Vintersimulering i Simien med -6 grader utetemperatur (reduserer maks effekt med 20 %, hvorav navnet under), og inkludert tappevann iht normtall fra NS3031. Dette datasettet vurderes å gi et mer «typisk» effektbehov enn nr 2.

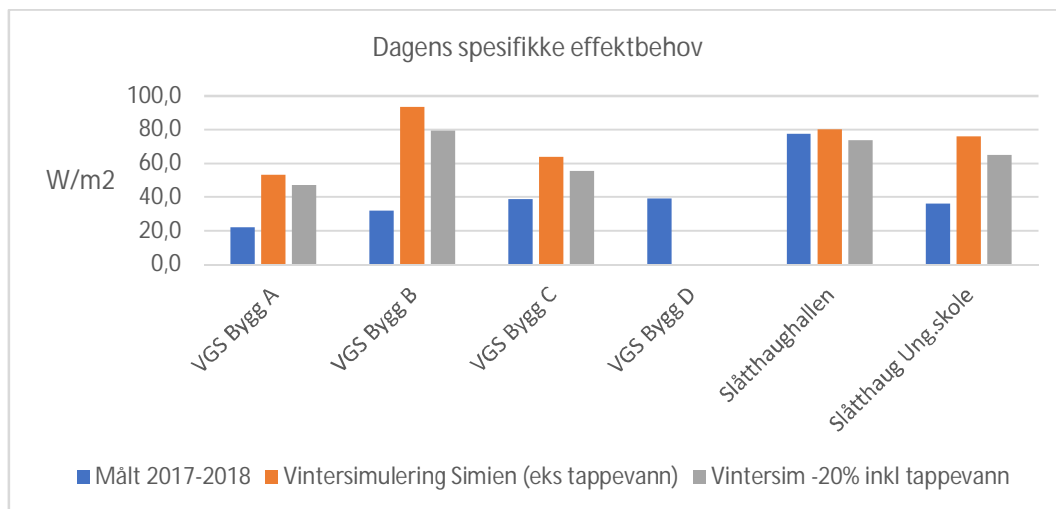
Effektbehov for de ulike kildene er vist i figuren under.



Figur 9 - Dagens effektbehov for bygningsmassen på Slåtthaug, fra 3 ulike kilder.

Totalt effektbehov, hvis man antar at effekttoppene sammenfaller, er 0,8 MW basert på EOS, 1,3 MW basert på normal vintersimulering og 1,1 MW basert på vintersimulering med -6 grader utetemperatur og inkludert tappevann.

Effektbehov per kvadratmeter oppvarmet BRA er vist i neste figur.



Figur 10 - Dagens effektbehov per kvadratmeter for bygningsmassen på Slåtthaug, fra 3 ulike kilder.

Man kan se at der er betydelige forskjeller mellom målt og beregnet effektbehov på området. Det kan være mange årsaker til dette, som styring av oppvarmingsanlegget, nattsenkning-strategi. Utetemperatur er ikke tilstrekkelig forklaring, da 2017-2018 var en kald vinter i Bergen.

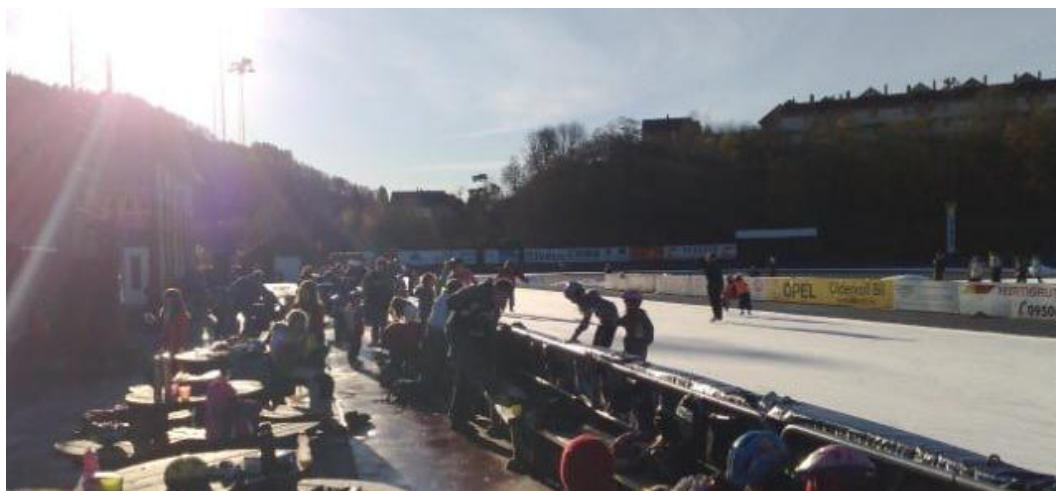
Det vurderes at energimodellene gir konservative beregninger med noe margin, slik at reelle effektbehov sannsynligvis er lavere enn beregnet.

4 Overskuddsvarme fra ismaskiner

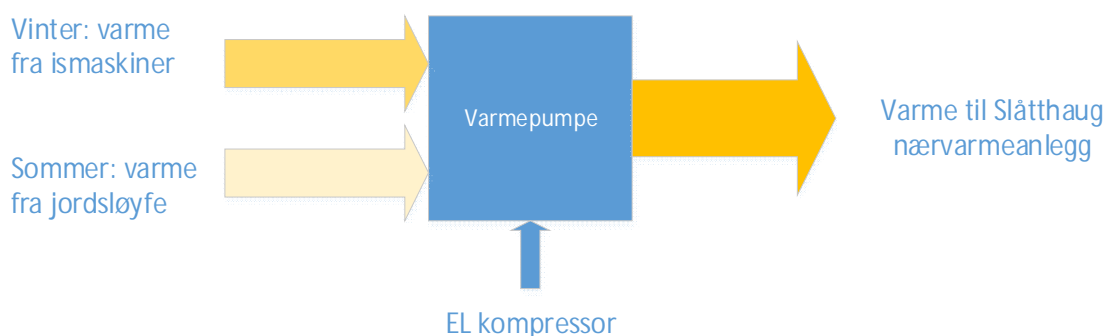
Dagens varmepumpeløsning på Slåtthaug baserer seg på gjenvinning av spillvarme fra ismaskiner ved kunstisbanen om vinteren, og varme fra en jordsløyfe om sommeren (egen krets). Det anbefales å fortsette gjenvinning av denne spillvarmen også etter omlegging til nytt varmesystem på Slåtthaug. Dette er varme som er tilgjengelig på vinterstid, noe som vil ha høy verdi for nærvarmeanlegget.

Tilgjengelig varme for gjenvinning fra ismaskinene vil variere fra år til år. I 2017 ble det målt til 462 313 kWh, eller ca 20% av dagens målte energibehov til oppvarming.

Systemet kjører i vinterdrift i vintermånedene, og kobles manuelt over til sommerdrift om våren og tilbake til vinterdrift om høsten. Kjølemaskinene opprettholder is på banen, og varmen ville ellers ha blitt dumpet over tak via kjøletårn.

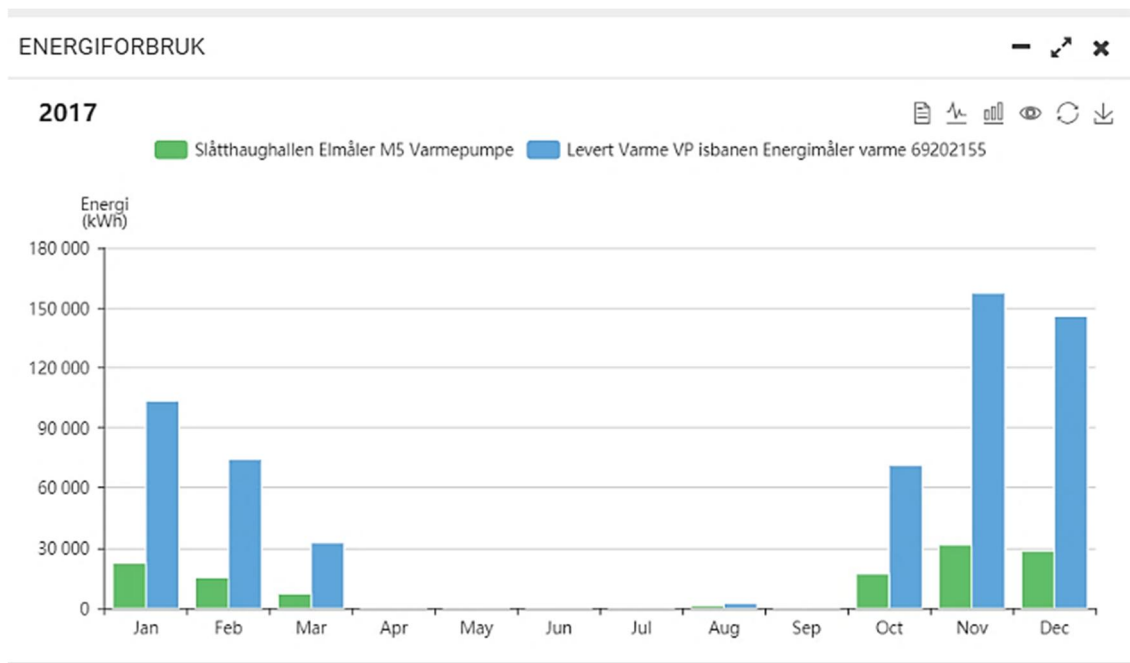


Figur 11 – Kunstisbanen opprettholder is med ismaskiner ved behov. Dette medfører at bortført varme fra isbanen utnyttes til oppvarming av bygningsmassen på Slåtthaug. (Foto: Bergen Kommune).



