

---

RAPPORT

---

Konseptutredning - Energiløsninger Spelhaugen



Kunde: Angarde AS

Prosjekt: Energiutredning Spelhaugen

Prosjektnummer: 21688001

Dokumentnummer: RIEN-01

Rev.: 02

## Sammendrag:

Angarde AS har ambisjon om å utvikle Spelhaugen i Bergen til en grønn og levende bydel hvor energisystemet kan bli pilot for utvikling av nye løsninger. Energiutredningen har hatt som mål å vise hvordan området kan bli mest mulig selvforsynt med klimanøytral energi fra flisfyrte CHP-maskiner i kombinasjon med solceller og energilagring. Ved å dekke lavverdige termiske behov med varme fra energisentralens flisfyrte CHP-anlegg samtidig som det produseres elektrisitet, kan systemet klare seg uten forsterkning av kraftforsyningen inn til området. Maksimalt potensiale for solinstallasjon på ferdig utbygd bebyggelse (tidligst i 2030) er ca 64 000 m<sup>2</sup>, men det genererer så høye effekttopper at for å nyttiggjøre denne energien må enten nettet forsterkes ut av området eller så må store energimengder sesonglagres. Førstnevnte er ikke ønskelig og sistnevnte er foreløpig vurdert som umodent og ulønnsomt, men beslutning om eventuell sesonglagring kan skyves frem i tid da evt igangsettelse av basisløsningene i konseptet er uavhengig av dette. El-produksjon fra ca 50 000 m<sup>2</sup> solceller gir passende effekt- og energimengder og gjør at området, sammen med el fra CHP, kan være forsynt med ca 70% egenprodusert elektrisitet når energibalansen vurderes over året. Ved å installere en batteristørrelse på 1MW/2MWh oppnås en rekke fordeler i det lokale systemet: forsyningssikkerheten økes, effekttopper kan kuttes (noe som kan gi god økonomi dersom det lokale kraftssystemet kan behandles som en effektmålt kunde) og andel selvforsyning kan øke. Mulig utnyttelse av smartgrid til styring av laster og produksjon er presentert, samt organisatorisk behandling av produksjon og nettselskap innenfor dagens regelverk. En forenklet økonomisk analyse viser at bioanlegget med utbygd fjernvarmenett kan produsere konkurransedyktig energi, men kraft fra solproduksjon er avhengig av tilrettelagt nettleie for å være konkurransedyktig. Klimagassregnskap for stasjonær energibruk viser potensiale for 9500 tonn CO<sub>2</sub>-ekv/år besparelse. Foreslått løsning er nyskapende og det er interesse fra ulike aktører (Enova, NVE, Innovasjon Norge) for å teste ut konseptet.

## Rapportstatus:

- Endelig  
 Oversendelse for kommentar  
 Utkast/internt

Utarbeidet av: Usman Dar Asbjørn Stoveland Eirik Hordnes Elin Skjerven Talhaug	Sign.:
Kontrollert av: Agnar Birkeland	Sign.:
Prosjektleder: Elin Skjerven Talhaug	Prosjekteier: Anette Sunde

## Revisjonshistorikk:

02	12.12.17	Endelig versjon	NOELSK	NOAGBI
01	01.12.17	Utkast oversendt Angarde	NOELSK	NOAGBI
Rev.	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet av	Kontrollert av

# Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	5
1.1	Bakgrunn.....	5
1.2	Om Angarde AS.....	5
1.3	Områdeforutsetninger og utbyggingsplaner .....	6
1.4	Formål, problemstillinger, avgrensninger.....	8
1.5	Dagens løsninger for energiforsyning i området .....	8
2	Fremtidig energi- og effektbehov i den nye bydelen .....	10
2.1	Termisk effekt- og energibehov.....	10
2.2	Elektrisk effekt- og energibehov.....	12
3	Teknisk konsept energiproduksjon .....	15
3.1	Biobasert CHP .....	15
3.1.1	Teknologi og primærkilder .....	15
3.1.2	Løsning Spelhaugen.....	16
3.2	Solenergi.....	17
3.3	Energisystemets balanse .....	18
3.3.1	Energilagring.....	20
4	Energidistribusjon og sluttbrukerteknologi.....	20
4.1	Termisk distribusjonssystem .....	20
4.2	Lokalt kraftsystem.....	21
4.3	Varmedrevet kjøling.....	24
5	Juridisk .....	25
5.1	Organisering .....	25
5.2	Kraftomsetning.....	26
6	Miljø.....	27
7	Økonomisk analyse .....	29
7.1	Brenselskostnader flis .....	29
7.2	Investeringskostnader .....	30
7.3	Lønnsomhetsanalyse .....	31
7.4	Sensitivitetsanalyser .....	34
8	Anbefalinger for videre arbeid .....	35
9	Oppsummering .....	36
10	Referanser .....	37
	Vedlegg 1 Dybdenotat termiske behov .....	38
	Vedlegg 2 Dybdenotat elektriske behov.....	38
	Vedlegg 3 Dybdenotat el.bil lading.....	38
	Vedlegg 4 Dybdenotat produksjonsanalyse sol og CHP .....	38
	Vedlegg 5 Dybdenotat energilagring.....	38
	Vedlegg 6 Dybdenotat lokalt kraftssystem .....	38
	Vedlegg 7 Dybdenotat klimagassregnskap.....	38



# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Bakgrunnen for denne konseptutredningen er utbyggingsplanene for området Spelhaugen utenfor Bergen. Området ønskes utviklet til en helt ny bydel med både boliger, nærings- og butikkarealer, kontorlokaler, barnehage, dagligvarebutikk med mer. Det er hovedsaklig de tre grunneierne Angarde AS, Løvaas og Odfjell Eiendom som eier tomtearealet i dag. Totalt er det planer om ca 330 000 m<sup>2</sup> ny bebyggelse, hvorav boliger utgjør hovedandelen. Spelhaugen er planlagt endestopp for byggetrinn fire av Bybanen som nå er under prosjektering.

Angarde AS har høye miljøambisjoner. De har i dag fjernvarmekonsesjon for området og leverer allerede varme til tre bygg fra en pelletsfyrte energisentral. Visjonen deres videre er å utvikle området til en grønn, levende og attraktiv bydel. En sentral del av planleggingen er derfor å utrede hvordan energiforsyningen til den nye bydelen kan løses på en bærekraftig og fremtidsrettet måte. Konseptet som er utredet i denne rapporten er basert på en løsning med flisfyrte CHP-maskiner som produserer både varme og elektrisitet, i kombinasjon med solceller. Utredningen vil se på hvorvidt denne teknologien, i samspill med eventuelle lagringsløsninger, kan forsyne den tiltenkte utbyggingen. Det har også vært ønskelig å kartlegge i hvilken grad en slik energiforsyning kan bidra til at man ikke trenger å forsterke nettet inn til området, slik at man dermed kan kutte kostnadene og miljøbelastningen knyttet til utvidet infrastruktur. Energisentralen er planlagt etablert i fjellhall bak Angarde sitt område. Dette er en godt egnet plassering da bomiljøene vil bli skjermet fra det som vil være en industriell del av utbyggingen. For å minimere energitap i distribusjonsnett og unngå unødig mye pumpedrift er det et viktig poeng å plassere energisentralen nærmest mulig forbruksstedene. Dessuten er det en forutsetning for å holde utbyggingskostnader og den miljømessige belastningen fra materialbruk så lav som mulig. Med den planlagte plasseringen vil man oppnå en fornuftig infrastruktur både på rør- og kraftnett. I tillegg vil det tilrettelegges for kontinuerlig forsyning av flis.

Konseptutredningen har fått støtte fra Enova innenfor deres program «Konseptutredning for innovative energiløsninger i bygg og områder».

## 1.2 Om Angarde AS

Angarde AS eier per i dag ca 100 mål sammenhengende areal i Spelhaugen og har næringsbygg på tilsammen ca 40.000 m<sup>2</sup>. Angarde AS drev tidligere bil – verksted/salg, men avviklet denne virksomheten (fra 1923) i 2015.

Angarde AS ønsker å være en fremoverlent og annerledes eiendomsaktør. Deres mål er å transformere Spelhaugen fra forurensende industri til en grønn, levende og attraktiv bydel. Bybanen kommer til Spelhaugen og vil bli satt i drift i 2021/2022, da vil banenes endestopp ligge sentrert i området. Angarde ønsker å utvikle grønne boområder og arbeidsplasser og dette henger tett sammen med hvordan bydelen skal forsynes med fornybar energi. Det blir viktig å ta de riktige valgene for fremtidsrettede og bærekraftige energiløsninger. Med bakgrunn i den globale klimautfordringen kan man ikke lenger fortsette med «business-as-usual», og Angarde arbeider for at Spelhaugen skal bli et pilotområde hvor man prøver ut

ambisiøse og helhetlige miljøløsninger. Det har de senere år vært stort fokus på miljøriktige bygninger slik at teknologi og løsninger på dette er kommet langt, men for å nå målene om klimanøytralitet er tiden inne for å tenke dette sammensatt til miljøriktige *områder* hvor også transport, energiutveksling og infrastruktur blir hensyntatt. Alt ligger til rette for at Spelhaugen kan bli et slikt ambisiøst pilotområde.

### 1.3 Områdeforutsetninger og utbyggingsplaner

Bebyggelsen på Spelhaugen består i dag av kontorbygg, næringslokaler, lagerbygg og større parkeringsplasser, en viss andel boliger samt ikke bebygget areal. Figur 1 viser hvordan området ser ut fra luften.



Figur 1 - Oversiktsbilde Spelhaugen-området i dag (kilde: Googlemaps)

Reguleringsarbeidet for området pågår og Angarde har i den forbindelse samarbeidet med ABO Plan og Arkitektur og danske Gehl for å utarbeide analyser for tetthet og bebyggelse, samt fått laget skisser for utbyggingen. For energiutredningen er det tatt utgangspunkt i arealene slik de forelå i november 2016. Planlagt oppvarmet areal på det tidspunktet var ca 300.000 m<sup>2</sup> til boliger, ca 30 000 m<sup>2</sup> til nytt næringsareal og ca 35 000 m<sup>2</sup> for eksisterende næring.

På figur 2 er planlagt ny bebyggelse vist med farger, mens de hvite byggene enten er utenfor området eller er eksisterende bygg som skal bestå.



Figur 2- Planlagt utbygging (kulørt), hentet fra Gehls helhedsplan mars 2017

Ønsket utbyggingsstart er ca 2020 (infrastruktur gjerne før pga samspill med bybaneutbyggingen) og utbyggingen vil naturlig nok pågå trinnvis over mange år. En utfordring for utredningen har vært hvordan man skal forholde seg til en gradvis utbygging i dimensjoneringen av energisentralen med dens produksjonsutstyr og lagringsløsninger, samt distribusjonsnett både elektrisk og termisk. Selv om dimensjoneringen har tatt utgangspunkt i ferdig utbygd område, er de tekniske løsningene i konseptet tilrettelagt for trinnvis utbygging. I de økonomiske analysene har det vært nødvendig å forenkle ved å ta utgangspunkt i ferdig utbygd område.

Tidligere er det gjort en kartlegging av øvrig kundegrunnlag i Fyllingsdalen med tanke på hvilke energibehov som kunne være aktuelle å dekke fra en ny energisentral. Norsk Energi utarbeidet i 2014 en forstudie som viste at det ville være mest lønnsomt for Angarde å kun bygge ut fjernvarme til Spelhaugen og SOL (med eventuelle kunder på veien), og ikke resten av Fyllingsdalen. SOL består av borettslagene Smiberget, Ortuvann og Lyshovden og de har i dag en egen fysisentral og nærvarmenett som benytter naturgass fra Gassnor som grunnlastkilde. Denne leverer varme og varmt tappevann til 1290 leiligheter, med estimert effekt og energibehov rundt hhv 8 MW og 18 GWh/år. Som en viktig forutsetning for

konseptutredningen som ble påbegynt i 2016 ble det derfor forsøkt å få en godkjenning fra SOL (uforpliktende) om at deres varmebehov kunne dekkes fra den nye sentralen i Spelhaugen, men dessverre var ikke borettslagenes styre på daværende tidspunkt interessert i være en del av utredningen.

Grunnlaget for konseptutredningen er dermed de planer som vist på figur 2 innenfor tomtearealet til Angarde, Løvaas og Odfjell Eiendom.

## 1.4 Formål, problemstillinger, avgrensninger

Utredningen har som nevnt innledningsvis mottatt støtte fra Enova og arbeidet har derfor forholdt seg til prosjektbeskrivelsen som lå til grunn for søknaden. Det har vært en målsetning å svare på de relevante problemstillingene som på det tidspunktet ble knyttet til konseptet, av både teknisk, juridisk og energiøkonomisk art. Innholdet i denne rapporten er derfor utredninger som søker å gi svar på det prosjektbeskrivelsen etterspør, samt eventuell tilleggsinformasjon som Enova har bedt om.

For Angarde er målsetningen at rapporten skal danne grunnlag for beslutning om de skal gå videre med konseptet eller ikke. I det ligger det at både prosjektets økonomi og klima/miljøgevinst må analyseres, i tillegg til vurderinger av risiko.

Som vi forstår skal denne rapporten svare på en hel rekke spørsmål, men prosjektet har satt to overordnede formål som «ledestjerner» i arbeidet:

- 1) «Energiformålet» - Bli mest mulig selvforsynt med klimanøytral energi fra flisfyrte CHP-maskiner i kombinasjon med solceller og energilagring
- 2) «Effektformålet» - Unngå at kraftssystemet inn til området må forsterkes

Det er nødvendig å påpeke at ved et så stort og komplisert prosjekt vil det være misledende å gi *ett* entydig fasitsvar på hva som er best teknisk, økonomisk eller miljømessig løsning. Parametre som skal optimaliseres krever som regel alltid visse antagelser og forenklinger og disse blir ofte glemt når de «ferdige» tall presenteres. Gjennom rapporten tilstrebes det derfor i størst mulig grad å tydeliggjøre metodikk og forutsetninger, samt påpeke hvor usikkerhetene ligger, for på den måten å gjøre beslutningsgrunnlaget sporbart og transparent. Av denne grunn er utredningen bygget opp med en oppsummerende hovedrapport, men med dybdenotater som underbyggende vedlegg.

