

OBOS KRISTIANSHOLM 2023

ENERGILØSNINGER VED ETABLERING AV BÆREKRAFTIG BYDEL

TERMISK ENERGIFORSYNING SOLKRAFT- OG ENERGILAGRING

ADRESSE COWI AS

İnger Bang Lunds vei 4

Postboks 2422

5824 Bergen

TLF +47 02694

WWW cowi.no



OPPDRAGSNR.

A237178

DOKUMENTNR.

NOT-RIEn-001

VERSJON

001

UTGIVELSESDATO

17.02.2023

BESKRIVELSE

Energiløsninger ved etablering
av bærekraftig bydel

UTARBEIDET

HNHN, HEVL,
REAA

KONTROLLERT

REAA, HNHN,
RDIS og NRRU

GODKJENT

MLUN

1	Innledning	3
2	Sammenfatning	3
3	Termiske energivurderinger	5
3.1	Energibruk og effektbehov på Kristiansholm	5
3.2	Kristiansholm egenskaper og skalering av energisentral	7
3.3	Vurderte energiløsninger	8
4	Solkraft og energilagring	14
4.1	Muligheter for solkraft	14
4.2	Muligheter for energilagring	25
4.3	Livssyklus kostnadsanalyse (LCC)	28
4.4	Konklusjon og resultater	33
5	Appendiks termisk energi	35
5.1	Bærende fundamenter ved valg av energiløsninger	35
5.2	Termisk energi og varmedistribusjon	36
5.3	Alternative varmeløsninger	38
6	Appendiks solkraft og energilagring	47
6.1	Energiltak	47
6.2	Solcelleteknologi	48
6.3	Utnyttelse av solenergien	50
6.4	Batterisystemer	51
6.5	Leverandører	53

1 Innledning

Kristiansholm er en ny fremtidig bydel som foreløpig er regulert. Området har en attraktiv beliggenhet sentralt i Bergen ved havlinjen nord for selve bykjernen. OBOS har til hensikt å utvikle området til en bydel med BREEAM Very good og med et klimafokus.

Hensikten med denne rapporten er å beskrive de konseptløsninger på energiforsyning som kan være nøkkelfaktorer til utformingen av en slik bærekraftig bydel. Her beskrives mulige konsepter av ressurseffektive, smarte, balanserte og integrerte løsninger for boligenheter, samfunnsservice og annen næringsvirksomhet med egen kraftproduksjon som en helhetlig rød tråd.

Som en del av vår bærekraftige byutviklingssatsning fokuserer vi på å definere smarte energiløsninger ved å kombinere konsepter innenfor åpne fjernvarmesystemer, fjernkjøling, elektrisk og termisk solenergi, termisk energilagring (varme masser) eller elektrisk energilagring (batterier), og 'grid-aware' elbillading. Dette og vår erfaring med byggprosjektering av både produksjonssystemer og støttesystemer innen VVS gjør at vi kan bidra til å etablere et helhetlig syn fra start.

På bakgrunn av ovenstående analyseres fem ulike termiske energiforsyninger ut fra dels tekniske perspektiv og dels økonomiske, med investeringsbehov og lønnsomhetsbetraktning i form av en LCC-beregning. Disse sammenlignes med et referansekonsept i form av elkjeloppvarming. Rapporten begrenser seg ved at beregnede energibrukstall og effektbehov basert på nøkkeltall.

Det er utført en sol- og energilagringsanalyse for å se hvilke potensialer som finnes for elektrisk energiproduksjon og lagring. Installasjoner på tak, fasade og balkonger, samt energilagringmuligheter er vurdert og analysert. Det er undersøkt mulighetene for fargede solcellepaneler for at panelene står mer i stil med tak og fasader. Disse fargepanelene er vurdert opp mot referansepaneler som er bransjestandard innen pris og effektivitet. Dette gir estimert årlig produksjon for paneltypene og lønnsomhetsanalyser.

En rapport om klimagassregnskapet til den nye bydelen på Kristiansholm er utarbeidet parallelt. Klimagassregnskapet er utført iht. NS3720 og tar for seg materialvalgene for bygningsmassene og to aktuelle termiske energiforsyninger for bydelen som kommer godt ut i LCC-beregningene. Klimagassregnskapet inkluderer også anbefalt omfang av solceller og elektrisitetsproduksjon.

2 Sammenfatning

"Mer kraft, mer nett og mer energieffektiv bruk av krafta er vesentlig for å løse energikrisen" [Mer enøk med Enova - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no) Energikrisen i Europa og energikostnadene knyttet til det, gir økt behov for effektivisering og forutsigbarhet i energimarkedet. Økt fokusert ENØK og egenproduksjon vil merkes i årene fremover. Elprisene vil bli mere variable over både døgnet og året.

Nye bydeler som Kristiansholm bør prosjekteres ut fra Kyotopyramiden, vist i Figur 29. Ved å etablere et lavenergikonsept i bygning og utstyr, med ressurseffektiv driftsledelse og egenproduksjon av energi, reduseres investeringen av varmeanlegg. Energikonseptet til bydelen skal være fleksibelt tilrettelagt uten at det får særlig negativ innvirkning på

drifts- eller anskaffelseskostnader. Dette er kun mulig når et helhetsperspektiv tas inn i tidligfaseprosjektering og gir lavere eierkostnader i energimarkedet som vokser frem.

Det er ønskelig at behovet for elektrisk energi reduseres, noe som er mulig ved å utnytte termisk energi (varmt vann eller varmluft) mest mulig. Vannbåren varme er en fleksibel systemløsning som med ekstraordinært lave systemtemperaturer både gir høy grad av fleksibilitet ved bruk av den energikilde som for tiden er billigst, og som tillater varmegjenvinning fra spillvarme med lav temperatur. Det finnes derfor flere deler av energisystem som bør være knyttet sammen. Dette kompletteres gjerne med egenprodusert energi fra et solkraftanlegg.

Varmebehovet på Kristiansholm estimeres til noe over 2 GWh, hvorav ca. 50% er varmt tappevann. Effektbehovet som dekker kaldeste vinterdagen er ca. 900 kW.

- > Spillvarme fra kjølemaskiner fra dagligvare og næring kan være en varmekilde som er gratis og kan brukes i varmesystemet i bydelen.
- > Ved etablering et lavtemperaturvarmesystem på bygningsoppvarming kan systemeffektiviteten med f.eks. varmepumpedrift og varmegjenvinning bli høy.
- > Innen termisk energi (varmt vann og isvann) kan utjevning eller flytt av effekt til lavpristid på døgnbasis ordnes med vannakkumulatorer i form av vanntanker.
- > Sentralisert varmedistribusjon med nærvarme anbefales på Kristiansholm med fjernvarme eller sjøvannsbasert varmepumpe som har potensial å gi lavest eierkostnad og klimaavtrykk. Dog prisstrukturen på fjernvarme må og vil sannsynligvis forbedres.

Under vår og høst, og i milde vinterdager kan evt. reservekapasitet utnyttes for å lagre opp varme om natten ved å utnytte naturlig lagringskapasitet i temperaturtrege passivhus. Dette kan utvides ved vannakkumulering, både på varmesystem og varmtvannsberedning. Driftsprinsippet kan gi vesentlig redusert energikostnad.

For å videre redusere fotavtrykket til bydelen vil egenproduksjon av energi spille en stor rolle. Skråtakene presentert på modeller innhentet fra arkitekt er godt egnet for solceller, i tillegg er det vanskelig å utnytte skråtak på andre måter. Flate tak er ikke vurdert da andre bruksområder for disse er ønskelig, som takterrasser.

De individuelle takflatene er enkeltvis vurdert for å undersøke potensialet. Dette gir mulighet for å utelukke de mindre gunstige takflatene. Energiproduksjon til hvert bygg og byggefelt er presentert, samt en totalproduksjon som er brukt videre for lønnsomhetsanalysen. Totalt estimerte kostnader knyttet til installasjonene, samt estimert kostnad per kWh blir fremmet. Det er også utført en sensitivitetsanalyse knyttet strømpris for å undersøke netto nåverdier og nedbetalingstid ved ulike scenarier.

Det blir også beskrevet muligheter og bruksområder for elektrisk energilagring, samt utfordringer ved slike hybridanlegg (sol og batteri) for boligbygg.

I neste trinn foreslås utførelse av et forprosjekt. Der fastslås hvilke elementer fra dette notat som skal tas med, eller som skal defineres mere i detalj.

3 Termiske energivurderinger

3.1 Energibruk og effektbehov på Kristiansholm

Et varmesystem på Kristiansholm må være fleksibelt iht. den blanding av virksomheter som skal bedrives. Det enkleste er å prosjektere for én spesifikk virksomhet, men verdien på et slikt område kan bli svekket om spesialiseringen skjer på bekostning av fleksibilitet.

Området vil gi behov for utbygning av infrastruktur, særlig elkraftnettet, men om det skal etableres et sentralt varmesystem, også et termisk nærvarmesystem.

For å beregne klimaregnskap og for å estimere en realistisk energibruk på bydelen som skal brukes til dimensjonering av varmesystemet har vi brukt to ulike nøkkeltall.

Standardiserte nøkkeltall til bruk for beregning av klimaregnskap

For beregning av klimaregnskap er elektriske forbruket basert på standardiserte nøkkeltall for bolig iht. NS3031. Dette er normerte krav/ standardiserte verdier for å sammenligne bygg mot hverandre direkte. Elbillading og personavhengig forbruk er ikke medregnet.

For termiske energidata til klimagassregnskap er det en kombinasjon av erfaringstall fra passivhus og lavenergihus i boligblokk som er benyttet.

Bolig: Oppvarming 22 kWh/m² år
Tappevann: 25 kWh/m² år
Annet elforbruk: 29 kWh/m² år
Kjøling: 0 kWh/m² år

Totalt termisk og elektrisk energiforbruk for boligareal på 35 000 m² oppvarmet BRA er beregnet til ca. 1 700 000 kWh og 1 050 000 kWh per år. Dette er et normforbruk basert på areal. I klimaberegningene blir disse forbrukstallene omregnet iht. hvilken varmeløsning som blir vurdert.

Erfaringsmessige nøkkeltall til dimensjonering av varmesystem

Erfaringsmessige nøkkeltall for passivhus og lavenergihus er satt opp for beregning av bydelens energiforbruk og brukes for tidligfase dimensjonering av varmesystem. Målte verdier avviker gjerne fra normerte krav i teknisk forskrift, standardiserte tall for å sammenligne bygg mot hverandre direkte, og kan noen ganger gi 20-50 % høyere energimengder. Variasjonene er store, og skyldes blant annet antall driftstimer i døgnet, valgte innetemperatur og andre preferanser.

Viktige faktorer er personlig bruk som matlaging, lufting, solinnslipp, dusjvaner, databruk og ikke minst elbillading som alene kan utgjøre ca 50 % av elforbruket til en boenhet. Økt bevisstgjøring og synlighet rundt eget forbruk kan påvirke disse målte verdiene. Dette er enda viktigere i boligområde, hvor en er avhengig av folks vaner.

Andre faktorer kan være driftsperspektiv og tilrettelegging av gode energiløsninger. Her er god drift og smart styring avgjørende. Gulvvarme gir treg regulering og bør styres på riktig måte. Solavskjerming kan utnyttes på en god måte sommer og vinter. Varmtvann direkte inn på vaskemaskiner og oppvaskmaskiner er ikke standard i dag, men vil kunne øke den termiske andelen fra fjernvarme eller varmepumpe og redusere elforbruket.

Tabell 1. Nøkkeltall som har blitt brukt som hovedgrunnlag i energiberegningene.

Erfaringsmessige tall	Totalt termisk og elektrisk forbruk	Varmeeffekt	Varme	Varmtvann	Annet Elforbruk	Kjøling	Kjøling
Nøkkeltall	kWh/m ²	W/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	W/m ²	kWh/m ²
Bolig	116	20	22	30	64		
Næring	128,1	40	50	10	68,1		
Barnehage	77,5	25	49,5	10	18		
Dagligvare	300	20	10	10	280		120
Kontorbygg	66,3	20	30	5	31,3	27	62

Tabell 1 viser i brunt nøkkeltall for termisk effekt og varmeforbruk. Annet elforbruk utgjør elforbruk til teknisk utstyr som ventilasjonsvifter, belysning, men også hvitevarer og annet utstyr boliger. Elforbruk til elbillading tilhører samme gruppe og utgjør ca. 50% av kategorien.

Dagligvarebutikker stikker seg ut og har meget energiintensiv virksomhet. Forskningsrapporter fra SINTEF viser at selv med varmegjenvinning fra effektive kjøle- og fryseshyster, samt effektiv, behovsstyrt belysning, så er elforbruket meget høyt. Varmegjenvinning kan føre til at behovet av tilført varme reduseres til kalde vinterdager. Varmeoverskudd her kan også utnyttes til varmforsyning av det sentrale varmesystemet i bydelen, noe som fører til at støyende tørrkjølersystem på tak kan unngås.

Tabell 2. Beregnet termisk energibruk basert på erfaringsmessige forbrukstall.

Type byggareal	Areal m ²	Andel	Nøkkeltall (kWh/m ²)	Energi termisk (kWh)	Hvorav VV-forbruk (kWh)	Effekt (kW)
BRA bolig inkl hems, fleks og ÅOA	36 332	88,5 %	52	1 889 264	908 300	727
BRA næringsvirksomhet	1513	3,7 %	50	75 650	15 130	61
BRA barnehage	1001	2,4 %	50	49 550	10 010	25
BRA dagligvare	1172	2,9 %	10	11 720	11 720	23
Totalt BRA	41 057		49	2 026 184	945 160	836

Som vist i Tabell 2 blir totalt termisk energibruk for hele bydelen drøyt 2 000 000 kWh. Av dette utgjør varmt forbruksvann (VV) nesten 1 000 000 kWh. Det betyr altså at bygningsoppvarming utgjør den andre halvdel om litt drøyt 1 000 000 kWh.

Energi behovet til kjøling er usikkert og vil være veldig avhengig av næringsvirksomhet og valgt løsning. Kjølebehovet kan i stor grad dekkes av frikjøling. Med sjøvannssystem eller energibrønner kan gratis frikjøling til komforkjøling av ventilasjonsluft utnyttes.

Effektbehovet til oppvarming blir 850-900 kW. Effektbehovet til kjøling er grovt beregnet til <100 kW.

3.2 Kristiansholm egenskaper og skalering av energisentral

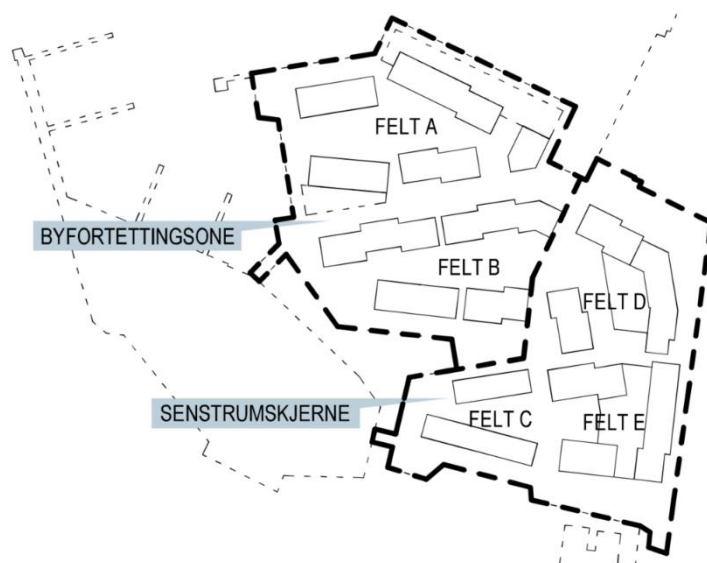
Kristiansholms plassering ved sjøkanten med utvidelsen med utfylling i sjø, parkområder på holmen, kanaler og kaiområder er egenskaper som bør nyttiggjøres i energiperspektiv. Viktige faktorer for bydelen som påvirker anbefalt løsning er blant annet;

- > Åpen horisont mot sør og solinnstråling via fjorden til langt ut på kveldene vil være viktige faktorer i valg av energiløsning. Passive solavskjerming som trær og god utforming er viktig. Samtidig blir solenergiproduksjon fordelaktig.
- > Tettheten på sjø og planlagte arbeider og utfyllinger i sjø taler for sjøbasertanlegg. Arbeider under havnivå kan være fordyrende, men når anleggsområdet og veiforbindelse til sjø er inkludert i prosjektet gir dette store fordeler.
- > Normalt sett er brønnpark en veletablert og god energiløsning. Brønnparker fungerer som en stabil energikilde for både varme- og kjøling. De gir også mulighet for sesonglagring. Det bores stadig dypere, prøveprosjekter er ned på hele 800 meters dybde. I sjøkanten kan vanntrykket påvirke effekten og egnetheten for slike anlegg.

Andre viktige aspekt er skalerbarheten og omfanget av utbygningene. Kristiansholm er planlagt etablert i syv utbygningstrinn, med tett skalering over 6 års byggeperiode. Bygetrinnene består av to hovedsoner, som har noe ulike egenskaper hva angår energi;

Sentrumskjerne er på ca. 22 000 m², hvor 20 % utgjør næringsarealer og barnehage. Sonen har varierende utforming og formål og de fleste storforbrukerne av elektrisitet som elbilladere, dagligvare og næring og varmesentral ligger i denne delen. Næringsareal vil ha kjølebehov. Til gjengjeld har arealene mindre behov for varme og tappevann per m².

Byfortettingssonen er på ca. 18 000 m² og består hovedsakelig av boliger og tilknyttede funksjoner. Området er avskjernet fra vei og har mykere trafikanter. Boligene vil være småforbrukere av elektrisitet, men vil til gjengjeld ha større behov for tappevann og oppvarming per m². Byfortettingssonen vil ha lite til ingen kjølebehov.



Figur 1 Kristiansholm planområde oppdelt i utbygningssoner

Effektbehovet for varme er ca. 400 og 435 kW for de to utbygningssonene. Dette er en skalerbarhet som kan utnyttes i utbygningen av området, for eksempel ved etablere store tekniske rom i de første byggetrinnene og sørge for å kunne utvide varmeløsningene i to eller flere etableringstrinn.

3.3 Vurderte energiløsninger

Systemsikkerhet er nevnt, men ikke vurdert i denne analysen.

Alle energiløsningene er utdypet i Appendiks Termisk energi 5.1.

3.3.1 Anbefalt løsning: Fjernvarme eller sjøvannsvarmepumpe

Det anbefales fjernvarme eller sjøvannsbasert varmepumpe som inkluderer et nærvarmesystem. Dette baseres på resultat fra klimaregnskap og lønnsomhet.

En sentralisert varmeløsning kan installeres, hhv i to bolker som samsvarer med de syv planlagte utbygningsbolkene på Kristiansholm. Varme distribueres videre til byggene i bydelen via en nærvarme- og nærkjøleløsning.

Fjernvarme: Det er viktig å understreke at anbefalingen forutsetter at fjernvarmeprisen er betydelig lavere enn strømprisen. Løsningen sparer ikke energi, men den tilførte energien i fjernvarmesystemet har lavt klimafotavtrykk, den har en lav investeringskostnad som kun er lavere ved installasjon av desentraliserte elkjeler i hvert bygg. Fjernvarme er per i dag ikke tilgjengelig i nærområdet, og det finnes ikke en oversiktlig tidshorisont for fjernvarmeutbyggingen å planlegge med.

Sjøvannsbasert varmepumpe: Som et viktig alternativ til fjernvarme anbefales sjøvannsbasert varmepumpesystem som installeres som et sentralt anlegg. Løsningen krever en større investering, men vil til gjengjeld gi større årlig besparelse. I tillegg gir løsningen mulighet for frikjøling.

3.3.2 Støtteordninger

Bergen kommune

Bergen kommune har ulike støtteprogram varierer for hvert år. I 2023 gis det tilskudd til solceller for borettslag, sameier og private næringsbygg. Støtten kan gå til rådgivning, kjøp og installasjon av solceller. Det er støtteprogram for ladeinfrastruktur til borettslaget, men dette gjelder ikke ved etablering av nye bygg og områder.

Enova

Enova har ulike støtteordninger knyttet til energibruk og energiproduksjon. Det skjer stadig endringer i støtteprogrammene. Februar 2023 fremmer regjeringen en forsterkning i satsningen på energieffektivisering gjennom Enova. Satsningen skal bidra til å øke kompetanse og kunnskap i markedet slik at barrierer for energieffektivisering reduseres og lønnsomme tiltak utløses. Satsningen skal også kunne gi støtte til moden og velkjent teknologi. Regjeringen er i gang med en handlingsplan for energieffektivisering og innen statsbudsjettet 2024 skal det være helhetlig plan fra NVE om ENØK innen ulike sektorer.