Figur 12 – Systemskisse for varmepumpeanlegget og gjenvinning av varme.

Målt gjenvunnet varme fra ismaskinene i 2017 er fremvist i skjermbilde fra EOS under.



Figur 13 – Skjermbilde fra EOS for Slåtthaug. EL kompressor for varmpumpe (grønt) og levert varme fra varmpumpen (blått). Ekskludert bidrag fra elektrokjel. Differanse angir gjenvunnet varme (for vintermånedene).

Med unntak av august er det for dette året ikke hentet varme fra kollektor i løpebanen. Dette begrunnes med at lakepumpe for sommerdrift kun har målt forbruk i denne perioden i 2017, da det ble foretatt reparasjon av rør og pumpe.

Gjenvunnet varme totalt fra ismaskinene i 2017 blir da differansen mellom levert varme og EL til kompressor, totalt 462 313 kWh, eller 20% av dagens målte oppvarmingsbehov. Om dette er representativt for alle driftsår for anlegget kommer an på drift av isbanen, utetemperatur (ismaskiner kjører ikke når det er kaldt nok til å opprettholde is), etc, og bør nærmere utredes som en egen sak.

5 Fremtidig energibehov

5.1 Oppgradering av bygningsmassen

For beregning av fremtidig energibehov er energimodellene som ble opprettet med Simien benyttet, med forutsatt oppgradering av bygningsmassen som beskrevet i tabellen under.

Bygg	Energi-standard etter oppgradering
Slåtthaughallen - Idrettshall med svømmehall	Svømmehallen er oppgradering i løpet av det siste tiåret; bl.a nytt ventilasjonsanlegg med gjenvinning (vesentlig forbedret varmegjenvinning og SFP, noe reduserte luftmengder), nye vinduer, ny belysning og en del bygningsmessige utbedringer. Foreligger pr dd ikke planer om videre omfattende rehabilitering, men nødvendige oppgraderinger gjennomføres neste par årene. Oppgradert belysning, energieffektiv ventilasjon, nye vinduer, en viss tetting, etterisolering av tak ifm utskifting.
Slåtthaug VGS Bygg A	Skal rehabiliteres innen 2023. Forutsettes oppgradert til gjeldende TEK (TEK17).
Slåtthaug VGS Bygg B	Skal rehabiliteres innen 2023. Forutsettes oppgradert til gjeldende TEK (TEK17).
Slåtthaug VGS Bygg C	Skal rehabiliteres innen 2023. Forutsettes oppgradert til gjeldende TEK (TEK17).
Slåtthaug VGS Bygg D	Relativt nytt bygg. Antas ingen oppgradering.
Slåtthaug Ungdomsskole	Skal rehabiliteres, men foreligger pr dd ingen konkret plan. Forutsettes oppgradert til gjeldende TEK (TEK17).
Fana Arena	TEK10-nivå

Antatt oppgradering er basert på skjønnsmessig vurdering fra energirådgivere i Sweco i dialog med energirådgiver i Bergen Kommune og Hordaland Fylkeskommune. Fremtidig effektbehov har større usikkerhet enn fremtidig energibehov. I kap 0 så man at der er stort avvik mellom målt og beregnet effektbehov. Beregnet effektbehov var konsekvent høyere enn målt. På bakgrunn av dette vurderes fremtidens effektbehov å være konservativt beregnet, og med god margin.

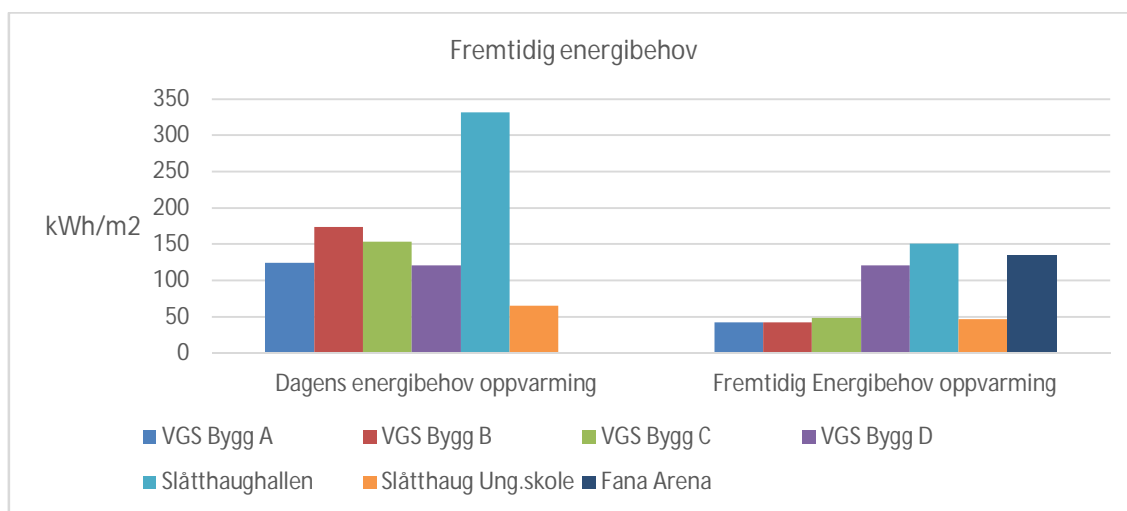
Simien-modellene for fremtidig energibehov er benyttet, med vintersimulering for Bergensklimate inkludert tappevann iht NS3031.

Unntaket er VGS Bygg D, hvor der ikke er opprettet egen Simien-modell. Her 50 kW lagt til grunn for effektbehov, som er en vurdering basert på likheten mellom Bygg C og Bygg D.

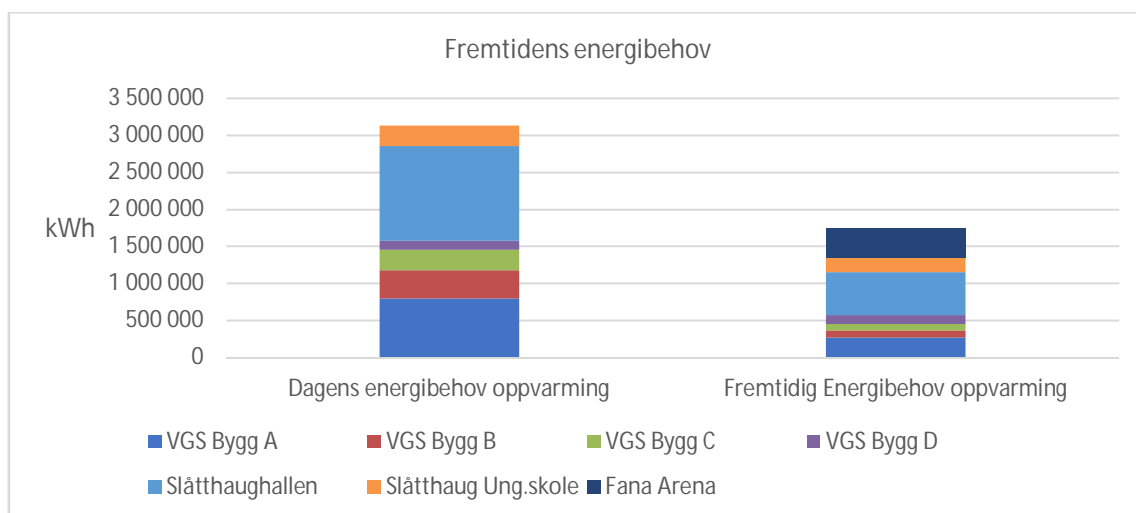
5.2 Energibehov

Fremtidig energibehov er beregnet basert på energimodellene i Simien, med forutsatt oppgradering av bygningsmassen som angitt i forrige delkapittel. Mer detaljert informasjon finnes i dybdenotat 1 – Termisk energibehov for bygningsmasse.

Fremtidens beregnede energibehov til romoppvarming, ventilasjonsvarme og tappevann er vist i figurene under, sammenlignet med dagens beregnede behov (som ligger noe høyere enn målt i 2017).



