

# Brattøra som energiknutepunkt

Konseptutredning



<b>Prosjekt:</b>	Brattøra som energiknutepunkt
<b>Prosjektnummer:</b>	10223444
<b>Kunde:</b>	Trondheim havn
<b>Rev:</b>	1
<b>Dato:</b>	22.02.2022
<b>Opprettet av:</b>	Tobias Grande Hansen
<b>Kontrollert av</b>	Harald Birkeland & Max Keppler
<b>Kontrollert av</b>	Kari Haugan
<b>Dokumentreferanse</b>	10223444-001

# Innholdsfortegnelse

1.	Bakgrunn .....	11
1.1	Om konseptutredningen.....	11
1.2	Nåsituasjon og fremtidsbilde.....	12
1.2.1	Brattøra i dag.....	12
1.2.2	Brattøra i fremtiden .....	13
1.2.3	Rammebetingelser for utviklingen av Brattøra.....	15
2.	Metode og forutsetninger .....	18
2.1	Mål i konseptutredningen .....	18
2.2	Metode .....	18
2.3	Avgrensninger i konseptutredningen.....	21
3.	Energi- og effektforbruk på Brattøra.....	23
3.1	Introduksjon .....	23
3.2	Dagens energi- og effektforbruk .....	23
3.2.1	Introduksjon .....	23
3.2.2	Elektrisitetsforbruk.....	24
3.2.3	Fjernvarmeforbruk .....	25
3.3	Energi- og effektforbruk fra sjøtransport.....	27
3.4	Energi- og effektforbruk fra landtransport .....	29
3.5	Energi- og effektforbruk fra ny bebyggelse.....	30
3.6	Andre mulige forbruk.....	32
3.7	Utvikling for Brattøra.....	33
3.7.1	Fjernvarme.....	33
3.7.2	Elektrisitet.....	34
3.8	Utvikling for Trondheim Havn.....	37
3.9	Konklusjoner fra kartlegging av energi- og effektforbruk .....	38
4.	Energikonsept.....	39
4.1	Utvalgte energikonsept .....	39
4.2	Juridiske og regulatoriske barrierer og konsekvenser for energisystemet på Brattøra.....	40
4.2.1	Resultater fra +CityXchange.....	41
4.2.2	Konsekvenser for energisystemet på Brattøra.....	41
5.	Ordinær nettutbygging .....	44
5.1	Anleggsbidrag for nettilknytning av landstrøm til cruise.....	44
5.2	Realiseringstid for ordinær nettilknytning .....	45
5.3	Trinnvis nettutbygging.....	45
5.3.1	Tilknytning på vilkår.....	46
5.4	Kostnadsreducerende driftstiltak ved ordinær nettilknytning .....	47
5.4.1	Utkoblbare/fleksible tariff.....	47

5.4.2	Utnyttelse av fleksibilitetsmarkeder .....	48
5.4.3	Utkobling av landstrøm i enkeltmåneders .....	49
5.4.4	Lokal energiproduksjon, energilagring og effektstyring .....	49
6.	Alternativ utnyttelse av nettinfrastruktur .....	50
6.1	Delt kapasitet med Statkraft varme (SV).....	51
6.1.1	Prioritering av energikilder i fjernvarmenettet .....	52
6.1.2	Behov for kapasitet.....	52
6.1.3	Reduksjon i effekttariff ved kapasitetsdeling.....	54
6.1.4	Samtidighet .....	54
6.2	Hurtigladeanlegg.....	55
6.2.1	Etablering av hurtigladeanlegg .....	55
6.2.2	Strategi for hurtigladeanlegg på Brattøra.....	56
6.2.3	Marked for hurtiglading på Brattøra .....	56
6.2.4	Kostnadsbesparelser for delt anlegg med hurtiglading på Brattøra .....	60
6.3	Praktisk gjennomførbarhet for kapasitetsdeling .....	62
7.	Lokal energiproduksjon, lagring og effektstyring .....	64
7.1	Lokal energiproduksjon .....	64
7.1.1	Plassering og konfigurering av solceller.....	65
7.1.2	Kostnader for solcellesystemer .....	66
7.1.3	Produksjon fra solceller på Brattøra.....	67
7.1.4	Strategi for å lykkes med lokal energiproduksjon på Brattøra .....	69
7.2	Energilagring i batterisystemer .....	69
7.3	Energi- og effektstyring.....	70
7.3.1	Energi- og effektstyring i bygg.....	70
7.3.2	Energi- og effektstyring for store forbrukere .....	71
7.4	Mikronett, PEBs, lokale fleksibilitetsmarked osv.....	72
7.5	Teknoøkonomiske beregninger.....	73
7.5.1	Kan et batterisystem redusere LCOE for et landstrømanlegg til cruise? .....	73
7.5.2	Kan et batterisystem redusere LCOE for landstrømanlegg på Pir I? .....	76
7.5.3	Brattøra som mikrogrid.....	78
8.	Alternative energibærere .....	82
8.1	Hydrogen, ammoniakk og LOHC.....	82
8.1.1	Verdikjede for hydrogen .....	82
8.1.2	Marked .....	83
8.1.3	Lokal produksjon.....	84
8.1.4	Ekstern tilførsel.....	84
8.1.5	Lagring .....	85
8.1.6	Sikkerhet og arealbehov.....	86
8.1.7	Potensial på Brattøra.....	86
8.2	Biogass .....	87
8.3	Termisk energilagring .....	87
9.	Forretnings- og samarbeidsmodeller .....	88
9.1	Eierskapspraksis og samarbeidsmodeller i energibransjen.....	88
9.1.1	Modeller for drift og eierskap av energianlegg .....	88
9.1.2	Energy as a service .....	90
9.2	Roller på Brattøra .....	93
9.2.1	Havnas rolle .....	93
9.2.2	Andre aktører sine roller .....	93

Appendix 1.....	97
Appendix 2.....	100
Appendix 3.....	104
Appendix 4.....	105
Appendix 5.....	107
Appendix 6.....	108

# Sammendrag

## Brattøra som energiknutepunkt

«Brattøra som energiknutepunkt» er et Enova-støttet områdeprosjekt som søker å utnytte muligheten for å utvikle et helhetlig og bærekraftig energisystem for Brattøra. Trondheim Havn er prosjekteier og prosjektleder for konseptutredningen.

Bakgrunnen for konseptutredningen er de utfordringene som har oppstått i energisystemet som følge av Trondheim Havn sine ambisjoner om å tilby land- og ladestrøm til Kystruten i 2021 og til cruise i 2025. Trondheim Havn har initiert et samarbeid med sentrale premissgivere med mål om å se på alternative løsninger til ordinære nettoutbygginger. Hovedmålet i konseptutredningen er:

*«Gjennom etablering av landstrøm til cruise, utarbeide helhetlige nullutslipps energiløsninger for Brattøra».*

## Fremtidsbilde for Brattøra

Brattøra er en bydel i ravende utvikling:

- Trondheim kommune sin byutviklingsstrategi legger til rette for fortetting av Brattøra gjennom storstilt bebyggelse av bolig- og næringsbygg de neste 30 årene.<sup>1</sup>
- Det forventes at Brattøra forsterker sin rolle som en hub for persontransport med en fortsatt vekst i antall cruiseanløp, daglige anløp med både sørgående og nordgående Kystrute og en styrkning av kollektivtilbudet fra buss og hurtigbåt.
- Det forventes at Bane Nor sin godsterminal flyttes til Torgard, men at Trondheim Havn vil tilrettelegge for en effektiv håndtering av forventet vekst i godsvolum på sjøsiden.

All utvikling på Brattøra forventes å være sterkt preget av lavutslipps- og nullutslipps teknologi. Dette innebærer at ny bebyggelse på Brattøra følger ambisiøse energi- og klimamål, at havna tilbyr land- og ladestrøm til skip og at transport på land gjennomgår en utstrakt omstilling innen både person- og tungtransport.

## Energi- og effektforbruk

Utviklingen på Brattøra vil være krevende for energisystemet. Sammenlignet med dagens forbruk vil både energi- og effektbehov mangedobles, og dagens infrastruktur er ikke klar for en slik utvikling.

For Brattøra som helhet vil den skisserte utviklingen kreve økt koordinering og samarbeid mellom de aktuelle aktørene. Dette er nødvendig for å sikre at manglende infrastruktur ikke blir en barriere for ønsket utvikling, noe som også åpner for bruk av teknologi og nye samarbeidsmodeller.

Utviklingen i forbruket av fjernvarme er nært knyttet til byutviklingen og økningen er derfor liten frem mot 2025, men vokser betydelig mot 2030 og 2040. Fra 2019-nivå viser estimatene at både årsforbruket og effektbehovet for fjernvarme kan nesten doble seg mot 2040, gitt at 60% av varmebehovet dekkes med fjernvarme.

<sup>1</sup> [FramtidsTrondheim - Strategier for de fem sentrumsområdene \(google.com\)](#)

Estimatene for utviklingen innen energi- og effektforbruk av elektrisitet på Brattøra viser at årsforbruket nesten vil tredobles frem mot 2040, med en betydelig økning allerede mot 2025. Forbruksutviklingen viser også at bygg vil fortsette å spille en stor rolle i det totale elektrisitetsforbruket på Brattøra. Økningen i samlet energiforbruk er størst innen bygg-segmentet, men prosentvis økning er desidert størst innenfor sjø- og landtransport som går fra null i 2019 til samlet over 25 GWh i 2040.

Utviklingen i samlet dimensjonerende effektbehov er enda brattere. Allerede i 2025 vil dimensjonerende effektforbruk ha økt betydelig, hovedsakelig fra land- og ladestrøm til Kystruten og cruise. Fra 2019 til 2040 kan det dimensjonerende effektbehovet forventes å seksdobles, opp til 60 MW. Ettersom en stor del av effektbehovet vil være knyttet til landstrøm til cruise vil det ha en relativt stor påvirkning om havna bygger ut en ekstra cruisekai, spesielt i 2025.

Omstillingen innen sjøtransport vil gjøre Trondheim Havn til en betydelig omsetter av elektrisk energi, estimert til over 6 GWh i 2025 og nesten 10 GWh i 2040. I tillegg vil havna direkte eller indirekte administrere effektbehov på 13-16 MW. Hvis havna bygger en ny cruisekai vil energibehovet øke betydelig og effektbehovet nesten dobles. Utviklingen vil kreve ny kompetanse og nye samarbeidsmodeller, men vil også gi nye muligheter.

### **Energikonsept**

Flere energikonsepter er aktuelle for å bidra til å løse utfordringene i energisystemet på Brattøra. Sentralt i konseptutredningen er alternativer til ordinære nettutbygginger, dvs. alternativ utnyttelse av nettinfrastruktur, løsninger for lokal energiproduksjon, energilagring og effektstyring, og alternative energibærere.

Swecos kartlegging viser at det vil være nødvendig å øke kapasiteten i kraftnettet for at aktørenes utviklingsambisjoner skal realiseres. Tensio anslår en kostnad på ca. 200 MNOK for etablering av en ny transformatorstasjon på Brattøra. Havnas andel av utbyggingskostnaden i kraftnettet (anleggsbidrag) for et landstrømanlegg til cruise estimeres til 32-35 MNOK for ett skip og 60-70 MNOK for to skip. Tidshorisonten for utbygginger i regionalnettet gjør det urealistisk for havna å ha landstrøm til cruise innen 2025. På kort sikt kan deler av kapasitetsutfordringene løses ved at Statkraft Varme gir slipp på prioritert kapasitet i Midtbyen.

### **Kapasitetsdeling**

For å øke utnyttelsen av kapasiteten i landstrømanlegget til cruise bør Trondheim Havn etterstrebe kapasitetsdeling Statkraft Varme. Statkraft Varme har vært åpne for å dele kapasitet med havna ved å etablere en el-kjel eller varmpumpe i havneområdet på Brattøra. Swecos kartlegging viser at behovene til landstrømanlegget vil samsvare godt med behovene til el-kjelen. Kapasitetsdelingen vil gjøre at aktørene kan dele på anleggsbidraget og i tillegg vil en kapasitetsdeling redusere den samlede effekttariffen med opp mot 30% årlig. Ved ordinær høyspent nettariff utgjør dette 3 millioner kroner.

Det kan også være aktuelt for havna å dele kapasiteten i landstrømanlegget med aktører som vil etablere hurtiglading på Brattøra. Det er et betydelig fremtidig markedspotensial for hurtiglading på Brattøra, hovedsakelig fra personbiler, turbusser og lastebiler. For at kapasitetsdeling med en hurtigladestasjon skal lykkes er det viktig at det er en viss størrelse på hurtigladestasjonen. Gitt markedsusikkerhetene knyttet til teknologivalg i tungtransport og Brattøra sin plassering anses en slik stasjon som krevende å få lønnsomhet i.

I begge konsepter for kapasitetsdeling kreves det solide avtaler mellom de aktuelle aktørene, og et arealbehov som ikke er lett tilgjengelig på Brattøra. Havna bør kartlegge hvilke arealer som er egnet for teknisk utstyr i landstrømanlegget og vurdere hvilke muligheter det er for å plassere el-kjel eller hurtigladestasjon i dette området.

### Lokal energiproduksjon, energilagring og effektstyring

Lokal energiproduksjon fra solceller, batterisystemer eller effektstyring vil ikke kunne løse utfordringene i energisystemet på Brattøra isolert sett, men utnyttelse av disse konseptene redusere samlet energi- og effektbehov, i tillegg til å redusere kostnadene for å levere energi til enkelte laster.

Fortetting av Brattøra vil øke potensialet for lokal produksjon fra solceller. En klar barriere for bredere utnyttelse av lokal produksjon er dagens begrensede muligheter for deling av overskuddsstrøm. Det forventes allikevel at en betydelig andel av nyere bygg på Brattøra vil ha solproduksjon på taket. Til tross for dette så vil ikke en full utnyttelse av alle takflater på Brattøra til solceller gjøre at lokal produksjon vil spille en betydelig rolle i energi- og effektsammenheng.

Styring av store effektforbruk fra landstrøm- og ladesystemer kan redusere samlet effekttopp for Brattøra, men å lykkes med dette anses som lite sannsynlig grunnet aktørenes smale handlingsrom for å flytte forbruk og få bedriftsøkonomiske insentiver for å gjøre det. Effektstyring anses som mest aktuelt i tilfeller hvor en aktør har flere forbruk, for eksempel på Hurtigbåtterminalen eller Pir I. Her forventes det også at batterisystemer vil spille en viktig rolle.

Batterisystemer kan bidra til å redusere kostnadene for å dekke forbruk knyttet til blant annet land- og ladestrømsystemer, hovedsakelig ved å redusere effekttariffen. Swecos beregninger viser at det ikke vil være lønnsomt å investere i batterisystemer med dagens kostnadsnivå, men forventede kostnadsreduksjoner for batterisystemer, økt volatilitet i strømprisen og nye markedsplasser for handel av fleksibilitet vil sannsynligvis gjøre investeringer i batterisystemer i fremtiden lønnsomt for landstrømsystemene til cruisekaien og Pir I. Trondheim Havn bør legge til rette for installering av batterisystemer ved etablering av nye landstrømsystemer.

### Alternative energibærere

Hydrogen, ammoniakk, LOHC og biogass er alle energibærere som vil påvirke utviklingen i samfunnet, men hvor involvert Brattøra og aktørene på Brattøra vil være er usikkert. Hvis Trondheim Havn eller andre aktører skal satse på omsetning av alternative energibærere på Brattøra er en nødvendig utløsende faktor et betydelig behov fra en eller flere større aktører. En klar fordel med Brattøra er at et slikt utløsende behov kan fasilitere utvikling hos andre aktører, og etter hvert skape et forholdsvis stort og variert markedsgrunnlag. Termisk energilagring er også et aktuelt tiltak for å bidra til å løse utfordringer i energisystemet, men dette trenger ikke være på Brattøra.

### Forretningsmodeller

Utviklingen på Brattøra vil utfordre energisystemet, men også aktørene med virksomhet i området. Trondheim Havn vil bli en betydelig omsetter av energi og vil måtte tilegne seg ny kompetanse eller nye samarbeidsmodeller. For at den ønskede utviklingen skal lykkes vil samarbeid mellom Trondheim Havn og andre prosjektpartnere spille en viktig rolle. Spesielt viktig anses samarbeidet med Tensio og Statkraft Varme. Samarbeidene kan redusere utfordringene i energisystemet, øke lønnsomhet for de involverte partene og tilrettelegge for ytterligere utslippsreduksjoner.



## Videre anbefalinger

For å konkretisere arbeidet og resultatene i konseptutredningen har Sweco samlet en rekke anbefalinger til videre tiltak for Trondheim Havn og de andre prosjektpartnerne. Anbefalingene delt opp i en del knyttet til landstrøm til cruise og en del knyttet til generell utvikling på Brattøra.

### Skal Trondheim Havn ha cruiseanløp til Brattøra i fremtiden?

- Trondheim Havn må samle tilstrekkelig informasjon til å kunne vurdere kostnader og lønnsomhet for å etablere landstrømanlegg til cruise på Brattøra. Dette innebærer å estimere kostnader for den tekniske infrastrukturen og evt. støttemuligheter fra Enova, for eksempel gjennom et Enova-støttet forprosjekt.
- Hvis Trondheim by ønsker å opprettholde sin cruiseaktivitet, forventes det innen få år at et landstrømtilbud vil være en forutsetning. Havna må, sammen med eierkommune, ta en avgjørelse på om kostnadene og arealbehovet for et landstrømanlegg er akseptabelt.

### Hvordan skal Trondheim Havn gå frem for å etablere et landstrømanlegg til cruise?

- Hvis havna og eierne ønsker å beholde sin cruisetrafikk og et tilhørende landstrømanlegg, vil en nettoppgradering være nødvendig. Ambisjonen om å kunne tilby landstrøm innen 2025 anses som usannsynlig gitt forventet tidsbruk for tiltak i regionalnett. Havna må så snart som mulig formelt bestille nettilknytning fra Tensio for å få mer klarhet i anleggsbidrag og tidsbruk.
- Underveis i prosessen med Tensio bør havna etterstrebe å utnytte mulighetene for trinnvise nettutbygginger som kan redusere tidsbruken for nettilknytningen og de kortsiktige investeringskostnadene. Dette innebærer blant annet en dialog med Tensio og Statkraft Varme om kapasiteten til el-kjelen i Midtbyen kan utnyttes.
- For å redusere kostnadene for anlegget bør Trondheim Havn også søke muligheter for å dele nettkapasiteten med Statkraft Varme eller andre aktører på Brattøra. En slik kapasitetsdeling vil kunne redusere kostnader for investering og drift av landstrømanlegget for Trondheim Havn, men også redusere investerings- og energikostnader for eventuelle eksterne aktører. Kapasitetsdeling med en el-kjel til Statkraft Varme virker som en spesielt god mulighet.
- Trondheim Havn må frem mot idriftsettelse av landstrømanlegget til cruise avklare hvilken rolle havna ønsker å innta og lande på teknisk utforming av anlegget. Dette omfatter valg av foretrukket eierskapsmodell og vurdering av samarbeidsmodeller med energiselskap, men også om havna skal tilrettelegge for batterisystemer, ladeinfrastruktur for landtransport eller lignende.

## Hvordan kan aktørene påvirke den generelle utviklingen på Brattøra?

- Tensio må tilrettelegge kraftnettet slik at infrastruktur ikke blir en begrensning for utviklingsambisjoner knyttet til bebyggelse og utslippsreduksjoner. Dette innebærer å akselerere nettprosessene og å dimensjonere og planlegge infrastruktur for langsiktige behov.
- Statkraft Varme kan utnytte sin infrastruktur og fleksibilitet til å avlaste kraftnettet. Dette kan i tillegg øke egen gevinst. Statkraft Varme må jobbe sammen med kommunen for å øke utnyttelsen av fjernvarme.
- Trondheim kommune må tilstrebe å utnytte sin planmyndighet for å øke lokal produksjon, energieffektivitet og helhetlig planlegging av hele Brattøra. Videre må kommunen samarbeide med havna om en utvikling av havneområdet som tilfredsstillende felles areal- og utviklingsbehov.
- Trøndelag fylkeskommune må gi forutsigbarhet i egen omstillingstakt for de øvrige aktørene. Planlegging og styring av lademønstre kan ha store ringvirkninger på Tensio sin nettplanlegging. Ved å utnytte batterisystemer kan fylkeskommunen redusere effektbehov og kostnader betydelig. Utnyttelse av alternative energibærere vil påvirke helhetsbildet betydelig.
- Trondheim Havn må følge med på utviklingen innen transportsegmentene og vurdere om en naturlig posisjon for Trondheim Havn å fasilitere utnyttelse av alternative energibærere på Brattøra. Hvis eksterne aktører med store behov ønsker å samarbeide med havna om etablering av infrastruktur for alternative energibærere bør behovet sees i sammenheng med alternative markeder.

Trondheim Havn bør også vurdere å utnytte sin egen bygningsmasse til å produsere energi. En modell som Trøndelag fylkeskommune har initiert gjennom «Grønt hjerte AS» kan være et samarbeid mellom havna, kommunen og et evt. energiselskap som kan gi stordriftsfordeler og forenkle utbygging og drift.

- Det finnes også en rekke støtteordninger som er egnet for å fasilitere utviklingen på Brattøra. Spesielt viktig anses Enova sine støtteordninger for landstrømanlegg og støtteordningene knyttet til ny energi- og klimarelatert innovasjon og teknologi. Aktørene bør søke å utnytte disse i videre arbeid.

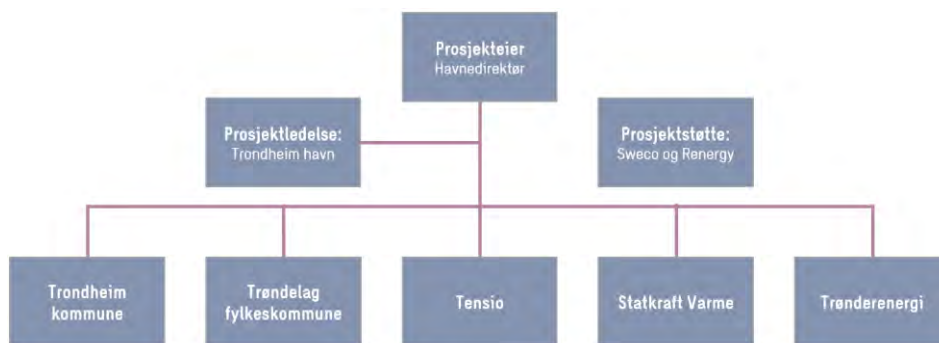
# 1. Bakgrunn

## 1.1 Om konseptutredningen

«Brattøra som energiknutepunkt» er et Enova-støttet områdeprosjekt som søker å utnytte muligheten for å utvikle et helhetlig og bærekraftig energisystem for Brattøra. Trondheim Havn er prosjekteier og prosjektleder for konseptutredningen.

Bakgrunnen for konseptutredningen er de utfordringene som har oppstått i forbindelse med Trondheim Havn sine ambisjoner om land- og ladestrøm til Kystruten i 2021 og til cruise i 2025. Nettkapasiteten på Brattøra er svært begrenset og utbygginger av nytt nett til området vil være svært dyre. Dette har gjort at Trondheim Havn har initiert et samarbeid med sentrale premissgivere med mål om å se på alternative løsninger til ordinære nettutbygginger.

Trondheim Havn er prosjekteier og prosjektleder for konseptutredningen. Trondheim kommune, Trøndelag fylkeskommune, Tensio, Statkraft Varme og Trønderenergi er med som prosjektpartnere. Prosjektpartnerne har bidratt med sentrale bakgrunnsdata og innspill i utredningen. Prosjektorganisasjonen i konseptutredningen er gitt i Figur 1.



Figur 1: Prosjektorganisasjon i konseptutredningen.

I konseptutredningen er det definert følgende hovedmål for utredningene:

«GJENNOM ETABLERING AV LANDSTRØM TIL CRUISE, UTARBEIDE HELHETLIGE NULLUTSLIPPS ENERGI LØSNINGER FOR BRATTØRA».

Hovedmålet definerer etableringen av landstrømanlegg til cruise som den viktigste problemstillingen i konseptutredningen. Videre er det definert fire delmål:

- Gi samarbeidspartnerne godt beslutningsgrunnlag for valg av helhetlige, integrerte energisystem basert på bruk, distribusjon, omfordeling og lagring av egen produsert og eksternt tilført energi.

- Definere og realisere havnas rolle som energihub for utslippsfri maritim transport.
- Sikre forsyningsikkerheten til eksisterende og kommende nye bydeler.
- Sikre økonomisk bærekraftige løsninger, gjennom kommersiell nytenkning knyttet til eierskap, drift og vedlikehold av energisystemet.

Det er definert tre arbeidspakker i konseptutredningen. Arbeidspakkene deler opp arbeidet og sørger for at konseptutredningen dekker de nødvendige utredningene. I «Arbeidspakke 1 Energi- og effektbehov» har energi- og effektbruk for området i dag og for fremtiden blitt kartlagt. «Arbeidspakke 2 Energikonsept» har kartlagt løsninger for effektstyring, lagring og energiproduksjon og mulige synergier ved å se området som en helhet. I «Arbeidspakke 3 Forretningsmodeller» har juridiske og økonomiske barrierene blitt kartlagt, og ulike pris, eierskap og driftsmodeller har blitt undersøkt.

Det er gjennomført tre workshops i konseptutredningen; en for hver arbeidspakke. I workshopene har prosjektpartnere og andre relevante aktører deltatt. Første workshop var digitalt som følge av retningslinjer pga. corona, mens de to andre ble organisert som hybride, dvs. at de åpnet for både fysisk og digitalt oppmøte. Workshopene har vært svært nyttige i å få innspill fra prosjektpartnerne og andre aktuelle aktører.

## 1.2 Nåsituasjon og fremtidsbilde

### 1.2.1 Brattøra i dag

Brattøra er i dag en svært variert bydel som er preget av:

- 1) Havnevirksomhet
- 2) Jernbane- og godsterminal
- 3) Kollektivtrafikk
- 4) Nye kontorbygg

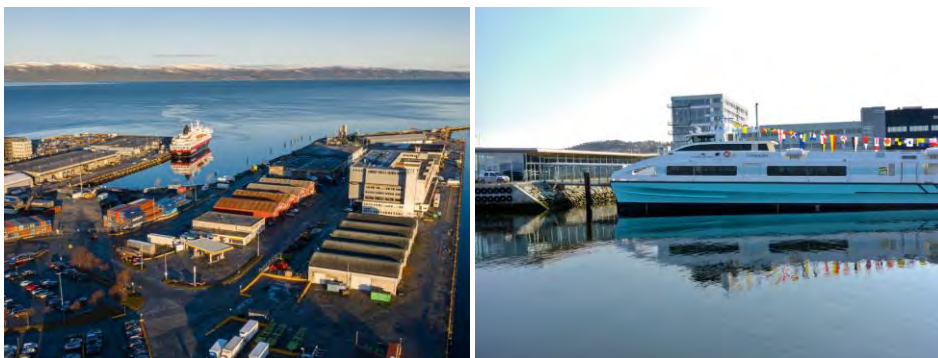
Brattøra er en hub for både person- og godstransport. Trondheim jernbanestasjon, Trondheim bussterminal og Trondheim sin hurtigbåttterminal er på Brattøra, i tillegg til at Kystruten har daglige anløp begge veier på Pir I og cruiseskip anløper på Kai 68 ved Pirbadet. For gods så har Bane NOR sin tredje største godsterminal i Norge på Brattøra, Trondheim godsterminal Brattøra.

Havneaktiviteten på Brattøra er i all hovedsak sentrert rundt Pir I og Pir II. Her er det flere eldre havnebygg som huser ulike logistikk- og lageraktører, og to større fryse- og kjøleterminaler.

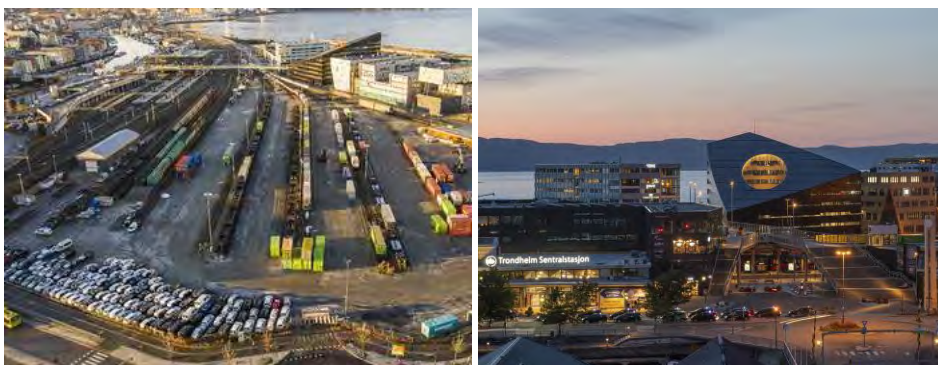
De siste 10-15 årene har det blitt bygd ut flere kontorbygg på Brattøra. I 2009 ble Pirsenteret ferdigstilt, og fra 2013 har rekken med bygg på Brattørkaia også blitt gradvis bygd ut. Totalt er det 145 000 kvm med relativt nye kontorareal på Pirsenteret og Brattørkaia, i tillegg til kontorareal i gamle havnebygg på Pir II. Brattøra huser også Norges største innendørs badeanlegg, Pirbadet, og et av Norges største konferansehotell, Clarion hotel and Congress Brattøra.

Energisystemet på Brattøra består av både kraftnett, fjernvarme og fjernkjøling. I tillegg er det mindre anlegg for solcelleproduksjon. Situasjonen i kraftnettet er svært anstrengt, med tilnærmet ingen kapasitet for nytt forbruk. Tensio er områdekonsesjonær og ansvarlig for utbygging og drift av kraftnett. Fjernvarmenettet er relativt godt bygd ut og tilrettelagt for fremtidige tilkoblinger fra ny bebyggelse og

det er også etablert et fjernkjølenett tilknyttet bla. Pirbadet. En mer detaljert beskrivelse av kraft- og fjernvarmenettet på Brattøra er gitt i Appendix 2.



Figur 2: Havnevirksomhet på Brattøra. Foto venstre: Adressa. Foto høyre: Maritimt magasin.



Figur 3: Bane Nor sin godsterminal og nye kontorbygg på Brattøra. Foto venstre: Adressa. Foto høyre: © Ivar Kvaal

## 1.2.2 Brattøra i fremtiden

Utviklingen på Brattøra kan deles inn i tre kategorier; bygg, persontransport og godstransport.

### Bygg

Trondheim kommune sin strategi for utviklingen av Brattøra legger til rette for fortetting av Brattøra gjennom blant annet storstilt bebyggelse av bolig- og næringsbygg de neste 30 årene.<sup>2</sup> I dette ligger blant annet utvikling og komprimering av havnefunksjonene på Pir I og Pir II, flytting av godsterminal, flytting av bilveier og tilrettelegging av gang- og sykkelveier.

Selv om det ikke er realistisk at Trondheim kommune sin strategi vil følges punkt for punkt så gir den en god indikasjon på hva som er ønsket og mulig å oppnå for Brattøra som bydel. Strategien er politisk vedtatt i kommunen og det er lagt vekt på at samarbeid mellom Trondheim kommune og Trondheim Havn er sentralt for gjennomføring av strategien.

Arkitektkontoret Pir II lagde i forbindelse med byutviklingsstrategien et forslag til fremtidsbilder for Brattøra. Fremtidsbildet inneholder forslag til hvordan Brattøra kan utvikles, med fokus på å utvikle Brattøra til en mangfoldig og attraktiv bydel, med plass

<sup>2</sup> [FramtidsTrondheim – Strategier for de fem sentrumsområdene \(google.com\)](#)

til mange ulike mennesker og liv hele året. Pir II sitt fremtidsbilde er gitt i Figur 4. Pir II sitt forslag til fremtidsbilde for Brattøra tar høyde for betydelig fortetting av Brattøra, og en utvikling eller flytting av en del av de sentrale funksjonene som er der i dag.