Per februar 2023 er følgende ordninger i Enova sine programmer relevante for prosjektet:

- > Støtte til energisentraler
- > Støtte til fjernvarme og fjernkjøling
- > Støtte til mulighetsstudie for ombruk og fleksibilitet
- > Støtte til prosjektering for ombruk

For programmet *varmesentraler* gis støtten til varmeanlegg basert på flis, briketter, pellets, varmpumpe med væske-vann eller solfangeranlegg. Varmekilder basert på luft støttes ikke. Støtten kan gis til både nybygg og eksisterende bygg, og søker må være et registrert foretak.

Støtten dekker inntil 45 prosent av dokumentert merkostnad for varmesentral, med maksgrænse på 2 millioner kroner per prosjekt. Investeringsstøtten skal bidra til at prosjektet blir gjennomført. Væske-vann-varmpumpe får 1600 kr/kW og flis/pellets får 1700 kr/kW i støtte. For grunnvarmepumper kan også merkostnaden med borehull inkluderes. For solfangere gis 201 kr/m².

Enova har ikke støtte for solcelleanlegg og smart strømstyring, da dette er kun for private husholdninger og fritidsboliger.

For programmet *Fjernvarme* gis det støtte til aktører som ønsker å etablere eller videreutvikle sin forretningsvirksomhet innen fjernvarme- og fjernkjøling. Støtte på inntil 50 % for små og mellomstore virksomheter. Konesjon og offentlige tillatelser må foreligge og det kreves en utbygning eller nyetablering i utbygd område som kan avlaste elektrisk effektuttak på minimum 3 MW.

For programmene tilknyttet ombruk kreves det at det utføres mulighetsstudie eller prosjektering med fokus på ombruk og økt ressursfleksibilitet. Opp mot 50 % av utredningskostnadene kan dekkes. Målet til Enova er å tilgjengeliggjøre ombruksmaterialer og øke kunnskapen og kompetansen på temaet.

3.3.3 Livssyklus kostnader LCC og viktige nøkkeltall

Ved å beregne livssyklus kostnader hensyntas investeringskostnader og nedbetalingstid, samtidig som man beregner de totale kostnadene som belaster eierorganisasjonen i hele systemets driftssyklus. For å sammenligne ulike systemer mot hverandre kan fremtidige driftskostnadene vurderes opp mot investeringen. En måte å gjøre dette på er ved en nåverdiberegning, der alle kostnader og inntekter i fremtiden diskonteres til en nåverdi. Man tar da hensyn til en kalkylerente som speiler avkastningskrav som organisasjonen skulle ha, og denne renten uten inflasjon blir en nominell rente. Inkluderer man inflasjonen, som konsumerer av kalkylerenten, får man isteden en realrente som blir benyttet til en diskonteringsrente.

Om de diskonterte fremtidige besparelsene er større enn investeringen, vil nåverdien være positiv som gjør at investeringen er mer lønnsom enn det avkastningskravet som er gitt av kalkylerenten. En slik nåverdiberegning tar hensyn til at større investeringer med lenger tilbakebetalingstid allikevel kan gi en høyere nåverdi enn tilsvarende mindre investering med kortere tilbakebetalingstid. En lenger levetid kan også gi større nåverdi, selv om besparelsen per år er lavere sammenlignet et annet tiltak.

I Tabell 3 sammenstilles de inndata som har blitt benyttet i beregningen av livssyklus kostnader/LCC-analyse. For å beregne investeringene har erfaringsmessige kostnadstall vært benyttet. Norsk Prisbok er blitt benyttet som referanse for å kontrollere de ekstraordinære prisjusteringer som har foregått de siste årene.

Kalkylene bruker en strømpris på 2 kr/kWh som inkluderer nettleie, energiavgifter og evt. effektbaserte tariffer som kan komme å innføres. Når det gjelder fjernvarmepris brukes

en fjernvarmepris på 1,5 kr/kWh som inkluderer nettavgift. I tillegg har en følsomhetskontroll på lønnsomheten blitt beregnet med en fjernvarmepris som er 4 øre billigere enn strømprisen.

Videre brukes en diskonteringsrente basert på en realrente (inkludert inflasjon) på 4 %.

Levetiden varierer en del mellom systemene. Levetiden på noen delsystem er vesentlig lenger, for eksempel sjøvannssystem eller energibrønner. Dette kan lineariseres med en restverdi ved gjenstående levetid i forhold til den påløpte levetiden for hovedsystemet, men dette har ikke blitt hensyntatt i analysene.

Tabell 3 Inndata for å beregne livsyklus kostnader, LCC

Element	Benyttet inndata	Kommentar
Investeringskostnader	Erfaringstall og Norsk prisbok og leverandørpriser	Enkelte priser er erfaringstall fra leverandør og antatte verdier. Norsk prisbok oppgir kostnader for enkelte energikilder. Eks. Varmepumpe væske-vann, mellomstore og store anlegg, 25-300kW, oppgis kr/kW.
Enova-støtte "varmesentral"	Hentet fra Enova	Væske-vann-varmepumpe 1600 kr/kW. Flis/pellets 1700 kr/kW. Maks 45 % av investeringskostnaden.
Drifts- og vedlikeholdskostnader	Erfaringstall fra NVE Rapport kostnader i energisektoren 2017	Se punkt ovenfor. NVE utgir erfaringstall for kostnader i energisektoren for et gitt antall teknologier. Tall fra 2017 er indeksjustert til 2023 basert på inflasjonstall fra SSB.
Totalt installert effekt	900 kW	Totalt effektbehov, benyttes for anlegg for full dimensjonering av spisslast og reservelast. Eks elkjel. Ekstern vaskehall ikke inkludert.
Effektdekning grunnlast	50-100 %	Avhengig av energikilde: Luft/vann-varmepumpe 60 % Væske/vann-varmepumpe 50 % Alternativt Væske/vann-varmepumpe 100 %
Energidekning	80-100 %	Luft/vann-varmepumpe 80 % Væske/vann-varmepumpe 90-100 % Fjernvarme og elkjel 100%
Økonomisk (Teknisk) levetid	15-20 år 30 år 50 år	Varmepumper har økonomisk levetid på 15 til 20 år, avhengig av type varmepumpe. Luft/vann-varmepumpe 15 år Væske/vann-varmepumpe 20 år Elkjel 30 år Borehull 50 år
Strømpris	2 kr/kWh 4 kr/kWh	Antatt strømpris for kjøpt strøm, inkl. nettleie. Inkludert strømstøtteordning. For spisslast er det satt en høyere strømpris da denne benyttes i enkelttimer i kaldere vinterperioder.
Kalkulasjonsrente	4,00 %	Anslag basert på forventet real kalkylrente i kommende år.
Analyseperiode	15-30 år	Analyseperiode satt lik økonomisk levetid.

I de følgende avsnittene forklares de ulike løsningene, og anbefalt løsning forklares først.

3.3.4 Anbefalt løsning

Fjernvarme har blitt anbefalt grunnet potensiale for å kunne bli vesentlig billigere enn de sammenlignede energiløsningene i en æra med meget høye strømpriser. Fjernvarme har også et meget lavt klimaavtrykk.

I beregningen i Tabell 4 antas at energiprisen på fjernvarme er 50 øre/kWh lavere enn strømprisen som er antatt å være 2 kr/kWh. Investeringen på 7,8 millioner kr inkluderer varmesentral og kostnad for nærvarmerør i bydelen. Kostnad for graving av grøfter antas medtatt i de grøfter som graves samtidig for øvrig infrastruktur.

Løsningen gir med 1,5 kr/kWh en årlig energikostnad på 3 millioner kr. Besparelsen sammenlignet oppvarming med elkjel blir 1 millioner kr. Levetiden er antatt 25 år, altså 5 år lenger enn et væske-vann varmepumpesystem, likevel er levetiden antakelig lenger om man tar hensyn til at noen enkelt utskiftbare komponenter kan erstattes i levetiden.

Tabell 4.

VURDERTE ENERGILØSNINGER										
Løsning nr.	Energiløsning	Drift og energikostnader			Investering [kr]	Besparelse kWh/år	Besparelse kr/år	Levetid [år]	Nåverdi [kr]	Inntjenings-tid [år]
		energi [kWh/år]	installert [kW] (+elkjel)	energikostf [kr/år]						
3	Fjernvarme med egen nærvarme	2 026 184	900	3 039 275	7 790 000	0	1 013 092	25	8 199 924	7,8

I lønnsomhetsberegningen ovenfor blir lønnsomheten ytterligere bedret om prisdifferansen mot strømprisen blir større. Det er også viktig å forstå at med en fjernvarmepris som samsvarer og som ligger nære strømprisen, er fjernvarme ikke et økonomisk gunstig valg. Dette vises i Tabell 5 som bruker 1,96 kr/kWh for fjernvarme, altså 4 øre billigere energipris sammenlignet strømprisen. Besparelsen blir beskjeden med negativ nåverdi. For ordens skyld skal det her også forklares at investeringen inkluderer nærvarme som er en forutsetning for fjernvarme.

Tabell 5.

VURDERTE ENERGILØSNINGER										
Løsning nr.	Energiløsning	Drift og energikostnader			Investering [kr]	Besparelse kWh/år	Besparelse kr/år	Levetid [år]	Nåverdi [kr]	Inntjenings-tid [år]
		energi [kWh/år]	installert [kW] (+elkjel)	energikostf [kr/år]						
3	Fjernvarme med egen nærvarme	2 026 184	900	3 971 320	7 790 000	0	81 047	25	-4 862 166	IA

Ettersom fjernvarme som tidligere nevnt, ikke er tilgjengelig innen overskuelig tid, er det ytterligere en anbefaling med sjøvannsbasert varmepumpe. Som vist i Tabell 6 har løsningen omtrent dobbelt så investeringskostnad som fjernvarme. Det er som tidligere nevnt viktig å påpeke at en stor del av investeringen er nærvarmesystem som installeres mellom byggene i bydelen. Videre fremgår det at driftskostnadene er ca. 1 million kr lavere per år, og nåverdien blir ca. 15 million kr.

Tabell 6.

VURDERTE ENERGILØSNINGER										
Løsning nr.	Energiløsning	Drift og energikostnader			Investering [kr]	Besparelse kWh/år	Besparelse kr/år	Levetid [år]	Nåverdi [kr]	Inntjenings-tid [år]
		energi [kWh/år]	installert [kW] (+elkjel)	energikostf [kr/år]						
4	Varmepumpe 50% effekt med sjøvann og elkjele, nærvarme	710 611	450(+750)	1 711 836	14 732 000	1 315 572	2 340 531	20	15 343 234	7,4

3.3.5 Sammenstilling termiske energiløsninger

I Tabell 7 vises alle de ulike energiløsningene som er evaluert. Sentraliserte energiløsninger med nærvarmeanlegg er markert i grønt. Lokale desentraliserte energiløsninger 0-2, er her markert i gult.

Tabell 7. Her vises de økonomiske forutsetning for alle vurderte energiløsninger.

VURDERTE ENERGILØSNINGER										
Løsning nr.	Energiløsning	Drift og energikostnader			Investering [kr]	Besparelse kWh/år	Besparelse kr/år	Levetid [år]	Nåverdi [kr]	Inntjenings-tid [år]
		energi [kWh/år]	installert [kW] (+elkjel)	energi kostf [kr/år]						
0	Elkjeler desentralisert (40-200 kW/stk)	2 026 184	900	4 052 367	1 792 000	0	0	20		
1	Luft/vann-varmepumpe 60% effekt, elkjel 100% effekt	868 364	500(+900)	2 547 202	15 088 000	1 157 819	1 505 165	15	-75 151	IA
2	Varmepumpe 50% effekt med energibrønner	756 201	900	1 839 485	14 464 000	1 269 983	2 212 882	20	12 514 872	8,8
	Energibrønner kostnad inkludert				5 760 000			50		
3	Fjernvarme med egen nærvarme	2 026 184	900	3 039 275	7 790 000	0	1 013 092	25	8 199 924	7,8
4	Varmepumpe 50% effekt med sjøvann og elkjele, nærvarme	710 611	450(+750)	1 711 836	14 732 000	1 315 572	2 340 531	20	15 343 234	7,4
5	Varmepumpe 100% effekt med sjøvann uten elkjele, nærvarme	586 950	900	798 413	17 100 000	1 439 234	3 253 954	30	33 337 138	6,8
	Sjøvannssystem kostnad inkludert				2 880 000			50		

Det er tre ting som er viktig å påpeke med resultatene:

- > Alternativ 1 er desentralisert luft/vann-varmepumpe som gir negativ nåverdi.
- > Alternativ 2 er varmepumpe med energibrønner i hvert bygg og har høyere nåverdi sammenlignet med fjernvarme.
- > Alternativ 2 koster det samme som alternativ 4, et sentralisert varmepumpesystem med sjøvann og nærvarme.

Det er naturlig å tidlig anbefale et sentralisert anlegg når man begrunner investeringene og tar hensyn at området er kompakt med små korte rørføringer mellom byggene. Ett sentralt anlegg gir god fleksibilitet, enklere styring, driftssikkerhet, samtidighet og en høy grad av fleksibilitet. I kostnadsanalysen tas det hensyn til muligheten for felles gravekostnader med VA og nettforsyning.

Videre forklares de ulike løsningene vist i Tabell 7.

0. Desentralisert elkjeler, brukes som referanse til de andre energiløsningene.

1. Desentralisert luft/vann-varmepumpe, 60 % effektdekning og 100 % effektdekning med elkjel. Investeringen er nest høyest av alle løsningene og forutsetter ikke installasjon av nærvarme. Grunnet at luft/vann-varmepumpe har en lav energidekning på ca. 80%, så betyr det at elkjel må støtte opp med tilskuddsvarme på resterende 20%. Dette hever totalt energibruk og tilskuddet foregår ved kalde værforhold, hvor det antas det at strømprisen er dobbelt så høy som gjennomsnittsprisen under et år.

2. Desentralisert bergvarmepumpe, 50 % effektdekning og 100 % effektdekning med elkjel. Investeringen er noe lavere og forutsetter ikke installasjon av nærvarme. En energidekning på ca. 90% betyr at elkjel kun støtter opp med tilskuddsvarme på resterende 10%. Totalt energibruk blir lavere og det mindre behovet for tilskudd som foregår ved kalde værforhold påvirker mindre.

3. Fjernvarme 100 % effekt- og energidekning. Løsning er gjennomgått i tidligere kapitler og anbefaling.

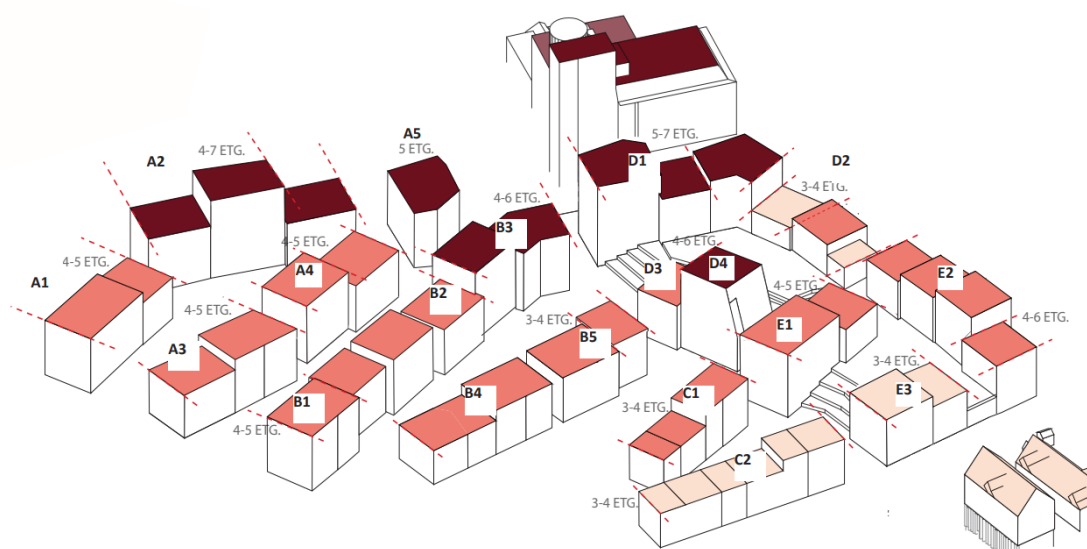
4. Sentralisert sjøvann-varmepumpe + elkjel, 50 % effektdekning og 100 % effektdekning med elkjel. Investeringen er kun noe høyere, og inkluderer nærvarme. En energidekning på ca. 90% betyr at elkjel kun støtter opp med tilskuddsvarme på resterende 10 %. Sjøvann gir gunstigere driftsforhold og energibruken for varmepumpen reduseres. Totalt energibruk blir nest lavest og det mindre behovet for tilskudd som foregår ved kalde værforhold påvirker mindre.

5. Sentralisert sjøvann-varmepumpe med økt effektdekning til 80-100 % + elkjel 20%. En slik høy effektkonfigurasjon er en uvanlig løsning for norske standarder. Det brukes flere varmepumpe og forutsetter en variasjon av reguleringsmuligheter. Investeringskostnaden blir høyest av alle løsningene da det installeres opp mot dobbel kapasitet iht. vanlig dimensjonering. Det er imidlertid ikke behov for en stor elkjel og det blir kun noen få prosent tilskudd fra elkjel. Dette fører til at energibruken blir lavest av alle løsningene og med høyest kostnadsbesparelse. Med høy varmekapasitet vil hver av varmepumpene ha lavere driftstid, og levetiden antas derfor å øke fra 20 til 30 år. Den lengere levetiden i kombinasjon med høy årlig kostnadsbesparelse gir den høyeste nåverdien.

4 Solkraft og energilagring

4.1 Muligheter for solkraft

Boligfeltet på Kristiansholm byr på mange skråtak som egner seg for plassering av solcellemoduler. Skråtakene er i all hovedsak vendt mot øst og vest, med noen få som er mer nord- eller sørvendt. Solinstallasjoner vendt mot øst og vest produserer som regel mindre energi enn et rent sørvendt anlegg. Derimot vil et øst- og vestvendt anlegg produsere energi som bedre reflekterer bruksmønsteret til et typisk boligfelt. Et slikt anlegg vil produsere mer energi tidligere og senere på dagen, når det typisk er mye forbruk, enn et sørvendt anlegg som vil produsere mest midt på dagen.



Figur 2: Illustrasjon av boligfeltet med nummerering (Lund Hagem Arkitekter AS)

4.1.1 Simulering

Simulering av solcelleanleggene er gjennomført via simuleringsverktøyet PVsyst 7.2. Arkitekttegnet 3D-modell er hentet fra Lund Hagem Arkitekter AS, og brukes som underlag til plassering av solcellemodulene. Verktøyet tar hensyn til skyggelegging fra bygningsfasongen, omkringliggende bygg og horisont. I dette prosjektet vil for eksempel Fløyen ha noe innvirkning på solinnstrålingen. Verktøyet henter også inn standard værdata som tar for seg et gjennomsnittlig år fra 1991 til 2014 for lokasjonen til prosjektet.

Systemdata for simuleringer

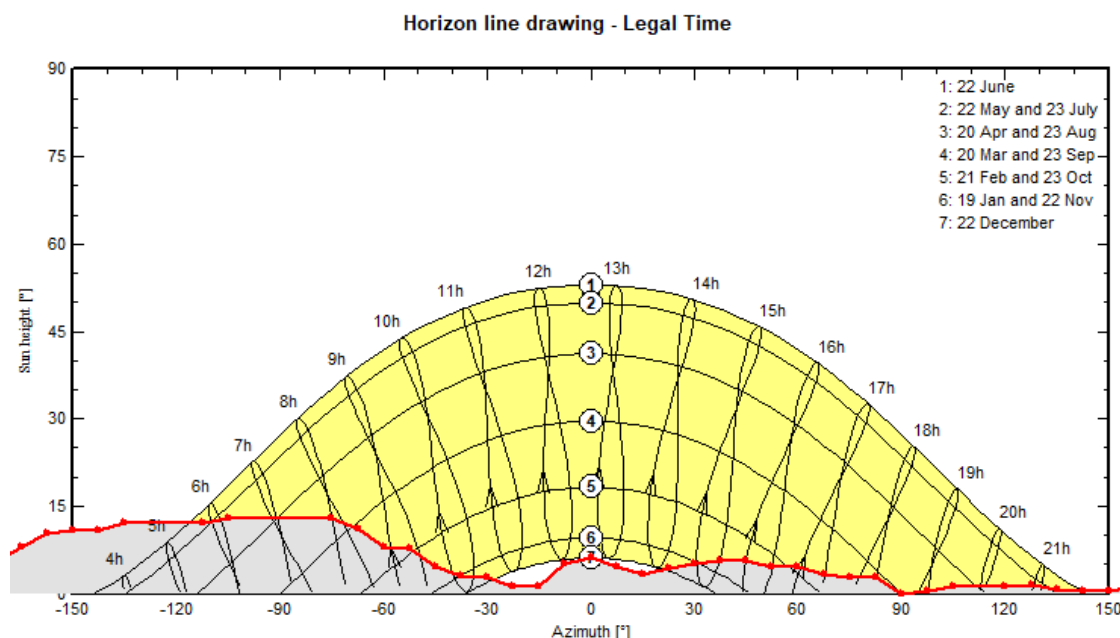
For alle simuleringene ble de samme parametre benyttet for å kunne vurdere egnetheten for hvert tak opp mot hverandre. Solcellemodulen REC 375NP2 fra REC Group blir brukt som standardmodell i simuleringene. Panelet har en størrelse på 1,825 m², installert effekt på 375 Wp og effektivitet på 20,6%. Lignende modeller er tilgjengelig i det norske markedet, og gir en god pekepinn på et reelt anlegg. Andre modeller analysert i denne rapporten tar utgangspunkt i ytelsen av REC-modulen der effektivitet og størrelse blir skalert om. Dimensjonering av vekselrettere blir gjort bygg for bygg for å minimere

tap i systemet. Vekselrettere anvendt i simuleringene er alle fra samme leverandør, SMA. Termisk tapsfaktor er satt til 20 W/m²K og en årlig soiling loss på 1%.

