



Kræmer Eiendom As
Sluttrapport - Konseptutredning Kræmer Brygge

Utgave: 1

Dato: 28.08.2017

DOKUMENTINFORMASJON

Oppdragsgiver:	Kræmer Eiendom AS
Rapporttittel:	Enovareport Konseptutredning Kræmer Brygge
Utgave/dato:	1/ 28.08.2017
Filnavn:	Enovareport Konseptutredning Kræmer Brygge.docx
Arkiv ID	
Oppdrag:	609381-01–Kræmer brygge Konseptutredning energi og miljø
Oppdragsleder:	Fritjof Salvesen
Avdeling:	Energi og miljø
Fag	Energi og miljø i bygg
Skrevet av:	Liv Bjørhovde Rindal, Lars Bugge, Fritjof Salvesen, Andreas Mørkved, Peter Bernhard, Ingrid Dagsland Halderaker, Hilde Sæle, Randi Kalskin Ramstad, Henrik Holmberg, Christian Solli, Mie S. Fuglseth
Kvalitetskontroll:	Lars Bugge
Asplan Viak AS	www.asplanviak.no

FORORD

I desember 2013 besluttet Kræmer Eiendom AS å starte et analysearbeid for å identifisere mulige og riktige fremtidige aktører, arealbruk, konsepter, rekkefølge, finansiering etc for næringsarealene knyttet til Kræmer brygge i Stakkvollveien i Tromsø. Denne rapporten beskriver mulige miljøvennlige og bærekraftige energiløsninger for hele området Kræmer brygge.

Asplan Viak har vært engasjert av Kræmer Eiendom AS for å gjennomføre en konseptutredning om innovative energi- og klimaløsninger for Kræmer Brygge. Eirik Espejord har vært kontaktperson for oppdraget. Arbeidet er delfinansiert med støtte fra Enova.

Fritjof Salvesen har vært oppdragsleder for Asplan Viak.

Sandvika, 28.08.2017

Fritjof Salvesen

Oppdragsleder

Lars Bugge

Kvalitetssikring

INNHALDSFORTEGNELSE

1	Sammendrag.....	4
2	Søker	5
2.1	Om bedriften Kræmer Eiendom AS	5
2.2	Om prosjektet Kræmer Brygge.....	5
3	Om konseptutredningen	8
3.1	Konvensjonell teknologi for et slikt prosjekt	8
3.2	Energi- og miljøambisjon.....	8
3.3	Organisatoriske forhold ved lokal elproduksjon	8
3.4	Energibehov	11
3.5	Ressursgrunnlag	12
3.6	Teknologi for utnyttelse av områdeperspektivet.....	23
3.7	Kostnadsbesparelser ved effektutjevning	28
3.8	LCC analyse	29
3.9	Klimagassberegninger.....	33
3.10	Verktøy for bærekraftig områdeutvikling	35
3.11	Avtaler, tillatelser og samarbeidspartnere.....	36
4	Konklusjon og anbefalinger i prosjektet	37
5	Løsningens-/teknologiens markedspotensial	40
5.1	Beskrivelse av teknologiens nyhetsverdi	40
5.2	Beskrivelse av nytte/økt verdi fra innføring av løsningen/teknologien	40
5.3	Kort beskrivelse av markedspotensialet i Norge	41
5.4	Beskriv evt. involvering av norske teknologimiljø og utdanningsinstitusjoner	41
6	Oppsummering.....	42
7	Risiko og risikodempende tiltak	42

1 SAMMENDRAG

Kræmer Eiendom AS har ansvaret for forvaltning og videre utvikling av eksisterende eiendommer på Stakkvollveien – Kræmer Brygge. Denne rapporten beskriver mulige miljøvennlige og bærekraftige energiløsninger for hele området Kræmer brygge. Et ferdig utbygget område pr. 2035 er beregnet å omfatte totalt 141 000 m² BRA fordelt på bolig, kontor- og forretningsbygg. Det er en ambisjon at alle nybygg skal oppnå passivhusstandard, og mest mulig av energibehovet skal dekkes med lokalt produsert energi.

Det er i dag praktiske og regulatoriske utfordringer med å utveksle lokalt produsert elektrisitet mellom bygg. Per april 2017 må det gå via områdekonsesjonær sitt nett eller så må det søkes om egne konsesjoner for nett og omsetning. Dette er imidlertid et område i rask utvikling, og det er forventet regulatoriske endringer. I tillegg finnes det muligheter for å redusere energikostnader ved å ta i bruk Smart Grid teknologi, og å få høyere pris ved salg av elektrisitet ved å benytte seg av kommersielle aktører som legger til rette for dette.

Kræmer Brygge har flere muligheter for termisk energiforsyning. Følgende alternativer er vurdert: fjernvarme, sjøvannsbasert varmepumpe, grunnvarme (energibrønner med varmepumpe), spillvarme, solvarme og bioenergi. Varmepumpealternativene ses på som særlig aktuelle for området. Sjøvann er lett tilgjengelig, og det kan oppnås en relativt konstant temperatur. Det mest aktuelle alternativet er å ha kaldtvannsdistribusjon til alle bygg, som da får egen varmepumpe. Grunnen i området synes også å være geologisk godt egnet for varmeutnyttelse, men på grunn av begrenset areal kan det være nødvendig med ca. 500 m dype energibrønner for å dekke varmebehovet.

Fjernvarme kan også vurderes for Kræmer Brygge. Alle nye bygg vil ha høy energistandard og lavtemperatur oppvarmingssystem, noe som kan gi mulighet for eventuell tilkøpling til fjernvarmens returrør og derfor bør gi rimeligere fjernvarmepris. Det er også muligheter for å ta i bruk innovative løsninger med utnyttelse av overskuddsvarme fra fjernvarme i kombinasjon med grunnvarme på sommerstid. For å redusere varmebehovet kan det også være aktuelt med gråvannsgjenvinning i forbindelse med boligutbyggingen.

Solceller og vindturbiner er vurdert i forbindelse med lokal elproduksjon, hvor sistnevnte ikke regnes som aktuelt så tett opptil bebyggelse. På grunn av lav solhøyde bør solceller ha helningsvinkel > 25 grader, og retningsorientering bør ha mindre avvik en 45 grader fra syd. Det er beregnet at ca. 40.000 m² solceller plassert med litt forskjellig orientering vil dekke beregnet elbehov med et energisystem uten bruk av varmepumper. Her vil en stor andel av årsproduksjonen være i perioden april-august, og dette må enten eksporteres eller lagres. Kostnaden for solcelleprodusert el er beregnet til 160 øre/kWh med dagens markedspriser.

Effektprisene vil trolig øke i tiden fremover. Beregninger viser at tiltak som halverer de høyeste effekttoppene, medfører en besparelse på i underkant av 20% av totale el-kostnader, med dagens markedspris. Aktuelle tiltak for å redusere effekttoppene kan være lagring av strøm i batterier, varmelagring i vanntanker og investering i en større varmepumpe. Det er også gjennomført en analyse av livssyklus-kostnader for de mest aktuelle systemløsningene og en estimering av sannsynlige klimagassutslipp fra området. Dette estimatet viser at energitiltakene gir en reduksjon i utslipp på 61 %, sammenlignet med tradisjonell utbygging, på grunn av redusert energibehov og lavere utslipp med energiforsyning med varmepumpe.

Det vurderes at miljøoppfølgingsplanen (MOP) kan være et meget aktuelt verktøy for å sikre at omforente energi og miljømål følges opp gjennom utbyggingsfasene på Kræmer Brygge. Et miljøprogram skal fastsette de miljømålene som skal ligge til grunn for valg og prioritering av tiltak i et prosjekt gjennom hele prosjektets livsløp fra forprosjektfasen til riving-, avhendings- og gjenbruksfasen. MOP bygger på miljøprogrammet og fastsetter hvordan prosjekteier skal følge opp miljøprogrammets miljømål i ulike faser.

2 SØKER

I desember 2013 besluttet Kræmer Eiendom AS å starte analysearbeid for å identifisere mulige og riktige fremtidige aktører, arealbruk, konsepter, rekkefølge, finansiering etc. for næringsarealene. Selskapet har nå kommet videre, med etablering av relevante og fremtidsrettede konseptstudie, som bidrar til en helhetlig forretningsmessig utvikling av området.

2.1 Om bedriften Kræmer Eiendom AS

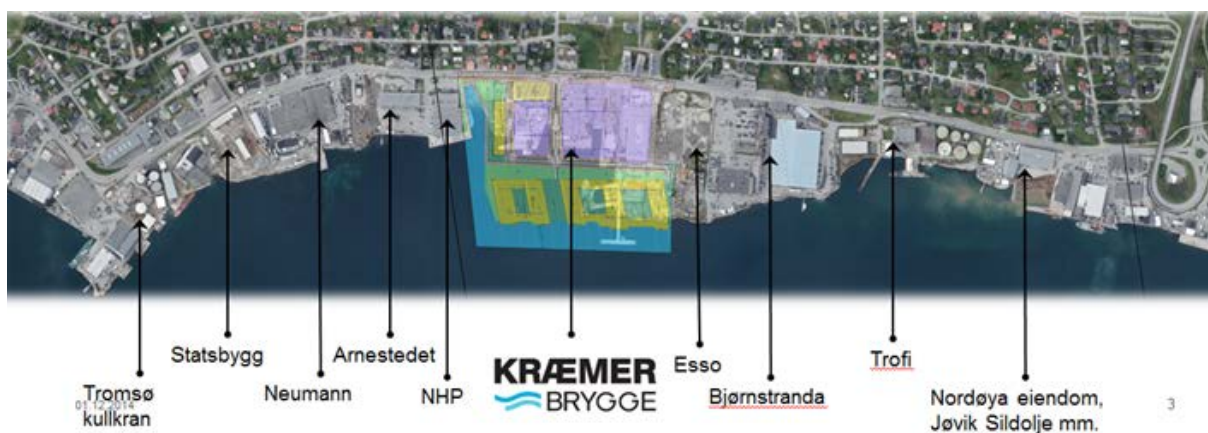
Kræmer-konsernet driver innenfor forretningsområdene eiendom, maritim forsyning og dagligvarehandel. Kræmer sin næringsvirksomhet ved Stakkevollvegen startet for ca 80 år siden, og før den tid drev Kræmer fangst og fiske med egne skuter fra samme område. På grunn av endring i ressurstilgang, markedsforhold, offentlige krav, beliggenhet, samt andre faktorer, ble det mot slutten av 90-tallet gjort strategiske beslutninger om å endre Kræmers kjernevirksomhet fra hovedfokus på fiskeri, til handel og eiendomsutvikling.

Kræmer-konsernet består i dag av 94 ansatte, herav 4 innenfor markedsområdet eiendom. Forretningsområdet eiendom ivaretas av selskapet Kræmer Eiendom AS. Selskapet har hovedansvar for forvaltning og videreutvikling av eksisterende eiendommer på Stakkevollvegen – området Kræmer Brygge. Selskapet er i betydelig vekst.

2.2 Om prosjektet Kræmer Brygge

Kræmer Eiendom AS har hovedansvar for forvaltning og videreutvikling av eksisterende eiendommer på Stakkevollvegen – området Kræmer Brygge. Bydelen skal omdannes fra et nedslitt og forurenset industriområde til et levende område med en god kombinasjon av bolig og næring.

Områdets sentrale beliggenhet ved Stakkevollvegen gir nærhet til offentlig kommunikasjon med svært god kollektivdekning. Området er lett tilgjengelig for alle transportmidler. Området er i stor omdanning og vil bli på sikt utgjøre "midtbyen" – sentralt beliggende, ved sjøen, mellom dagens sentrum og byens store arbeidsplasser i Breivika (sykehus, universitet, forskning, industri etc.). Om noen år vil området utgjøre en urban sammenbinding av dagens sentrum og store arbeidsplasser nord for området.



Figur 2.1 Kræmer brygge, beliggenhet i "midtbyen".

Kræmer Eiendom ønsker å være en pådriver i en imøtesett omdanningsprosess av arealene langs Stakkevollvegen.

Reguleringsplan for Kræmer brygge (L12-1624) ble stadfestet i juni 2013. Reguleringsplanen tillater utbygd 110.000 m² fordelt på 22.000 m² handel, 38.000 m² kontor og 50.000 m² til bolig. Med utgangspunkt i nasjonale og lokale signaler, vil det kunne åpnes opp for at samlet utbygd areal på sikt vil overstige 150.000 m².

Pr. 1. halvår 2016 består området Kræmer Brygge av ca. 41.500 m² næringsbygg. Hovedaktiviteten i dag er handel (ca. 10.000 m²), kontorer (ca. 6.000 m²), lett industri (ca. 5.000 m²), samt at en stor del av bygningsmassen benyttes som lager (ca. 12.500 m²).

Selskapet har 5 næringsbygg som skal være med videre i utviklingen/transformasjonen av Kræmer Brygge. I reguleringsplanen er det antydnet en gitt utbyggingsrekkefølge, Figur 2.2, men dette kan ut fra en totalvurdering bli endret.



Figur 2.2 Kræmer brygge – utbyggingsrekkefølge antydnet i reguleringsplan

Område 2 ble ferdigstilt i 2015 med 96 boenheter, sum BTA ca. 11.100 m². Oppvarming er dekket med elkjel og radiatorer. Dette bygget er ikke tatt med i videre energiberegninger.

Neste byggetrinn næring (på område 3) er under planlegging. Det er inngått en langsiktig leieavtale med Statens vegvesen, med overlevering 1. september 2018, og byggestart i februar 2017. Prosjektet er i dag i størrelsesorden 13.000 m², men det er mål om å skaffe flere leietakere, og dermed kunne øke prosjektet til om lag 20.000 m². I dette bygget er det lagt opp til passivhusnivå med miljøstandard tilsvarende BREEAM Very Good / Excellent. Det vurderes installasjon av solceller.



Figur 2.3 Illustrasjoner av bygget til Statens Vegvesen på Kræmer Brygge

Det planlegges videre en fortløpende bygging av boliger på nordre del av område 5. Det antas at område 5 nord vil være ferdigstilt i ca. 2023, med totalt 250-300 boliger. Det første byggetrinn i område 5 (Prosjekt Alfon A) ligger ute for salg, med BTA om lag 5.400 m² og med byggestart våren 2017. Boligbygging i søndre del av område 5 og hele område 6 blir trolig siste del av utbygging på området Kræmer Brygge.

I Tabell 1 er det satt opp forventet utbygging av bolig, kontor og forretningsbygg mht de ulike faser, med tilhørende areal, tidsplan samt plasseringen på området.

Tabell 1 Oversikt over forventet utbygging

Byggetrinn fase	Områder	BRA m ²				Utbygg. periode	Områder ref fig.2.3
		Bolig	Kontor	Forretning	Sum		
Fase 1	Eksisterende	-	6 100	3 700	9 800	2017 - 25	3, bygg 11 og 40
	Nybygg	15 200	10 000	10 000	35 200		
Fase 2	Eksist., ferdig 2018	4 085			4 085	2017 - 25	5 Nord
	Nybygg	25 415	-	-	25 415		
Fase 3	Eksisterende	1 800	3 100	3 100	8 000	nybygg 2026 - 32	4, Bygg 19,20 og 26
	Nybygg	13 000	6 300	6 300	25 600		
Fase 4	Eksisterende				-	2026 - 30	5 sør
	Nybygg	10 000	-		10 000		
Fase 5	Eksisterende				-	2026 - 35	6
	Nybygg	23 000	-		23 000		
Sum		92 500	25 500	23 100	141 100		

Det legges opp til salg av leiligheter og en kombinasjon av salg/utleie av næringsbygg. Selskapet Kræmer brygge AS skal drifte parkering på området.

Boligblokken i sør som allerede er bygget, er selveierleiligheter med vannbåren oppvarming via elkjel. Kræmer eiendom har ingen beslutningsmyndighet mht til valg av energiforsyning til denne, men boligblokken kan eventuelt bli en energikunde i forbindelse med et lokalt energiforsyningssystem. Det har vært dialog med styreformannen for sameiet om eventuell utleie av takareal for solceller.

Det er funnet noe informasjon som tyder på at Tromsø kommune har noen formaliserte krav mht til energi og miljø gjennom f.eks. miljøplaner og miljøoppfølging.

3 OM KONSEPTUTREDNINGEN

3.1 Konvensjonell teknologi for et slikt prosjekt

Konvensjonell teknologi for energiforsyning til et slikt område vil være:

- Fjernvarme
- Lokal kjøling ved kjølemaskiner
- Kraftforsyning fra nettet til elkjel og annet strømbehov

Strengere krav til fremtidige bygningers energiytelse medfører stadig lavere behov for tilført energi. Strengere krav til energistandard i den nye bebyggelsen vil kunne betydelige besparelser også i energiforsyningssystemet.

3.2 Energi- og miljøambisjon

Det er en ambisjon at alle nybygg på Kræmer Brygge skal oppnå passivhusstandard. Dette er lagt til grunn i energiberegningene i konseptutredningen. Videre er det en ambisjon at mest mulig av energibehovet skal kunne dekket med lokalprodusert energi.

3.3 Organisatoriske forhold ved lokal elproduksjon

Overskuddslektrisitet som produseres på et bygg eller i et område selges normalt til nettet til spotpris (Nordpool). Pr april 2017 er prisen på ca. 24 øre/kWh. Ved kjøp av el tilbake fra nettet, må man i tillegg til spotprisen betale nettleie og offentlige avgifter. Dette resulterer ofte i en samlet elkostnad på ca. 80 – 100 øre/kWh. Differansen ned til spotprisen medfører i mange tilfeller at lønnsomheten i etablering av et solcelleanlegg forsvinner.

Det er dessuten ønskelig å kunne utnytte lokalt produsert elektrisitet mellom bygg innenfor et avgrenset område, enten ved direkte utveksling i sanntid avhengig av forbruk eller ved bruk av batterier til lagring av overskuddsproduksjon for senere bruk. Det er pr i dag praktiske og regulatoriske skjær i sjøen for å utveksle lokalt produsert el mellom bygg.