Figur 4: Forslag til fremtidsbilde for Brattøra. Kilde: Trondheim kommune, Pir II

Det er lite sannsynlig at fremtidsbildet for Brattøra vil realiseres nøyaktig som vist i Figur 4, men arbeidet viser tydelig hva man kan forvente av utvikling, spesielt på bygg- og areal-siden. Det vil bygges nye kontorbygg og boligbygg, men det vil også legges til rette for åpne rom og grønt areal. Mange av de åpne plassene vi i dag finner på Brattøra vil bebygges, og det vil være et fokus på at blant annet havneaktiviteten samles og at «fjordtomter» tilgjengeliggjøres for ny bebyggelse.

## Persontransport

Det forventes at Brattøra forsterker sin rolle som en hub for transport:

- Det forventes en fortsatt vekst i antall cruiseanløp, som kan styrkes ved å utvikle cruisetilbudet og legge til rette for ny storskipskai. En forutsetning for at Trondheim skal ta imot cruiseskip i fremtiden er at skipene reduserer lokale utslipp. Dette innebærer at havna må kunne tilby landstrøm.
- Kystruten vil fortsette å ha daglige anløp med både sørgående og nordgående rute. Det forventes at trafikken fra Kystruten holder seg stabil frem mot 2030. Fra og med 2030 er det en ny anbudsperiode for Kystruten hvor det forventes at utslipps- og miljøkravene skjerpes.
- Kollektivtilbudet, dvs. hurtigbåt og buss, opprettholdes på Brattøra. Det forventes at utslippsfrie alternativer fases inn fortløpende, i tråd med de ulike anbudsperiodene.

## Godstransport

Trondheim kommune og Trondheim by er i vekst og dette innebærer at godsvolumet til området øker. Trøndelag fylkeskommune forventer blant annet en enorm vekst i godstransport i årene fremover. Et viktig virkemiddel for å redusere utslippene fra godstransport er å flytte gods fra vei til sjø, noe som også har kommet frem som et satsningsområde i Trøndelag fylkeskommune sin delstrategi for gods for 2019-2030, og for regjeringen, som har formulert et mål om at det offentlige skal ta større ansvar for grønne innkjøp blant annet ved hjelp av sjøtransport.<sup>3</sup>

- Det forventes at Bane Nor sin godsterminal flyttes til Torgard, noe som vil redusere den samlede godsaktiviteten i området.
- Trondheim Havn forventer ikke en betydelig endring i antall linjeanløp til Brattøra, men flytting av anløp fra Nyhavna og en generell økning i godstransport på sjø vil øke trafikken. Godstrafikken sentreres rundt piren.
- Havna tilrettelegger for forventet vekst i godsvolum på sjø- og landsiden. Det anses som en forutsetning at havna opprettholder og styrker sin aktivitet på en måte som ikke påvirker miljø og klima. I tråd med internasjonale og nasjonale krav til utslipp så forventes det en omstilling også innen godstransport på sjø.

### 1.2.3 Rammebetingelser for utviklingen av Brattøra

En rekke lover, ambisjoner og strategier knyttet til klima og miljø vil være sentrale i utviklingen av Brattøra. I dagens politiske klima setter internasjonale og nasjonale forpliktelser rammene for norsk lovgivning, blant annet gjennom Paris-avtalen og EU. De mest sentrale internasjonale avtalene og forpliktelsene som vil påvirke utviklingen av Brattøra er:

- **Paris-avtalen:** internasjonal forpliktelse om å begrense global oppvarming til «godt under» 2 °C, og å tilstrebe å begrense den til 1,5 °C sammenliknet med førindustriell tid.
- **The European Green Deal og Fit for 55:** EU la i 2021 ut en miljøpakke, «Fit for 55» som skal bidra til å kutte utslippene med 55% innen 2030, sammenlignet med utslippene fra 1990. Fit for 55 er en videreføring av EU Green Deal og inneholder en rekke forslag som strammer inn medlemslandenes klimamål innen blant annet fornybar energi, energieffektivisering, infrastruktur for alternative drivstoff og utnyttelse av grønnere drivstoff i shipping.<sup>4</sup>

Spesielt viktig for Brattøra er Fit for 55 sine krav til at container- og passasjerskip over 5000 bruttotonn skal benytte landstrøm eller være nullutslipp ved kailigge innen 2030.<sup>5</sup> I tillegg vurderes det å inkludere deler av maritim sektor i EUs kvotepliktige system, gjennom en gradvis innfasing.<sup>6</sup>

<sup>3</sup> <https://www.samfunnsbedriftene.no/aktuelt/norske-havner/regjeringen-vil-flytte-offentlig-gods-til-sjo/>

<sup>5</sup> [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:078fb779-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0001.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:078fb779-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF), Artikkel 5

<sup>6</sup> <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2021/aug/forsterket-kvotesystem-2021-2030/id2878386/>

Forslaget innebærer en innfasing av kvoteplikten i perioden 2023 til 2025, og i 2026 vil det være kvoteplikt for 100% av verifiserte utslipp.

- **EUs taksonomi:** en del av EU Green Deal er innføringen av EUs taksonomi for bærekraftig aktivitet. Taksonomien vil klassifisere aktiviteter som bærekraftige hvis de bidrar til minst ett av seks definerte miljømål uten å være til vesentlig skade for noen av de andre miljømålene.<sup>7</sup> Miljømålene inkluderer blant annet begrensning av klimaendringer, klimatilpasning, omstilling til en sirkulær økonomi og forebygging og bekjempelse av forurensning.

Selskaper som oppfyller kravene til bærekraftige aktiviteter vil få bedre lånevilkår, i tillegg til at selskaper over en viss størrelse vil få krav om å rapportere i henhold til taksonomien. Taksonomien forventes å påvirke spesielt bygge og eiendomsbransjen ved at aktørene vil få en definert økonomisk fordel ved å følge taksonomien krav, i tillegg til at mulighetene for grønnvasking reduseres.

Norge følger forpliktelsene i Parisavtalen og har i tillegg forpliktet seg til forsterkede klimamål om å redusere utslippene med minst 50%, og opp mot 55%, innen 2030, sammenlignet med 1990-nivå.<sup>8</sup> Norge ønsker å samarbeide med EU om klimamål, men det er først etter EUs nye klimaregelverk er vedtatt at Norge kan inngå en oppdatert klimaavtale med EU om samarbeid for å redusere utslipp.

Klimaplanen for 2021-2030 inneholder en rekke tiltak for å nå Norge sine utslippsforpliktelser.<sup>9</sup> De viktigste elementene i klimaplanen for Brattøra er blant annet en økning i CO<sub>2</sub>-avgiften fra 590 kroner i 2021 til 2000 kr i 2030, en innfasing av lav- og nullutslippsløsninger i offentlige innkjøp (når det ligger til rette for det) og vurdere en åpning for at kommuner kan fastsette null- og lavutslippssoner av hensyn til klimaet.

I tillegg til de nasjonale og internasjonale forpliktelsene er det også en rekke forpliktelser satt av lokale offentlige myndigheter og ulike organisasjoner som vil påvirke utviklingen på Brattøra. De fleste av disse målene og forpliktelse er basert på hva som skal til for å nå forpliktelsene i Paris-avtalen, og de utvidede ambisjonene som Norge har satt seg for utslippsreduksjoner:

- **Trondheim Havn:** Trondheim Havn sin strategiplan for 2019-2030 inneholder overordnede og sektorspesifikke mål for havnas virksomhet. Viktige mål som påvirker konseptutredningen er blant annet mål om økning i sjøtransport av gods og passasjerer, mål om minimering av negative konsekvenser for miljø og mennesker og mål om en realisering av de regionale og nasjonale klimamålene. Dette innebærer blant annet mål om landstrøm til Kystruten senest innen 2021, mål om landstrøm til cruiseskip i Trondheim innen 2025, mål om nullutslippsvirksomhet knyttet til havnas egne utslipp og mål om utslippsfri havn med landstrøm i alle havner gitt markedets behov.
- **Trøndelag fylkeskommune:** Trøndelag fylkeskommune vedtok i 2018 Trøndelagsplanen 2019-2030, som er en overordnet plan for utviklingen av Trøndelag. I Trøndelagsplanen defineres det blant annet et mål om et funksjonelt og klimanøytralt transporttilbud, hvor ulike transportformer

<sup>7</sup> [https://snl.no/EUs\\_taksonomi\\_for\\_b%C3%A6rekraftig\\_aktivitet](https://snl.no/EUs_taksonomi_for_b%C3%A6rekraftig_aktivitet)

<sup>8</sup> <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>

<sup>9</sup> <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-13-20202021/id2827405/?ch=2#kap3>



kombineres i gode knutepunkter og godstransporten på sjø og bane har fått større markedsandel. I tillegg til Trøndelagsplanen har fylkeskommunen en rekke regionale strategier knyttet til blant annet gods, sjø, klimaomstilling og samferdsel.

- **Trondheim kommune:** Trondheim kommune har en kommunedelplan for energi og klima for 2017-2030. Hovedmålene i kommunedelplanen er adskilt for Trondheim by og for Trondheim kommunes virksomhet. De mest sentrale hovedmålene for Trondheim by er at stasjonær energibruk i bygg og anlegg i 2030 skal være på samme nivå som i 2013 og at direkte klimagassutslipp er redusert med 80% i 2030, sammenlignet med 1991.<sup>10</sup> Kommunen har også en rekke ambisiøse mål for egen virksomhet, blant annet at kommunen er en nullutslippsvirksomhet i 2030.
- **IMO-strategier:** Internasjonal skipsfart er en av to næringer som ikke er inkludert i Parisavtalen, men **International Maritime Organization (IMO)**, som er organet for styring av lover og regelverk for skipsfart, støtter oppunder Parisavtalen. IMO har de siste 20 årene jobbet med å kartlegge og kvantifisere utslipp fra skipsfart, og de siste 5 årene med å utvikle en egen strategi for utslippsreduksjon. I 2018 ble det vedtatt en innledende strategi med mål om at de samlede utslippene fra sjøtransport skal reduseres med minst 50 % innen 2050 (sammenlignet med 2008). IMO sin innledende strategi er ikke i overensstemmelse med EUs klimamål, og fra EU sin side vurderes det derfor å inkludere skipsfart i EUs system for kvotehandel (EU-ETS). Det er ventet at IMO vil revidere og forsterke strategien for utslippsreduksjon i 2023.
- **Norges rederiforbund** vedtok i 2020 en ambisjon om at Norge skal ha en klimanøytral flåte innen 2050, og at alle utslipp skal kuttes med 50% per transportert enhet innen 2030, målt mot 2008.<sup>11</sup> Fra 2030 skal norske rederier kun bestille skip basert på nullutslippsteknologi og fra 2050 er det en ambisjon om et internasjonalt forbud mot drivstoff-typer som ikke er klimanøytrale.
- **Viljeserklæring cruise og EPI:** i 2019 samlet 14 av Norges ledende cruisehavner seg bak en tiltaksliste på 14 punkter for å redusere miljøpåvirkningen fra cruiseskip. Tiltakene innebærer blant annet at det skal være krav til bruk av landstrøm for cruiseskip i alle norske cruisedestinasjoner fra 2025, at det skal være krav til utslippsfri drift, innseiling og utseiling så snart dette lar seg teknisk gjennomføre, krav om nullutslippsløsninger i all cruiserelatert busstransport fra og med 2022, og en generell kostnadsøkning for anløp med høyere utslipp.<sup>12</sup>

<sup>10</sup> <https://www.trondheim.kommune.no/globalassets/10-bilder-og-filer/10-byutvikling/miljoenheten/klima-og-energi/kommunedelplan-energi-og-klima130618.pdf>

<sup>11</sup> <https://rederi.no/om-oss/fagomrader/internasjonalt-samarbeid-og-klima/miljo/>

<sup>12</sup> <https://trondheim2030.no/2019/05/16/beviste-valg-ved-inngangen-til-en-ny-cruisesesong/>

## 2. Metode og forutsetninger

### 2.1 Mål i konseptutredningen

Analysene til Sweco har fulgt de målene som er definert i konseptutredningen. Hovedformålet med konseptutredningen er å utarbeide helhetlige nullutslipps energiløsninger for Brattøra gjennom etablering av landstrøm til cruise. Videre skal prosjektet:

- Gi samarbeidspartnerne beslutningsgrunnlag for valg av helhetlige, integrerte energisystem basert på bruk, distribusjon, omfordeling og lagring av egen produsert og eksternt tilført energi
- Definere og realisere havnas rolle som energihub for utslippsfri maritim transport
- Sikre forsynings sikkerheten til eksisterende og kommende nye bydeler
- Sikre økonomisk bærekraftige løsninger, gjennom kommersiell nytenkning knyttet til eierskap, drift og vedlikehold av energisystemet

I tillegg til dette har prosjektgruppen forholdt seg til ønsker, innspill og behov fra Trondheim Havn og prosjektpartnerne som har oppstått underveis i prosjektperioden.

### 2.2 Metode

I konseptutredningen har de definerte arbeidspakkene dannet grunnlaget for metodikken som er blitt valgt til gjennomføringen av prosjektet.

I arbeidspakke 1 har energi- og effektforbruket på Brattøra blitt kartlagt. Prosjektgruppen har tatt utgangspunkt i dagens forhold og dannet scenarioer for forventet utvikling innen delsegmentene bygg, sjøtransport og landtransport. Basert på den forventede utviklingen og tilstanden på eksisterende infrastruktur har både utfordringer og muligheter for området energisystem pekt seg ut.

Disse utfordringene og mulighetene forsøkes utbedres i arbeidspakke 2 og 3. I arbeidspakke 2 har det blitt undersøkt hvilke muligheter som kan utnyttes og utfordringer som kan løses ved hjelp av ulike energikonsepter. I arbeidspakke 3 har de ulike energikonseptene blitt undersøkt fra et økonomisk og juridisk ståsted, hvor barrierer har blitt konkretisert.

## Tidsperspektiv

Prosjektet involverer en rekke aktører med ulike investeringshorisonter og aktiviteter som er bundet av spesifikke mål. Det har derfor vært viktig i konseptutredningen å finne en kombinasjon hvor tidslinjen ikke blir for lang slik at usikkerhetene blir for store, eller for kort, slik at prosjektpartnerne ikke får utbytte av resultatene.

For prosjektpartnerne er følgende tidshorisonter spesielt viktige:

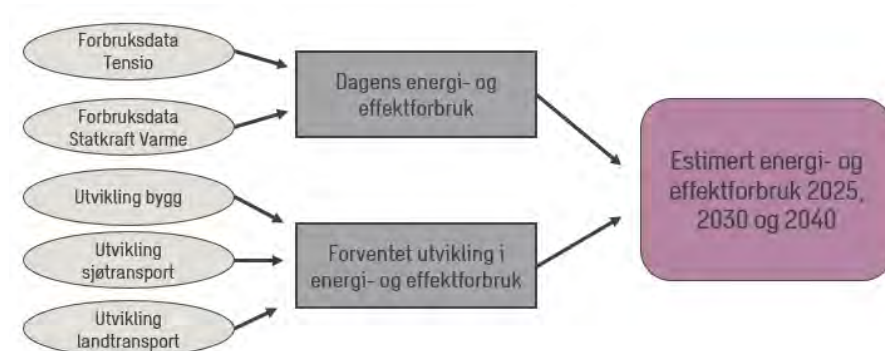
- Tensio TS planlegger for 20 år (Kraftsystemutredninger er 20 år frem i tid), men deres investeringer har gjerne økonomisk levetid på opp mot 40 år.
- Statkraft varme planlegger for 25 år, men det er usikkert hvor lang levetid deres utbygginger har.
- Trondheim Havn har typisk en 50 års investeringshorisont for kai-infrastruktur, men en 10-20 års horisont for bygg.
- Trondheim kommune (TK) har definert en byutviklingsstrategi frem mot 2050.
- Sør-Trøndelag fylkeskommune (STFK) har som mål å redusere utslippene i fylket med 40 % innen 2030 og innad i egen virksomhet med 50 %. Ettersom 85 % av utslippene fra egen virksomhet kommer fra samferdselstilbudet, så er det satt et stort fokus på å endre energibærerne for kollektiv og ferjetilbud.

For å kunne gi vurderinger som tilfredsstillende de ulike tidshorisontene har Sweco i konseptutredningen derfor valgt å se på tre ulike årstall: **2025, 2030 og 2040**.

Usikkerhetene i estimatene øker frem i tid, noe som innebærer at estimatene for 2040 har betydelig større usikkerheter enn estimatene for 2025.

## Metode i Arbeidspakke 1: Energi- og effektforbruk

I AP1 har energi- og effektforbruk for Brattøra i dag og i fremtiden blitt kartlagt. Energi- og effektforbruk for i dag har blitt kartlagt ved å utnytte forbruksdata som prosjektpartnerne Tensio og Statkraft Varme har tilgang på. For å kartlegge energi- og effektforbruk på Brattøra i fremtiden har prosjektet tatt utgangspunkt i dagens forhold og dannet scenarier for utvikling innen bygg, sjøtransport og landtransport, som illustrert i Figur 5.



Figur 5: Illustrasjon av generell metodikk i AP1.

Dagens energi- og effektforbruk har blitt kartlagt ut fra forbruksdata fra Tensio og Statkraft varme:

- Tensio har delt forbruksdata for hele Brattøra for tidsperioden 15.06.2018 til 16.06.2021. Dataen inneholdt område, trafokrets, år, måned, dag, time og timesforbruk. Timesforbruket er aggregert forbruk på linjene inn til hver transformator-krets ved de forskjellige nettstasjonene, og dataen er målt med AMS-målere. Det vil si at det forbruksdataene er levert energi til kunde, ekskludert tap i overførings-systemene, i kWh/time. Ifølge Tensio kan det være noen unøyaktigheter i enkelte måledata, men dette antas å ikke ha en betydelig påvirkning på resultatene.
- Statkraft Varme har delt aggregert forbruksdata fra sine fjernvarmekunder på Brattøra fra 2019. Forbruksdataen foreligger som timesverdier i kWh/time. Ifølge Statkraft Varme så var dette det siste året med «Normalt forbruk» da forbruket har vært svært annerledes i periodene med corona, noe som blant annet resulterte i at levert energi i 2020 var ca. 77% av 2019. Forbruket er basert på salg av fjernvarme og er derfor ekskludert tap i overføring.

For å kartlegge fremtidens energi- og effektforbruk har Sweco sett på utvikling innen bygg, sjøtransport og landtransport:

- For utviklingen av energi- og effektforbruk fra bygg ble Trondheim kommune sin byutviklingsstrategi og FME ZEN sitt verktøy PROFet brukt. Metodikken er grundigere beskrevet i dybdenotatet «Energi- og effektforbruk fra ny bebyggelse».
- For å finne energiforbruket fra sjøtransport ble det brukt historiske anløpslister og prognoser for fremtidige anløp. Videre har skips effektbehov blitt beregnet ved hjelp av erfaringstall eller reelle behov innhentet fra rederier. For hurtigbåt har informasjon fra Trøndelag fylkeskommune og tidligere utredninger blitt brukt. Forbrukene er delt inn i følgende segmenter; cruise, Kystruten, godsskip og Hurtigbåt. Metodikken er grundigere beskrevet i dybdenotatet «Energi- og effektforbruk fra sjøtransport».
- For å finne utviklingen av energi- og effektforbruk fra landtransport ble det blant annet brukt parkeringsbestemmelser, erfaringstall fra ladesystemer og informasjon om dagens kollektivtilbud. Forbrukene er delt inn i følgende segmenter; jernbane, vogntog, personbiler, taxi, rutebuss, turbuss og terminalkjøretøy. Metodikken er nærmere beskrevet i dybdenotatet «Energi- og effektforbruk fra landtransport».

## Metode i Arbeidspakke 2: Energikonsept og Arbeidspakke 3: Forretningsmodeller

I *Arbeidspakke 2: Energikonsept* og *Arbeidspakke 3: Forretningsmodeller* har de tekniske, juridiske og økonomiske mulighetene og utfordringene for en rekke ulike energikonsepter blitt kartlagt. I tillegg har en generell kartlegging av hvilke juridiske barrierer som eksisterer for innovative energiløsninger blitt gjennomført.

Kun energikonsepter som har blitt ansatt som realistiske for å oppfylle mål eller delmål i konseptutredningen har blitt vurdert og flere av konseptene har sitt utspring i muligheten til å løse noen av utfordringene som er oppdaget i *Arbeidspakke 1: Energi- og effektforbruk*. Energikonseptene har kommet opp i workshopene, i møter med de ulike prosjektpartnerne eller gjennom andre tilgrensende prosjekter.

I utredningene er det et hovedfokus på hovedmålet i konseptutredningen: «Gjennom etablering av landstrøm til cruise, utarbeide helhetlige nullutslipps energiløsninger for Brattøra». Dette betyr at hovedfokusset fortsatt vil være på de utfordringene og

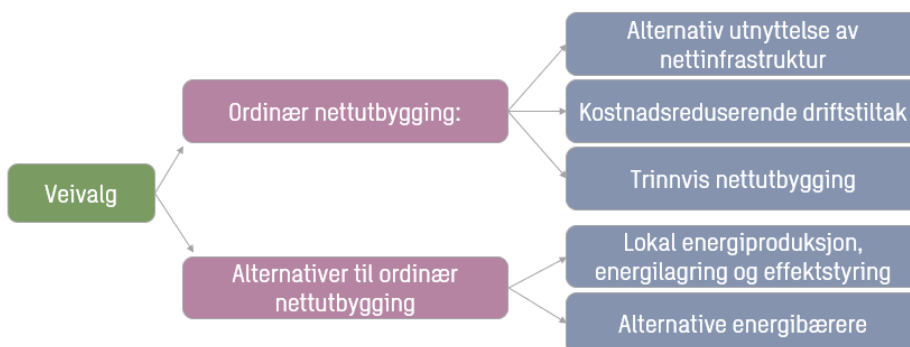
mulighetene som en etablering av landstrøm til cruise vil gi, og vurderingene vil sees i sammenheng med det ståstedet Trondheim Havn har.

Det er i prinsippet to veivalg som definerer de mulige energikonseptene i konseptutredningen. De to veivalgene tar utgangspunkt i:

- 1) Ordinær nettutbygging
- 2) Alternativer til ordinær nettutbygging

For hvert av veivalgene er det ulike energikonsepter som er mulige. Ved en ordinær nettutbygging vil hovedfokuset være på å utnytte nettkapasiteten best mulig. Alternativene til en ordinær nettutbygging vil i all hovedsak være komplimenterende til en nettutbygging.

I tillegg til disse to veivalgene er det konsepter som går på tvers av begge, som i all hovedsak er knyttet til energi- og effektbehovsreducerende tiltak. Dette er tiltak som havna eller prosjektpartnerne kan prioritere ifb. med delmålene, men som ikke nødvendigvis vil bidra til hovedmålet i seg selv.



Figur 6: Mulige retningsvalg og tiltak.

## 2.3 Avgrensninger i konseptutredningen

Prosjektet er svært ambisiøst i innhold, og det har derfor vært nødvendig å gjøre avgrensninger. De viktigste avgrensningene i konseptutredningen er:

- Prosjektområdet er definert som hele Brattøra.
- Prosjektet ser på en horisont frem til 2040, med delhorisonter for 2025 og 2030.
- 2019 er brukt som basis-år. Dette skyldes påvirkningen corona-pandemien har hatt på Brattøra sitt forbruk, gjennom blant annet nedstengning av hoteller og Pirbadet, og redusert bruk i kontorbygg. Forbruk som har oppstått, eller som har blitt endret signifikant, i løpet av 2019 vil ikke vil være fanget opp nøyaktig. Dette gjelder for eksempel Powerhouse som ble ferdigstilt høsten 2019.
- Det brukes temperaturer fra 2019 i energiberegningene for ny bebyggelse. Dette er for at samtidighet i ulike forbruk skal bli realistisk.

- For energibehov for personbiler har dagens parkeringsbestemmelser blitt lagt til grunn. Fremtidige bestemmelser kan redusere antallet parkeringsplasser betydelig.
- Estimaten av energi- og effektbehov er usikre og basert på antakelser som vil påvirkes av markedsutvikling, teknologiutvikling og regulering  
Usikkerhetene stiger frem i tid. Forbukskurver og lignende bør ikke brukes direkte uten nærmere detaljering eller uten å ta høyde for antakelsene som er gjort.
- Kun energikonsepter som har blitt ansett som realistiske for å oppfylle mål eller delmål i konseptutredningen innen tidsperspektivet har blitt vurdert i detalj.

## 3. Energi- og effektforbruk på Brattøra

### 3.1 Introduksjon

Forbruket av både elektrisitet og fjernvarme på Brattøra er forventet å stige betydelig de neste årene. Forbruksøkningen er i all hovedsak knyttet til en grønn omstilling i sjøtransport og landtransport, i tillegg til en storstilt fortetting av hele bydelen Brattøra. Sweco har kartlagt dagens energi- og effektforbruk på Brattøra, og estimert fremtidig utvikling i forbruk fram mot 2040.

### 3.2 Dagens energi- og effektforbruk

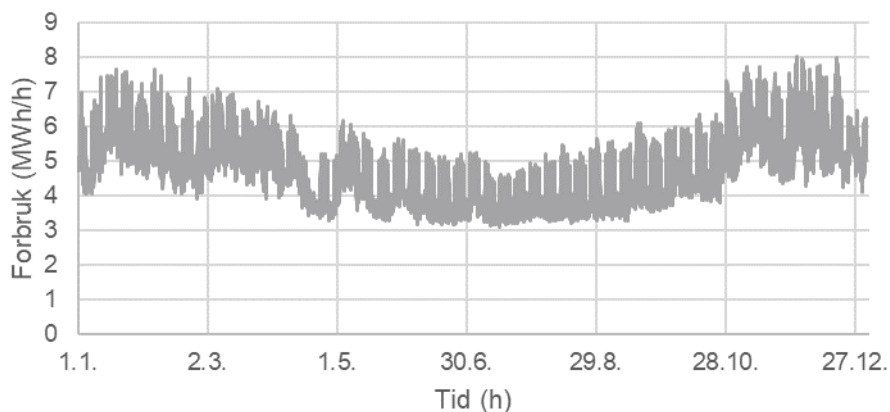
#### 3.2.1 Introduksjon

Sweco har hentet inn reelle forbruksdata fra nettkonsesjonær i Trondheim, Tensio TS, og innehaver av fjernvarmekonsesjon, Statkraft Varme. Forbruksdataen som er brukt er fra 2019. Dagens forbruk på Brattøra er i all hovedsak knyttet til bygg, samt noe elbillading og industri.

Dataen fra 2019 vil ikke inkludere forbruksendringer grunnet corona, men det vil være nye effektbehov som har oppstått i løpet av eller etter 2019 som dataen ikke fanger opp, og som det kan være utfordrende å fange opp på andre måter. Et eksempel på dette er Powerhouse Brattøra, som åpnet i.a. 2019. I tillegg vil ikke dataen fange opp varige endringer i forbruksmønster som følge av corona.

### 3.2.2 Elektrisitetsforbruk

Sweco har vært i kontakt med Tensio for å kartlegge dagens dimensjonerende effekt for Brattøra. I 2020 ble maksimal last oppgitt til å være på ca. 10,5 MW.<sup>13</sup> Figur 7 viser det totale elektrisitetsforbruket på Brattøra i timesverdier gjennom hele 2019.



Figur 7: Elektrisitetsforbruk på Brattøra i 2019.2

Som forventet er forbruket avhengig av årstid, hvor det er høyere forbruk på vinteren enn på sommeren. Gjennomgang av forbruket i ulike nettstasjoner viser at forbruket er høyest i de sonene som har større kontorlokaler. I disse områdene er også variasjonen mellom ukedager og helger mer signifikante, og variasjonen mellom sommer- og vinter er større. Noen viktige nøkkeltall for det totale forbruket i 2019 er gitt i Tabell 1.

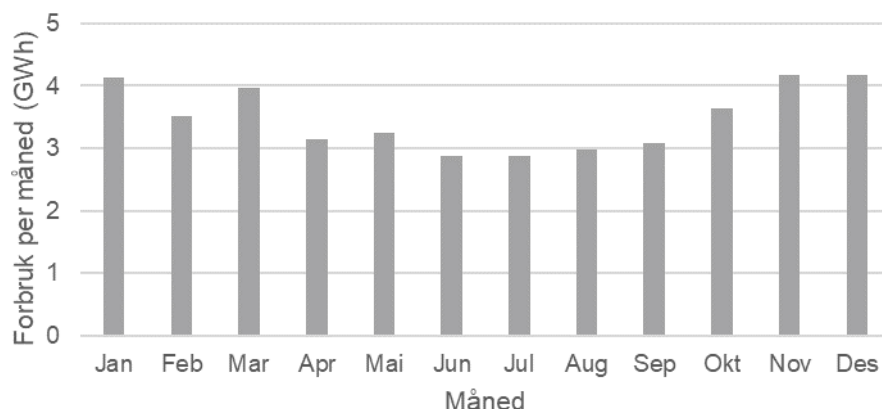
Tabell 1: Nøkkeltall for forbruket av elektrisitet på Brattøra i 2019.

Nøkkeltall	Verdi
Gjennomsnittlig forbruk (MWh/h)	4,8
Maksimalt forbruk (MWh/h)	8,0
Maksimalt effektforbruk (MW)	10,5
Totalt forbruk (GWh)	42,1

Forbruket av strøm per måned for 2019 er gitt i Figur 8.

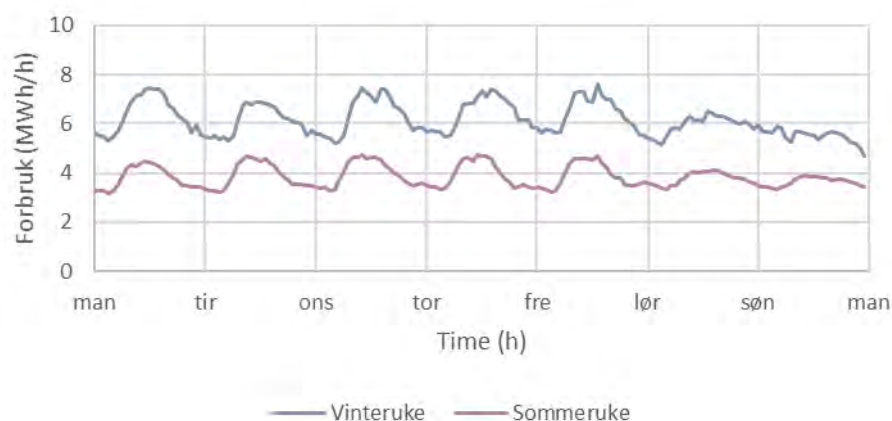
<sup>13</sup> Data fra Tensio November 2020.





Figur 8: Fordeling av elektrisitetsforbruk i ulike måneder i 2019.