Horisont

Prosjektet befinner seg i umiddelbar nærhet av Sandviksfjellet som kan gi bekymringer for dårlige solforhold på morgenen. Figur 3 viser horisonten som blir brukt i simuleringene. Her vises solens posisjon gjennom året og hvor horisonten vil skyggelegge området. En kan se at det kun er de tidligste timene på sommerhalvåret som påvirkes, mens det på senhøsten og tidlig vårparten blir mer skyggelegging. Solbanen 21. februar og 23. oktober kommer ikke solen over horisonten før kl 9 på morgenen. For de østvendte solcellemodulene vil horisonten påvirke energiproduksjonen negativt med 6-8% i løpet av året, de sørvendte og vestvendte modulene ser en reduksjon på rundt 1% grunnet horisonten.

For den totale energiproduksjonen vil horisonten ha liten påvirkning grunnet at det meste av energiproduksjonen skjer på sommerhalvåret der solen generelt står høyere.



Figur 3: Horisont illustrasjon benyttet i PVsyst.

4.1.2 Vurdering av egnede tak

Gjennom analyseverktøyet PVSyst har alle skråtakene blitt analysert og vurdert egnet for solcellemoduler. Analyseverktøyet tar høyde for solinnstråling for gjeldene område, horisont, samt skyggelegging fra omkringliggende bygg.

Hvert skråtak ble analysert individuelt for å vurdere egnetheten. Dette ble gjort ved å plassere solcellemoduler på takene for å så kjøre en simulering. Som resultat ble spesifikk ytelse (kWh/kWp/år) brukt som vurderingsgrunn lag.

Takene som er vurdert egnet for solcellemoduler har en spesifikk ytelse på over 575 kWh/kWp/år. De takene som ligger under denne terskelen, ble videre analysert med færre solcellemoduler på gjeldene tak slik at en større andel av modulene ligger nærmere mønet. Dette gjør at de ligger høyere opp på taket og dermed blir mindre utsatt for skyggelegging. Det vil derfor være noen av takene som kun egner seg for solcellemoduler på ca. 50% av takarealet, der andre tak vil kunne utnytte hele takarealet.

Videre presenteres byggene med deres samlede verdier angitt for standard solcellemoduler fra REC og solcellemoduler med fargene oppgitt gjennomførbare fra Kameleon Solar.

Byggene er nummerert som i Figur 2, og i henhold til tiltenkt utbyggingstrinn vist i Figur 4.



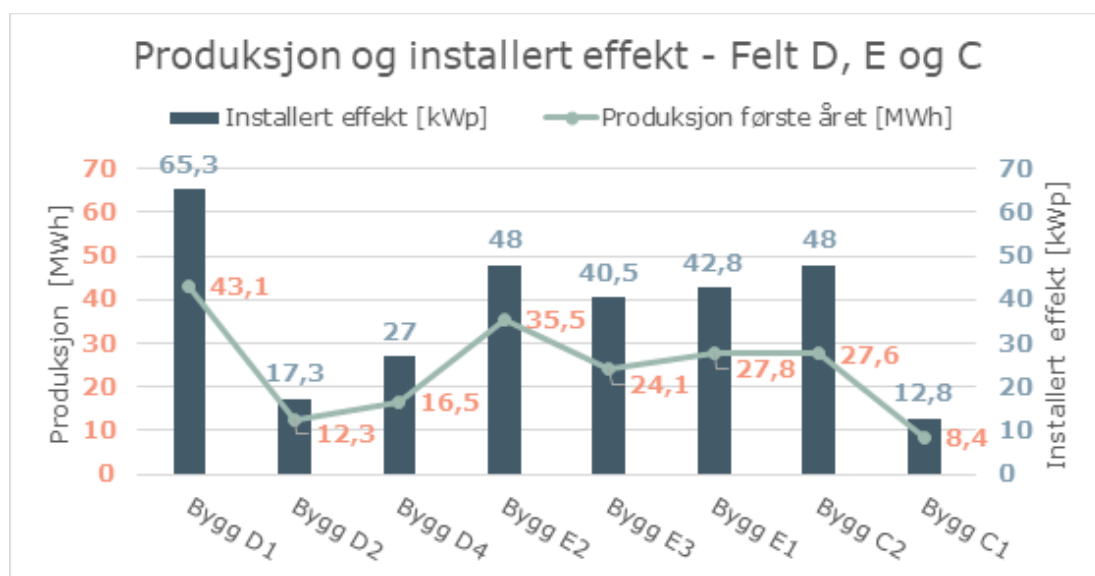
Figur 4: Oversikt byggetrinn

4.1.3 Potensialet av egnede tak

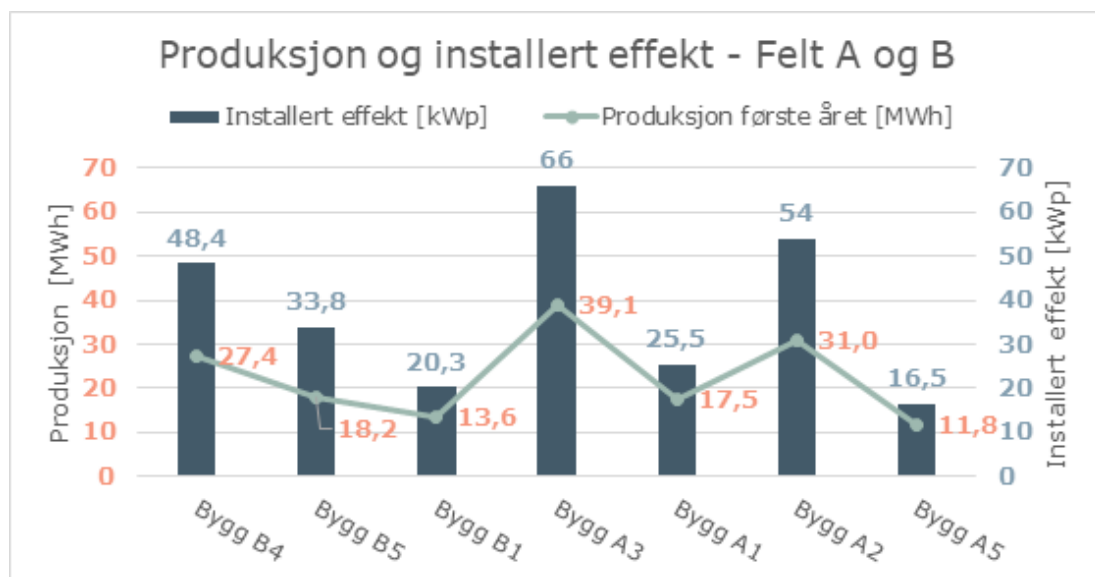
Figur 5 og Figur 6 viser potensialet for hvert bygg i boligfeltet. Resultatene viser at det store forskjeller på hvor store anlegg som er egnet på hvert enkelt bygg. Likevel bidrar hvert bygg til en større total energimengde produsert. Mindre anlegg kan derimot koste mer å installere relativt større, og bør vurderes nærmere.

Videre i Figur 7 og Figur 8 vises potensialet for hvert byggefelt og akkumulert potensial ved hvert byggefelt. Her er det mindre forskjeller, med unntak av felt C der potensialet er en del mindre.

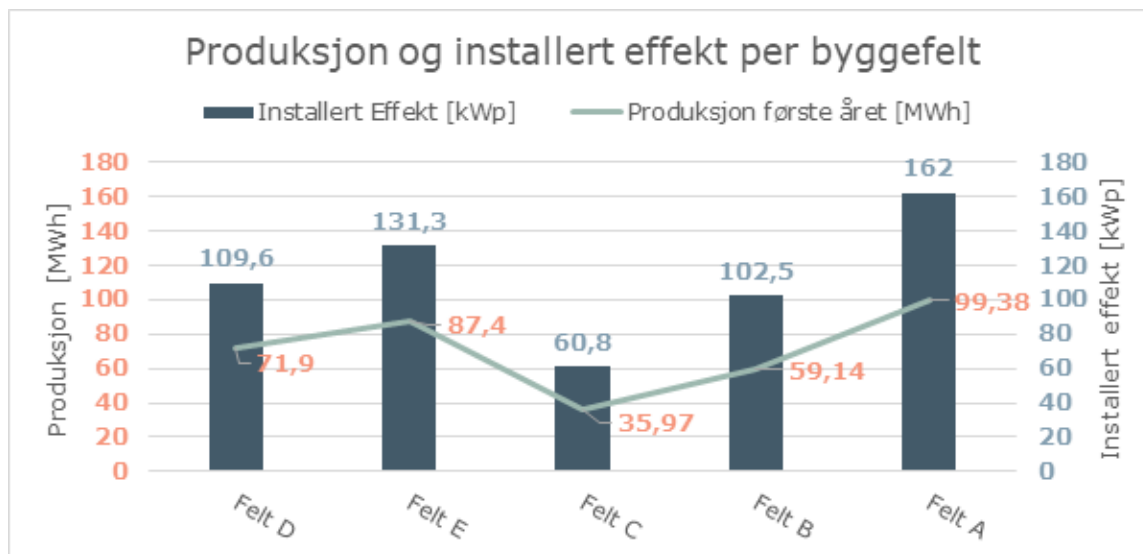
Figur 9 Figur 23 viser illustrasjoner av hvert bygg med solceller påmontert.



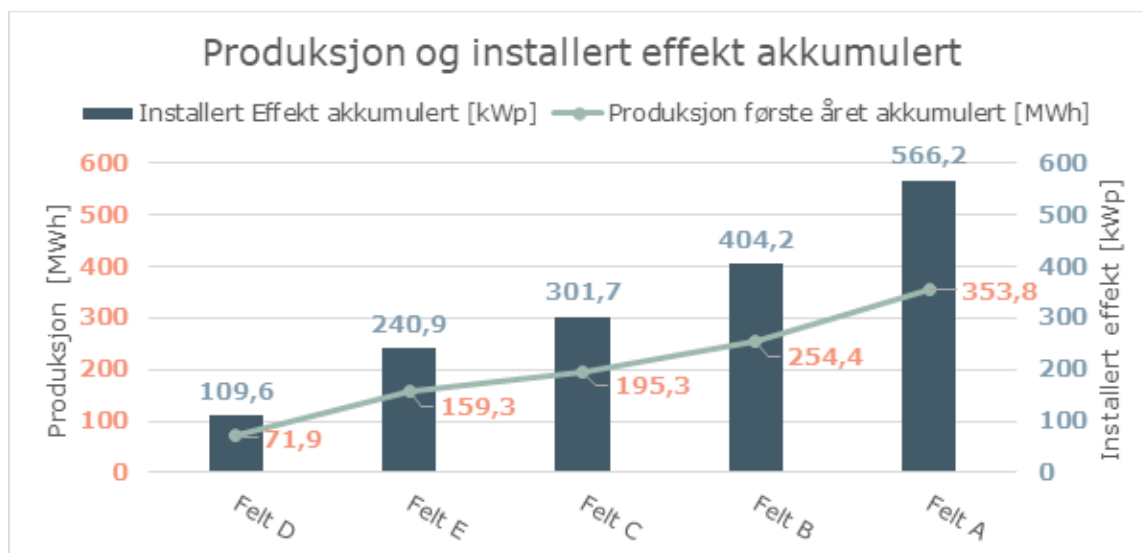
Figur 5: Estimert potensial per bygg for de tre første byggefeltene: D, E og F.



Figur 6: Estimert potensial per bygg for de to siste byggefeltene: A og B.

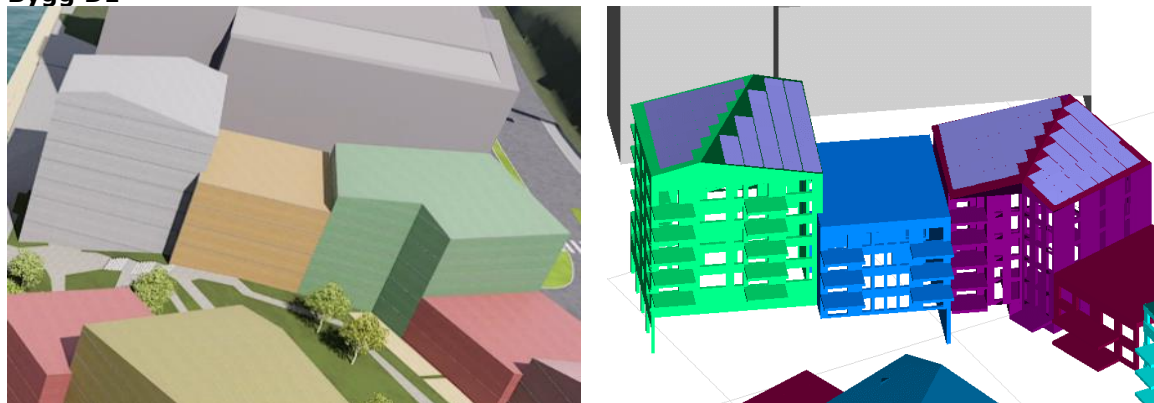
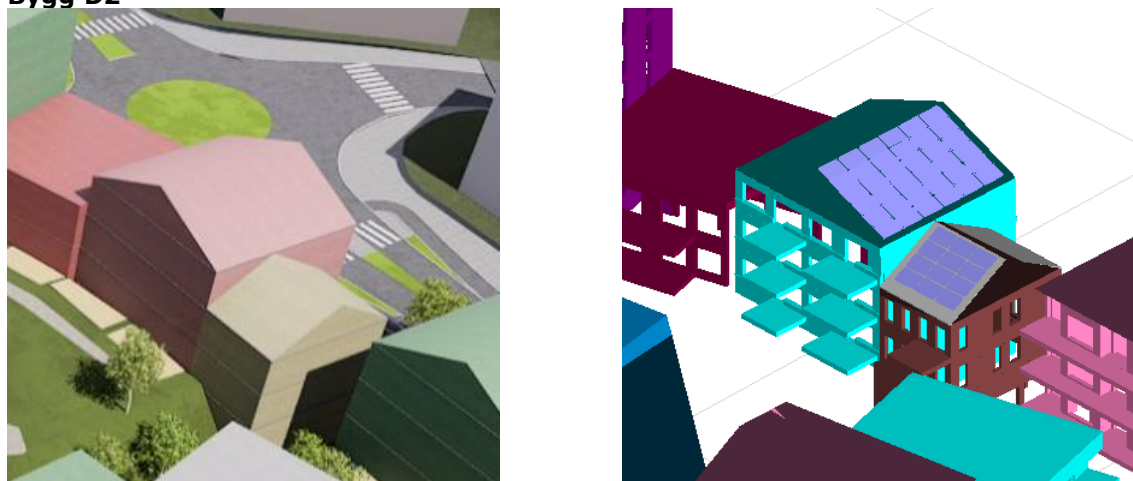
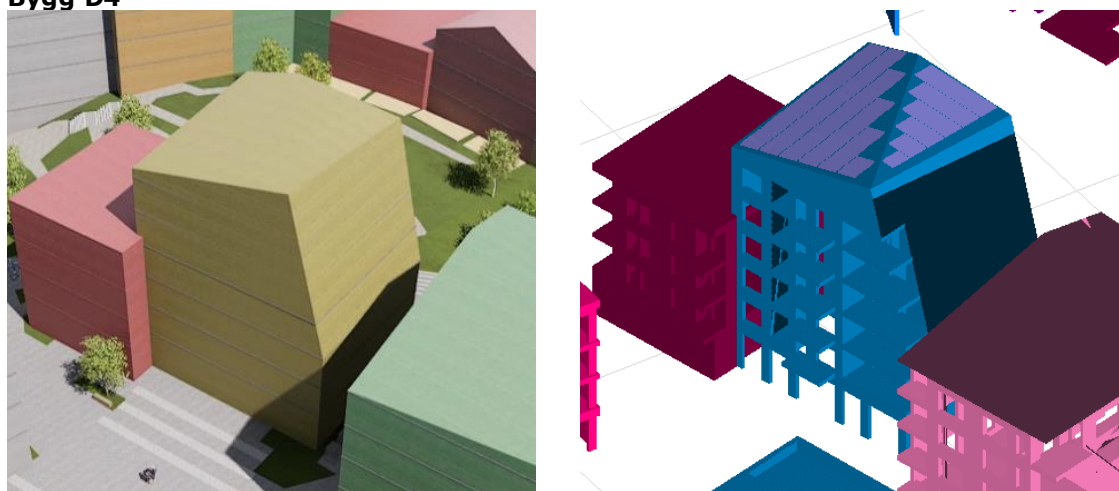


Figur 7: Estimert potensial per byggefelt.



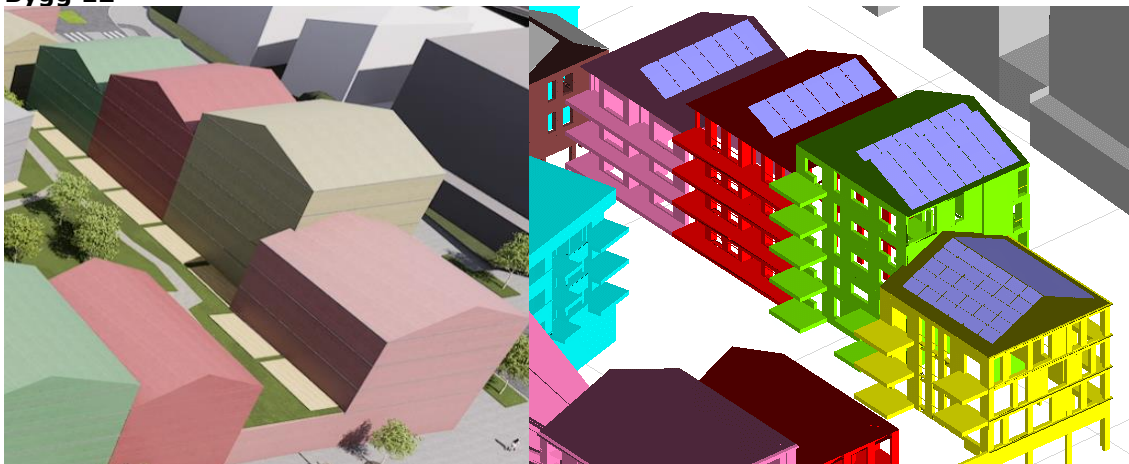
Figur 8: Estimert akkumulert potensial per byggefelt.

Byggetrinn 1 – Felt D

Bygg D1*Figur 9: Solcelleillustrasjon av bygg D1.***Bygg D2***Figur 10: Solcelleillustrasjon av bygg D2.***Bygg D4***Figur 11: Solcelleillustrasjon av bygg D4.*

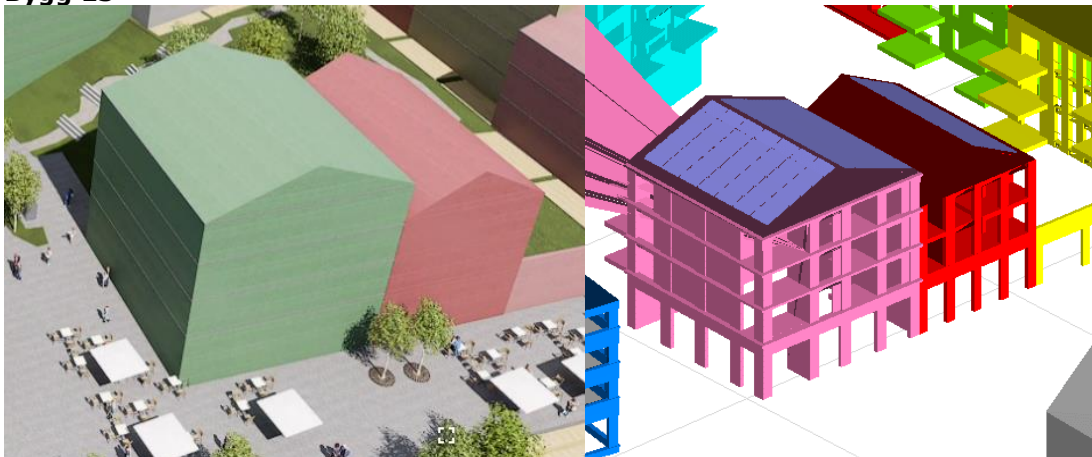
Byggetrinn 2 – Felt E

Bygg E2



Figur 12: Solcelleillustrasjon av bygg E2.