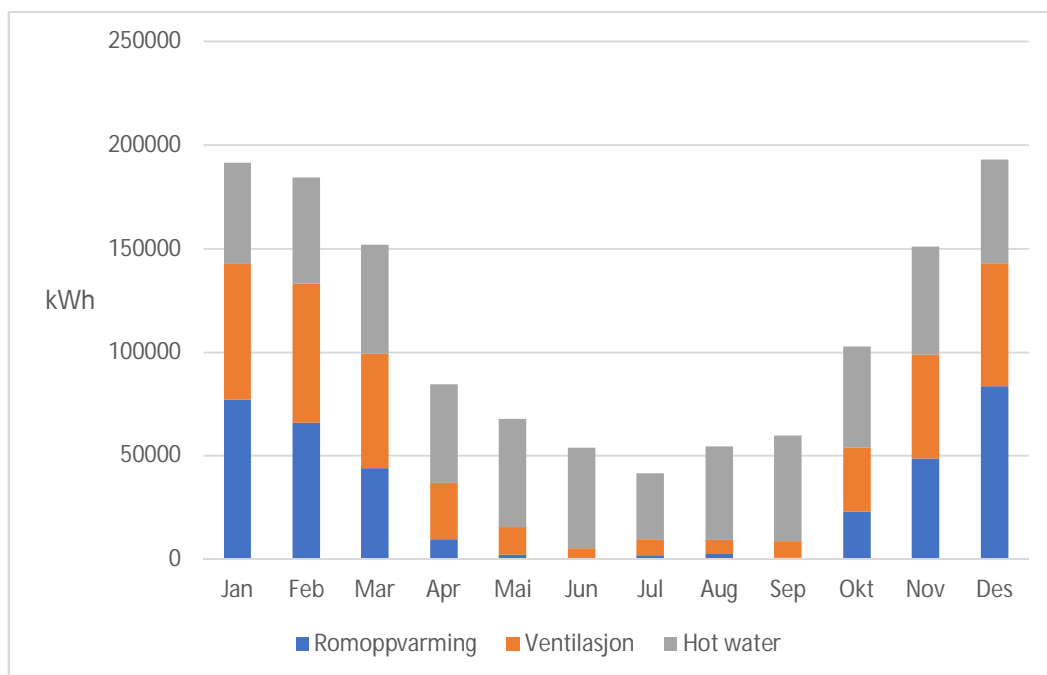
Figur 14 – Fremtidens årlige spesifikke energibehov pr m² for oppvarming av bygningsmassen, sammenlignet med dagens.



Figur 15 - Fremtidens årlige totale energibehov pr m² for oppvarming av bygningsmassen.

Man ser at energibehovet for oppvarming i området er forutsatt redusert fra over 3 GWh/år (beregnet) til ca 1,7 GWh/år. Dette er en betydelig reduksjon, men realistisk. Dette forutsetter en strategisk tilnærming på å redusere energibehov til oppvarming på området, tilpasset fremtidens energisystem.

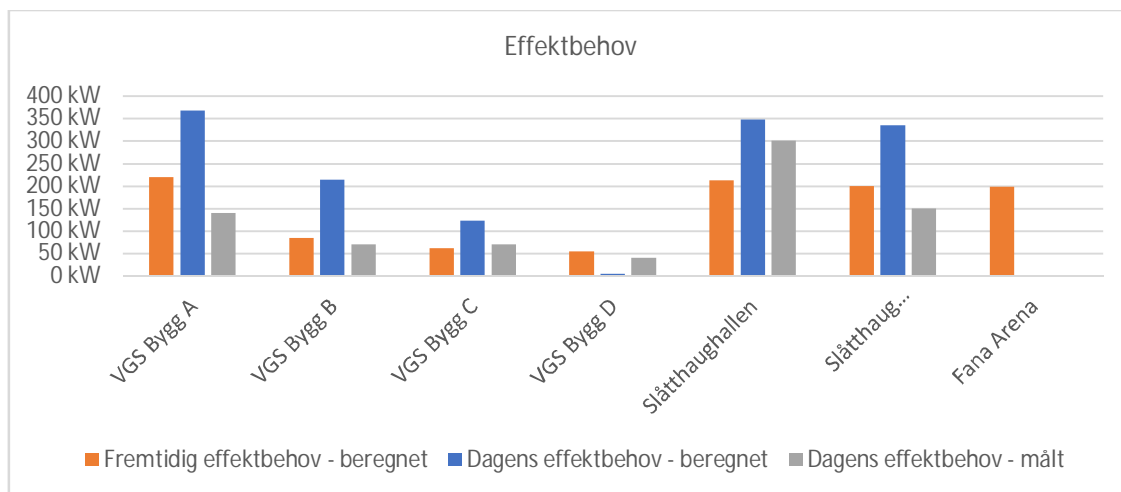
Beregnet fremtidig årlig energibehov til oppvarming per måned for hele bygningsmassen er vist i Figur 16.



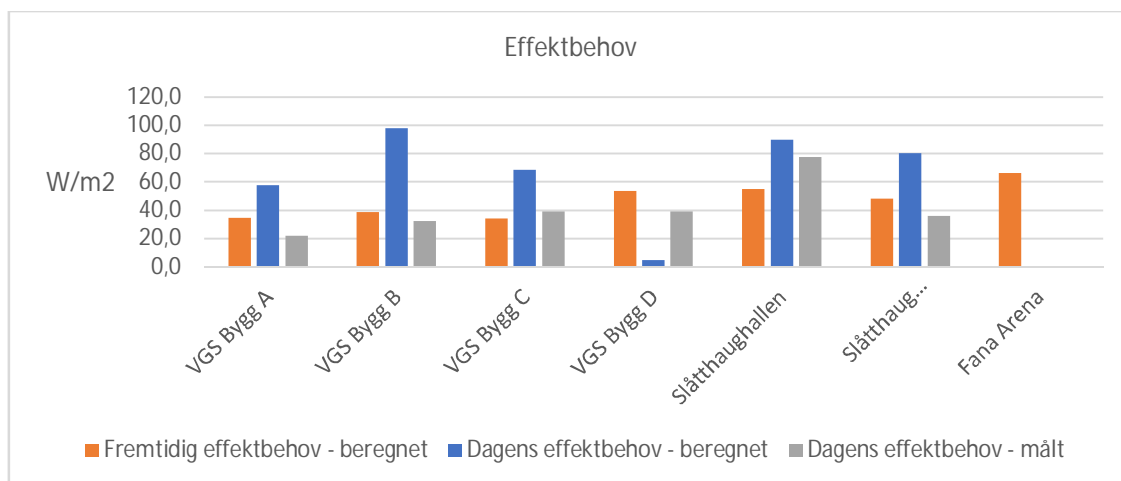
Figur 16 - Beregnet fremtidig energibehov per måned. Om sommeren er romoppvarmingsbehovet nær null, mens tappevannsbehovet er dominerende, samt noe ventilasjonsoppvarming.

5.3 Effektbehov

Fremtidig beregnet effektbehov er vist i figuren under, sammenlignet med dagens effektbehov. Totalt fremtidig effektbehov er beregnet til ca 1 MW, hvis en antar at byggenes maks effekt inntreffer samtidig. Disse maksimale effektene er viktige for dimensjonering av energianleggets ulike deler.

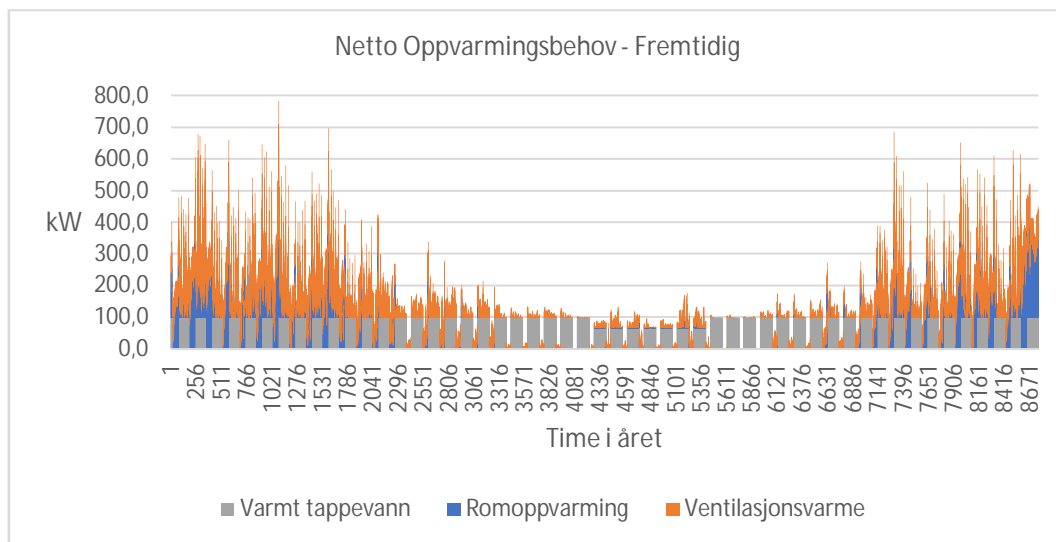


Figur 17 – Fremtidens beregnede effektbehov for oppvarming, basert på vintersimulering i Simien, inkludert tappevann etter NS3031, for Slåtthaugområdet. Sammenlignet med dagens beregnede (vintersimulering inkl. tappevann) og målte effektbehov.



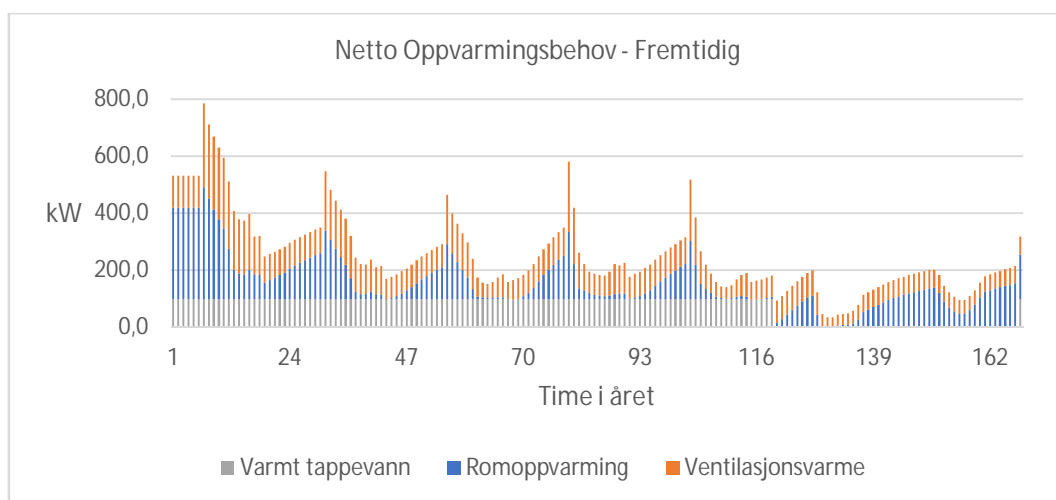
Figur 18 - Fremtidens spesifikke beregnede effektbehov for oppvarming pr m², basert på vintersimulering i Simien, inkludert tappevann etter NS3031, for Slåtthaugområdet. Sammenlignet med dagens beregnede (vintersimulering inkl. tappevann) og målte effektbehov.