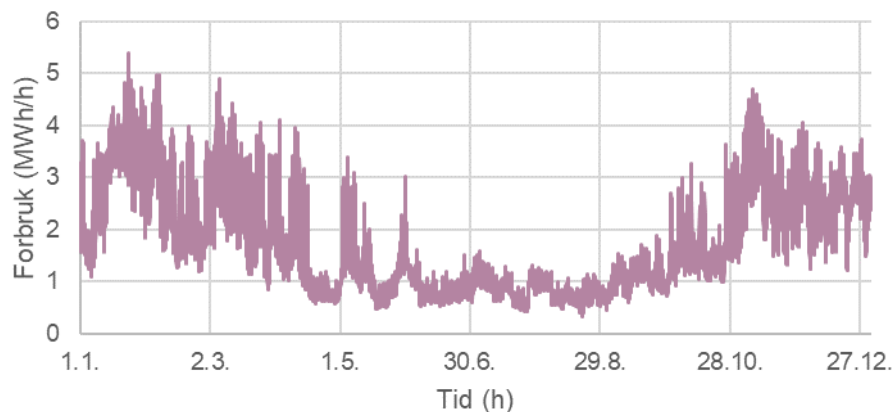
I Figur 9 er forbruket i en vinteruke og en sommeruke illustrert. Figuren viser tydelig variasjon mellom hverdager og helg. I tillegg viser figuren at forbruket har et svært likt mønster, hvor forbruket på sommeren er forskjøvet ned fra forbruket på vinteren med ca. 2 MWh/h.



Figur 9: Forbruk av elektrisitet i utvalgt vinteruke i 2019.

### 3.2.3 Fjernvarmeforbruk

Forbruket av fjernvarme på Brattøra i 2019 er gitt i Figur 10. Forbruket følger tydelig variasjoner i temperatur, hvor det er et høyt forbruk på stort sett over 3 MWh/h i vintermånedene og et jevnt lavt forbruk på rundt 1 MWh/h i sommermånedene. Statkraft Varme har oppgitt at maksimalt samtidig fjernvarme effektbehov på Brattøra er i området 6-8 MW. Noen viktige nøkkeltall for forbruket av fjernvarme på Brattøra er gitt i Tabell 2.

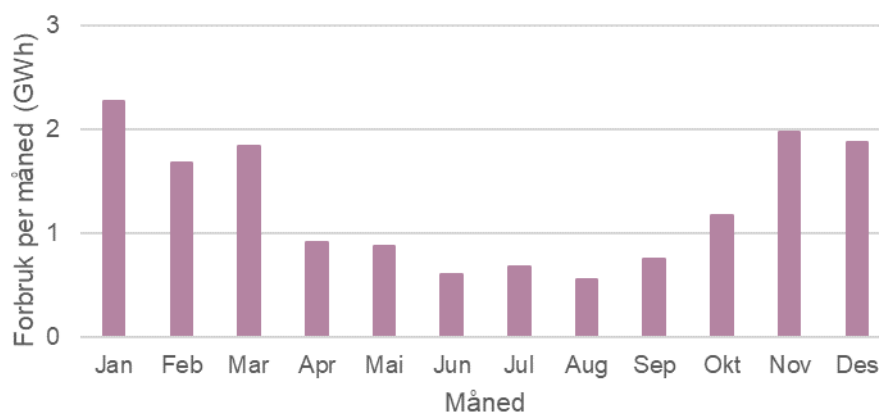


Figur 10: Forbruk av fjernvarme på Brattøra i 2019.

Tabell 2: Nøkkeltall fra forbruket av fjernvarme på Brattøra i 2019.

Nøkkeltall fjernvarmenett	Verdi
Gjennomsnittlig forbruk (MWh/h)	1,7
Maksimalt forbruk (MWh/h)	5,4
Maksimalt effektbehov (MW)	6,0 -8,0
Totalt forbruk (GWh)	15,2

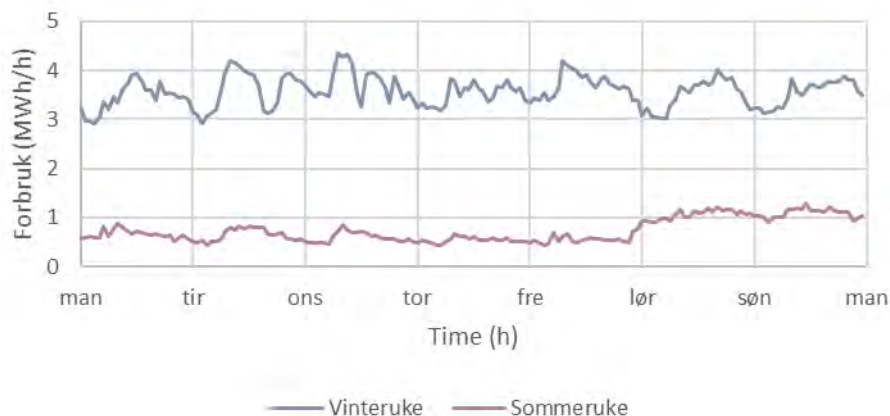
Månedsførbuket av fjernvarme er vist i Figur 11. Som forventet er det stor variasjon mellom sommer- og vintermåned, og en større temperaturavhengighet enn for elektrisitetsforbruket. Månedene med høyest forbruk er november til mars, mens månedene med lavest forbruk er juni til august.



Figur 11: Forbruk av fjernvarme per måned.

I Figur 12 er forbruket i en utvalgt vinteruke og en utvalgt sommeruke vist. Sammenlignet med det elektriske forbruket er det et mindre tydelig skille mellom ukedager og hverdager og i vinteruken er det også større variasjon fra dag til dag. Dette

skyldes at fjernvarmeforbruket er mer temperaturavhengig enn det elektriske forbruket.



Figur 12: Sammenligning av forbruket av fjernvarme i vinter- og sommeruke.

### 3.3 Energi- og effektforbruk fra sjøtransport

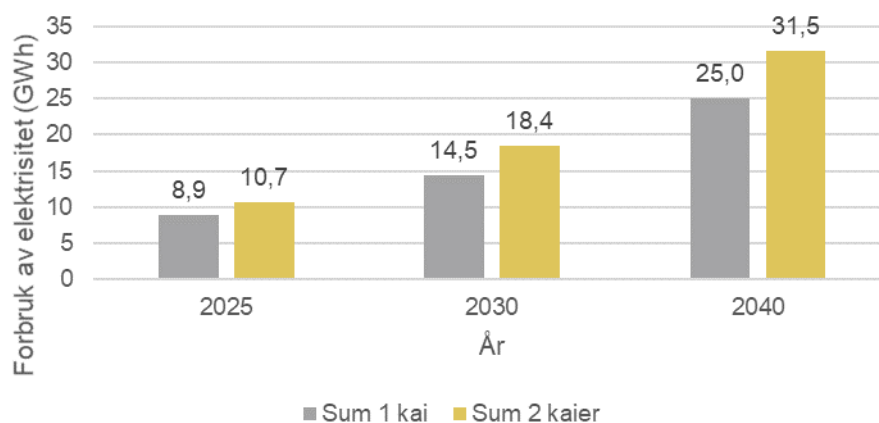
Brattøra vil oppleve en betydelig utvikling i både trafikk, energiforbruk og bruk av energiteknologi for samtlige segmenter innen sjøtransport frem mot 2040. I dag er maritim transport en stor utslippskilde og det er et stort fokus på omstilling til alternative energibærere og utslippsreducerende tiltak. Sweco har estimert forventet fremtidig økning i elektrisitetsforbruk som følge av utvikling innen sjøtransport. I dybdenotatet «Energi- og effektforbruk fra sjøtransport på Brattøra» er framgangsmåte og resultater fra dette arbeidet ytterligere beskrevet.

Sweco har kartlagt omstillingstakt i de fire mest relevante segmentene; Kystruten, hurtigbåt, godskip og cruiseskip. Dagens omstillingsstatus og forventet utvikling innenfor hvert segment kan oppsummeres som:

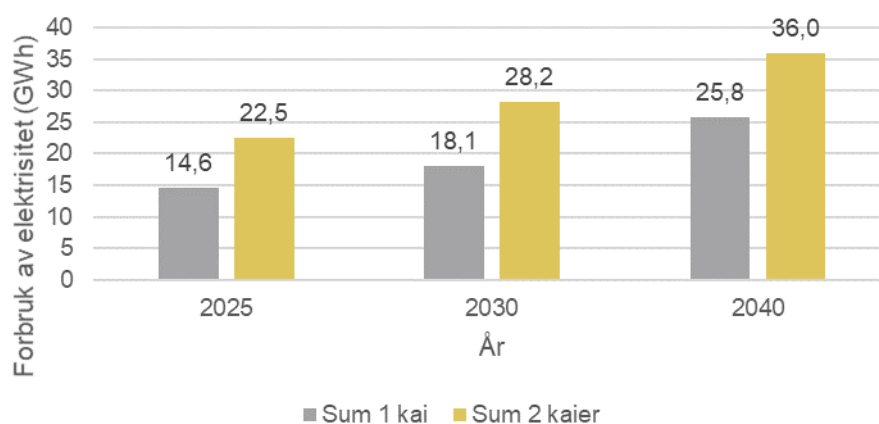
- Cruisesegmentet er relativt langt fremme på utnyttelse av landstrøm og det forventes at innen 2025 så vil tilnærmet alle skip som anløper Trondheim kunne utnytte landstrøm. Veksten i cruisetrafikk er basert på havnas egne prognoser, som forutsetter en fortsatt vekst. Ved etablering av ny cruisekai tas det høyde for en betydelig økning i veksten i cruiseanløp.
- Skipene i Kystruten kan allerede utnytte land- og ladestrømsystemer, og flere av skipene er tilrettelagt for alternative energibærere. Det forventes at ved ny anbudsperiode fra 2030 så vil klimakravene til Kystruten ha økt betydelig, noe som blant annet medfører økt ladebehov. Det forventes ingen endring i antall eller lengde på anløp.
- Godsskip er i dag i liten grad tilrettelagt for bruk av landstrøm, men det forventes at nasjonale og internasjonale tiltak vil bidra til at godsskip i stor grad er tilrettelagt for utnyttelse av landstrøm innen 2025. Det forventes en moderat vekst i godsanløp som følge av økte godsvolum og flytting av anløp fra Nyhavna.

- Reduksjon av utslipp fra hurtigbåtene som går fra Brattøra er et stort fokusområde for Trøndelag fylkeskommune og det er klare ambisjoner om nullutslipp for samtlige ruter. Finansiering og tidspunkt for anbud gjør at hel-elektrifisering først forventes i for de mest aktuelle rutene fra 2028. Det er antatt elektrisk drift av alle hurtigbåter og at sambandene forblir uendret utenom at det etableres et nytt samband til Frosta.

Basert på forventet endring i trafikk, og omstillingen mot lav- og nullutslippsløsninger, har Sweco konstruert forbrukskurver for 2025, 2030 og 2040. Videre har dimensjonerende effektbehov blitt kartlagt. Det understrekes at estimatene for flere av segmentene er usikre. En oppsummering av noen nøkkeltall for utviklingen av energi- og effektbehov fra sjøtransport på Brattøra er gitt i Tabell 3. Den estimerte utviklingen årlig elektrisk energiforbruk og dimensjonerende elektrisk effektbehov fra sjøtransport er gitt i Figur 13 og Figur 14.



Figur 13: Utvikling av elektrisk energiforbruk fra sjøtransport.



Figur 14: Utviklingen av elektrisk effektbehov fra sjøtransport.

Tabell 3: Nøkkeltall energi- og effektbehov fra sjøtransport på Brattøra.

År		2025	2030	2040
Energibehov (GWh)	Cruise, 1 kai	3,8	4,6	4,9
	Cruise, 2 kaier	5,6	8,1	11,4
	Kystruten	2,6	3,3	4,1
	Godsskip	0,3	0,3	0,4
	Hurtigbåt	2,3	2,3	15,6
Effektbehov (MW)	Cruise, 1 kai	10,3	11,0	12,2
	Cruise, 2 kaier	18,2	21,1	22,4
	Kystruten	2,4	2,4	3,0
	Godsskip	0,6	0,6	0,8
	Hurtigbåt	1,3	4,1	9,8

### 3.4 Energi- og effektforbruk fra landtransport

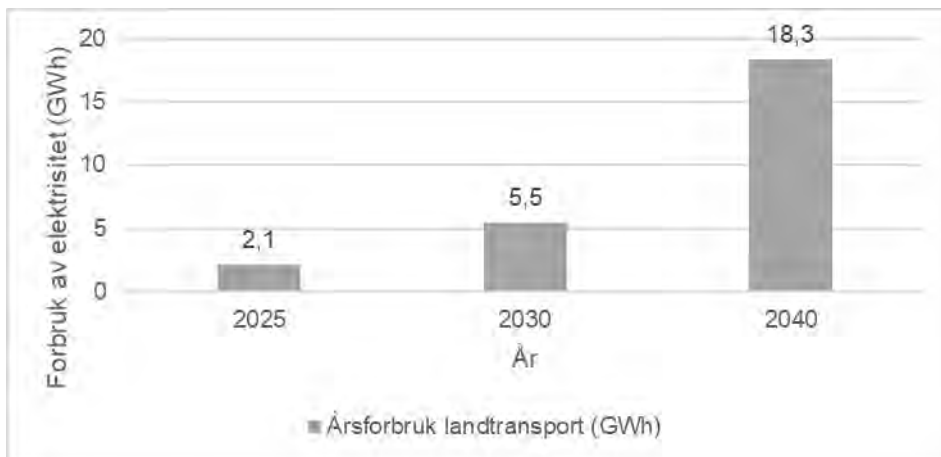
Brattøra vil påvirkes av energiomleggingen innen landtransport. Spesielt for Brattøra er den store trafikken fra buss, vogntog og jernbane. Sweco har kartlagt forventet utvikling i energi- og effektforbruk fra landtransport frem mot 2025, 2030 og 2040. I dybdenotatet «Energi- og effektforbruk fra landtransport på Brattøra» er detaljert fremgangsmåte og resultater av denne kartleggingen beskrevet.

De viktigste definerte energi- og effektforbrukene innenfor landtransport på Brattøra er fra rutebuss og personbiler. For vogntog og turistbusser er det ikke avdekket et konkret behov, men det er stor trafikk og utviklingen i segmentene kan derfor skape et betraktelig markedspotensial dersom en aktør ønsker å tilby lading- eller leveranse av andre typer drivstoff. Dette markedspotensialet er ytterligere kartlagt i kapittel 6.2.

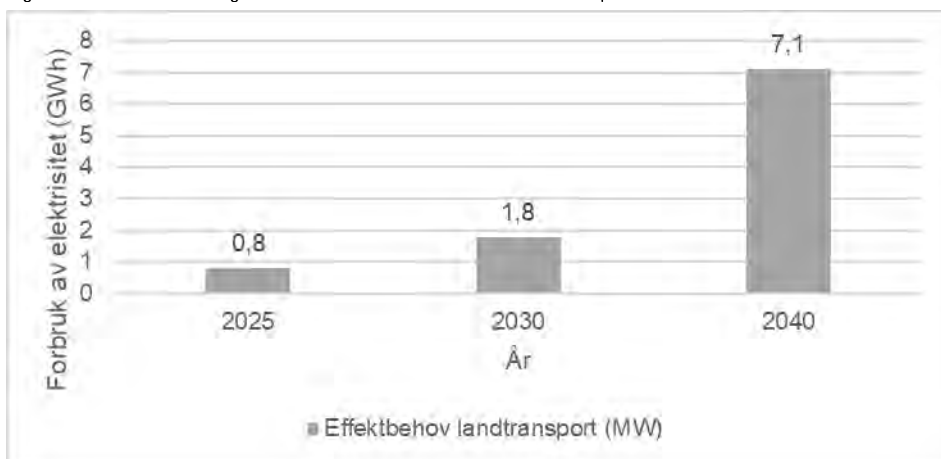
Utviklingen innen jernbane og drosjenæringen vil ikke påvirke energisystemet på Brattøra betydelig. Dette skyldes at elektrifisering av dagens diesel-drevne jernbanelinjer vil forsynes fra andre steder i nettet og at det for drosjenæring antas at energiforsyningen i stor grad vil foregå i drosjesentraler utenfor Brattøra. I kartleggingen er det også etablert at det vil være liten påvirkning fra elektrifisering/omlegging av terminalkjøretøy, da det er forholdsvis få kjøretøy, og at en stor andel vil forsvinne ved flytting av godsterminalen.

I kartleggingen av ladebehov fra personbiler er det estimert ladebehov for elbiler i boligbygg, kontorbygg og handelsbygg ut fra forventninger om nye parkeringsplasser i tilknytning til bygningsmassen. Kontor- og boligbygg står for det desidert høyeste fremtidige behovet. Hvis kommunen lykkes med sine mål om nullvekst i persontrafikken vil trolig disse ladebehovene kunne reduseres betydelig. Dette gjelder også hvis hurtiglading vinner markedsandeler mot saktelading.

For rutebuss er det tatt utgangspunkt i dagens rutetabell og en forventet omlegging til lavutslippsalternativer. Noen nøkkeltall for forventet elektrisk forbruk fra rutebusser og personbiler på Brattøra er gitt i Tabell 4. I Figur 15 og Figur 16 er den estimerte utviklingen av elektrisk energi- og effektforbruk fra landtransport vist. Det understrekes at tallene er usikre, blant annet pga. stort utfallsrom i markeds- og teknologit utvikling.



Figur 15: Estimert utvikling av årsforbruk av elektrisitet fra landtransport.



Figur 16: Estimert utvikling av effektbehov for landtransport.

Tabell 4: Nøkkeltall landtransport.

År	2025	2030	2040
Energibehov, rutebuss (GWh)	1,5	4,4	11,5
Dimensjonerende effekt, rutebuss (MW)	0,3	0,9	3,2
Energibehov, personbil (GWh)	0,7	1,1	4,4
Dimensjonerende effekt, personbil (MW)	0,5	0,9	3,9

### 3.5 Energi- og effektforbruk fra ny bebyggelse

Brattøra vil gjennomgå en storstilt byutvikling og fortetting frem mot 2040 og dette vil også ha betydelig påvirkning på det lokale og regionale energisystemet. Sweco har estimert forventet fremtidig økning i elektrisitet- og fjernvarmeforbruk som følge av forventet byutvikling. I dybdenotatet «Energi- og effektforbruk fra ny bebyggelse på

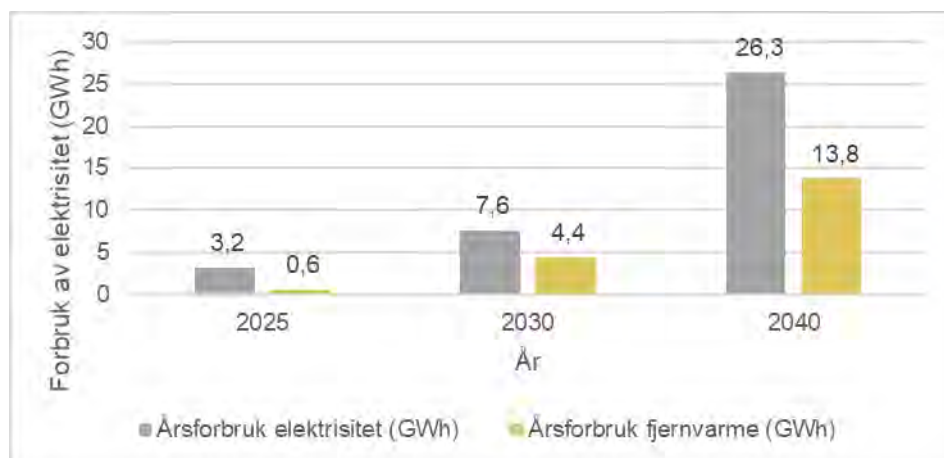
Brattøra» er framgangsmåte og resultater fra dette arbeidet beskrevet. Dagens elektrisitet- og fjernvarmeforbruk er omtalt i kapittel 3.2.

Det er stor usikkerhet knyttet til hvordan bygningsmassen på Brattøra vil utvikle seg, men det er klare ambisjoner fra blant annet Trondheim kommune om at Brattøra skal bli en levende bydel med kontorbygg, handel, boliger og rekreasjon. I konseptutredningen er det antatt at Trondheim kommune sine byutviklingsambisjoner for Brattøra gjennomføres, riktignok med en forskyvning i noen av byggetrinnene. I dette dybdenotatet blir samlet ny bebyggelse anslått til ca. 300 000 m<sup>2</sup> oppvarmet areal i perioden 2025-2040.

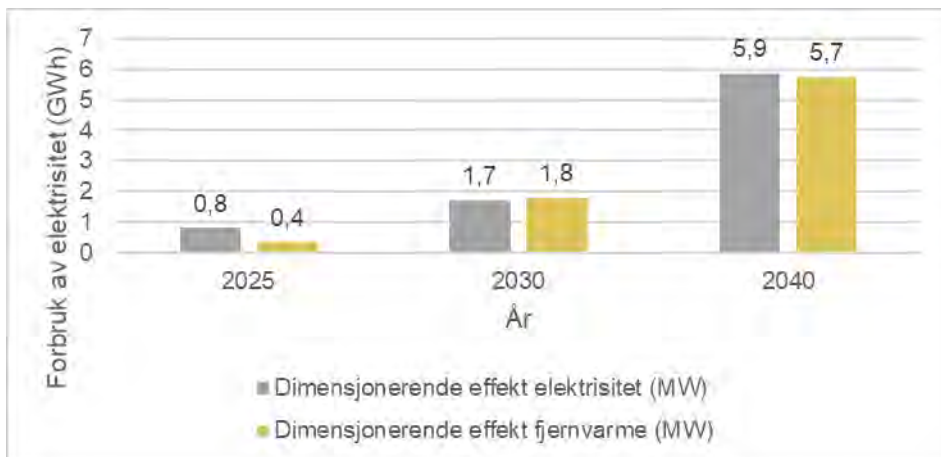
Basert på forventninger til fremtidens regelverk og miljøambisjonene til Trondheim kommune og sentrale aktører på Brattøra antas det i konseptutredningen at ny bebyggelse på Brattøra vil være tilnærmet passivhus-standard frem mot 2030, og at ny bebyggelse mellom 2030 og 2040 har en ytterligere reduksjon i forbruk på 10% fra passivhus-standard.

I beregningene har FME ZEN sitt verktøy, PROFet, blitt brukt til å estimere energibehov. Temperaturdata fra 2019 er brukt i beregningene. Dette er for at historisk og fremtidig forbruk skal få en realistisk temperatur-avhengig samtidighet. I tillegg viser historisk klimadata at 2019 var et år med temperaturer med lite avvik fra referanseåret.

Det er i grunnscenariet antatt en dekning av varmebehov fordelt på 5% elektrisk oppvarming, 55% fjernvarme og 40% varmepumper. Videre er det antatt at dimensjonerende effekt er 25% høyere enn høyeste timesforbruk av elektrisitet og fjernvarme. Økningen i energi- og effektforbruk av elektrisitet og fjernvarme er illustrert i Figur 17 og Figur 18.



Figur 17: Estimert utvikling av forbruk fra ny bebyggelse på Brattøra.



Figur 18: Estimert utvikling av effektbehov fra ny bebyggelse på Brattøra.

### 3.6 Andre mulige forbruk

Sweco har kartlagt den antatt mest sannsynlige utviklingen innen forbruk, men det er et faktum at forbruksutviklingen vil være svært sensitiv for endringer i blant annet planlagt byutvikling, teknologi- og markedsutvikling innen transportsegmentene og etablering av enkeltanlegg med store energi- og effektforbruk.

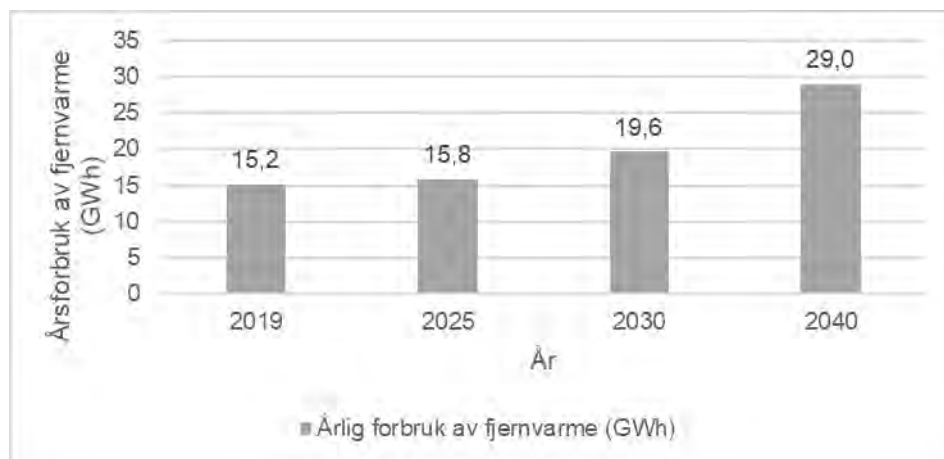
- Byutvikling:** Den skisserte byutviklingen for Brattøra er på et svært tidlig stadium, og det vil oppstå endringer i volum og sammensetning av bygg. Disse endringene vil påvirke energi- og effektbehov betraktelig. Et eksempel på en viktig endring er hvis Bane Nor sin godsterminal ikke flyttes. Dette vil redusere det totale volumet av ny bebyggelse, og tilhørende energi- og effektbehov, mye.
- Teknologi- og markedsutvikling innen transport:** Det skisserte forbruket innen transportsegmentene er basert på en forventning i omstillingen basert på dagens markeds- og teknologistandarder. Enkelte av transportsegmentene, for eksempel cruise og hurtigbåt, har svært høye energi- og effektforbruk, som i konseptutredning er antatt at dekkes med elektrisitet fra land. Økt oppslutning om alternative energibærere vil kunne redusere hele eller deler av dette elektrisitetsbehovet. Tilsvarende vil en endring i ladevaner i personsegmentet, for eksempel ved utbredt hurtiglading istedenfor saktelading, kunne redusere energi- og effektforbruk fra landtransport betydelig.
- Etablering av enkeltanlegg med store energi- eller effektforbruk:** Hvis aktører etablerer anlegg med høye energi- eller effektforbruk på Brattøra så vil det samlede forbruket kunne øke betydelig. Dette gjelder for eksempel lokal produksjon av hydrogen, varmeproduksjon til fjernvarmenettet, ny industri eller hurtigladeanlegg til land- eller sjøtransport. Oppgradering av kraftnettet og tilrettelegging for etablering av slik virksomhet fra Trondheim Havn og Trondheim kommune vil kunne bidra til å fasilitere etablering av slike anlegg.



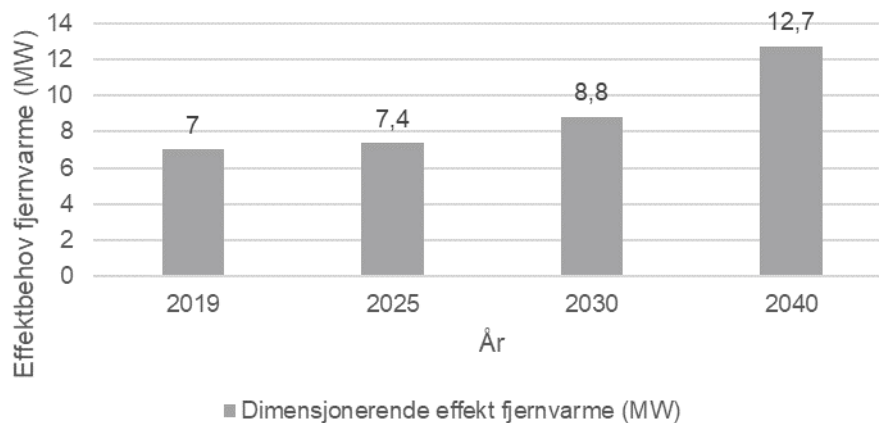
## 3.7 Utvikling for Brattøra

### 3.7.1 Fjernvarme

Utviklingen i forbruket av fjernvarme er nært knyttet til byutviklingen og økningen er derfor liten frem mot 2025, men vokser betydelig mot 2030 og 2040. Fra 2019-nivå viser estimatene at både årsforbruket og effektbehovet for fjernvarme kan nesten doble seg mot 2040, gitt at 60% av varmebehovet dekkes med fjernvarme. Den estimerte utviklingen i årsforbruk og effektforbruk for fjernvarme er gitt i Figur 19 og Figur 20.

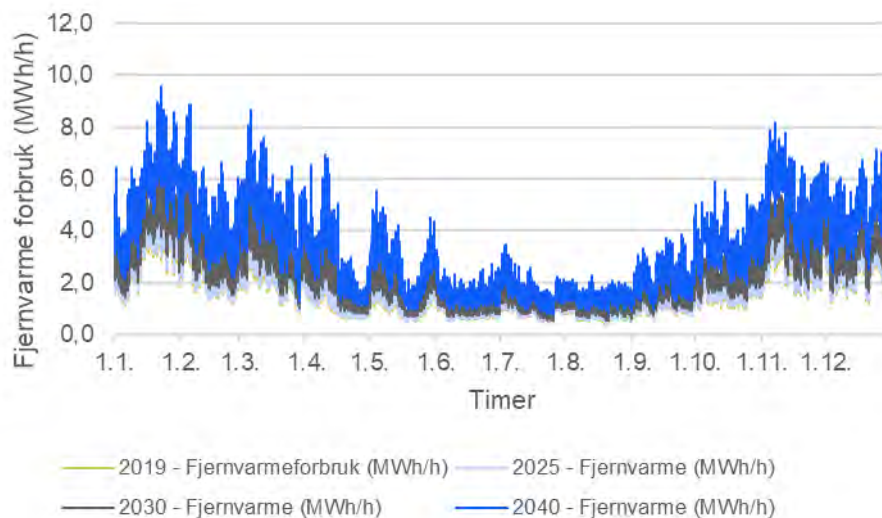


Figur 19: Estimert økning i årlig forbruk av fjernvarme.



Figur 20: Estimert økning i dimensjonerende effekt for fjernvarme.

I Figur 21 er det estimerte fjernvarmeforbruket på Brattøra i 2025, 2030 og 2040 vist sammen med forbruket fra 2019. Som forventet følger fjernvarmeforbruket samme temperaturkurve (2019-temperatur), men forbruket i 2025, 2030 og 2040 er tilnærmet flyttet oppover på y-aksen, som følge av en økning i bygningsmasse. Endring i sammensetning av bygg vil også ha en effekt, men den er blir liten.



Figur 21: Fjernvarme forbruk ved 2019-temperaturer i 2019, 2025, 2030 og 2040.

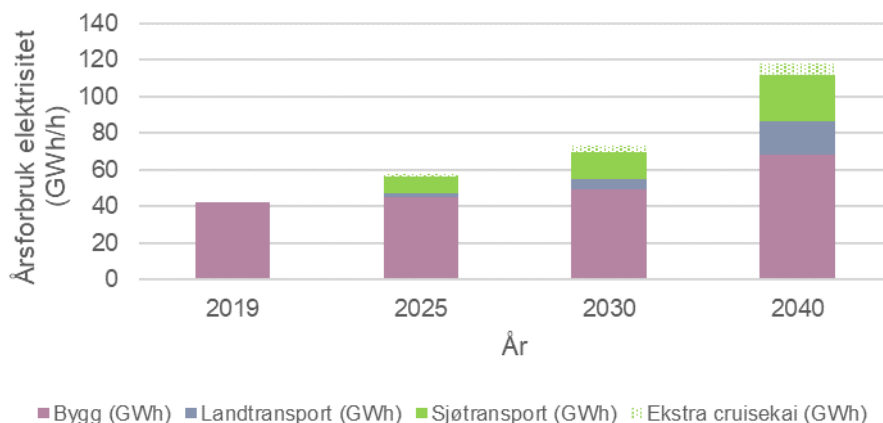
### 3.7.2 Elektrisitet

Økningen i forbruk av elektrisitet på Brattøra vil være enorm. Økningen er knyttet til ny bebyggelse og omstilling i transportsektoren. Elektrisitetsforbruket er betydelig mer varierende fra time til time enn fjernvarmeforbruket. På lavere tidsintervaller kan denne variasjonen forventes å være enda større. Dette skyldes i all hovedsak land- og ladestrømsystemer til sjø- og landtransport som har høye effektbehov og relativt korte forbruksintervaller.