3.3.1 Mulige løsninger på områdenivå

Mikrogrid

For å kunne utnytte lokalt produsert elektrisitet fra et felles produksjonsanlegg, vil det være behov for et distribusjonssystem som kan fordele energien til ulike brukere etter behov og tilgjengelighet. Organisering av et avgrenset område i et mikrogrid kan være aktuelt noen steder, men krever i utgangspunktet konsesjoner og tillatelser.

For en slik løsning må drift og eierskap organiseres internt, for eksempel i et eget selskap (AS), og grensesnittet mot områdekonsesjonær (netteier) må defineres klart. Alternativt kan det inngås samarbeid med leverandør som ivaretar dette. Det avklares med NVE i hvert tilfelle.

Utvidet plusskundeordning

En plusskunde defineres som følger (ny definisjon av plusskunde fra 1. januar 2017):

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.

Det er en forutsetning for å være plusskunde at man ikke er omsetningskonsesjonspliktig. Samtidig kan innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke overstige 100 kW på noe tidspunkt. Overskytende effekt blir ikke tariffert. Ordningen innebærer også at salg av energi ikke overstiger innkjøpt energi per målepunkt.

Plusskundeordningen er under revisjon. NVE ønsker å legge til rette for at boligselskap¹ kan bli plusskunder, og at boligselskapets produksjon av elektrisitet skal kunne gå til dekning av strømforbruk i boligselskapet og dets boenheter. Gjennom en løsning med Elhub vil man sikre at sluttbrukere av elektrisitet i boligselskaper får fordelene av å være plusskunde samtidig som at de også vil bli målt og avregnet hver for seg og dermed kan inngå separate strømvtaler i kraftmarkedet.

Det er mulig å se for seg at en utvidet plusskundeordning kan velge å ta hensyn til en utvidet definisjon av boligselskap som også omfatter boligsameier eller grupper av bygg som naturlig ligger geografisk samlet. En slik løsning ville kreve en endring i lovverket som det pr i dag ikke oppfattes at det er politisk vilje til stede for å gjennomføre. Om dette skulle være mulig å få til kreves regelendringer fra NVE.

Hva er Elhub?

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har pålagt Statnett å utvikle et nytt nasjonalt system for utveksling av måleverdier i kraftmarkedet, Elhub. Denne løsningen skal sørge for effektiv utveksling av måleverdier og kundeinformasjon som benyttes til leverandørskifter, avregning og ved fakturering av nettleie og strømsalg.

Det pågår arbeid i NVE med reviderte forskrifter og et høringsutkast er ventet i løpet av sommeren 2017.

Avtale med 3. partsaktør

En utbygger eller boligeier kan på selvstendig grunnlag inngå avtale med en hvilken som helst 3. partsleverandør av energitjenester. For salg av overskuddselektrisitet er det noen aktører som pr i dag tilbyr kjøp av denne til høyere pris enn det som tilbys fra nettselskapet (spotpris).

Overskuddsproduksjon fra plusskunder med solcelleanlegg kan selges til Otovo eller Smart Energi for 1 kr/kWh med inntil 5000 kWh/år. Det kommer stadig nye leverandører på dette markedet. LOS Energy jobber mot bedriftsmarkedet og kan tilby løsninger til større anlegg enn 5000 kWh/år som er begrensede hos flere av de andre aktørene.

Innen 2018 vil det trolig finnes flere internasjonale aktører som kan kjøpe, installere, drifte og handle med fornybar energi på lokalt plan, også i Norge. Store internasjonale konsern som Amazon og Google jobber for tiden med dette.

Power Purchase Agreement (PPA) – strømkjøpsavtale

En PPA er på mange måter som en OTC kontrakt (Over The Counter- eller på norsk - over salgsdisken- en bilateralt avtale mellom to parter) men det gjelder å bygge inn mekanismer som gjør at en både har exit-mulighet og reforhandlingsmuligheter.

Utfordringene med en PPA er risiko og risikostyring. Risikoen er knyttet til:

¹ Definisjon Boligselskap: borettslag, eierseksjonssameier og boligaksjeselskap. Disse karakteriseres ved at flere mennesker eier eller forvalter boligbygg og/eller omkringliggende områder i fellesskap.

- Volumrisiko, i en avtale må dette håndteres
- Prisisiko - det er vanskelig å spå om fremtidig kraftpris, så en slik avtale må inneholde mekanismer for håndtering/reforhandling.

De fleste vindkraftprosjektene er basert på en PPA-avtale. De fleste kommersielle store solcelleprosjekt ute i verden er også basert på en PPA. Det er risikofyllt kun å operere i spotmarkedet. Derfor søker en etter risikoavlastende mekanismer via avtaler.

Samarbeid mellom utbygger og lokalt kraftselskap

En annen mulighet kan være om det lokale kraftselskapet (evt. fjernvarmeselskapet) ønsker å tilby leveranse og eierskap av produksjonsanleggene som benyttes til å produsere energien som skal forbrukes på området. Dette kan være kraft/varme-løsninger (CHP) i kombinasjon med solceller der CHP-enheten kan knyttes mot det eksisterende fjernvarmenettet og energiproduksjonen tilskrives området i sin helhet. En slik løsning vil kunne avhenge av et visst volum (antall m² utbygd areal) før det kan iverksettes, og en midlertidig løsning må finnes for de første byggene. Denne kapasiteten kan bygges ut trinnvis iht eiendomsutviklers utbyggingsplaner.

En slik løsning kan for eksempel finansieres med anleggsbidrag som forfaller den dagen hvert bygg/ evt boenhet overtas av ny eier. Det betyr at anleggsbidraget legges til i den summen som er aktuell for fjernvarmetilknytning og forfaller samtidig. På denne måten vil ekstrakostnaden fremstå som en engangskostnad heller enn som en driftskostnad for eier/utbygger. Størrelsen på dette bidraget må avtales i hvert enkelt tilfelle.

3.3.2 Status og oppsummering

Det er pr. april 2017 ikke mulig å overføre lokalt produsert elektrisitet mellom to bygg uten å gå via områdekonsesjonær (netteier) sitt nett og betale nettleie eller søke om egne konsesjoner for nett og omsetning.

Å inneha egne konsesjoner for så små anlegg er lite hensiktsmessig for en eiendomsutvikler. Foruten krevende prosesser mht til søknad, saksbehandling osv., utløser dette krav og plikter som nettselskapene har (rapportering, gebyrplikt osv.) og som en eiendomsutvikler neppe er tjent med.

Det jobbes med en utvidet plusskundeordning som vil ta høyde for boligblokker, men det er foreløpig usikkert om denne vil inkludere sameier bestående av flere bygg. Høringsutkast for denne endringen kommer fra NVE i løpet av 2017.

Demonstrasjonsprosjekter kan få dispensasjon fra krav om konsesjoner. Dette kan være aktuelt for noen områder, men har en tidsbegrensning, og en eiendomsutvikler må ha forutsigbarhet i dette for å kunne gjøre en investeringsbeslutning.

Smart Grid teknologi gjør det mulig å ha bedre oversikt over forbruk og produksjon nå enn tidligere. Gir også muligheter for styring og forskyvning av effekttopper som kan redusere energikostnadene totalt sett for forbruker.

Nye kommersielle aktører kommer på banen med energitjenester som legger til rette for salg av lokalt produsert strøm fra solceller, batterier og annen kapasitet (effekt). Disse aktørene legger seg «utenpå» nettselskapets AMS-måler og innhenter data direkte fra forbruker.

Nye aktører jobber med forretningsmodeller som på ulike måter kan ivareta en eiendomsutviklers behov for høyere pris for salg av lokalt produsert strøm.

Høyeste tilbud pr i dag er på 1 kr/kWh for produksjon inntil 5000 kWh/år. Denne løsningen kan være nyttig for eneboliger og for boligblokker som fordeler produksjonen andelsvis mellom boenhetene.

En aggregator jobber mot bedriftsmarkedet og samler mange små anlegg (aggregerer) for å kunne tilby en stor kapasitet (effekt) inn i de kortsiktige balansekraftmarkedene. Minstekrav for å delta i disse markedene er på 10MW. De neste par årene kommer store internasjonale selskaper til å entre disse markedene, også i Norge (Microsoft, Amazon, Google osv).

3.4 Energibehov

Fremtidens Kræmer Brygge vil bestå av bygg som allerede eksisterer i dag, samt nye bygg som planlegges realisert i henhold til Tabell 2 som også viser fordeling i ulike bygningstyper.

Energiforbruket i de eksisterende bygg er kartlagt med et eksisterende EOS-system, mens energibehovet for nybygg stort sett er basert på nøkkeldata i kombinasjon med energisimuleringer med programmene Simien og IDA ICE. Det er som tidligere nevnt forutsatt passivhusstandard på alle nybygg.

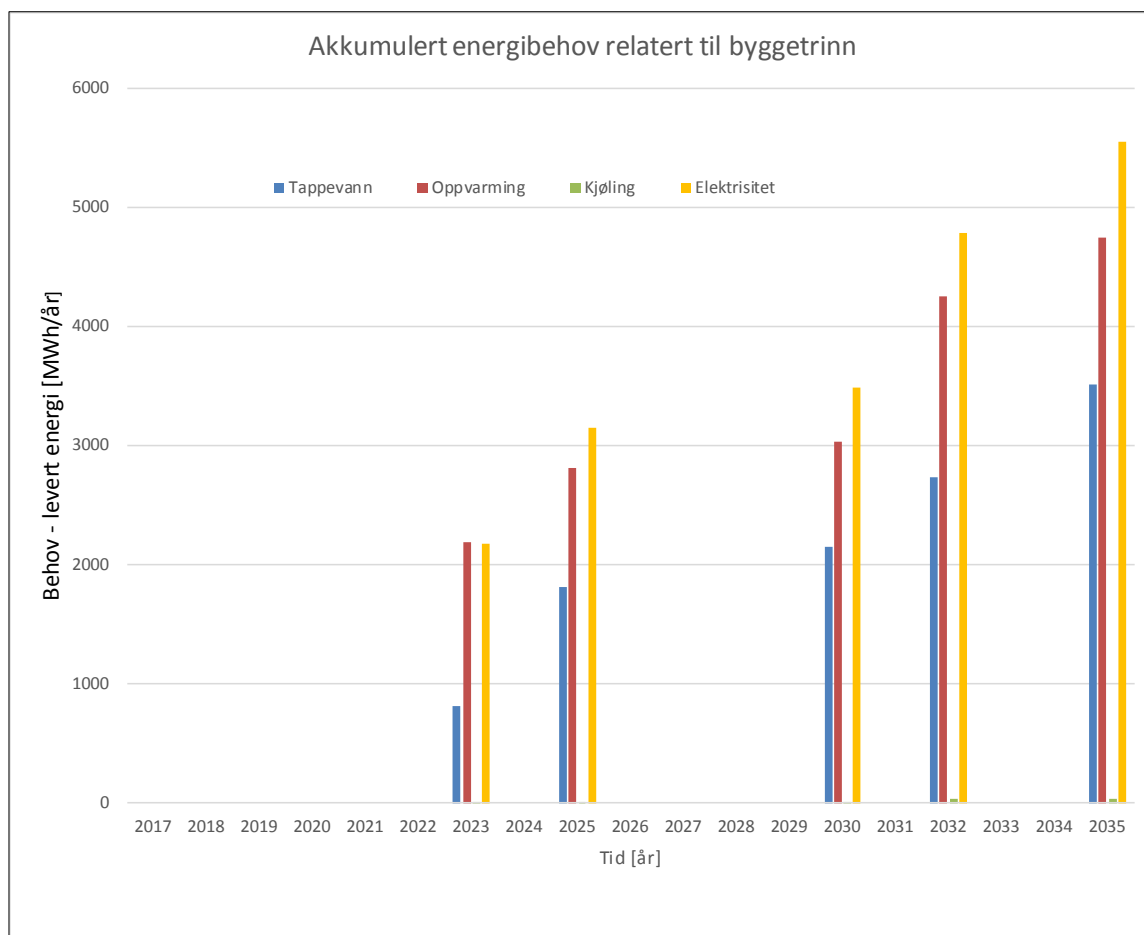
I et snørikt område som Tromsø vil det kunne bli aktuelt med gatevarme i utvalgte områder. Dette er det ikke tatt hensyn til i de videre beregninger av energi- og effektbehov. Dette må imidlertid vurderes når varmforsyningssystemet skal dimensjoneres.

Tabell 2. Fordeling av utbygd areal (m² BRA) etter bygningskategori og tidspunkt for utbygging.

		Fase 1 2017-23	Fase 2 2017-25	Fase 3 2026-30	Fase 4 2026-32	Fase 5 2026-35
Bolig (nybygg)	[m ² BRA]	15 200	25 415	10 000	13 000	23 000
Forretning (nyby)	[m ² BRA]	10 000			6 300	
Kontor (nybygg)	[m ² BRA]	10 000			6 300	
Bolig (eks)	[m ² BRA]	0	4 085		1 800	
Forretning (eks)	[m ² BRA]	3 700			3 100	
Kontor (eks)	[m ² BRA]	6 100			3 100	
SUM	[m ² BRA]	45 000	29 500	10 000	33 600	23 000
AKKUMULERT	[m ² BRA]	45 000	74 500	84 500	118 100	141 100

I figur 3.1 er resultatene fra energiberegningene satt opp i henhold til de ulike byggefasene. Et ferdig utbygget Kræmer Brygge vil etter dette ha et samlet behov for levert energi tilsvarende om lag 14 GWh/år. Dette omfatter både varmtvann, rom- og ventilasjonsoppvarming samt elektrisitet. Det er lagt til grunn systemvirkningsgrader for et system med varmforsyning fra fjernvarme og distribuerte kjøleaggregat med vannbåren varmedistribusjon. Det er ikke tatt hensyn til tap ved overføring av elektrisitet.

Dersom det velges et energiforsyningssystem med bruk av elektriske varmepumper knyttet til sjøvann eller energibrønner som energikilde, vil behovet for levert termisk energi bli redusert mens el-behovet øker pga. strøm til drift av varmepumpe.



Figur 3.1. Akkumulert energibehov for levert energi (MWh/år) relatert til de ferdigstillelse av de ulike byggefasene (ref. avsnitt 0). Utbygd fase 1 (2023), Utbygd fase 2 (2025), utbygd fase 3 (2030), utbygd fase 4 (2032) og utbygd fase 5 (2035). Her er både eksisterende bygg og nybygg innlemmet.

3.5 Ressursgrunnlag

I dette avsnittet beskrives aktuelle energiforsyningsløsninger og teknologier som er vurdert for Kræmer Brygge. Det er valgt å dele dette inn i termisk energiforsyning, elforsyning samt andre aktuelle teknologier for optimal utnyttelse av områdeperspektivet.

3.5.1 Termisk energiforsyning

Kræmer brygge har muligheter for flere alternativer for termisk energiforsyning. Følgende alternativer er vurdert: fjernvarme, sjøvannsbasert varmepumpe, grunnvarme (energibrønner med varmepumpe), spillvarme, solvarme og bioenergi.

Fjernvarme

Etter mange år med planlegging og diskusjon har fjernvarmeutbyggingen i Tromsø skutt fart. I mars 2015 fikk Kvitebjørn Varme AS fornyet fjernvarmekonsesjon av NVE. Denne forteller at selskapet på sikt vil ha en samlet installert effekt på 122 MW og årlige energileveranser på 195 GWh. Kræmer brygge ligger innenfor selskapets konsesjonsområde.

Det er ikke registrert noen formelle skriftlige dokumenter som skulle tilsi at Tromsø kommune har vedtatt tilknytningsplikt til fjernvarmeanlegget. Det vurderes imidlertid at dette med stor sannsynlighet vil kunne skje i nær fremtid, jfr. revisjon av kommunens energi- og klimaplan, og det faktum at fjernvarmenettet nå er under full utbygging.

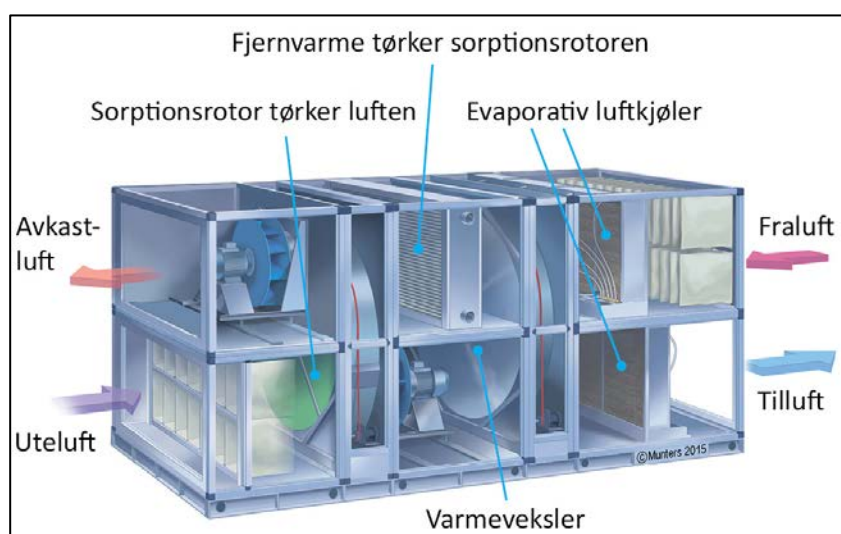
Konklusjon fjernvarme:

- Det foreligger ikke tilknytningsplikt pr april 2017, men dette kan endre seg som følge av revisjon av kommunens energi og klimaplan.
- Fjernvarme kan representere et konkurransedyktig forsyningsalternativ, men først bør man gjennom en forhandlingsrunde.
- I Tromsø, som i mange andre byer i Norge, oppstår fjernvarmeutbygging som resultat / konsekvens av avfallshåndtering. Det er altså ikke det lokale varmemarkedet som definerer produksjon av fjernvarme. Vår hypotese er at man i Tromsø må omsette mer energi i form av avfall enn det man har varmeetterspørsel etter. Alternativet for Kvitebjørn kan være å avgi varme til omgivelsene, simpelthen fordi man løpende må kvitte seg med avfall. I et slikt bilde vil det miljømessig være gunstig å «henge» seg på fjernvarmen, nettopp for å bedre utnyttelsen av avfallsenergien.