Figur 19 viser beregnet energibehov for bygningsmassen på timesnivå. Dette gir et bilde av i hvilken grad energibehovet har en jevn profil eller om behovet medfører høye effekttopper.



Figur 19 – Fremtidig beregnet netto energibehov til oppvarming på timesnivå for et år. Hver søyle angir en time, og søylene er stablet slik at høyden pr søyle er sum av romoppvarming, ventilasjonsvarme og varmt tappevann.

Det fremkommer av Figur 19 at effekttopper over 500 kW inntreffer hyppig i løpet av året. Disse har imidlertid kort varighet. Figur 20 viser forbruk på timesnivå for en aktuell uke dette inntreffer. Effektoppenes amplitude og varighet er viktige for dimensjonering av energilagrene, m.m. Dette er beskrevet i kapittel 7.



Figur 20 - Fremtidig beregnet netto energibehov til oppvarming på timesnivå for en vinteruke. Søylene er stablet. Man ser at varighet for de høyeste effekttoppene er kort. Dette åpner for utjevning av effekttopper via styring og/eller akkumulering.

6 Solenergiproduksjon

6.1 Solfangerareal og type

Under konseptutredningen ble beregnet energibehov (både energi og effekt) brukt å beregne behov for produsert energi fra solfangerne. Hvilket alternativ som velges mtp dekningsgrad for solenergi samt temperaturnivå påvirker også dette.

Følgende 2 alternativer er brukt til å beregne hvor mange m² solfangere og hvilken teknologi som trengs:

1. Alternativ 2: 65/40°C tur/retur temperatur for solfangere med solvarmeproduksjon på 2130 MWh/år.
2. Alternativ 3: 45/20°C tur/retur temperatur for solfangere solvarmeproduksjon på 1500 MWh/år.

Alternativ 1, som ikke er omtalt her, gjelder kun bruk av varmepumpe uten sol.

Sweco har invitert et utvalg av de største solfangerleverandørene til å spesifisere for sin løsning hvilken teknologi i sitt sortiment som er mest egnet for de to alternativene over, hvor stort solfangerareal som trengs, samt investeringskostnad.

Forespurte leverandører i denne konseptutredningen er:

- Greenonetec
- Bosch Thermtechnik
- Arcon Sunmark,
- TVP solar
- Savosolar.

Resultatene er presentert herunder.

Greenonetec

Beskrivelse	Solfanger areal	Investeringsbehov*	Energipris
Alt 2: 2130 MWh varmeproduksjon på 65/40°C	5750 m ²	17 800 000 kr	0,28 kr/kWh**
Alt 3: 1500 MWh varmeproduksjon på 45/20°C	3000 m ²	12 500 000 kr	0,28 kr/kWh**
<p>* Inkluderer kostnad for utstyr, støttekomponenter for solfangerfelt, kontroll og styring, transport og installasjon.</p> <p>** Basert på forventet levetid på 30 år.</p>			

Greenonetec anbefalte flate solfangere i stedet for vakuumsolfangere for Slåtthaug, med begrunnelse lengre installasjonstid, mindre robusthet og høyere energipris. De anbefaler single glazed solfangere med feltareal 13,2 m² (stort areal pr modul reduserer kostnader).

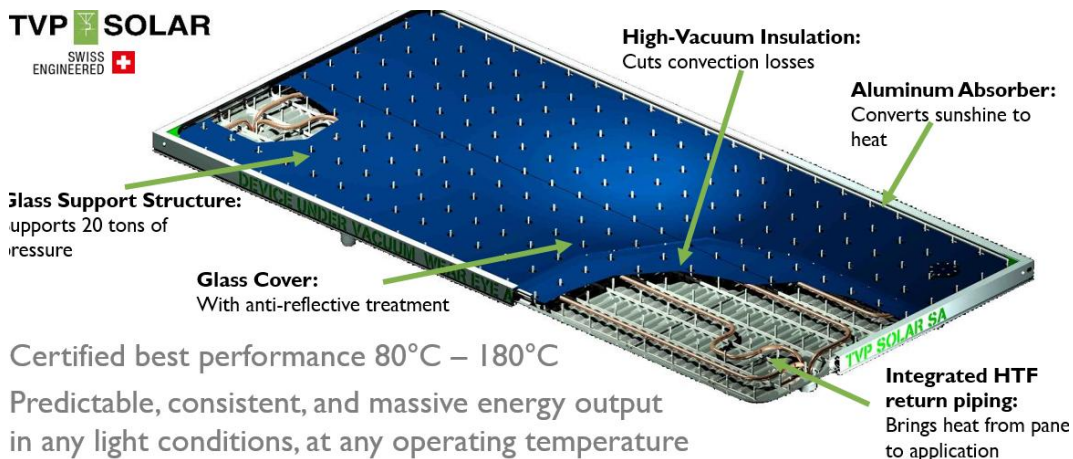


Figur 21 – Single glazed flate solfangere fra Greenonetec.

TVP

Beskrivelse	Solfanger areal	Investeringsbehov*	Energipris
Alt 1: 2130 MWh varmeproduksjon på 65/40°C	4350 m ²	23 900 000 kr	0,56 kr/kWh**
Alt 2: 1500 MWh varmeproduksjon på 45/20°C	2800 m ²	15 400 000 kr	0,51kr/kWh**
<p>* Inkluderer kostand for utstyr, støttekomponenter, kontroll og styring, transport og installasjon.</p> <p>** Basert på forventet levetid på 20 år.</p>			

TVP solar har utviklet flate vakuumsolfangere med høy ytelse som kan driftes på temperaturer over 90 °C. TVP har også levert til store anlegg i utlandet. Fordelen med TVPs produkt er at de kan operere i lave utetemperaturer og fremdeles levere høy temperatur. TVP leverer også større energimengder pga. høy virkningsgrad (lavt varmetap), noe som reduserer behov for solfangerareal.



Certified best performance 80°C – 180°C
 Predictable, consistent, and massive energy output
 in any light conditions, at any operating temperature

Figur 22 – TVP Solars flate vakuumsolfangere.

BOSCH

Beskrivelse	Solfanger areal	Investeringsbehov*	Energi pris
Alt 1: 2130 MWh varmeproduksjon på 65/40°C	7200 m ²	44 400 000 kr	0,83 kr/kWh**
Alt 2: 1500 MWh varmeproduksjon på 45/20°C	3800 m ²	20 800 000 kr	0,56kr/kWh**
<p>* Inkluderer kostand for utstyr, støttekomponenter, kontroll og styring, transport og installasjon.</p> <p>** Basert på forventet levetid på 25 år.</p>			

Bosch har blitt en av de største leverandørene innen solfangere. De leverer kvalitetsprodukter men fokuserer hovedsakelig på små til mellomstore prosjekter. Leverandøren har solfangere spesielt tilpasset til installasjon på tak, med fiberglasstruktur som reduserer panelvekt pr m² og dermed medfører mindre tilpasningsbehov for eksisterende tak. Bosch sine paneler har areal på litt over 2 m².



Figur 23 – Solfangere fra BOSCH.

Savo-Solar

Beskrivelse	Solfanger areal	Investeringsbehov*	Energipris
Alt 1: 2130 MWh varmeproduksjon på 65/40°C	5700 m ²	Ikke tilgj.	
Alt 2: 1500 MWh varmeproduksjon på 45/20°C	3000 m ²	Ikke tilgj.	
<p>* Inkluderer kostnad for utstyr, BoS, kontroll og styring, transport og installasjon.</p> <p>** Basert på forventet levetid på 30 år.</p>			

Savo-Solar har også levert til noen av verdens største solfangeranlegg. Savo solar benytter seg av ekstrudert aluminiumsprofiler som benyttes i bl.a bilindustri. Teknologien skal gi høyere ytelse for solfangere og reduserte produksjonskostnader. Teknologien benytter seg av integrerte tilkoblinger, som gir ekstra robuste solfangere. Savo-Solar leverer paneler med areal på 14,8 m².