## 1.5 Dagens løsninger for energiforsyning i området

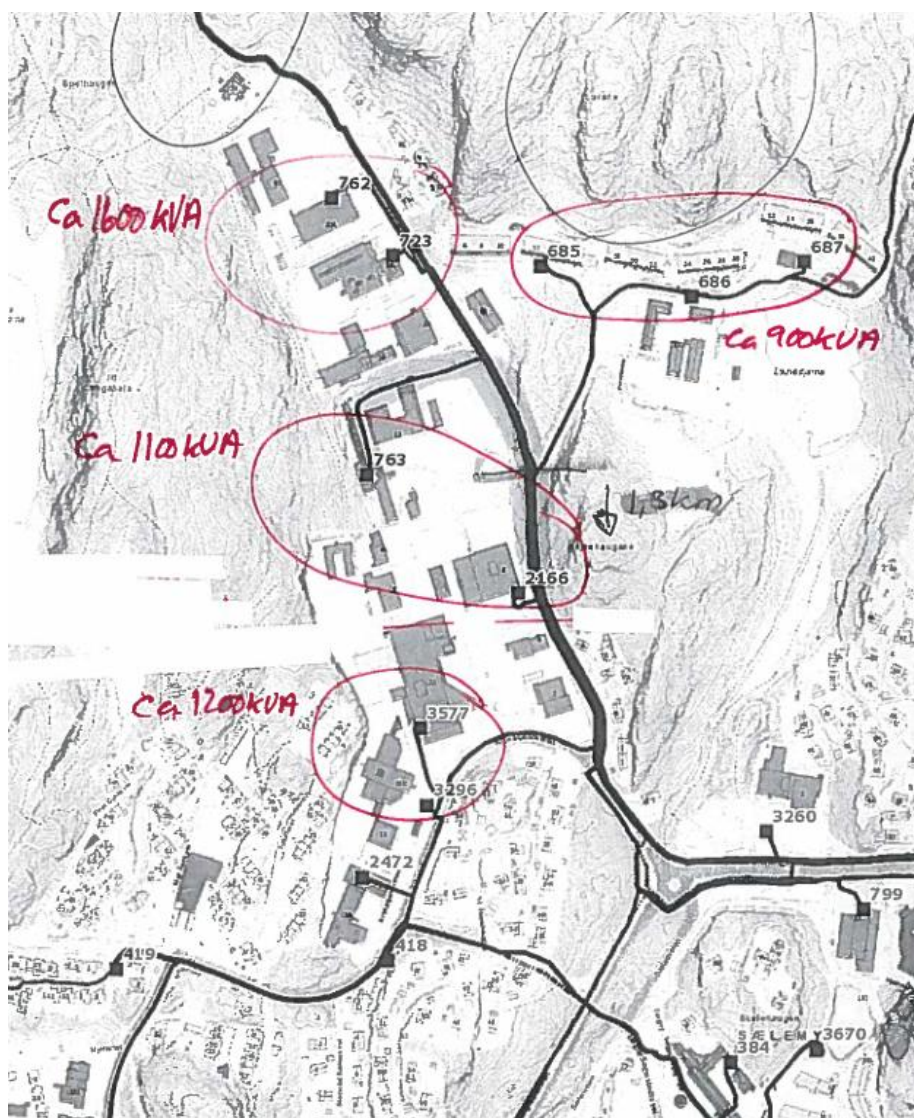
Som nevnt innledningsvis har Angarde konsesjon for fjernvarme i området. Energisentralen inneholder i dag en pelletskjel som leverer varme til Kroatjønneveien 11A og 11C, samt Spelhaugen 6. Kapasiteten på kjelen er 1 MW. Hvert bygg har egen back-up i form av el-kjel.

I forstudien fra Norsk Energi var det kun utvidelse av termisk leveranse (varme) som ble utredet. Konseptet som nå utredes involverer også elektrisitetsproduksjon gjennom flisfyrte CHP-maskiner som produserer både el og varme, samt at solceller blir en integrert og stor del av utbyggingen. Prosjektet har derfor søkt dialog med BKK Nett som har nettkonsesjon i



området. De har kommet med opplysninger om dagens el-forsyning i området, samt gitt innspill til hvordan utbyggingen normalt ville blitt løst.

Kartutsnittet på figur 3 viser eksisterende trase for høyspentkabler, samt maks effektuttak. Det er oppgitt at vest for Spelhaugen (veien) er det et maksforbruk på i underkant av 4 MW og at i kortere perioder aksepterer BKK normalt inntil 5 MW på en slik kabel, dvs at ytterligere ca. 1 MW er tilgjengelig der pr. i dag. Øst for Spelhaugen (veien) ved Løvås er kabel som passerer på det nærmeste fullastet på vinter.



Figur 3 - Situasjonkart dagens infrastruktur fra BKK Nett AS

Basert på arealene for ny bebyggelse som prosjektet har lagt til grunn, har BKK med sine verktøy estimert et fremtidig el-behov på 10-15 MW. De har opplyst at basert på dette ville de i en normal prosjektering lagt til grunn tre nye kabler fra deres trafostasjon og inn i området og at det ville utgjort et anleggsbidrag på ca 5,5 MNOK. I tillegg kommer nettstasjoner, estimert av BKK til ca 10 stk, som utgjør en kostnad på ca 7 MNOK i tillegg. Stikkledninger inn til byggene er ikke inkludert.

## 2 Fremtidig energi- og effektbehov i den nye bydelen

Et nøkkelspørsmål i energiutredningen har vært å forstå og tallfeste de fremtidige energi- og effektbehovene. Tradisjonell tankegang for planlegging har generelt vært preget av overdimensjonering og at skillet mellom termiske og elektriske behov som regel blir viet lite oppmerksomhet. Ren og billig norsk vannkraft har gjort at man ikke har sett behovet for optimalisering, da den i Norge på mange måter er blitt sett på som en ubegrenset ressurs både i mengde (energi) og i kapasitet (effekt).

Dette bildet ser man nå må nyanseres, av flere grunner. For å nå målene om et fossilfritt samfunn er elektrifisering av transportsektoren en av løsningene som må bli en realitet og der er «snøballen begynt å rulle». Bilpark og ferjer er allerede etablerte produktsegment, og høsten 2017 pågår kappløpet om lansering av de store trekkvognene for semitrailere, anleggsmaskiner osv (TU, 2017). Dette vil fremover kreve store mengder høyverdig elektrisk energi og effekt og denne må selvsagt komme fra utslippsfrie kilder. Ved å dekke lavverdige termiske behov i bygninger med alternative lavverdige energikilder, som f.eks bioflis, vil det frigjøre kapasitet i el-nettet og fra el-produksjon til de formålene som faktisk krever høyverdig energi (eksergi). En annen viktig grunn er det globale perspektivet der norsk vannkraft som er regulierbar og ren vil bidra til å «renvaske» den europeiske kraftmiksen. Flere overføringskabler mot utlandet og et øket kraftoverskudd i Norge pga lokal grønn kraftproduksjon vil være med på å øke eksporten og fortrenge fossile energikilder i Europa. Selv om omfanget av sol- og vindinstallasjoner i Europa brer om seg, har vannkraft og elektrisitet fra biobasert CHP et konkurransefortinn ved at de er regulerbare og det er store «sorte» energimengder som skal erstattes.

Dette er bakteppet for at man i dette prosjektet har hatt som mål å utrede de ulike fremtidige energibehovene i den nye bydelen på en grundigere måte enn normalt, og utfra det *kunne designe et alternativt grønt energisystem som bidrar inn i et helhetlig, samfunnsmessig, globalt energi- og miljøperspektiv.*

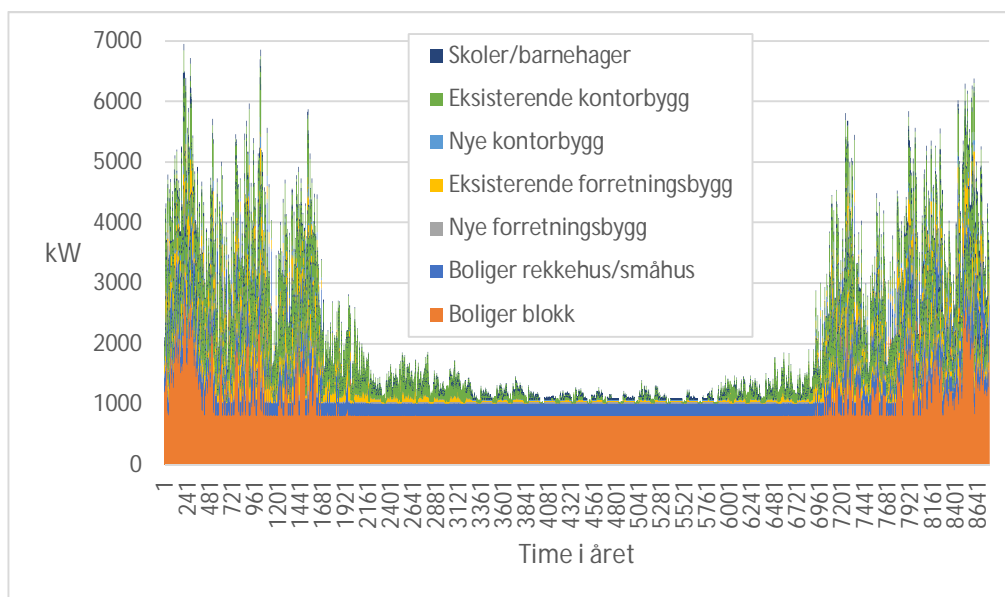
### 2.1 Termisk effekt- og energibehov

Dydbenotat 1 tar for seg arbeidet som er utført for å utrede de forventende termiske behovene i ny bydel, så for detaljerte opplysninger om forutsetninger og metodikk henvises det til vedlegg 1.

En essensiell forutsetning for energisystemet på Spelhaugen er at alle termiske behov skal dekkes med fjernvarme fra energisentralen. Det betyr at energipostene for romoppvarming, ventilasjonsvarme og varmt tappevann skal dekkes med 100% fjernvarme uten behov for spisslastdekning fra el-nettet. Flisbaserte CHP-maskiner som grunnlast og fliskjel som spisslast/backup ivaretar dette, noe som utredes senere i rapporten. For tappevann skal det dessuten benyttes lokale akkumuleringstanker ute i byggene for å jevne ut behovstoppene, og kontrollberegninger pr bygningskategori viser at rasjonelle akkumuleringsvolumer kan imøtekomme dette. Dette vil være med på å gi jevn drift for CHP-maskinene.

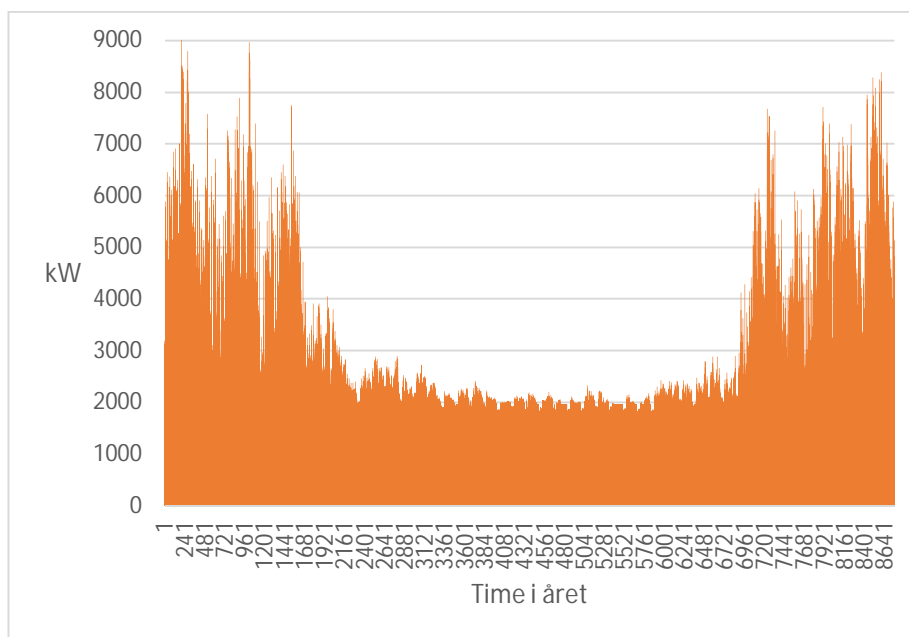
Figur 4 viser totalt termisk energibehov over året på timesnivå, fordelt på sum varmebehov for de ulike bygningskategoriene. Som vi ser er det boligene som dominerer varmebehovet på området og det er behovet for varmt tappevann som gjør seg gjeldende som en dominerende post hele året uavhengig av utetemperatur. Beregnet netto varmebehov er 16,9 GWh/år med en høyeste timesgjennomsnittlige effektbehov på 6,9 MW. Til grunn for disse

beregningene ligger at ny bygningsmasse oppfyller dagens passivhusstandard, samt at eksisterende bebyggelse er forutsatt noe rehabilitert. Når det gjelder dimensjonering av varmtvannsbehov finnes det lite erfaringstall og beregningsverktøy for norske forhold. Det er igangsatt forskning på dette, blant annet i regi av SINTEF og Fjernvarmeforeningen m.fl. (SINTEF, 2017) For beregningene i utredningen er det valgt å ta utgangspunkt i tappevannsprøfiler iht SN/TS3031:2016, men utjevnet pga akkumulering i byggene.



Figur 4 - Totalt netto termisk energibehov over året på timesnivå for de ulike bygningskategoriene

Figur 4 viser nettobehovet i bygningsmassen, men for å komme frem til hvor mye varme som må produseres i energisentralen, må det også tas hensyn til tapene i fjernvarmenettet, samt distribusjons- og reguleringstapene i bygningene. Figur 5 viser derfor totalt produsert varme fra energisentralen over året, som totalt utgjør et behov på 26,0 GWh/år og 9,1 MW.



Figur 5 - Totalt termisk produksjonsbehov fra energisentralen over året på timesnivå

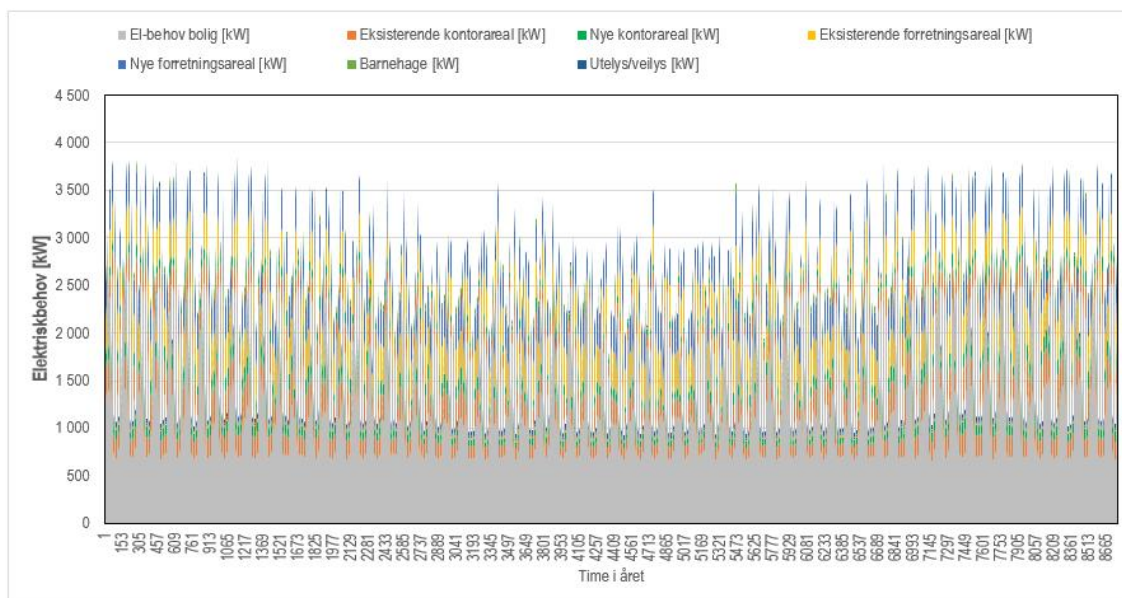
Som diskutert i dybdenotat 1 finnes det argumentasjon for at varmebehovet i realiteten vil ligge noe høyere. Dette har med ønske om høyere komforttemperatur enn standarverdi 21°C, ønske om gulvvarme på flislagte baderom hele året uavhengig av utetemperatur, vinduslufting samt flere «ikke-normerte» forhold knyttet til internlaster ol. Hvor mye høyere er derimot vanskelig å tallfeste, og for designvalg nå i konseptfasen er det valgt å holde seg til gjeldende energiberegningsstandard.