Fjernvarme for ventilasjonskjøling

Sommerhalvåret er normalt den tiden der det kan oppstå behov for romkjøling. Dette er samtidig den tiden hvor det normalt er et overskudd i fjernvarmeanlegget med dertil tilhørende lave varmepriser.

I de senere årene har det kommet opp anlegg der fjernvarme brukes i forbindelse med klimakjøling av bygg, såkalt sorpsjonskjøling. Slike anlegg har vært bygget i Sverige i mange år men det er også minst en anlegg under bygging i Norge. I dette systemet er det varme og luftbefuktning som driver kjøleprosessen, og teknologien er integrert i spesielle ventilasjonsaggregat. Tilsetning av vann i luft kjøler luften fordi vannet fordampes (evaporativ kjøling). Tilsetning av 1 g vann pr. kg luft gir en temperatur-senkning på om lag 2,5 °C.



Figur 3.2 Ventilasjonsaggregat med sorpsjonskjøling (Munters)

Ulempen er at aggregatet krever litt større plass enn vanlig og at den kun dekker ventilasjonskjøling. Fjernvarmeprisen sommerstid er en viktig parameter for økonomien i et slikt anlegg.²

² <https://www.tu.no/artikler/gammelt-i-sverige-na-kommer-endelig-teknologien-til-norge/358875>

Sjøvannsvarmepumpe

Varme- og kuldeproduksjon basert på sjøvann skjer ved at sjøvannet føres i egne rør til og fra energisentraler eller et pumpehus, som igjen leverer til distribusjonsnett for varme og kjøling. Sjøvannet benyttes som varmekilde for varmepumper, til frikjøling, og til fjerning av overskuddsvarme i perioder hvor varmepumper benyttes som kjølemaskin.

Overskuddsvarme fra kjølingen kan utnyttes som varmekilde direkte i varmepumpa til oppvarming i perioder med både varme- og kjølebehov.

Sjøvann som varmekilde er nærliggende for Kræmer Brygge da området både i dag og i enda større grad i tiden fremover blir bygget ut i sjøen. Det er imidlertid relativt grunt i sjøen utenfor, typisk 10 m dybde. På grunn av sterk strøm Tromsøundet pga flo og fjære har vannet god omrøring og temperaturmålinger viser liten variasjon i dybden. En ulempe med grunt inntak kan være at begroing er en større utfordring enn ved sjøvannsinntak på større dyp. Temperaturen over året varierer fra 4-10°C, lavest i mars og høyest i august. Dette vil kunne være en gunstig varmekilde både til oppvarming og til frikjøling.

Gjennomgang av utførte prosjekter tyder på at det etter hvert finnes mye erfaring å bygge på og at gode løsninger for etablering og drift er mulige å få til i Tromsø.

Grunnvarme

Grunnvarmesystem

I utgangspunktet synes et lukket grunnvarmeanlegg å være mest aktuelt for Kræmer Brygge. Her vil en etanol/vann blanding sirkulere i et lukket system av kollektorslanger gjennom energibrønner i en brønnpark. Etanol/vann blandingen transporterer energi fra grunnen til varmepumpen.

Et åpent grunnvarmesystem pumper grunnvann direkte fra brønner, tar ut varme via en varmeveksler, for så å infiltrere vannet tilbake i en annen brønn. Slike åpne anlegg kan være energieffektive, men det krever en stabil vannressurs hvilket har blitt vurdert å være lite sannsynlig for Kræmer Brygge.

Energibrønner vil normalt bygges utomhus, men kan også etableres under bygg, da primært i nybygg hvor etablering foregår i forbindelse med grunnarbeider. Det etableres i sjeldne tilfeller brønnparker inne i eksisterende bygg pga. utfordringer med takhøyder. Kostnaden ved å etablere energibrønner i et eksisterende bygg vil være betydelig. Det vurderes derfor som usannsynlig at areal i eksisterende bygg kan brukes til energibrønner.



Figur 3.3. Utomhusplan Kræmer Brygge. Tilgjengelig areal for brønnparker vil både kunne være under bygg, langs veier/gangveier samt på grøntarealer. Figur hentet fra reguleringsplan (2013).

Med en løsning hvor en ring-ledning med sirkulerende vann/etanol fungerer som energibærer, vil en gradvis utbygging av energibrønner kunne kobles inn i ring-ledningen. God planlegging vil være nødvendig mht. lokalisering av ring-ledning og tilkobling av brønnsystemet.

De siste byggetrinnene vil medføre en opparbeidelse av tomten, som i dag ligger i sjøen. Etablering av brønnpark i nylagt steinmasse sees i utgangspunktet ikke på som en stor utfordring. Dybden til fjell vil i forhold til dagens landforhold øke noe, som følge av økt dybde i sjø.

Grunnvarmekilde eller -lager

Den mest vanlige utnyttelsen av grunnvarme i Norge er grunnen brukt som en varmekilde. Med et godt dimensjonert anlegg vil temperaturen i grunnen, de første årene gå ned, for så gradvis å stabilisere seg. Temperaturnivået skal stabilisere seg på et akseptabelt nivå i forhold til varmepumpedrift.

Energibrønner i grunnen vil også kunne benyttes som et varmelager. Overskuddsvarme fra en aktuell kilde benyttes for å varme opp grunnen, som tappes ned igjen i perioder med stort varmebehov. Slike systemer kan både brukes som korttidslager eller for å lagre varme fra sommer til vinter.

Sesongvarmelagring med fjernvarme

Fjernvarmen i Tromsø er hovedsakelig basert på avfallsforbrenning. Dette innebærer at det også i sommerhalvåret er behov for å forbrenne avfall, og fjernvarmeanlegget har høyst sannsynlig et betydelig varmeoverskudd i sommerhalvåret med lavt varmebehov. Denne varmen må fjernes, og går dermed tapt. Et alternativ vil være å benytte denne varmen til å varme opp grunnen under Kræmer Brygge og hente ut varmen gjennom fyringssesongen. I prinsippet burde det være mulig å kjøpe fjernvarme til en svært lav kostnad i sommerhalvåret, alternativet er å lufte bort varmen. Dette vil bidra til bedre ressursutnyttelse, men også være gunstig i forbindelse med reduksjon av toppeffekten, noe fjernvarmeleverandører normalt vil ha interesse av.

Det er gjennomført noen innledende simuleringer med programmet Earth Energy Designer (EED). Hensikten med beregningene er å vise muligheter og begrensninger ved bruk av en slik energilagerløsning med overskuddsvarme fra fjernvarme. Det er tatt utgangspunkt i et varmebehov på 4,2 GWh/år, og et effektbehov på 3,5 MW. Det er tatt utgangspunkt i at varmepumpeanlegget skal dekke 90% av varmebehovet. Det forutsettes at brønnene lagres med fjernvarme i perioden mai-august.

Det er gjennomført 2 alternative beregninger:

- Beregningsalternativ 1 med 100 brønner forutsetter et balansert energilager med uttak og tilbakeføring av like mengder varme (ca. 2,7 GWh/år).
- Beregningsalternativ 2 med 49 brønner forutsetter at energibrønnene overlades årlig med ca. 0,8 GWh mer varme enn det som tas ut fra brønnene i fyringssesongen. På grunn av overladingen, stiger temperaturen i brønnene år for år.
 - o For en slik løsningen, må en ny type kollektor (PE-RT) som tåler 60 °C i driftstemperatur tas i bruk. En kollektor i PE-RT er ca. 10 % dyrere enn en vanlig U-kollektor.
 - o Videre må enten vann eller glykol brukes som kollektorvæske fordi temperaturen blir høyere enn flammepunktet til etanol som vanligvis brukes som kollektorvæske.

For å illustrere driftsstarten av energilageret i beregningsalternativ 2, er det også gjort en beregning av de første 1-5 driftsårene med en økt overlading. De første driftsårene vil det være nødvendig å øke temperaturen i bergvolumet raskere for å få temperaturen opp på ønsket nivå slik at energilageret kan levere ønsket varmemengde etter så få år som mulig.

Fra tidligere er det også gjort en EED- beregning for etablering av energibrønner til kun varmeuttak ved Kræmer brygge. Her var brønnene plassert i et linjemønster med 15 meter avstand mellom brønnene. Totalt er det dermed gjennomført 4 EED-beregninger.

Resultatene viser at løsningen i beregningsalternativ 2 bør utredes nærmere.

Med overladingen vil man etter noen få år ha høy nok temperatur til å levere hele varmebehovet til Kræmer Brygge med halvparten av brønnene som for et balansert energilager. Tabell 3 viser at spesifikt energiuttak per meter brønn øker fra 55, 107 og 218 kWh/m,år for henholdsvis opprinnelig beregning (kun varmeuttak fra brønnene), alternativ 1 (balansert) og alternativ 2 (overlading).

Tabell 3. Spesifikt varmeuttak for de 3 beregningsalternativene i EED.

	Energibrønner med kun varmeuttak	Energilager alt.1 (balansert)	Energilager alt. 2 (overlading)
Spesifikt varmeuttak [kWh / m·år]	55	107	218

En utfordring er at det i de første årene vil det være vanskelig å klare å levere nok varme fra varmelageret til en varmepumpe som skal levere ca. 800 kW. Manglende effekt i topplastperioder kan kompenseres ved å bruke fjernvarme som spisslast. Det anbefales også å overlade så mye som mulig de første årene slik EED-beregningene for de første 5 driftsårene legger opp til.

Grunnvarmealternativer for Kræmer brygge

Oppsummering av de to aktuelle alternativene med grunnen brukt som henholdsvis varmelager og som varmekilde er vist i Tabell 4. Det er tatt utgangspunkt i energibehovet etter ferdig utbygget fase 2, ref Figur 3.1

Tabell 4. Oppsummerte grunnvarmealternativer for Kræmer brygge, til og med Fase 2.

	Varmelager	Varmekilde
<i>Arealbehov (LxB)</i>	42 m x 42 m	115 m x 190 m
<i>Dybde brønner</i>	250 m	500 m
<i>Antall brønner</i>	49	44
<i>Totalt antall brønnermeter</i>	12 250 m	22 000 m

<i>Effektdekning varmepumpe</i>	800 kW	800 kW
<i>Varmedekning dekket av alternativ</i>	3,75 GWh/år	3,75 GWh/år
<i>Beskrivelse</i>	Alternativet forutsetter årlig tilførsel av varme om sommeren, her antatt fjernvarme. Tilført varmemengde er antatt så stort at temperaturen i grunnen gradvis vil øke. Dette vil igjen gi veldig gunstige forhold for varmepumpe. De første årene vil kreve ekstra varme for å heve temperaturen i grunnen. Med temperatur opp mot 60°C vil ekstra varmebestandig plast være nødvendig samt varmebestandig kuldemedium, f.eks. vann eller glykol.	Med begrenset overflateareal vil det være nødvendig med dype energibrønner (>350 m) for å kunne dekke angitt varmebehov. Med tradisjonelle brønnndybder (200-250 m) vil en ved store varmelaster vinterstid risikere at brønnene fryser (vann i borehullet fryser). Dette er ikke en unormal situasjon i nordlige klima med relativt lave grunn-temperaturer. Is i borehullene vil gi bedre egenskaper for varmeoverføring enn vann.

Spillvarme fra butikk (Eurospar)

I bygg 40 Eurospar er det installert 2 stk kjøle/fryse-aggregater basert på en transkritisk CO₂ kjøleprosess. I dag leverer de to kjøleanleggene overskuddsvarme (høytrykksiden) til hhv. intern tappevannsoppvarming, ventilasjonsoppvarming og en tørrkjøler på tak. Utnyttelse av ventilasjonsvarme er i dag med på å styre driften av kjøleanlegget. Når det ikke er varmebehov vil kjøleanlegget gå over i såkalt «subkritisk» drift for å spare energi (reducere varmeproduksjon).

Basert på vurderinger gjort i utredningen kan det virke som at utnyttelse av spillvarme fra de 2 Eurospar aggregatene er utfordrende. Imidlertid vil reelle målinger av overskuddsvarme som i dag luftes ut gjennom tørrkjøler kunne gi et svar på potensialet. Det er ikke avdekket noen ytterligere spillvarmekilder i de eksisterende bygningene.

Solvarme

Solfangere kan brukes til oppvarming av tappevann eller oppvarming av bygg. Varmebehovet for boliger og næringsbygg er størst i om vinteren og minst i sommerhalvåret, hvilket er i motfase med tilgjengelig solinnstråling. Varmtvann er det behov for året rundt, og da kan solfangere dekke store deler av dette oppvarmingsbehovet. Den lange fyringssesongen i Nord-Norge innebærer dessuten perioder vår og høst med kombinasjon av gode solforhold og et oppvarmingsbehov. Disse periodene vil være gunstige for et solvarmeanlegg. For nye bygg som oppføres iht. passivhusstandard vil imidlertid oppvarmingsbehov i perioder med god tilgang til solenergi være betydelig redusert i forhold til eksisterende bebyggelse. Solvarme sommerstid kan også i prinsippet lagres i store varmelagringsystemer for senere bruk i fyringssesongen.

Simulering av solvarmeanlegg i Tromsø

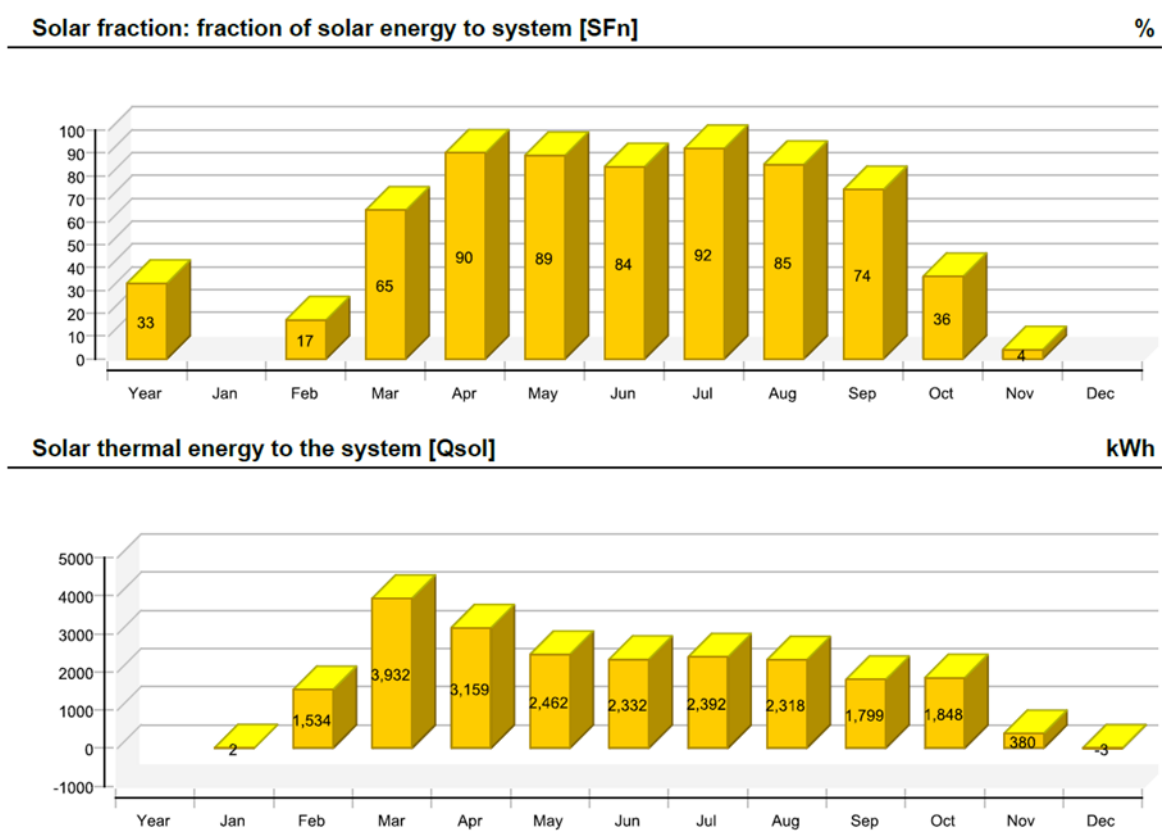
For å se på hvor mye et solvarmeanlegg under i Tromsø kan bidra med til varmforsyning av moderne boliger er det gjennomført en simulering ved hjelp av programmet Polysun. Beregningene er utført for et 100 m² stort solvarmeanlegg med vakuummør solfangere montert i fasade med orientering mot sør. Det er forutsatt at fasaden ikke er utsatt for skygge. Solvarmeanlegget er knyttet til et leilighetsbygg med 1000 m² BRA, spesifikt oppvarmingsbehov på 15 kWh/m² /år og behov for varmt tappevann på 30 kWh/m²/år.

En oversikt over de viktigste resultatene er vist i Tabell 5. Totalt reduserer solvarmeanlegget el-behov til bygget med ca. 22 000 kWh/år, dvs. 220 kWh/m² brutto solfangerareal. Solvarme vil dekke om lag 12% av romoppvarmingsbehovet og 56% av oppvarmingsbehovet for varmt tappevann. Samlet vil anlegget dekke om lag 33% av bygget totale varmebehov.

Tabell 5 De viktigste resultatene for et solvarmeanlegg i Tromsø

System overview (annual values)	
Total fuel and/or electricity consumption of the system [Etot]	47,759.7 kWh
Comfort demand	Energy demand covered
Primary energy factor	0.73
Overview solar thermal energy (annual values)	
Collector area	100 m ²
Solar fraction total	32.9%
Solar fraction hot water [SFnHw]	56.7 %
Solar fraction building [SFnBd]	12.9 %
Total annual field yield	22,154.8 kWh
Collector field yield relating to gross area	221.5 kWh/m ² /Year
Collector field yield relating to aperture area	262.3 kWh/m ² /Year
Max. energy savings	23,324.4 kWh

Figur 3.4 viser grafisk månedlig solvarmeandel i prosent og absolutt i kWh. Den høye solvarmeandel i perioden april til august tyder på at ikke all produsert solvarme kan avsettes. Dermed blir det tydelig at montasje med 90° helningsvinkel (loddrett) medfører noe tap om sommeren, men til gjengjeld bidrar høy varmeproduksjon om våren og høsten til å øke gjennomsnittlig solvarmeandel regnet over året.