Figur 24 – Solfangeranlegg levert av Savo-Solar

ARCON-SUNMARK

Beskrivelse	Solfanger areal	Investeringsbehov*	Energipris
Alt 1: 2130 MWh varmeproduksjon på 65/40°C	6300 m ²	24 200 000 kr	0,38 kr/kWh**
Alt 2: 1500 MWh varmeproduksjon på 45/20°C	3100 m ²	12 200 000 kr	0,27kr/kWh**
<p>* Inkluderer kostand for utstyr, BoS, kontroll og styring, transport og installasjon.</p> <p>** Basert på forventet levetid på 30 år.</p>			

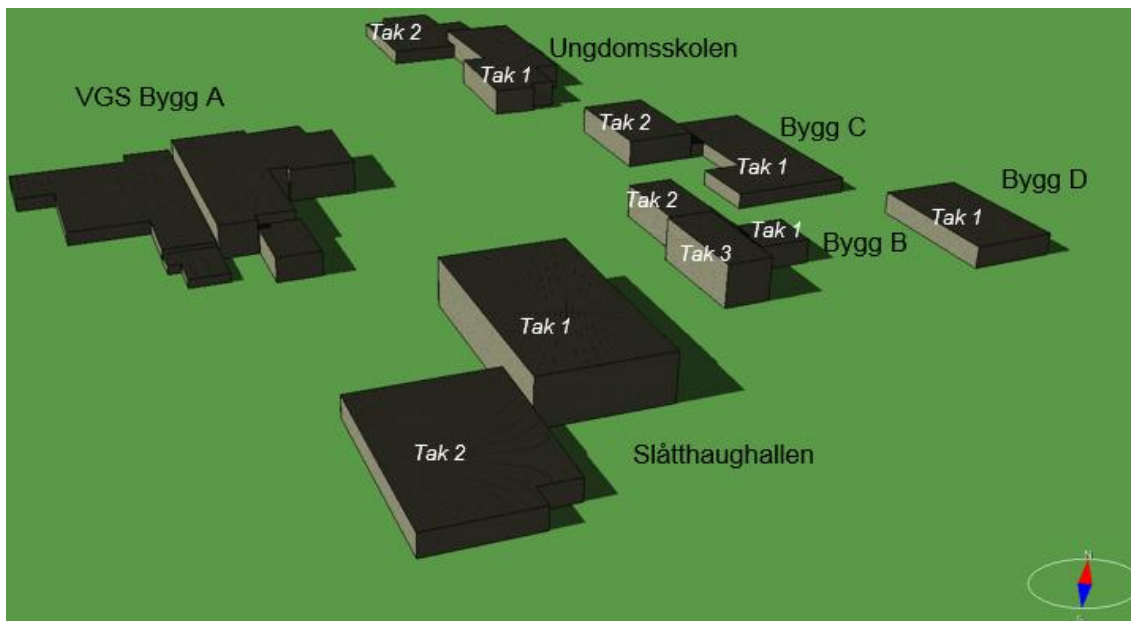
Arcon-Sunmark har levert solfangere til de fleste store solfangerinstallasjoner i Danmark. De leverer solfangere med stort areal (13,6 m²) som dermed kan installeres raskt.



Figur 25 – Solfangeranlegg fra Arcon-Sunmark.

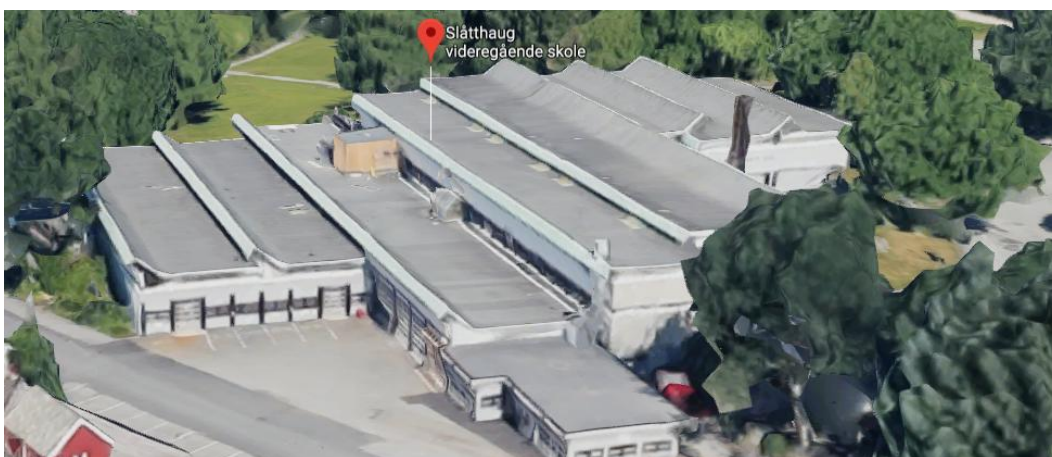
6.2 Solinnstråling og takflater

Tilgjengelig takflater som kan utnyttes for solvarmeproduksjon er kartlagt. Disse er som følger:



Figur 26: Oversikt over relevante bygg i området.

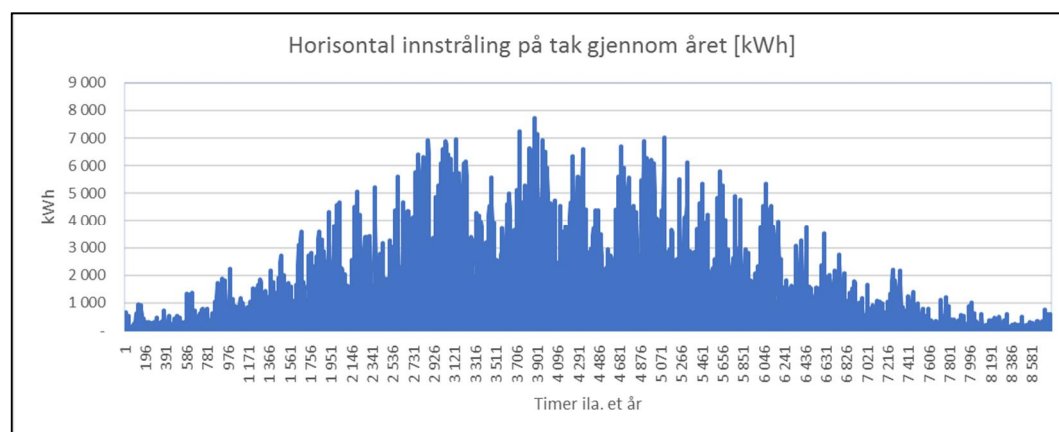
Areal og solinnstråling for de ulike takflatene er angitt under. Byggene har minimal skjermingseffekt på hverandre. Ekstern skjerming er også neglisjerbar, bortsett fra skjerming nær Slåtthaughallen. Her er denne lagt inn, men den viser seg å være minimal. VGS Bygg A er ikke sett nærmere på da det ansees som uegnet grunnet mange ulike høyder og takoppstikk.



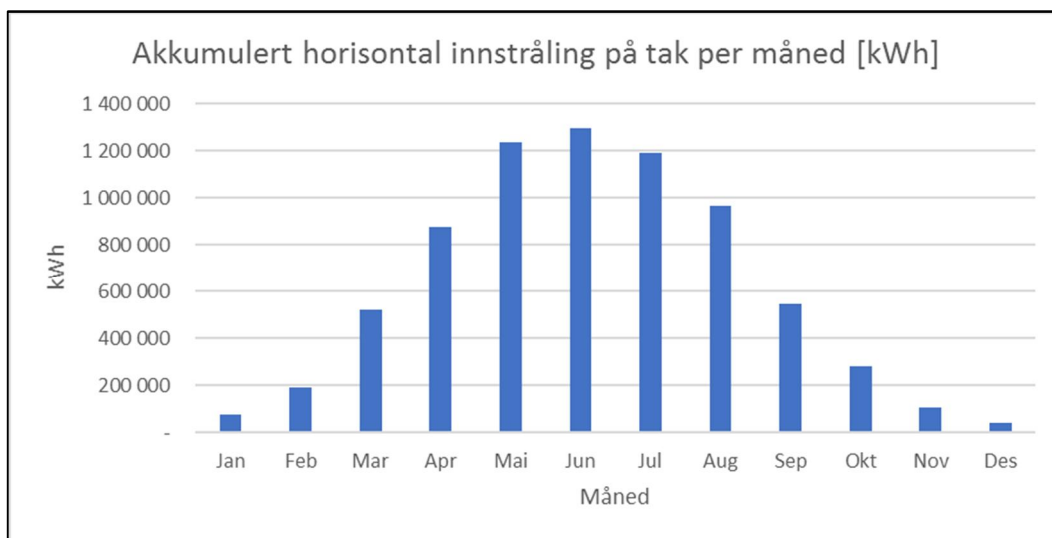
Figur 27 – Slåtthaug VGS Bygg A vurderes å være så oppdelt og med tallrike bygningsdeler i veien at solfangerareal heller bør konsentreres på tilgjengelige takflater på de andre byggene.

Tabell 1 - Relevante takarealer og tilhørende global innstrålt solenergi (på horisontal flate).

Bygg	Takareal [m ²]	Innstrålt energi horisontalt i året [kWh]
Bygg D – tak 1	737	567 220
<i>Bygg C</i>		
Tak 1	1 392	1 071 300
Tak 2	595	457 930
<i>Ungdomsskolen</i>		
Tak 1	1 433	1 102 880
Tak 2	1 091	839 670
<i>Bygg B</i>		
Tak 1	227	174 700
Tak 2	362	278 600
Tak 3	344	264 750
<i>Slåtthaughallen</i>		
Tak 1	1 770	1 362 250
Tak 2	1 574	1 211 400
SUM	9 525	7 330 700



Figur 28: Horisontalt innstrålt solenergi på alle takflater akkumulert per time samlet gjennom året.



Figur 29: Horisontal innstrålt solenergi akkumulert på alle takflater per måned.