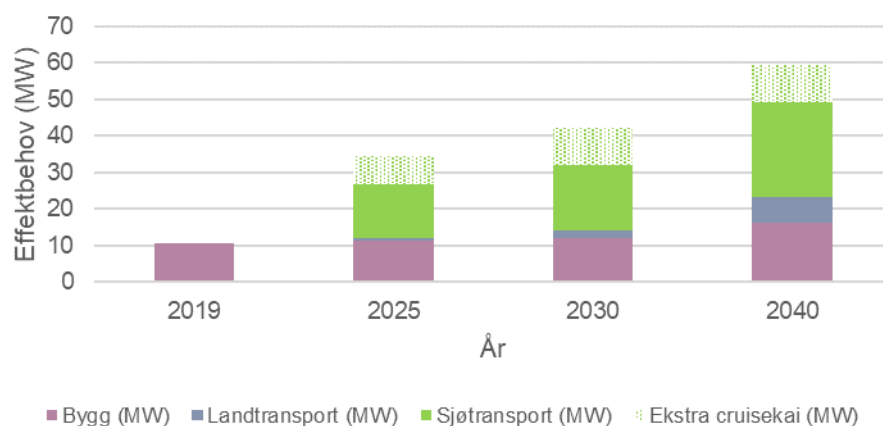
Utviklingen innen årsforbruk og dimensjonerende effekt for elektrisitet på Brattøra er gitt i Figur 22 og Figur 23. Utviklingen er delt inn i fire kategorier; bygg, landtransport, sjøtransport og «Ekstra cruisekai». «Ekstra cruisekai» er skilt ut for å illustrere økningen i energibehov hvis havna velger å investere i en ny cruisekai.

Estimatene for utviklingen innen energi- og effektforbruk av elektrisitet på Brattøra viser at årsforbruket nesten kan tredobles frem mot 2040, med en betydelig økning allerede mot 2025. Forbruksutviklingen viser også at bygg vil fortsette å spille en stor rolle i det totale elektrisitetsforbruket på Brattøra. Økningen i samlet energiforbruk er størst innen bygg-segmentet, men prosentvis økning er desidert størst innenfor sjø- og landtransport som går fra null i 2019 til over 25 GWh i 2040.

Utviklingen i samlet dimensjonerende effektbehov er enda brattere. Den samlede dimensjonerende effekten er summen av dimensjonerende effekt for hvert enkeltforbruk. Dette betyr at samlet effektforbruk for Brattøra trolig vil være lavere. Allerede i 2025 vil dimensjonerende effektforbruk ha økt betydelig, hovedsakelig grunnet land- og ladestrøm til Kystruten og cruise. Fra 2019 til 2040 kan det dimensjonerende effektbehovet seksdobles, opp til 60 MW. Ettersom en stor del av effektbehovet vil være knyttet til landstrøm til cruise vil det ha en relativt stor påvirkning om havna bygger ut en ekstra cruisekai, spesielt i 2025.



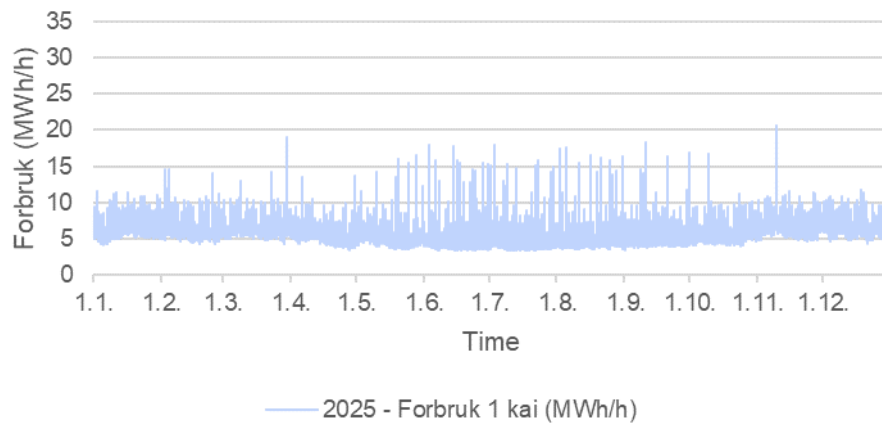
Figur 22: Estimert økning i årlig forbruk av elektrisitet.



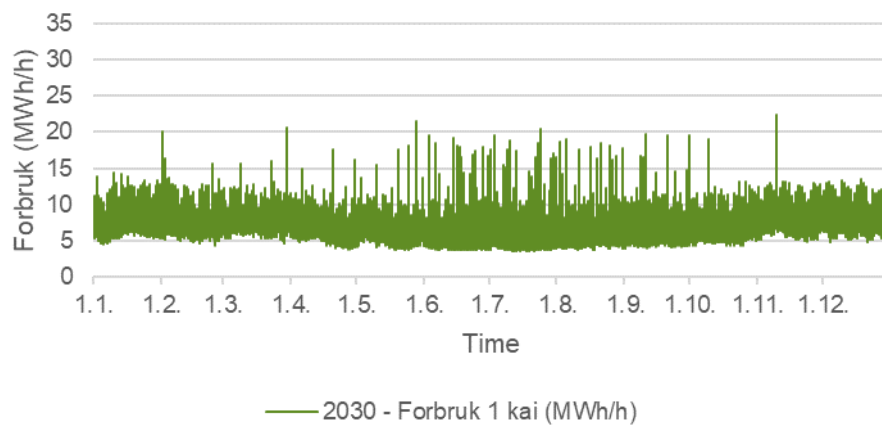
Figur 23: Estimert økning i elektrisk effektbehov.

Sweco har estimert forbrukskurver for det totale elektrisitetsforbruket på Brattøra i 2025, 2030 og 2040. Kurvene inneholder forbruk for hvert segment, aggregert for hver time gjennom året. Estimaten for 2025, 2030 og 2040, for scenarioet med kun en cruisekai, er gitt i Figur 24, Figur 25 og Figur 26.

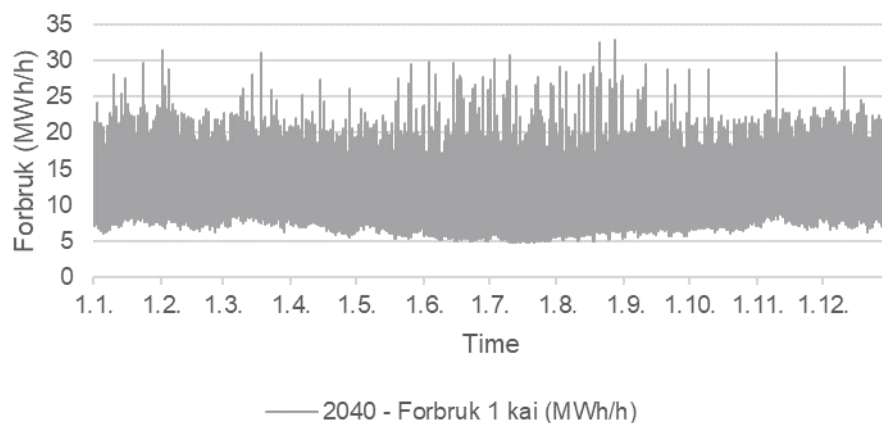
Forbrukskurvene viser også at til tross for den store veksten i forbruket fra andre segmenter, så vil effekttoppene på Brattøra allikevel være knyttet til cruiseanløp. Forbrukskurvene viser klare synergier mellom oppvarmingsbehov i bygg og landstrømbehov til cruise, hovedsakelig ved at effekttoppene fra cruiseanløp er noe lavere i sommermånedene. Allikevel kommer årlig toppeffekt fra anløpene utenfor høysesong, hvor også oppvarmingsbehovet er større. I praksis betyr dette at synergiene mellom oppvarmingsbehov og landstrøm til cruise vil påvirke infrastrukturbehovet. Disse synergiene drøftes videre i kapittel 6.1.



Figur 24: Estimert forbrukskurve for Brattøra i 2025.



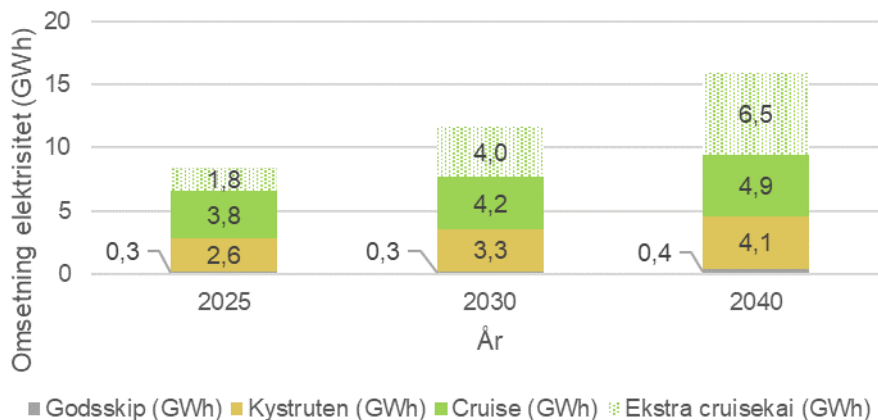
Figur 25: Estimert forbrukskurve for Brattøra i 2030.



Figur 26: Estimert forbrukskurve for Brattøra i 2040.

### 3.8 Utvikling for Trondheim Havn

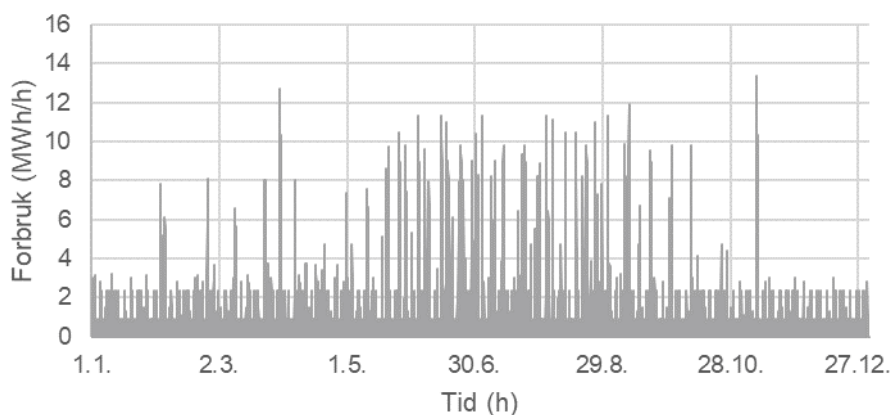
Trondheim Havn vil i løpet av de neste 5-10 årene bli en betydelig omsetter av elektrisk energi. Uavhengig av hvilken rolle havna velger å ta i organiseringen av land- og ladestrømanlegg så vil havna i en eller annen form være involvert i kjøp og salg av betydelige mengder energi. Dette er illustrert i Figur 27, hvor omsetningen av elektrisk energi tilknyttet havnas aktivitet er estimert for 2025, 2030 og 2040.



Figur 27: Omsetning av elektrisitet tilknyttet havneaktivitet.

I tillegg til å bli en aktør tilknyttet betydelig omsetning av elektrisk energi, vil også havna ha store og svært varierende effektbehov. Det er spesielt cruise og Kystruten som gir disse effektbehovene, men også forbruk fra gods bidrar. Forbrukskurver knyttet til havnas virksomhet for 2025, i scenarioet med en cruisekai, er gitt i Figur 28. Forbruket øker mot 2030 og 2040, men forbrukskurven har relativt lik form og er derfor ikke illustrert i rapporten.

Figur 27 og Figur 28 viser tydelig at energi- og effektbehovet til cruise vil være svært dominerende i forbruksbildet. Kystruten, med sine to daglige anløp, vil ha et betydelig forbruk, men selv dette blir lite sammenlignet med den forventede utviklingen innen cruise. Denne forskjellen er enda større når det kommer til effektbehov.



Figur 28: Forbrukskurve for land- og ladestrøm til godsskip, Kystruten og cruise (en kai) i 2025.

### 3.9 Konklusjoner fra kartlegging av energi- og effektforbruk

Kartleggingen av energi- og effektforbruk viser at energisystemet på Brattøra står ovenfor en stor utfordring. Sammenlignet med dagens forbruk vil både energi- og effektbehov mangedobles, og dagens infrastruktur er ikke klar for en slik utvikling.

Til tross for at den forventede utviklingen innen energi- og effektforbruk innebærer store utfordringer for flere av aktørene på Brattøra, er utviklingen ønsket av to svært viktige grunner.

- En stor del av forbruksøkningen i kraft- og fjernvarmenettet på Brattøra er knyttet til behov fra ny bebyggelse og fortetting. Dette er nødvendig for å lykkes med å utvikle Brattøra til å bli en mer levende bydel.
- Den resterende økningen i energi- og effektforbruk i kraftnettet kommer som følge av utslippsreducerende tiltak knyttet til elektrifisering av land- og sjøtransport. I praksis øker ikke dette forbruket av energi på Brattøra, men forbruket endrer form og resultatet er drastiske utslippsreduksjoner. Disse utslippsreduksjonene er sentrale og helt nødvendige for å nå både private, kommunale og nasjonale mål.

Det er ingen tvil om at utviklingen innen energi- og effektforbruk på Brattøra blir en utfordring for energisystemet på Brattøra, men det er like viktig å understreke at det er en risiko for at energisystemet blir en barriere for å lykkes med de målene og strategiene som er satt for byutvikling og reduksjon av utslipp på Brattøra.

For Trondheim Havn vil den skisserte utviklingen sette preg på organisasjonen. Havna vil bli en betydelig omsetter av elektrisk energi og vil direkte eller indirekte administrere effektbehov på størrelse med en liten by. Dette vil kreve ny kompetanse og nye samarbeidsmodeller, men vil også gi nye muligheter. Havna er allerede i gang med å bygge relevant erfaring og kompetanse gjennom landstrømanlegg i Orkanger og på Pir I.

For Brattøra som helhet vil den skisserte utviklingen kreve økt koordinering og samarbeid mellom de aktuelle aktørene. Dette er nødvendig for å sikre at manglende infrastruktur ikke blir en barriere for ønsket utvikling, noe som også åpner for bruk av nye teknologier og samarbeidsmodeller.

Det ligger en stor samfunnsøkonomisk verdi i at aktørene på Brattøra samarbeider. Mulige samarbeid og energikonsepter undersøkes videre i konseptutredningen basert på resultatene fra kartleggingen av energi- og effektforbruk.

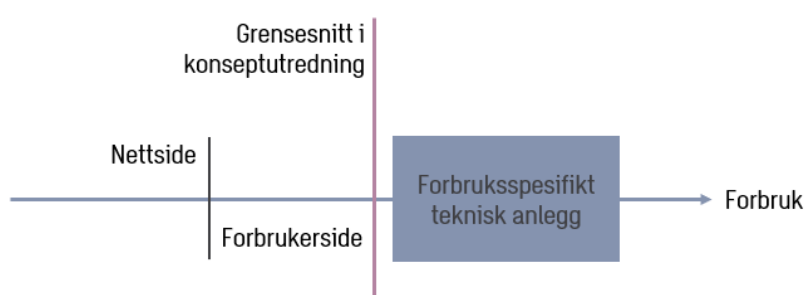
## 4. Energikonsept

### 4.1 Utvalgte energikonsept

I konseptutredningen har potensialet for en rekke energikonsepter blitt kartlagt. Hensiktene med å utnytte de ulike energikonseptene er varierte og mange, men inkluderer blant annet:

- Redusere kostnader eller øke utnyttelsen av infrastruktur som kreves i energiforsyning av landstrøm til cruise
- Redusere kostnader for energiforsyning til Brattøra
- Redusere kostnader for energiforsyning av enkeltforbruk som landstrøm til Kystruten og gods
- Fasilitere ønsket utvikling av nullutslippstransport på Brattøra
- Øke andelen lokalt produsert energi på Brattøra
- Utnytte potensielle nye inntektsstrømmer fra alternative energibærere

I konseptutredningen sees det kun på energiforsyning til ulike forbruk, ikke på de forbruksspesifikke tekniske anleggene som gjør det mulig å forsyne forbrukene. Grensesnittet i kartleggingen av energikonsept i konseptutredningen er gitt i Figur 29. De forbruksspesifikke tekniske anleggene er for eksempel omformersystem, ladere, kabelhåndteringsystem, osv.



Figur 29: Grensesnitt i kartlegging av energikonsept i konseptutredningen.

I konseptutredningen er følgende energikonsepter vurdert:

- **Ordinær nettutbygging:** Dagens standardløsning for kapasitetsutfordringene på Brattøra er en ordinær nettutbygging. Det er derfor denne løsningen som eventuelle andre konsepter bør og må måle seg imot. Forholdene rundt en ordinær nettutbygging er beskrevet i kapittel 5. Dette inkluderer estimat for anleggsbidrag og realiseringstid for en ordinær nettutbygging, samt en

kartlegging av potensialet for en trinnvis utbygging og ulike kostnadsreducerende driftstiltak.

- **Alternativ utnyttelse av nettinfrastruktur:** En sentral utfordring med å bygge ut nettinfrastruktur til Brattøra for å etablere et landstrømanlegg er at effektbehovet til anlegget er høyt og brukstiden er lav. Det er derfor svært aktuelt å undersøke om det finnes alternative måter å utnytte kapasiteten på. En økt utnyttelse av kapasitet til eget bruk eller av eksterne aktører kan redusere investeringskostnaden og/eller driftskostnaden for anlegget betydelig. Potensialet for alternativ utnyttelse av nettinfrastruktur kartlegges i kapittel 6
- **Lokal energiproduksjon, lagring og effektstyring:** For å redusere energi- og effektbehov på Brattøra kan lokal energiproduksjon, energilagring og effektstyring, eller en kombinasjon av disse, spille en viktig rolle. Forhold rundt disse konseptene er kartlagt i kapittel 7.
- **Utnyttelse av alternative energibærere:** Brattøra har betydelig trafikk fra en rekke transportsegmenter, industri og økende bebyggelse. Dette gir et variert potensial for utnyttelse av konsepter som baserer seg på alternative energibærere. Dette inkluderer hydrogen, biogass og varmelagring. Potensialet til disse alternative energibærerne er beskrevet i kapittel 8.

## 4.2 Juridiske og regulatoriske barrierer og konsekvenser for energisystemet på Brattøra

Det er flere juridiske og regulatoriske barrierer som vil være førende for om en løsning med teknisk potensial vil være gjennomførbar i praksis. Dette skjer hovedsakelig ved at de juridiske og regulatoriske bestemmelsene styrer hva og under hvilke forutsetninger ulike systemer og samarbeid er lov, men også ved at de styrer de økonomiske forutsetningene ved for eksempel å regulere skatter og avgifter.

Potensialet til ulike energikonsepter er derfor svært avhengig av gjeldende regulering, men det er også et poeng i konseptutredningen å kartlegge hva som ville vært mulig hvis barrierene ikke var der. Sweco har kartlagt juridiske og regulatoriske barrierer for noen aktuelle energikonsepter og samarbeidsmodeller på Brattøra. Disse er gitt i sin helhet i *Dybdenotat juridiske barrierer*, men de viktigste resultatene er gjengitt her.

Det er et stort press på at dagens regulering av energisystemet må endres fordi den er basert på det tradisjonelle energisystemet med sentralisert produksjon med vannkraft, og ikke desentralisert produksjon og fleksibilitet. De viktigste elementene i dagens regulering for Brattøra:

- **Konsesjon elektriske anlegg:** Elektriske anlegg med spenning over 1000V vekselstrøm eller 1500V likestrøm er konsesjonspliktige. Kundespesifikke lavspente elektriske anlegg på kundens eiendom er ikke konsesjonspliktige.
- **Konsesjon fjernvarmeanlegg:** Fjernvarmeanlegg (ytelse over 10 MW) kan ikke bygges, eies eller drives uten konsesjon, men anlegg som skal forsyne offentlig institusjonsbygg, borettslag eller boligsameier kan unntas konsesjonsplikt ved enkeltvedtak.



- **Omsetning av elektrisk energi:** all fysisk leveranse av elektrisk energi er konsesjonspliktig, men det er foreløpig unntak for omsetning av strøm til skip og elbilinfrastruktur. Kraftproduksjon under 1 GWh trenger ikke omsetningskonsesjon i perioden 2021-2040.
- **Nettleie for forbruk:** fastsettes av nettselskap på bakgrunn av inntektsrammereguleringen. Effektledd vil introduseres til alle nettkunder over en viss terskel fra og med 2023 (utsatt fra 2022). Nettselskap har anledning til å tilby reduserte tariffer for utkoblbar overføring hvis nettselskapet har relevante nettmessige behov for utkoblbar reserve. *Tilknytning på vilkår* gir nettselskapet anledning å tilby tilknytning av nytt forbruk på vilkår om utkobling og redusert strømforsyning.
- **Nettleie for produksjon:** kalles innmatingstariff og består av et energiledd som beregnes i bakgrunn av marginale tapskostnader for produksjonen.
- **Plusskundeordningen:** gjelder for nettkunder med både forbruk og produksjon av elektrisitet hvor innmating ikke overstiger 100 kW eller anlegget bak måler er konsesjonspliktig. Plusskundeavtale gir fritak for betaling av fastledd for innmating.

#### 4.2.1 Resultater fra +CityXchange

I +CityXchange har aktørene kommet frem til at dagens regulering oppleves som en barriere for å demonstrere og oppskalere innovative teknologier og nye forretningsmodeller. Rapporten peker på flere konkrete regulatoriske barrierer i dagens regulering med utgangspunkt i situasjonen i Trondheim:<sup>14</sup>

- Nettselskapene har ingen incentiver til å bruke fleksibilitet som et alternativ til investering og drift av nett.
- Handel av elektrisitet er forbudt i et lokalt marked og ulovlig mellom for eksempel nabobygninger.
- Lokal produsert strøm må transporteres gjennom nettet til nettselskapet.
- Produksjon over 100 kW krever omsetningskonsesjon.
- Omsetningskonsesjonen er utformet for sentraliserte marked.
- Det er ikke tillatt med et delt område bak måler.
- Bygningseier har ingen rett til å selge strøm til leietakere sine.
- Reguleringer og krav for bygninger, tekniske installasjoner og energi, fra ulike offentlige etater, motsetter hverandre.
- Dagens støtteordninger og finansielle instrumenter støtter ikke investeringer i lokal produksjon og lagring.

#### 4.2.2 Konsekvenser for energisystemet på Brattøra

Dagens regulering skaper flere barrierer for ulike energikonsepter og samarbeidsmodeller på Brattøra. Dette har konsekvenser for hva som kreves av Trondheim Havn og hvilke energikonsepter og samarbeidsmodeller som er mulige:

- Havna vil trolig ikke trenge en omsetningskonsesjon for sine landstrømanlegg, men landstrømanlegget til cruise krever en anleggskonsesjon og en tilstrekkelig organisasjon for drift av høyspent

<sup>14</sup> [D5.9 Playbook of regulatory recommendations for enabling new energy systems \(cityxchange.eu\)](#)

anlegg. Dette kan løses ved å bemanne opp selv, inngå partnerskap med et eksternt selskap eller inngå en avtale med et elektrofirma.

- I prinsippet er det ønskelig for havna å samle ulike laster og produksjon bak samme måler, da dette øker potensialet for å redusere nett- og energikostnadene. Hvis dette skal være teknisk mulig så må havna bygge et eget ledningsnett på tvers av tomtegrenser. Det anses som krevende å få konsesjon eller dispensasjon for å gjennomføre et slikt tiltak.
- Havna kan investere i energilagring for å redusere toppeffekter og energikostnader fra egne laster på Brattøra. Med dagens regulering vil dette måtte gjennomføres «bak» måler, og dette begrenser mulighetene for felles bruk for ulike landstrømsystemer eller for å dele energilager med andre selskap. For anleggene som er i geografisk nærhet, for eksempel på Pir I, så anses mulighetsrommet som betydelig større, men selv ved geografisk nærhet så vil det vil være utfordrende å få til når anlegg er på forskjellige tomter og/eller bak forskjellige målere.
- Havna har betydelig bygningsmasse som kan være aktuell for lokal produksjon. Med dagens forutsetninger så bør lokal produksjon i et bygg tilpasses forbruket, og uten konsesjon er det fordelaktig å holde seg under dagens begrensning på 100 kW effekt innmatet, eller fremtidig forventet endring til en begrensning på 500 kW effekt innmatet bak en terskel. Det er sannsynlig at havna kan lykkes med investeringer i enkeltanlegg, men det vil være vanskelig å se anleggene i sammenheng, for eksempel ved å selge overskuddsproduksjon fra et bygg til nabobygget.
- Det kan være hensiktsmessig for havna å inngå et partnerskap, eller danne et eget selskap, som skal ha omsetningskonsesjon og kan administrere ulike laster og evt. lokal produksjon og lagring på Brattøra. Dette er blant annet noe Trøndelag fylkeskommune jobber med å etablere for å administrere lokal produksjon og lagring i sin bygningsmasse (Grønt hjerte AS).

De regulatoriske og juridiske barrierene har også konsekvenser for Brattøra som en helhet:

- Gitt dagens regulering så er det ikke mulig for Brattøra å opptre som et «mikronett», eller en positive energy block (PEB).
- Til tross for synergier i flere av forbrukene på Brattøra så har de ulike aktørene på Brattøra få bedriftsøkonomiske insentiver og liten mulighet for samarbeid som ikke er bak samme måler. Samarbeid mellom aktører vil i mange tilfeller ha samfunnsøkonomisk nytteverdi, men ikke gi bedriftsøkonomiske resultater.
- Ny nettariff som inkluderer effektledd for privatkunder vil øke fokuset på effektproblematikk og dette kan bidra til å redusere effektbehov i eksisterende og nye bygg på Brattøra ved at nettkunder endrer vaner eller investerer i tekniske løsningen for effektstyring.
- Lettelsene i elavgiftene for solkraft vil øke sannsynligheten for at utbyggerne av kontorbygg og leilighetskomplekser på Brattøra investerer i lokal produksjon. Hvis den nye ordningen for deling av lokal strømproduksjon

innføres så vil dette også styrke lokal solproduksjon sin konkurransekraft.  
Dette vil også ny plusskundeordning med økt terskel for innmatet effekt bak  
en terskel.

## 5. Ordinær nettutbygging

En ordinær nettutbygging utgjør dagens standardløsning for kapasitetsutfordringene på Brattøra. Det er derfor denne løsningen som eventuelle andre konsepter bør og må måle seg imot.

I en ordinær nettilknytningsprosess så vil nettselskapet svare ut et ønske om kapasitet ved å gjøre nødvendige tiltak i distribusjons- og regionalnettet, og tilsvarende vil Statnett utføre eventuelle tiltak i sentralnettet.

### 5.1 Anleggsbidrag for nettilknytning av landstrøm til cruise

En nettkunde som forespør kapasitet i kraftnettet er pliktig til å betale et anleggsbidrag som tilsvarer den forholdsmessige andelen av den totale utbyggingskostnaden. Anleggsbidraget vil derfor avhenge av eksisterende kapasitet i nettet, eventuell kostnad for nødvendig utbygging for å øke kapasitet, og hvor stor andel av kapasiteten som nettkunden skal bruke.

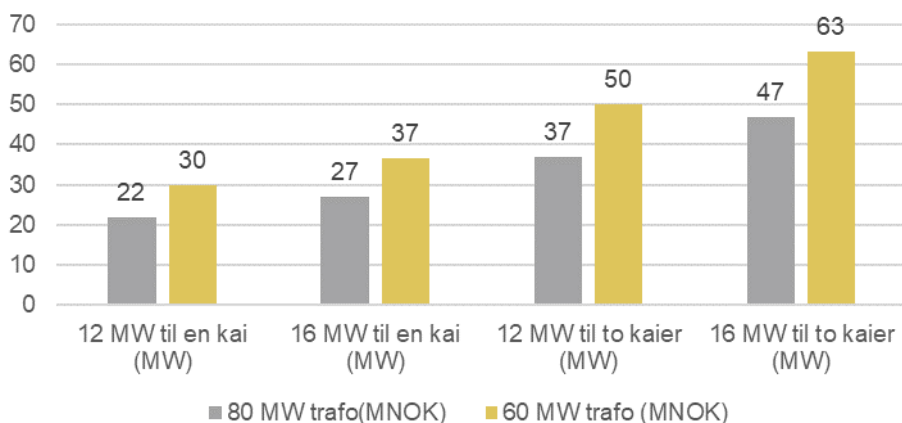
Sweco har forespurt grove kostnadsberegninger for nettilknytning til landstrøm til henholdsvis ett og to skip på Brattøra. Tensio estimerer anleggsbidraget basert på en forventning om at det i regionalnettet må etableres en transformatorstasjon på Brattøra til en kostnad på 200 MNOK. Videre forventes det en kostnad på tiltak i distribusjonsnettet på 7-10 MNOK og en ukjent kostnad på eventuelle tiltak i sentralnettet.

Anleggsbidraget vil avhenge av utbygd kapasitet og Trondheim Havn sin andel av denne kapasiteten. På innspill fra Sweco er det i beregningene til Tensio antatt et behov på 16 MVA for eksisterende cruisekai og 32 MVA dersom det bygges ut en ny cruisekai. Resulterende anleggsbidrag for disse effektbehovene estimeres til henholdsvis 32-35 MNOK og 60-70 MNOK.

I praksis er det mulig for havna å bestille en lavere kapasitet. Det er for eksempel basert på dagens trafikk, ikke behov for 16 MVA, til tross for at det er dette landstrømstandarden anbefaler. Valg av lavere effektkapasitet vil begrense framtidssikring og markedsmuligheter, og er en avveining havna må ta internt. I tillegg til havnas bestilte effekt, vil også utvidet kapasitet i nettutbyggingen spille en viktig rolle. Det vil for eksempel være stor forskjell på anleggsbidraget til Trondheim Havn hvis Tensio velger å bygge ut for 60 MW istedenfor 80 MW, gitt at kostnaden for utbyggingen blir relativt lik.

Figur 30 illustrerer mulig variasjon i anleggsbidrag for Trondheim Havn. I beregningene er det tatt utgangspunkt i landstrøm behov på minimum 12 MW og maksimum 16 MW for hver kai. Videre er det i beregningene antatt at den nye transformatorstasjonen har kapasitet på 60 MW eller 80 MW. Beregningene viser at anleggsbidraget for ett

landstrøm anlegg kan variere mellom 22 og 37 MNOK, mens anleggsbidraget for forsyning av to landstrømanlegg kan variere mellom 37 og 63 MNOK.



Figur 30: Variasjon i anleggsbidrag avhengig av størrelse på transformatorstasjon og effektbehov.

## 5.2 Realiseringstid for ordinær nettilknytning

En utfordring med en ordinær nettilknytning er den nødvendige realiseringstiden for tiltak i sentral- og regionalnettet. Figur 31 viser Tensio sin oversikt over forventet tidsbruk for tiltak i regionalnettet, fra bestilling til idriftsettelse. Det vises at et tiltak i regionalnettet estimeres til å ta mellom 2,5 og 9,5 år, hvor den største perioden og usikkerheten er knyttet til å få nødvendig nettkonsesjon.

Regjeringen utnevnte i oktober 2021 et offentlig utvalg, *Strømnettutvalget*, for å vurdere utviklingen av kraftnettet og vurdere tiltak for å redusere tiden i konsesjonsbehandlinger.<sup>15</sup> Det er derfor forhåpentligvis mulig at tiden for konsesjonsbehandlinger reduseres betraktelig innen det neste året, men uavhengig av dette så er det stor usikkert knyttet til om det vil være mulig for Trondheim Havn å nå sine ambisjoner om landstrøm til cruise innen 2025.