Figur 3.4 Solvarmeproduksjon pr. mnd i prosent av behovet (øverst) og kWh/mnd nederst.

Gråvann

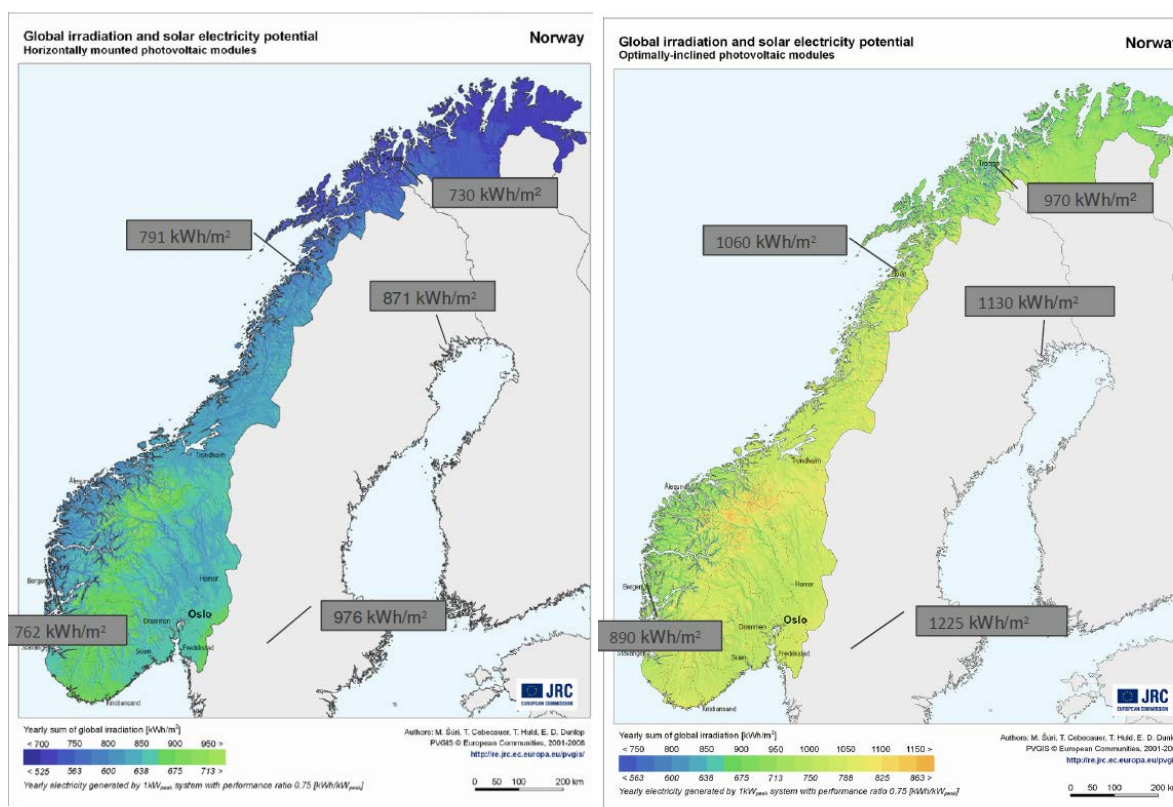
Med gråvann menes avløpsvann fra oppvask, vask og dusj. For boligblokker og leilighetskomplekser med felles varmtvannsystem vil dette kunne være en gunstig kilde for forvarming av tappevann. Varmegjenvinning fra gråvann er som regel ikke aktuelt i kontor- og forretningsbygg grunnet relativt lite varmtvannsbehov.

3.5.2 Elektrisk energiforsyning

Solcelleanlegg

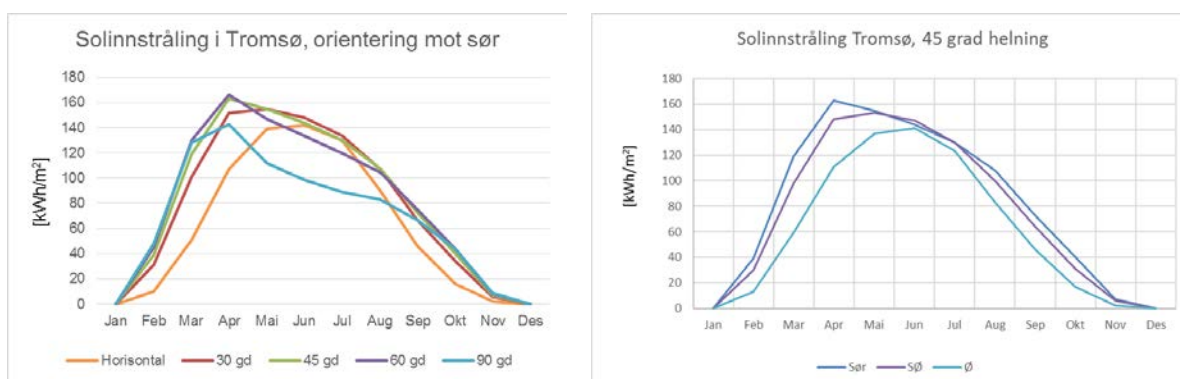
Solinnstråling

På en horisontal flate er årlig solinnstråling i Tromsø ca. 733 kWh/m². Til sammenligning er solinnstrålingen for Bodø og Bergen hhv. 791 og 762 kWh/m². Dersom man installerer solcellemodulene med optimal helning mot sør, øker årlig solinnstråling i Tromsø med over 30% til ca. 970 kWh/m².



Figur 3.5 Årlig solinnstråling mot horisontal flate og tilhørende el-produksjon med 1 kW solcellepanel (til venstre). Årlig solinnstråling mot flate med optimal helningsvinkel og tilhørende el-produksjon med 1 kW solcellepanel (til høyre).

Figur 3.6 viser solinnstråling i Tromsø mot en horisontal flate og for ulike helningsvinkler med orientering mot sør, samt med ulike retningsorienteringer. Solinnstrålingen er i utgangspunktet symmetrisk om sør, dvs. at SV og V skal tilsvare SØ og Ø. Eventuelle forskjeller vil skyldes værforhold, dvs skyer etc.



Figur 3.6 Solinnstråling pr. mnd., Tromsø, ulike helninger (til venstre). Solinnstråling pr. mnd., Tromsø ulike retningsorientering (til høyre).

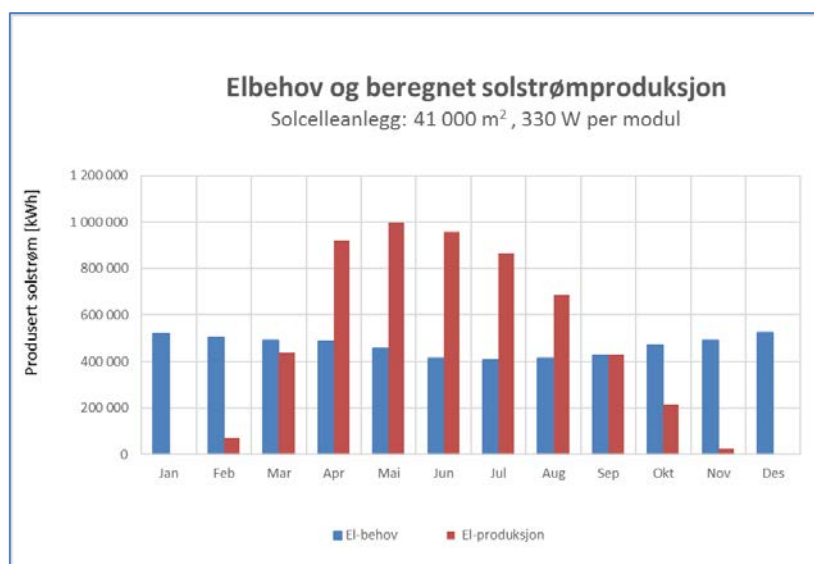
Estimering av nødvendig solcelleareal

I et ferdig utbygget Kræmer Brygger er det beregnet et el-behov på 5,6 GWh/år. Dersom hele el-behovet skal kompenseres med lokalt produsert solstrøm, vil det være behov for store arealer med solceller. Nødvendig arealbehov er avhengig av mange faktorer, bl.a. virkningsgraden av benyttede solceller, orientering, helningsvinkel, temperatur, vind etc. En annen faktor som har stor innflytelse på hvor mye solstrøm som kan produseres er skygge fra horisonten og fra andre bygg i nærheten. Videre er det regnet med følgende faktorer for å korrigere for tap pga. snø og is, såkalte «soiling losses». Korrekturfaktorene varierer noe avhengig av helningsvinkel.

Tabell 6 Korrigeringsfaktor for snø og is (soiling losses)

Helningsvink	Tap av solinnstråling pga av is og snø [%]												
	År	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
0		100	75	50	10	0	0	0	0	0	0	50	100
30		100	75	50	5	0	0	0	0	0	0	50	100
45		100	50	25	5	0	0	0	0	0	0	50	100
60		100	50	10	5	0	0	0	0	0	0	25	100
90		100	50	5	5	0	0	0	0	0	0	25	100

Med en gitt plassering av solcellepaneler på tak og fasader, viser simuleringer at det er nødvendig med 40.500 m² solcelleareal for å kunne produsere 5,6 GWh/år. Det er her også forutsatt bruk av høyeffektive solceller (21% virkningsgrad). Figur 3.7 viser elproduksjonen fra solcelleanlegget over året i forhold til el-behovet. Som det fremgår vil det være et stort strømoverskudd om sommeren, og dette må enten eksporteres til kraftnettet eller lagres i eksempelvis en batteribank.



Figur 3.7 Produsert solstrøm vs. elbehov.

Kostnader for solstrømanlegg

Prisen for solcellemoduler går stadig nedover, vi regner i dag 14 kr/Wp som en «normal» pris. Dette er tradisjonelle polykrystallinske solcellemoduler med ca. 16% virkningsgrad. På markedet finnes også høyeffektive monokrystallinske solcellemoduler med 22% virkningsgrad (eks. Sunpower). Disse er om lag dobbelt så dyre som tradisjonelle polykrystallinske moduler. Men de totale anleggskostnader inkl. vekslerettere, kabling og montasje øker ikke mer enn ca. 25-30% pr. W_p for et ferdig anlegg.

En solcellemodul plassert med 30 graders helning mot sør vil i Tromsø kunne produsere om lag 0,7 kWh/W_p. For å dekke 5,6 GWh/år kreves en installert effekt på ca. 8 MW_p. I beregningene over er det tatt utgangspunkt i høyeffektive solceller. Et slikt anlegg vil ha en investering på om lag 110 mill., hvilket utgjør 2.700 kr/m². Med 30 år nedskrivning og 4% rente gir dette en ren elkostnad på 160 øre/kWh.

Solstrøm i arktisk klima

Utfordringen med solcelleanlegg i arktisk klima er i stor grad knyttet til tap av produksjon som følge av snø og is som medfører redusert produksjon av solstrøm. Likevel, som følge av at der er nesten ikke noe solinnstråling fra november tom februar, er effekten større om våren dvs. i mars, april og i noen grad i mai. I denne perioden kan snø og is som ligger på solcellemodulene medføre betydelig lavere produksjon enn forventet. På den andre siden produseres solceller i dag hovedsakelig av silisium. Et karakteristisk trekk for Si-solceller er at virkningsgraden avtar med økt overflatetemperatur. Typisk minsker levert effekt for Si-solceller med 0,4% per grad temperaturøkning. Merkeeffekt for solcellepaneler oppgis i Wp per modul og måles ved en solinnstråling på 1000 W/m² og en overflatetemperatur på 25 °C. Under reelle forhold kan overflatetemperaturen, avhengig av en rekke faktorer som f.eks. vinkel mot sola, omgivelsestemperatur, vindhastighet, ventilering etc. være vesentlig høyere. Ofte på 40-50 °C eller høyere. En overflatetemperatur på 50 °C medfører dermed ca. 10% tap av produsert solstrøm i forhold til «standardbetingelser» dvs. 25°C.

Som følge av lav lufttemperatur om sommeren, god kjøling som følge høy gjennomsnittlig vindhastighet, kan det regnes med at solcelleanlegg i Tromsø vil være noe mer effektiv, dvs. at de produserer mer solstrøm enn det man kunne forvente utfra lokal solinnstråling. En annen effekt som påvirker årlig strømproduksjon fra solcelleanleggets er den lange periode med snø om våren. Dette øker såkalt «Albedo-strålingen» dvs. refleksjon av sollys fra bakken. Etablerte simuleringsprogrammer som benyttes for å beregne lønnsomhet for solcelleanlegg kan imidlertid ta høyde for «merproduksjon» som følge av effektene.

Allerede i 2011 bygde PiteEnergi en solcellepark med flere typer solcelleanlegg i Piteå i Nord-Sverige. Prosjektet var et samarbeidsprosjekt mellom PiteEnergi, Piteå Näringsfastigheter, og forskningsinstituttet Norut fra Narvik og hadde som hensikt å undersøke om det er mulig å produsere solstrøm under arktiske forhold. Ifølge hjemmesiden til PiteEnergi ble det allerede etter det første driftsåret konstatert at solcelleanleggene fungerer bra under arktisk klima, og at de i vårmånedene leverer høyere effekt enn angitt merkeeffekt.

I tillegg til fast monterte solcellemoduler, er det også installert to 75 m² store solcelleanlegg med «2-axis tracker», dvs. at solcellene følger sola. Målinger i Piteå har vist at disse systemene gir en ytelse på 1500 kWh/kWp, hvilket er om lag 40-50% mer enn et fast montert system med optimal vinkel. Men disse systemene innebærer relativ lav arealutnyttelse som følge av skygge som oppstår. I tillegg er slike konstruksjoner vesentlig mer utsatt for vindkast enn fast monterte solcelleanlegg.

Vindkraft

Elproduksjon fra vindturbiner kan være et egnet tilskudd til lokal strømproduksjon for byggene på Kræmer Brygge. Aktuelle teknologier å vurdere er både bygningsmonterte små vindturbiner og større konvensjonelle vindturbiner.

Det finnes mange ulike typer bygningsmonterte og -integrerte vindturbiner som kan benyttes til lokal strømproduksjon. Dette er ikke mye utbredt i Norge pr i dag, men kan i noen tilfeller være nyttig som effektavlastende til det lokale nettet dersom forbruks- og produksjonsprofil overlapper. På denne måten vil man kunne utnytte egenprodusert vindenergi til eget forbruk og dermed unngå å betale nettleie og et mulig høyt effektledd for kjøp av el fra netteier.

Med en gjennomsnittlig vindhastighet på 5-6 m/s som NVEs vindkart viser for Tromsø, vil årlig produksjon ligge på mellom 3 800 og ca. 8 500 kWh pr turbin. Det totale elbehovet for ferdig utbygget Kræmer Brygge er på ca. 6 000 MWh. Om man skulle dekke hele elbehovet på området ville dette kreve installasjon av ca. 1200 vindturbiner (gitt en snittproduksjon på ca. 5000 kWh pr turbin pr år). Det antas derfor at denne typen turbin vil være lite aktuell for dekking av alt elbehov for området.

For et område som Kræmer Brygge er det lite aktuelt å etablere større vindturbiner pga visuell påvirkning på nabolaget. Slike vindturbiner krever i tillegg konsesjonsbehandling og oppfølging, noen som trolig ikke vil være aktuelt for driftsorganisasjonen i Kræmer Eiendom. Denne typen vindturbiner ses det derfor bort fra i den videre utredningen.

Dersom man skuer utover selve Kræmer-tomten som systemgrense, vil det i prinsippet være mulig å investere i vindkraftanlegg andre steder, eller kjøpe strøm direkte fra vindkraftprodusenter. Dette gjøres av aktører som beviselig vil dokumentere krafttilgang fra fornybare kilder. F.eks. har Google valgt å kjøpe hele kraftproduksjonen i 12 år fra vindkraftparken Tellenes i Rogaland i forbindelse med etablering av et datasenter i Viborg i Danmark.



Figur 3.8 Vindturbiner (4 x 1 kW plassert på nye Bryne vgs (kilde Stavanger Aftenblad).

Biogass fra avløp og matavfall

Biogass kan forbrennes i en gassmotor eller gassturbin, og dermed produsere både kraft og varme. Biogassen kan produseres fra flere kilder.

Avløpsslam

Beboere og brukere av servicetilbud på Kræmer Brygge vil produsere avløpsslam og matavfall som er egnet til biogassproduksjon. I tillegg vil bl.a. landbruket i området også kunne levere råstoff egnet til å lage biogass. Gitt en samlet boligbebyggelse på rundt 80 000 m², betyr dette en beboerantall på anslagsvis 2000-2500.

Til tross for dette forholdsvis store beboerantallet, vil et biogassanlegg her være for lite til å oppnå viktige skalafordeler og dermed gunstige produksjonskostnader for biogass. Mer nærliggende vil det være å søke samarbeid med andre aktører (eiere av bioråstoff), f.eks. i samarbeid med VA-etaten i Tromsø kommune. Et annet viktig begrensende forhold er knapphet på areal på Kræmer Brygge.

Matavfall

Matavfall er gunstig råstoff for biogassproduksjon, og matavfall utnyttes i økende grad til dette formålet. Hvor mye biogass matavfallet kan generere avhenger av hvor mye matavfall som produseres og hvor stor andel av matavfallet som samles inn og finner veien til biogassreaktoren.