## 2.2 Elektrisk effekt- og energibehov

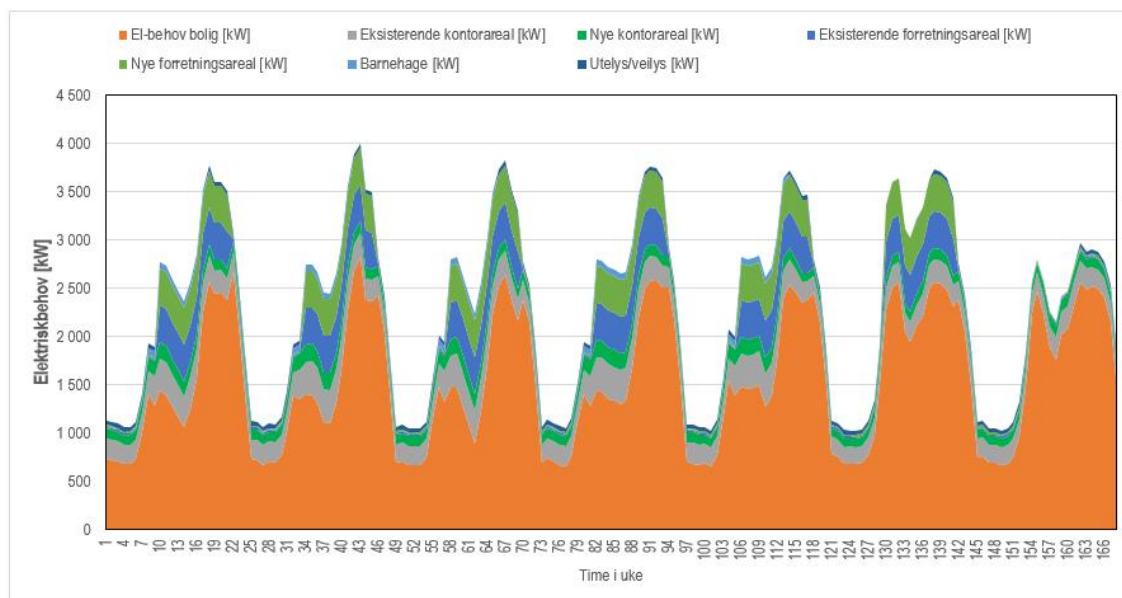
Som oppgitt innledningsvis ble området fremtidige behov for elektrisk kraft til bygningsmassen estimert av BKK til et sted mellom 10-15 MW. Det var da hensyntatt ekstern kilde for oppvarming, og «noe topp effekt» til el-bil-lading. Dette tallet representerer dermed hvordan prosjektet ville blitt løst ved business-as-usual-tilnærming.

Som en svært viktig del av utredningen har derfor prosjektet analysert nøyere hvordan behovet for elektrisitet fordeler seg. Dybdenotat 2 tar for seg dette arbeidet for stasjonære behov, mens dybdenotat 3 omhandler el-behovet knyttet til mobilitet. De viktigste funnene gjengis her i hovedrapport.

Figur 6 viser samlede timeprofiler over året for de stasjonære elektrisitetsbehovene i området. Boliger utgjør den største arealandelen (82%) og dominerer også derfor i behovsprofilene. Siden alle termiske behov er dekket av termisk kilde, er det liten variasjonen over året, kun ulikt behov for kunstig belysning. På grunn av boligernes bruksmønster inntreffer effekttoppene om ettermiddag/kveld. Dette vises bedre på figur 7 som er en utvalgt uke om vinteren.



Figur 6 - Stasjonært el-behov for de ulike bygningskategorier over året på timesnivå



Figur 7- Stasjonært el-behov på timesnivå en utvalgt uke om vinteren

Figurene 6 og 7 er basert på beregninger etter en såkalt «bottom-up» analyse på timenivå som beskrevet i dybdenotat 2. Resultatet fra disse beregningene viser et årlig stasjonært elektriskbehov på 18,4 GWh/år og en makseffekt på 4,0 MW.

Det er utført sammenligning med andre metoder, samt på minutt-nivå, for å sjekke hvor robuste tallene er. Brukstidsmetoden viser et effektbehov på 5,2 W, mens regresjonsanalyse med verktøy fra forskningsarbeidet ZEB (NTNU/SINTEF) viser et lavere behov på 3,5 MW. Velandersmetoden som kun kan benyttes for sammenligning av effekt til boliger, viser et behov på 4,1 MW, mot 2,9 MW fra «bottom-up»-analysen på timesnivå. Dersom «bottom-up»-profiler for boliger derimot analyseres på minuttnivå viser de et effektbehov på ca 3,3 MW.

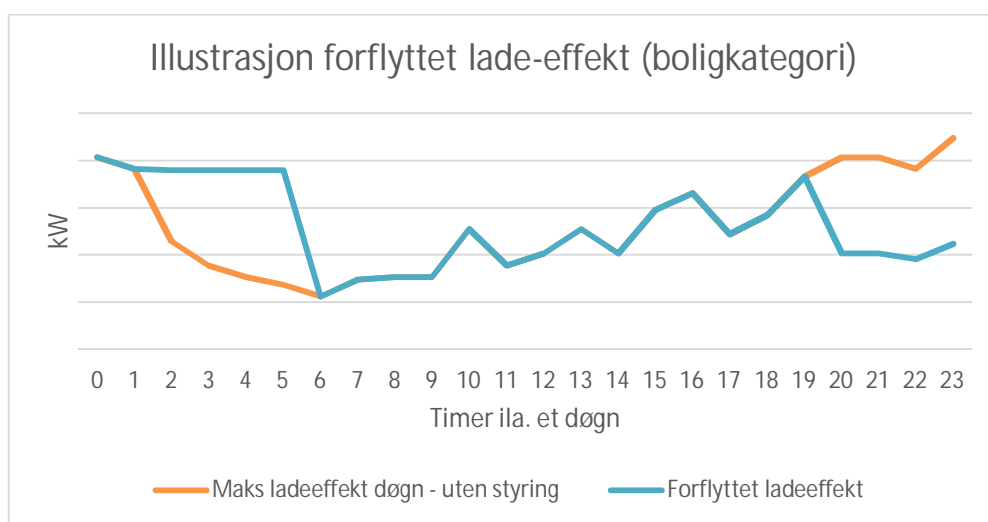
Oppsummert ligger spennet i beregnet makseffekt for stasjonære behov mellom 3,5-5,2 MW, der øvre verdi representerer konservativ tilnærming.

I tillegg til å dekke de stasjonære elbehov på Spelhaugen må energisystemet også kunne forsyne en elektrisifisert bilpark for både beboere og besøkende. Både nasjonalt og internasjonalt er det knyttet stor spenning og usikkerhet til hvilken omstilling dette vil kreve av kraftsystemet og denne energiutredningen har derfor valgt å utrede dette i et eget dybdenotat 3 for Spelhaugen.

Notatet tar utgangspunkt i at den mest sannsynlige elbilandelen i 2030 i området er 30%, da det i utbyggingen er lagt til grunn en høy bilandel pr boenhet (ordinære p-normer) og nærhet til kollektivtransport i form av bybane på Spelhaugen og nærhet til knutepunkt for buss ved Oasen. En elbilandel lik 30 % tilsvarer at totalt 672 biler skal kunne lades innenfor området på ulike tidspunkt. Samlet sett utgjør dette et elektrisitetsbehov over året på ca. 1,3 GWh. Maks ladeeffekt for samme elbilandel anslås å være rundt 1 MW. Denne vil som regel inntreffe på kvelden pga flest elbilladere for bolig benyttes mellom kl. 18-23, og per i dag uten bruk av styringsmekanismer.

For å minimere at effekttopper for elbil sammentreffer med effekttopper for stasjonære behov, bør det tas i bruk styringsmekanismer som kan flytte makseffekter til lavlastperioder om natten. Styringen av elbillasten bør for energisystemet på Spelhaugen være sentralisert basert på en prioriteringsrekkefølge: (1) tidsforskyvning effektbehov, (2) tilgjengelig overskudd fra solproduksjon og (3) balansering av forbruk/produksjon. Sistnevnte strategi kan oppnås ved av/på- eller demping f.eks på de biler som har vært tilkoblet lengst (og etter avtale). Gunstige prismekanismer over døgnet og året vil være med å bidra til at slik smart sentralisert styring vil aksepteres av bileierne. Et siste scenario er at man også på sikt kan utnytte tilgjengelig kapasitet i elbilbatteriene til regulering tilbake i nettet.

Figur 8 viser eksempel på hvordan forflytning av ladeeffekt (blå kurve) fra de timene hvor de stasjonære behovene i boligene allerede er høyest (kl 19-24) til natt vil være med på å holde sammenlagret effekt nede.



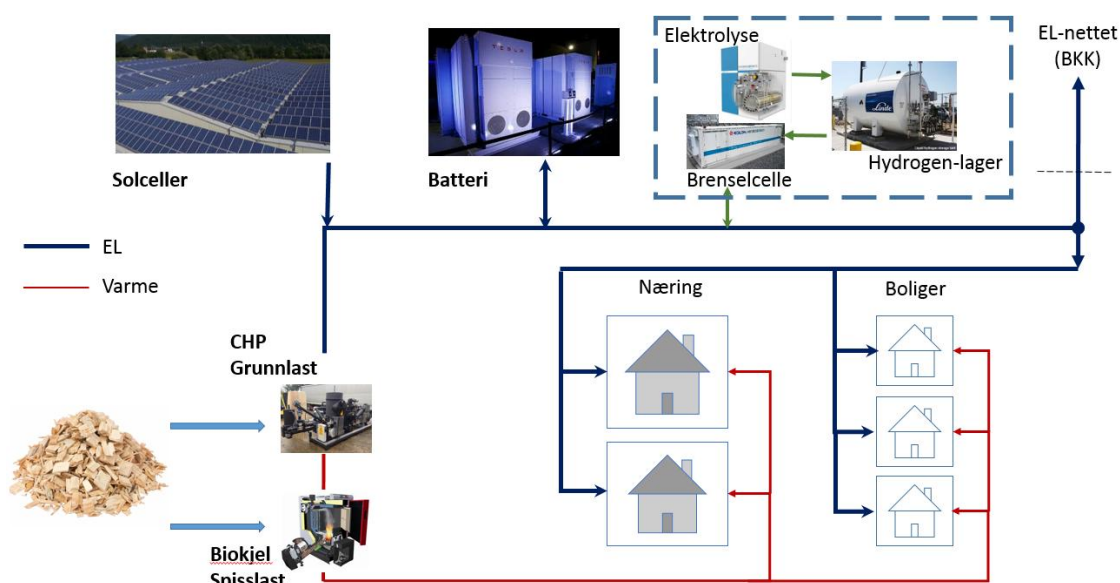
Figur 8 - Eksempel som viser hvordan lading av elbil ved hjelp av styringsmekanisme kan flyttes til lavlastperiode

Dybdnotat 3 om elbil-lading har som en alternativvurdering også sett på 50% elbilandel og bildeleordning. 100% elbilandel kan selvsagt bli en realitet i 2050, men antall biler i området er høyt estimert pga ordinære p-normer, slik at 50%-scenarioet representerer høyeste antall biler. En bildelingsbil krever høyere ladeeffekt per bil pga hyppigere bruk og vil bruke tilnærmet like mye energi som de privateide bilene tilsammen, men maks effekt reduseres på grunn av færre antall biler. Forflytning av effekt vanskeliggjøres forøvrig noe med bildeling. Bildeleordning vil uansett være en gunstig ordning for området, og når elbilene som er forventet på markedet om kort tid får egenskapene med V2G-lading (tilbakeføring av effekt til nettet) vil bildeleordning være en måte å sikre at det er biler med denne muligheten som anskaffes.

**Oppsummert har altså utredningen hatt som mål å analysere behovene grundigere med utgangspunkt i state-of-the-art kunnskap som finnes i faglige miljøer og sammenligne disse tall mot dagens praksis hvor det benyttes tommelfingerregler og erfaringstall. Totalt el-behov per år beregnes til ca 20 GWh/år og makseffekt uten spesielle smarte styringstiltak til 5 MW med «bottom-up»-analyse. Det er da forutsatt konservativt at el-bilenes makslading sammenfaller med maksbehovet stasjonært. Rapporten vil videre se på hvordan disse behovene kan dekkes med det foreslåtte konseptet for lokal energiproduksjon.**

### 3 Teknisk konsept energiproduksjon

Konseptet som utredes er en løsning med flisfyrte CHP-maskiner som produserer både varme og elektrisitet, i kombinasjon med solceller. Utredningen har sett på hvorvidt denne teknologien, i samspill med eventuelle lagringsløsninger, kan forsyne den tiltenkte utbyggingen. Figur 9 viser den skjematiske fremstillingen av konseptet hentet fra dybdenotat 4 som tar for seg produksjonsanalysen som er utført.



Figur 9 - Prinsippkisse teknisk hovedkonsept

### 3.1 Biobasert CHP

#### 3.1.1 Teknologi og primærkilder

Kombinert varme- og kraftproduksjon (Combined Heat and Power eller kogeanlegg) er ansett som en energiforsyningsteknologi som har potensiale til å redusere primær energibruk og totale klimagassutslipp, forutsatt fornybart brensel. Dette oppnås gjennom samtidig produksjon av elektrisitet og varme fra samme energikilde. Ettersom varmen produsert av CHP er vesentlig større enn den produserte elektrisiteten, vil potensialet til CHP-systemer avhenge av en passende integrering med tilhørende varmebehov.

Virkemåten i en flisfyrte CHP-maskin er basert på en såkalt gassifiseringsprosess. Dvs at flis blir varmet opp til en meget høy temperatur uten å tilføre tilstrekkelig oksygen for fullstendig forbrenning. Man vil da få en energirik gass (syntesegass). Gassen blir kjølt ned og renses gjennom filtre, for så å sendes til en forbrenningsmotor (otto-motor). Motoren er koplet direkte på en generator. Generatoren blir drevet av forbrenningsmotoren og produserer dermed elektrisitet, mens det også blir avgitt termisk varme. Virkningsgraden for en flisbasert otto-motor er typisk 20-25% for el-produksjon og 70-80% for varmeproduksjon.

Andre biobrensel enn flis kunne vært aktuelle for prosjektet. Pellets har erfaringsmessig for høy pris til å være konkurransedyktig i så store anlegg som det her er snakk om, men man kan se for seg biogass eller bioolje som alternative brensel. Biogass gir høyest virkningsgrad og lavest investeringskostnader, men biogass er lite tilgjengelig i Bergen i dag. Biogass kan produseres fra tørrstoff, slam eller annet organisk avfall vha en råtningsprosess. En annen måte å produsere gass fra fast masse er å la den gjennomgå en pyrolyseprosess som produserer syngas. Disse gassene kan utnyttes i en intern forbrenningsmotor. Biogass produseres nå i Rådalen basert på slam fra kloakkrensaneanlegg i et samarbeidsprosjekt mellom Bergen kommune og BiR, men ifølge vedtak i byråd og fylkeskommune vil denne biogassen vil være forbeholdt busser i transportsektoren.