Figur 31: Realiseringstid for tiltak i regionalnettet fra bestilling. Kilde: Tensio TS

## 5.3 Trinnvis nettutbygging

For å redusere de totale investeringskostnadene for utbygging av nett til Brattøra kan det være gunstig å velge en trinnvis nettutbygging som tar høyde for tilgrensende

<sup>15</sup> <https://www.regjeringen.no/no/dep/oed/org/styrer-rad-og-utvalg/rad/stromnettutvalget/id2877135/>

utbyggingsplaner og kapasitetsgrenser. Dette kan for eksempel gjøres ved å utnytte kapasitet i deler av nettet i dag i påvente av planlagte fremtidige utbygginger og kapasitetsøkninger. Tensio og Trondheim Havn bør sammen utrede disse mulighetene før en eventuell utbygging av nett vedtas.

Statkraft varme sin el-kjel i midtbyen har i dag en prioritert tilknytning til nettet. Dette betyr at selv om el-kjelen brukes relativt sjeldent, så må Tensio til enhver tid holde av 20 MW i tilfelle Statkraft varme velger å bruke el-kjelen ved full produksjon. Historiske produksjonstall viser tydelig at kapasiteten er ubenyttet i de fleste timer i løpet av året, og at selv når el-kjelen produserer varme så er det ekstra kapasitet ledig.

Hvis forsyningen av el-kjelen gjøres om til uprioritert, dvs. utkoblbar eller fleksibel, forbruk, så vil denne kapasiteten frigjøres. Dette kan i prinsippet gjøres på relativt kort tid. For energisystemet i Midtbyen, og for forsyningen til Brattøra fra Midtbyen, så betyr dette at det kan bli betydelig lavere behov for nettoppgraderinger på kort sikt. For havna kan dette utgjøre en betydelig reduksjon i anleggsbidrag ved at Tensio kan hente den nødvendige kapasiteten fra Midtbyen istedenfor å bygge en ny regionalnettlinje og transformatorstasjon.

I videreutviklingen av Brattøra vil det allikevel være kapasitetsbehov utover det som kan frigjøres fra el-kjelen i Midtbyen. En utsettelse av disse investeringene kan være samfunnsøkonomisk gunstig. For at Statkraft varme skal gi fra seg sin prioriterte tilknytning må det finnes en bedriftsøkonomisk gunstig alternativ kilde til varmeproduksjon som kan utnyttes på kort tid ved utkobling. Et annet alternativ er at Statkraft varme, Tensio og evt. Trondheim Havn lykkes med å inngå en avtale som sikrer felles og individuelle interesser i tilstrekkelig grad.

### 5.3.1 Tilknytning på vilkår

«Tilknytning på vilkår» er en ordning som ble lagt til rette for i en forskriftsendring i april 2021.<sup>16</sup> Ordningen kan fungere som et supplement eller alternativ til nettutbygging og gjør det mulig for forbrukere å få knytte seg til nettet til tross for at det ikke er tilstrekkelig kapasitet. Dette gjøres ved at nettselskapet og kunden inngår en avtale om tilknytning til strømmettet med vilkår om utkobling eller reduksjon i strømforsyningen. Nettselskapet kan da risikofritt knytte til nye kunder til tross for at det i perioder i året ikke nødvendigvis er tilstrekkelig kapasitet.

I prinsippet vil dette kunne redusere realiseringstiden for tilknytning av nye forbruk. Tilknytning på vilkår utnytter det faktum at den reelle utnyttbare kapasiteten i nettet som regel er større enn effekten som kan utnyttes i praksis. Dette skyldes at nettkunder har en fast øvre grense for effektuttak, mens de fleste forbrukene ligger godt under denne øvre grensen store deler av tiden. Dette gjør at det kan oppstå et gap mellom utnyttbar kapasitet og tilgjengelig kapasitet som nettselskapet kan tilby nye nettkunder. En forutsetning for at nettselskapene kan tilby denne «ledige» kapasiteten er at de kan koble ut forbruket i pressede driftssituasjoner.

For forsyning av et landstrømanlegg til cruise er det usikkert om en *tilknytning på vilkår* kan benyttes, men det kan være hensiktsmessig kombinasjon med en trinnsvis utbygging. Trondheim Havn bør forespørre dette alternativet ved etablering av landstrøm til cruise.

<sup>16</sup> <https://www.energinorge.no/nyheter/2021/nye-vilkar-for-tilknytning-av-forbruk-legger-til-rette-for-elektrifisering/>

## 5.4 Kostnadsreduserende driftstiltak ved ordinær nettilknytning

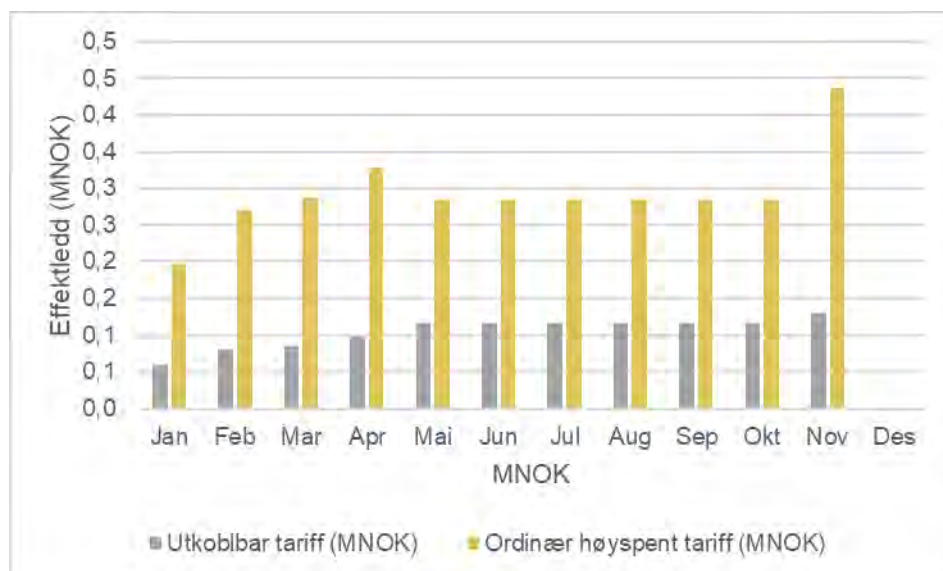
### 5.4.1 Utkoblbar/fleksibel tariff

Utkoblbar tariff eller fleksibel tariff er et virkemiddel som nettselskaper kan tilby til nettkunder som ønsker lavere tariff i bytte mot å kunne bli koblet ut i pressede driftssituasjoner. Nettselskaper hadde frem til 2012 en plikt om å tilby tariffen for utkoblbar forbruk, Statnett støttet nettselskap som utnyttet denne ordningen frem til 2020.<sup>17</sup> I dag er det opp til nettselskapene om de vil tilby utkoblbar/fleksibel tariff i sitt konsesjonsområde – dersom tariffen tilbys, er de pliktige til å tilby den til alle nettkunder som tilfredsstillers vilkårene.

Tensio tilbyr utkoblbar/fleksibel tariff under tittelen «uprioritert tilknytning», som gjelder for effektmålte næringskunder med overspenningsvern som tillater uttak over 1000 kW. Tariffen gir en reduksjon i effektpris fra ordinær tariff på ca. 75%, se Tabell 5. I Figur 32 er månedlig effektledd for cruisetrafikken i 2019 estimert for ordinær høyspent tariff og utkoblbar tariff. Gjennom året er effektleddet ved utkoblbar tariff nesten 1/3 av effektleddet til ordinær høyspent tariff på 3,23 millioner kroner.

Tabell 5: Høyspente effekttariffer hos Tensio. Kilde: Tensio TS

Årstid	Høyspent (1000+ kW)	Utkoblbar høyspent (1000+ kW)
Effektpris vinter (nov-apr)	37 kr/kW/måned	11 kr/kW/måned
Effektpris sommer (mai-okt)	27 kr/kW/måned	11 kr/kW/måned



Figur 32: Estimert månedlig effektledd for cruisetrafikken i 2019 med utkoblbar og ordinær høyspent tariff.

Ifølge NVE så kan et nettselskap tilby utkoblbar tariff «dersom nettselskapet har relevante nettmessige behov for utkoblbar reserve», hvor relevante nettforhold videre

<sup>17</sup> <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/utkoblbart-forbruk/>

defineres som akutt eller forventet knapphet på overføringskapasitet.<sup>18</sup> Det er uvisst om dette er relevant for Brattøra ettersom det må bygges ny regionalnettforbindelse, men det er kjent fra andre havneområder at nettselskapene ønsker å tilby utkoblbar tariff for å redusere risikoen for store avbruddskostnader. En utfordring med utnyttelse av disse tariffene er at det er usikkerhet knyttet til hvor lenge de vil tilbys, ettersom bla. Statnett jobber for en utfasing og utskifting gjennom alternativ utnyttelse av fleksibilitetsmarkeder.

## 5.4.2 Utnyttelse av fleksibilitetsmarkeder

Utnyttelse av fleksibilitetsmarkeder kan redusere kapasitetsutfordringer i nettet og bedre driftsøkonomien i kapasitetskrevede virksomheter. Det finnes i dag tre fleksibilitetsmarkeder som Statnett bruker for å løse kapasitets- og frekvensutfordringer:

- **Primærreserver-markeder (FCR):** Primærreservene er kraftsystemets første respons på endringer i frekvens og er delt inn i normaldriftsreserver og driftforstyrrelsesreserver. Reguleringen er fullt automatisk og administreres av Statnett. Markedene har nedre grense for deltakelse på 1 MW og reservene er i all hovedsak håndtert av produksjonsenheter.<sup>19</sup>
- **Sekundærreserver-markeder (aFRR):** Sekundærreservene brukes for å frigjøre primærreservene og for å bringe frekvensen tilbake til 50 Hz. Dette markedet er også automatisert og håndteres i all hovedsak av produksjonsenheter. Responstiden for aFRR er maksimalt to minutter. De siste årene har TSOene primært kjøpt i ramping-timene på morgenen og kvelden, og i forbindelse med døgnskift.<sup>20</sup>
- **Regulerkraftmarkedet (mFRR):** Regulerkraftmarkedet er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Regulerkraft er manuelle reserver som har en aktiveringstid opp mot 15 minutter, og består av effekt fra både produksjons- og forbruksutkobling. Markedet består av en felles nordisk liste og budene aktiveres med utgangspunkt i prisrekkefølgen slik at den rimeligste reguleringsressursen utnyttes først.

Det er et krav at alle nordiske land skal ha reserve i regulerkraftmarkedet (tertiærmarkedet) tilsvarende dimensjonerende feil i kraftnettet, som i Norge nå er på over 1200 MW når ny sjøkabel til England idriftsettes. For å delta i regulerkraftmarkedet forutsettes det at minimum regulerkraft som tilbys skal være over 10 MW. Videre er regulerkraft være et forbruk som kobles ut, det vil si at det ikke er tilstrekkelig at det er en kapasitet som frigjøres.

Havna kan utnytte disse markedene ved å gjøre sin forsyning av landstrøm til cruiseskip tilgjengelig for utkobling i de timene dette er tilfellet. For å delta i regulerkraftmarkedet må en tilbyder kunne tilby et forbruk som kobles ut eller en produksjon som kobles inn. Det betyr at regulerkraft kun er aktuelt under cruiseanløp. Det er mest hensiktsmessig at landstrømforsyningen deltar i regulerkraftmarkedet, hvor utkoblingen er manuell og har en aktiveringstid på opp mot 15 minutter. For å delta i markedet må havna legge inn forbruk som kan kobles ut 21.30 dagen i forveien. Dette krever at havna kjenner anløpende skips forbruk, ankomst og avreise.

<sup>18</sup> <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/utkoblbart-forbruk/>

<sup>19</sup> <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/>

<sup>20</sup> <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>



I noen perioder av året kan havna også få betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet. Dette gjøres i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) som er delt inn i RKOM-sesong og RKOM-uke. I RKOM-sesong kjøper Statnett opsjoner med varighet over hele den forventede vintersesongen. I 2021/2022 kjøpte Statnett 217 MW i N03/N04 til en pris på 10 kr/MW/time. I RKOM-uke kjøper Statnett opsjoner ut fra den aktuelle kraftsituasjonen hver uke.

En klar utfordring med å delta i regulerkraftmarkedet er at det kreves bud på minst 10 MW, som vil være et relativt sjeldent forbruk som havna kan melde inn. Dette kan derimot reduseres fremover, blant annet fordi Statnett ønsker å øke fleksibilitetsressursene i regulerkraftmarkedet. Videre vil det trolig ikke være så gunstig å delta for havna fordi cruisesesongen er på sommeren, hvor både regulerkraftprisen og opsjonsprisen typisk er lavere.

### 5.4.3 Utkobling av landstrøm i enkeltmåneder

Et forholdsvis enkelt, men effektivt, tiltak for å redusere driftskostnadene i et landstrømanlegg er å ikke tilby landstrøm til skip som anløper i måneder med få anløp. Dette er basert på at effektleddet i nettleien til Tensio er kalkulert ut fra effekttoppen til anlegget i hver enkeltmåned. Utenfor høysesongen for cruise kan man forvente noen måneder hvor kun noen få cruiseskip anløper, og disse anløpene kan ha en svært stor påvirkning på de årlige driftskostnadene.

I bookingene for 2022 er det for eksempel kun to cruiseanløp i november, men ett av disse skipene er på nesten 150 000 bruttotonn. Dersom dette skipet skal bruke landstrøm vil maksimalt effektbehov trolig være i overkant av 10 MW. Med Tensio sine priser for 2022 vil tilhørende effektledd i nettleien for november bli på:

- 110 000 NOK ved uprioritert forsyning,
- eller 370 000 NOK ved prioritert forsyning.

Det høye effektleddet vil gjøre det svært vanskelig for havna å forsvare en landstrømforsyning til cruiseskipet i dette tilfellet, og det er også usannsynlig at rederiet vil ta denne kostnaden.

I praksis betyr dette at havna i noen tilfeller kan velge å ikke tilby landstrøm for å redusere kostnader. Resultatet er en enkel metode for å bedre driftsøkonomien i landstrøminvesteringen, men økte utslipp fra de anløpene det gjelder. En utfordring med dette tiltaket er derimot at fremtidige krav kan gjøre utslipp fra anløp forbudt eller svært begrenset, noe som i praksis tar fra havna muligheten til å ikke tilby landstrøm.

### 5.4.4 Lokal energiproduksjon, energilagring og effektstyring

Det er i teorien mulig for havna å utnytte lokal energiproduksjon og/eller lagring for å redusere energikostnadene knyttet til forsyning av cruiseskip med landstrøm. Dette omtales i kapittel 7.

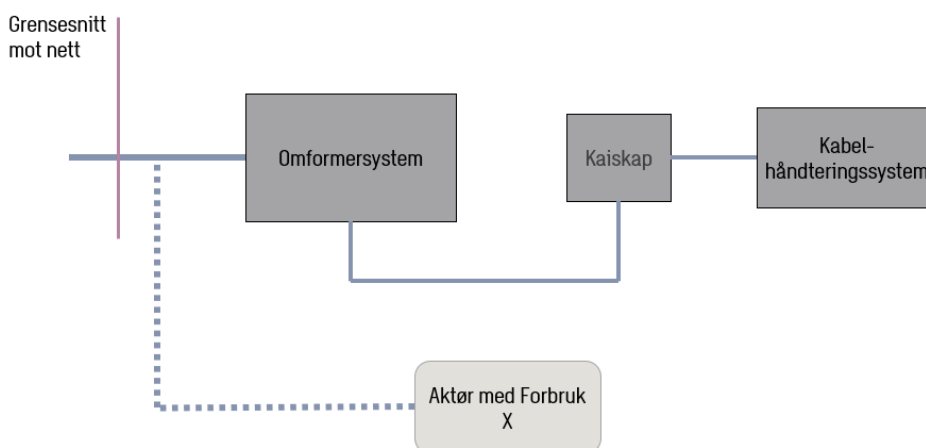
## 6. Alternativ utnyttelse av nettinfrastruktur

En sentral utfordring med å bygge ut nettinfrastruktur til Brattøra for å etablere et landstrømanlegg er at effektbehovet i anlegget er høyt og brukstiden er lav. Det er derfor svært aktuelt å undersøke om det finnes alternative måter å utnytte kapasiteten på. En økt utnyttelse av kapasitet til eget bruk eller av eksterne aktører kan redusere investeringskostnaden og/eller driftskostnaden av anlegget betydelig.

Potensialet for alternativ utnyttelse av landstrøminfrastruktur vil typisk være større jo lenger bak i «nett» man kommer. Dette skyldes at infrastrukturen i større grad er tilrettelagt for flere formål og at det vil være mer effekt- og energi tilgjengelig for overføring. Ved en ordinær nettutbygging for forsyning av landstrøm vil for eksempel potensialet for alternativ utnyttelse være størst i regional- og distribusjonsnettet, som Tensio vil administrere.

Det vil også være potensiale for kapasitetsdeling i Trondheim Havn sitt landstrømanlegg. Potensialet vil være størst rett etter tilknytning til nett, som illustrert i Figur 33. I utgangspunktet kan det tenkes at deling av kapasitet kan skje med en hvilken som helst aktør eller aktivitet med sammenfallende behov. I konseptutredningen er det avdekket to konsepter for kapasitetsdeling som anses å ha særlig stort potensial:

- El-kjel/varmepumpe for Statkraft Varme
- etablering av et hurtigladeanlegg for landtransport.



Figur 33: Illustrasjon av mulig konfigurasjon for kapasitetsdeling for landstrømanlegget på Brattøra.

## 6.1 Delt kapasitet med Statkraft varme (SV)

På Brattøra er det et betydelig potensial for alternativ utnyttelse av nettinfrastruktur ved å etablere varmeproduksjon til fjernvarmenettet. Dette kan gjøres ved at Statkraft Varme (SV) installerer en el-kjel eller varmepumpe i nærheten av landstrømanlegget på Brattøra, som deler nettkapasitet med Trondheim Havn (TH).

Formålet med at TH og SV skal kunne dele på nettkapasitet er at dette vil øke brukstiden på den reserverte kapasiteten og redusere kostnadene for investering og operasjon, for begge parter. Et premiss for en deling av kapasitet er at en ryddig kontrakt er etablert mellom partene med hensyn på prioritert, drift og bruk.

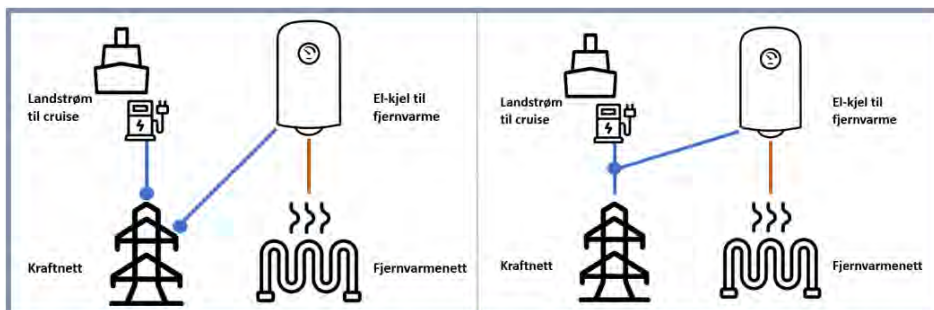
Figur 34 viser to prinsipper for kapasitetsdeling og tilhørende tilkobling til kraftnettet.

- Illustrasjonen til venstre viser en standard tilkobling. Her vil kapasitetsdeling kunne foregå gjennom at både landstrømanlegg og el-kjel har uprioritert tilkobling. Dette er en indirekte kapasitetsdeling som vil administreres av Tensio, som vil koble ut aktørene etter behov.

Denne kapasitetsdelingen vil kreve anleggsbidrag tilsvarende det samlede forbruket til Statkraft varme og havna, men vil tillate samtidig bruk dersom det ikke er en presset situasjon i kraftnettet. Hvis el-kjelen har et kapasitetsbehov på 20 MW og landstrømanlegget et kapasitetsbehov på 16 MW, så vil det samlede kapasitetsbehovet være på 36 MW. Denne konfigurasjonen krever i utgangspunktet ingen avtale mellom havna og Statkraft varme, og el-kjelen trenger ikke nødvendigvis plasseres i umiddelbar nærhet av cruisekaien. Denne konfigurasjonen gir ingen besparelser i energikostnader.

- Illustrasjonen til høyre viser en konfigurasjon hvor havna sitt landstrømanlegg og Statkraft varme sin el-kjel har en felles tilknytning mot kraftnettet. Med denne tilknytningen vil det samlede kapasitetsbehovet tilsvare enkeltforbruket med høyest kapasitetsbehov. Hvis el-kjelen har et kapasitetsbehov på 20 MW og landstrømanlegget har et kapasitetsbehov på 16 MW, så vil det samlede kapasitetsbehovet være på 20 MW.

Denne tilknytningen vil redusere anleggsbidrag og kostnader for nettleie, men den vil kunne ha større begrensninger på samtidig bruk. Tilknytningen til nett ved denne konfigurasjonen kan i prinsippet både være prioritert og uprioritert, men en uprioritert tilknytning vil være mest kostnadseffektiv.



Figur 34: Prinsippkisse for tilknytning til nett ved kapasitetsdeling mellom landstrøm til cruise og el-kjel.

### 6.1.1 Prioritering av energikilder i fjernvarmenettet

SV styrer bruken av sine energikilder for å minimere kostnaden for varmeproduksjon. Den billigste varmekilden er avfallsforbrenningen på Heimdal, som fungerer som grunnlast i fjernvarmesystemet. En grunnleggende forutsetning for bruk av elektrokjeler eller andre produksjonskilder er derfor at det ikke er overskuddsproduksjon (spillvarme) i varmesentralen på Heimdal. I dagens fjernvarmesystem er det overskuddsproduksjon i sommermånedene og det er derfor lite behov for ny produksjon på Brattøra i denne perioden.<sup>21</sup>

Når fjernvarmebehovet overstiger det avfallsforbrenningen kan levere så vil SV utnytte de produksjonskildene som til et hvert tidspunkt vil ha laveste produksjonskostnaden. I tillegg så har fleksibiliteten og plasseringen av de ulike varmesentralene en viktig rolle:

- El-kjeler er svært fleksible, og nye kjeler kan fjernstyres med opp- og nedregulering på noen få sekunder. Denne fleksibiliteten gjør at el-kjeler brukes til både mellomlast og spisslast. Bruken av elektrokjeler er avhengig av strømprisen, som da typisk vil måles opp mot marginalkostnaden ved bruk av LPG, LNG og, i fremtiden, bio-produkter. Varmesentraler på ulike petroleum og bio-produkter har tilsvarende fleksibilitet som en el-kjel.
- Varmepumper vil typisk fungere som en mellomlast i fjernvarmesystemet og få prioritet etter grunnlasten. Bruken av en varmepumpe som en kilde i fjernvarme-systemet er mindre regulerbar enn en el-kjel.

Det er stor forskjell på nødvendig brukstid for å realisere en investering i en el-kjel sammenlignet med en varmepumpe. En investering i et varmepumpe-system er betydelig større enn en investering i en el-kjel og det kreves derfor lengre driftstid og større energileveranse for å gjøre et varmepumpe-system lønnsomt. Varmepumpene har på sin side en lavere kostnad for å produsere varme enn en el-kjel.

Statkraft Varme har langsiktige planer om å etablere større sjøvannsbaserte varmepumper ved Trondheim Havn.<sup>22</sup> I utgangspunktet er plasseringen av disse tenkt på Nyhavna-området, men deler av varmepumpekapasiteten kan også plasseres på Brattøra. Varmepumpene vil ha et behov for opp mot 8-10 MW prioritert forsyning.

### 6.1.2 Behov for kapasitet

SV har delt data om varmeproduksjon fra sin el-kjel i Midtbyen fra de siste årene. I Figur 35 er den månedlige produksjonen fra 2019 sammenlignet med bookede cruiseanløp for 2022. I Figur 36 er timesproduksjon for samme el-kjel i perioden juni 2020 til november 2021 vist. Selv om det ikke er mulig å dra direkte konklusjoner fra historisk produksjon så viser de to figurene tydelig at:

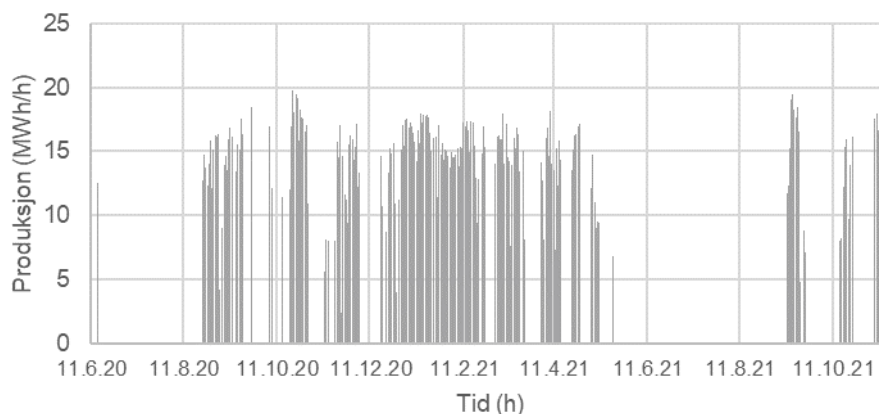
- De aller fleste brukstimer for el-kjelen er utenfor høysesongen for cruise, dvs. fra oktober til og med mars.
- September, april og mai er måneder hvor el-kjelen brukes mye og hvor man forventer betydelig cruisetraffikk i et normalår.
- Snittproduksjonen fra el-kjelen er på 12,4 MWh/h, men brukstiden i perioden er kun på 31%.

<sup>21</sup> Samtale med Statkraft Varme.

<sup>22</sup> Samtaler rmed Åmund Utne, Statkraft Varme



Figur 35: Varmeproduksjon fra elektrokjel i Midtbyen og bookede anløp for 2022. Kilde: Statkraft varme og Trondheim Havn



Figur 36: Timesproduksjon fra Statkraft varme sin el-kjel i Midtbyen fra juni 2020 til november 2021.

Selv om produksjonen fra el-kjelen i 2019 og juni 2020 til november 2021 samsvarer svært godt med cruisesesongen i 2022 så er det ikke opplagt at dette er tilfelle for en ny el-kjel eller varmepumpe på Brattøra. Dette skyldes blant annet at det kan være store variasjoner i bruken av el-kjeler fra år til år, avhengig av strømpris, varmebehov og pris på alternative energikilder. I 2020 var det for eksempel svært lave strømpriser i Norge, og temperaturer over gjennomsnittet, noe som kan trekke utnyttelsen av el-kjeler i begge retninger.

I Statkraft varme sin oversikt over energikilder kommer det frem at andelen fleksibel elektrisitet i 2020 var på sitt høyeste siden 2013, men produksjon av varme fra elektrisitet var nærmere 5% høyere enn i for eksempel 2018.<sup>23</sup> Tilsvarende kan man forvente at utnyttelsen av el-kjeler i 2021 vil være lavere enn tidligere, mest pga. rekordhøye strømpriser. 2021 sine høye gasspriser vil påvirke utnyttelsesgraden av el-kjelene ytterlig.

<sup>23</sup> <https://www.fjernkontrollen.no/statkraft-varme/>

### 6.1.3 Reduksjon i effekttariff ved kapasitetsdeling

Ved å dele kapasiteten kan anleggsbidraget minkes betydelig, men muligens enda viktigere er den potensielle reduksjonen i effekttariff. Tensio sin effekttariff fastsettes av høyeste effektforbruk per måned. For landstrømanlegget vil denne kostnaden være knyttet til det anløpet i måneden med høyest effektbehov. For en el-kjel vil denne kostnaden være knyttet til driftstimen med høyest elektrisk forbruk, begrenset av el-kjelen sin kapasitet.

For å illustrere kostnadsreduksjonen ved å dele kapasitet kan man ta utgangspunkt i historiske forbruksmønstre. Sweco har estimert effekttariffen for Statkraft Varme sin varmeproduksjon i Midtbyen i perioden juni 2020 til juni 2021, og effekttariffen for anløp fra cruise i 2019. Beregningene viser at kostnadene ved å dele kapasitet kan redusere samlet årlig effekttariff med bortimot 30%. Ved ordinær nettariff utgjør dette over 3 millioner kroner i året. Ved utkoblbar tariff utgjør det rundt 1 million kroner i året. Forbruket til el-kjelen er høyere enn forbruket til cruise i de fleste måneder, noe som betyr at det er dette forbruket som i all hovedsak vil drive effekttariffen ved en kapasitetsdeling. Allikevel vil det være potensial for betydelige besparelser for begge aktører.

Tabell 6: Potensielle kostnadsbesparelser ved å dele nettilknytning.

Måleparameter	Cruise 2019	El-kjel 2020-2021	Samlet forbruk
Gjennomsnittlig effekttopp per måned (MW)	8,7	15,6	16,5
Gjennomsnittlig effektledd utkoblbar tariff (NOK/måned)	95 700	172 000	182 000
Gjennomsnittlig effektledd ordinær tariff (NOK)	269 000	510 000	534 000
Total effekttariff, utkoblbar tariff (NOK)	1 148 000	2 064 000	2 179 000
Total effekttariff, ordinær tariff (NOK)	3 230 000	6 130 000	6 408 000

### 6.1.4 Samtidighet

En utfordring med å dele kapasitet er at det er vanskelig å unngå enkelttilfeller der både Trondheim Havn og Statkraft Varme har behov for kapasitet. Dette kan for eksempel skje ved cruiseanløp utenfor sesong (noe havna jobber for å oppnå), ved lave temperaturer eller ved driftstans i andre energisentraler for fjernvarmen om sommeren. Det er i utgangspunktet flere måter man kan løse denne utfordringen på, men alle måtene forutsetter godt samarbeid mellom havna, Statkraft varme og Tensio.

Sweco har i konseptutredningen vært i kontakt med SV for å undersøke potensialet for kapasitetsdeling. Ifølge SV så er det naturlig at havna har prioritert forsyning. For at SV skal kunne inngå en avtale må en teknisk/økonomisk vurdering av konseptet utføres, og konseptet må sammenlignes med alternative investeringer. I en slik vurdering inngår blant annet forhold som kostnaden for nettilknytning (anleggsbidrag) og om SV får tilgang på tomt for lokalisering av varmesentral, samt pris for dette.

## 6.2 Hurtigladeanlegg

I kartleggingen av fremtidige energi- og effektbehov på Brattøra i arbeidspakke 1 avdekket Sweco et betydelig behov for saktelading fra personbiler. Dette var personbiler i tilknytning til boliger, arbeidsplasser og kultur/rekreasjon på Brattøra.

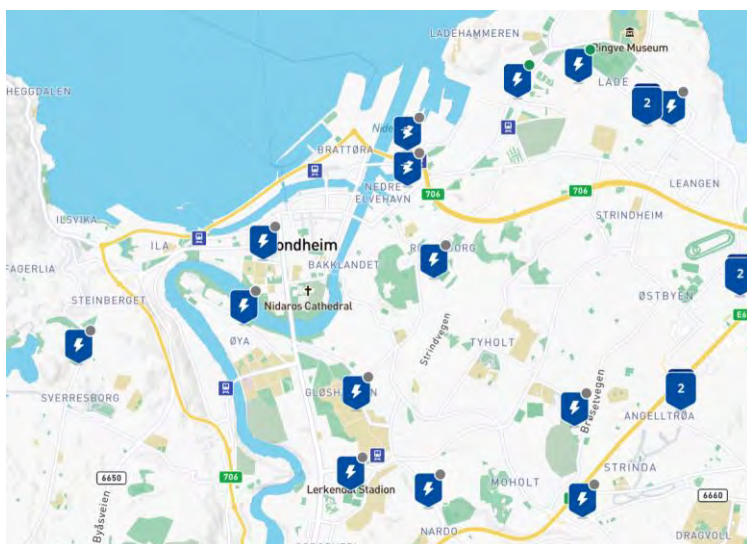
Basert på aktiviteten på Brattøra så fremstår etablering av hurtigladeanlegg til personbiler, vare- og busstransport som svært aktuelt. I tillegg til å være en mulig inntektskilde for Trondheim Havn, kan etablering av et hurtigladeanlegg redusere behovet for saktelading. I tillegg vil tilgangen på hurtiglading på Brattøra insentivere både private og næringsaktører med tilhørighet til Brattøra til å gå over til elektriske løsninger.