Bygg E3

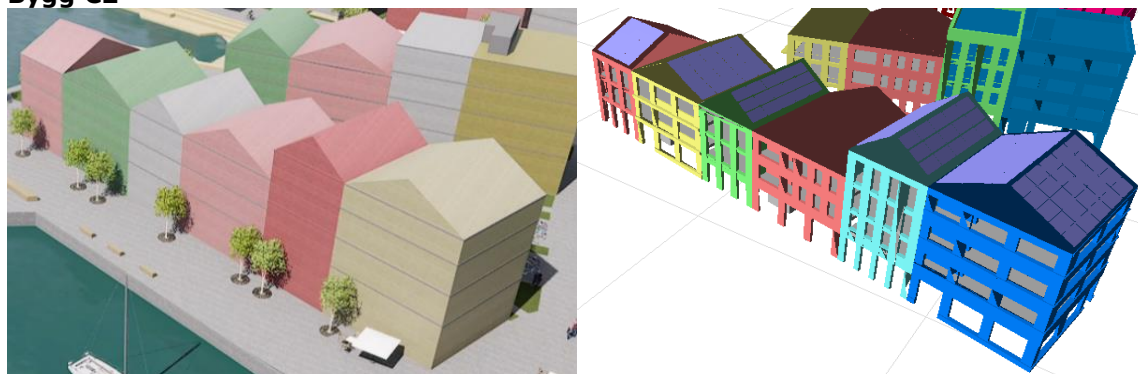


Figur 13: Solcelleillustrasjon av bygg E3.

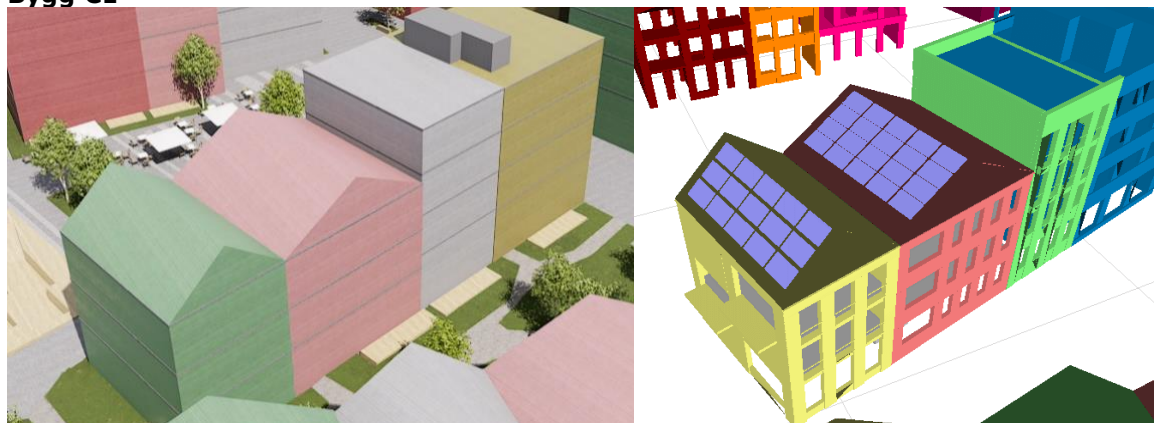
Bygg E1



Figur 14: Solcelleillustrasjon av bygg E1.

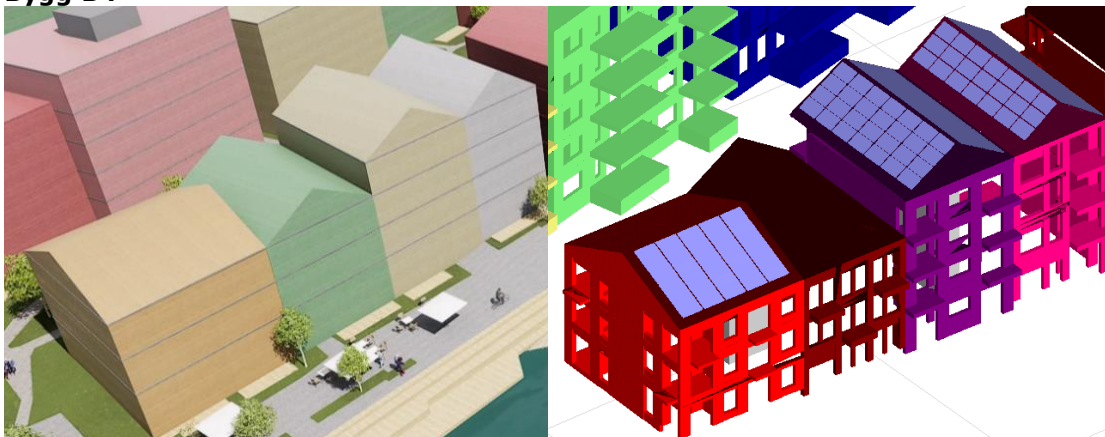
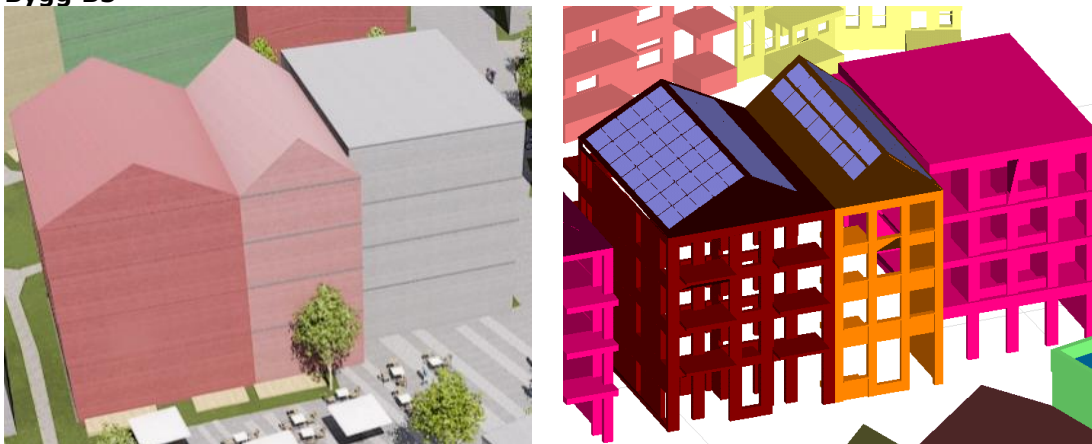
Byggetrinn 3 – Felt C**Bygg C2**

Figur 15: Solcelleillustrasjon av bygg C2.

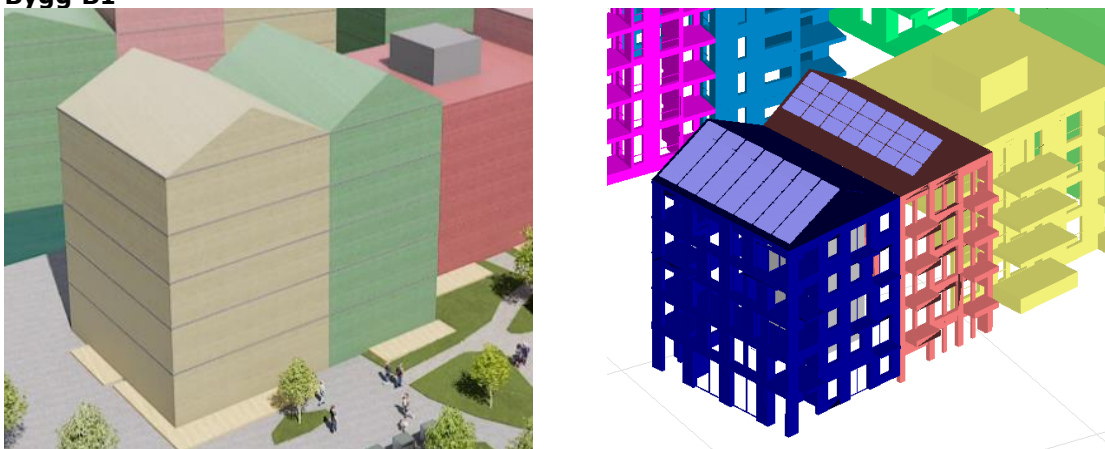
Bygg C1

Figur 16: Solcelleillustrasjon av bygg C1.

Byggetrinn 4 – Felt B

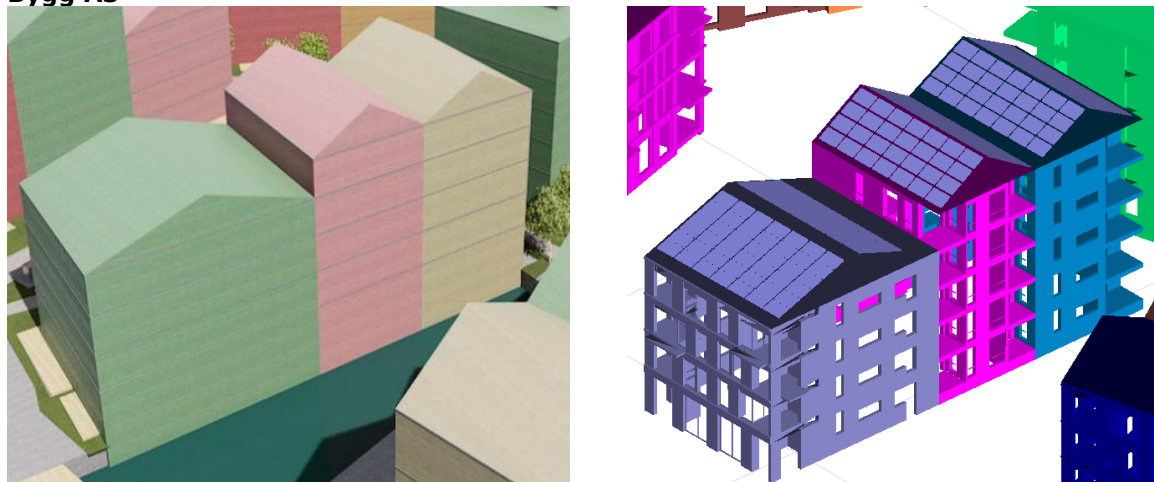
Bygg B4*Figur 17: Solcelleillustrasjon av bygg B4.***Bygg B5***Figur 18: Solcelleillustrasjon av bygg B5.*

Byggetrinn 5 – Felt B

Bygg B1*Figur 19: Solcelleillustrasjon av bygg B1.*

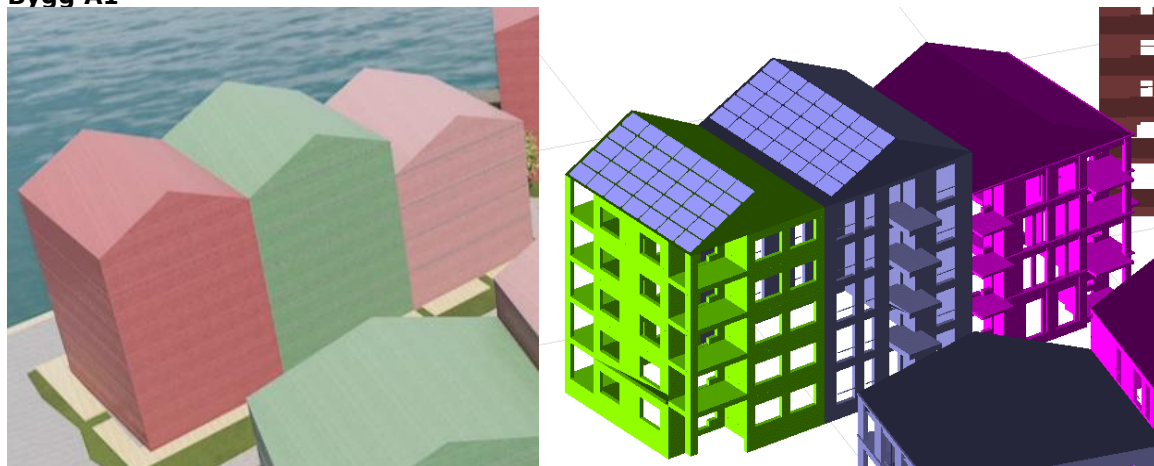
Byggetrinn 6 – Felt A

Bygg A3



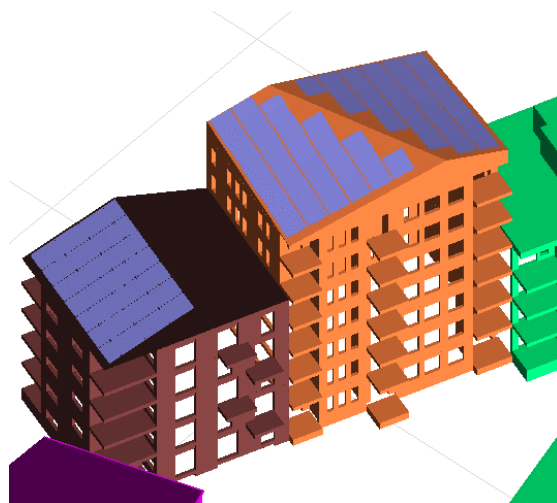
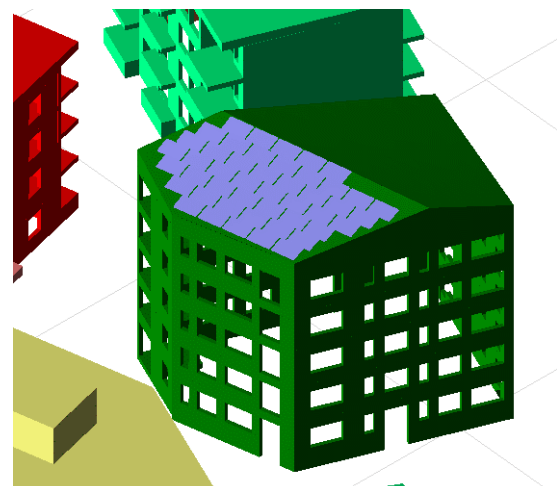
Figur 20: Solcelleillustrasjon av bygg A3.

Bygg A1



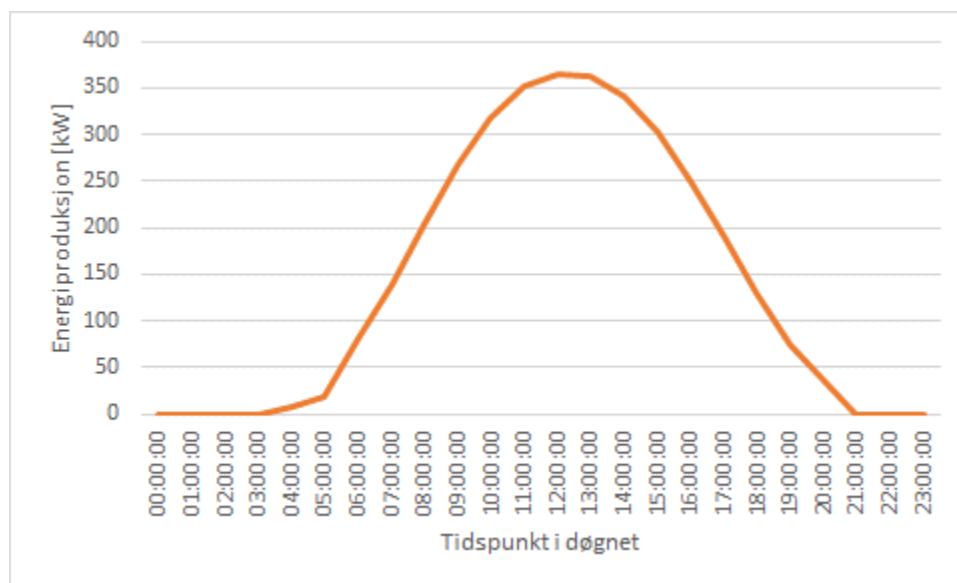
Figur 21: Solcelleillustrasjon av bygg A1.

Byggetrinn 7 – Felt A

Bygg A2*Figur 22: Solcelleillustrasjon av bygg A2.***Bygg A5***Figur 23: Solcelleillustrasjon av bygg A5.*

4.2 Muligheter for energilagring

Implementering av energilagring sammen med solanlegg, i et såkalt hybridanlegg, vil kunne bidra til bedre utnyttelse av energien produsert av solanlegget. Produksjonsprofilen til solanlegget, vist i Figur 24, viser at produksjonen er høyest midt på dagen når solen er sterkest. For boliger er forbruket høyest på morgenen og ettermiddagen og kvelden. Dette fører til at produksjonen av energi ikke nødvendigvis samsvarer med forbruksmønsteret. Konsekvensen av dette er at ikke all produsert energi blir forbrukt og må selges til nettet til en mindre gunstig pris.



Figur 24: Produksjonsprofil til solanlegget en solrik dag i juli.

En strategi for bedre utnyttelse av den produserte energien er å implementere batterier i systemet. Som nevnt i kapittel 6.4 vil batterisystemer kunne lades opp når det er høy produksjon, lite last og lave strømpriser og utlades når produksjonen er lavere, samt høyere last og strømpriser.

4.2.1 utfordringer ved batteriløsninger og boligfelt

Når en skal implementere batterier i systemet sitt, så er det ønskelig at så mye som mulig av forbruket er knyttet opp til batteriet. Dette samspillet må skje på brukersiden av målepunktet til kraftnettet, altså er det ønskelig at batteriet skal kunne bidra til å dekke lastbehov på samme side av måleren som lasten er. Dette gjør at det er mindre strøm som går "igjennom" måleren, og derav mindre kjøp og salg av strøm med nettet.

Utfordringen i et boligbygg og boligfelt, som nevnt i kapittel 6.4 - **Regelverk batterisystemer**, er at hver bolig har sin egen måler som måler boenheters individuelle forbruk. Med dagens regelverk er det derfor ikke økonomisk gunstig å ha et felles batteri, eller hybridanlegg, som ser på forbruket og produksjonen til boligfeltet som helhet.

Å utnytte et hybridanlegg er fremdeles mulig ved å se på de elektriske lastene som er felles for alle boenheterne. Dette kan inkludere en varmesentral, heis, ventilasjon, belysning og garasjeanlegg med elbil ladesystemer. Som diskutert i kapittel 3.1, er laster som ventilasjon og belysning ganske konstant gjennom dagen. Deler av

solenergiproduksjonen vil da kunne brukes å dekke disse lastene. Dette reduserer overskuddsenergien som kan føre til en høyere utnyttelsesgrad av energien produsert.

Garasjeanlegget vil også by på betydelige laster og effekttopper da andelen elbiler i norske husholdninger er i vekst. Ved å implementere et batterisystem vil effekttopper grunnet elbillading kunne jevnes ut i betydelig grad.

Tabell 8: Effektbruk av elbilladere med 93 parkeringsplasser.

Effektbruk av elbilladere i garasjesystemet - 93 plasser [kW]					
Samtidighetsfaktor	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
6 kW ladere	56	112	167	223	279
11 kW ladere	107	214	321	428	535
22 kW ladere	205	409	614	818	1023

Tabell 9: Effektbruk av elbilladere med 175 parkeringsplasser.

Effektbruk av elbilladere i garasjesystemet - 175 plasser [kW]					
Samtidighetsfaktor	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
6 kW ladere	105	210	315	420	525
11 kW ladere	193	385	578	770	963
22 kW ladere	385	770	1155	1540	1925

Tabell 8 og Tabell 9 viser effektuttak ved forskjellige ladetyper og samtidighetsfaktorer ved to ulike scenarier av garasjestørrelser diskutert i tidligere prosjektfaser. Samtidighetsfaktorene viser til hvor stor andel av parkeringsplassene som lader samtidig. For eksempel vil en samtidighetsfaktor på 0.3 tilsier at 30% av parkeringsplassene lader på en og samme tid.

Fra tabellene ser vi at det fort blir høye effekttopper når flere av beboerne skal lade bilen sin samtidig, som ofte kan skje på ettermiddagene når mange kommer hjem fra jobb samtidig. I praksis vil effekttoppene avvike fra de i tabellene, grunnet struping av ladehastigheter ved mange tilkoblede fra styresystemene koblet til ladeanlegget. Likevel vil det være betydelige effekttopper, ofte i et tidsrom med høye strømpriser, som et batterisystem kunne bidratt til å redusere.

4.2.2 Elektriske batterisystemer

Bruksområdene beskrevet over og i kapittel 6.4 nødvendiggjør at det tas i bruk elektriske batterisystemer. For å utnytte batteriene i best mulig grad, både elektrisk og økonomisk, vil måten batteriene styres på være essensielt. Batterileverandøren Xolta spesialiserte seg i batterier og styringssystemer.

Xolta

Xolta, et firma lokalisert i Danmark, spesialiserte seg innen batterisystemer med spesialkompetanse rettet hybridanlegg med batteri og solenergi. De er en divisjon av LITHIUM BALANCE som har siden 2006 spesialisert seg på styringssystemer til batterier. Kombinasjonen av verdensledende styringssystemer og batterier fører til smarte batterisystemer som muliggjør for bruksområdene beskrevet tidligere.