Matavfall utsorteres i hovedsak ved hjelp av posesystemer, eller ved bruk av dedikerte avfallsdunker. Begge løsninger er både kostnads- og arealkrevende. Flere steder i utlandet brukes avfallskverner i kjøkkenvasken, og avløpssystemet som transportvei for matavfallet. Slike løsninger er ikke benyttet i særlig grad i Norge, mye fordi vårt ledningsnett ikke greier å håndtere mengdene. Men dersom det finnes et moderne og forholdsvis tett avløpsnett mellom Kræmer Brygge og renseanlegget området er knyttet opp mot, kan en slik håndteringsløsning tenkes å fungere. Avfallskverner brukes mange steder i verden, og slike kverner kan tenkes å representere en formålstjenlig og attraktiv løsning, som også vil kunne redusere den totale mengde avfall som må transporteres bort vi renovasjonsbiler eller i løsninger med avfallssug.

Dersom utbygger oppfatter avfallskverner som et virkemiddel til å øke attraktiviteten Kræmer Brygge vil få i markedet, bør man undersøke mulighetene for dette.

3.6 Teknologi for utnyttelse av områdeperspektivet

3.6.1 Distribusjon av termisk energi (lavtemp. vs. høytemp.)

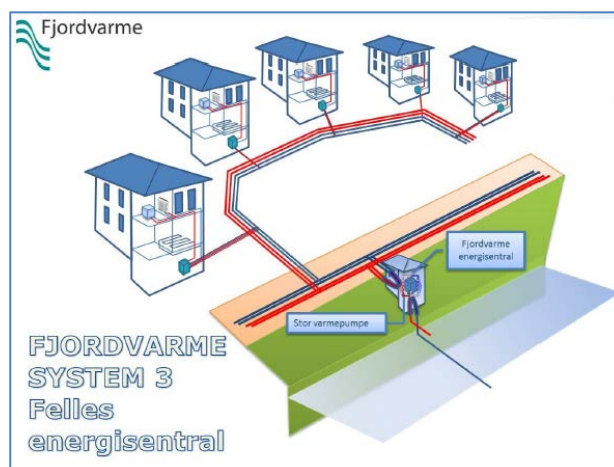
Typisk temperatur for fjernvarme (i Norge) kan ligge på 80-90°C i tur og 40-50°C i retur. Med trykksatte system kan en gå høyere opp i turtemperatur. I Danmark har man eksempler på lavtemperatur distribusjon for fjernvarme, hvor turtemperaturen ligger rundt 60°C, og retur 35-40°C. Her er dermed ΔT lavere enn for høytemperatur, og en må kompensere med å øke sirkulasjonsmengden. Dette igjen påvirker dimensjonering av rør samt økt elforbruk til pumpearbeid.

Dersom alt varmebehov i eksisterende og nye bygg skal dekkes fra en varmforsyning etter utbygget fase 1, vil dette utgjøre 25% tappevannsoppvarming og 75% romoppvarming. Om all planlagt bygningsmasse blir bygget vil varmebehovet være 45% tappevann og 55% romoppvarming.

Med store byggetrinn fordelt over tid og dermed betydelig usikkerhet, vil en kunne redusere risiko ved å etablere flere lokale distribusjonsnett. Trolig vil lavtemperatur distribusjon være best egnet for romoppvarming og potensielt egne høytemperatur distribusjon være mest hensiktsmessig mot tappevann. Dette vil forutsett at de ulike bygg vil enes om felles forsyningsløsninger.

Distribusjon av termisk energi kan også gjøres med en relativ kald væske fra sjøvannsinntak til byggene i området, eventuelt fra grunnvarmebrønner. I dette systemet er det i hvert bygg eller grupper av bygg installert varmepumper / kjølemaskiner som hhv. henter ut varme fra kaldtvannsdistribusjonen, eventuelt leverer varme fra kjøleprosesser til distribusjonsnettet. Dermed vil kaldtvannssystemet også blir benyttet til å overføre overskuddsvarme mellom bygg.

Systemet vil bestå av et rørsystem som fører ferskvann med temperatur på om lag 4-10 °C til bygg som slik at man lettere kan tilpasse produksjon og forbruk. Hvert bygg har sin varmepumpeutrustning som henter varme fra rørsystemet. Kjøling oppnås ved frikjøling eller ved at varmepumpe kjøres som kjølemaskin i perioder. Overskuddsvarme «dumper» tilbake i rørsystemet. Ferskvannet i rørsystemet tilføres varme gjennom varmeveksling med sjøvann i et eller flere punkter. Systemet ligner på fjernvarmeinfrastruktur, men bør bygges med et større samlet vannvolum.



Figur 3.9 Sjøvarmekonsept med kaldtvannsdistribusjon (ref. Fjordvarme AS)

3.6.2 Lagring av elektrisitet i batterier (korttidslagring)

I forbindelse med utnyttelse av lokal fornybar elektrisitetsproduksjon, er lagring et stadig viktigere tema. Batteriteknologien har gjort fremskritt i de senere år, særlig når det gjelder anvendelse i elektriske apparater (mobiltelefoner mm) og kjøretøy. I dag finnes det biler (Tesla) som kan lagre 60-80 kWh i sin batteribank. Når slike biler får større utbredelse, er det tenkelig at den samlede batterikapasiteten kan anvendes i såkalte smart-grid løsninger.

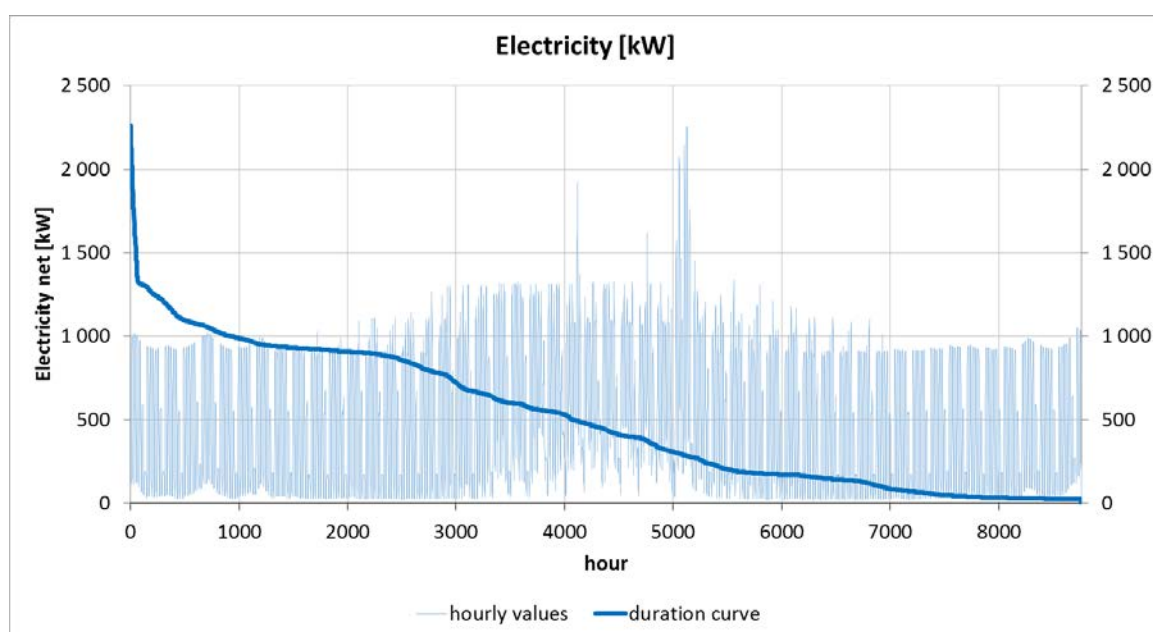
Det finnes også leverandører av batteriløsninger som bl.a. brukes sammen med solcelleanlegg. Dette kan føre til større uavhengighet fra el-nettet, bl.a. ved å kunne utnytte perioder med lave energipriser og unngå kostnader for effektbruk, helt til ren selvforsyning.

Når det gjelder litium-ion-batterier, altså den dominerende batteriteknologien som benyttes i el-biler, går den industrielle utviklingen svært raskt. Fra å ligge på et kostnadsnivå på over 1000 USD/kWh i lagringsevne, og dermed lite aktuell for bruk til stasjonære forhold, endres nå bildet raskt. Det er forventet en pris på om lag 100 USD/kWh i løpet av 3-5 år.

Et batterilager vil også kunne benyttes i forbindelse med utjevning av effekttopper. Dette er særlig aktuelt i vinterhalvåret når effektprisene er på det høyeste. I vinterhalvåret er det dessuten ikke noe strømproduksjon fra solcelleanlegget, så dermed kan styringen av batterilageret kunne optimaliseres med hensyn på effektutjevning. Sammen med en aggregator vil også en batteriinstallasjon kunne brukes i balansekraftmarkedet.

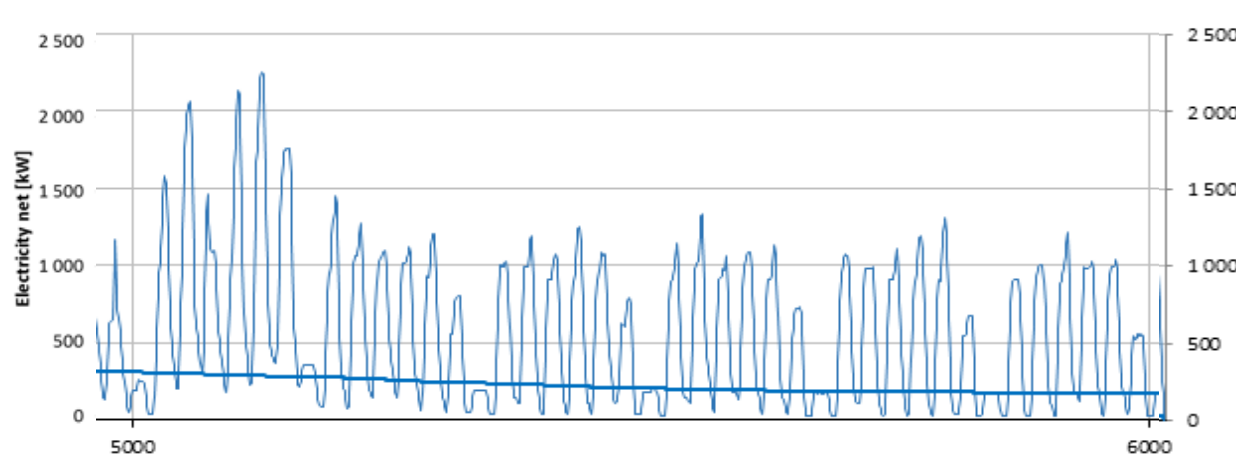
For å kunne vurdere nytteverdien av slik effektutjevning er det nødvendig å se på effektbruken over året. Med simuleringer fra IDA ICE er det elektriske effektbehovet vist i diagrammet nedenfor. Som det fremgår av Figur 3.10 er effektbehovet rimelig jevnt fordelt

over året, Det er en økning sommerstid som trolig er knyttet til romkjøling og en effekttopp i slutten av juli.



Figur 3.10 Effektbehov over et år (simulert med IDA ICE).

I Figur 3.11 vises det samme effektbehovet i en periode på 6 uker fra ca. 27. juli (time 5000), og vi ser en betydelig variasjon i effektbehovet over et døgn. En nærmere studie av effekt over noen timer tyder på at det kan være mye å hente ved å dimensjonere lageret for ca. 12 timers elbehov. En endelig dimensjonering vil kreve mer detaljerte simuleringer. Dette vil også være knyttet til et eventuelt solcelleanlegg.



Figur 3.11 Effekt i en 6 ukersperiode fra ca. 25.juli.

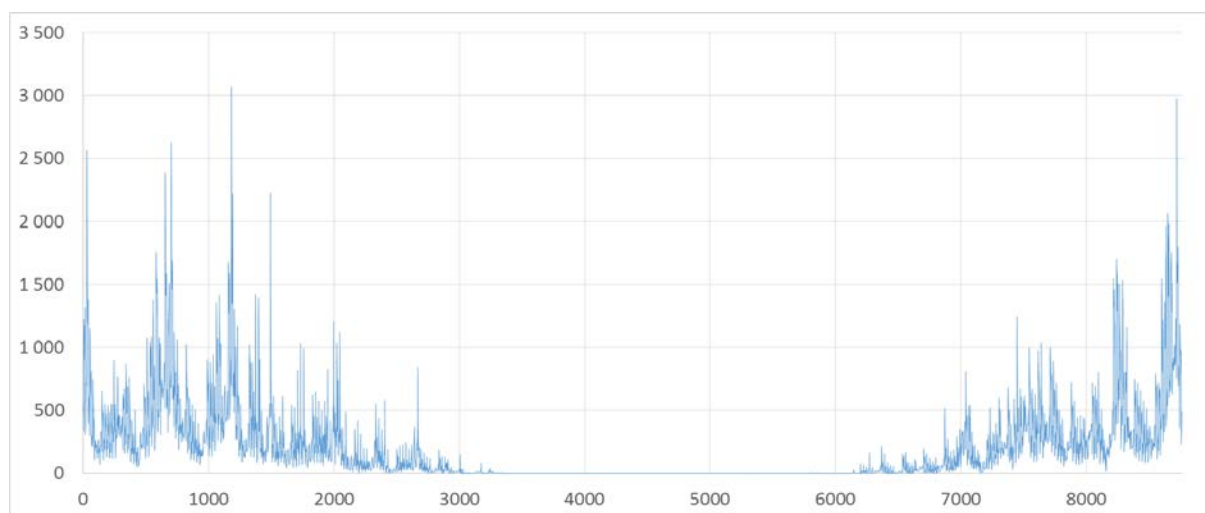
3.6.3 Lagring av varme (akkumuleringstanker)

Termisk energilager er interessant der det ikke er samstemmighet mellom varmeproduksjon og varmebehov. Ved å unytte et termisk energilager vil en kunne nyttiggjøre seg av typisk fornybar varmeproduksjon (eks. solvarme) på et tidspunkt, for senere å kunne forsyne varmebehov. I termiske systemer hvor en over året har kjølebehov i sommerhalvåret og

varmebehov i vinterhalvåret, kan et energilager dra nytte av denne sesongvariasjonen for å kunne gi en mer energieffektiv energiforsyning (f.eks. energibrønner eller store vannvolum).

Det er gjennomført beregninger med simuleringsprogrammet IDA ICE for å se på effekten av varmelagring. Det er gjort en forenkling ved at det er tatt utgangspunkt i en bygningsmasse med 30.000 m² for hver av bygningskategoriene boliger, forretning og kontor.

Diagrammet nedenfor viser lastprofil over året med simuleringen i IDA ICE. Dette viser kun rom- og ventilasjonsvarme. Varmt tappevann er ikke tatt med da dette er temmelig konstant over året og har dermed lite innvirkning på effekttoppene.



Figur 3.12 Varmebehov over året eksklusive varmt tappevann. Effekt i kW over årets timer (totalt 8760).

Som diagrammet viser er det betydelige effekttopper som er knyttet opp mot kalde perioder. Med en registrert toppeffekt på om lag 3,2 MW for den temperaturavhengige oppvarmingen, ble det gjennomført beregninger med grunnlast på 1 MW og 2 MW. Med grunnlast menes det som blir levert fra en felles varmepumpe. Det forutsettes i beregningene at de effekttoppene som ikke dekkes av grunnlastvarmepumpa tas med en el-kjel.

I diagrammet nedenfor Figur 3.13, er simuleringresultatene gjengitt. I simuleringene er det benyttet 4 ulike varianter; en uten varmelagring, 100 m³, 250 m³ og 400 m³. Diagrammene til venstre har en grunnlastvarmepumpe på 1 MW og til høyre 2 MW. Med 1 MW må varmelageret ha en størrelse på 250 m³ før man får noen vesentlig reduksjon i effekttoppene. Men selv med 400 m³ vil det fortsatt være noen få effekttopper i løpet av året. Dersom grunnlastvarmepumpa dobles til 2 MW dekkes store deler av effektbehovet også uten varmelager. Dette kan også sees i Figur 3.12 over ved å legge inn en horisontal strek ved 2 MW. Diagrammene tyder dermed på at en 2 MW varmepumpe vil ha om lag samme effekt som et varmelager på ca. 300 m³ i kombinasjon med 1 MW varmepumpe. Med en varmepumpe på 2 MW kombinert med et 250 m³ varmelager, vil det ikke være behov for noe oppdekning av effekttopper bortsett fra en kald dag helt på slutten av året.

Konklusjonen blir dermed at det er mulig å fjerne effekttoppene med bruk av varmelagring. Dermed kan man også unngå installasjon av eventuell elkjel for å ta topplast. De totale kostnader for alternativene vil dermed kunne bli bestemmende for det endelige valg.



Figur 3.13 Nødvendig topplast ved en grunnlastvarmepumpe på henholdsvis 1 og 2 MW i kombinasjon med ulike størrelser på varmelager. Effekt i kW over årets timer (totalt 8760).

3.7 Kostnadsbesparelser ved effektutjevning

Det er ventet at prisen på effekt vil øke relativt mye mer enn kraftprisen i tiden fremover. De fleste nettselskaper, inkl. Troms Kraft Nett, opererer med ulike effektledd gjennom året. Effektprisen er høyest i de kaldeste periodene (desember og januar) og er lavest sommerstid.

Dette medfører at det trolig blir stadig viktigere å kutte/utjevne effekttoppene. Nedenfor er det gjennomført en analyse for å se på kostnadsfordelingen mellom effekt og kraftpris samt kostnadsreduksjoner ved å kutte makseffekten.