### 6.2.1 Etablering av hurtigladeanlegg

Hurtigladerne skiller seg fra saktelading ved å tilby ladere på høyere effekt, typisk mellom 50 kW og 250 kW. I fremtiden er det forventet at den maksimale ladeeffekten også vil kunne øke fra dette, spesielt for tungtransport.

Hurtigladeanlegg plasseres typisk ved viktige knutepunkt og langs hovedfartsårer. Ifølge Norsk elbilforening så er det ca. 4000 hurtigladerne i Norge og stort sett en hurtiglader per 50 km langs hovedveinettet.<sup>24</sup> I Trondheim er hurtigladenettverket preget av flere mindre spredte hurtigladerne med relativt lav effekt. Plasseringen av disse er gitt i Figur 37.

Det er flere hurtigladerne langs de store veinettene, enn i de store byene. Dette skyldes at svært mange har mulighet til saktelading hjemme i daglig bruk av elbil, og at behovet for hurtiglading typisk er størst ved reising. Det har i tillegg vært en klar strategi for flere hurtigladeoperatører, som for eksempel Tesla, å bygge et nettverk av hurtigladerne som gjør det mulig å kjøre med elbil «overalt».



Figur 37: Dagens plassering av hurtigladerne i Trondheim. Kilde: Norsk elbilforening sitt ladekart

<sup>24</sup> <https://elbil.no/slik-bor-hurtiglade-millionene-brukes/>

## 6.2.2 Strategi for hurtigladeanlegg på Brattøra

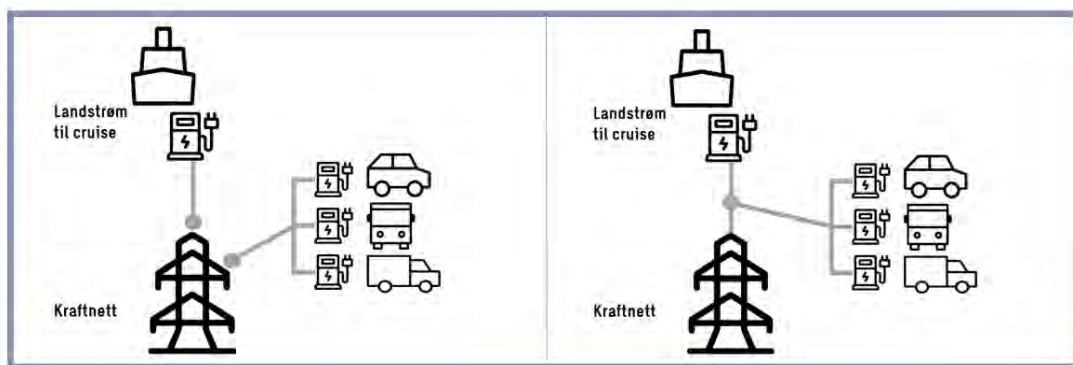
Kjernen i et konsept hvor Trondheim Havn er delaktige i å etablere et hurtigladeanlegg for landtransport er at overskuddskapasiteten fra landstrømanlegget kan utnyttes. I utgangspunktet vil det være kapasitet tilgjengelig til hurtiglading i nesten alle timer i løpet av året. Når det ikke er cruiseskip som ligger til kai så vil all kapasiteten til landstrømanlegget være tilgjengelig, og når det er cruise inne som ligger på landstrøm, så vil det også som regel være noe overskuddskapasitet.

Ved å øke utnyttelsen av kapasiteten kan havna bedre lønnsomheten i landstrøminvesteringen. Dette forutsetter at det er lønnsomt for en ekstern aktør å etablere en hurtigladestasjon på Brattøra, også gitt begrensningene i kapasitet. Det anses som lite hensiktsmessig og lite sannsynlig at Trondheim Havn vil kunne lykkes i å etablere hurtiglading uten samarbeid med en ekstern partner.

Som for en landstrømforretning er en hurtigladestasjon sin lønnsomhet avhengig av salg av energi, salgsprisen for energien og kostnadene for å investere og drifte infrastrukturen. Hvis en ladeoperatør skal ønske å etablere en hurtigladestasjon på Brattøra bør:

- 1) Markedspotensialet være stort,
- 2) Kostnadene lave,
- 3) eller så må det være mulig å ta en høy pris relativt til markedspotensialet og kostnadene.

Det er ingen spesiell grunn til at en ladeoperatør skal kunne ta en høy pris for ladestrøm på Brattøra, så i utgangspunktet bør markedspotensialet være stort eller kostnadene lave.



Figur 38: Prinsippkisse for tilknytning til nett ved kapasitetsdeling mellom landstrøm til cruise og hurtigladeanlegg.

## 6.2.3 Marked for hurtiglading på Brattøra

Markedet for hurtiglading på Brattøra vil avhenge av trafikkutviklingen for området, hvilken operatør som evt. etablerer hurtiglading og hvilke egenskaper dette anlegget vil ha.

I dag er det betydelig trafikk på Brattøra fra riksvei 706. Ifølge vegvesenet sin trafikkregistrering i havnegata var det i snitt over 16 000 passeringer per døgn i 2021, hvor nesten 15 000 av disse var fra korte kjøretøy (personbiler). Riksvei 706 knytter sammen øst- og vestsiden av Trondheim sentrum og er derfor en viktig trafikkåre for Trondheims beboere ved blant annet pendling til og fra jobb. I Trondheim kommune sin byutviklingsstrategi er et av tiltakene å legge om riksvei 706 bort fra Brattøra.



Omlegging av riksvei 706 vil redusere trafikken i området betydelig, men det vil fortsatt være et markedspotensial for hurtiglading. Dette markedspotensialet vil knytte seg til personbiler med tilhørighet til området, for eksempel fra beboere eller arbeidsplasser, og fra trafikken fra turbusser og varetransport. I tillegg vil det ved etablering av hurtiglading, være et markedspotensial fra kjøretøy fra andre bydeler som drar til Brattøra for å lade.

## Turbuss

I tilknytning til turist- og passasjertransport er det betydelig trafikk fra turbusser på Brattøra. Turbussene brukes til å transportere turister fra cruisebåter eller Kystruten på utflukter eller til og fra flyplassen. Sweco har kartlagt aktiviteten fra turbusser:

- Rederiene i Kystruten arrangerer bussturer ved anløp til Trondheim. Hurtigruten har for eksempel avtale med ett selskap som arrangerer ulike bussturer på nordgående Hurtigrute og noen bussturer på sørgående. Disse turene er på under tre timer og oppmøte for bussene er ca. 15 min før avreise. Ifølge havna kan man anta rundt fire bussturer daglig som tilsvarer 1460 bussturer i året.
- Ved cruiseanløp er det også stor aktivitet på land. Det arrangeres ofte flere bussturer og opplevelsesturer. Bussene henter cruisepassasjerene ved cruiseterminalen. Antall og varighet på turene avhenger av størrelsen og varigheten på anløpene. Typisk er det rundt åtte bussturer per anløp. Med rundt 100 anløp i året tilsvarer dette 800 bussturer.
- Flyplasssekspressene som transporterer reisende fra Trondheim til Værnes lufthavn kjører via Brattøra, hovedsakelig pga. Clarion hotell Brattøra og buss- og jernbanestasjonen. I utgangspunktet kan disse bussene tenkes å lade på Brattøra, men dette vil kreve større ruteendringer.

Ladebehovet fra turbusser kan forventes å være betydelig høyere enn for personbiler per ladeøkt. Dette skyldes at turbussene har høyere batterikapasitet og forbruk. Sweco har vært i kontakt med busselskapet OsloBuss som nylig har bestilt elektriske turbusser med en rekkevidde på opp mot 40 km. Disse bussene har en batterikapasitet på 400 kWh, men denne kapasiteten og behovet for høy ladeeffekt, kan forventes å øke fremover.

Gitt det høye kapasitetsbehovet så må man forvente at gjennomsnittlig ladebehov per ladeøkt vil være betydelig høyere for turbusser enn for personbiler. Det er i dag svært lite erfaring med hurtiglading av turbusser. I Swecos beregninger er det antatt gjennomsnittlig ladebehov på 150 kWh, men dette vil avhenge av operasjonsmønsteret til bussene.

I TØI sin framskrivning av kjøretøyparken fra 2019 forventes det at elektriske busser vil ta en dominerende rolle de neste 30 årene. I 2025 er andelen elektriske busser forventet å være på 0,5%, men allerede i 2030 er denne forventet å stige til 15% og i 2040 anslår TØI at elbuss-andelen er på nesten 50%.<sup>25</sup> Elbil-andelen i Trondheim vil avhenge av lokale krav fra kommunen eller turistnæringen, og tilrettelegging av for eksempel ladeinfrastruktur. Etablering av hurtiglading på Brattøra vil trolig kunne påvirke den lokale innfasingstakten.

Trondheim Havn kan stille krav til utslipp fra bussene som brukes for å frakte turister fra cruise- og Kystrute-anløpene. Dette kan føre til at en relativt høy andel av bussene vil ha et ladebehov. Allikevel vil det være hensiktsmessig for bussene å lade over

<sup>25</sup> <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=50202>

natten i depot fremfor å hurtiglade, da dette reduserer ladekostnadene betydelig, i tillegg til å øke levetiden på batteriene. I beregningene er det tatt utgangspunkt i at 10%, 20% eller 50% av bussene har et ladebehov.

En utfordring med ladebehovet fra turbussene er at en andel av dette typisk vil oppstå ved cruiseanløp når kapasiteten i hurtigladestasjonen er begrenset. Allikevel kan det antas at turbussene kan styre lading ved å for eksempel møte opp i god tid før anløp og at den begrensede effekten allikevel vil mette behovet i de fleste tilfeller. I enkeltsituasjoner kan lading ved andre lokasjoner eller utnyttelse av andre busser være hensiktsmessig.

Tabell 7: Scenarier for hurtigladebehov fra turbusser på Brattøra.

Scenario	Antall busser på Brattøra per dag	Andel busser med ladebehov	Ladebehov per ladeøkt (kWh)	Ladebehov per år (kWh)
Lav	2260	10 %	150	33 900
Medium	2260	20 %	150	67 800
Høy	2260	50 %	150	169 500

## Varetransport

European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), er en organisasjon som representerer Europas 16 store produsenter av biler, varebiler, lastebiler og busser.<sup>26</sup> ACEA har kartlagt behovet for ladeinfrastruktur ved elektrifisering av regional- og langdistanse varetransport med lastebiler. Ved å analysere GPS-koordinater fra 400 000 lastebiler fra syv lastebilprodusenter har ACEA funnet de områdene i Europa hvor ladeinfrastruktur for regional- eller langdistanse varetransport bør plasseres ut fra et operasjonelt ståsted, dvs. hvor lastebiler typisk stopper i dag. Resultatene viser at Brattøra er et av områdene som er egnet for etablering av hurtiglading for langdistanse varetransport.<sup>27</sup>

Med flytting av Bane Nor sin godsterminal vil en del av trafikken fra lastebiler og vogntog forsvinne, men det vil allikevel være betydelig transportvirksomhet tilknyttet havne- og logistikkaktørene på Pir I og Pir II. Dette gjelder spesielt aktiviteten tilknyttet aktørene Nor Lines, Domstein sjømat, Fosen transport og asfaltverket til Peab.

Sweco har kartlagt aktiviteten til de ulike aktørene og resultatene viser at det er stor variasjon i hvordan transport inn og ut av Brattøra gjøres. Noen av aktørene som holder til på Brattøra har distribusjon til regionen, mens andre også har langdistanse transport. Noen av aktørene har egne lastebiler, mens andre bruker eksterne.

Dagens trafikk tall viser at det er ca. 800 daglige passeringer for kjøretøy mellom 7,6 og 16 meter på riksvei 706. Det antas at ca. 75% av dette stammer fra Bane Nor sin godsterminal eller busser, og at de resterende 25% er tilknyttet havne og logistikkvirksomhetene på Pir I og II. Dette tilsvarer 200 daglige passeringer, eller ca. 87 000 i året. Dette matcher godt med tall hentet fra Fosen transport, som anslår at egen virksomhet utgjør rundt 125 lastebiler per dag.<sup>28</sup>

<sup>26</sup> <https://www.acea.auto/about-acea/>

<sup>27</sup> <https://www.acea.auto/figure/interactive-map-electric-trucks-long-haul-stop-locations-fit-for-charging-point-deployment-in-europe/>

<sup>28</sup> Samtaler med Fosen transport

I TØI sin framskriving av kjøretøyparken er det estimert en el-andel i 2025 på 2%, mens den i 2030 er forventet å være på 4% og i 2040 på 4,7%. I TØI sine prognoser er det forventet at hydrogen-drift vil utkonkurrere batteri-drift for lastebiler og trekkbiler. Det er, som for turbusser, svært vanskelig å si noe om utviklingen innen ladebehovet, men for varetransport vil de lokale aktørene i mindre grad kunne påvirke omstillingstakten. Sweco har i beregningene derfor tatt utgangspunkt i en betydelig lavere andel kjøretøy med ladebehov på Brattøra, henholdsvis 1%, 10% og 25%.

Tabell 8: Scenarier for hurtigladebehov fra lastebiler på Brattøra.

Scenario	Antall lastebiler på Brattøra per dag	Andel lastebiler med ladebehov	Ladebehov per ladeøkt (kWh)	Ladebehov per år (kWh)
Lav	200	1 %	200	146 000
Medium	200	10 %	200	1 460 000
Høy	200	25 %	200	3 650 000

## Personbiler

I fremtiden forventer mange at bruken av hurtigladerer i personbilsegmentet vil øke. Dette skyldes blant annet at batterikapasiteten til elbiler forventes å øke, noe som gjør at elbileierne sjeldnere trenger å lade. I byområder vil denne trenden trolig være enda sterkere, fordi færre har enkel tilgang på hjemmelading.

Markedspotensialet for hurtiglading fra personbiler avhenger av svært mange variabler og det er i dag flere norske og utenlandske aktører som kjemper om markedsandeler. I tillegg vil markedspotensialet for en hurtigladestasjon på Brattøra være svært avhengig av hvor godt tilrettelagt det er for saktelading i leiligheter og kontorer i området. Dette er noe blant annet kommunen kan være med på å påvirke.

Ladeoperatøren Recharge har delt tall for utnyttelsen av sitt ladenettverk. Ifølge Recharge så hadde selskapet i 2020 over 2,5 millioner ladeøkter. I dag har selskapet over 2400 ladere.<sup>29</sup> Videre anslår Recharge at de har bidratt til over 160 millioner CO<sub>2</sub>-frie kilometer i 2020. Tallene indikerer at Recharge har godt over 1000 ladeøkter i året per lader, og trolig mer enn dette med tanke på at selskapet har utvidet sitt ladetilbud betydelig fra 2020. En elektrisk personbil bruker ca. 0,2 kWh/km, og gitt Recharge sine tall indikerer dette at en gjennomsnittlig ladeøkt med deres ladere i 2020 var på rundt 12,8 kWh.

I beregningene har Sweco tatt utgangspunkt i 2000 ladeøkter per lader, eller ca. 5,5 ladeøkter per lader per døgn. Videre er det antatt at ladebehovet er 15 kWh per ladeøkt.

Tabell 9: Scenarier for hurtigladebehov fra personbiler på Brattøra.

Scenario	Antall ladeøkter per lader	Antall ladere	Ladebehov per ladeøkt (kWh)	Ladebehov per år (kWh)
Lav	2 000	10	15	300 000
Medium	2 000	20	15	600 000

29

[https://rechargeinfra.com/no/?gclid=Cj0KCQiAubmPBhCyARIsAJWNpi045luAgxDYvSYAv0G6bCAS1zQdRND8ZeQw3Ysb1WM-0Sm\\_Z80rjpH0aAmYgEALw\\_wcB](https://rechargeinfra.com/no/?gclid=Cj0KCQiAubmPBhCyARIsAJWNpi045luAgxDYvSYAv0G6bCAS1zQdRND8ZeQw3Ysb1WM-0Sm_Z80rjpH0aAmYgEALw_wcB)

Høy	2 000	40	15	1 200 000
-----	-------	----	----	-----------

### Samlet marked

Beregningene viser at det er et betydelig potensial for etablering av hurtiglading på Brattøra, men at en stor andel av ladebehovet vil stamme fra varetransporten, som kommunen og havna i liten grad kan påvirke omstillingstakten til.

En utfordring er at det i utgangspunktet bør være et relativt stort anlegg for at aktørene skal kunne nyttiggjøre seg av kapasiteten til cruiseanlegget. Selv hvis hurtigladestasjonen dimensjoneres for 40x300 kW ladere, som er svært stort gitt dagens typiske ladestasjoner, så vil dette fortsatt ikke ta hele kapasiteten som Trondheim Havn vil måtte bestille for sitt landstrømanlegg.

En stor hurtigladestasjon vil også ha et betydelig arealbehov. Dagens ladestasjoner er i all hovedsak tilrettelagt for personbiler og dette gjør at aktørene kan plassere relativt mange ladere på et lite areal. Ved å tilrettelegge for busser og lastebiler så vil man trenge betydelig større plass per lader, i tillegg til større plass for innkjøring, utkjøring og evt. snuradius. Dette vil øke kostnadene for tomten som skal utnyttes, enten i form av leie eller i form av kjøp av tomt.

Det samlede markedsgrunnlaget i Tabell 10 viser at det er stor variasjon mellom de ulike scenariene. Dette gjør at det er en relativt høy risiko i markedsgrunnlaget, men det er også høye investeringskostnader for et hurtigladeanlegg i en størrelse som monner, noe som øker denne risikoen. Det anses som utfordrende for en ladeoperatør å finne lønnsomhet i å etablere et anlegg i tilknytning til cruiseanlegget, men dette bør uansett undersøkes. Hvis landstrømanlegget tilrettelegges for en fremtidig utvidelse av landstrømanlegget til også å inkludere ladepunkter, så vil dette redusere risikoen uten å tilføre så høye ekstrakostnader.

Tabell 10: Samlet estimert markedsgrunnlag for hurtiglading.

Scenario	Antall ladere	Maksimalt effektbehov (kW)	Totalt årlig ladebehov (kWh)
Lav	5	1 500	538 250
Medium	20	6 000	2 521 250
Høy	40	12 000	9 422 500

### 6.2.4 Kostnadsbesparelser for delt anlegg med hurtiglading på Brattøra

For å kartlegge hvor lukrativt det er for en ladeoperatør å dele kapasitet med Trondheim Havn har Sweco kartlagt hvilke kostnadsbesparelser en operatør vil ha ved å dele kapasitet med Trondheim Havn på Brattøra.

#### Investeringskostnader

- For den tekniske infrastrukturen vil kostnadene i utgangspunktet være like på Brattøra som andre steder, men det kan være kostnadsbesparelser ved å kombinere det tekniske anlegget for landstrøm og hurtiglading. Felles for et landstrømanlegg og et hurtigladeanlegg er at begge vil trenge et omformersystem. Dette skyldes at anløpende skip har annen spenning og

frekvens enn det man får fra kraftnettet, og at hurtigladerne i all hovedsak baserer seg på likestrøm (DC).

Det er flere teknologileverandører som ser på mulighetene for å kombinere anlegg for landstrøm til skip og hurtiglading til landtransport. Dette kan redusere den totale investeringskostnaden betydelig, men det er ukjent hvor egnet dette er for høyspente anlegg. Et eksempel på en havn som har en slik løsning er Kristiansand havn, som har et anlegg for lavspent landstrøm som også har uttak for elbillading. En forutsetning for at det skal være mulig å kombinere disse anleggene er geografisk nærhet.

- Ved etablering av et hurtigladeanlegg må ladeoperatørene typisk betale et anleggsbidrag for tilknytning til nett. Lønnsomheten i et hurtigladeanlegg er svært sensitiv for anleggsbidraget, men ladeoperatørene har muligheten til å plassere sine anlegg i områder med kapasitet og dermed lavt anleggsbidrag. Dette reduserer potensialet for å utnytte kapasiteten til Trondheim Havn, fordi det vil være mindre aktuelt for en ladeoperatør å bli med å dele anleggsbidraget når operatøren kan redusere kostnadene ved å plassere et nytt anlegg et annet sted med lavere anleggsbidrag.

### Driftskostnader

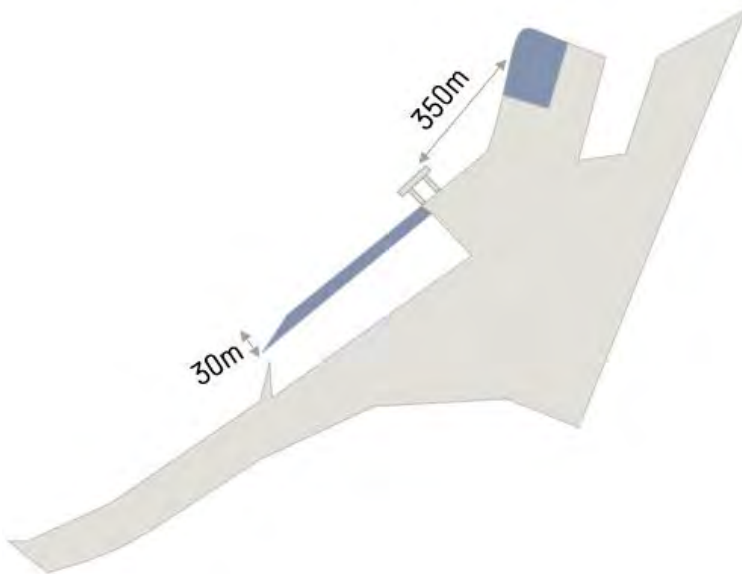
- Drift- og vedlikehold av infrastrukturen vil koste det samme på Brattøra som andre steder. Det kan dog være enkelte stordriftsfordeler ved å ha felles drift- og vedlikehold av et hurtigladeanlegg og et landstrømanlegg kombinert.
- Tilsvarende vil strømkostnadene i utgangspunktet være like, men det kan være stordriftsfordeler ved å samle forbruket og få en fastprisavtale.
- Den største fordelene med en kapasitetsdeling er at man kan redusere deler av nettleien betydelig. Dagens nettleie består av et fastledd, et energiledd og et effektledd. Landstrømanlegget vil ha behov for en høyspent nettleie, som typisk har noe lavere rater per kW eller per kWh enn en lavspent nettleie. Dette vil være kostnadsbesparende for en hurtigladeoperatør som typisk vil ha en lavspent tilknytning og nettleie.

Deling av fastleddet vil ha liten betydning og kostnaden fra energileddet vil være lik uavhengig av deling, men ved å dele effektleddet kan man oppnå betydelige kostnadsbesparelser. Hurtigladestasjoner er, som landstrømanlegg, svært sensitive for høye effekttariffer. Effekttariffene er avhengig av det høyeste momentane effektforbruket i løpet av en måned, om tilknytning til nett er lavspent eller høyspent og hva som er effektbehovet for tilknytningen.

Ved å dele tilknytningen til nettet vil aktørene kunne dele effektleddet for det samlede høyeste forbruket i løpet av måneden. På sommeren vil dette typisk være fra cruiseanløp, mens det i vintermånedene typisk vil være fra hurtigladeanlegget. I tillegg vil hurtigladeanlegget kunne nyttiggjøre seg av en høyspent tilkobling og tilhørende lavere tariff. Besparelsene vil være størst i de månedene begge anlegg brukes, dvs. typisk i sommerhalvåret.

## 6.3 Praktisk gjennomførbarhet for kapasitetsdeling

En klar utfordring med å lykkes med konseptene for kapasitetsdeling er plasseringen av de ulike komponentene. For Trondheim Havn er det allerede en utfordring å plassere omformersystemet som er nødvendig i landstrømanlegget. Dette skyldes at cruisekaien på Brattøra, dvs. kai 68, ligger i et område som er tett bebygget. Cruisekaien ligger rett utenfor Pirbadet, med Clarion Hotel and Congress, Pirsenteret og Entra sine bygg på Brattørkaia i umiddelbar nærhet.<sup>30</sup>



Figur 39: Illustrasjon av de tilgjengelige områdene (i blått) i nærheten av cruisekaien på Brattøra.

De nærmeste ubebygde områdene som anses å kunne ha plass til ny infrastruktur er på Brattørmoloen, eller ytterst på Pir I, som vist i Figur 39. Også disse områdene har utfordringer:

- Brattørmoloen er ikke regulert for bebyggelse, og ny bebyggelse på moloen vil trolig være i direkte konflikt med fjordutsikten fra Brattørkaia.
- På Pir I utnyttes det ubebygde areal til parkeringsplasser og diverse havneaktivitet. Til tross for dagens bruk så er arealene på Pir I svært verdifulle og utnyttelse av disse til infrastruktur har en tilhørende høy kostnad. Arealene på Pir I er også lengre unna cruisekaien – fra starten på cruisekaien er det ca. 300m til det ubebygde området. De lange avstandene kan medføre økt spenningsproblematikk.

En klar fordel for Trondheim Havn er at de selv er grunneier for de største områdene på Brattøra. Dette gjør at havna har større muligheter til å utnytte arealer til eget bruk, men allikevel har havna et ansvar ovenfor sine eiere og for allmenheten om å forvalte

<sup>30</sup> En mulig løsning på arealproblematikken på Brattøra er å plassere infrastruktur under bakkenivå. Det er i midlertidig usikkert om grunnen på Brattøra er egnet for dette og om dette alternativet er kostnadseffektivt.

arealene på en samfunnsøkonomisk og bærekraftig måte. Trondheim Havn sine arealer på Brattøra er gitt i Figur 40.



Figur 40: Trondheim Havn sine arealer på Brattøra markert i oransje. Kilde: Trondheim Havn.

Til tross for avstanden så er det området ytterst på Pir I som fremstår som mest aktuelt for plassering av infrastruktur for landstrømanlegg og evt. andre energikonsepter. Dette området er også knyttet til veinettet, noe som muliggjør etablering av for eksempel ladeanlegg for landtransport.

## 7. Lokal energiproduksjon, lagring og effektstyring

For å redusere energi- og effektbehov på Brattøra kan lokal energiproduksjon, energilagring og effektstyring, eller en kombinasjon av disse, spille en viktig rolle. Utnyttelsen av disse teknologiene har økt betydelig de siste årene og fremover forventes redusert kostnadsnivå og bedret lønnsomhet. Til tross for at lokal produksjon, lagring og effektstyring er lovende teknologier så vil de ikke kunne erstatte en nettførsterkning til Brattøra. Dette skyldes spesielt to store utfordringer:

- 1) effektbehovene til cruise er uproporsjonalt store sammenlignet med annet forbruk i området,
- 2) energibehovet til cruiseskip har store sesongvariasjoner og forbruket er samlet sett få timer i løpet av året (lav brukstid).
- 3) forbruket på Brattøra er, og vil være, betydelig større enn maksimal mulig lokal produksjon

Allikevel vil utbredelse av teknologiene påvirke energisystemet på Brattøra.

### 7.1 Lokal energiproduksjon

Egenproduksjon av strøm er en mulighet som blir stadig mer vanlig både på privatboliger, næringsbygg og i industri- og havneområder. Solcelleproduksjon (PV) er klart mest utbredt i Norge, men det finnes også andre muligheter som vindkraft, ulike former for termisk energi (fra grunn, vann eller sol), vannkraft, tidevannskraft, saltkraft og ulike typer bioenergi (biogass, flis mm.). Hvilken energikilde som er best egnet vil avhenge av ressurstilgang fra naturgitte forhold, om energiforbruket er knyttet til varme/kjøling eller annet bruk, fordelingen av energiforbruk gjennom døgnet og året mm.

Trondheim kommune har i sin klimaplan et mål om at det skal produseres mer fornybar energi i Trondheim og en strategi om at Trondheim kommune skal legge til rette for lokale systemer for klimavennlig energiproduksjon, lagring og distribusjon.<sup>31</sup> Havneområder og annen bebyggelse på Brattøra hvor Trondheim kommune er direkte eller indirekte grunneier og reguleringsmyndighet vil kunne bidra i å nå disse målene.

Solenergi vil være det mest nærliggende alternativet for lokal fornybar energiproduksjon på Brattøra. Lokal produksjon med solceller vil normalt være motivert

<sup>31</sup> <https://www.trondheim.kommune.no/klimaplan/energiproduksjon/>



av én eller flere av følgende grunner, ofte også i kombinasjon med idealisme, markedsføring/profilering, framtidssikring ol.:

- Å redusere behovet for tilført energi utenfra**  
 Her vil målet med egenproduksjonen være å redusere behovet for tilført energi til hovedsikring eller et annet definert målepunkt. Dette kan f.eks. være motivert ut ifra å nå en bestemt energistandard for bygg eller områder (f.eks. «netto null» eller «netto positiv») eller å bidra til reduserte klimagassutslipp. Med denne motivasjonen for egenproduksjon vil alternative måter å nå samme mål være energieffektivisering, energisparing eller lignende. Ved vurdering av lønnsomhet og alternativkostnader vil sammenligningsgrunnlaget derfor være muligheter og kostnader innen energisparing og -effektivisering, ikke innkjøpsprisen for strøm fra nettet.
- Å redusere energikostnadene**  
 Her vil målet være å produsere egen energi til en lavere kostnad enn strøm kjøpt fra nettet. For å lykkes med dette vil det være viktig med lavest mulig produksjonskostnad, men i tillegg vil det være viktig at produksjonen i størst mulig grad tilpasses forbruket (eller motsatt), slik at minst mulig av den lokalproduserte energien må mates tilbake på nettet. Dette skyldes at prisen for strøm kjøpt fra nettet (inkl. nettleie og avgifter) har en høyere pris enn hva man får ved salg av strøm til nettet. Verdien av 1 kWh redusert kjøp fra nettet vil derfor være betydelig høyere verdien av 1 kWh solgt til nettet. Ved vurdering av lønnsomhet og alternativkostnader må verdien av produksjonen derfor justeres tilsvarende andelen av energiproduksjonen som brukes lokalt.
- Å redusere høye effektuttak fra nettet**  
 Her vil målet med egenproduksjonen enten være å dekke opp differanser mellom effektbehov og tilgjengelig effekt fra nettet – populært kalt «peak shaving» - eller være å redusere høye nettleiekostnader forårsaket av høye effekttopper. Dette vil i mange tilfeller også kunne oppnås ved såkalt lastutjevning – altså at ulike effektuttak forskyves i tid slik at man unngår overlaging og veldig høye effekttopper – men i tilfeller hvor flere aktiviteter må skje samtidig kan dette bli krevende. For å redusere høye effektuttak med lokal energiproduksjon fra solenergi eller vindkraft vil det ofte også kreve en form for energilagring for å flytte produksjon til tidspunkter hvor forbruket overgår nettkapasiteten. Ved vurdering av lønnsomhet og alternativkostnader vil kostnadene til lokal energiproduksjon måtte vurderes opp imot reduksjon i nettleie, kostnader for utbygging eller oppgradering av nettet, muligheter og eventuelle kostnader forbundet med å flytte effektforbruk i tid og kostnader ved å løse problemet med energilagring alene.

### 7.1.1 Plassering og konfigurering av solceller

Solceller har fordelen av at det kan etableres på eksisterende tak eller bygningsfasader og at de derfor hverken vil ta opp plass i havneområdet eller medføre større visuelle endringer. Det er forventet at solkraftproduksjon vil ta en større rolle i det norske energisystemet i fremtiden - i NVE sin langsiktige kraftmarkedsprognose anslås det en solkraftproduksjon mellom 4 og 10 TWh i 2040, rundt 50 ganger dagens produksjon. Det forventes at en stor andel av denne produksjonen vil komme fra store industritak og næringsbygg, men også at noe vil komme fra bygningsintegrerte anlegg.