Batterisystemene de leverer er frittstående, selvstendige moduler som egner seg å stå utendørs. Hver modul fungerer for seg selv, med eget klimaskall, vekselretter og styringssystemer. Klimaskallet gjør at modulen selv regulerer temperatur og fuktighet,

egen vekselretter og styringssystem gjør at hver modul kan direkte kobles til nettet og hverandre. Ved tilkobling av flere moduler vil én av modulene opptre som hovedstyringssystem og styre de andre modulene gjennom sky-løsninger. Dette skaper reell redundans, da feil i én modul ikke vil påvirke de resterende modulene. Figur 25 viser et batterisystem bestående av fem moduler.



Figur 25: Utendørs modulbasert batteriinstallasjon. Foto: Haarup Maskinfabrik A/S, Danmark.

BAT-80 er batterimodulen som Xolta leverer per dags dato. Dette er et 80 kWh batterisystem med effekt på 25-60 kW. Prisen per modul ligger på mellom 475 000 og 575 000 NOK. Dette gir en pris på ca. 6-7 millioner NOK per MWh batterikapasitet. Denne prisen samsvarer med COWI sine øvrige erfaringstall knyttet batteriinstallasjoner.

4.2.3 Termiske batterisystemer

Et billigere alternativ til elektriske batterisystemer er å heller ta i bruk termiske batterisystemer. Dette innebærer å bruke overskuddsenergi fra solcelleanlegget ved høy produksjon og lavt forbruk til å varme opp en varmtvannsbereder ved bruk av varmpumper eller el-kjel. En varmtvannsbereder til bruk i nærvarmeløsninger, som diskutert tidligere, kan akkumulere store mengder energi og dermed utnytte all overskuddsenergi produsert. Ved å lagre energien i en varmtvannsbereder vil berederens og vannets treghetsegenskaper, altså at vannet synker sakte i temperatur, føre til at varmtvannet kan lagres til forbruket i boligfeltet øker utover kvelden.

Et termisk batterisystem vil ikke ha noen andre bruksområder enn energilagring, som et elektrisk batteri vil kunne yte. Et slikt system er imidlertid enklere og billigere å etablere.

4.3 Livssyklus kostnadsanalyse (LCC)

Når en utfører en livssyklus kostnadsanalyse, beregner en kostnader for solkraftanlegget over hele levetiden sett fra dagens dato, betegnet netto nåverdi. Analysen viser den totale kostnaden for hele solkraftanlegget og systemets LCOE (Levelized Cost of Energy). LCOE er kostnaden per kWh anlegget er forventet å produsere, altså den langsiktige marginalkostnaden til energi produsert. LCOE kan sammenlignes med prisen en ellers hadde betalt for å kjøpe energien fra nettet.

Strømproduksjon og installert effekt

I denne studien er det oppgitt simulert strømproduksjon i løpet av det første året. Som alle system, vil også solkraftsystem degraderes årlig. Mediandegraderingsraten for moduler og solanlegget som helhet er funnet å være 0,5% per år (Jordan & Kurtz, 2013). Solkraftavdelingen ved Institutt for energiteknikk fant derimot at et standard takmontert anlegg i Norge hadde en degraderingsrate på 0,1-0,2% per år over en 5 års periode (Solenergi bloggen, 2022). Ved vurdering av solkraftanleggets utforming er det antatt at systemet degraderes 0,2% per år.

Prisestimater

Estimering av pris per kWp (spesifikk pris) har høy usikkerhet da tilbakemeldinger fra leverandører og installatør har store spenn. Rapporten fra Solenergi klyngen som kom i 2021, tar for seg antatt investeringskostnad (Solenergi klyngen, 2021). Her kommer det frem at en ved næringsbygg kunne forvente en investeringskostnad på 8 kr/Wp for standard takinstallasjoner. Denne prisen stemmer godt med COWI sine øvrige erfaringstall.

I etterkant av at Solenergi klyngen publiserte sin rapport har det inntruffet flere globale hendelser som påvirker prisene for solcelleanlegg. Handelskrig mellom Kina og USA, pandemi og krig i Ukraina har økt prisene, spesielt på råvarematerialet polysilisium som brukes i solcellemodulene. Dette gjør at vi har sett en økt investeringskostnad. COWI sine ferske erfaringstall fra lignende prosjekter ligger nå rundt 9,5 kr/Wp for standard takinstallasjoner. Videre er det antatt at utskiftning av vekselretter etter endt levetid, 15 år, vil koste 10% av investeringskostnaden. Det er også antatt en årlig drift- og vedlikeholds kostnad på 0,5% av investeringskostnaden.

Prisestimater er innhentet fra leverandørene Kameleon Solar, REC Group og Onyx. For standard takinstallasjoner fra REC ligger prisen på **9,5 kr/Wp**. For installasjoner med farger fra Kameleon Solar ligger prisen på **22-43 kr/Wp**. For installasjoner i glass fra Onyx Solar ligger prisen på **30-80 kr/Wp**. Prisene fra de ulike leverandørene varierer grunnet de ulike fargene og løsningene de leverer.

Som allerede påpekt har estimering av investeringskostnad høy usikkerhet knyttet til seg, og det forventes prisendringer innen faktisk innkjøp av solcelleanlegget. COWI forventer at investeringskostnaden vil reduseres noe i 2023, og at vi deretter ser en videre reduksjon av investeringskostnaden i årene som kommer.

Levetid

I en livssyklus kostnadsanalyse er levetiden en sentral parameter. I dag er produktgarantien typisk 25 til 35 år. I dette notatet er 30 år lagt til grunn.

Merk at levetiden er satt fra garantier som ofte sier at anlegget skal produsere minst 80% av hva det gjorde som nytt, ved garantiens utgang. Et solkraftanlegg som produserer

80% av hva det gjorde som nytt, produserer fortsatt store mengder energi. Kameleon Solar antar en levetid på 40-50 år med mindre enn 20% degradering etter 25 år.

4.3.1 Metode

Kostnadene over livsløpet til solcelleinstallasjonene blir vurdert ved først å simulere energiproduksjon i programvaren PVsyst, før en kostnadsanalyse blir gjennomført i programvaren HOMER Pro. Anleggets størrelse er begrenset av byggets utforming, NEK400:2022 og solinnstrålingsforhold.

Ved simulering av solkraftsystemet er REC 375NP2 Si-mono paneler valgt. Disse har en effektivitet på 20,5% under STC (standard test betingelser). Dette er liknende paneler som REC Group produserer og selger per januar 2023.

Produksjonsdataen fra simuleringen blir brukt i HOMER Pro for å utføre en livsyklus-kostnadsanalyse. Programmet utfører dette ved å diskontere investering-, erstatning- og driftskostnader til en nåverdi, samtidig som å finne kostnaden per kWh energi ved bruk av produksjonsdataen. Dette gir en netto nåverdi av prosjektet, samt en LCOE som beskriver hvor mye hver kWh-energi produsert koster i sammenheng med de totale kostnadene.

Tabell 10: Simulerings parametere valgt for den økonomiske analysen

Standardtall for kostnadsanalysen	
Diskonteringsrente	4 %
Levetid Solcellepaneler	30 år
Levetid vekselretter	15 år
Kostnad utskiftning vekselretter	10% av investeringskostnad

4.3.2 Fasademontert anlegg

Simuleringer for fasademonterte solcellepaneler ga resultater som var godt under grenseverdien til spesifikk ytelse gitt i kapittel 4.1.2 på 575 kWh/kWp/år. Generelt er boligbygg dårlig egnet for fasadeinstallasjoner grunnet mengden vinduer og balkonger som utgjør store deler av fasaden. Dette fører til at det er lite areal for solcellepaneler å bli installert på, og grunnet plassmangel må i stor grad bli spesiallaget som vil føre til økte kostnader.

Grunnet at fasadeinstallasjoner står loddrett på veggen vil de produsere mer når solen står lavt på himmelen enn takinstallasjoner. Dette gjør at fasadeinstallasjoner bidrar til å produsere mer energi tidligere på våren og senere på høsten. Likevel viser simuleringer at fasadeinstallasjoner på bygg C1 og C2 at den spesifikke ytelsen ligger på under 400 kWh/kWp/år. Dette er vesentlig mindre enn takinstallasjonene. Disse byggene ble valgt grunnet en større fri overflate på deres vestvendte fasader. Det er også verdt å nevne at en stor andel av byggene ikke egner seg fasadeinstallasjoner grunnet andre nærliggende

bygg på sørsiden som vil skyggelegge panelene en stor andel av tiden. Den økte kostnaden medført av spesiallaget paneler og installasjonskostnader, samt lite produksjon, vil dette føre til store investeringer for lite utbytte for fasadeinstallasjoner på boligfeltet.

4.3.3 Balkongmontert anlegg

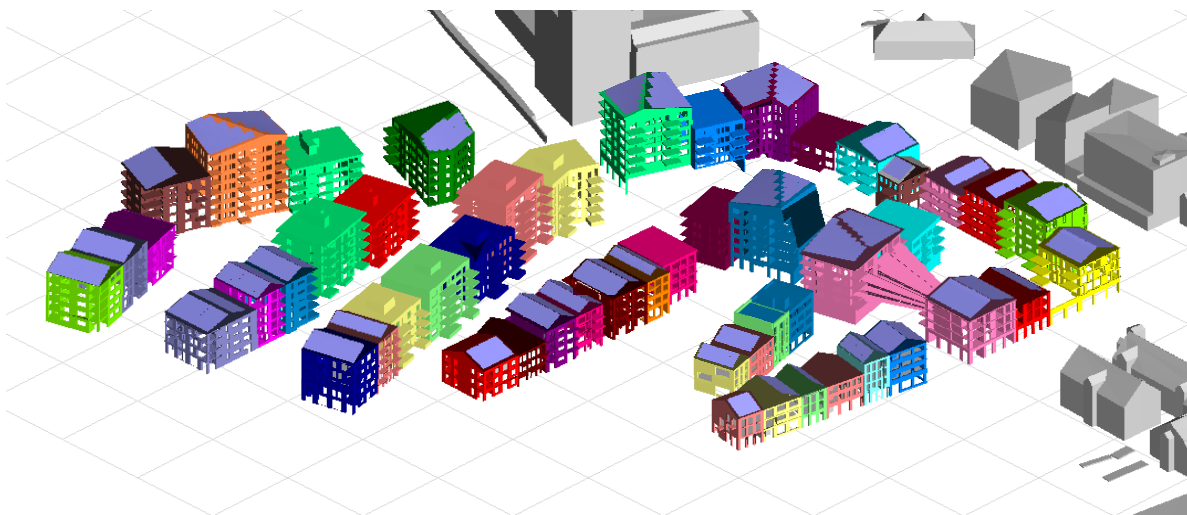
Det ble undersøkt mulighetene for solenergiproduksjon i rekkverkene på balkongene, da disse er tenkt å være av glass. Onyx Solar ble kontaktet og deres løsninger beskrevet i kapittel 6.5 - **Onyx Solar**. De to teknologiene de tilbyr a-Si og c-Si, vist i henholdsvis Figur 41 og Figur 42, har store kostnad- og effektivitetsforskjeller. c-Si som er deres billigste og mest effektive teknologi kan sammenliknes med Kameleon Solar sine grå paneler i både pris og effektivitet. A-Si teknologien er ser mer ut som vanlig glass og er 25% billigere per kvadratmeter, men med en lavere effektivitet på ca. 30% av c-Si teknologien. Samtidig er A-Si svært kort levetid på mellom 5-10 år.

Utfordringene beskrevet i forrige kapittel angående fasadeinstallasjoner gjelder også for balkongmonterte anlegg. Dette inkluderer høye installasjonskostnader relativt utnyttet areal og produsert energi, samt at mange av balkongene fort blir skyggelagt av nærliggende bygg.

4.3.4 Takmontert anlegg

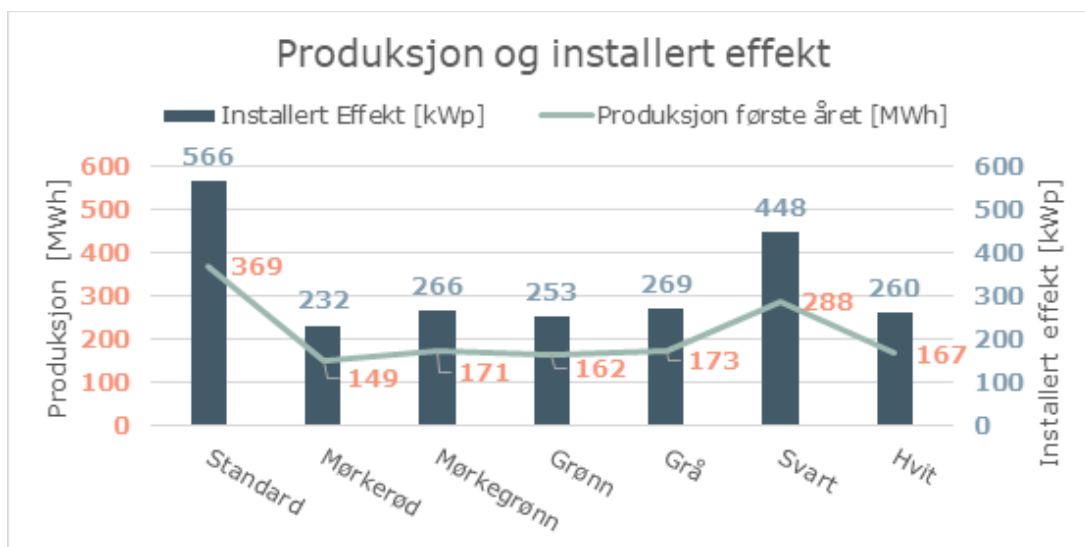
Analysen baserer seg på ett solcelleanlegg som representerer alle solcellepanelene på takene beskrevet i kapittel 4.1.2. Energien produsert er basert på simuleringer beskrevet i kapittel 4.1.1, og videre skalert basert på oppgitt effektivitet fra leverandørene.

Solcellemodulene er plassert i samme helning som skråtakene. Dette fører til en mindre enn ideell utnyttelse av solcellemodulene, likevel er takene beskrevet i kapittel 4.1.2 egnet for plassering av solceller. Takene er også vinklet i forskjellige himmelretninger, noe som fører til at produksjonsprofilen til anlegget blir jevnere utover dagen. Dette fører også til at det er mer produksjon når det som regel er høyest forbruk, altså på morgenen og kvelden, enn rent sørvendte solcellemoduler som produserer mest midt på dagen.

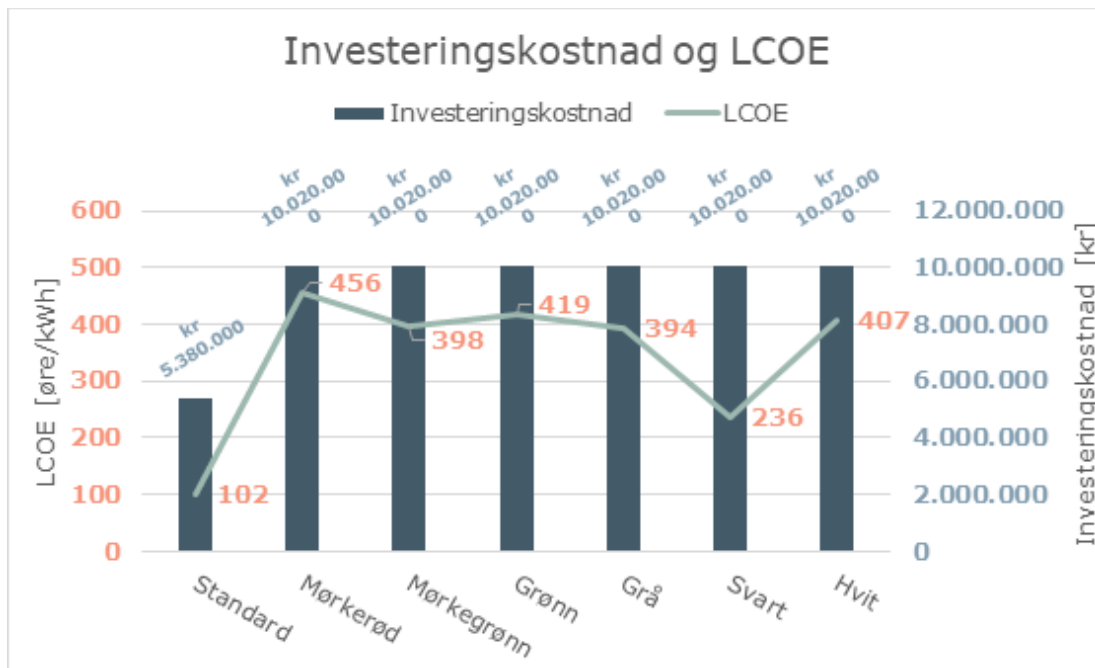


Vurderingen av takene gir at det egner seg for solcellepaneler på de fleste skråtakene. De flate takene er ikke vurdert, da disse heller vil reserveres til takterrasser eller annen utnyttelse av arealene.

Kostnadsanalysen tar for seg de forskjellige typer solcellepaneler som egner seg til skråtak. Dette inkluderer standardpaneler fra REC Group, samt de fargerike panelene levert av Kameleon Solar. For hver paneltype og farge er ytelsestall fra solsimuleringen brukt, og skalert i henhold til spesifikasjoner knyttet den respektive paneltype og farge. Disse spesifikasjonene oppgitt av leverandørene er gitt under samme testbetingelser, som gir et godt sammenligningsgrunnlag for dette formålet.



Figur 26: Total produksjon og installert effekt for de ulike paneltyper og farger.



Figur 27: Total investeringskostnad og LCOE for de ulike paneltyper og farger.

4.3.5 Sensitivitetsanalyse

Beregninger av netto nåverdi og nedbetalingstider krever at en definerer strømprisen over tidsperioden. Grunnet store usikkerheter og uforutsigbare strømpriser er det naturlig å se på forskjellige scenarier for å gi et overblikk på hva en kan forvente. Det har blitt utført en sensitivitetsanalyse på 3 ulike strømpriser: 1 kr, 1,5kr og 2 kr per kWh. For sensitivitetsanalysen har standardpaneler fra REC Group og svarte paneler fra Kameleon Solar blitt vurdert. De svarte panelene fra Kameleon Solar er de mest effektive, så andre fargevalg vil gi dårligere resultater.

Tabell 11 Tabell 12 viser henholdsvis resultatene for standardpanelene fra REC Group og svarte paneler fra Kameleon Solar.

Tabell 11: Netto nåverdi og enkel tilbakebetalingstid for de forskjellige strømpris scenarier for REC Group paneler.

REC Group		
Strømpris	Netto nåverdi	Enkel tilbakebetalingstid
1 kr	-99 800 kr	19 år
1,5 kr	2 921 000 kr	11 år
2 kr	5 953 000 kr	8 år

Tabell 12: Netto nåverdi og enkel tilbakebetalingstid for de forskjellige strømpris scenarier for Kameleon Solar paneler.

Kameleon Solar - Svart		
Strømpris	Netto nåverdi	Enkel tilbakebetalingstid
1 kr	-6 604 000 kr	48 år
1,5 kr	-4 182 000 kr	30 år
2 kr	-1 760 000 kr	22 år

4.4 Konklusjon og resultater

De ulike leverandører og farger vurdert gir varierende resultater ved andel energi produsert samt kostnad per kWh, eller LCOE. Nøkkeltall simulert og beregnet for alle alternativene er oppgitt i Tabell 13 **Error! Reference source not found..**

Tabell 13 Viser Installert effekt, produksjonen første året og LCOE for alle typer paneler og farger vurdert.

Type paneler	Installert effekt	Produksjon år 1	LCOE
Standard	565 kWp	368,8 MWh	102 øre/kWh
Mørkerød	232 kWp	149,3 MWh	456 øre/kWh
Mørkegrønn	266 kWp	171 MWh	398 øre/kWh
Grønn	253 kWp	162,3 MWh	419 øre/kWh
Grå	269 kWp	172,8 MWh	394 øre/kWh
Svart	448 kWp	288,1 MWh	236 øre/kWh
Hvit	260 kWp	167,3 MWh	407 øre/kWh

Simuleringene knyttet solkraftanalysen tar utgangspunkt i standard paneler levert av REC Group. Disse panelene har en effektivitet på 20,5%. Kameleon Solar oppgir effektiviteten til deres paneler avhengig av farge til å være mellom 8,4% og 16,3%. Effektiviteten er brukt for å skalere både installert effekt og produsert energi, noe som fører til at den spesifikke ytelsen forblir uendret.