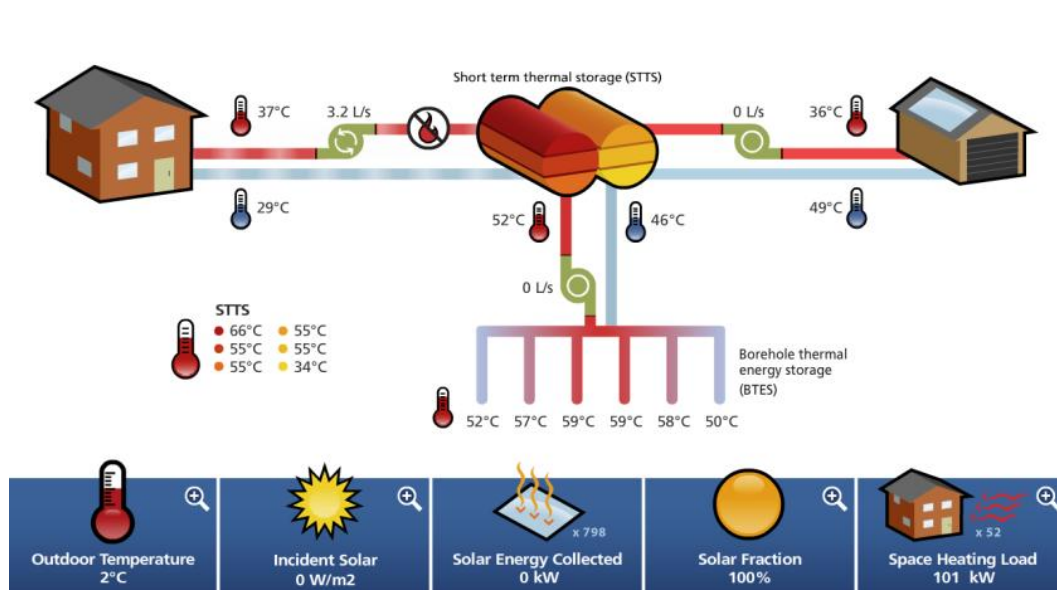
Detaljerte opplysninger om solfangerne og solenergiproduksjon for Slåtthaug er tilgjengelig i Notat 2: Solstudie Slåtthaug og Notat 9: Solvarmeproduksjon (Vedlegg).

7 Kort- og langtidslagring av solenergi

Energilagring er en sentral del av energikonseptet, og skal tjene som leddet mellom bygningsmassens energibehov og uforutsigbar fornybar solenergiproduksjon. Dette foregår på to ulike nivåer:

1. Langtidslagring av solenergi, eller sesonglagring.
Lagring av overskuddsenergi om sommeren for senere bruk om vinteren.
Brønnpark med borehull.
Har begrenset overføringskapasitet mht effekt.
2. Korttidslagring (døgn til døgn).
Lagring av overskuddsenergi om dagen, for senere bruk når solen ikke skinner innenfor en kortere periode. Fungerer som et varmebatteri mellom bygningsmassen, solfangeranlegget og brønnparken. Ettersom brønnparken har begrenset lade- og utladningseffekt fungerer korttidslageret som effektutjevning.
Lagertank som kan stå over bakkenivå eller graves ned.

Korttidslager og sesonglager er illustrert ved Drake Landing Solar Community i figuren under.

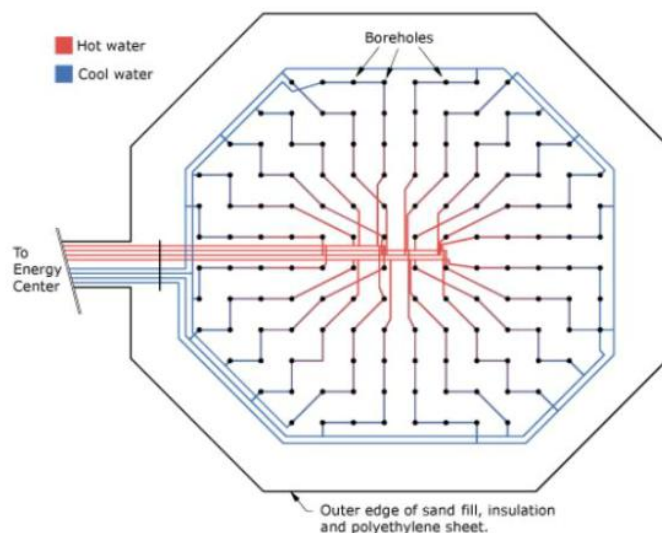


Figur 30 – Skjerm bilde fra Drake Landing Solar Community i Canada. I midten sees korttids energilager (øverst) og sesonglager i brønnpark (under korttidslager).

Resultater for de to energilagrene i utredningen er videre beskrevet her.

7.1 Sesonglagring

Brønnparken som sesonglager vil i vinterhalvåret forsyne bygningsmassen med energi (netto energiuttak) med kun enkeltperiodevis lading på solrike dager. Brønnparken har begrenset effektuttak, noe som korttidslageret vil imøtekomme som buffer. Effektuttak fra brønnparken blir derfor relativt jevnt.



Figur 31 – Illustrasjon av brønnpark for sesonglagring i Drake Landing Solar Community, sett ovenifra. (Kilde: dlsc.ca). Samme konsept vurderes som egnet for Slåtthaug, men med annet antall borehull og brønndybde.

Varmen lagres via borehull i grunnen (berg/fjell). Testboringer og analyse av resultater indikerer at grunnen på Slåtthaug er velegnet for sesonglagring av solvarme. Termisk responstest viser at varmekapasiteten tilsvarer nivåer for granitt-gneis. Dette er beregnet å medføre behov for ca 82 000 m³ bergvolum for sesonglagringen. Grunnen vurderes å ha noe sprekker nedover. Vanntilsig i området som er funnet på ca 3 meter under bakken medfører at sprekkene er fylt med relativt stillestående vann og finmasse, noe som gjør at sprekkene ikke påvirker varmelagringsevnen betydelig, så lenge gjennomstrømningen ikke er for stor.

Vanngjennomstrømningen i grunnen i området er en svært viktig faktor for varmelagringsevnen til grunnen. Høy gjennomstrømning vil selvsagt medføre at varme «forsvinner» eller bortføres fra området. Vanngjennomstrømning for et område er sjelden null, men det er grenseverdier for når varmelagring begynner å bli uegnet. Testene med borehull på 130 m (dypere enn selve brønnparken) viser at det er lite gjennomstrømning i området, og at berget er egnet for sesonglagring av energi.

For å redusere varmetap oppover mot friluft anbefales det å isolere overflaten til lageret. Videre bør det legges ut en diffusjonsåpen vanntett folie og deretter dreneringssjikt slik at regnvann føres bort fra brønnparken. Folien skal sikre minimum vannlekkasje mot grunn men tillate fordunsting å sive ut fra bakken.

Det vurderes som uhensiktsmessig å isolere rundt varmelageret mot nærliggende grunn, på grunn av høye kostnader og ettersom grunnen selv vil utgjøre en viss varmeisolering når dette gradvis varmes opp.

En konservativ dimensjonering/brønnparkkonfigurasjon er utredet og presentert her, for de to ulike alternativene for systemoppbygging og dekningsgrad for solenergi:

	Alternativ 2	Alternativ 3
	Solfanger + sesonglagring (+ spillvarme fra isbane)	Solfanger + sesonglagring + supplerende varmepumpe (+ spillvarme fra isbane)
Temperatur varmelager	Høy	Middels
Brønnpark lagringsbehov	1 000 000 kWh	760 320kWh
Brønnpark volum	81 818 m ³	62 208 m ³
Dybde	120 m	120 m
Areal for brønnpark	682 m ²	518 m ²
Diameter for brønnpark	29 m	26 m
Antall brønner	68 stk	50 stk

For flere utdypende detaljer, se eget teknisk Notat 11: Sesonglager for solenergi (vedlegg).

Kostnader for alternativene, sammenlignet med alternativ 1 (kun varmepumpe) er vist under. Det er også oppgitt resultat for et mer optimistisk scenario, med mindre behov for brønnpark.

Alternativ 1 Konvensjonell brønnpark	56 brønner a 220m aktiv dybde	4,1 MNOK
Alternativ 2 Høytemperatur lagring av varme i brønnpark	68 brønner a 110m aktivdybde med PEX-rør, isolert med dreneringsflate mm. (55 brønner for optimistisk scenario)	4,45 MNOK (3,65 MNOK for optimistisk scenario)
Alternativ 3 Middeltemperatur lagring av varme i brønnpark	50 brønner a 110m aktivdybde med PEX-rør, isolert med dreneringsflate mm. (40 brønner for optimistisk scenario)	3,0 MNOK (2,45 MNOK for optimistisk scenario)



Figur 32 – Bilde fra konstruksjon/etablering av brønnparken i Drake Landing i Canada.
(Kilde: dlsc.ca)



Figur 33 – Bearbeidet terreng kan etter etablering av brønnpark benyttes til de fleste typer formål, som for eksempel parkering, idrett, gressbane, e.l. Her vises slikt terreng over et sesonglager (McClenahan, 2015).



Figur 34 – Området (avmerket) vurdert som mest hensiktsmessig for sesonglageret/brønnpark. Resten av solvarmeanlegget, inkl solfangere og korttidslager vil ligge i nærheten. Unntaket er eksisterende sentral med gjenvinning av spillvarme, som ligger nede ved isbanen og vil da utnytte eksisterende rørstrekk. Arealer over bakken kan etter etablert brønnpark igjen benyttes til andre formål.