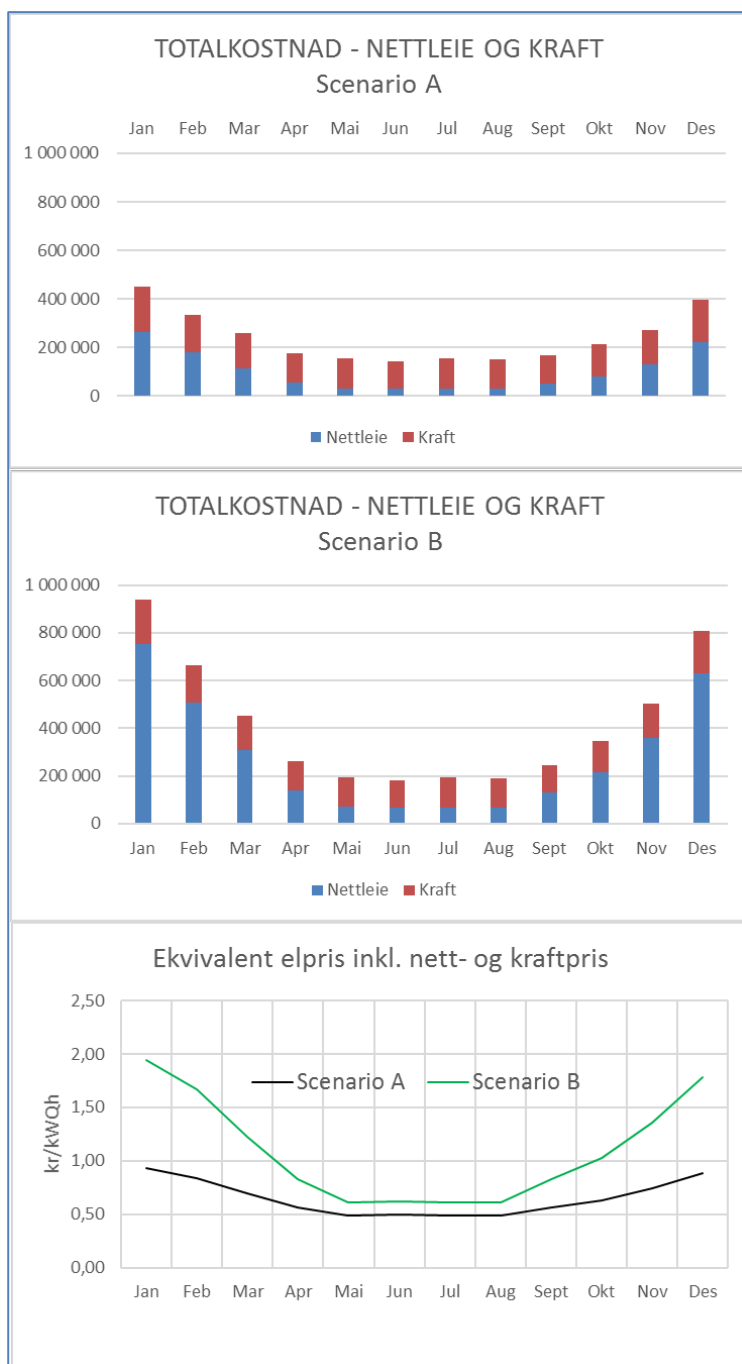
Figur 3.14 viser totalkostnader for innkjøp av strøm. Det er tatt utgangspunkt i el-behovet for alminnelig forbruk (lys, utstyr etc.) samt elbehovet for et varmeanlegg der en varme-pumpe med sjøvann som varmekilde brukes som grunnlast og topplasten tas med en el-kjel. Effektbehovet er hentet fra en simulering med IDA ICE, og maksimalt effektbehov er 2,8 MW. I disse simuleringene er det benyttet samme bygnings-masse som i avsnitt 3.6.3, dvs. 90.000 m² jevnt fordelt mellom bolig, kontor og forretning.

I scenario A er det tatt utgangspunkt i effektprisene for Tromsø pr. januar 2017. Det er benyttet kategorien «stor sluttbruker». Som kraftpris er det benyttet 21 øre/kWh gjennom hele året.

Som tidligere nevnt forventes effektleddet å øke mer enn energiprisen i tiden fremover. I scenario B er effektprisen multiplisert med en faktor 3 i forhold til dagens priser i scenario A, resten er likt. Som det fremgår av diagrammet vil en slik økning av effektleddet medføre at nettkostnadene blir den dominerende delen av de totale strømkostnader.

De totale strømkostnadene vil være 2,9 mill.kr. med scenario A og 5,0 mill.kr. med scenario B.

Det nederste diagrammet viser en ekvivalent elpris fordelt over året der både effekt- og energipris er inkludert. Diagrammet viser at nettkostnaden utgjør en betydelig andel av den totale elkostnaden, og da særlig i de kalde perioder når kraftnettet er sterkest belastet og effektleddet er høyest.



Figur 3.14 Samlet el-kostnad for nettleie og energipris. Forbruksavgift og energifondet er en del av kraftprisen. Scenario A med effektpriser som angitt i Figur 3.4, i B er effektprisene 3 doblet. Nederste diagram viser ekvivalent pris over året, der både effekt-

For å se på den økonomiske gevinsten ved å utjevne effekttoppene, er det laget et økonomisk regnestykke der den maksimale effekttoppen pr måned er halvert. Med dagens effektpriser blir totalkostnadene i de kaldeste måneder dermed redusert med ca. 100.000 kr/mnd. Samlet over året reduseres totalkostnaden med i underkant av 0,5 mill.kr.

Men dersom prisen på effekt tredobles vil gevinsten ved å halvere det maksimale effektforbruket også tredobles til ca. 300.000 kr/mnd i januar og februar. Samlet over året gir effektreduksjonen en gevinst på ca. 1,50 mill.kr. Med en annuitetsfaktor på 0,1 (f.eks. 4% rente og avskrivningstid 12 år) vil det altså være *økonomisk lønnsomt å investere mellom 5-15 mill.kr. for å oppnå en halvering av maksimalt effektbehov.*

3.8 LCC analyse

Det er utført en analyse av livssyklus kostnader (LCC) på noen utvalgte alternative løsninger. Livssyklus kostnader er summen av investeringskostnad og alle kostnader til forvaltning, drift, vedlikehold og utvikling i bruksfasen av et bygg eller anlegg, fratrukket restverdi ved avhending. Analysen tar utgangspunkt i fasene for gradvis utbygging og tar med til og med Fase 2. Bakgrunnen for at ikke hele utbyggingen er medtatt i analysen er mye tilknyttet usikkerhet i utbyggingen relatert til utfylling av sjøtomten.

I analysen er det lagt til grunn 20 år analyseperiode og kalkulasjonsrente på 4%. Følgende varme og kjølebehov er lagt til grunn:

Netto varmebehov: ca. 4 300 MWh/år

Netto kjølebehov: ca. 64 MWh/år

Energidekningsgraden av for ulike alternativene er antatt som følger:

Tabell 7 Energioppdekning med ulike energiforsyningsløsninger

Alternativer for LCC	Grunnlast (varmepumpe)	Spisslast (elkjel/fjernvarme)
Alternativ 0 – Fjernvarme	0%	100%
Alternativ 1 – Sjøvarme basert på sjøvann	90%	10%
Alternativ 2 – Grunnvarme som energikilde	90%	10%
Alternativ 3 – Grunnvarme som energilager	90%	10%

Alternativ 0 – fjernvarme (referansealternativet):

Kapasitet grunnlast (fjernvarme): 2 [MW]

Kapasitet spisslast/backup (elkjel): 0 [MW]

Alternativ 1 – Varmepumpe basert på sjøvann

Kapasitet grunnlast (VP sjøvann): 1 [MW]

Kapasitet spisslast/backup (elkjel): 2 [MW]

Alternativ 2 og Alternativ 3 – Varmepumpe basert på grunnvarme (kilde og lager)

Kapasitet grunnlast (VP grunnvann): 1 [MW]

Kapasitet spisslast/backup (elkjel): 2 [MW]

For alle alternativene er generelle kapitalkostnader inkludert i analysen. Dette er distribusjonsnett til varmforsyning, tørrkjøler, akkumuleringstanker, generelle kostnader for utforming og arbeider relatert til etablering av energisentral, samt kostnad for komplett installasjon av elkjel som spisslast.

Alternativ 0, med fjernvarme, inkluderer kostnad for distribusjon internt. Komplet installasjon, ekskludert rør til intern distribusjon, er antatt dekket av fjernvarmeleverandør. For alternativene med varmepumpe består kapitalkostnadene av komplette kostnader for installasjon av varmepumpe med sjøvann eller energibrønner som energikilde/energilagere, inkludert rør, pumper og varmevekslere.

Drift- og vedlikeholdskostnader for alle de tre alternativene er et estimat basert på fullt utbygd Kræmer brygge. Her er det inkludert arbeidstimer for overvåking, kostnader for vedlikehold, samt kostnader for utskifting av utstyr og komponenter. Tabell 8 viser spesifikk investeringskostnad for de ulike elementene, samt drifts- og vedlikeholdskostnader for alle alternativene.

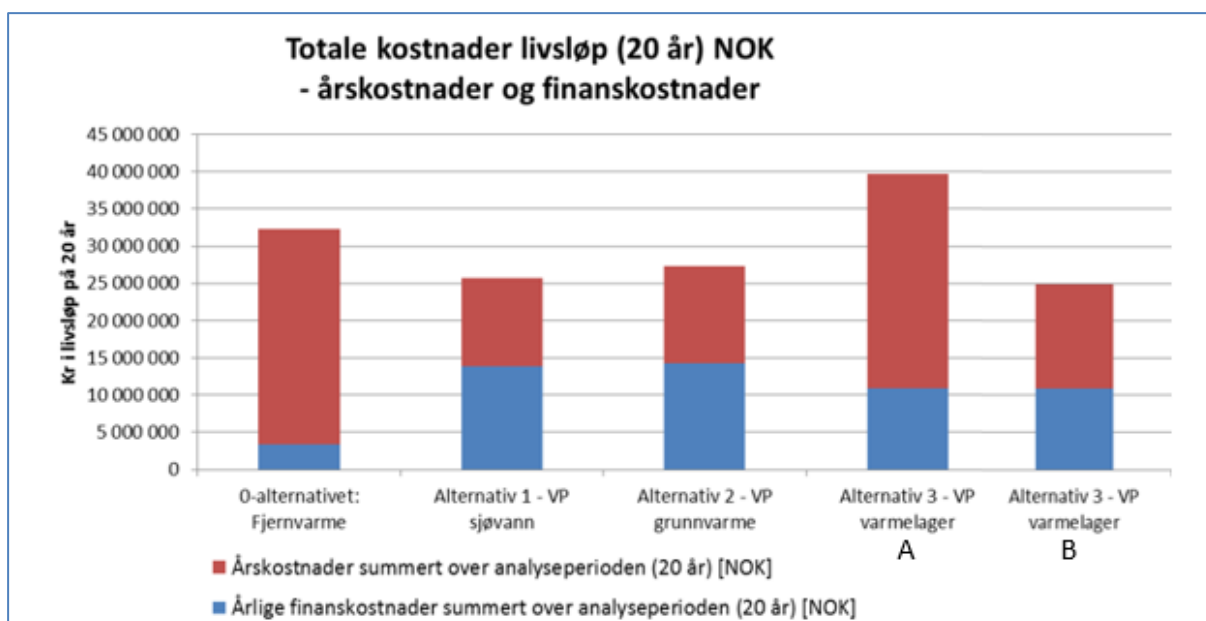
Tabell 8 Investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader

Investeringskostnader	Spesifikk kostnad	Enhet	Kilde
Distribusjon varmforsyning	7 000	kr/m trasé	2,3
Tørrkjøler	4 000	kr/kW _{overskuddsvarme}	3
Akkumuleringstank	7,2	kr/L	3
Energisentral	1 000	kr/kW _{grunnlast}	3
Spisslast	1 500	kr/kW _{topplast}	1
VP med sjøvann som energikilde	11 000	kr/kW _{VP}	1
VP med grunnvarme som energikilde	12 000	kr/kW _{VP}	1,3
VP med grunnvarme som energilagere	8 000	kr/kW _{VP}	1,3
Drifts- og vedlikeholdskostnader			
Alternativ 0: fjernvarme	210 000	kr/år	3,4
Alternativ 1: sjøvannsvarmepumpe	425 000	kr/år	3,4
Alternativ 2 og 3: grunnvarme	240 000	kr/år	3,4

1: «Kostnader i energisektoren» (NVE, 2 2015), 2: «Kostnader for fjernvarmeutbygging» (Enova, 2010), 3: Erfaringstall, Asplan Viak internt, 4: korrespondanse med ulike varmesentraler i Tromsø og Oslo regionen

I analysen er det benyttet en konstant kraftpris på elektrisitet på 0,44 kr/kWh og fastpris på nettleie for storforbruker fra Tromskraft på 834 kr/mnd. I tillegg blir effektledd for storforbruker beregnet etter høyeste timesverdi i en gitt måned, dette varierer mellom 20-87 kr/kW_{peak} per måned. Energi- og effektpriisen på fjernvarme er beregnet 5 % lavere enn henholdsvis total kraftpris og total nettleie fra Tromskraft.

I Figur 3.15 er resultatet fra LCC-analysen satt med en kolonne for hvert alternativ.



Figur 3.15 Resultat LCC analyse for 4 alternativer for termisk energiforsyning, Fase 2, Kræmer Brygge. I alternativ 3 B er det forutsatt at fjernvarmeprisen reduseres med 80% for perioden mai – august.

Tabell 9 viser også de totale livsløpskostnadene over analyseperioden, samt prosentvis fordeling mellom årskostnader og finanskostnader.

Tabell 9 Resultat LCC analyse for 4 alternativer for termisk energiforsyning, Fase 2, Kræmer Brygge. Totale livsløpskostnader (20 år), inndelt i årskostnader og årlige finanskostnader summert over analyseperioden.

Alternativ	Totale kostnader
Alt. 0: fjernvarme	32 mill
Alt. 1: VP sjøvann	26 mill
Alt. 2: VP grunnvarme	27 mill
Alt. 3A: VP varmelager	40 mill
Alt. 3B: VP varmelager	25 mill

Med de gitte forutsetningene har alternativ 1 – sjøvannsvarmepumpe totalt sett den laveste totalkostnaden over en analyseperiode på 20 år, på om lag 25 mill.kr. eks. mva og angitt i nåverdi.

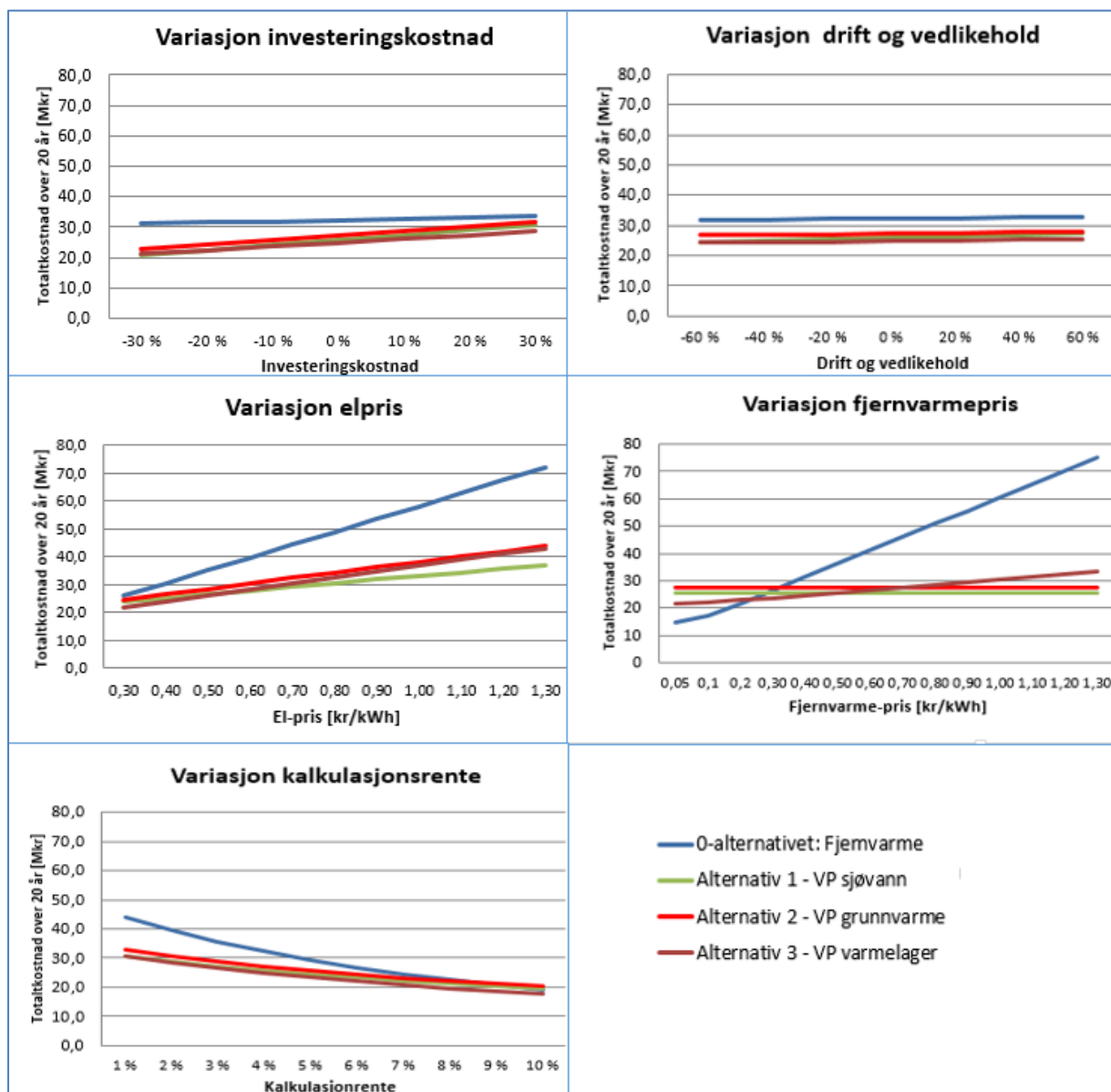
Dyrest ut kommer energibrønner brukt som sesongvarmelager med lagring av fjernvarme om sommeren. Her er det forutsatt ordinær fjernvarmepris hele året. Men som alternativ 3 B viser, blir varmelageralternativet en økonomisk interessant løsning som det forutsettes at prisen på fjernvarme kan reduseres med ca. 80% (ned til ca.10 øre/kWh) fra mai – august. Her har vi ikke regnet inn mulige kostnadsbesparelser i form av redusert effektuttak pga varmelageret, hvilket også vil trekke i positiv retning.