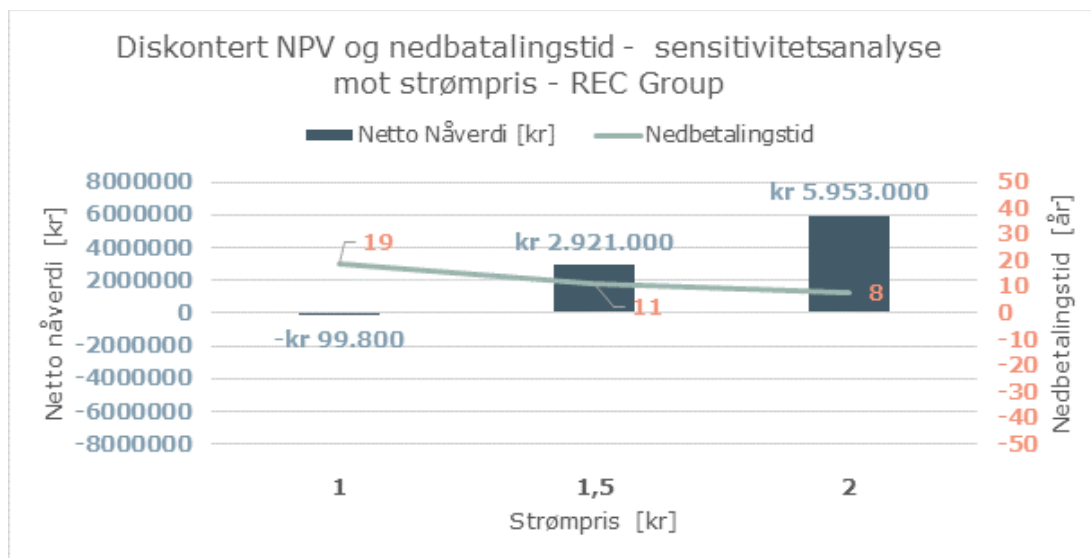
Ut ifra resultatene kan en dele opp paneltypene i to kategorier. Den første er de standard panelene fra REC Group og de svarte panelene levert av Kameleon Solar. Panelene fra Kameleon Solar vil være mer ensfarget, da selve solcellene ikke vises, likevel vil begge typer paneler se ganske like ut fra avstand. Standardpanelene fra REC Group er både effektive og billige, de svarte fra Kameleon Solar er nesten like effektive, men har en dobbelt så høy prislapp.

Den andre kategorien er de andre fargede panelene fra Kameleon Solar. Her vil panelene kunne gå veldig i ett med omgivelsene, da fargene kan i stor grad tilpasses. Dette medfører et effektivitetstap på panelene som halverer mengde energi produsert.

Effektivitetstap og økt pris reflekteres i LCOE'en knyttet tilsvarende panel og farge. For at anlegget skal være lønnsomt må strømprisen, inkludert avgifter og tariffer, være høyere enn den oppgitte LCOE'en til panelene. Altså vil det være lønnsomt med standard paneler om prisen på strømmen en ellers hadde betalt ligger over 102 øre/kWh. For mørkerøde paneler, altså det minst effektive panelet, er denne prisen på 456 øre/kWh.

Sensitivitetsanalysen viser at standardpaneler er lønnsomme over levetiden ved en gjennomsnittlig strømpris på rett over 1 kr/kWh. Det er viktig å merke seg at selv om

garantitiden eller levetiden til solcelleanlegget er på 25-30 år, vil anlegget produsere mye energi selv etter dette. Dette vil føre til økte inntekter eller besparelser utover det som er analysert her. Det vil selvfølgelig også være større sannsynlighet for uforutsette hendelser og utgifter som spiller i motsatt retning.



Figur 28: Netto nåverdi og nedbetalingstid for standardpaneler fra REC Group.

Fasade- og balkongmontert solanlegg ble simulert, men ikke tatt med videre i kostnadsanalysen da dårlige solforhold, samt lite utnyttbar fasade og balkongareal hadde ført til høye kostnader uten noen reell energimessig eller økonomisk utbytte.

Energilagringmuligheter finnes i både elektriske og termiske batterier. For elektriske batterier vil det overordnede elektriske systemet ha innvirkning på hvor lønnsomt det vil være. Ved et sammenkoblet elektrisk system for fellesarealer, som garasjeanlegget, vil et elektrisk batteri kunne utnytte forutsigbare bruksmønstre for å senke strømutfgifter og effekttopper.

Dimensjonering av batteri vil avhenge av tenkte bruksområder, størrelse på solanlegget og forbruksmønstre. Ved å fokusere på garasjeanlegget, vil et batterisystem på 200-500 kWh kunne begrense de høyeste effekttoppene ved elbillading, samtidig som det kan akkumulere overskuddsenergien fra solanlegget. Et slikt batterisystem vil kunne koste 1,5-4 millioner NOK. Nedbetaling av et slikt batterisystem innen levetiden på 15 år er usikkert, men kan simuleres og videre undersøkes med mer spesifikk informasjon ved ønsket løsning knyttet det elektriske systemet, solanlegget, ladealternativer i garasjeanlegget, samt de termiske løsningene.

Termiske batterier, som varmtvannsberedere, er en annen løsning for å bruke overskuddsenergi fra solcelleanlegget ved timer med høy produksjon og lavt forbruk. Denne løsningen vil ha en tilnærmet neglisjerbar investeringskostnad hvis en sentral varmeløsning for byggene allerede er valgt. Termiske batterier vil da kun kunne utnytte overskuddsenergien fra solanlegget, og ikke de øvrige bruksområdene til et elektrisk batteri.

5 Appendiks termisk energi

5.1 Bærende fundamentet ved valg av energiløsninger

Termisk energi (varme og kjøling) og elektrisk energi spiller en hovedrolle for utvikling av en bærekraftig bydel. Energieffektive og helhetlig prosjekterte løsninger for oppvarming, kjøling, varmtvann, ventilasjon, pumper, belysning og tekniske utstyr er til sammen avgjørende for om vi klarer å nå et høyt ambisjonsnivå innenfor realistiske lønnsomhetsmål. Energiutredning i forbindelse med forprosjekt og regulering er derfor et viktig styringsredskap, som gir støtte i beslutninger om valg av en energiløsning.

En smart bydel har ikke kun lavt energibruk, men produserer også elektrisitet lokalt, bruker energien smart, samt har et system for å fordele og lagre energien effektivt innenfor området. Smarte styringssystem gir mulighet til effektiv styring av bygningen på et overordnet nivå som senker forbruket. Det kan for eksempel være oppvarming og kjøling av bygg, elbillading, alarm og overvåking. Varme og kjøling leveres i størst mulig grad fra fornybare kilder, som regel ved varmepumpeanlegg, men det kan også være biofyringskjel.

Lokal produksjon av energi fra fornybare kilder kan dekke deler av forbruket og andelen blir høyere om bygningene har ekstra lavt forbruk. Med dette kan det forstås at lav energibruk er av høyest prioritet. Filosofien kan best illustreres med Kyotopyramiden.



Figur 29 Kyotopyramiden for resurseffektiv prioritering i energioptimaliseringer.

Pyramiden følger en prioritering, basert på optimal ressursbruk, hvor det er mest lønnsomt å begynne i bunn. Når bygningen har blitt prosjektert for lave tap går man videre med etablering av energieffektivt utstyr, som ventilasjon, varme- og kjøletilførsel, belysning og kanskje trykkluft. Når bygningen er godt isolert og strømforbruket er optimalt, er det samlede energibehovet lavt.

Når det gjelder kjøling skal også bygningen prosjekteres for adekvat solavskjerming, som ellers i deler av året vil gi uønsket oppvarming.

Det er kjent, men allikevel undervurdert, at drift og adferd påvirker energibruken. Mangel på driftsfilosofi kan føre til at bedrifter ikke har oversikt og at de kanskje fyrer for kråkene. Energiledelse som er et ISO-basert ledelsessystem kan med et energioppfølgingsystem gi gode overblikk over energibruken som en driftsorganisasjon trenger for resurseffektiv drift.

Når forbruket da er lavt og driftskompetansen høy skal man velge varmekilde. For langsiktig lønnsomhet og høy effektivitet med høy grad av varmegjenvinning bør det som oftest installeres et vannbårent varmesystem. Dette systemet skal operere på temperaturnivåer som er 20-30°C lavere enn tradisjonelle system.

5.2 Termisk energi og varmedistribusjon

Byggets og byggematerialenes design og kvalitet som isolasjon, form og beliggenhet spiller inn på behovene, men type virksomhet er også viktig ettersom det kan påvirke kravene.

Systemtemperatur på varmesystemet er en av de aller viktigste prosjektparameterne som skal defineres i tidligfasen. Ved å designe ut ifra et system basert på ultralavtemperatur vil systemet kunne varme bygget selv om systemtemperaturen kun er 5-10 grader høyere enn bygningstemperaturen. Dette har fordelen med at en varmepumpe kan operere med høy varmfaktor grunnet lavt temperaturløft. En høy varmfaktor betyr at et varmepumpesystem kan levere mye varme med forholdsvis lite tilført elektrisk kompressorenergi som driver varmepumpen. Kaldere varmesystemvann betyr også at en vesentlig høyere grad av prosesser kan kjøles med varmesystemvannet.

5.2.1 Energilagring termisk energi

Når tilgjengelighet på gratis eller billig varme ikke er samtidig med behovet så kan dette løses med energilagring. Slik lagring kan også benyttes for å utnytte tidstariffer eller for å unngå effekttopper på energiforsyningen. Lagring av termisk energi kan skje på ulike måter avhengig av hvor lenge energien skal lagres og hvordan syklusen for lagring og bruk ser ut.

Akkumulatortank

Når energien skal lagres og brukes innen et døgn er vannakkumulatortanker det mest hensiktsmessige. Dette er vanlig når det i løpet av et døgn ikke er samtidighet mellom det største varmebehovet og når energien er som billigst. Størrelsen på tanken avhenger mengden energi som skal lagres opp. Med spesiell design av tanken, med varmt lett vann i toppen og kaldt tungt vann i bunn (som oppstår ved forbruk) kan hele tankens volum utnyttes på en jevn og høy temperatur. Akkumulatortanker har også den fordelen at flere varmekilder på ulik temperatur kan tilknyttes et varmesystem.

Faseforvandlingsmaterial, PCM

Mindre vanlige men plassbesparende alternativer i bygg er faseomvandlingsmaterialer, PCM (Phase Change Materials). Når det oppstår overtemperaturer grunnet solstråling, kan parafiner absorbere overskuddsvarmen ved å smelte. Når temperaturen faller om natten kan parafinet stivne og avgi smeltevarmen som ble akkumulert da parafinet smeltet under den varme dagen. Parafinet plasseres i bygningselementer som en del av skallkonstruksjonen.

Energilagring i grunnen

Man har gjort vellykkede storskala forsøk på NMBU i Ås ved å lagre overskuddsvarme fra solfangersystem i en samling av borehull. Tillempningen benyttes til sammen med bergvarmepumper som henter ut varme fra fjellgrunnen. Også kjøling kan lagres på denne måten, men det er vanligere at grunnen isteden brukes til direktekjøling uten kjølemaskin, hvorved den avkjølte varmen lagres i grunnen. Slik kjøling bidrar til å redusere behovet for antall energibrønner.

Her er det verdt å nevne en hybridløsning mellom bergvarmepumpe og solvarme som kan knyttes sammen på en innovativ og reell måte.

5.2.2 Nærvarmesystem

Ulike virksomheter betyr ulike forbruksmønstre og et utjevnet varmebehov. Ved å sammenkoble bygningene i bydelen med et felles varmesystem vil denne utjevningen kunne utnyttes. Rør til et slikt system kan etableres sammen med vann- og avløpsrør i felles grøfter.

Kostnaden for å etablere et nærvarmesystem kan i hovedsak henføres til rørlegging og gjennomføringer til de ulike byggene. Disse kostnadene er medtatt i den økonomiske vurderingen av de ulike mulige varmesystemløsningene som beskrives i 3.3.3-3.3.5 om livssykluskostnader i de ulike løsningene.



Figur 30 Nærvarmeanlegg med rør mellom byggene og sentral fjernvarmesentral

5.3 Alternative varmeløsninger

Man kan varme opp og kjøle ned etter fem forskjellige prinsipper:

- > Elektrisk med elkjel
- > Varme- og kjølepumper
- > Fjernvarme og fjernkjøling
- > Biofyring med kjelanlegg
- > Komplettert med solfangere (oppvarming av væske og skal ikke misforstås med solceller for strømproduksjon)

Kjøling – kun til kontor, næringslokaler og dagligvarebutikker

- > Kjøleanlegg med maks. varmegjenvinning til byggene
- > Frikjøling med kjølevann fra energibrønner eller sjøvann

5.3.1 Elkjel som grunn- og spisslast

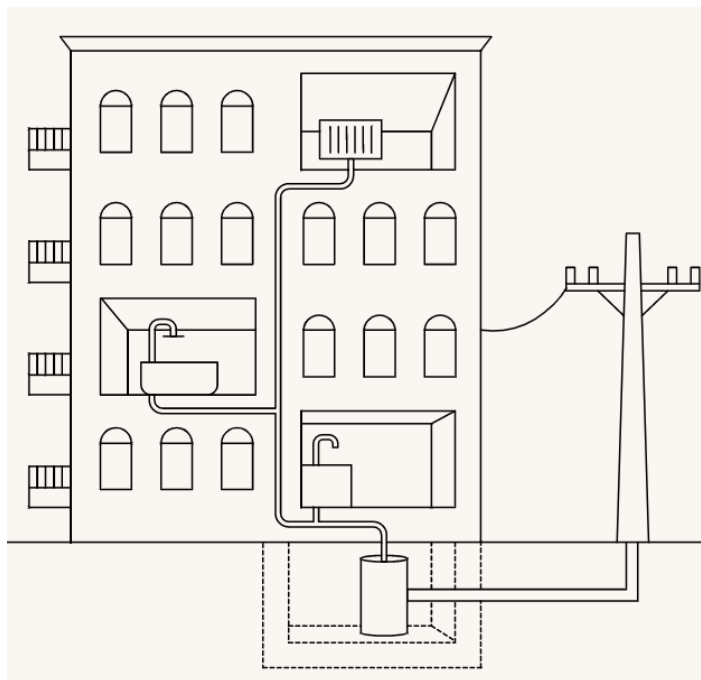
Elkjeler er den enkleste form for varmeproduksjon, med lave investeringskostnader, men der produksjonskostnadene følger elpriser og nettareffektene direkte.

Elektriske varmekjeler kan integreres sammen med varmepumper, biobrenselkjel og fjernvarme som spiss- eller reservelast. Elkjeler vil i Norge typisk dimensjoneres for 100% av effekthovet. Dette for å fungere som en sikkerhet ved reparasjoner eller driftsproblemer på grunnlasten.

Elkjeler er rimelige i investering, har god holdbarhet med minimalt av bevegelige deler og lang økonomisk levetid. Ulempen er at bydelen får et ekstra lastbehov på nettkapasiteten på ca. 1000 kW – som tar opp annen kapasitet i nærliggende områder. Det utgjør også en kostnad både i investering av distribusjonsnett og nettleien som blir en årlig driftskostnad til energi.

Elkjelen dimensjoneres til å kunne levere hele varmebehovet ved DUT (dimensjonerende utetemperatur), på de kaldeste dagene i løpet av året. Det er lite sannsynlig at nedetid på hovedvarmeskilden i lengre perioder når det er -12 grader i Bergen. Spesielt om det utnyttes grunnlast som regnes som stabil og lastfordeling på flere grunnlaste som øker forsyningssikkerheten. I Sverige er det krav om maksimal effektandel som elkjelen kan dekke og det er ikke utenkelig at lignende krav kan komme i Norge i fremtiden.

Ved å legge inn en mindre elkjel, typisk 50 % effektdekning, vil man ha redusert effektledet betydelig. Dette må kombineres med et godt utformet varmeanlegg og flere grunnlastenheter. Så lenge det ikke er bygg med livsviktige funksjoner på Kristiansholm, så bør dette være en mulighet og optimaliseringsmulighet.



Figur 31 Vannbårent anlegg med elkjel som energikilde (Hentet fra draape.no)

5.3.2 Varmepumpe

Med varmepumper kan en gjøre nytte av en rekke lavtemperatur energikilder, som omgivelsesvarme i uteluft, sjøvann, grunnvann/ berggrunn og jordvarme eller overskuddsvarme fra ventilasjonsluft og gråvann. Varmepumpen hever temperaturen til varmekildene slik at de kan nyttiggjøres til oppvarmingsformål (varme og tappevann). Varmepumper brukes også til kjøling, frysing og produksjon av prosessvarme for industri.

Forholdet mellom avgitt energi og tilført energi til varmepumpen kalles for effektiviteten og avhenger av både temperaturløftet og egenskapene til varmepumpen. Årlig varmeleveranse fra varmepumper dividert med årlig energi brukt for drift av kompressorer, pumper og vifter, kalles årsvarmefaktor. Driften kan optimeres ytterligere ved at varmepumpesystemet deles opp i to forskjellige temperaturnivåer:

- > Lavtemperatur gulvvarmesystem og varmebatterier, koblet med en lavtemperaturvarmepumpe som gir en høy varmfaktor
- > En høyeffektiv CO₂-varmepumpe fungerer meget bra for varmtvannsproduksjon som krever høy temperatur

Varmepumpe er en godt utviklet og kommersiell teknologi. Forbedringspotensialet ligger i videreutvikling av komponenter, smarte kontrollsystemer for å optimere drift under varierende last og bedre samspill med energistyresystem i bygninger. Økt integrasjon med andre energiteknologier som lagring, termisk sol og spisslaster blir viktig.

Med bruk av naturlige kjølemedier (propan, ammoniakk eller CO₂ har lav GWP-faktor), har varmepumpedrift også en lav klimapåvirkning. Dette blir et absoluttkrav i fremtiden.

5.3.3 Luft til vann varmepumpe



Uteluft er den mest vanlige varmekilden for boligvarmepumper i Norge på grunn av lave investeringskostnader. Samtidig er tilgjengelig varme i motfase med varmebehov. Varmepumpene har kraftig redusert effektfaktor og ytelse ved lave utetemperaturer. Uteluft som varmekilde for varmepumper er mest aktuelt på Sørlandet og i kystklima med milde vintre.

Luft til vann varmepumper varmer opp vann som kan brukes til romoppvarming eller oppvarming av tappevann. Investeringskostnadene er noe høyere enn for luft-luft varmepumper, men luft-vann varmepumper kan gi energifleksibilitet, bedre varmefordeling og høyere komfort i bygget.

Figur 32 Illustrasjon av luft til vann varmepumpe (Norsk Varmepumpeforening)

Et varmepumpesystem dimensjoneres ofte for å dekke grunnlasten i et varmeanlegg, som regel rundt 60 % av effektbehovet. Anlegget kan dekke 80 % av det årlige energibehovet til oppvarming.

Luftvarmepumpe kan også reverseres og levere kjøling. For større bygg er det vanlig å benytte utvendig tørrkjøler på tak eller i bakgårder, med en egen frostsikker vannkrets. Selve varmepumpen står innendørs i varmesentral. Fordelen med anleggene er mer stabil drift og at de også gir mulighet for frikjøling ved kald uteluft.

Fordeler med uteluftsvarmepumper er hovedsakelig kostandene. Selve varmepumpen er gjerne dyrere, men uten kostanden fra sjøledning, borehull, mm blir den totale investeringskostnaden stort sett rimeligere.

Ulemper med varmepumper basert på luft;

- > Dårligere effektfaktor (virkningsgrad). Avising nødvendig.
- > Kortere levetid, typisk 15 år
- > Krever takareal. Konkurrerer med takterrasser, solceller, mm.
- > Støy
- > Visuell forstyrrelse

Luft/vann-varmepumpe er benyttet som utgangspunkt i lønnsomhetsberegningene, da disse typisk kommer lavt ut sammen totalt sett. Ulempene over kommer ikke frem i beregningene.

5.3.4 Bergvarmepumpe

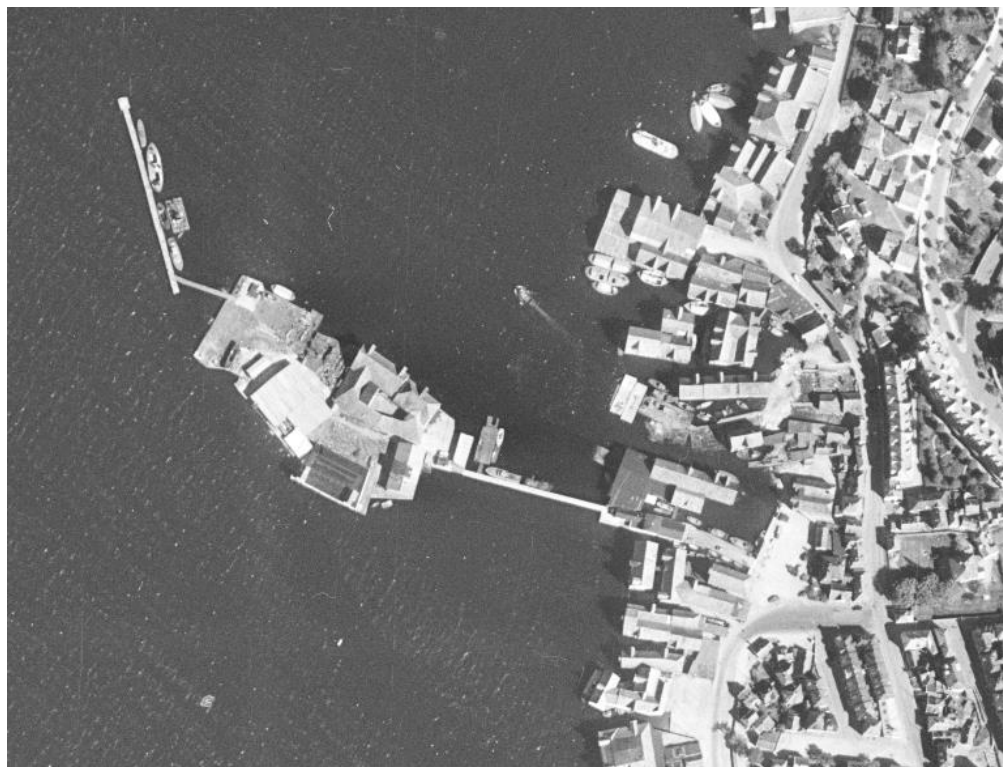
En bergvarmepumpe utnytter energien som er lagret i jord eller berg gjennom borehull i bakken og distribuerer varmen i bygget via vannbåren varme. Et varmepumpesystem dimensjoneres ofte for å dekke grunnlasten i et varmeanlegg, som regel rundt 50 % av effektbehovet. Anlegget kan dekke 90 % av det årlige energibehovet til oppvarming. Frikjøling kan også utnyttes fra varmepumpeanlegget til klimakjøling i bygget.