Når det gjelder bioolje kan den også produseres på mange måter av ulike organiske råstoffer. Tidligere har det blitt reist en del etiske diskusjoner i forhold til hvordan bioolje har blitt fremstilt (fortrengning matjord f.eks), så det er viktig å sette spesifikke krav rundt dette ved eventuelle innkjøp. Bioolje er til nå lite brukt på Vestlandet men det er forventet å ta noen markedsandeler som erstatning for fossil olje til byggoppvarming fordi oljekjeler relativt lett kan konverteres. Bergen Kommune har derimot politisk besluttet at konvertering til bioolje ikke er en aktuell løsning for deres bygg.

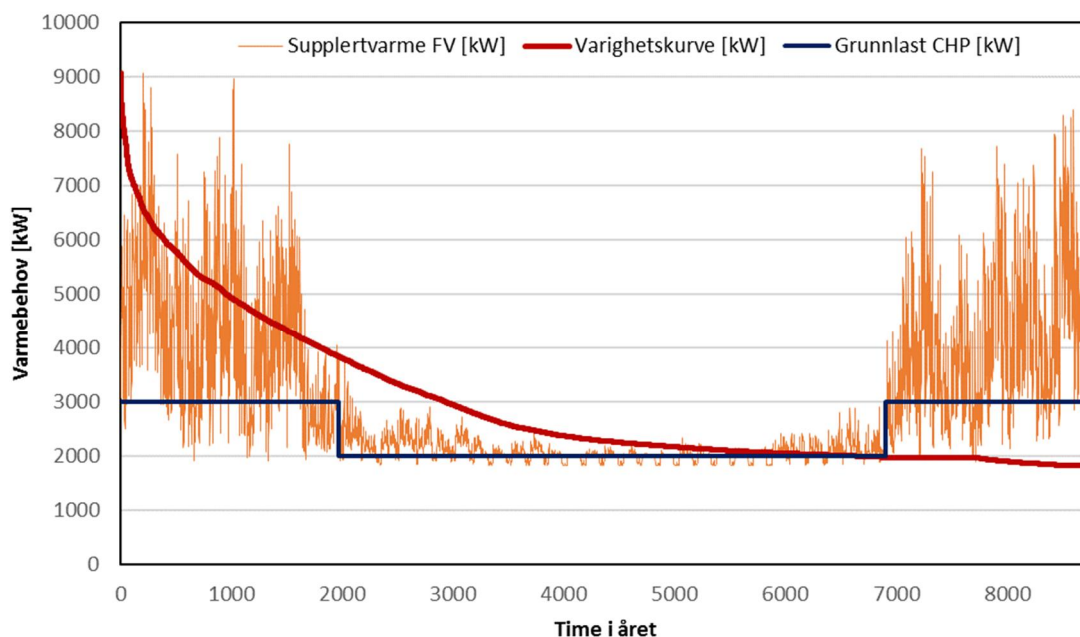
Basert på disse overordnede vurderingene er flis derfor beholdt som primærenergikilde i konseptet som utredes for Spelhaugen. Generelt er flisfyrte CHP per i dag en lite brukt teknologi i Norge, men har vært vanlig i andre nordiske land som Sverige, Finland og Danmark. Statsbyggs Campus Evenstad er til nå det eneste som er satt i drift med flis (2016), mens Heimdal videregående skole er et prosjekt som er under bygging og etter sigende er basert på biogass. På grunn av økende fokus på nullenergi- og nullutslippsbygg er det ventet at biobasert CHP-teknologi nå fremover vil kunne få fotfeste også i Norge.

### 3.1.2 Løsning Spelhaugen

I konseptet vil CHP-maskinene benyttes som grunnlast for å dekke varmebehovet i området, mens en biokjel vil fungere som spisslast og som back-up. Detaljer rundt løsning og mulige leverandører er omtalt i dybdenotat 4. Her i hovedrapport presenteres de funn som er avgjørende for helhetsforståelsen av energisystemet.

Et viktig prinsipp i dimensjonering av installert effekt til CHP er å få mest mulig stabil drift for anlegget. Dimensjonering av grunnlast er derfor gjort ved å ta hensyn til dagens flisbaserte CHP-teknologi som driftes best med av/på-regulering. Installert effekt til CHP er beregnet til 3 MW varme og tenkt delt over flere parallelle koblede enheter. Dette øker forsyningssikkerhet og reguleringsevne for produksjonskapasiteten. Behovstilpassede akkumuleringsvolum (tanker) for produsert varmtvann i energisentralen må også prosjekteres inn. Om sommeren når det hovedsaklig er behovet for varmt tappevann som gjør seg gjeldende, kan grunnlastdriften gå ned til ca 2 MW, noe som da også legger til rette for at det årlige vedlikeholdet av alle CHP-maskinene kan gjøres på denne tiden av året (alternerende). Figur 10 viser hvordan installert effekt for CHP-anlegget er planlagt i forhold til behovsprofilene for varme. Mens de oransje linjene viser verdier fra time 0 (1.januar) til time 8760 (31.desember) er den røde linjen de samme verdiene bare sortert etter synkende behov (varighetskurve). Grunnlasten dekker 33% av maks effektbehov, men 82 % av energibehovet. Resterende dekkes altså av den konvensjonelle fliskjelen.





Figur 10 - Timesprofiler for grunnlastdimensjonering. Oransje kurve viser timeverdier for termisk behov i kronologisk rekkefølge gjennom året, mens rød kurve er varighetskurve hvor verdiene er sortert i synkende rekkefølge. Mørkblå linje viser drift av CHP over året.

Som «bi-produkt» fra varmeproduksjonen får man produsert elektrisitet. Hvor mye er avhengig av virkningsgrader, men med de forutsetninger som er lagt i grunn i dybdenotatet vil CHP-maskinene produsere ca 850 kW om vinteren og 550 kW om sommeren. Årlig el-leveranse ca 6,1 GWh. (Tilsvarende 1 del elektrisitet for hver 3,5 del varme) Siden CHP går som jevn grunnlast, gir dette også en jevn grunnlasttilførsel til den lokale elforsyningen i området.

## 3.2 Solenergi

Mens CHP-maskinene er avhengig av et varmebehov for å kunne produsere elektrisitet, og derfor produserer mest om vinteren, har solceller som vi vet en motsatt profil, med høyere produksjon vår, sommer og høst. I planene vil det derfor være et krav til utbyggerne at man skal utnytte tilgjengelige innstrålte flater, både tak og fasader, til solceller.

I Norge har solceller lenge vært en lite benyttet teknologi, men de to-tre siste årene har antall installasjoner virkelig skutt fart. I 2015 ble det installert totalt 2,45 MW solceller i Norge, som var ti prosent mer enn i 2014. Med økt etterspørsel og markedsvolum, som gir erfaringer og en positiv pris- og teknologit utvikling, vinner solceller terreng som alternativ energikilde også i Norge. For nullutslippsbygg, som det nå bygges flere av i Norge, inngår det vanligvis i konseptet for å kompensere for materialbruk og energi i drift.

For Spelhaugen ble det innledningsvis gjort en forenklet vurdering av potensialet for utnyttelse av sol til el-produksjon. Iht estimat fra arkitektene i Gehl utgjør totalt takareal rundt 80 000 m<sup>2</sup>. Av dette vil en del være uegnet pga skygge fra nabobygg, men utnyttelse av fasadeareal kan oppveie for dette. En vanlig faktor for arealutnyttelse til solceller på tak på

80% betyr i så fall en maksimal installasjon på 64 000 m<sup>2</sup>. Dette tallet vil man derfor finne igjen flere steder i utredningen.

I dybdenotat 4 presenteres mer underbyggende om mulighetene for optimalisering i forhold til helningsvinkler, orienteringer, virkningsgrader etc. Dette er valg som må tas i detaljprosjekteringen slik at produksjon matcher behov på best mulig måte. Det man imidlertid tidlig kom frem til i utredningen var at kapasiteten i el-nettet på Spelhaugen var en begrensning for full utnyttelse. 64 000 m<sup>2</sup> solceller ville gi en maksimal el-produksjon på nærmere 10 MW, og som presentert tidligere i rapporten ligger nettets overføringskapasitet på 4-5 MW. Dersom området skal håndtere energi- og effektmengdene fra så stor solproduksjon midtsommers må enten nettet forsterkes slik at effekt kan mates ut, eller så må lagringsløsninger som kan håndtere store energimengder installeres. Som rapporten senere skal komme inn på er løsningene for slik lagring ennå noe umodne.

Siden scenariet med 64000 m<sup>2</sup> som representerer maksimal utnyttelse av bygningsmassen ga disse utslagene, ble det valgt å se på et alternativ som matcher behov og nettkapasitet i området bedre. Enkel iterasjon viste at 50 000 m<sup>2</sup> representerer en produksjon som er mer tilpasset nettets kapasitet. Selv om det på klare dager kan bety en produksjonseffekt på 6-7 MW avhengig av installasjon, vil enkel styring av utmatningseffekt i forhold til nettkapasitet ut av området ikke bety store «strupningstap», kun 100 000 kWh/år beregnet både i dybdenotat 4 og 6. Dersom man i tillegg introduserer en relativt nøktern batteristørrelse på 1MW/2MWh reduseres dette tapet til ca 30 000 kWh.

### 3.3 Energisystemets balanse

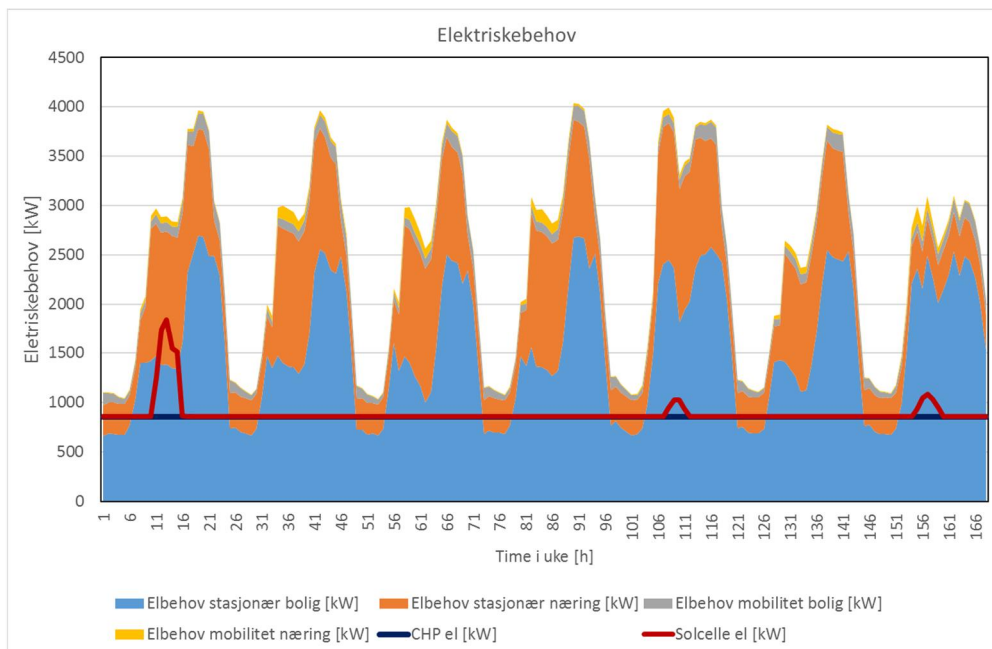
Energibalansen i området er studert for ulike tidsperioder. Vanlig praksis er gjerne å betrakte de totale energimengder over året. Dersom årlig produksjon er lik årlig forbruk betraktes dette i mange sammenhenger som null-balanse og området/bygget omtales som 100% selvforsynt. Med denne tilnærmingen, men hensyntatt nettets begrensninger og dertil nedskalering av solanlegget, kan man si at Spelhaugen oppnår å være selvforsynt med ca 70 % av energibehovet:

$$\frac{6,1 \text{ GWh (årlig elproduksjon fra CHP)} + 7,8 \text{ GWh (årlig elproduksjon fra 54 0000 m}^2 \text{ PV)}}{20 \text{ GWh (årlig elbehov stasjonært og mobilitet)}} = 70 \%$$

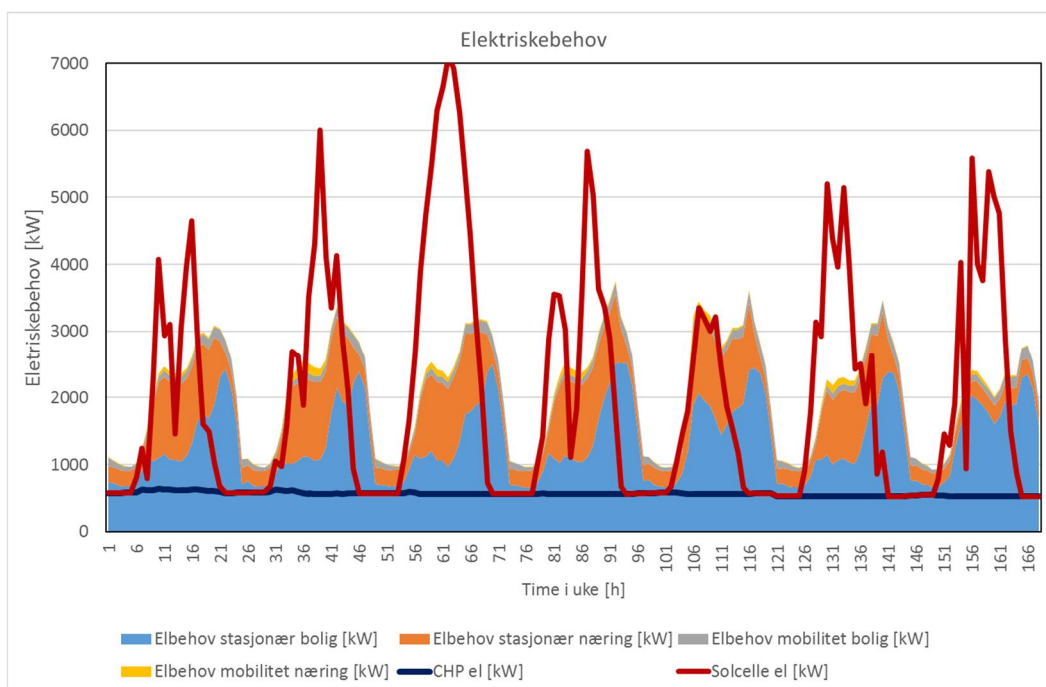
En slik vurdering tar ikke hensyn til faktisk balansering med reell tidsoppløsning. Denne utredningen har derfor også sett på energibalansene på hhv døgn- og timebasis. For varme er man jo 100% selvforsynt, så betraktningene gjelder el-balanse.

Figurer for en utvalgt uke om vinteren og en uke om sommeren (hentet fra dybdenotat 4) viser hvordan balansen mellom behov og produksjon kan se ut på timesnivå. Figurene viser situasjon uten batteri. På vinteren er det i all hovedsak el fra CHP som bidrar med sin produksjon, noe som betyr at kjøpt effekt utenfra konservativt regnet (uten smart styring el-bil lading) aldri overstiger 4,2 MW (5 MW behov fratrukket 0,85 MW produksjon). Om sommeren ligger CHP-el inne med en noe lavere grunnlast og sammen med en høy solproduksjon er det mange timer der el vil bli eksportert ut av området i fravær av et energilager. Simulering viser at på timesnivå er området selvforsynt med energi ca 1700 timer (tilsvarer tilsammen ca

70 dager) Dersom man ser på energibalansen per døgn øker dette tallet til 80 dager, men for at dette skal bli realistisk i praksis krever det en eller annen form for energilagring.