Fjernvarmealternativet har en total kostnad på om lag 32 mill.kr. Her har effektkostnaden en stor betydning. Alternativ 2 – VP grunnvarme er om lag 2 millioner dyrere enn alternativ 1, noe som trolig skyldes «kaldt» klima i grunnen, lavere effektfaktor på varmepumpen samt en antatt dyrere installasjon.

I alternativ 2 er det antatt at hele overflatearealet for Fase 2 er tilgjengelig for energibrønner. Det er sannsynlig at finanskostnadene for dette alternativet vil bli høyere da hele området neppe kan benyttes, og det må dermed bores dypere og dyrere brønner.

Denne LCC-analysen baserer seg på sammensatte erfaringstall (NVE rapport) og interne erfaringstall. I tillegg er dimensjoneringen av disse anleggene relativt grov og det må derfor påregnes en usikkerhetsmargin på +/-10-20%. Dermed vil en nøyere dimensjonering kunne gi andre konklusjoner enn de som er vist her. Spesielt gjelder dette for alternativ 1 og alternativ 2 som i disse beregningene har kommet ut med nokså lik totalkostnad.

For de aktuelle alternativene er det utørt en følsomhetsanalyse basert på installasjonskostnader, kalkulasjonsrente, elpris og fjernvarmepris.

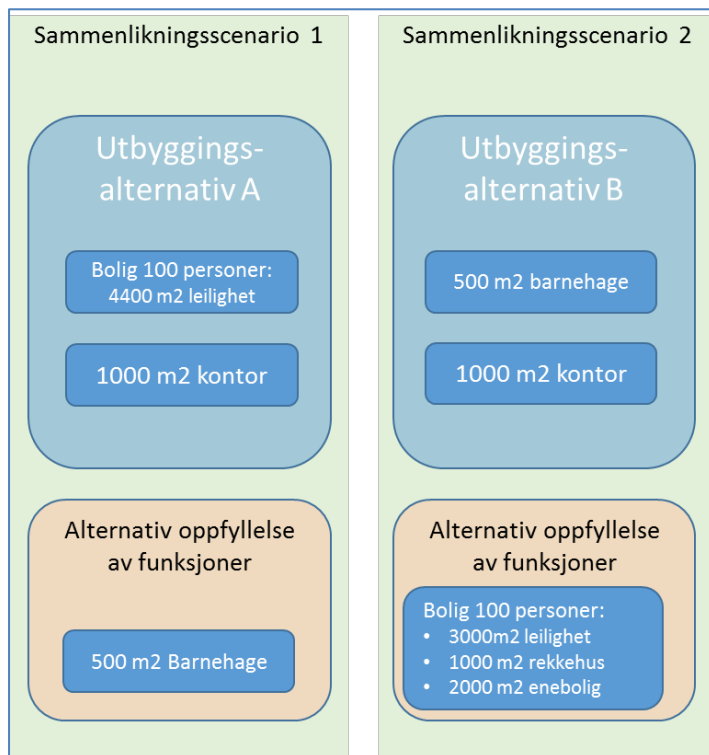


Figur 3.16 Følsomhetsanalyse for energiforsyningsalternativene i totalkostnad over 20 år, med varierende i) Investeringskostnad, ii) drift og vedlikeholdskostnad, iii) elpris, iv) fjernvarmepris, v) Kalkulasjonsrente

Følsomhetsanalysen viser at alternativ 0 og alternativ 3 som er mest påvirket av variasjon av investeringskostnad, elpriser og kalkulasjonsrente. Dette har sammenheng med at disse alternativene har relativt lave investeringskostnader men relativt høye årlige energikostnader. Sjøvarmeløsningen (alternativ 1) og brønnløsningen (alternativ 2) har tilnærmet samme grad av påvirkning i denne analysen.

3.9 Klimagassberegninger

Det er gjort en estimering av sannsynlige klimagassutslipp for området. Normalt bruker Asplan Viak en egenutviklet beregningsmetodikk til denne typen beregninger³. Metoden tar utgangspunkt i at et gitt område kan utvikles i henhold til en rekke ulike scenarier. Det kan for eksempel hende at et scenario har en annen funksjonsmiks eller en høyere tetthet enn andre.



Figur 3.17 Eksempel på hvordan man lager sammenliknbare utviklingsscenarier

Det er da et poeng at man sammenlikner scenarier som faktisk er *funksjonelt ekvivalente*. Dette innebærer at man tilstreber å sette opp scenarier som til sammen tilbyr samme funksjon. Det kan hende at et utbyggingsalternativ inneholder mer boligfunksjoner, men mindre næringsfunksjoner enn et annet alternativ. En sammenlikning av disse utbyggingsalternativene bør da korrigeres for forskjellen i funksjon ved å legge til alternativ produksjon av disse funksjonene når man lager scenarier som er sammenliknbare (se Figur 3.17).

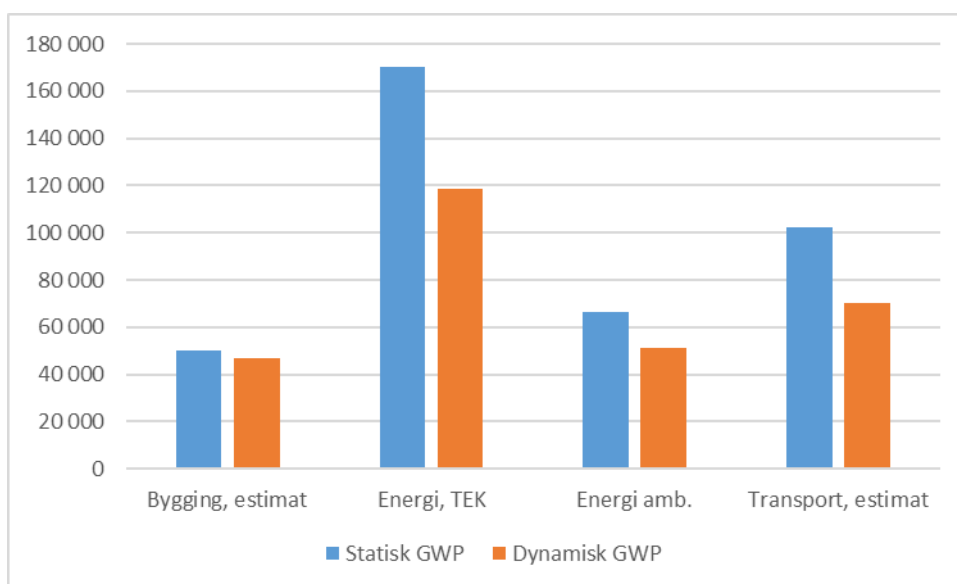
Som regel vil dette bety at man må ha en formening om hvor og hvordan bolig og næring vil utvikles, hvis det ikke gjøres i det aktuelle utbyggingsområdet. Her kan statistikk om historisk utvikling og eventuelle kommunale planer være til hjelp.

Det andre elementet er at man bør legge til grunn et helhetsperspektiv eller *livsløpsperspektiv* for sammenlikningene. Dette sikrer at alle direkte og indirekte utslippseffekter inkluderes. Utredningene kan dekke flere typer miljøpåvirkninger, eller fokusere på en enkeltpåvirkning (som for eksempel utslipp av klimagasser).

I *denne vurderingen* er det av ulike årsaker kun gjort vurderinger av ulikt ambisjonsnivå for energibehov og –forsyning. Likevel har vi inkludert enkle estimater for bygging (materialer) og transport, for å illustrere størrelsen av disse utslippsskildene og indikere potensialet for utslippsreduksjoner hvis man kan gjennomføre tiltak for å adressere disse utslippene. Det er inkludert beregninger for 60 år etter 2035, det vil si til 2095.

Figuren under viser resultatene for utslipp i perioden fra 2017 til 2095 (60 år etter ferdigstillelse). De er presentert både som statisk GWP (alle utslipp har lik klimaeffekt uansett når i tidshorizonten de skjer) og en «dynamisk GWP» hvor utslippenes klimaeffekt synker jo senere de er sluppet ut i tidshorizonten (som løper i 100 år fra 2017).

³ <https://www.asplanviak.no/temaer/kampanjer/klimavurdering-pa-omradeniva/>



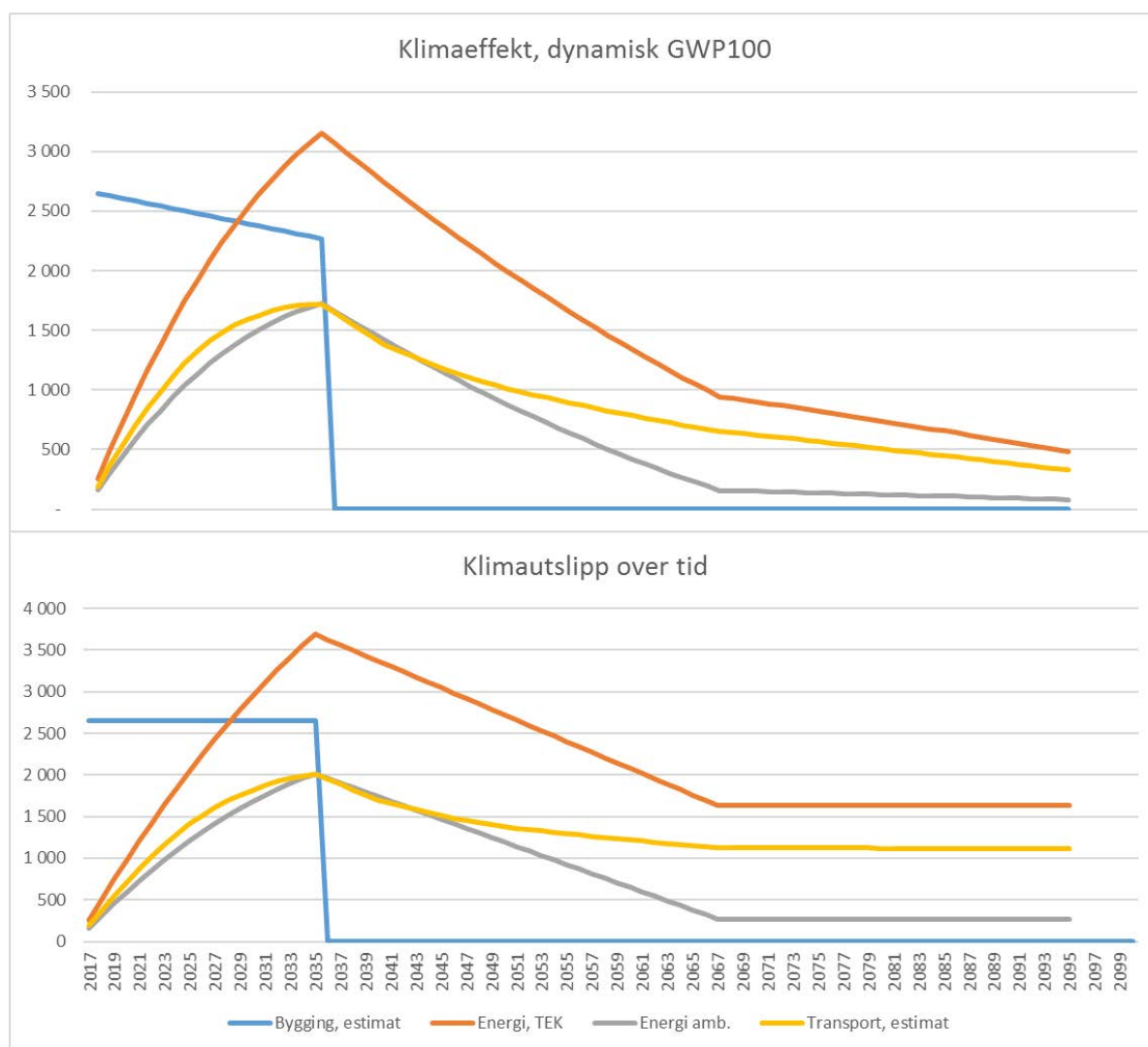
Figur 3.18: Klimautslipp frem til 2025, for bygging, energibruk med hhv. TEK- og ambisiøs standard, samt transport. Merk at energialternativene også har forskjell i energiforsyning.

Vi ser at energitiltakene gir en stor reduksjon i utslipp. I et statisk perspektiv er nedgangen på hele 104 000 tonn, eller 61%. Nedgangen er en kombinasjon av lavere forbruk av energi, samt energiforsyning med lavere klimautslipp. Hvis man legger til grunn samme energiforsyning (fjernvarme) er nedgangen i energiutslipp 75 000 tonn (44 %). Resten av effekten er på grunn av at varmepumpe gir et lavere beregnet klimautslipp. Beregnet med dynamisk GWP er forskjellen mindre; en kombinasjonseffekt av at fjernvarmeforsyningen har en mindre avtakende utslippsintensitet i forhold til strøm, og at utslipp langt frem i tid får en lavere beregnet GWP100 enn tidlige utslipp.

Byggingen står for nesten like store utslipp som energi i det ambisiøse scenarioet. Tiltak for å redusere utslipp fra materialer er derfor nyttige. Dette er også utslipp som skjer nå og ikke langt frem i tid, noe som gjør det mulig å oppnå tidlige utslippsreduksjoner. Fra byggingen er det ikke urealistisk at man ved bruk av klimavennlige materialer kan redusere utslippene med 30%, tilsvarende ca. 150 000 tonn CO₂-ekvivalenter.

Transport er den mest usikre faktoren. Antakelsene som ligger til grunn for transportberegningene representerer en sannsynlig gjennomsnittlig utvikling i kjøretøyteknologi, men representerer reisevaner for Oslo. Utslippene fra transport vil likevel kunne forventes å være større enn både energi- og materialutslipp. Hvis man lykkes i satsningen på minimalt transportbehov for de beboende utenfor området, og i tillegg klarer å sørge for at transport til og fra området i stor grad tas med kollektivtransport, vil transportutslippene kunne bli lavere enn det som er beregnet her. Etersom TØIs antatte trendbane for utvikling av personbilparken er lagt til grunn, ligger det allerede inne en ganske høy andel el-biler. Men dersom man påskynder en utvikling mot elektrisk drift av bil- og busspark utover det som er forutsatt her vil dette også kunne redusere utslippene.

I tillegg til de totale resultatene presentert over, kan det være interessant å studere utslippsprofilen som en funksjon av tid. Under har vi inkludert en figur som viser dette både for dynamisk og statisk GWP gitt de ulike antakelsene om fremtidig utvikling i utslippsintensitet.



Figur 3.19: Utslppsprofil over tid (nederst) og klimaeffekt ved dynamisk GWP100 (øverst) over tid.

En videre vurdering bør søke å utvikle et eller flere reelle alternative utviklingsscenarioer for området og sammenlikne den fulle klimaytelsen til disse over tid med metodikken beskrevet i innledningen til dette kapittelet. På denne måten kan man undersøke effekten av ulik utnyttelsesgrad, og relatere dette til alternativ utbygging andre steder i Tromsø. En slik øvelse vil også i større grad kreve noen vurderinger på alternative (gjennomsnittlige) lokasjoner for de funksjonene som kan tenkes å utvikles på tomten. Det bør også suppleres med bedre lokale reisevanedata og bedre estimater for fremtidig teknologi i kollektivtransporten.

3.10 Verktøy for bærekraftig områdeutvikling

Det er vurdert ulike verktøy for en bærekraftig utvikling av områder.

BREEAM Communities: Det mest omfattende verktøyet er BREEAM Communities. Det konkluderes med at siden Kræmer brygge allerede har fått utarbeidet en godkjent reguleringsplan, og selv om denne kanskje skal søkes justert, er det neppe hensiktsmessig å sette i gang en prosess med dette verktøyet.

Et miljøprogram skal fastsette de miljømålene som skal ligge til grunn for valg og prioritering av tiltak i et prosjekt gjennom hele prosjektets livsløp fra forprosjektfasen til riving-,

avhendings- og gjenbruksfasen. Miljøprogrammet skal utarbeides tidligst mulig i prosjektets livsløp. Miljømålene følges opp i miljøoppfølgingsplaner. Standarden «NS 3466 Miljøprogram og miljøoppfølgingsplan» beskriver systematikken og mal for utarbeidelse og bruk av miljøprogram og -oppfølgingsplaner for ytre miljø fra planlegging til riving og sanering. Miljøoppfølgingsplanen (MOP) bygger på miljøprogrammet og fastsetter hvordan prosjekteier skal følge opp miljøprogrammets miljømål i ulike faser. Det er med andre en støtte til å oppnå miljømålene. *Det vurderes at en MOP kan være et meget aktuelt verktøy for å sikre at omforente energi og miljømål følges opp gjennom utbyggingsfasene.*

Smart Cities er en stor satsing på EU-nivå gjennom Horizon2020 der det gis støtte til fyrtårnprosjekter som har høye ambisjoner for utvikling av byområder. En satsing innenfor Smart Cities må forankres på bynivå. Det vil si at initiativet og evt. søknad må komme fra Tromsø Kommune. Kræmer Brygge kan være et satsingsområde og område for implementering av prosjekter og tiltak innenfor Smart Cities, men kan ikke alene fremme en søknad som Smart City.

3.11 Avtaler, tillatelser og samarbeidspartnere

Kræmer Eiendom AS eier tomten til Kræmer Brygge og har fått godkjent reguleringsplan for området. Det er inngått avtale med Statens Vegvesen om utvikling av energieffektive lokaler og bygging er startet opp for dette bygget (mars 2017).

Konseptutredningen er gjennomført av Kræmer Eiendom AS v/adm.dir. Eirik Espejord i samarbeid med Asplan Viaks energi- og miljørådgivere i Sandvika og i Trondheim.

I løpet av arbeidet med konseptutredningen ble det gjennomført studiebesøk til Fjordvarme AS på Nordfjordeid. Daglig leder Magne Hjelle bidro med erfaringer og befarings på varmepumpeanlegg med varme fra sjø.