Temperaturen til en bergvarmepumpe varierer med bergtype og er som regel mellom -3 og +8 °C over året. Dybden for borehull er avhengig av temperatur, avstand til berg og lokale forhold i fjellene. Varmeeffektuttaket varierer fra 20 til 40 W/m avhengig av bergtype, temperatur og grunnvannsgjennomstrømning.

Det er mange borehullsanlegg i Bergen, også sentralt i sentrum. Statens vegvesen på Nygård har en stor brønnpark med 300 meters dype. Nye BUS på Haukeland sykehus har ca. 80 borehull. Mer lokalt rundt Kristiansholm er det brønner tilknyttet energianlegg både på NHH, ved Nyhavn og hos MOWI i Sandviksveien.

Historiske kart av Kristiansholm viser at mye av området på innsiden av holmen er utfyllinger i sjø, innerst i bukten fra 60-tallet og ytre feltet fra 80-tallet.

Hovedbergarten i området er Migmatitt, som har en varmeledningsevne på ca. 3 W/m K. Normalt ligger bergartene i området 2-4 W/m K. Også grunnvannsstanden og gjennomstrømning i grunn har betydning for varmeopptaket i brønnene. Det kreves dermed en termisk responstest for det aktuelle prosjektet for å kartlegge endelig utforming og størrelse.



Figur 33 Kristiansholm ca. 1950

Bergvarmepumper kombinert med varmepumpe er en moden teknologi og har lang levetid. Borehull regnes normalt å ha levetid på 50 år. Selve varmepumpen regnes å ha en levetid på ca. 20 år. Det vil si betydelig lengre enn de som er påvirket av daglige temperaturvariasjoner fra uteluft.

Figur 34 viser tenkt eksempel på plassering av borehull på Kristiansholm. Egnetheten av plassering av borehull vil være avhengig av avstandene til fjell i utfylte områder og vanntrykket som oppnås i sjøkanten. Her kreves det testboring og mer grundige undersøkelser, som kan tas videre i et forprosjekt.

Varmeuttaket er betydelige større enn kjølebehovet i bydelen, slik at det oppnås en dårlig varmebalanse (varmeuttak vinter vs varmedumping sommer) i brønnparken. Borehullene må dermed plasseres ut med god innbyrdes avstand, minimum 10-15 meter.



Figur 34 Kristiansholm, eksempel på plassert av borehull og desentrale energisentraler

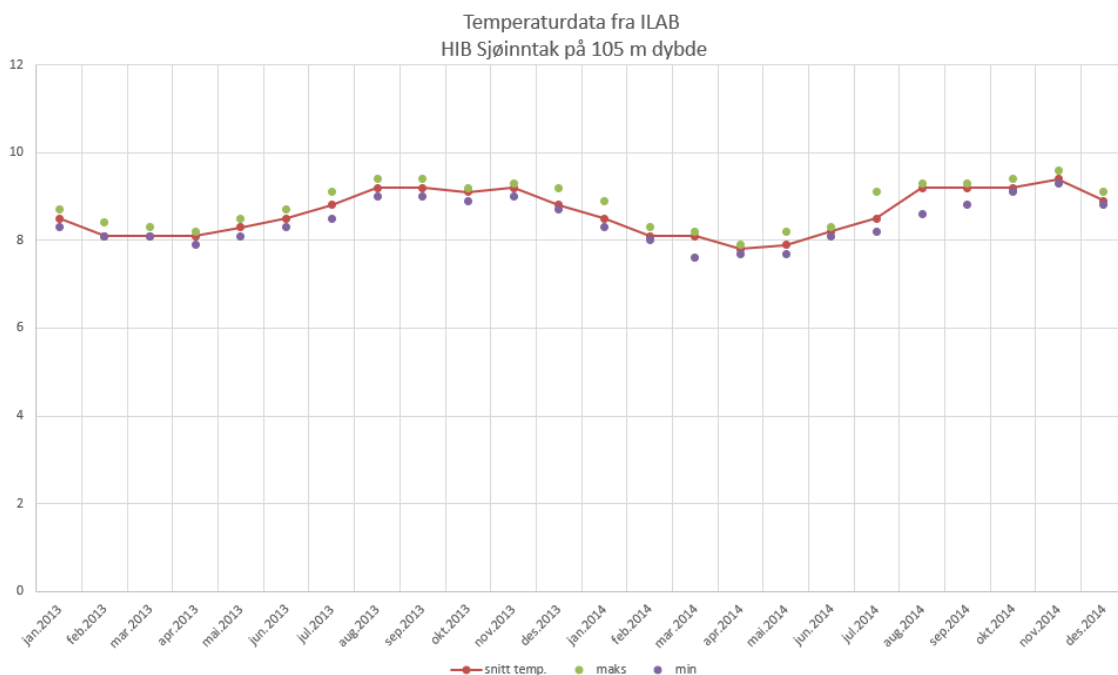
5.3.5 Sjøvannsvarmepumpe

En sjøvannsvarmepumpe fungerer etter samme prinsipp som en bergvarmepumpe, men den henter energi fra sjøvann eller innsjøer.

Kristiansholm plassering i fjorden med kanaler, bryggekant og arbeider i sjøkant gir et godt utgangspunkt for en energisentral som utnytter de stabile sjøvannstemperaturene. En sjøvannsbasert nærvarme- og nærkjølesentral vil kunne dekke alle varme- og kjølebehov på området.

Med sjøledning tilknyttet energianlegg anbefales inntak på ca. 100 meters vandndybde for å unngå gjengroing. Det bygges en pumpestasjon i sjøkanten, gjerne nedsenket under havnivå, med en sjøvannsbestandig varmeveksler som henter ut energi. En egen vannkrets sirkulerer til varmesentralene i de aktuell byggene. Fordelen med sjøvann som varmekilde er stabile temperaturer over året og at anlegget kan benyttes til frikjøling.

Under vises temperaturene på sjøvannsinntaket til Industrilaboratoriet UIB på Dokken i 2013 og 2014, der vannet hentet fra 105 meters dybde i Puddefjorden. Grafen viser at temperaturene varierer mellom 7,5-9,5 grader over året, med en forskyvning i forhold til utetemperatur. Laveste vanntemperatur er i vårmånedene mars-mai.



Figur 35 Temperaturdata på sjøvanninntaket til Industrilaboratoriet, UIB, 2013-2014.

Forutsatt en sjøvannstemperatur på ca. 8-9°C hele året, og fjernkjøleteperatur på 10-12 °C, kan hele kjølebehovet dekket ved ren frikjøling, det vil si kun pumpedrift og sirkulering av sjøvann opp gjennom den tekniske sentralen. Kjølesentralen vil arbeide med en effektfaktor på ca. COP = 60.

Vi skiller gjerne mellom to mulige sjøvannsløsninger.

- > Sjøvannskollektor; hvor en lukket mediekrets kun veksler mot sjøvannet
- > Åpent sjøvannsinntak; hvor vannet pumpes opp i en sentral på land.

Fordelen med sjøvannskollektor er at energisentralen har et mindre korrosivt miljø og ikke trengs å bygges i titan. Sjøvannskollektorer har i enkelte tilfeller ført til oppblomstring av plankton rundt varmeavgivende kollektorer (kjøling), som igjen har gitt dårligere virkningsgrad på anlegget. Kollektorene må dermed løftes opp og renses, noen som kan være krevende fra store dybder.

Det er mer vanlig å etablere åpne sjøvannsinntak. Dette krever en godt utformet pumpestasjon tilrettelagt for det korrosive miljøet. Til gjengjeld får man et robust inntakssystem med lang levetid. For å sikre stabile lave temperaturer på vannet og unngå begroing (blåskjell, fisker, tang og tare), bør et sjøvannsinntak legges på ca. 100 meters dybde.



Figur 36 Forslag til utforming av sjøvannsanlegg med nærvarme og sentralt energisentral

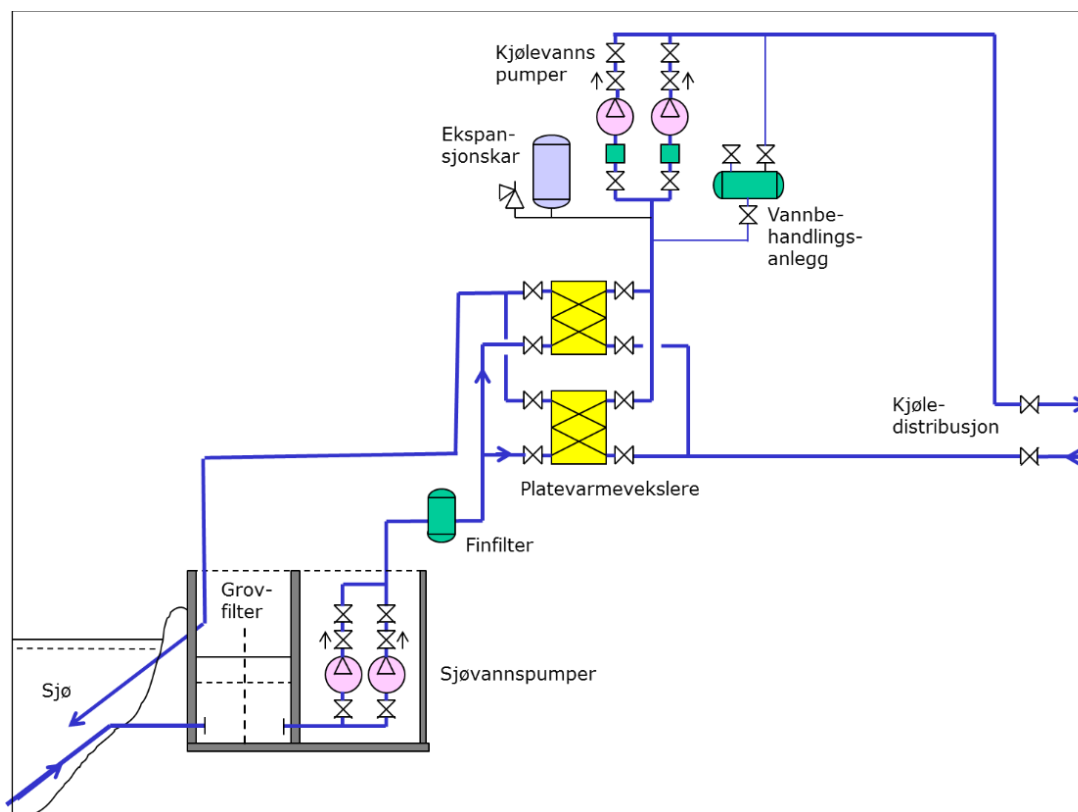
Sjøvarmepumpe ansees som en gunstig løsning for Kristiansholm med hensyn på bydelens plassering og nærhet til sjø. Teknologien er moden og har lang levetid.

Figur 36 viser en mulig plassering av en pumpestasjon sørøst på tomten, innerst mot vei og bybane. Fra sentrumssonen er det ca 400 meter ut på riktige dybder for sjøvannsinntak, sørvest for holmen. Tanken med foreslått plassering er at sentralen ikke skal ta utsikt og sol på attraktiv kaifront og i boligområdet lengst vest på tomten. Plassering passer også godt med utbygningstrinnene og etablering av storskala energisentral ved næringsarealer og parkeringsanlegg i sentrumssonen.

Også plassering på holmen, kombinert med kai- og garderobeanlegg, har vært foreslått.

Figur 37 viser en mulig utforming av kjølesentralen med åpent sjøvannsinntak. Ved å bygge sjøvannskum og pumpekum i direkte tilknytning til kjølesentralen, har man visuell kontroll med sjøvannssystemet. Sjøvannet hentes opp fra dypet via sjøledninger og ledes med selvføll inn til en åpen pumpekum, som ligger under sjønivået. Selve pumpene tørropstilt i en pumpekum som er adskilt fra sjøvannskummen med vanntett vegg.

Anlegget kan utnyttes til både varmforsyning til en varmepumpe og som i Figur 37 til frikjøling av næringsarealer.



Figur 37 Mulig utforming av sjøvannsinntak og energisentral basert på sjøvann.

5.3.6 Biofyring og solfangeranlegg

Biofyring med pellets eller flis har lav klimapåvirkning men kan ha en lokal påvirkning med utslipp av svevestøv. Med pellets vil utslippsnivåene også lokalt være lave. Investeringsnivået er forholdsvis lavt, brenselkostnaden også lav, men drifts-/vedlikeholdskostnaden isteden en del høyere.

Biofyring gir som regel lavere systemvirkningsgrad om sommerhalvåret når varmebehovet er lavere og systemet går på dellast. Siden solvarmesystem yter ca. 80% av den årlige solenergiproduksjonen blir solvarme i de fleste tilfeller et fint komplement til biofyringssystem. Med en høy andel varmt forbruksvann bidrar et solfangeranlegg ganske betraktelig til å redusere fyringskostnadene.

OBOS har avklart at alternativet med biofyring ikke er aktuelt, og alternativet analyseres derfor ikke videre i denne rapporten.

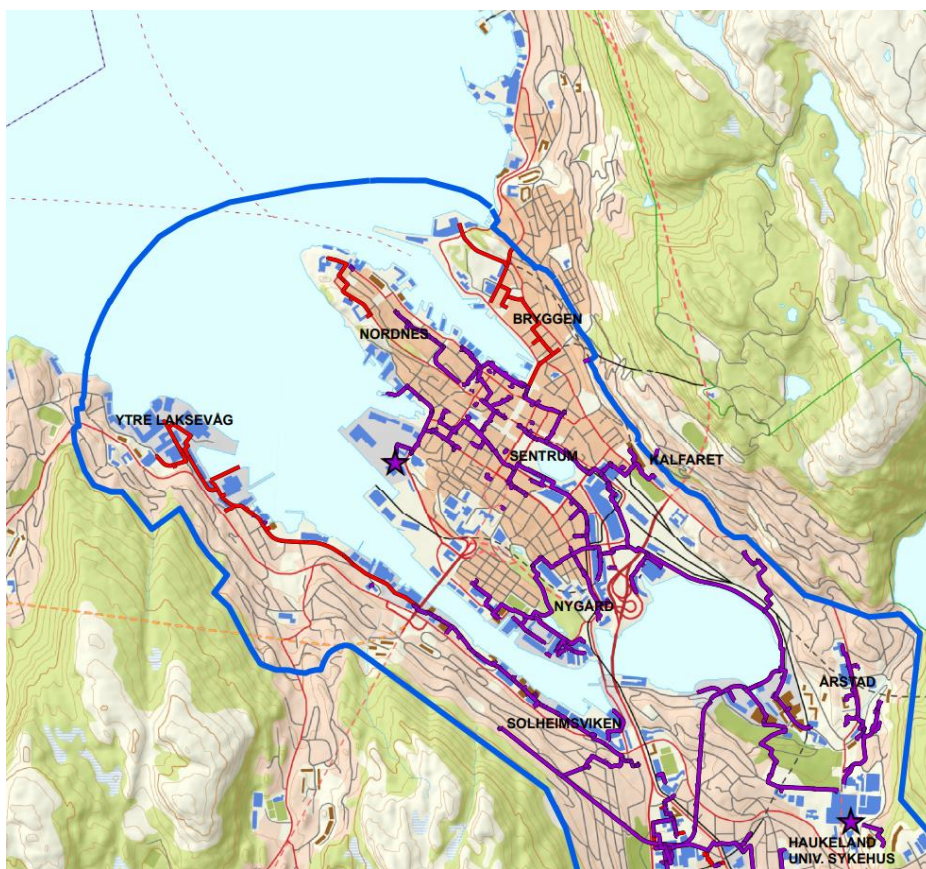
5.3.7 Fjernvarme

Et fjernvarmeanlegg er i praksis et sentralvarmeanlegg som forsyner ett eller flere områder og bygg med energi til varmt tappevann og oppvarming. Anlegget benytter ulike energikilder, slik som spillvarme fra industri, spillvarme fra avfallsforbrenning, varmpumper, bioenergi mm. til oppvarming av vann. Fjernvarme frigjør elektrisk energi som kan benyttes i andre sektorer.

Eviny Termo har konsesjonsområde for fjernvarme ut til og med Bontelabo med grense i Skuteviken. Det vil si at området for Kristiansholm ligger utenfor konsesjonsområdet. Fjernvarmen leveres hovedsakelig fra BIR forbrenningsanlegg i Rådalen. Det er også lokale energisentraler på Dokken og Haukeland Universitetssjukehus med elkjel i reserve.

Fjernvarme kan dekke 100 % av energibehov til oppvarming og tappevann. Installeringskostnadene og behov for oppfølging ved drift av kundeinstallasjoner er relativt små. Til tross for lave investeringskostnader er kostnytteforholdet meget avhengig av prismodellen til fjernvarmesystemet. Det foregår i begynnelsen av 2023 aktiviteter som vil fremme en annen og i forhold til strømprisen, frikoblet prismodell. Dette betyr at fjernvarmepriset i fremtiden kan bli adskillig billigere enn strømprisen. Om fjernvarmepriset for eksempel er 50 øre/kWh billigere enn elprisen vil fjernvarme være helt sammenlignbart med og konkurransedyktig til varmpumpesystem.

Fjernvarme i Bergen har en særstilling ved at klimapåvirkningen er svært lav. Dette avhenger opphavet til brenselet som fjernvarmesystemet fyres med.



Figur 38 Konsesjonsområdet for fjernvarme i Bergen sentrum

6 Appendiks solkraft og energilagring

6.1 Energiltak

Produksjon av egen energi er gunstig både for miljøet og forutsigbarhet, men også for lommeboken. Bergen ligger i strømområdet NO5 som dekker Vest-Norge. NO5 betegnes som et eksportområde for energi, det vil si at det som regel er mer produksjon av energi enn forbruk. NVE estimerer at dette kommer til å fortsette fram mot 2030, selv om forbruket kommer til å øke grunnet elektrifisering av transport og petroleumsnæringen, samt ny industri på Kollsnes og Mongstad (NVE, 2022).

Selv om NO5 er netto eksportør av energi vil ikke dette utgjøre noe særlig forskjell på strømprisen i området, sammenlignet med områdene med høyere forbruk. Historiske data fra Nord Pool viser at Vest-Norge (NO5), Østlandet (NO1) og Sør-Norge (NO2) har, de siste årene, hatt identiske strømpriser med unntak av noen få dager (Nord Pool, 2023). Dette skyldes god overføringskapasitet mellom områdene, samt en tett tilknytning til Europa.

Dette gjør at tiltak for elektrisk energibesparelse og solkraftproduksjon kan være mer økonomisk fordelaktige i årene som kommer.



Figur 39: Illustrasjon av prisområdene i Norge (Statnett, 2023).

6.2 Solcelleteknologi

Solceller

Solceller er unike i måten de konverterer solens innkommende lys direkte til elektrisitet uten støy og forurensning under drift. Et solkraftanlegg bestående av ikke-bevegelige deler gjør systemet robust, reduserer behovet for vedlikehold og minimerer risikoen for kritiske feil og nedetid.

Det er flere faktorer som spiller inn for effektiviteten og mengde energi produsert av et solcellepanel. Panelenes design, temperatur, helningsvinkel og mengde solinnstråling er forskjellig for hvert anlegg og påvirker det i stor grad. For å kunne sammenligne paneler og anlegg brukes installert effekt og panelenes effektivitet som verdier. Dette er verdier målt i laboratorium, utført av produsentene ved standard testbetingelser (STC).



Figur 40: Solcelleintegrert skråtak (COWI, 2022).