Figur 41: Solcelleanlegget på Borregaard-bygget i Borg havn. Samlet solcelleareal 4 400 m<sup>2</sup>. Foto: Borg havn

En utfordring med installasjon av solceller er at man er avhengig av store tilgjengelige arealer som tillater god vinkling og orientering og har gode skyggeforhold. Vinklingen kan tilpasses til hvilket tidspunkt i løpet av døgnet eller året man ønsker produksjonstopp. Det vanligste er å orientere solcellene rett mot sør, men det er også mulig å orientere solcellene mot øst for å produsere mer på morgenen, eller vest for å produsere mer på ettermiddagen. Tilsvarende kan man velge en høy vinkel for å produsere mer på vinteren og en lav vinkel for å produsere mer på sommeren.

I tillegg vil valgt vinkel også påvirke installasjonskostnaden. For eksempel vil det typisk være noe billigere å velge samme vinkel og orientering som taket, men dette kan igjen påvirke produksjonen. De mest vanlige konfigurasjonene for solcellepaneler i Norge er:

- Sørvendt på flatt tak, typisk 10-20 grader vinkling
- Øst/vest på flatt tak, typisk 10 grader vinkling øst/vest
- Parallelt på skråtak, hovedsakelig på sørvendte tak
- Bygningsintegrerte solcelletak, erstatning for takstein eller integrert i takstein
- Fasademonterte solcellepaneler, hovedsakelig på sørvendte fasader
- Fasadeintegrerte solceller, mer arkitektonisk frihet

### 7.1.2 Kostnader for solcellesystemer

Med prisfallet som har vært på solcelle-systemer de siste årene har lokal produksjon for mange aktører blitt en lønnsom investering. Et solcelle-system består av selve solcellepanelene, montasje- og innfestingsløsninger, vekselrettere og kabler, føringsveier og annen nødvendig elektroinstallasjon. I tillegg utgjør installasjonskostnaden en betydelig del av de samlede prosjektkostnadene.

I en nylig publisert rapport fra Solenergiklyngen er det estimert referansekostnader for ulike anleggstyper for solkraftproduksjon.<sup>32</sup> Her estimeres levetidskostnaden for solcelleinstallasjoner på bygg til å være:

- 8,0 NOK/Wp for næringsbygg

<sup>32</sup> [Heading \(solenergiklyngen.no\)](http://solenergiklyngen.no)

- 6,0 NOK/Wp for industribygg
- 33,0 NOK/Wp for BIPV (byggningsintegrerte PV)

Den høye kostnaden for BIPV (building-integrated PV) skyldes at BIPV også erstatter alternative takmaterialer. Driftskostnaden estimeres til å være 16% for næringsbygg, 20% for industribygg og 4% for BIPV, mens det resterende er investeringskostnader.

Solcelleanlegg har også stordriftsfordeler. Regnet per kWp installert effekt (kW peak effekt) vil man derfor ha et betydelig prisfall fra små anlegg (typiske anlegg på eneboliger ol.) til store anlegg på lager- og industribygg. I en mulighetsstudie for solcelleanlegg i Trondheim kommune estimeres kostnadene for solcelleanlegg på flate tak til 13 NOK/Wp for små anlegg og 10 NOK/Wp for store anlegg.<sup>33</sup>

Videre forventer man betydelig kostnadsreduksjoner for solcelleanlegg. I rapporten fra Solenergiklyngen estimeres en reduksjon i investeringskostnad på 42% frem mot 2030, og en videre reduksjon til 49% innen 2040.<sup>34</sup>

### 7.1.3 Produksjon fra solceller på Brattøra

Det er mulig å beregne forventet produksjon fra solceller basert på geografisk lokasjon, valg av teknologi, orientering og vinkling. For eksisterende bebyggelse på Brattøra er det mest aktuelt å plassere solceller på tak, mens for ny bebyggelse kan solceller også inkluderes i bygningmassen som BIPV. Det er potensiale for fasademonterte anlegg på deler av bebyggelsen på Brattøra, men dette vil kreve en endring av virkemidler som ikke er tatt høyde for i konseptutredningen. Det antas i konseptutredningen at produksjon fra solceller på Brattøra i all hovedsak vil foregå på flate tak.

Sweco har kartlagt tilgjengelig flatt takareal for eksisterende og planlagt ny bebyggelse på Brattøra. I kartleggingen har vinduer, ujevne områder og takkonstruksjoner blitt fjernet. Totalt estimert takareal for Brattøra er gitt i Tabell 11. Videre er det antatt at ca. 80% av arealet er utnyttbart, hvor begrensninger kan ligge i skygge, svakheter i takkonstruksjon, osv.

Tabell 11: Estimert takareal for eksisterende og ny bebyggelse på Brattøra.

Bygningssmasse	Estimert takareal (kvm)	Utnyttbart areal (kvm)
Eksisterende bygg, Trondheim Havn	15 000	12 000
Eksisterende bygg, Brattøra	55 000	44 000
Nye bygg 2030	23 000	18 400
Nye bygg 2040	69 000	55 200

Sweco har estimert teoretisk maksimal årsproduksjon ved ulike vinklinger for Trondheimområdet. I beregningene er det valgt konfigurasjoner på 15 grader sørvendt, 10 grader øst-/vestvendt og 48 grader sørvendt. De to første er svært vanlige konfigurasjoner for flate tak, mens den siste er den optimale vinkelen for Trondheimsområdet basert på maksimal produksjon gjennom året per kWp. Resultatene er vist i Tabell 12.

<sup>33</sup> Mulighetsstudie for solcelleanlegg i Trondheim kommune – Asplan Viak

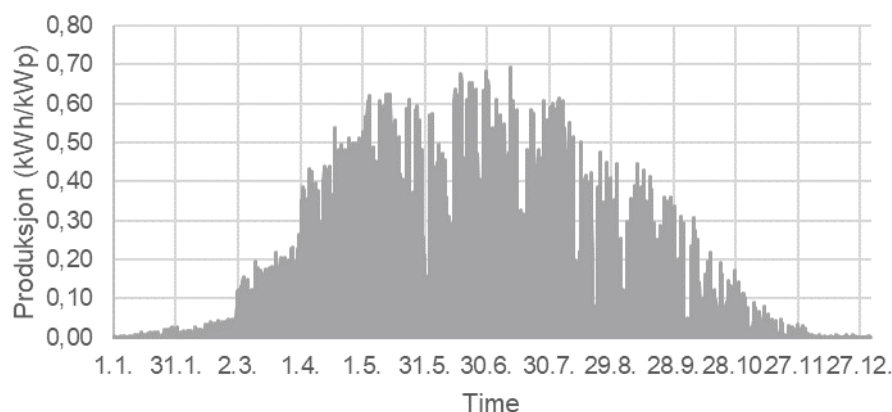
<sup>34</sup> [Heading \(solenergiklyngen.no\)](#)

Tabell 12: Solproduksjon ved utvalgte konfigurasjoner i Trondheimsområdet.

Konfigurasjon	15 grader sør	48 grader sør	10 grader øst/vest
Estimert årsproduksjon (kWh/kWp)	806	998	701
Maksimal produksjon per time (kWh/kWp)	0,79	0,88	0,69

Ifølge en studie Asplan Viak har utført for Trondheim kommune så gir typiske beregningsverktøy for produksjon fra solceller anslag som er for høye i Trondheimsområdet.<sup>35</sup> Asplan Viak har blant annet kommet frem til at beregningsprogrammene ikke tar hensyn til snø i vintermånedene. Produksjonen kan derfor anses å være noe høy sammenlignet med realistisk produksjon, men det gjøres ingen reduksjon av produksjonen i konseptutredningen.

Selv om de sørvendte konfigurasjonene har høyere årsproduksjon er 10 grader helning øst/vest den mest vanlige konfigurasjonen på næringsbygg med flatt tak. Dette skyldes at man kan oppnå en høyere utnyttelsesgrad av takflatene og fordi produksjonen blir jevnere utover året. Den estimerte produksjonen per kWp for 10 grader øst-/vestvendte paneler i 2019 er gitt i Figur 42.



Figur 42: Produksjon per kWp for 10 grader øst-/vestvendt konfigurasjon.

Gitt den estimerte produksjonen og de kartlagte arealene kan man estimere teoretisk maksimal energiproduksjon fra solceller på tak på Brattøra. I Tabell 13 er det beregnet produksjon med en forutsetning av at alle kartlagte tak bygges ut med øst-/vestvendt 10-graders konfigurasjon. Det er i beregningene antatt at man kan plassere 165 Wp med solcellepaneler per kvadratmeter med flatt tak.<sup>36</sup>

<sup>35</sup> <https://www.tu.no/artikler/batterier-er-uegnet-til-a-lagre-solstrom-prisen-per-kilowatttime-blir-skyhoy-br/486097?key=9Ww0rBrQ>

<sup>36</sup> <https://solcellespesialisten.no/flate-tak>

Tabell 13: Estimert produksjon på tak på Brattøra.

Bygningsmasse	Potensial Trondheim Havn	Potensial 2025	Potensial 2030	Potensial 2040
Installert effekt (kWp)	1 980	7 260	10 296	19 404
Årsproduksjon (GWh)	1,4	5,1	7,2	13,6
Maksimal produksjon (MWh/h)	1,4	5,0	7,1	13,5
Snittproduksjon (kWh/h)	159	581	824	1 554

#### 7.1.4 Strategi for å lykkes med lokal energiproduksjon på Brattøra

Til tross for at det er et betydelig energi- og effektpotensial for lokal energiproduksjon fra takflater på Brattøra så er det ikke sannsynlig at etableringen av solceller vil nå opp mot det teoretiske potensialet som er kartlagt i Tabell 13. Det er ikke mulig for hverken Trondheim Havn eller Trondheim kommune å detaljstyre utbygginger på Brattøra, og det er i all hovedsak lønnsomheten i en investering i solceller for hvert enkelt bygg som vil være førende.

I praksis betyr dette at utbygging av solcelleproduksjon vil avhenge av hvordan lønnsomheten i en investering i et solcellesystem vil utvikle seg. Denne lønnsomheten kan forventes å øke, hovedsakelig pga. reduksjon i kostnad for å investere i solcellesystemer, men også grunnet

- 1) generelt høyere og større variasjon i strømpris,
- 2) endring av regulering som gjør lokal produksjon mer lønnsom
- 3) mer fokus på miljø og bærekraft

I tillegg kan ulike aktører påvirke med ulike insentiver.

## 7.2 Energilagring i batterisystemer

Batterisystemer kan brukes som energilager og har flere potensielle bruksområder på Brattøra. På generell basis er det lav lønnsomhet for investeringer i batterier i Norge sammenlignet med andre land, hovedsakelig på grunn av vannkraften som fører til relativt stabile strømpriser og et robust kraftsystem. Allikevel anses batterier å kunne spille en viktig rolle som et alternativ til eller som et supplement til nettutbygginger, eller for å redusere effekttariffer.

Potensialet for å bruke batterier som et alternativ til eller som et supplement til nettutbygginger er relativt stort fordi nettutbygginger i mange tilfeller kan være svært dyre sammenlignet med investeringer i batterisystemer. Det er allikevel ikke mange konkrete eksempler på denne utnyttelsen i Norge, og de eksemplene som finnes dreier seg hovedsakelig om energibufning for fergelading eller for spenningsstabilitet i distribusjonsnett.

For Brattøra vil utfordringen med å investere i et batterisystem som et alternativ til en nettutbygging være at de ufattelige høye effekt- og energibehovene ved cruiseanløp vil

gjøre det nødvendige batterisystemet ekstremt dyrt og stort. Det er for eksempel ikke uvanlig at Trondheim Havn får anløp fra skip med gjennomsnittlig effektbehov opp mot 10 MW i ti timer. Dette gjør at evt. batterisystem vil måtte ha utladingseffekt opp mot 10 MW og lagringskapasitet på 100 MWh totalt. Til sammenligning er Europas trolig største batterisystem med Lithium-ion teknologi på 48 MW og 50 MWh.<sup>37</sup>

I en rapport finansiert av Enova i 2020 har kostnader og tekniske egenskaper for ulike energilagringsteknologier blitt kartlagt.<sup>38</sup> Noen sentrale økonomiske spesifikasjoner for Lithium-ion batterier er gjengitt fra studien i Tabell 14. I tillegg til betydelige kostnadsreduksjoner for batterisystemer, så forventes det også at effektivitet og levetid vil forbedres betydelig.

Kostnadstallene fra Enova er betydelig lavere enn sammenlignbare tall, blant annet fra et faktaark utgitt av NVE i 2019. Her er kostnadene for batterisystemer anslått å ligge i sjiktet 4000-6000 kr/kWh. Siden 2019 kan kostnadene forventes å ha sunket fra dette nivået, og som Tabell 14 viser så forventes en betydelig reduksjon frem mot 2030.

Det forventes betydelig variasjon i kostnader fra ulike produsenter og for ulike konfigurasjoner. Fra et forskningsprosjekt på Senja er for eksempel totale kostnader for et 2 MWh batterisystem oppgitt til å være 35 MNOK, dvs. ca. 17 500 NOK/kWh. Sweco har også hentet inn budsjettpriser fra en leverandør i det europeiske markedet som oppgir pris for ferdig et installert batterisystem på 400-500 000 euro per MWh (2021).

Tabell 14: Økonomiske spesifikasjoner for Lithium-ion batterier. Kilde: DNV

CAPEX (NOK/kW)	CAPEX (NOK/kWh)	CAPEX 2030 (NOK/kW)	CAPEX 2030 (NOK/kWh)	OPEX (NOK/kW/år)
1050-2600	1610-1890	480-590	870-915	35-50

## 7.3 Energi- og effektstyring

For å redusere det samlede energi- og effektbehovet på Brattøra kan effektstyring utnyttes. Effektstyring er hensiktsmessig for nettkunder fordi det kan redusere eget effektuttak og tilhørende nettleie. Videre er det samfunnsøkonomisk fordi det reduserer kostnadene for nettinfrastrukturen som dekkes blant annet gjennom nettleien. På Brattøra kan effektstyring være med å bidra til å redusere utfordringene i energisystemet.

### 7.3.1 Energi- og effektstyring i bygg

I private hjem og borettslag kan styring av blant annet varmtvannsbereder, oppvarming og elbillading utnyttes for å redusere effektuttaket fra nettet. Det foregår flere piloter hvor nettselskap og teknologileverandører kartlegger potensialet for utnyttelse av disse mulighetene. Utviklingen er blant annet intensivert ved installering av AMS-målere i Norge i løpet av 2020.

<sup>37</sup> <https://www.energy-storage.news/50mwh-battery-completed-in-germany-claims-europes-largest-crown/>

<sup>38</sup> Lagringsteknologier for fleksibilitet i energisystemet, 2020-0919,, Rev. A, DNV GL

I bygg kan styring av laster gjøres manuelt eller ved hjelp av tekniske løsninger for energi-/effektstyring. Manuell styring skjer til en viss grad ved blant annet høye strømpriser eller generelle energieffektiviseringstiltak, men de fleste forventer at tekniske løsninger vil være nøkkelen for å lykkes med energieffektivisering i Norge. For næringsbygg er disse løsningene allerede relativt utbredt.

De tekniske løsningene er typisk styringssystemer som skrur av/på eller styrer enheter avhengig av operasjonsmønster, strømpris, nettleie eller andre faktorer. Det finnes i dag en rekke selskaper som tilbyr denne typen tekniske løsninger eller rådgivning i forbindelse med energi- og effektstyringssystemer, og det er et marked som forventes å vokse, blant annet som følge av ny effekttariff og strømkrise i 2022.

En fordel med energi- og effektstyring av bygg, er at forbruket i byggene stort sett vil styres av de samme parameterne. Det betyr at effekttoppene i utgangspunktet vil oppstå i samme tidsperioder og at en reduksjon av samtidig effektforbruk i hvert bygg også vil føre til en reduksjon i samlet effektforbruk for et område.

### 7.3.2 Energi- og effektstyring for store forbrukere

Aktørene med svært store effektuttak, for eksempel Trondheim Havn, Trøndelag fylkeskommune og Statkraft Varme, kan i teorien planlegge sine uttak av effekt slik at samtidigheten blir minimal. Den dimensjonerende effekten for Brattøra kan reduseres betydelig hvis disse aktørene lykkes med en slik koordinering, men i praksis er det svært vanskelig å få til.

En regulatorisk utfordring er at hver enkelt aktør ikke vil få noen kvantifiserbar gevinst av å koordinere sine uttak med andre aktører. Det vil i teorien være samfunnsøkonomisk gunstig for aktørene å samarbeide om å redusere det samlede effektbehovet, fordi investeringene i nettet vil kunne reduseres. Allikevel vil det uten bedriftsøkonomiske gevinster for hver aktør være vanskelig å forsvare de ekstrakostnadene eller den kapasiteten som kreves for å lykkes med koordineringen.

En annen utfordring er at det er få av forbrukene som i praksis er mulige å flytte:

- For fylkeskommunen er ruteplanlegging et verktøy som kan bidra til å redusere samtidighet i effektbehov, men ruteplanene er svært komplekse og det er viktig at for eksempel transporten mellom sjø og land henger sammen på en god måte. Hurtigbåtene som går fra Brattøra har flere daglige anløp hele året og vil ha behov for lading mellom hvert anløp. Bussene har også flere daglige turer og vil ha et tilsvarende behov for lading.

Swecos kartlegging viser at en koordinering av lading av de ulike hurtigbåtene har stort potensial, men å dra inn eksterne laster i koordineringen vil øke kompleksiteten uten å nødvendigvis utgjøre en positiv forskjell. Tilsvarende vil koordinering av lading av busser på Brattøra potensielt ha relativt store besparelser på bussterminalen, men koordinering mellom ulike endestopp vil være vanskeligere.

- Havna får daglige anløp med Kystruten som det ikke er realistisk å flytte. Skipene som seiler i Kystruten er innom over 30 ulike havner langs norskekysten og hver eneste havn kjemper for å øke liggetiden og for å få anløp på gunstige tidspunkt. En endring i liggetid eller ankomsttidspunkt i Trondheim vil ha ringvirkninger til alle de andre havnene og det må derfor være svært gode argumenter for å flytte anløp. Til tross for at det er utfordrende å flytte anløpene i Kystruten lykkes Trondheim Havn med dette i

2019 da tidspunktene ble justert for å forhindre at nordgående og sørgående rute var i Trondheim samtidig.

- Havna får anløp fra cruiseskip som ønsker å besøke Trondheim. Havna og lokale aktører i Trondheim jobber hardt for å øke turismen og styrke Trondheim sin posisjon som cruisedestinasjon. Norske havner har i utgangspunktet liten mulighet til å påvirke når cruiseskipene anløper og det er naturlig å etterstrebe anløp på dagtid hvor cruiseturistene oppholder seg lengst mulig på land. Dette er naturligvis i konflikt med forbruket fra hurtigbåter og Kyrstruten.

For Statkraft Varme er muligheten til å styre effektuttak betydelig større enn for de andre aktørene. Statkraft Varme sin fremst rolle er å sikre en stabil forsyning av fjernvarme til sine kunder, og dette krever et fleksibelt forsyningssystem. Dette betyr at Statkraft Varme i de fleste tilfeller har mulighet til å utnytte andre energikilder enn el-kjel hvis dette er kostnadseffektivt. Det vil derimot fortsatt være en utfordring å velge en dyrere energikilde for varmeproduksjon uten at dette gir gevinst.

Et alternativ til å flytte forbruk er å utnytte alternative energikilder hvis mulig. Dette gjelder spesielt for skip på landstrøm. Skipene vil alltid ha mulighet til å produsere energien selv hvis landstrømmen kobles ut. Dette øker mulighetsrommet for effektstyring og dette utnyttes indirekte ved for eksempel å inngå nettleieavtale som er utkoblbar/fleksibel. Ulempen ved å utnytte denne muligheten er at det vil føre til økt utslipp og at prisen havna setter på landstrømmen nødvendigvis må være lavere som følge av et redusert tilbud (fare for utkobling i perioder).

## 7.4 Mikronett, PEBs, lokale fleksibilitetsmarked OSV.

Et mikronett er et lokalt avgrenset overføringsnett som ved behov eller ønske kan koble seg fra det overliggende nettet, og driftes videre med lokalprodusert eller lagret kraft. Når et mikronett er koblet av det overliggende nettet, er mikronettet i øydrift. En forutsetning for at øydrift skal være mulig er at lokal energiproduksjon og energilagring kan dekke energibehovet.

Et mikronett benyttes i all hovedsak for å øke driftssikkerheten i et system. I en feilsituasjon kan mikronettet automatisk koble seg fra strømmettet og gå i øydrift. Dette er spesielt relevant i områder med svakt eller uforutsigbart nett. For å lykkes med en slik utkobling er det svært viktig med et robust og smart styringssystem. Styringssystemet tar inn informasjon om produksjon og forbruk, og styrer opp- og utlading av energilagere, og til- eller frakobling til nettet.

Konseptet bak et mikronett kan i teorien også utnyttes for å redusere energikostnader og øke utnyttelsen av lokal produsert energi innenfor et spesifikt område. Med et felles styringssystem kan man potensielt redusere effektuttak og import av energi fra strømmettet. Dette er noe som forskes på i +CityXchange, hvor blant annet Trønderenergi og Trondheim kommune undersøker mulighetene for å danne *positive energy blocks* (PEBs).

På Brattørkaia forsøker +CityXchange å gjøre Powerhouse, BI og Miljødirektoratet til en PEB.<sup>39</sup> Videre har +CityXchange signert avtaler med syv andre bygg/installasjoner på Brattøra for å utvide dette energisamfunnet. I fremtiden kan det tenkes at hele Brattøra

<sup>39</sup> <https://www.trondheim.kommune.no/aktuelt/om-kommunen/bk/barekraft/cxc/powerhouse/>



blir energipositiv. Dette vil kreve nøye planlegging av ny bebyggelse, utstrakt lokal energiproduksjon, energilagring, men også effektstyring.

I Trondheim kommune sin konseptutredning på Nyhavna har det blitt kartlagt hvordan Nyhavna kan etableres som et nullutslippsområde, men også hvordan utbyggingen av Nyhavna kan gjøres slik at den ikke gir økt energibehov og effektbehov på bynivå. Konseptutredningen peker på at det elektriske energibehovet over året kan dekkes ved utstrakt utbygging av solcelleproduksjon, men at det vil være betydelig overproduksjon i deler av året.<sup>40</sup>

På Brattøra er situasjonen mer utfordrende, spesielt pga. de høye lastene fra landstrøm til cruise og Hurtigbåt. Disse lastene gjør det svært utfordrende å ikke være avhengig av import av energi og effekt fra nettet. I tillegg gjør generelt høyere forbruk knyttet til blant annet transport at det anses som svært krevende for Brattøra å bli «energinøytral».

## 7.5 Teknoøkonomiske beregninger

Sweco har utført teknoøkonomiske beregninger i verktøyet Homer Grid for ulike sammensetninger av forbruk og solcelle- og energilagringssystemer på Brattøra. Beregningene kartlegger i potensialet for å investere i solceller og batterier for å redusere kostnaden for å forsyne forbruk med energi. Kostnaden for å forsyne forbrukene med energi er målt i:

- Netto nåverdi (Net present value): den totale kostnaden for å forsyne valgt forbruk over levetiden
- Levelized cost of energy (LCOE): gjennomsnittlig energikostnad for å forsyne valgt forbruk over levetiden

En nærmere beskrivelse av verktøyet Homer Grid, forutsetningene i beregningene og begrensninger ved denne typen beregninger er gitt i Appendix 4.

Beregningene i Homer vil i stor grad handle om reduksjon av nettleie, men i fremtiden forventes det også at et batterisystem vil gi en rekke muligheter i ulike fleksibilitetsmarkeder. Dette er spesielt relevant i de periodene hvor anlegget er i lite bruk, dvs. utenfor sesong. I tillegg vil et batterisystem kunne gi:

- Reservekraft for havna landstrømsystemet, som for eksempel kan utnyttes ved feil i nettet eller utkobling fra nettselskap
- Økte besparelser eller inntjening ved å foreta prisarbitrasje som følge av økende volatilitet i strømpris (kjøp av strøm ved lave priser og salg/utnyttelse ved høye priser)

### 7.5.1 Kan et batterisystem redusere LCOE for et landstrømanlegg til cruise?

Sweco har kartlagt at en nettutbygging er nødvendig for å etablere et landstrømanlegg til cruise på Brattøra, men det kan fortsatt være hensiktsmessig for havna å investere i et batterisystem i kombinasjon med nettutbyggingen. Dette vil øke investeringskostnaden i anlegget, men vil potensielt også kunne redusere driftskostnadene for anlegget, hovedsakelig ved reduksjon av nettleie.

Trondheim Havn sitt anleggsbidrag for utbyggingen av nett til Brattøra er avhengig av havnas forholdsmessige andel av total kostnaden. Dette forholdet avhenger av hvor høy

<sup>40</sup> Nyhavna som nullutslippsområde – Sluttrapport, Trondheim kommune / Asplan Viak

kapasitet havna bestiller. Dette betyr at hvis havna reduserer sitt effektbehov, så blir anleggsbidraget mindre.<sup>41</sup>

Cruiseskipene som anløper Trondheim har varierende effektbehov, men svært få av skipene vil sannsynligvis ha effektbehov opp mot anleggets makseffekt. Derfor kan det tenkes at Trondheim Havn kan velge å redusere sitt uttak av effekt fra nettet, investere i et batterisystem som dekker manglende effekt og på denne måten redusere netto nåverdi for å forsyne cruiseforbruket, dvs. redusere LCOE.

## Metodikk

Beregningene følger overordnet metodikk:

- Det er tatt utgangspunkt i forbrukskurve for landstrømbehov til cruiseskip i 2025, se kapittel 3.3. Det er forutsatt en cruisekai.
- Anleggsbidraget kan estimeres som en fast årlig kostnad som avhenger av hvilken begrensning man velger i tilknytning til nett. Jo høyere effektbegrensning, desto høyere anleggsbidrag blir det. I beregningene har Sweco sammenlignet to scenarier:
  - Nettbegrensning 16 MW: anleggsbidrag 33,3 MNOK eller 2,2 MNOK per år. Lasten kan dekkes kun med tilknytning til nett.
  - Nettbegrensning 10 MW – anleggsbidrag 24,6 MNOK eller 1,6 MNOK per år. Lasten kan ikke dekkes med tilknytning til nett alene, så et batterisystem er nødvendig.

For hver av scenariene har netto nåverdi blitt beregnet gitt batteripriser for 2025 og 2030, og utkoblbar eller ordinær høyspent tariff.

## Resultater

Swecos beregninger viser at:

- LCOE for å forsyne cruiseforbruket for 2025 inkludert anleggsbidrag er 1,22 MNOK med utkoblbar tariff, og hele 1,75 kr/kWh med ordinær høyspent tariff.
- For kostnadsnivået for batterier i 2025 så vil det ikke være lønnsomt å velge en nettbegrensning på 10 MW og investere i batterier for å dekke resterende behov.
- For det forventede kostnadsnivået for batterier i 2030 så vil det være lønnsomt å investere i batterier både ved utkoblbar og ordinær nettariff. Forskjellene er dog små, spesielt for utkoblbar tariff.
- For forbruket for cruise i 2025 estimerer Homer Grid at det vil være nødvendig med et batterisystem på 3800 kWh med en nettbegrensning på 10 MW. Dette utgjør en investeringskostnad på 11,5 MNOK for 2025 priser og ca. 4 MNOK for 2030 priser.
- Batterikapasiteten er lik for begge batteriprisen og tariffen. Denne dimensjoneringen tar høyde for at batterikapasiteten alltid ligger over 20%.

<sup>41</sup> Dette forutsetter at reduksjonen i effektbehov ikke endrer totalkostnaden for nettutbyggingen

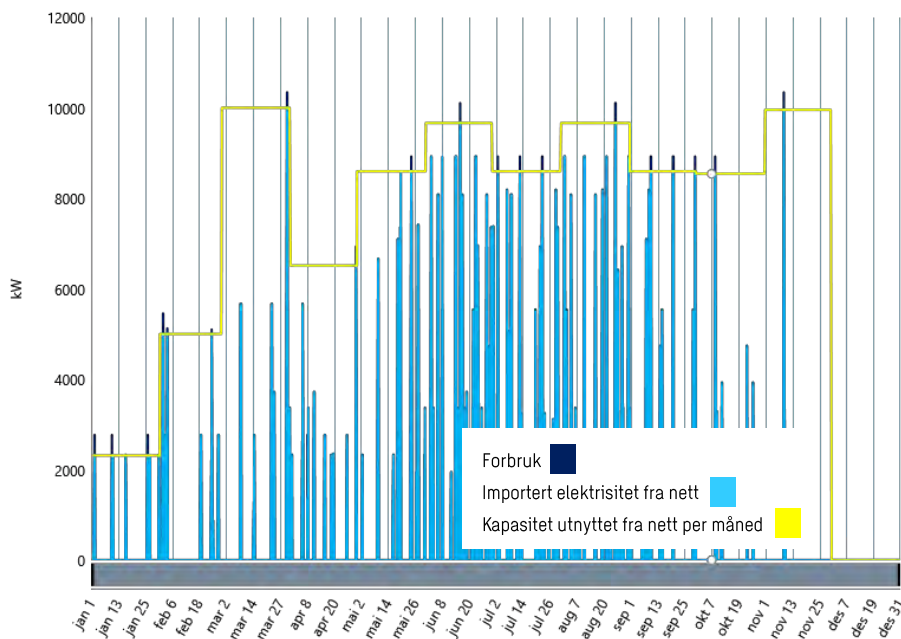
Beregnet netto nåverdi og LCOE for hvert av tilfellene er gitt i Tabell 15. Beregningene viser at kostnadsbesparelsene er relativt små ved å investere i batterisystemer, men det er stor forskjell på kostnadene ved utkoblbar og ordinær høyspent tariff.

Tabell 15: Netto nåverdi og LCOE for å forsyne forbruket av landstrøm til cruise i 2025.

Scenario	16 MW nettbegrensning		10 MW nettbegrensning, 2025 batterier		10 MW nettbegrensning, 2030 batterier	
	Utkoblbar	Høyspent	Utkoblbar	Høyspent	Utkoblbar	Høyspent
Netto nåverdi (MNOK)	51,9	74,5	58,3	79,9	50,2	71,7
LCOE (kr/kWh)	1,22	1,75	1,37	1,86	1,18	1,59

For de forventede forbrukene i 2030 og 2040 så kan man forvente at potensialet er relativt lik. For scenarioet hvor Trondheim Havn bygger en ny cruisekai kan man forvente at potensialet for kostnadsbesparelser øker. Dette skyldes at økt variasjon i anløpstidspunkt og forbruk gjør at et batterisystem kan gjøre en mer effektiv jobb med å redusere effekttopper og tilhørende kostnader for nettleie. Dette er gitt at havna vil ha begge landstrømanleggene bak samme måler, noe som uansett vil redusere kostnadene for effekttariff betydelig. Besparelsene vil i alle tilfeller være svært avhengig av variasjonen i enkeltanløp og hvor godt styringssystemet til batteriet vil fungere.

Kostnadsbesparelsene ved å utnytte batterisystemer i landstrømanlegget til cruise kommer fra peak-shaving. Figur 43 illustrerer effekten av batterisystemet i Homer med forbruket fra cruise i 2030. I figuren er forbruket vist mørkeblått, importert elektrisitet fra nett i lyseblått og utnyttet kapasitet fra nett per måned i gult. Det er tydelig i Figur 43 at batterisystemet i all hovedsak lades opp og ut avhengig av månedlig effekttopp. Batteriet lykkes med å redusere kapasiteten utnyttet fra nett i alle måneder, men lite sammenlignet med effektbehovet.