Figur 11 - Eksempeluke om vinteren. El-produksjon fra sol bidrar minimalt, men el fra CHP dekker en god andel av grunnlastbehovet.



Figur 12 - Eksempeluke om sommeren. El-produksjon fra sol er høyere enn behovet i mange timer og må dermed eksporteres ut av området i fravær av energilagring. El fra CHP ligger også inne pga biprodukt fra varmtvannsproduksjonen (tappervannsbehov)

### 3.3.1 Energilagring

Energilagring, spesielt av elektrisk energi, er forventet å bli en viktig del av fremtidens lavutslipps energisystem. Lagring kan bidra til at uregulerbare fornybare kilder som sol og vind kan utnyttes bedre ved å lagre når det er overskuddsproduksjon og tilbakeføre når det er behov. Lagring kan også ha en viktig funksjon for bedre utnyttelse av overføringskapasitet i nettet ved å jevne ut forbrukstopper. Som vi forstår av balansebetraktningene vist over må samtidighet mellom produksjon og behov håndteres både på kort sikt (døgn/time/minutt) og helst også på lang sikt (sesonglagring).

Utredningen av mulige teknologier for energilagring i dette energisystemet er presentert i et eget dybdenotat 5. Notatet tar for seg vurderinger av tilgjengelige teknologier i forhold til kommersiell modenhet, risiko og kostnadsutvikling. Foreløpig ser batterier (litium-ion) ut til å være den teknologien som er mest kommersielt tilgjengelig (benyttes b.a. av Tesla) og enklest å ta i bruk, men kostnaden er fremdeles høy. En relativt moderat lagringskapasitet på f.eks 1MW/2MWh er med oppdaterte priser kalkulert til ca 8 MNOK eks mva.

Selv om simuleringstallene for el-balanse viser at området kan klare seg uten energilagring utfra en nettnivåbetraktning, anbefales det likevel at batterier inkluderes i konseptet. Effektbalansen på kritisk tidspunkt kan konservativt betraktes som noe marginal, og et batteri vil være med å øke forsyningssikkerheten for området. Som prioritet to kan samme batteri også være med på å øke utnyttelsen av lokalprodusert energi, men dette blir med begrensede energimengder. Dersom målet er å øke graden av selvforsyning utover de beregnede 70% er det derimot sesonglagring som må til. Da snakker man om høyere energimengder og da vil CAES (Compressed Air Energy Storage) og hydrogen være mer lovende. Fordi sesonglagring er påvist å ikke være nødvendig for å løse utfordringen med begrenset nettkapasitet inn mot Spelhaugen, kan beslutning om slik lagring skyves frem i tid. Ferdig utbygget område med maks solinstallasjon vil tross alt inntreffe tidligst i 2030.

Når det gjelder vurderinger av mulige batteristørrelser er dette utredet i dybdenotat 6 som omhandler kraftssystemet. Teknisk- og økonomiske vurderinger tilsier at en batteristørrelse på 1 MW/2MWh vil være en fornuftig størrelse utfra dagens marked. Det man skal være klar over er at prinsipielt må batterier i et norsk kraftssystem regulatorisk behandles som en produksjonsenhet, og nettselskap har derfor ikke anledning til å eie og drifte batterier i sine system.

## 4 Energidistribusjon og sluttbrukerteknologi

### 4.1 Termisk distribusjonssystem

Distribusjon av varme fra energisentralen og ut til kundene er planlagt som et konvensjonelt fjernvarmeanlegg. Rørledninger for tur- og retur legges i bakken i en hovedtrase og med stikkledninger frem til de ulike forbruksstedene. I hvert bygg varmeveksles varmen over til byggets eget varmeanlegg (sekundærside). Grensnitt eierskap går normalt ved at fjernvarmeleverandør eier rør og utstyr frem til og med stussene på sekundærsiden av veksleren. Hvordan varmedistribusjonen videre internt i byggene løses er ikke en del av utredningen, men som tidligere nevnt er det forutsatt lokal akkumulering av varmt forbruksvann og det bør også på plass retningslinjer for å sikre en lav returtemperatur. Det ligger muligheter for å finne forenklede systemer på grunn av passivhusenes egenskaper med lavt varmetap.

Når det gjelder temperaturnivå er trenden i utgangspunktet at man ønsker lavtemperatursystem og man snakker gjerne om fjerde generasjons fjernvarmesystem; 4GDH (DH=District Heating). Fordelene med lavtemperatur er at overføringstapene blir mindre og at man kan utnytte alternative lavtemperaturkilder som varmepumpe, spillvarme etc. Turtemperaturen i et fjernvarmesystem er som regel utekompensert og holder derfor en lavere temperatur når det er mildt, men som vist for bygningsmassen på Spelhaugen er varmebehovet betydelig mindre påvirket av utetemperatur enn normale områder. En utfordring er hvordan man ivaretar legionellasikring med bruk av kun lavtemperatur distribusjonssystem. Iht veileder fra Folkehelseinstituttet skal alt varmt forbruksvann som akkumuleres holde minst 70°C. Skulle varmt forbruksvann komme direkte fra egen fjernvarmeveksler, noe som er det vanligste i større bygg, er kravet at det skal kunne oppnås minst 70°C på tappestedene til behov for såkalt sjokkbehandling. Det finnes også alternative metoder som benytter seg av ionisering av vannet i stedet for økt temperatur, men også disse har sine utfordringer. Siden energikilden for varmesystemet på Spelhaugen er CHP-maskiner og fliskjel, kan man i utgangspunktet tenke at en turtemperatur rundt 80°C er uproblematisk og derfor ivaretar kravene til legionellasikring.

Grovt skissert vil det være behov for et fjernvarmenett på ca 3 km for å dekke sluttbrukerne i den nye bydelen. Da det også blir aktuelt med et eget lokalt kraftsystem for elektrisitet som man skal se i neste kapittel, vil det gi synergier mhp grøftkostnader etc dersom dette planlegges samtidig. Det samme vil jo gjelde infrastruktur for øvrig (vann og avløp, fiber, evt bossug), så et eget infrastrukturprosjekt bør igangsettes så snart bydelssatsningen får «grønt lys».

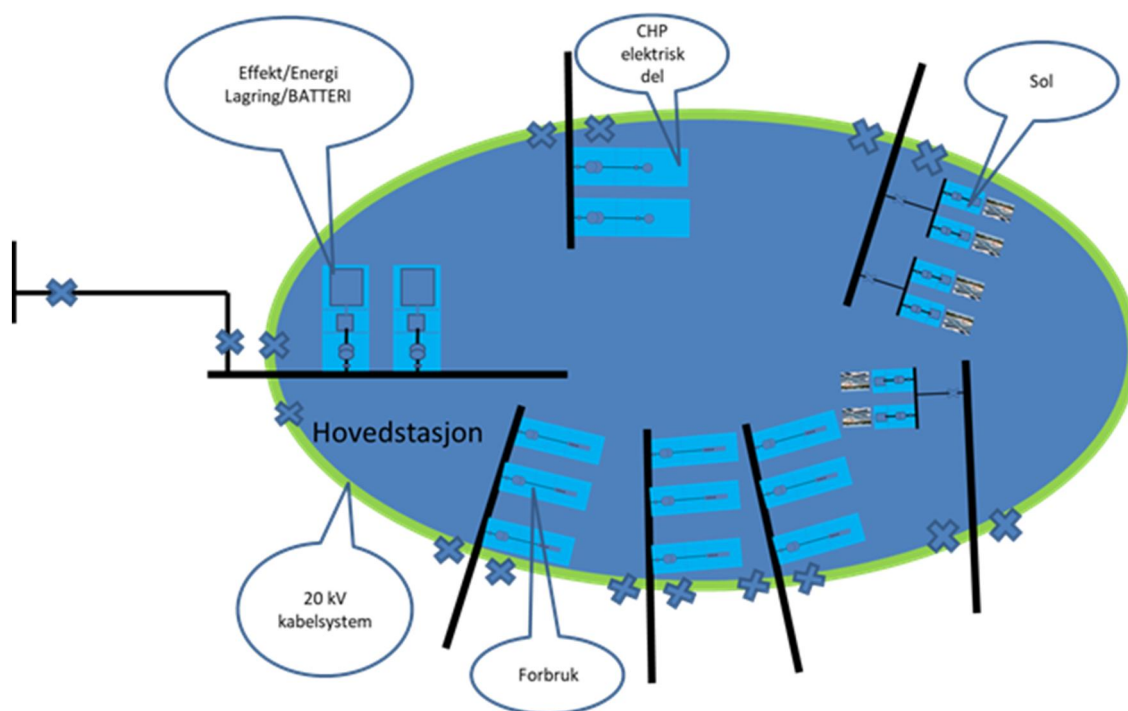
## 4.2 Lokalt kraftsystem

Det skjer nå et tidsskifte i hvordan lokal produksjon og nett kan integreres i etablerte kraftsystem. Angarde AS ønsker å ta del i dette skiftet ved å etablere lokal energiproduksjon. Dybdenotat 6 omtaler oppbygningen av et mulig elektrisk kraftsystem og vurderer mulige organisasjonsformer som kan ivareta ønsket ambisjon. De juridiske og regulatoriske barrierene oppleves i denne pilotsammenheng som mer utfordrende enn det tekniske, så hovedvekten av løsningsforslaget blir derfor gjengitt i hovedrapportens kapittel 5 *Juridisk*, men de henger selvsagt tett sammen.

Som vist er det på sikt ikke nødvendig å oppgradere nettet inn til Spelhaugen dersom CHP-anlegget realiseres, og i alle fall ikke dersom det installeres batteri. Dagens kraftsystem på Spelhaugen er et 11 kV-system. Et nytt kraftsystem på Spelhaugen vil sannsynligvis bli utbygget med 22 kV. Dette fordi det er dagens standard spenningsnivå. I tillegg til de estimerte priser i dybdenotat 6 kan det derfor komme en transformator mellom 11 kV og 22 kV. Det er vurdert at man må ha et distribusjonsnett på 3-4 km for et nytt lokalt kraftssystem i bydelen. Grov kalkyle basert på REN planleggingsmodul tilsier da en investering på 10 MNOK eks mva.

Et alternativ til forslaget fra BKK Nett om å legge 3 nye kabler inn i området er å transformere fra 11 til 22 kV ved eksisterende transformatorstasjon. Dette vil medføre at eksisterende kabel kan overføre tilnærmet dobbel effekt. Det må forhandles med BKK Nett om hvem og hvor en slik transformator etableres.

Kraftssystem Spelhaugen tilkobles BKK Nett AS på et avtalt tilkoblingspunkt. Ut fra dette går et 22 kV ringnett som forbinder de ulike produksjonsenheter og forbruksenheter i Spelhaugen-området. Ringforbindelsen sikrer redundant forsyning og øker driftssikkerheten og opptiden til de ulike sluttbrukere og produksjonsenheter. Figur 13 illustrerer prinsippet for hvordan dette er tenkt.

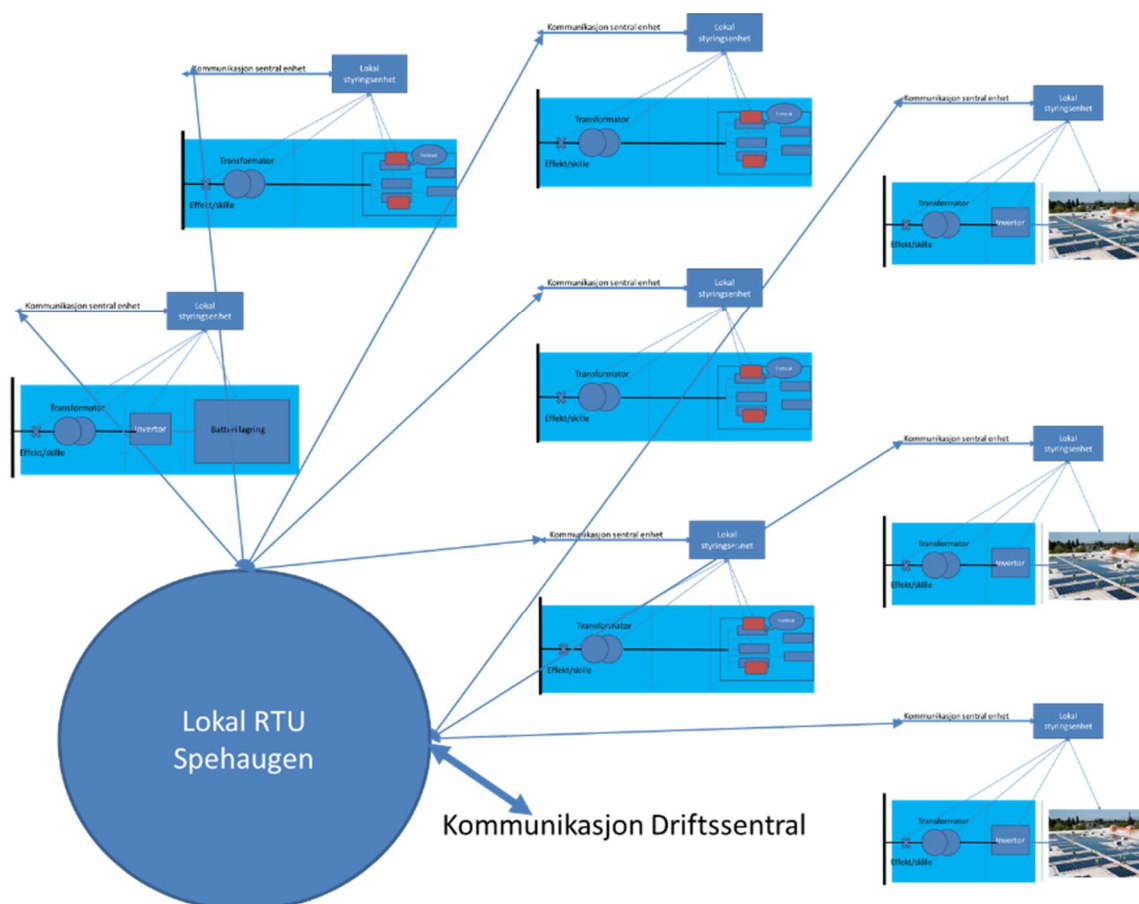


Figur 13 - Prinsippsskisse elektrisk kraftssystem

Det etableres et antall 22 kV nettstasjoner på området. Hvor mange vil være avhengig av detaljprosjekteringen av anlegget. Til nettstasjonene kobles produksjonsenheter for CHP og batteri og forbruksenheter. Bygg med solceller bør mate inn på lavspenningsiden i felles nettstasjon. Små enheter som eneboliger og rekkehus med solproduksjon vil ha sin sammenkobling på lavspenningsiden sammenkoblet med forbruket i de ulike enheter. Som vi skal se under kapittel for økonomisk analyse kan dette også vise seg å være et alternativ for de større solanleggene.