Installert effekt er oppgitt i watt peak, Wp. Effektivitet, forholdstallet mellom innkommende sollys og produsert energi, er oppgitt i prosent. Når panelenes helningsvinkel og sted er bestemt, kan en beregne systemets spesifikke ytelse. Spesifikk ytelse betegner total energimengde produsert delt på størrelsen på anlegget per år. Verdien er i stor grad avhengig av sted, himmelretning og helningsvinkel, og en bør derfor forsøke å optimalisere denne for høyest mulig energiproduksjon.

Vekselretter

Likestrøm, som solcellene produserer, er lite anvendelig i bygg og samfunnet generelt. Et solcelleanlegg som består av mange solcellemoduler koblet i serie og parallelle strenger må derfor kobles inn i en vekselretter. Vekselretteren omformer likestrømmen til vekselstrøm med riktig spenning og frekvens til tiltenkt bruk. Vekselretteren maksimerer også effekten innad i modulstrenger, noe som øker systemets totale effektivitet. Vekselretteren kan støye noe (70-80 dB), men kan plasseres på tak eller i tekniske rom for å hindre negative konsekvenser av dette (ABB, 2023).

Solcelleanlegget kobles som regel direkte i en fordelingstavle bak måleren til bygget. Dette fører til at forbruk prioriteres fra solcelleanlegget og eventuell overskuddsenergi eksporteres på kraftnettet.

Montering

Takmontert anlegg ved skråtak

Montasjesystem tilpasses hvert enkelt prosjekt for å passe med utforming av bygg eller terreng. Ved skråtak monteres normalt solcellemodulene rett på taket. Dette gir god utnyttelse av takarealet, men gir ikke nødvendigvis optimal utnyttelse av panelene. Ytelsen vil variere fra tak til tak der helning, himmelretning og omkringliggende bygg som skyggelegger er hovedfaktorene.

Fasademontert anlegg

Solanlegg på vegg/fasade vil naturlig nok stå vertikalt, der sørvendte fasader vil ha høyest spesifikk ytelse. Vertikal installasjoner vil produsere mer strøm mot vinterstid, når solen står lavere, og de kan samtidig utnytte refleksjonen av lys fra snødekker. En ulempe er at de ofte vil være mer utsatt for skyggeobjekter som trær og nabobygninger.

Regelverk solcelleanlegg

Regelverk ved plassering av moduler etter NEK400-7-712

Ved installasjon av solcellemoduler må det etableres termiske skiller som muliggjør maksimal termisk utvidelse. En må også påse at bærekonstruksjonen til taket tåler den ekstra vekten knyttet til solcelleanlegget, i tillegg til vind- og snølaste i området. Det bør også tas hensyn til at solcellene er plassert slik at panelene innad en streng har samme skyggeforhold, temperaturforhold og forurensning av overflaten fra støv, smuss, fuglebæsj, snø, etc.

Når solcelleinstallasjoner installeres på tak eller vegger, vil det dekke til bygningsflaten eller utgjøre bygningsoverflaten. Installasjonen vil derfor være et hinder ved bekjempelse av branner, ved å hindre brannpersonell sin mulighet til å slå seg gjennom bygningsflaten. På tak med møne der alle takflatene er benyttet vil følgende gjelde:

- > Ved installasjon på tak skal det være minst 1 meter fra en av takets ytterkanter, fortrinnsvis ved mulig oppstillingsplass for brannbil på bakkenivå.
- > Videre må de være montert i en avstand minst 0,6 meter fra takmønet.

På takene der kun den ene siden av mønet er benyttet er det ingen krav til avstand fra takets ytterkanter eller mønet.

For installasjoner på fasader med vinduer og dører, må spenningsførende deler ikke være plassert nærmere enn 0,3m fra sidene fra vinduer og dører som er beregnet som rømnings/redning veier, og ikke nærmere enn 0,5m fra undersiden av vinduer som er beregnet som rømnings/redningsveier.

Regelverk ved innmating av strøm på nettet

Solkraftanlegg på bygg krever som regel ikke anleggskonsesjon (NVE, 2022). Omsetning av produsert energi deles inn i 3 nivåer fra NVE:

- > **Plusskunder med innmating under 100 kW.** Mindre anlegg der maksimal innmating til nettet er lavere enn 100 kW. Det kan også gjelde større anlegg med høyt egenforbruk. Det er ingen avgifter på innmating ved dette nivået. Regnes per strømmåler.
- > **Kunder med innmating over 100 kW, men under 1 GWh total produksjon.** Litt større anlegg på f.eks. industri- eller næringsbygg kan havne i denne kategorien, med mindre egenforbruket er høyt eller solcelleproduksjonen strupes. Her betales det en innmatingsavgift for all innmatet energi, denne satsen var 1,36 øre/kWh (eks.mva) i 2023. I tillegg legges det til et områdespesifikt marginalstapsledd. Dette er svært lokalt, og kan variere fra -15% til +15% av spotprisen. Altså kan denne virke inn både positivt og negativt på prisen.
- > **Produksjon over 1 GWh krever omsetningskonsesjon.** Denne grensen gjelder samlet produksjon innenfor et organisasjonsnummer, så store bedrifter eller offentlige organisasjoner vil ofte havne her. Det må da søkes om omsetningskonsesjon og noe ekstra administrasjon hvert år må påregnes. I tillegg kommer mulig anleggsbidrag for utvidelse av strømmettet. Anleggskonsesjon må søkes om dersom byggingen av anlegget utløser oppgradering av høyspentnettet.

Støtteordninger

Bergen Kommune har en støtteordning for solcelleinstallasjoner for borettslag, sameier og private næringsbygg som er registrert i Brønnøysundregisteret og har adresse i Bergen Kommune. Her bevilges det penger til rådgivning, kjøp og installasjon av solceller. Det gis tilskudd på 2000 kr/kWp installert opp til 30% av godkjente kostnader for tiltaket, med et maksimalt beløp på 1 000 000 kr (Bergen Kommune, 2023).

6.3 Utnyttelse av solenergien

Eget forbruk av solenergien er en av de mest kostnadseffektive måtene å utnytte energien på. Dette skyldes at det som regel er mindre lønnsomt å selge energi til nettet når det er overskudd, for å så måtte kjøpe tilbake energien når forbruket er høyere. Dette skyldes at det kan forekomme en el-avgift ved salg, i tillegg til at nettleie og merverdiavgift legges på strømprisen ved kjøp av energi. Dette fører til en forskjell på minimum 25-30%.

Delingsløsning for solkraft knyttet boenhetene

Det har nylig blitt lagt opp til en delingsløsning av energi produsert av fornybare energikilder innenfor felles gårds- og bruksnummer. Denne løsningen legger til rette for deling av energien produsert av anlegg opp til 500 kWp (altså installert effekt) innenfor en eiendomsgrense. I praksis vil det si at i det øyeblikket måleren der solkraftanlegget er installert har netto overskudd fordeles dette til andre målere på eiendommen. Avregningen skjer automatisk og følger en av tre foreslåtte delingsnøkler. Den første delingsnøkkelen er lik fordeling av overskudd, nummer to er fordeling etter varierte brøk og den siste og tredje maksimerer egenforbruk og gir mest til den største forbrukeren per time. Det kan kun være én delingsløsning per eiendom (RME, 2021).

For prosjektet vil dette innebære at alle bruksenheter, innenfor en og samme gårds- og bruksnummer, deler på energien fra solanlegget før strøm kjøpes fra eller selges til

nettet. Dette bidrar til totalt lavere strømutgifter, da en større andel av energien brukes lokalt og er innom færre ledd fra produksjon til forbruk.

Ulempen med dette er at solcelleanleggene må være direkte knyttet til gjeldende gårds- og bruksnummer. Det betyr at bygg med takterrasse eller annet bruk av takarealet, ikke får samme tilbud og gevinster fra solcelleanleggene.

Løsningen skulle tre i kraft fra og med 1. januar 2023, men har blitt utsatt grunnet at flere nettselskap ikke rakk å innføre ordningen innen fristen. Det antas likevel at ordningen blir innført innen rimelig tid.

Delingsløsning for solkraft knyttet boligfeltet

Ved å legge opp til at boligfeltet skal utnytte solenergien, vil det være mulig å bruke energien til å dekke felles lastsoner som elektriske laster i fellesområder, garasjeanlegg og elbillading, samt oppvarmingsbehov via de termiske løsningene beskrevet tidligere i rapporten.

Slike løsninger forutsetter at solcelleanleggene er sammenkoblet lastsonene. Dette kan utføres på forskjellige måter, enten virtuelt eller fysisk.

- > Virtuell sammenkobling tilsier forskjellige målepunkt ved solcelleanleggene og lastsonene. Sammenkoblingen kommer da gjennom egne avtaler med nettselskapet. En slik avtale går ut på at overskuddsenergien solgt til nettet fra solcelleanleggene, heller blir brukt for å redusere mengde energi kjøpt fra nettet i lastsonene.
- > Fysisk sammenkobling tilsier at solcelleanleggene er direkte koblet til lastsonene bak strømmåleren til de forskjellige lastsonene. Dette vil ikke være noe problem der solcelleanleggene er i samme bygg eller i umiddelbar nærhet av disse målerne. Dermed oppstår det utfordringer der produksjonen og forbruket ikke kan kobles sammen utenom å gå via kraftnettet. Dette vil oppstå der produksjon og forbruk ikke er i samme bygg, eller kan kobles sammen via for eksempel et garasjeanlegg.

Virtuell sammenkobling er å foretrekke, da dette kun krever et samarbeid mellom eier av anlegget og nettselskapet. En slik løsning kan også legge til rette for bruk av batterisystemer for energilagring, smart styring av energibruk, utjevning av effekttopper og eventuell bruk i fleksibilitetsmarkeder og prisarbitrasje.

6.4 Batterisystemer

Grunnet variasjon av produksjon ved solcelleanlegg kan det være nyttig å kombinere et slikt anlegg med batterisystemer. Ved å utnytte lagringskapasiteten til batterier så kan mer av energien produsert av solcelleanleggene brukes til eget forbruk over lengere tid av døgnet. Batteriene kan også brukes til effekttopputjevning som bidrar til lavere kostnader knyttet effekttopper og tariffer, samt nødvendig utbygging av det lokale kraftnettet.

Energilagring utnytter variasjoner i produksjon og forbruk i løpet av døgnet. Dette innebærer å lagre overskuddsenergi på dagtid, for å så bruke denne energien på ettermiddagen og kvelden når forbruket økes og produksjonen av solenergi minker. Dette kan utnyttes i samspill med strømprisene, gjennom prisarbitrasje, for økt gevinst.

Prisarbitrasje utnytter variasjoner i strømpris i løpet av døgnet. Konseptet er svært lik energilagring, utenom at det er strømprisen som er i fokus og ikke produksjon og forbruk i like stor grad. Prisarbitrasje kan for eksempel utnyttes på nattestid, batteriet kan lades ut ved høyt forbruk på ettermiddag og kveld, for å så lades sakte opp gjennom kvelden ved å kjøpe energi fra nettet. Denne energien kan så brukes på morgenen når prisen og forbruket som regel er høyere. Dette kan også bidra å utjevne effekttopper.

Effekttopputjevning kan bidra på to forskjellige områder. Først og fremst vil det senke effekttariffen som kan utgjøre flere tusen kroner i måneden for et større anlegg som inkluderer lading av elbiler. Den andre måten er å bidra til mer sikker leveranse for nettselskapet og senke belastningen på nettet. Dette kan føre til at anleggsbidraget, altså kostnaden for å bygge ut kraftnett til boligfeltet, reduseres og dermed gagnar både utbygger og nettselskapet.

Vehicle to Grid (V2G) er systemer som bruker elbiler som batteriløsninger. Denne teknologien er lite moden, men det forventes at mer fokus blir rettet V2G i nærmeste fremtid. Teknologien utnytter elbilene som står koblet i ladestasjonene sine. Smarte systemer lader bilene ved lite belastning på nettet og bruker energien lagret i bilenes batterier som reserveeffekt ved høy belastning i nettet for å utjevne effekttopper på en større skala. Dette vil da være å inngå i fleksibilitetsmarkedet.

Fleksibilitetsmarkeder kan gi ekstra inntekter for lite ekstra utnyttelse av batteriet. Statnett etablerte et kommersielt marked for Fast Frequency Reserves (FFR) i 2022. FFR er de raskeste reservene i kraftnettet som brukes i korte perioder med høy effekt. Nedre grense for å bli en aktør i dette fleksibilitetsmarkedet er 1 MW batterieffekt. I gjengjeld var det i 2022 en markedspris på 195 300 kr/MW i løpet av sesongen for FFR Profil-markedet (Statnett, 2023). I dette markedet må aktørene være i beredskap på nattestid i hverdagene fra kl. 22 til kl. 07, og hele helgen.

Markedsprisen utbetales for å være i beredskap i perioden, uavhengig om aktøren blir benyttet eller ikke. I 2017 og 2018 var det totalt 12 aktiveringer i hele Norden i løpet av perioden der FFR terskelen ble overskredet (Entsoe, 2019). Disse aktiveringene varer bare i 5 eller 30 sekunder. Dette markedet kan derfor gi en relativ stor fortjeneste for lite degradering og utnyttelse av batteriet.

Regelverk batterisystemer

Større batterisystemer byr på betydelig potensiale ved samtlige bruksområder nevnt i forrige kapittel. En antagelse om at hele systemet er koblet sammen gjør et større batterisystem oppnåelig. Dette er enklere å se for seg og realisere ved industribygg der alt takareal, og dermed solcelleanlegg, samt laster og batterier kan sentraliseres bak en felles måler. Ved boligfelt er dette mer utfordrende å gjennomføre på samme måte, da hver boenhet har sin egen måler og solanleggene ikke er jevnt fordelt utover byggene.

Flere målepunkter gir utfordringer ved at disse målepunktene er der nettselskapene måler hvor mye kunden kjøper eller selger til nettet. Det betyr at et solcelleanlegg og et nærliggende batteri med egne målere vil se forskjellige fakturaer. Det vil da påløpe avgifter og tariffer på både energien produsert fra solcelleanlegget og energien brukt til å lade opp batteriet. Det vil også være muligheter for at salgsprisen av produsert energi er lavere enn kjøpsprisen av energien brukt. Dette vil føre til et mindre økonomisk gunstig system.

Fellesområder og garasjeanlegg kan imidlertid være en mulighet for å komme seg rundt denne utfordringen, og muliggjøre for større batterisystem. Dette batterisystemet vil da kunne bidra til å senke effekttopper ved mye elbil lading på ettermiddagene, og de øvrige punktene nevnt i forrige kapittel. Energilagring vil også være mulig om deler av solcelleanlegget er koblet til samme system. Antagelser om at hele systemet er koblet bak en felles måler må da legges til grunn.

6.5 Leverandører

Kameleon Solar

Kameleon Solar er en aktør som tilbyr paneler i et stort utvalg farger. De sier selv at de har noe dyrere produkter enn sine konkurrenter, men gjennom større deltagelse i prosjekter opplever de en lavere total kostnad og bygg som står i stil med kundens forventninger. Om ønsket er de svært delaktige i å finne riktig fargevalg og løsninger som fungerer best. De har tidligere arbeidet i prosjekter hvor bevaring av byggets arkitektoniske uttrykk er avgjørende, og har god erfaring med dette. Ved valg av Kameleon Solar ønsker de en norsk entreprenør som samarbeidspartner. Da anbefales det å la erfarne selskaper som for eksempel Fusen eller Solcellespesialisten å ha totalleveranden, og da være tydelig i anbudsprosessen rundt ønsket design.

Farger

Kameleon Solar tilbyr en rekke fargevalg gjennom produktet ColorBlast®. Det er blitt undersøkt med Kameleon Solar angående mulighetene for solcellemoduler i samme farger som vist i fargepalletten fra skisseprosjektet. Fargene som produktet ColorBlast® tilbyr er i hovedsak mørkere farger. De antar at lysere farger vil være tilgjengelige i senere produktlanseringer, men per i dag er disse ikke tilgjengelig.

viser en gjennomførbarhetsstudie utført av leverandøren for utvalgte farger. Farger med grønn markering i "Gjennomførbart"-kolonnen tilsier at leverandøren kan levere riktig farge. Gul markering tilsier at riktig farge ikke er tilgjengelig, men at en fargenyanse er tilgjengelig som alternativ. Rød markering tilsier at riktig farge ikke er gjennomførbart med dagens produktutvalg; disse kan imidlertid bli tilgjengelige innen anskaffelsesdato ved nye produktlanseringer fra Kameleon Solar.

Tabell 14: Gjennomførbarhetsstudie utført av Kameleon Solar for utvalgte farger.

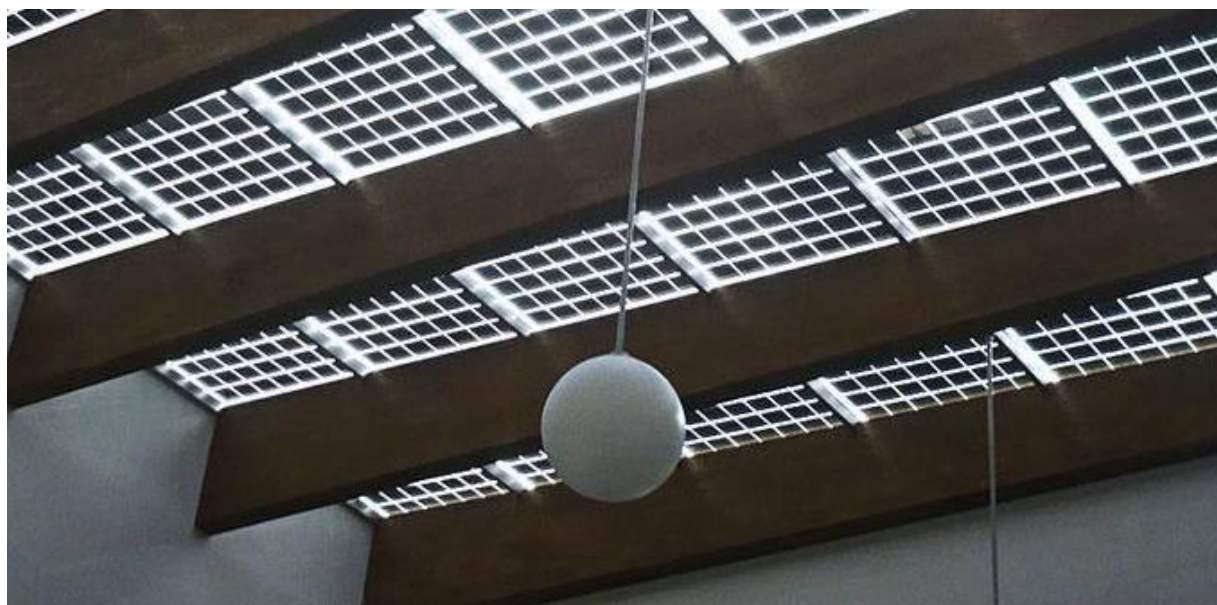
	RGB kode	Gjennomførbart	Alternativ farge	ColorBlast Farge
Mørkerød	R:139 G:83 B:50			KSB M0465
Rød	R:192 G:87 B:57			-
Mørkegrønn	R:112 G:98 B:51			KSB H0255
Grønn	R:119 G:135 B:60		R:119 G:124 B:60	KSB R0865
Gul oker	R:222 G:184 B:83			-
Gul oker (lysere)	R:255 G:219 B:81			-
Grå	R:157 G:141 B:128		R:145 G:141 B:128	KSW I2565
Svart	R:0 G:0 B:0			-
Hvit	R:255 G:255 B:255			-

Onyx Solar

For vurdering av solcelleinstallasjoner i balkonger er det hensiktsmessig å se på solcellemoduler integrert i glass. Onyx Solar er en verdensledende leverandør innen solcelleintegrert glass for bygninger, med prosjekter over hele verden. Leverandøren tilbyr to forskjellige typer teknologi, Amorphous Silicon (a-Si) og Crystalline Silicone (c-Si). A-Si teknologien kan enkelt substituere konvensjonelt arkitektonisk glassrekkverk. Denne teknologien gjør solcelleinstallasjonen nærmest usynlig på lengre avstand, og det er friheter for å velge hvor transparent glasset skal være. A-Si teknologien har imidlertid svært kort levetid på mellom 5-10 år. Teknologien er dermed ikke å anbefale. C-Si teknologien er mer tradisjonell ved at enkle solceller er integrert og lett synlig i glasset.



Figur 41: Amorphous Silicone skylight installasjon. Hentet fra Onyxsolar.com



Figur 42: Crystalline Silicone skylight installasjon. Hentet fra Onyxsolar.com.

REC Group

REC Group spesialiserer seg i ordinære solcellepaneler som er både rimelige og effektive. Selskapet har mye erfaring med nordiske forhold og verdier, ettersom selskapet ble grunnlagt i Norge med hovedkvarter på Fornebu.

Grunnet deres standard design og utforming blir prisen lavere og effektiviteten høyere. Dette fører til gunstigere pris, men at panelene kan prege utseende til bygget på et annet vis, som vist i Figur 40 og Figur 43.



Figur 43: Standard solcellepaneler installert på skråtak. Foto: COWI.