7.2 Korttidslagring

Korttidslageret i energikonseptet vil fungere som energibuffer mellom bygningsmassen, solfangeranlegget og sesonglageret. De to mest opplagte funksjonene er:

- Det produseres mer solenergi enn bygningsmassen og brønnparken kan absorbere. Korttidslageret lades, og temperatur i tanken(e) øker.
- Bygningsmassen forbruker mer energi enn solfangerne og brønnparken kan avgi (medregnet spillvarmeutnyttelse fra isbanen). Korttidslageret utlades, og temperatur i tanken(e) reduseres.

Generelt forventes følgende 3 hoveddriftsscenarioer for Slåtthaug:

1. Vinter

Om vinteren produseres det marginalt med solvarme, mens varmebehov er høyt. Varmen må hentes fra enten sesonglager, spisslast eller en kombinasjon av disse to. Brønnpark har begrenset utladingskapasitet mht effekt, og korttidslager fungerer da som buffer mellom energibehov og energiforsyning. En slik buffer kan også sørge for å redusere bruk av spisslast så lenge temperaturkrav til anlegget imøtekommes.

2. Høst/vår

Om høsten/våren produseres det solvarme som kan være i god balanse med varmebehovet døgn for døgn. Det betyr at et korttidslager som kan lagre varmen i noen timer (ved manglende sol) vil sørge for at behovene dekkes direkte av solenergi. Noe overføring mellom kort- og langtidslager vil skje pga variasjoner i balansen mellom solenergiproduksjon og energibehov.

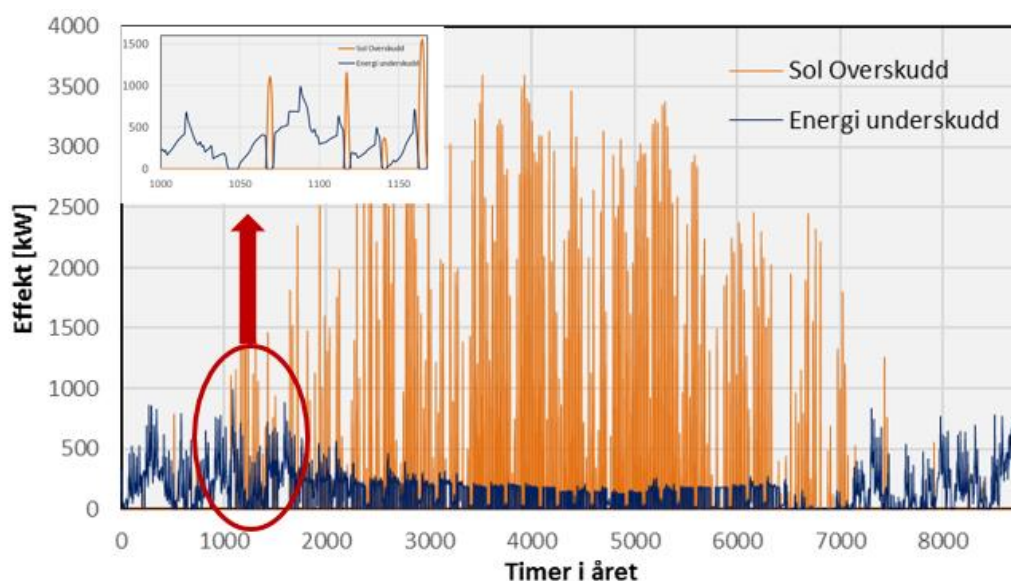
3. Sommer

Om sommeren produseres det solvarme som er langt større enn sesongens energibehov. Varmen må derfor overføres fra sommersesong til vintersesong ved å lagre varmen i brønnparken. Solfangeranlegget vil i enkelte perioder produsere mer enn 1 MW varme. Denne varmen kan ikke direkte overføres til sesonglager pga begrenset overføringskapasitet til borehullene. Derfor må denne varmen lagres i et korttidslager, og ledes langsomt ned til brønnpark utover dagen fram til neste dag.

Dette er illustrert i figuren på neste side. Energibalansen på times- og døgnnivå er avgjørende for dimensjonering av korttidslageret.

Plassering av korttidslageret bør vurderes nærmere i forprosjekt, men følgende plasseringer er vurdert som egnet:

1. Like nord for Slåtthaughallen ifm utbygging/utvidelse
2. I tilknytning til VGS Bygg A



Figur 35 – Sol Overskudd er differansen mellom solenergiproduksjon og energibehov (minus spillvarme fra isbanen) når solenergiproduksjon er størst. Energi underskudd er differansen mellom energibehov og solenergiproduksjon samt spillvarme. Verdiene er på timesnivå for et år. Man ser at om vinteren er det et stort energiunderskudd, mens om sommeren er det et stort energioverskudd med betydelig høyere effekter enn energiunderskuddet. Vist for systemalternativ 2.

7.2.1 Dimensjonering av korttidslager for alternativ 2

Alternativ 2 (Solfanger + sesonglager, høy temperatur og dekningsgrad for sol) medfører 2130 MWh/år solvarme fra solfangerne. I denne løsningen vil solfangerne på gode dager produsere ca 3,5 MW varmeeffekt. Varmeunderskuddet varierer til sammenligning mellom 50 kW og 1 MW.

Analysen på døggnivå viser at det om sommeren stadig inntreffer solenergi-overskudd på 15 000 kWh/år på døggnivå som dermed må overføres til sesonglageret via korttidslageret. Dette skjer ofte flere døgn på rad, noe som medfører at korttidslageret må sikre ledig kapasitet til neste døgns overskudd. Tilsvarende må korttidslageret dimensjoneres for passe med energiunderskudd om vinteren, som dekkes fra brønnparken via korttidslageret.

Det er beregnet en hensiktsmessig størrelse på korttidslageret på ca 8000 kWh. Inn- og utladingseffekt er da forutsatt å ikke være en flaskehals. For tur/retur temperaturer på 65/40 °C og ved å anta ideell sjikting i tanker medfører dette et korttidslagervolum på ca. 275 m³.

7.2.2 Dimensjonering av korttidslager for alternativ 3

Alternativ 3 (Solfanger + sesonglager + supplerende varmpumpe, middels temperatur og dekningsgrad for sol) medfører 1500 MWh/år solvarme fra solfangerne. I denne løsningen vil solfangerne på gode dager produsere ca 2,5 MW varmeeffekt. Varmeunderskuddet varierer til sammenligning mellom 50 kW og 1 MW.

Med samme fremgangsmåte som for alternativ 2 er det beregnet et korttidslager på ca. 6 000 kWh for alternativ 3.

Basert på energilagringsbehov på 6000 kWh og tur/retur på 45/20 °C vil det være behov for et lagervolum på ca. 200 m³.

7.2.3 Kostnader

Erfaringer og funn i konseptutredningen angir en kostnad for lagringstank på ca 2 000 kr/m³ for betongtanker med kledning og ca 8000 kr/m³ for ståltanker. Dette for den størrelsesorden som er relevant for Slåtthaug. Dette vil medføre en kostnad på mellom 600 000 kr (basert på betong) til 2 400 000 kr (ståltank) for en 200 m³ tank.

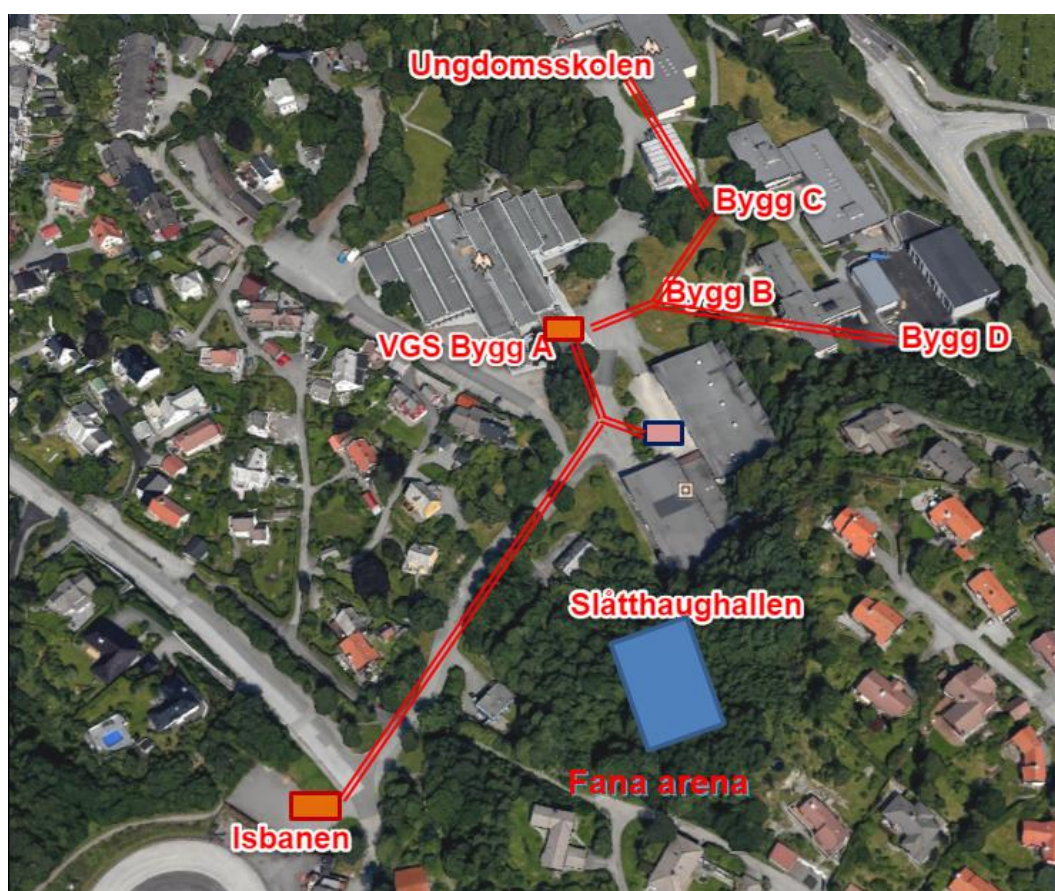
Det anbefales at mulighet for å teste betongtank med stålkledning for alternativene (spesielt Alternativ 3) undersøkes nærmere i en forprosjektfase. Forventede driftstemperaturer er på et nivå hvor ekspansjonsutfordringer i betong må hensyntas. Erfaringer fra referanseprosjekter vil være direkte overførbare til Slåtthaug.