Digitaliseringen av elektrisk utstyr, både på husholdnings- og kraftsystemnivå, gjør det mulig å styre forbruket slik at det blir en mer jevn fordeling over døgnet og at lasttoppene dermed blir dempet. Slike styringsfunksjonaliteter samles gjerne under overbegrepet *smart-grid*. SCADA-systemer /styringssystemer har lang tradisjon i kraftforsyningen, men det nye er at nytt utstyr gir mulighet til å samle store datamengder, bearbeide disse og utføre handlinger basert på denne informasjonen. Den enkelte forbruksenhet vil bli utstyrt med smarte målere og etter hvert vil alle norske forbrukere bli tilkoblet «Elhub» som skal drives av Statnett, men «Elhub» vil ikke påvirke den interne styringen av de enkelte forbruksenheter innenfor det lokale kraftsystemet. Det må derfor planlegges med et smartgrid-system som har evnen til å samle data, bruke data til handlinger og deretter evaluere konsekvensen av handlingene. Her benyttes HAN-porten på AMS-målerne til slike løsninger. På Spelhaugen vil et slikt system gi muligheten for å optimalisere driften av det lokale kraftsystem og sikre at de

operative krav tilfredsstilles. Figur 14 viser prinsipielt hvordan et slikt styringssystem kan være satt opp.



Figur 14 - Smartgrid system oversikt

Ifølge beregninger utført i behovsanalysen kan ca. 3,6 GWh av totalt 20 GWh forbruk per år vurderes som fleksibelt forbruk. På grunn av at alle termiske behov allerede er flyttet bort fra el-behovet er dette lavere tall enn i ordinær bygningsmasse, så i all hovedsak gjelder det elbiler, oppvask- og vaskemaskiner og tørketromler (evt frysere, kjøleskap i svært korte tidsintervaller) Det er allikevel vanskelig å tallfeste hvor mye smart styring av forbruket kan bidra til å redusere effekt og øke selvforsyningen i området. Grunnen til dette er at fullstendig overstyring av det som anses som fleksibelt forbruk er urealistisk da dette ville medføre et signifikant minket komfortnivå for beboerne. En så «streng» løsning ville nemlig bety at klesvask, lading av elbil osv. ikke kan foretas når beboerne ønsker det men kun når det passer i områdets lastprofil. I stedet bør det finnes en kompromissløsning, der den fleksible styringen av forbruket kan overkjøres av brukeren. Med tanke på elbillading er det også mulig å tilby ulike avtaler som inneholder mer eller mindre fleksibilitet iht. kutting av lading i høylastperioder. Kunder som ønsker å lade bilen sin når som helst uavhengig av lastsituasjonen i det lokale kraftsystemet vil i dette tilfelle måtte betale en høyere pris, mens lading av bilen kun i tider med lav last eller høy produksjon ville tilbys til en bedre pris. De

tidligere nevnte 3,6 GWh fleksibelt forbruk er altså å forstå som en teoretisk øvre grense til smart-grid funksjonalitetens besparelespotensial. Det faktiske potensialet vil avhenge utformingen til selve funksjonaliteten så vel som aksepten for løsningen blant beboerne og næringsdrivende i området.

### 4.3 Varmedrevet kjøling

Rapporten har til nå sagt lite om hvordan kjølebehovet i området skal dekkes, og dette skyldes at hovedvekten av utbyggingen er boliger som ikke krever kjøling. Kjølebehov er mye mer bruksavhengig enn varmebehov er, og følgelig også vanskeligere å estimere i tidligfase. Viktige passive prinsipper som utvendig solavskjerming, LED-belysning og energigjerrig utstyr er føringer som må følges for utbyggere og leietagere/brukere. Uansett er trenden at arbeidsplasser fortettes og utstyrmengden øker, så store deler av året vil nok mye av næringsarealene ha kjølebehov. Erfaringstall tilsier rundt 10 -20 kWh/m<sup>2</sup> alt etter type bygg, så med 60 000 m<sup>2</sup> kan man anta et behov i størrelsesorden 1 GWh.

Selv om det vil være noe korrelasjon mellom soldager og kjølebehov slik at solcellene dermed kan bidra med noe elektrisitet til å drifte kjølemaskiner, anbefales det å søke løsninger som dekker behovet med termisk energi i stedet, ved hjelp av såkalt varmedrevet kjøling. Slik kjøling kan fungere på to prinsipielt ulike måter; sorptiv kjøling eller absorpsjonskjøling.

Ved sorptiv kjøling må riktig teknologi integreres lokalt i ventilasjonsaggregatene på bygget. Tilført varme (fra fjernvarmen) tørker luften ved hjelp av en sorpsjonsrotor og luftbefuktning (enten direkte i tilluft eller indirekte i fraluft som varmeveksles), senker lufttemperaturen slik at kjøleeffekt oppnås. Fordelen med denne metoden er at man benytter samme infrastruktur for varme, og man kan unngå å bygge ut et fjernkjølenett i tillegg. Ulempen er at man må oppdimensjonere ventilasjonsaggregatene for å dekke kjølebehov så de krever noe mer plass og noe økt energibehov til vifter. Samt at man ikke har isvann for kjøling av store punktlaster som serverrom etc. Sorptiv kjøling har vært benyttet mye i Sverige, men ikke fått gjennomslag i Norge før nå. Hafslund skal nå levere til et første kontorbygg i Oslo, nærmere bestemt Olav Thon Gruppens nye kontorbygg på Youngstorget.

Den andre formen for varmedrevet kjøling kalles absorpsjonskjøling. Da er det varme som driver en kjøleprosess for å generere isvann, hvor varmen litt enkelt sagt erstatter den elektrisk drevne kompressoren som er i en vanlig kuldekrets. Med denne teknologien er man avhengig av å kunne avgi mye overskuddsvarmen på en «gratis» måte og derfor benyttes den som regel kun der det er sjøvannskjøling tilgjengelig. Med andre ord er dette lite aktuelt for Spelhaugen. Det kunne vært mulig å kvitte seg med varmen med tørrkjøler-løsninger, men da igjen generer de et el-behov og tørrkjølere er heller ikke forenelig med estetikk og takareal som skal benyttes til solcelleanlegg.

Oppsummert er det sorptiv kjøling som vil være aktuelt å gå videre med, noe som betyr at man i behovstallene for termisk energi kunne lagt til et øket varmebehov pga dette. Som nevnt innledningsvis må dette detaljeres når de bruksavhengige kjølebehovene fremkommer på byggnivå, og det er vurdert at foreløpig utelatelse i behovsprofilene ikke påvirker hovedkonklusjonene for energikonseptet.



## 5 Juridisk

Dybdenotat 6 er et omfattende notat som tar for seg en rekke vurderinger knyttet til det juridiske, organisatoriske og økonomiske rundt etableringen av lokal kraftproduksjon på Spelhaugen og anbefales lest dersom man ønsker å se nærmere på bakgrunnstall og informasjon om temaet. Deler av dybdenotatet vil på enkelte punkter kunne avvike fra hovedrapport (gjelder håndtering av solanleggene), i så fall vil det være hovedrapporten som er gjeldende.

### 5.1 Organisering

Det er, slik utredningen har kommet frem til, tre alternativer for eierskap/drift av kraftsystemet på Spelhaugen:

1. **Produksjon AS og Nett AS opprettes og drives som uavhengige selskaper.** Nett AS må søke om områdekonsesjon og blir netteier som bygger, drifter og vedlikeholder nettet fra et tilknytningspunkt til BKK Nett AS. Intern nettleie finansierer det interne nettet og selskapet vil ha en inntektsramme fra NVE hvor inntektene reguleres. Kundene vil være Produksjon AS og sluttbrukere tilknyttet nettet. Selskapet vil ha en forsyningsplikt i området og har ansvaret for leveringssikkerheten. Feil i nettet hvor selskapet ikke leverer til sine kunder straffes via KILE ordningen. Konsesjonshaveren av et energinett skal ha egne ansatte som står for den daglige drift av selskapet og sørger for at selskapet drives teknisk og økonomisk som en kan forvente av en slik virksomhet.
2. **BKK Nett eier og driver nettet.** BKK bygger ut sitt nett og krever anleggsbidrag og deretter vanlig nettleie. Dette vil gjøre lokal kraftproduksjon vanskelig fordi Produksjon AS må betale store anleggsbidrag til BKK Nett AS etter bestemte regler. I tillegg må Produksjon AS betale BKK Nett AS innmatingstariff for lokal produksjon og fra batteri. Hvordan mellomlagring av solstrøm ute fra et bygg til et sentralt batteri vil håndteres er usikkert, f.eks. om det vil påløpe innmatingstariff to ganger i tillegg til full nettleie for kunden som tilslutt kjøper den.
3. **«Lukket system» der produksjon og nett eies og drives ett selskap.** I realiteten er det tvilsom gjennomførbarhet pga av brudd av energilovens prinsipp om adskilt produksjons- og nettvirksomhet, men det ville forenklet organiseringen. Det lukkede kraftsystem ville hatt samme tilkoblings- og avregningspunkt mot BKK Nett AS som i alternativ 1, men Produksjon AS ville eid både nett og produksjonsenheter. I dette tilfellet ville kostnadene knyttet til drift av det lokale nett inngå i driftsomkostningene til selskapet, fordelt som nettleie basert på forbruket til den enkelte. Prinsipielt bryter dette altså med energiloven.

En avgjørende sak i forhold til organiseringen er nettleien. Et mulig Nett AS vil ovenfor BKK Nett kunne opptre som en effektmålt næringskunde og inn- og utmating av kraft i dette punktet betales med gjeldende tariff for effektmålte anlegg for nettnivå 3 (22 – 11 kV). Siden effekten som trekkes er relativt lav pga. at varmebehovet dekkes ved CHP-anlegget ville dette redusere de årlige nettleiekostnader med ca. 700 000 kroner (se tabell 8 i dybdenotat 6). I tillegg åpner effektmålt nettleie for en ytterligere reduksjon av nettleieutgiftene pga batteriet som demper toppene til forbruket. Siden effektmålt nettleie i store deler er basert på effekttopper, ligger batteriets potensiale til å redusere denne kostnaden på ca. 500 000-600 000 kroner (samme tabell), noe som kan være helt avgjørende for å få økonomi i batteriet. Et

dilemma er at denne besparelsen tilfaller Nett AS, mens det er Produksjon AS som iht lovverk i dag må eie batteriet. Det kan være aktuelt å søke NVE om dispensasjon for dette.

Opprettelse av eget nettselskap som bygger ut og driver nettet på Spelhaugen vil føre til byggekostnader på ca. 10 millioner kroner og antatt årlig drift på 1 million kroner. Dette gir en intern nettleie på 15,7 øre/kWh på strøm som egenproduseres og -brukes på Spelhaugen (med batteri). Denne nettleien er basert på egenforbruket, dvs. på den elektriske energien som både produseres og forbrukes lokalt og som det dermed ikke betales «vanlig» nettleie på. Utgifter og inntekter ved kjøp/salg av energi og nettleie i utvekslingspunktet, vil bli avregnet mot kundene utfra aktuelt balanseregnskap.

I alternativ 2 bør det ses på muligheter for å oppnå en lignende løsning som Nett AS, der egenprodusert og brukt strøm på området er unntatt den «eksterne» nettleien. Det bør være mulig å finne en løsning som ivaretar interessene til netteier, prosjektpartnere, myndighetene og ikke minst kundene. Det er stor interesse for lokale kraftsystem basert på fornybar energi og den regulatoriske rammen bør tilpasses denne interessen. Vår anbefaling er å bruke dybdenotat 6 som grunnlag til forhandlinger med BKK Nett om en avtale som gjør foretrukket behandling av lokal kraftproduksjon og effektmålt nettleie mulig. Det kan skapes en vinn-vinn situasjon hvor utbygger bruker lokal produksjon og energi/effektlagring og nettkonsesjonær slipper å bygge ut fordi topper blir kuttet av batteriet. En kan også tilby nettselskapet å bli bort koblet under spesielle driftsforhold i nettet. For dette kan utbygger kreve kompensasjon fra nettselskapet. Hvis en slik avtale *ikke* kan oppnås er alternativet å opprette Produksjon AS og Nett AS som beskrevet i alternativ 1.

## 5.2 Kraftomsetning

Produksjon AS må ha omsetningskonsesjon av sin elektriske produksjon og for å delta i kjøp/salg av kraft (kraftomsetning). Det ligger søknadsskjema på [www.altinn.no](http://www.altinn.no). Produksjon AS vil kunne få omsetningskonsesjon og må rapportere til NVE en teknisk /økonomisk rapport fortløpende for denne virksomheten. Denne inneholder faktureringsrutiner, antall kunder, kundesystemer og marked/salg strategi. Rapportering skjer 3 måneder etter oppstart og deretter med 6 måneders mellomrom.

Videre må det søkes om konsesjon på tilkobling av produksjonsanleggene. Alle energianlegg over 1000 V er konsesjonspliktige. Dette betyr at anleggene knyttet til Produksjon AS må søke konsesjon på CHP og batterianlegg og tilknytning til solanleggene når disse overstiger 100 kW eksportert kraft. Byggets transformator benyttes til innmating av solkraft på høyspentsiden. Dette betyr at en kan omfordele overskuddskraft til andre bygg og anlegg på området, lade sentrale batterier eller selge ut av området.

Det er i utgangspunktet lagt til grunn at Produksjon AS eier solanleggene på de store byggene, mens mindre boliger som eneboliger, rekkehus etc. eier sitt eget anlegg og forsyner egen enhet. Et system for kjøp/salg mellom disse minste enhetene er derfor mulig via Nett AS etter prinsippet i plusskundeordningen. For å gjøre det enkelt å bli plusskunde har NVE gitt en generell dispensasjon fra enkelte krav i dagens forskrifter, og de definerer plusskunde som:

*Sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.*

Ordningen innebærer at det lokale nettselskapet kan kjøpe overskuddskraft fra plusskundene til spotpris og avregne kunden et negativt innmatingsledd. Kunden slipper andre tariffledd på innleveringen og slipper å ha egen balanseavtale med Statnett. Avhengig av videre utredning kan det være aktuelt å benytte plusskundeordningen også på større bygg og sameier, eventuelt med lokalt plasserte batteri.

Produksjon AS kan bli medlem i kraftbørsen Nord Pool og kjøpe/selge kraft via denne børsen. Kravene for medlemskap er: en finansiell situasjon som er akseptabel, momsregistrert og avtale med Statnett om balansering i området. Dette betyr at det må foreligge en avtale mellom BKK Nett AS og Produksjon AS i utvekslingspunktet på Spelhaugen.