4 KONKLUSJON OG ANBEFALINGER I PROSJEKTET

Det er forventet en stadig innskjerping av energi- og miljøkrav i byggeforskrifter fremover. I det reviderte Bygningsenergidirektivet til EU er det satt et mål om at alle nye bygg etter 2020 skal være neste nullenergibygge (nZEB). I energi- og effektsimuleringer i denne rapporten er det lagt til grunn passivhusstandard i alle nye bygg.

Fremtidige energi- og effektpriser vil ha stor innvirkning på lønnsomheten til ulike energiltak. Flere utredninger forventer en økning i el-prisen frem mot 2030. Innføring av ny AMS-målere innebærer trolig en større oppmerksomhet knyttet til effektprising. Det forventes generelt en økning i effektpriser også til husholdninger. I en fremtidig utbygging bør man ha oppmerksomhet på både energi- og effektbehov.

Utnyttelse av lokalt produsert elektrisitet

Det er pr april 2017 ikke mulig å overføre lokalt produsert elektrisitet mellom to ulike bygg uten å gå via områdekonsesjonær sitt nett og betale nettleie eller søke om egne konsesjoner for nett og omsetning. Det er neppe hensiktsmessig å inneha egne konsesjoner små anlegg som Kræmer brygge.

Det arbeides med en utvidet plusskundeordning som vil gjøre det mulig med en felles utnyttelse av el-produksjon blant leietakere i en boligblokk. Det er foreløpig usikkert om denne vil inkludere sameier bestående av flere bygg. Demonstrasjonsprosjekter kan få dispensasjon fra krav om konsesjoner. Dette kan være aktuelt for noen områder, men dette har som regel en tidsbegrensning, typisk 3 år.

Smart Grid teknologi gjør det mulig å ha bedre oversikt over forbruk og produksjon nå enn tidligere. Dette gir også muligheter for styring og forskyvning av effektopper som kan redusere energikostnadene totalt sett for forbruker.

Nye kommersielle aktører kommer på banen med energitjenester som legger til rette for salg av lokalt produsert strøm fra solceller, batterier og annen kapasitet (effekt). Disse aktørene legger seg «utenpå» nettselskapets AMS-måler og innhenter data direkte fra forbruker. Nye aktører jobber mot ulike forretningsmodeller som på ulike måte kan ivareta en eiendomsutviklers behov for høyere pris for salg av lokalt produsert strøm.

Dette området er i rask utvikling, og det er forventet regulatoriske endringer på dette området. Det anbefales derfor at området holdes under oppsikt for å kunne tilpasse seg og utnytte mulige kommende endringer.

Fremtidig energiforbruk

Det er beregnet at et ferdig utbygget område vil ha et totalt årlig behov for levert energi på ca. 12 GWh/år, fordelt med 5,5 GWh på el, 4,7 GWh oppvarming og 3,5 GWh varmt tappevann. Det er her forutsatt varmforsyning med fjernvarme. Dersom energiforsyningen baseres på en løsning med varmepumpe vil det totale energibehovet bli redusert mens elbehovet øker pga bruk av varmepumpe. Flere systemer for energiforsyning er vurdert, og nedenfor er gjengitt noen momenter fra hvert enkelt.

Fjernvarme

Fjernvarmerør passerer tett inntil eiendommen på veien fra varmesentral til Tromsø sentrum. I utgangspunktet er dette en miljøvennlig energiform som bør vurderes. Innovative løsninger med utnyttelse av overskuddsvarme sommerstid bør vurderes videre. Nybygg vil trolig bli forsynt med lavtemperatur varmeanlegg, og tilkoping til fjernvarmens returledning kan være aktuelt.

Sjøvann med varmepumpe

Sjøvann lett tilgjengelig, og selv om Tromsøysundet er relativt grunt har det stor gjennomstrømning og dermed relativt konstant temperatur i dybden. Et sjøvarmeinntak kan

trolig tilpasses til eksisterende dypvannsbrygge i tilknytning til eiendom (ca. 10 m dybde). Den mest nærliggende løsningen synes å være et opplegg med kaldtvannsdistribusjon med separate varmpumper tilknyttet hvert bygg. Kaldtvannet kan dermed også brukes til frikjøling. Basert på tilgjengeligheten og resultatene fra kostnadsanalysen, er dette trolig den mest lovende løsningen for forsyning av termisk energi til Kræmer Brygge.

Grunnvarme

Grunnen på Kræmer Brygge synes å være geologisk godt egnet. Imidlertid er det neppe nok areal tilgjengelig til å dekke varmebehovet med tradisjonelle 250 m dype energibrønner. Dermed vil det være nødvendig med dybde på ca. 500 m, hvilket fordyrer grunnvarmealternativet.

Gråvannsgjenvinning

Dette kan være aktuelt å vurdere i forbindelse med boligutbyggingen. For kontor og forretningsbygg anses dette lite aktuelt pga lite behov for varmt tappevann.

Solvarme

Et solvarmeanlegg for rom- og varmtvannsoppvarming med vakuumsolfangere er beregnet å kunne levere ca. 260 kWh/m² med Tromsøklime. Dekningsgraden er 33% (13% for romoppvarming og 56% for varmtvann). Det er neppe hensiktsmessig å bygge solvarmeanlegg grunnet manglende tilgjengelige areal; det forventes at solceller eventuelt vil bli prioritert.

Solceller

Solcelleanlegg i Tromsø bør ha helningsvinkel > 25 grader pga. lav solhøyde store deler av året. Retningsorientering bør ha mindre avvik en 45 grader fra syd. Det er beregnet at ca. 40.000 m² solceller plassert med litt forskjellig orientering vil produsere 5,6 GWh/år, hvilket dekker beregnet elbehov i et energisystem uten bruk av varmpumper. En betydelig andel av årsproduksjonen vil være i perioden april-august da anlegget vil produsere om lag 2,3 GWh mer enn behovet, dette må enten eksporteres eller lagres. Det er beregnet en kostnad for solcelleprodusert el på 160 øre/kWh med dagens priser. Det er forventet ytterligere prisfall på solceller som gjør at dette bør vurderes videre.

Vindkraft

Det er relativt gode vindforhold i Tromsøområdet; 1500-2000 brukstimer/år i 50 m høyde. Det vurderes ikke å være aktuelt med turbiner tett opptil bebyggelse grunnet for mye turbulens og støy

Lagring av strøm i batterier

Dagens pris ca. 200 \$/kWh forventes halvert i 2020, og 800 kr/kWh med 3000 ladesykluser gir energilagingskostnad 25-30 øre/kWh. Batterier bør vurderes i en fremtidig utbygging både i eventuell kombinasjon med solceller men også for utjevning av effekttopper og samarbeid med aggregator mot balansekraftmarkedet.

Reduksjon av effekttopper med varmelagring evt større varmpumpe

Utjevning av effekttopper vil også kunne være meget aktuelt i et varmesystem. Dette bør vurderes videre i den videre utbyggingen. Dette vil også kunne frigjøre elektrisk effekt på samme måte som ved lagring i batterier.

Kostnadsbesparelser med effektutjevning

Effektprisene vil trolig øke i tiden fremover. Det er gjennomført beregninger som anslår kostnadsbesparelser knyttet til reduksjon av effekttopper. Det er tatt utgangspunkt i et system med varmforsyning med varmpumpe, og dagens priser på effekt og energi i Tromsø. Dersom de høyeste effekttoppene pr. mnd. ble halvert ville dette innebære en besparelse på i underkant av 20% på de totale energikostnadene med dagens prisnivå. Dersom kostnadene på effekt ble 3 doblet vil kostnadsbesparelse ved å halvere

toppeffektene blir om lag 30% av totale energikostnader. Med en annuitetsfaktor på 0,1 (4% rente og 12 år) vil være lønnsomt å investere mellom 5 og 15 mill.kr. i tiltak som halverer effekttoppene.

Økonomiske vurderinger (LCC-analyse)

Det er gjennomført en analyse av livssyklus-kostnader for de mest aktuelle systemene:

0. Fjernvarme (referanse)
1. Sjøvarme med kaldtvann-distribusjon med varme/kjøling i hvert enkelt bygg
2. Grunnvarme med varmepumpe
3. Grunnen som varmelager med varmepumpe, lagres med fjernvarme mai-august

I disse beregningene er det tatt utgangspunkt i ferdigstilt utbyggingsfase 2. Det er regnet med en kraftpris inkl standard avgifter på 80 øre/kWh, og med fjernvarmepris 5% lavere. Effektkostnad el varierer over året fra 20-87 kr/kWh, og fastledd nettleie er 834 kr/mnd.

Det er lagt til grunn en kalkulasjonsrente på 4%. De angitte total-kostnader er nåverdien av alle fremtidige investeringer og driftskostnader.

Fjernvarmeløsningen har de laveste finanskostnader men også de høyeste årskostnader (energi, drift og vedlikehold). Alternativene med sjøvarme og grunnvarme er temmelig like både mht til finans- og årskostnader. Ang grunnvarmeanlegg med lagring av fjernvarme på sommerstid ser vi at det er helt urealistisk å etablere et slik anlegg uten at sommerprisen på fjernvarme blir redusert. Analysen viser også at dersom fjernvarmeprisen for alternativ 3 reduseres med om lag 80% mens resten av alternativene er uforandret vil alternativ 3 komme best ut økonomisk. Her er det ikke regnet inn mulige kostnadsbesparelser i form av redusert effektuttak.

Klimagassberegning

Beregningene viser at energiltakene gir en reduksjon i utslipp på 104.000 tonn eller 61%. Dette er knyttet både til redusert energibehov samt en energiforsyningsløsning med varmepumpe som har et lavere utslipp enn fjernvarme. Byggingen står for nesten like store utslipp som energi i det ambisiøse scenariet. Dette er også utslipp som skjer nå og ikke langt frem i tid noe som gjør det mulig å oppnå tidlige utslippsreduksjoner. Bruk av klimavennlige materialer kan redusere utslippene med 30% tilsvarende 150.000 tonn CO₂-ekvivalenter.

Transport er den mest usikre faktoren, men utslippene er sannsynligvis større enn både energi- og materialer. Her vil det være mulig å redusere utslippet hvis man klarer å øke andelen kollektivtransport. I den presenterte utslippsprofilen over tid er det lagt til grunn TØI's trendbane for utvikling av personbilparken. På grunn av begrenset tilgjengelig underlagsmateriale har det ikke vært mulig å kvantifisere en mulig reduksjon for dette.

Verktøy for bærekraftig områdeutvikling

Det anbefales å etablere et miljøprogram og en miljøoppfølgingsplan for videre arbeide med utviklingen av området. Det kan med fordel ses til krav om emner i BREEAM Communities for å sikre at alle viktige hensyn tas, men det anbefales ikke på det nåværende tidspunkt å sette i gang miljøsertifisering av området i henhold til BREEAM Communities.

5 LØSNINGENS-/TEKNOLOGIENS MARKEDSPOTENSIAL

5.1 Beskrivelse av teknologiens nyhetsverdi

Her er det ikke en enkeltteknologi som er utredet, men et system for totalforsyning av energi til området Kræmer Brygge. Løsningene som er utredet kan brukes mange steder, og det er lokale forhold som vi avgjøre hva som er best egnet på hver enkelt tomt.

Mest utfordrende har det vært å finne løsninger som legger til rette for utnyttelse av solenergi som er produsert på et bygg til forbruk på et annet bygg. Her er lovverket under utforming, og stadig nye aktører kommer på banen. Innen den tid hele Kræmer Brygge er ferdig utbygget kan dette være løst. Pr i dag er dette en reel barriere for eiendomsutviklere som ønsker å legge til rette for effektutjevning mellom bygg og mot overliggende nett.

Det har vært sett nøye på muligheter for å lagre fjernvarme i grunnen/energibrønner. Dette alternativet bør vurderes, da dette er varme som ellers trolig ville gått til «kråka» pga behov for å brenne avfall hele året. Dette gjøres pr i dag flere steder i verden, men er ikke vanlig i Norge.

Solceller i nordlige strøk er det god grunn til å teste ut, da solinnstrålingen ikke er vesentlig lavere enn i sørlige deler av Norge. Helningsvinkel må vurderes nøye pga. solas lave posisjon på himmelen. Fasadeintegreerte solceller (med orientering mot sør og vest) vil i større grad enn lenger sør ha gode forhold for energiproduksjon av samme grunn.

Batteriteknologi blir gradvis billigere, og med forventninger om en stigende effektpris i fremtiden er det grunn til å vurdere tiltak for å redusere effekttoppene (se analyser på ulike effektpriser). Usikkerheten ligger selvfølgelig også i hvor stor en investering i batteri eller akkumulering kan være.

5.2 Beskrivelse av nytte/økt verdi fra innføring av løsningen/teknologien

Utbredelse av denne løsningen vil ha følgende nytte/verdi:

- Økt produksjon av lokal fornybar energi.
- Betydelig redusert klimabelastning fra energiforsyning til et område (dette vil dokumenteres i konseptutredningen).
- Stabilisering av varierende last på kraftnettet i området.
- Bekreftelse og dokumentasjon på innovativt konsept som kan benyttes mange andre steder.
- Kompetanseheving og økt inntjening for leverandørbedrifter lokalt.
- Muligheter for eksport av teknologi og tjenester?

Vi tror at utvikling av denne typen bydeler/områder vil være viktig for å få til utbredelse av nullutslippsområder der man også inkluderer avfallsløsninger og transport.

5.3 Kort beskrivelse av markedspotensialet i Norge

Energikonseptet beskrevet her kan benyttes mange steder i Norge, og bør i første omgang gjennomføres i områder med ulike klimatiske og geografiske egenskaper for å se om den er anvendbar overalt. Om konseptet viser seg suksessfullt kan det benyttes i tettsteder og bydeler både i sentrale bystrøk og i distriktene.

5.4 Beskriv evt. involvering av norske teknologimiljø og utdanningsinstitusjoner

Følgende norske teknologimiljøer og utdanningsinstitusjoner har vært involvert i utredningen:

- SINTEF/ FME ZEN: bidratt med metodikk, verktøy og teknisk støtte for modellering av energi- og effektflyt på områdenivå.
- Universitetet i Tromsø v/Tobias Bostrøm: har vært konsultert ang muligheter for solcelleanlegg i Tromsø.
- NVE: har vært involvert i diskusjoner rundt etablering av deling av lokalt produsert strøm mellom bygg innad området.
- Kræmer Brygge ønsker å følge opp ang muligheter for å tilby masteroppgaver til studenter i nærområdet (automasjon, målinger på ferdig oppsatte bygg, fjernvarme, grunnvarme osv).
- Div. FoU-aktivitet innen solenergi som Asplan Viak deltar i: BIPV, Solenergiklyngen/OREEC, osv.

Asplan Viak deltar i FME ZEN – Zero Emission Neighbourhoods som nå er formelt startet opp og som er et forskningsprosjekt som går over 8 år. Prosjektet skal ta for seg hvordan utvikle klimanøytrale områder. I dette prosjektet er mange partnere samlet fra både forskning og næringsliv, og det jobbes med 6 konkrete pilotområder der ulike teknologier og metodikk skal testes de neste årene. Kunnskap i utredningen er også videreutviklet gjennom dette nettverket. Klimagassanalysen som er gjort i dette prosjektet er et konkret resultat av

Det har vært stor grad av utveksling av informasjon mellom nøkkelpersoner i konseptutredningen for Kræmer Brygge og de 4 andre konseptutredningene som Asplan Viak har vært involvert i det siste året (Ydalir, Mustad, Hurdal og Teleplanbyen).

6 OPPSUMMERING

Gjennomføring av en konseptutredning har ført til andre konklusjoner og prosesser for Kræmer Brygge enn dersom den ikke hadde blitt gjennomført.

Sitat Eirik Espejord, adm.dir. i Kræmer Eiendom:

.....

Det er naturgitte forhold på våre breddegrader som skiller seg fra andre steder. Når en kartlegger lokale forhold og setter dette opp mot ulike teknologivalg, skjer det en nytenking som åpner for å andre valg: Det man tenker er det åpenbare valg av teknologi – blir utfordret av alternativer som ellers ville vært i skyggen at kjente løsninger og kunnskap.

Eksempler:

- *Jeg er selv overrasket over hvor mye solenergi som kan hentes ut på 69-70 grader N. Solenergi er fortsatt en kostbar energi tatt i betraktning markedsprisen på strøm, men det er med utredningen blitt mer interessant å forfølge dette videre.*
- *Vi hadde neppe kommet til å peke ut sjøvann som viktig helårig ressurs med distribusjon til ulike bygg (mulighet for både kjøling av datarom mv. og oppvarming).*
- *Læring/bevissthet rundt energibruk, lagring av energi, effektmessige aspekter (effektledd og utjamning over tid) og mulige løsninger for å optimalisere energibruken må sies å være ny kunnskap som vi kommer til anvende.*
- *Så er det dette med å løfte blikket og se lengere enn det enkelte bygg/prosjekt. Her har det vært viktig læring som vi vil se effekter av.*

.....

Det er pr i dag ikke tatt beslutning om hvilke av konseptene i utredningen som vil bli implementert og gjennomført på Kræmer Brygge. Løsningen for termisk energiforsyning fra sjøvann med kaldtvannsdistribusjon til de enkelte bygg vurderes som særlig aktuell. Konseptutredningen har dessuten bidratt til å beskrive og synliggjøre løsninger som ellers ikke ville blitt vurdert.

7 RISIKO OG RISIKODEMPENDE TILTAK

Det er en risiko knyttet til ulike teknologiers (ulike typer solceller, varmepumper med inntak, temperaturer osv.) funksjon i de klimatiske forhold som gjelder i Tromsø. Det finnes ikke eksempler på bygninger og områdeutviklinger med en innovasjonsgrad for energi- og miljøytelse som beskrevet i denne søknaden i nærområdet, og det er usikkerhet knyttet til gjennomførbarheten av dette i praksis.

I en konseptutredningsfase er det generelt lav risiko knyttet til selve utredningsprosjektet. Utbygger anser gjennomføring av denne konseptutredningen i seg selv som et risikodempende tiltak, da det har belyst utfordringer og muligheter knyttet til innovative elementer som er aktuelle å ta i bruk.