Se teknisk notat 11 for utfyllende detaljer.

8 Energidistribusjon

Det vurderes at dagens varmedistribusjonssystem har tilstrekkelig kapasitet til å være velegnet for fremtidige behov, forutsatt at beregnede energi- og effektbehov (se kapittel 6) er noenlunde korrekte. Dette er en overordnet vurdering, og tar ikke hensyn til evt skader eller mangler som skulle fremkomme ved inspeksjon.

I en forprosjektfase bør det gjennomføres en tilstandsanalyse for å nærmere vurdere behov for å redusere varmetap, og evt utskifting av ventiler, automasjonsutbedringer, etc.



Figur 36 – Forenklet skisse over varmedistribusjonen på Slåtthaug. Fra primærsentral ved isbanen går rørstokkene via Slåtthaughallen, videre via VGS Bygg A og ut til VGS Bygg B, C, D og Slåtthaug Ungdomsskole. Plassen mellom Bygg A og Slåtthaughallen vurderes som aktuelt for varmesentralen og energilagrene.

9 Miljø

Miljøutfordringer ifm sesonglagring av varme er utredet på et overordnet nivå, og bør vurderes nærmere og mer konkret i en forprosjektfase for Slåtthaug. Foreløpige funn viser at det er lite miljørisiko knyttet til sesonglagring på Slåtthaug. Hvis området utnytter grunnvann til f.eks brønner, eller der foreligger særskilte økologiske verdier under bakken, etc må dette håndteres spesielt.



Figur 37 – Flyfoto av Slåtthaug. (Kilde: Fana IL).

10 Lønnsomhet

Det er i utredningen innhentet investeringskostnader og teknisk informasjon for energisystemets komponenter, både individuelt og samlet. Detaljert oppsett er tilgjengelig i Notat 12: Evaluering av energiløsning. Følgende kostnadsposter er inkludert i kalkylene for investering.

Varmepumpe
Spisslast - elkjel (evt. anleggsbidrag til trafo, kabler etc ikke tatt med)
Solfangere (panel og montasje)
Rør, tilkobling flexislanger, stusser m.m.(alt rør på taket for solfangere)
Ekspansjonskar
Solstasjon (varmevekslere, ekspansjonskar, tilbakeslags ventil mm)
Akkumulator tanker
Tekniskrom bygg
Pumper
Rør i tekniskrom etc
Rør fra tekniskrom til solfelter
Korttidslager
Komplett borehull (boring, kollektorrør, føringsrør mm)
Isolasjon + dreneringsflate og terreng bearbeidelse
Styring og kontroll
Rigg og drift
Enterprise kostnad
Uforutsatte kostnader
Prosjektering

Herunder presenteres hovedfunnene mht lønnsomhet før alternativ 1, 2 og 3 – sammenlignet med alternativ 0.

	Alternativ 0	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Totale prosjektkostnader uten Enovastøtte	1 207 140,-	10 643 076,-	50 374 757,-	34 353 283,-

Forutsatt Enovastøtte er hensyntatt som følger: Alternativ 1 kan få støtte gjennom varmesentralprogrammet, alternativ 2 og 3 gjennom Ny Teknologi-program eller program for pilot- eller utprøvningsprosjekter. Støttenivå kan forventes til å ligge mellom 30 -50% av merkostnad ifølge Enova sine støtteprogrammer. Rapporten antar at løsninger vil kunne få nærmere 40% støtte av merkostnader og viser lønnsomhetsberegning basert på potensiell Enova støtte.

10.1 Forenklet tilbakebetalingstid

	Alternativ 0	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Årlige strømutfgifter [kr]	1 173 000	600 000	80 000	128 000
Årslig besparelse [kr]		573 000	1 092 000	1 044 000
Enkel tilbakebetalingstid, med antatt Enova støtte [år]		18 år	28 år	20 år

Alternativ 1 og 3 har her tilsynelatende like lang tilbakebetalingstid. Men her hensyntas ikke komponentenes ulike levetid. For å hensynta dette er de ulike systemalternativenes totale energikostnad beregnet (se under).

10.2 Energipris

Dette betyr alle kostnader for systemet, dividert på all energi som systemet skal levere i løpet av hele sin levetid.

	Alternativ 0	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Total energipris [kr/kWh], inkl. antatt Enova støtte.	0,87	1,13	1,35	1,13
Total energipris ved 20% høyere strømpris og 30 % høyere effektpris [kr/kWh]	0,99	1,22	1,37	1,16

11 Oppsummering

Utredningen har vist at Slåtthaug nærvarmeanlegg kan forsynes av varme fra solfangere, kombinert med sesonglagring og korttidslagring av energi for å håndtere mismatch mellom oppvarmingsbehovet og solenergiproduksjon.

Området har tilstrekkelig solinnstråling, og grunnen er tilstrekkelig egnet til varmelagring, til at konseptet kan realiseres med relativt lav risiko. Risiko kan ytterligere reduseres med mer konservativ dimensjonering av anleggets komponenter, som å øke solfangerareal, korttidslagervolum og/eller antall borehull. Dette bør vurderes nærmere i forprosjekt/detaljprosjektering.

Lønnsomheten er ikke beregnet å være betydelig bedre enn alternativene, men å være innenfor rasjonell grense for hva man bør forvente av et pilotanlegg: <30 års tilbakebetalingstid, energipris 1,2-1,4 kr/kWh. Hvis konseptet gjennomføres på Slåtthaug vil det være det første, eller ett av de første, av sitt slag i Norge og vil høste oppmerksomhet i flere bransjer og bidra til å utvide markedet for innovative fornybare energiløsninger for bygg og områder. Tallene er forutsatt støtte fra Enova til gjennomføring.

Det er sett på 2 ulike alternativer for konseptet med sesonglagring av solenergi, og sammenlignet med 2 referansealternativer:

Alternativ 0 – Beholdes som i dag, men el-kjel oppgraderes for 100% dekning av oppvarmingsbehov

Alternativ 1 – Væske-vann varmepumpe med brønnpark med borehull

Alternativ 2 – Solfangere med sesonglagring, høy temperatur og dekningsgrad

Alternativ 3 – Solfangere med sesonglagring og supplerende varmepumpe for å løfte temperatur, middels temperatur og dekningsgrad

Alle alternativene forutsetter at det fortsettes med gjenvinning av varme fra isbanen, da dette er en viktig energikilde som inntreffer om vinteren og som allerede er en påkostet løsning.

Evaluering av de ulike alternativene er oppsummert i tabellen under.

Tabell 2 – Evaluering av de ulike alternativene for Slåtthaug.

	1 – Væske-vann varmepumpe med brønnpark 80% dekningsgrad, resten spisslast. 50 °C tur-temp.	2 – Solfangere med sesonglagring, høy temperatur og dekningsgrad	Solfangere med sesonglagring, middels temperatur og dekningsgrad + supplerende varmepumpe for temperaturløft
System inneholder	Væske-vann Ammoniakk varmepumpe mot brønnpark. El-kjel som spisslast Eksisterende sentral med varmegjenvinning fra kunstisbanen.	Solfangere Korttidslager Brønnpark Eksisterende sentral med varmegjenvinning fra kunstisbanen.	Solfangere Korttidslager Brønnpark Væske-vann varmepumpe Eksisterende sentral med varmegjenvinning fra kunstisbanen.
Solfangerareal og type	[-]	5750-6300 m ² plane solfangere eller 4350 m ² flate vakuum solfangere	3000-3100 m ² plane solfangere eller 2800 m ² flate vakuum solfangere
Antall borehull [stk]	56	68	50
Dybde borehull [m]	200-300	120	120
Diameter på brønnpark [m]		29 m	26 m
Investering uten Enova-støtte [MNOK]	10,6	50,4	34,4
Energipris [kr/kWh],* ink antatt Enova støtte	1,13	1,35	1,13
Energipris forutsatt 20% i effektpris og 30 % økning i energipris (snitt for anleggets levetid)	1,22	1,37	1,16

12 Referanser

McClenahan, B. S. (2015). *Seasonal Borehole Thermal Energy Storage - Guidelines for design and construction*. IEA SHC task 45.

Midthun, C. (2014). *Teknologier for sesonglagring av termisk energi*. NMBU.

Pavlov, G. K., & Olesen, B. W. (2011). *Seasonal solar thermal energy storage through ground heat exchangers –Review of*. DTU.

Vedlegg: Prosjektøkonomi

Prosjektøkonomi for selve konseptutredningen ovenfor Enova er beskrevet av Bergen Kommune i eget vedlegg til denne rapporten.