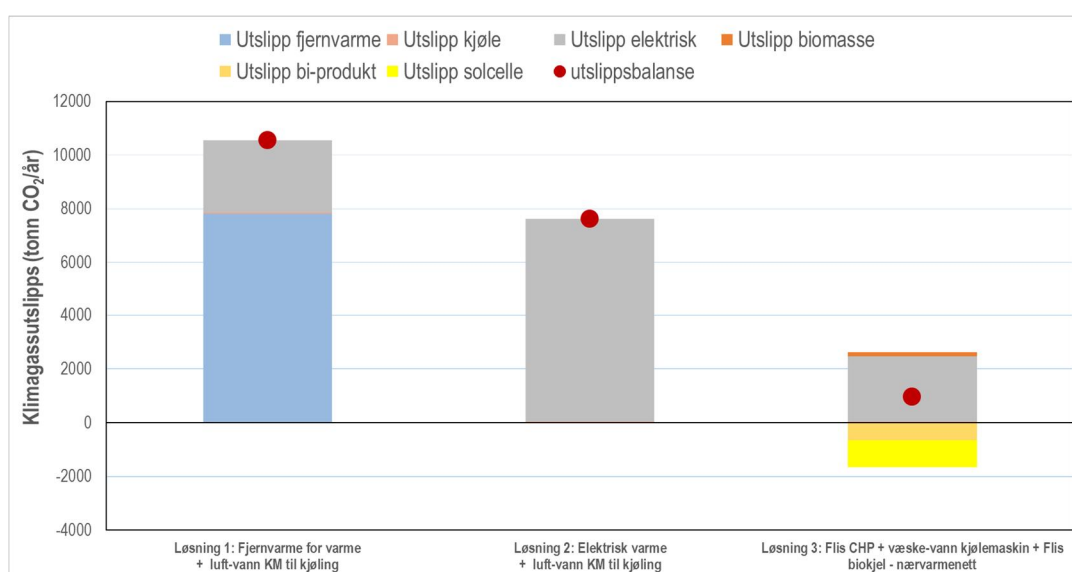
Sluttbrukermarkedet for elektrisitet er konkurranseutsatt og hver sluttbruker skal ha rett til fritt å velge kraftleverandør. En viktig problemstilling vil derfor være bindingen mellom kundene i området og Produksjon AS. Spesielt gjelder dette for solproduksjon som har høye faste kostnader (investeringen) og lave variable kostnader, noe som gjør at det viktig å kunne fordele de faste kostnadene på flest mulig solgte kilowattimer. Det kan derfor vurderes muligheter for å finansiere solcelleanleggenes installasjonskostnader gjennom sameiet/borettslaget, f.eks mot at de mottar andeler i produksjonsselskapet. Når de faste kostnadene finansieres på en slik måte vil den produserte elektrisiteten kunne tilbys til gunstigere priser og «gulroten» for boligeiere kan f.eks være mulighet for utbytte fra produksjonsselskapet. En annen mulighet er å sikre kundebindingen med forpliktende strømvtales på sameie-/borettslagsnivå slik det i dag er vanlig for TV- og internettavtaler og delvis også for strøm. Her vil den individuelle beboeren ikke kunne inngå egen strømvtale. Løsninger beskrevet i dette avsnittet, sammen med mulige andre forslag, bør utredes grundigere når endelig organisasjonsform er valgt. Dersom man i stedet lar solproduksjon på området bli ivaretatt gjennom en plusskundeordning og at anleggene ikke eies av Produksjon AS, forenkles bildet betraktelig, men det kan gå ut over selvforsyningsgraden til området.

## 6 Miljø

Miljømessig vil biobaserte CHP-anlegg være mest gunstig når CO<sub>2</sub>-utslippsfaktoren for elektrisitet er høy. Norsk elektrisitet er forbundet med lave CO<sub>2</sub>-utslipp pga vannkraft, men Norge er en del av et europeisk kraftmarked hvor el-miksen har høyere klimagassutslipp. Det planlegges utvidet overføringskapasitet og det forventes større interaksjon med det europeiske kraftnettet i årene fremover. Samtidig er det sannsynlig at EU-elmiksen stadig blir renere pga økt utbygging av fornybare kilder som sol og vind. Konseptutredningen for Angarde har benyttet seg av studiene gjort gjennom forskningssenteret ZEB (SINTEF/NTNU) som er det nærmeste man kommer en standardisering av slike CO<sub>2</sub>-faktorer for alternativvurdering over livsløp. Utslippsfaktoren der er satt til 130 g CO<sub>2</sub>/kWh for elektrisitet. For avfallsbasert fjernvarme er også metodikken i ZEB-veileder fulgt, men korrigert til oppgitt brenselmikse for Bergen for 2016, noe som betyr en utslippsfaktor på 190 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Dybdnotat 7 omhandler utredningen av den nye bydelens miljøpåvirkning og det er satt opp et forenklet klimagassregnskap som viser potensialet for postene: materialbruk, stasjonær energibruk og energibruk for mobilitet (biler). Det er ikke sett på postene for arealbruksendring, innbyggernes forbruk, avfall eller øvrig infrastruktur. Statsbyggs verktøy [www.klimagassregnskap.no](http://www.klimagassregnskap.no) er benyttet i beregningene.

For stasjonær energibruk sammenlignes utredet energikonsept med to business-as-usual-løsninger: enten TEK17 bygningsstandard og med fjernvarme fra BKK (løsning 1) eller TEK17 bygningsstandard og med helelektrisk oppvarming (løsning 2). For begge disse referanseløsningene kjøpes all elektrisitet fra eksternt kraftnett. Figur 15 viser sammenligningen av alternativene der løsning 3 altså er det foreslåtte energikonseptet. Negative utslipp skyldes produksjon av elektrisitet fra solceller og CHP-anlegg. Biomasse er iht ZEB-metodikk i utgangspunktet regnet som karbonnøytral, men noen utslipp skal medtas pga verdikjeden for hogst, produksjon og transport. Resultatet viser at foreslått energikonsept har potensiale for å redusere årlige klimagassutslipp med ca 9500 tonn CO<sub>2</sub>-ekv/år knyttet til bygningenes driftsfase.



Figur 15 - Totale klimagassutslipp for stasjonær energibruk i området. Søylar viser utslipp for ulike poster, mens prikker viser netto balanse.

Dybdenotat 7 har også sett grovt på klimagassutslipp for materialbruk og transport, hovedsaklig for å synliggjøre muligheter og potensiale. Håndtering av avfall er ikke utredet, men vil være en viktig del av helhetsbildet for området. Som i all miljøvurdering er det viktig å se helhetsbildet, slik at sub-optimalisering ikke slår bein under de valgene som er det beste for kloden.

## 7 Økonomisk analyse

Basert på beregninger og vurderinger i dybdenotater og hittil i rapporten presenterer dette kapittel noen økonomiske nøkkeltall. For å kunne beregne en pris på den ferdig produserte energien i systemet må man se på de komplette investeringskostnader for både energisentral, solcelleanlegg og distribusjonssystem, i tillegg til brenselutgifter og løpende FDV-kostnader. Da utredningen er på konseptnivå er dette en krevende øvelse, siden størrelser og mengder ikke er detaljert, men helhetsbildet er tilstrebet tallfestet så godt det lar seg gjøre basert på tilgjengelig informasjon fra leverandører, bransjeorganisasjoner, erfaringstall i litteratur etc.

### 7.1 Brenselkostnader flis

Driften av CHP-maskinene er basert på gassifisering av skogsflis med høy kvalitet, dvs lavt fuktinnhold, krav til størrelse og finstoffinnhold. Selv om det ikke finnes opplagte leverandører av denne typen flis i Hordaland per i dag, vil Angarde sitt anlegg være stort nok til å kunne gi grunnlag for opprettelse av en produksjonslinje. Ved full utbygging vil behovet for brensel være ca 7700 tonn/år til CHP-maskiner og biokjel.

Potensialet av tilgjengelig biomasse samt praktiske forhold for produksjon ligger til rette flere steder i fylket. Det er et viktig poeng at logistikkjeden for å bringe brenselet fra skogen og til brukeren er effektiv, både mhp kostnad og transportutslipp. Kostnaden for brensel hos sluttbruker er en av de viktigste faktorene som påvirker konkurransekraften til bioenergi, og siden flis har lavere energitetthet enn alternative brensler, blir transportkostnaden en tilsvarende større del av prisen. Dersom Angarde beslutter å gå videre med konseptet, vil markedsarbeid for å finne gode samarbeidspartnere på leverandørsiden være en viktig oppgave.

For konseptutredningen nå er det valgt å ta utgangspunkt i at tørr flis kan kjøpes til samme pris som Statsbygg har på Campus Evenstad, det tilsvarer 250 kr/m<sup>3</sup>. Dette anlegget er det eneste idriftsatte CHP-anlegget basert på flis i Norge pdd. Det kan argumenteres for at Angarde kan oppnå en bedre pris på grunn av betydelig større volum, men usikkerhet rundt transportkostnad gjør at denne marginen også kan frafalle. Med en energitetthet på 4,6 kWh/kg og volumtetthet på 167 kg/m<sup>3</sup> tilsvarer denne innkjøpsprisen en ekvivalent energipris på ca 0,325 kr/kWh før virkningsgrader hensyntas.

Et alternativ til å kjøpe ferdig tørket flis er å investere i tørkeutstyr selv, noe som er en optimaliseringsmulighet som kan ses videre på i en evt detaljeringsfase. Da vil man kunne skille mellom ulike tørrhetskrav for flis til grunnlast i CHP-maskinene og flis til spisslast i de vanlige fliskjelene og dermed slippe unna med en lavere innkjøpspris på brenselet. Men tørkeutstyret vil kreve øket investering, areal og høyere energibruk så dette er en avveining. I investeringsanalysen er det lagt til grunn kjøp av tørr flis, og at den samme flistypen benyttes både til grunnlast og spisslast. Se tabell 1 som oppsummerer forutsetningene for brenselkostnadene i prosjektet. Det er foreløpig ikke lagt til grunn at eksisterende pelletskjel benyttes videre, da den antas utfaset innen fullt effektbehov nås.

Forutsetninger		Base case
Innkjøpspris skogsflis 10% fukt	[kr/m <sup>3</sup> ]	250
Volumtetthet flis 10% fukt	[kg/m <sup>3</sup> ]	167
Energitetthet 10 % fukt	[kWh/kg]	4,6
Brenselpris flis eks virkningsgrad	[kr/kWh]	0,325
Termisk virkningsgrad CHP	[%]	70 %
Virkningsgrad fliskjel	[%]	85 %
<b>Brenselpris varme produsert fra CHP</b>	<b>[kr/kWh varme]</b>	<b>0,465</b>
<b>Brenselpris varme produsert fra fliskjel</b>	<b>[kr/kWh varme]</b>	<b>0,383</b>

Tabell 1 - Forutsetninger brenselkostnader

## 7.2 Investeringskostnader

Estimerte investeringskostnader fremgår av tabell 2. Alle tall er eks mva. Kostnader til selve fjellhall/bygningsmessig er foreløpig ikke inkludert i kalkylen, da dette utredes parallelt i egne utredninger og for energisentralens lønnsomhet vil kostnadene kunne fordeles med andre funksjoner (renovasjon, VA, parkering etc).

Tabell 2 - Estimerte investeringskostnader eks mva

Poster		Base case	
Investering CHP-installasjoner	[NOK]	52 500 000	Komplette inkl automatikk/el
10% bulkrabatt	[NOK]	-5 250 000	Korreksjon på grunn av mange enheter (kan vurdere større enheter neste fase)
Investering fliskjeler	[NOK]	7 225 000	Antatt ny fliskjel 9 MW og at eksisterende pelletsjel fases ut innen fullt behov
10% usikkerhet, 5 % prosjektkostnader	[NOK]	8 171 250	PL, myndigheter, prosjektering, byggeledelse, idriftsettelse etc
Sum CHP og fliskjel	[NOK]	62 646 250	
Siloer	[NOK]	5 000 000	
Transportbånd	[NOK]	5 000 000	
Dagtanker	[NOK]	1 000 000	
Røykpipe	[NOK]	2 000 000	
Automatikk	[NOK]	2 000 000	
Flistørke	[NOK]	-	Foreløpig ikke med, forutsatt tørr flis levert
Reinvestering	[NOK]	1 000 000	20% av kostnader som reinvestering pga levetid
10% usikkerhet, 5 % prosjektkostnader	[NOK]	2 400 000	PL, myndigheter, prosjektering, byggeledelse, idriftsettelse etc
Sum øvrig varmesentral	[NOK]	18 400 000	
Investering tekniskrom/fjellhall	[NOK]	-	Foreløpig ikke med, utredes parallelt og kostnader kan deles med øvrige funksjoner
Sum investering varme eks FV-nett	[NOK]	81 046 250	
Investering fjernvarmenett	[NOK]	15 000 000	Antatt 3 km rør. Lavere grøftekostnader pga synergi med kraftnett
Påkoblinger + målere	[NOK]	3 800 000	
Reinvestering	[NOK]	1 900 000	5% reinvesteringer av deler i kundesentraler
10% usikkerhet, 8 % prosjektkostnader	[NOK]	3 726 000	PL, myndigheter, prosjektering, byggeledelse, idriftsettelse etc
Sum fjernvarmenett	[NOK]	24 426 000	
Investering sol-installasjon	[NOK]	66 500 000	50 000 m <sup>2</sup> , 190 Wp/m <sup>2</sup> , 7000 kr/kWp (30% reduksjon ift dagens 10 000 kr/kWp)
Reinvestering	[NOK]	6 650 000	Reinvestering en gang til invertere + div (7% av investering)
5 % prosjektkostnader	[NOK]	3 325 000	
Sum sol	[NOK]	76 475 000	
Investering batteri-anlegg komplett	[NOK]	8 000 000	Iht dydbenotat "Kraftssystem"
Reinvestering	[NOK]	-	
Sum batterianlegg	[NOK]	8 000 000	

Samlet investering i tabellen utgjør 190 MNOK eks mva. Som vi husker ble investeringskostnader knyttet til distribusjonsnett for elektrisk kraft kalkulert og behandlet som nettleievurderinger i tidligere kapittel, men inkluderes dette i samlet investering snakker man om en totalsum på rundt 200 MNOK eks mva. Inkludert i dette tallet er et påslag for usikkerhet/uforutsett på 10% i postene som berører energisentralen da de er de mest kompliserte og sammensatte.

## 7.3 Lønnsomhetsanalyse

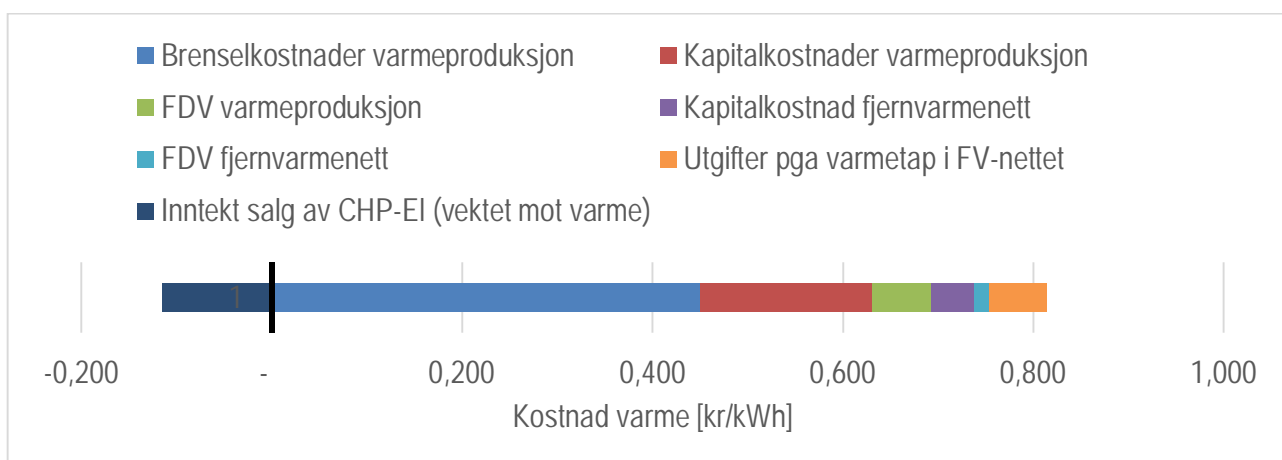
I lønnsomhetsberegningene er det lagt til grunn en kalkulasjonsrente på 4% og en analyseperiode på 30 år. Denne kalkulasjonsrenten følger gjeldende anbefaling fra Finansdepartementet (FIN, 2014) for samfunnsøkonomiske prosjekter. Angarde vil kunne ha andre vurderinger av lønnsomhet der renten må ses mot avkastningskrav etc, og i sensitivitetsanalysen i avsnitt 7.4 er det også gjort beregninger med 6 % for å sjekke utslag av høyere rente.

Levetidene er som vist i tabell 3.

Tabell 3 - Levetider

Vektet levetid CHP, fliskjel, varmesentral	[år]	30
Levetid rørrnett FV	[år]	60
Vektet levetid sol-installasjon	[år]	25
Levetid batterianlegg	[år]	15

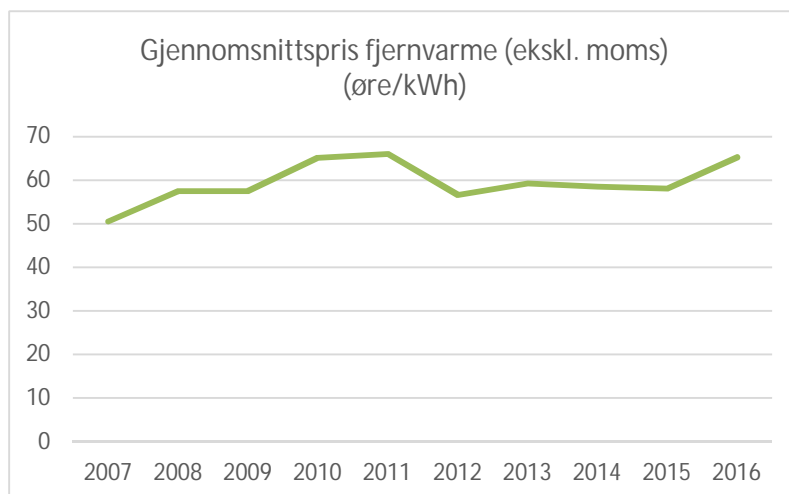
Ved å sammenstille brenselkostnader, kapitalkostnader samt forvaltnings-, drifts- og vedlikeholdkostnader, fremkommer en total produksjonskostnad for varme fra energisentralen på 81,4 øre/kWh. Dersom inntekt fra salg av CHP-elektrisitet inkludereres i lønnsomhetsberegningen for varme med en antatt kraftpris på 45 øre/kWh, reduseres varmeprisen til 69,9 øre/kWh. Et tidligere skissert støttenivå fra Enova på 5 øre/kWh kan i tillegg komme til fratrukk slik at prisen kommer ned på **64,9 øre/kWh**. Figur 15 viser hvordan sammensetningen av varmeproduksjonskostnadene er fordelt, før støtte.



Figur 16 – Viser fordelingen av de totale produksjonskostnader for fjernvarme fra Spelhaugen energisentral. Som man ser utgjør brenselkostnaden den største andelen og er derfor en variabel som påvirker prisen i stor grad.

Fjernvarmeprisene i Norge er tett knyttet til prisen på elektrisitet. I energiloven er det bestemt at kunder med tilknytningsplikt til fjernvarme ikke skal betale mer en tilsvarende pris for elektrisk oppvarming, mens utenfor konsesjonsområdene reguleres dette naturlig av konkurranseforhold. Figur 16 med tall fra SSB viser hvordan prisutviklingen for fjernvarme har vært de siste årene. I 2016 lå gjennomsnittsprisen på 65,2 øre/kWh eks mva. Å vurdere markedspotensialet av en fremtidig fjernvarmepris må derfor ses i sammenheng med fremtidig el-kraftpriser, og som vist i dybdenotatet om kraftsystemet er det forventet at denne vil øke. En varmepris som kalkulert for Angarde sitt prosjekt må derfor vurderes som lovende, men kapitalkostnadene for fjellhallen kan bli utslagsgivende. Ved å legge til en antatt verdi på 10 MNOK som energisentralens investeringsbidrag til fjellhall, økes total produksjonskostnad for varme fra 81,4 øre/kWh til 84,6 øre /kWh.





Figur 17 - Statistiske gjennomsnittlige fjernvarmepriser i Norge eks mva (kilde: SSB)

Som vi ser ligger det altså til rette for konseptets biobaserte energiproduksjon. Ved å betrakte inntekten fra CHP-el som en subsidiering av varmeproduksjon, økes marginer og risiko reduseres for denne delen av energisystemet. Inntekten kunne selvsagt vært inkludert som subsidiering av totaliteten i hele energikonseptet, men ved å synliggjøre det på denne måten tydeliggjør det at den biobaserte delen av systemet, som jo kan realiseres uavhengig av solproduksjonen, er lønnsom.

Produksjonskostnadene for solcelleenergi er nemlig vanskeligere å få lønnsomhet i per i dag. En enkel vurdering av diskonterte investeringskostnader (76,5 MNOK) og årlige FDV-kostnader (0,5% av investering) gir en produksjonspris for sol-elektrisitet på 67,3 øre/kWh. Dersom denne skal omsettes av Produksjon AS må prisen i utgangspunktet konkurrere med spot-pris på kraftmarkedet, som iht dybdenotat 6 varierte rundt 20-40 øre/kWh i 2016. Hvordan nettleie og innmatingstariff kan håndteres blir dermed utslagsgivende for markedsvurderingen lokalt:

Så lenge solstrømmen benyttes til eget forbruk konkurrerer den mot totalpris for kjøpt elektrisitet som inkludert vanlig nettleie og avgifter normalt ligger rundt 90-100 øre/kWh. Et alternativ er derfor å la utbyggerne investere i solcelleanleggene og benytte seg av den tidligere omtalte plusskundeordningen. Med en slik løsning er det fremdeles mulig å bruke batterier, men dette må skje i hvert bygg. Dette ville i grove trekk tilsvare scenarioene beskrevet i denne rapporten, men balansering av forbruk og produksjon mellom de ulike bygg ville bli vanskeligere, og størrelsen på solcelleanlegget kan måtte begrenses. Dette ville derfor gå ut over områdets grad av selvforsyning og sannsynligvis gi en høyere investeringskostnad, men den tilkommer jo da ikke Produksjon AS. Nettleievurderingene av det interne nettet vil også bli påvirket på grunn av lavere inntektsgrunnlag. Dersom man kunne fått dispensasjon for å levere større effekt enn 100 kW ut på høyspentringen ville det motvirke ulempe.

Når det gjelder lønnsomheten for batteriet er dette behandlet i dybdenotat 6. Årlige kapitalkostnader vil utgjøre ca 720 000 kr/år med 4% kalkulasjonsrente, mens inntektene pga peak-shaving er estimert til 500 000 kr/år besparelse i ekstern effektmålt nettleie. Det vil si at dersom potensielle inntekter fra kjøp/salg til ulike tider på døgnet, samt økt egenforbruk og mulig inntekt ved deltagelse i Statnetts marked for frekvensbalansering

utgjør mer enn 220 000 kr/år, kan batteriinvesteringen bli lønnsom. På grunn av regelverket som tilsier at det er Produksjon AS som må eie batteriet kan fordelingen av kostnader og inntekter mellom de og Nett AS utløse noen utfordringer. Uavhengig av lønnsomhet bør uansett batteri velges som et sikkerhetstiltak for det lokale systemet.

## 7.4 Sensitivitetsanalyser

I økonomimodellen er det gjort noen utvalgte beregninger for å se på følsomheten av enkelte inndata:

1. Økt rente fra 4% til 6%
2. Økt brenselpris fra 250 til 280 kr/m<sup>3</sup>
3. Økte investeringskostnader med 10%
4. Redusert salgpris CHP-el fra 45 til 35 øre/kWh

Alternativene er simulert enkeltvis, dvs ikke sammenlagret. Resultatene er gjengitt i tabell 4. Av de utvalgte alternativene er det rentebetingelsene som gir de største utslagene.

*Tabell 4 - Følsomhetsanalyse alternative scenario. Tallverdier er øre/kWh eks mva*

	<b>Produksjonskostnad fjernvarme</b> eks støtte eks CHP-el-salg	<b>Produksjonskostnad fjernvarme</b> eks støtte inkl CHP-el-salg	<b>Produksjonskostnad sol-el</b>
<b>Referansescenario</b>	<b>81,4</b>	<b>69,9</b>	<b>67,3</b>
Økt rente til 6%	88,2	76,8	83,2
Økt brenselpris til 280 kr/m <sup>3</sup>	87,3	75,8	uendret
Økte investeringskostnader med 10%	84,6	73,2	74,0
Redusert salgpris CHP-el fra 45 til 35 øre/kWh	uendret	72,5	uendret

## 8 Anbefalinger for videre arbeid

Denne rapport med sine dybdenotater er ment å gi et helhetsbilde av energikonseptets muligheter og konsekvenser. Et så stort og komplekst pilotprosjekt i så tidlig fase vil selvsagt inneholde usikkerheter, men som nevnt innledningsvis er betraktningene søkt å være så sporbare og transparente som mulig for håndtering av disse i det videre arbeidet. I dette avsnitt belyses noen forhold som kan være aktuelt for prosjektet i kommende fase som ytterligere beslutningshjelp/«saksgang»:

- **Søknadsmulighet for storpilotstøtte Enova (introduseres primo 2018)**

Den 28.11.17 ble det avholdt markedsdialogkonferanse hvor Enova orienterte om at de kommer til å lyse ut invitasjon til gjennomføring av en storpilot i 2018. Følgende tekst i invitasjonen viser aktualiteten for Spelhaugen-prosjektet:

*Energisystemet har i dag store mengder fleksibilitet som av ulike årsaker ikke blir nyttiggjort. Store utviklingskostnader, høy risiko for den enkelte aktør, eksisterende regulering og liten kommunikasjon mellom de ulike markedsaktørene er barrierer som hindrer en effektiv utnyttelse av fleksibiliteten. Enova har noen tanker og ideer rundt disse temaene, men vi trenger innspill fra dere. Enova arrangerer derfor markedsdialogmøter for å få innspill på hva vi sammen kan gjøre for å få fram de beste prosjektene som bryter ned disse barrierene. Dette er prosjekter som bidrar til bedre utnyttelse av fleksibiliteten i og mellom bygg, områder og energisystem. Målet er at energisystemet videreutvikles gjennom teknologi og nye forretningsmodeller mot et framtidig lavutslippssamfunn.*

I utlysningen, som er antydnet å komme i januar eller februar 2018, vil det bli lagt opp til en prekvalifisering der innhold, oppstart, gjennomføringstidsrom, spredningseffekt, samarbeid med aktører og bransjer, potensiale for uttesting av nye løsninger og stor vekt på bygging blir vurdert. Ifølge konferanse med Enovas representanter på dialogmøtet var tilbakemeldingen at Angarde hadde mange interessante forutsetninger for å komme i betraktning og timing tidsmessig er perfekt. Det er avsatt noen hundre millioner til programmet som vil bli utlyst som en anskaffelse ikke under ESA-paraplyen. Mer info kommer på Enova-konferansen eller i februar 2018.

- **Søke samarbeidspartnere på flisleveranse lokalt/regionalt**
- **Utføre et skisseprosjekt for all viktig infrastruktur**
- **Utføre spredningsberegninger av lokal røykgass** (størrelse, høyde på nærliggende bygg, luftinntak og topografi, samt avstand til disse for å verifisere nødvendig høyde på skorstein)
- Underlag fra de ovenstående kulepunktene vil kunne gi mer detaljert underlag for en sikrere og mer **detaljert økonomisk analyse**. Om behov kan det utføres en egen økonomisk utredning som gjør investeringsanalyser grundigere mhp ulike investeringstidspunkt, kontantstrømmer, ulike avkastningskrav etc.
- **Studietur til Campus Evenstad** for å se og høre driftserfaringene Statsbygg har hatt med sitt CHP-anlegg.

## 9 Oppsummering

Angarde AS har ambisjon om å utvikle Spelhaugen i Bergen til en grønn og levende bydel hvor energisystemet kan bli pilot for utvikling av nye løsninger. Energiutredningen har hatt som mål å vise hvordan området kan bli mest mulig selvforsynt med klimanøytral energi fra flisfyrte CHP-maskiner i kombinasjon med solceller og energilagring. Ved å dekke lavverdige termiske behov med varme fra energisentralens flisfyrte CHP-anlegg samtidig som det produseres elektrisitet, kan systemet klare seg uten forsterkning av kraftforsyningen inn til området.

Maksimalt potensiale for solinstallasjon på ferdig utbygd bebyggelse (tidligst i 2030) er ca 64 000 m<sup>2</sup>, men det genererer så høye effekttopper at for å nyttiggjøre denne energien må enten nettet forsterkes ut av området eller så må store energimengder sesonglagres. Førstnevnte er ikke ønskelig og sistnevnte er foreløpig vurdert som umodent og ulønnsomt, men beslutning om eventuell sesonglagring kan skyves frem i tid da evt igangsettelse av basisløsningene i konseptet er uavhengig av dette. El-produksjon fra ca 50 000 m<sup>2</sup> solceller gir passende effekt- og energimengder og gjør at området, sammen med el fra CHP, kan være forsynt med ca 70% egenprodusert elektrisitet når energibalansen vurderes over året.

Ved å installere en batteristørrelse på 1MW/2MWh oppnås en rekke fordeler i det lokale systemet: forsyningssikkerheten økes, effekttopper kan kuttes (noe som kan gi god økonomi dersom det lokale kraftssystemet kan behandles som en effektmålt kunde) og andel selvforsyning kan øke.

Mulig utnyttelse av smartgrid til styring av laster og produksjon er presentert, samt organisatorisk behandling av produksjon og nettselskap innenfor dagens regelverk.

En forenklet økonomisk analyse viser at bioanlegget med utbygd fjernvarmenett kan produsere konkurransedyktig energi, men kraft fra solproduksjon er avhengig av tilrettelagt nettleie for å være konkurransedyktig.

Klimagassregnskap for stasjonær energibruk viser potensiale for 9500 tonn CO<sub>2</sub>-ekv/år besparelse.

Foreslått løsning er nyskapende og det er interesse fra ulike aktører (Enova, NVE, Innovasjon Norge) for å teste ut konseptet.

## 10 Referanser

De fleste kildehenvisninger og referanser er oppgitt i hvert dybdenotat. Her oppgis kun de som er benyttet i hovedrapport:

TU, 2017 (<https://www.tu.no/artikler/musk-om-lastebilen-tesla-semi-et-beist/407462>)

SINTEF, 2017 (<http://www.sintef.no/projectweb/varmtvann/>)

FIN, 2014

([https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r\\_109\\_2014.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf))

**Vedlegg 1 Dybdenotat termiske behov**

**Vedlegg 2 Dybdenotat elektriske behov**

**Vedlegg 3 Dybdenotat el.bil lading**

**Vedlegg 4 Dybdenotat produksjonsanalyse sol og CHP**

**Vedlegg 5 Dybdenotat energilagring**

**Vedlegg 6 Dybdenotat lokalt kraftssystem**

**Vedlegg 7 Dybdenotat klimagassregnskap**