Figur 43: Resultat fra Homer med forbruk fra landstrøm til cruise i 2030 og utkoblbar tariff.

## 7.5.2 Kan et batterisystem redusere LCOE for landstrømanlegg på Pir I?

Det kan være aktuelt for Trondheim Havn å investere i batterisystem på Pir I for å redusere kostnaden for å levere landstrøm til skip. Dette vil øke investeringskostnaden, men vil også kunne redusere driftskostnadene for anlegget, hovedsakelig ved reduksjon av nettleie. Pir I kan være spesielt godt egnet grunnet jevnlig anløp fra Kystruten, godsskip og i tillegg mindre cruiseskip i Explorer-segmentet.

### Metodikk

Swecos beregninger har tatt utgangspunkt i følgende metodikk:

- Det er beregnet for forbrukskurvene for Kystruten og godsskip i 2025
- I tillegg har økt potensial ved at små cruiseskip flyttes til Pir I blitt kartlagt. Dette har blitt gjort ved at anløp med effektbehov under 2000 kW har blitt skilt ut fra forbruket for cruise i 2025.
- Det har blitt beregnet lønnsomhet gitt batterikostnader for 2025 og 2030, og både utkoblbar og vanlig høyspent tariff.
- Kostnader for anleggsbidrag er ikke inkludert.

### Resultater

Swecos beregninger viser.

- Med batteripriser for 2025 eller hvis forbruket tilknyttes med utkoblbar tariff, så er det ikke lønnsomt å investere i batterier for noen av forbrukene. Utkoblbar tariff gir betydelig lavere kostnader enn ordinær nettariff.
- Ved å se på forbruket til Kystruten alene så vil ikke batterisystemer kunne redusere LCOE. Tilsvarende er potensielle besparelser svært små ved å se på forbruket til godsskip alene.
- Ved å samle ulike forbruk øker potensialet for å utnytte batterisystemer for å redusere energikostnader.

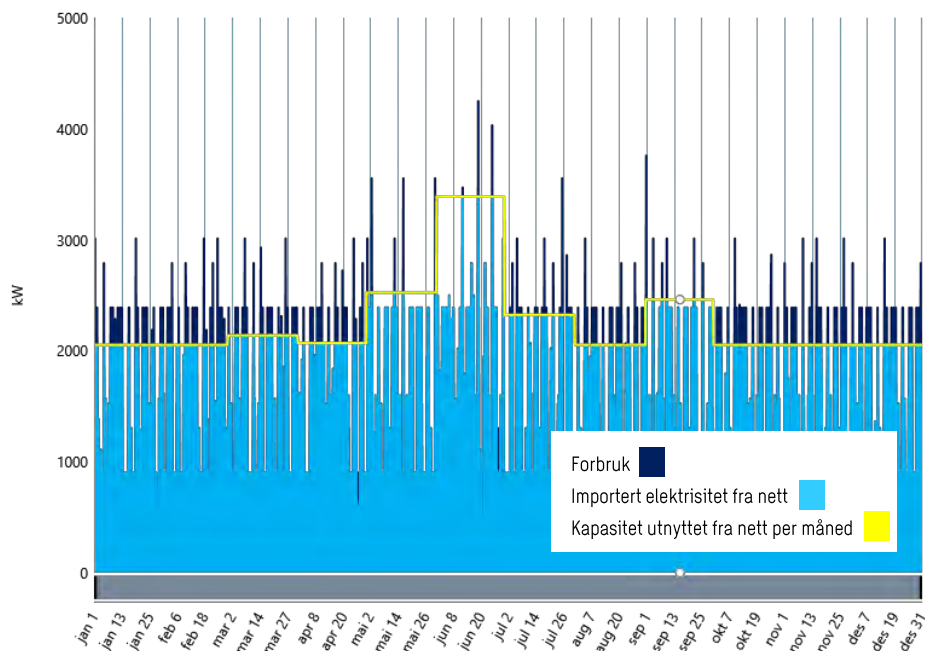
Tabell 16 viser reduksjonene i LCOE og netto nåverdi for beregningene hvor det er antatt batteripriser for 2030 og at forbruket er tilknyttet med ordinær høyspent nettariff. Beregningene viser at besparelsene er relativt små i LCOE, men at over levetiden så vil dette utgjøre en betydelig reduksjon av nåverdi, spesielt for samlede forbruk.

Tabell 16: Kostnadsreduksjoner og anbefalt batterikapasitet for forbruk med ordinær nettariff og batteripriser for 2030.

Forbruk	Reduksjon i LCOE (kr/kWh)	Reduksjon i netto nåverdi (MNOK)	Batterikapasitet (kWh)
Kystruten 2025	0,00	0,0	0
Godsskip 2025	0,17	0,1	800
Godsskip og Kystruten 2025	0,06	1,4	900
Godsskip, Kystruten og småcruise 2025	0,06	3,4	1800

Frem mot 2040 så kan det forventes at potensialet for kostnadsbesparelser ved hjelp av batterisystemer vil øke. Dette skyldes blant annet økt forventet trafikk fra godsskip og små cruiseskip, i tillegg til reduserte batteripriser, mer volatile strømpriser og nye markedsmuligheter for fleksibilitet. Dette betyr at Trondheim Havn bør tilrettelegge for fremtidige investeringer i batterisystemer.

Også på Pir I vil kostnadsbesparelsene ved å utnytte batterisystemer komme fra peak-shaving. Figur 44 illustrerer effekten av batterisystemet i med forbruket fra godsskip, Kystruten og så cruiseskip i 2025. I figuren er forbruket vist mørkeblått, importert elektrisitet fra nett i lyseblått og utnyttet kapasitet fra nett per måned i gult. Som for eksempelet fra cruiseskip, så lades batterisystem opp og ut for å redusere månedlig effekttopp.



Figur 44: Resultat fra Homer med forbruk fra Kystruten og godsskip i 2040.

### 7.5.3 Brattøra som mikrogrid

+CityXchange forsker på om deler av Brattøra kan bli en positive energy block (PEB). En PEB er et område som produserer mer energi enn det bruker i løpet av året.<sup>42</sup>

Estimatene for total produksjon og samlet forbruk på Brattøra viser at dette ikke vil være mulig, se Tabell 17. Allikevel kan det tenkes at Brattøra kan etableres som et eget mikrogrid. Dette innebærer at Brattøra blir et område med felles styring av energiproduksjon, -forbruk og -lagring, med styrt tilknytning til resten av kraftnettet.

I praksis vil dette være utfordrende, ettersom et mikrogrid innebærer en rekke juridiske, økonomiske og tekniske utfordringer, men konseptuelt så kan denne kartleggingen si noe om hvilken dimensjonering av solceller og energilagring som er mest økonomisk, gitt forbruket til Brattøra. Beregningene i dette kapittelet tar ikke høyde for økonomiske parametre.

Tabell 17: Estimert produksjon og forbruk på Brattøra.

År	2025	2030	2040
Årsproduksjon solcelle (GWh)	5,1	7,2	13,6
Forbruk elektrisitet (GWh)	56,4	69,6	111,8
Forbruk fjernvarme (GWh)	15,8	19,6	29,0
Kapasitet batterier (MWh)	5	10	20

### Metodikk

<sup>42</sup> <https://cityxchange.eu/knowledge-base/positive-energy-block-peb/>

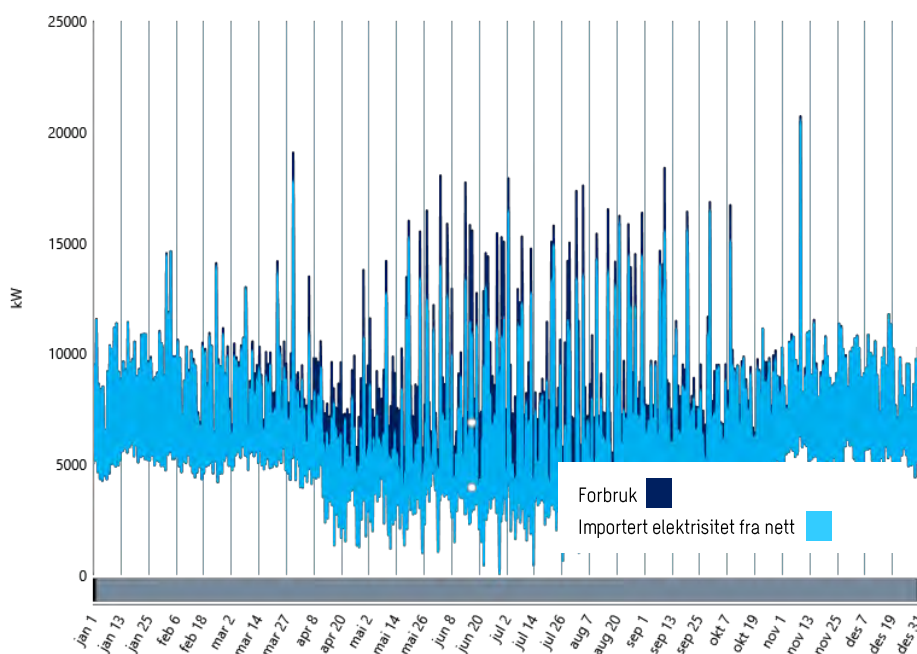
Ved å anta at hele Brattøra er et avgrenset område med felles styring av energiproduksjon, -forbruk og -lagring kan man kartlegge potensialet for at Brattøra kan bli en PEB. Dette innebærer at man oppnår maksimal lokal produksjon, som estimert i 7.1.3.

- Produksjon: estimert produksjon fra bebyggelse i 2025, 2030 og 2040
- Forbruk: samlet forbruk for Brattøra for 2025, 2030 og 2040. Det antas en cruisekai for å forenkle beregningene.
- Forbruk og all produksjon anses som samlet. Overskuddsstrøm fra produksjonsanlegg overføres fritt på Brattøra.
- Import/eksport av strøm: import kun når forbruket er høyere enn produksjonen, eksport når produksjon er høyere enn forbruk.
- Nettleie: det antas at tilknytning til nett er gjennom ett høyspent punkt og tilhørende nettleie blir vanlig høyspent

## Resultater

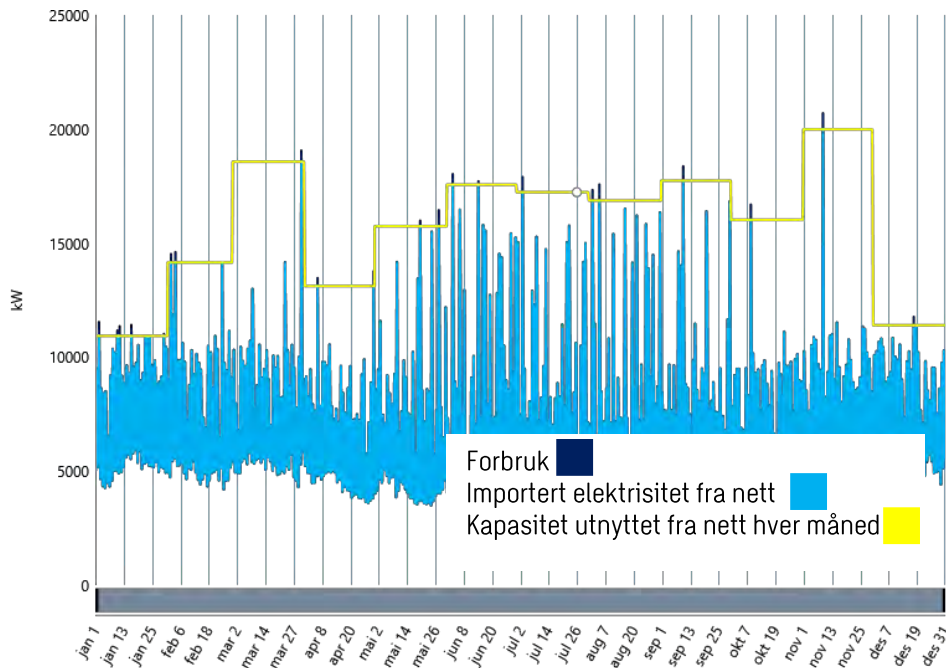
Beregningene fra Homer viser at det samlede effekt- og energiforbruket blir forandret betydelig ved inkludering av solcelleanlegg, energilagring og felles styring av produksjon og forbruk. Det er spesielt stor forskjell på import av energi ved kun solproduksjon, kun batterisystem og kombinasjon av solproduksjon og batterisystem.

Med solcelleanlegg så reduseres effekttoppene betydelig i sommermånedene, men det er ingen timer med eksport. Til tross for at effekttoppene fra cruise reduseres i sommermånedene, så er det måneder uten for høysesong som blir dimensjonerende for Brattøra. Timesplot av forbruk og import av energi fra nett for 2025 er gitt i Figur 45. Forbruket er vist i mørkeblått, mens importert energi er vist i lyseblått.



Figur 45: Timesplot for Brattøra i 2025 med kun solproduksjon.

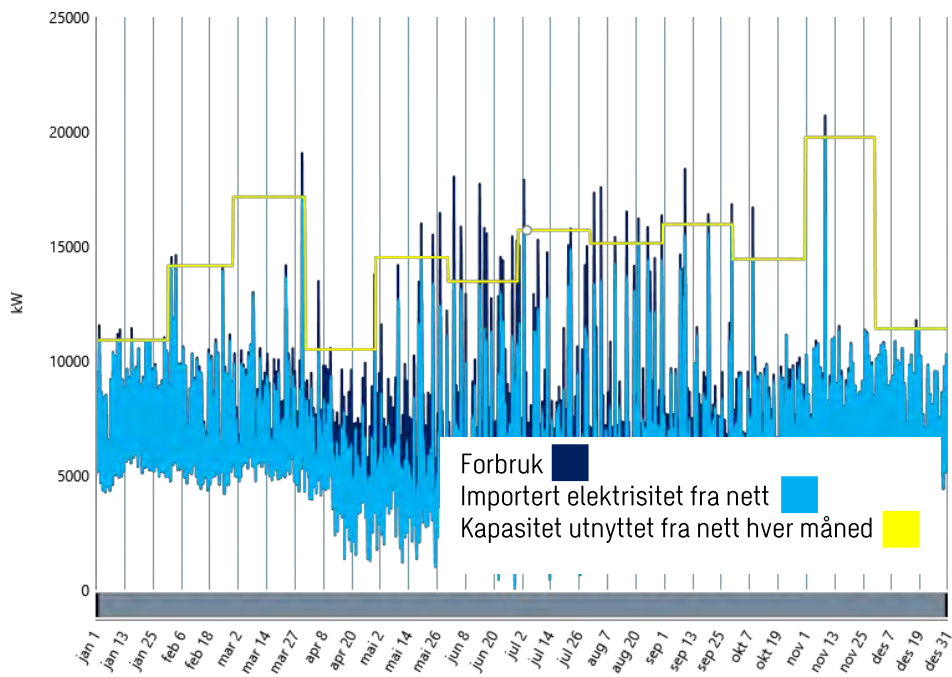
Med batterisystem så reduseres effekttoppene i alle måneder, men svært lite. I beregningene er det brukt et batterisystem med kapasitet på 5 MWh i 2025. Et større/mindre batterisystem vil øke/redusere potensialet for peak-shaving. Timesplot av forbruk, import av energi fra nett og månedlig topeffekt for 2025 er gitt i Figur 47.



Figur 46: Timesplot for Brattøra i 2025 med kun batterisystem.

Med både solproduksjon og batterisystem så reduseres effekttoppene i alle måneder. I beregningene er det brukt et batterisystem med kapasitet på 5 MWh i 2025. Et større/mindre batterisystem vil øke/redusere potensialet for peak-shaving. Timesplot av forbruk, import av energi fra nett og månedlig topeffekt for 2025 er gitt i Figur 47.





Figur 47: Timesplot for Brattøra i 2025 med solproduksjon og batterisystem.

Beregningene for 2030 og 2040 viser tilsvarende resultater, men generelt så øker effektreduksjonene med størrelsen på solproduksjon og batterisystemer.

## 8. Alternative energibærere

### 8.1 Hydrogen, ammoniakk og LOHC

Hydrogen er en energibærer som virkelig har kommet i søkelyset de siste to årene. Hydrogen har en rekke bruksområder, blant annet som drivstoff for kjøretøy og skip, men også som et energilager eller som et innsatsmiddel i industrien. Hydrogen sin fremste egenskap i miljø sammenheng er at det eneste utslippet fra omforming fra hydrogen til elektrisitet er vanddamp. Dette gjør at bruken av hydrogen som drivstoff i transport har potensialet for å eliminere lokale utslipp.

I tillegg til rent hydrogen så er det en voksende interesse for utnyttelse av hydrogenbærere som ammoniakk og LOHC. Noen sentrale utfordringer med utnyttelsen av hydrogen og ulike hydrogenbærere er blant annet mulige utslipp fra utvinningen/produksjon, lagringsegenskapene og energitapet i ulike konverteringsprosesser.

#### 8.1.1 Verdikjede for hydrogen

Den norske regjering valgt å satse på å danne verdikjeder for hydrogen i Norge, blant annet gjennom støtteprogrammer fra Enova. Brattøra er et relativt unikt område i verdikjede-sammenheng med tanke på at det er et geografisk lite område som er hub for flere transportsegmenter som er svært relevante for utnyttelse av hydrogen som energibærer. Dette inkluderer sjøtransport; hurtigbåt, cruise, Kystruten og gods og landtransport; jernbane, kollektivtransport, personbiler, turistbusser og vogntog. I tillegg er det asfaltproduksjon på Brattøra, som i fremtiden kan bruke hydrogen som et innsatsmiddel. En potensiell verdikjede for hydrogen på Brattøra er vist i Figur 48.



Figur 48: Illustrasjon av mulig verdikjede for hydrogen på Brattøra.

## 8.1.2 Marked

Brattøra har en unik posisjon som hydrogenknutepunkt grunnet den omfattende og varierte transporten på både sjø og land. Dette er blant annet omtalt i Renergy sitt *Veikart for hydrogen i Trøndelag* fra 2019. Markedssegmentene for hydrogen på Brattøra er:

- **Jernbane:** potensial for å utnytte hydrogendrift på dieseldrevne strekninger. Brattøra er start/endestopp for flere av disse. DNV forventer at det kun vil etableres hydrogendrift på passasjertog innen 2030.<sup>43</sup> Rørosbanen er da særlig aktuell.
- **Hurtigbåt:** hydrogen anses som et av segmentene i maritim sektor som er best egnet for hydrogendrift.<sup>44</sup> Brattøra er hub for flere diesel-drevne hurtigbåtruter som skal endre energibærer de neste 10 årene. Komprimert hydrogen er mest aktuelt.
- **Lasteskip og cruise:** betydelig trafikk. Hydrogen vil være nødvendig for å oppnå ambisjonene satt av IMO for skipene med store energibehov som seiler over lange avstander. For lasteskip og cruise er ammoniakk og flytende hydrogen ansett som mest aktuelt.
- **Kystruten:** krav til hydrogen- og batteridrift av Kystruten ble vurdert i forbindelse med nytt Kystruten-anbud for 2021-2030, men ble dessverre ikke valgt. Allikevel er for eksempel Havila sine skip tilrettelagt for hydrogendrift. I nytt anbud fra 2030 forventes det at miljøkravene skjerpes. Brattøra er et naturlig valg for plassering av hydrogenfyllestasjon. Flytende hydrogen er mest aktuelt for Kystruten.
- **Buss:** Trondheim bussterminal og turistbussaktiviteten knyttet til cruise og Kystruten gjør at Brattøra har en betydelig trafikk fra langdistanse busser som ifølge DNV vil ha en betydelig markedsandel av hydrogenkjøretøy innen 2030.<sup>45</sup>
- **Lastebil:** Det er i dag betydelig langdistanse tungtransport inn- og ut av Brattøra fra Bane Nor sin godsterminal, men også fra havne- og logistikkaktørene som holder til på Pir I og II. Ved flytting av Bane Nor sin godsterminal vil trafikken reduseres, men det forventes fortsatt betydelig trafikk i tilknytning til sjøtransporten. Langdistanse lastebiler antas, som buss, å være konkurransedyktige på hydrogendrift innen 2030 og det forventes en betydelig markedsandel.
- **Personbiler og lettere kjøretøy:** Med fortetning av Brattøra og nærheten til byen så er det betydelig trafikk av personbiler og lettere kjøretøy på og rundt Brattøra. Det er ikke forventet at hydrogenbiler vil kunne konkurrere mot

<sup>43</sup> <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>

<sup>44</sup> <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>

<sup>45</sup> <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>

elbiler, men DNV anslår at total kostnaden for en hydrogenbil vil være lavere enn total kostnaden for en fossilbil innen 2025.<sup>46</sup>

- **Asfaltproduksjon:** Peab har et anlegg for asfaltproduksjon på Brattøra. Dette anlegget bruker gass eller fyringsolje i produksjonen. Årlig produksjon av asfalt er på ca. 140 000 tonn og Peab oppgir at hvert tonn asfalt trenger ca. 7 liter fyringsolje eller 6 kg gass. Eksporten av asfalt er størst på sommeren. Veidekke har i flere år hatt et prosjekt som kartlegger mulighetene for utnyttelse av hydrogen i produksjon og transport av asfalt, men dette prosjektet ble i 2022 stanset grunnet manglende forutsigbarhet og for høye investeringer.

### 8.1.3 Lokal produksjon

Dersom det er et tilstrekkelig marked grunnlag for salg av hydrogen kan det være hensiktsmessig å etablere et vannelektrolyseanlegg som produserer hydrogen på Brattøra. Vannelektrolyse trenger kun vann og strøm for å produsere hydrogen, og er derfor svært godt egnet for lokal produksjon.

For produksjon av ammoniakk og LOHC trengs ytterligere anlegg for omgjøring fra rent hydrogen; for ammoniakk trengs et nitrogenfangstanlegg og syntesereaktorer, mens det for LOHC trengs anlegg for hydrogenenering. En klar fordel med lokalt produsert hydrogen er at man reduserer behovet for kostnadsdrivende transport.

En utfordring med produksjon av hydrogen er at det er et betydelig energitap. I følge et notat fra NVE om hydrogen sin rolle i energisystemet så trengs det 50-55 kWh for å produsere en kilo hydrogengass, som har et energiinnhold på 33 kWh.<sup>47</sup> For produksjon av ammoniakk og LOHC er det ytterligere energitap.

En annen utfordring er kostnaden for å produsere hydrogen. NVE har samlet inn forventet kostnadsutvikling for storskala produksjon av hydrogen per kWh. Ifølge NVE sine tall så vil kostnaden for produksjon av grønn hydrogen ligge på rundt 1,17 kr/kWh i 2025, rundt 0,75 kr/kWh i 2030 før den flater ut på rundt 0,60 kr/kWh i 2035 frem til 2040.<sup>48</sup> Det er stor usikkerhet knyttet til denne kostnadsutviklingen, og utviklingen innen strømpris er selvfølgelig sentral. I dag er satsninger på hydrogenproduksjon i all hovedsak i områder med innestengt kraft (Meråker/Hellesylt), eller nærme store industrielle forbrukere (Herøya/Tizir/Melkøya). En fellesnevner er at man trenger størrelse på anlegget for å oppnå lønnsomhet.

En ytterlig utfordring er effektbehovet for produksjon av hydrogen. Erfaringstall tilsier at produksjon på 2 tonn hydrogen i døgnet vil ha et effektbehov på over 4 MW. En produksjon på 400 kg døgnet vil ha et behov på i overkant av 1 MW. Det kan tenkes at et anlegg for hydrogenproduksjon kan dele kapasitet med landstrøm til cruise, men en utfordring er at bufferlagring vil være svært dyrt og det vil være vanskelig å finne markedssegmenter som ikke har behov for hydrogen i cruisesesongen.

### 8.1.4 Ekstern tilførsel

Regjeringen sin satsning på hydrogenknutepunkter og det store fokuset på hydrogen som energibærer i Norge og Europa har ført til at flere norske selskaper jobber med å

<sup>46</sup> <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>

<sup>47</sup> [https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_12.pdf](https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf)

<sup>48</sup> [https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_12.pdf](https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf)

etablere produksjon av hydrogen. Dette gjør at det i fremtiden trolig vil være mulig å importere hydrogen fra eksterne produsenter. Eksterne produsenter vil trolig kunne produsere hydrogen for en lavere pris, og i større volum. Transport av hydrogen er imidlertid kostbart, så til tross for lavere produksjonskostnad er det likevel usikkert om importert hydrogen vil være rimeligere enn lokalprodusert hydrogen.

Meråker hydrogen er en aktuell leverandør av hydrogen til Brattøra. Meråker hydrogen ønsker blant annet å utnytte innestengt vannkraft i Meråker til å produsere hydrogen i overskuddsperioder. Planen er å etablere en fabrikk som produserer opptil 10 tonn grønt hydrogen daglig, som tilsvarer en installert elektrolysekapasitet på 23 MW.<sup>49</sup> Fra Meråker kan hydrogenet transporteres via jernbane eller på vei.

### 8.1.5 Lagring

Hydrogen kan utnyttes som energilager og kan derfor tenkes å kunne løse noen av utfordringene i energisystemet på Brattøra. Hydrogen kan lagres i ulike hydrogenbærere og lagringskapasiteten er først og fremst avhengig av tilgjengelig areal og valgt teknologi. Det kan være aktuelt både med energilagring i hydrogenbærere i tilknytning til kraftsystemet, men også i forbindelse med bunkring eller forsyning av transport. Dimensjonering av lagringssystemene vil avhenge av markedet for hydrogen, hvor spesielt sjøtransport, langdistanse landtransport (turbusser og lastebiler) og asfaltproduksjon er aktuelle markedssegmenter.

Rent hydrogen lagres under høyt trykk (350 bar) eller ved å gjøre det flytende ved ca. 253 kuldegrader. Flytendegjøring er mindre energieffektivt og dyrere en komprimering, og er i all hovedsak relevant for store anlegg. Hydrogen kan som nevnt også lagres i kjemiske bindinger i ammoniakk eller flytende i en blanding med organiske oljer (LOHC). Ammoniakk er allerede en stor innsatsfaktor i blant annet produksjon av kunstgjødsel, og transport og lagring i denne formen er derfor allerede utbredt og moden. LOHC er på sin side svært ungt, og det er få eller ingen større anlegg i Europa.

Dersom lagring av hydrogen skal fungere som et alternativ til utbygging av nett vil det være behov for lokal produksjon eller import, lagring og til slutt omforming til elektrisitet. Hvis hydrogenet skal produseres lokalt, for eksempel fra overskuddsenergi fra Brattøra, så er elektrolyse og videre komprimering, flytendegjøring eller omforming til ammoniakk/LOHC relevant. I denne størrelsesorden anses komprimert hydrogen som mest hensiktsmessig. Det er flere praktiske utfordringer knyttet til utnyttelsen av hydrogenbærere som energilager. Disse er omtalt under.

Hydrogen kan omgjøres til elektrisitet i en brenselcelle. Dette gjelder spesielt «ren» hydrogen, men også ammoniakk. En klar fordel med ammoniakk er at stoffet også kan brukes i forbrenningsmotorer. Det finnes flere produsenter som kan levere brenselcellesystemer i relevante størrelser, og både antall løsninger og tilbydere er ventet å øke de kommende årene. Et relevant eksempel er norske TECO 2030 som planlegger å levere modulære brenselcellesystemer hvor flere moduler kan kombineres til ønsket effekt.

Til tross for at hydrogen ofte nevnes som en løsning på energi- og effektutfordringer er hydrogenteknologi fortsatt relativt ungt og dyrt. DNV utførte i 2020 en studie og kunnskapsgrunnlag for Enova hvor investeringskostnader for hydrogen brukt til energilagring ble kartlagt. I studien har DNV estimert kostnaden for hydrogen som energilager (strøm til hydrogen til strøm) til å være fra 3,1 – 9,2 kr/kWh i 2020 og 2,1 – 6,5 kr/kWh i 2030.<sup>50</sup>

<sup>49</sup> <https://finansavisen.no/nyheter/energi/2021/06/24/7694569/aker-clean-hydrogen-investerer-i-trondelag>

<sup>50</sup> «Lagringsteknologier for fleksibilitet i energisystemet», DNV GL 2020

### 8.1.6 Sikkerhet og arealbehov

En utfordring med utnyttelse, lagring eller produksjon av hydrogen på Brattøra er kravene til sikkerhet og arealbehov. Rent hydrogen er som regel trykksatt ved svært høye trykk, og det er strenge krav til design av hydrogensystemer for å unngå lekkasjer. Dette er fordi en hydrogenlekkasje av en viss størrelse vil med høy sannsynlighet antenne, og ved høye gasskonsentrasjoner så vil konsekvensene av en antenne typisk være verre enn en tilsvarende naturgasseksplasjon. Dette gjør at produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen krever store sikkerhetssoner.

Det er Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap (DSB) som har ansvaret for lovene som regulerer sikkerheten rundt produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen. Spesielt viktig er storulykkeforskriften, som er relevant hvis det lagres mer enn 5 tonn hydrogen. Forskriften har ingen generelle krav til avstand eller sikkerhetssoner, men den anbefaler at en eier av et lagringsanlegg skal utføre en kvantitativ sikkerhetsanalyse og en tilhørende arealdisponeringsplan som omtaler sikkerhetssonene.<sup>51</sup> Størrelsen på sikkerhetssonene vil da følgelig avhenge av risikoen for ulykker.

Produksjon, lagring eller omsetting av hydrogen på Brattøra vil ha et arealbehov som vil være i konflikt med ambisjonene for byutvikling. Disse arealutfordringene kan løses med undersjøisk lagring, som ble pekt på som en mulighet fra et av konsortiene i Utslippsfri hurtigbåtprosjektet.<sup>52</sup> Arealutfordringene vil også løses dersom det anses som samfunnsøkonomisk at dagens ubebygde arealer på Brattøra utnyttes, men dette vil også avhenge av at en ekstern aktør ser det som lønnsomt.

Det er andre sikkerhets- og arealutfordringer knyttet til ammoniakk og LOHC. Ammoniakk er svært lite antenne, men er på sin side giftig og det er derfor strenge føringer for å unngå lekkasjer, spesielt i områder hvor mennesker oppholder seg. LOHC kan lagres i vanlige dieseltanker, men energitettheten er lavere og det trengs derfor større volum. Det finnes i tillegg få eller ingen lagringsanlegg for LOHC i industriell skala i dag. INC-gruppen som holder til på Fjordbase utenfor Florø, og energiselskapet SFE, har dannet et felles selskap som satser på produksjon- og lagring av LOHC.

### 8.1.7 Potensial på Brattøra

Hvis Trondheim Havn eller andre aktører skal satse på omsetning av hydrogen på Brattøra er en nødvendig utløsende faktor et betydelig behov fra en eller flere større aktører. En klar fordel med Brattøra er at et slikt utløsende behov kan fasilitere utvikling hos andre aktører, og etter hvert skape et forholdsvis stort og variert markedsgrunnlag. For Trondheim Havn og de andre prosjektpartnerne er det i all hovedsak hurtigbåtanbud, Kystrute-anbud eller utviklingen innen godssegmentene som kan utgjøre slike utløsende faktorer.

Slik utviklingen av Brattøra er skissert, med betydelig fortetting og urbanisering, så virker det uegnet å planlegge for større områder til lagring og/eller produksjon av hydrogen eller ammoniakk. Denne utfordringen kan løses ved å utnytte undersjøisk areal, men dette vil trolig gi kostnadsøkninger.

<sup>51</sup> <https://www.sintef.no/contentassets/7a7bf0e26fd44cbfb973dd47736b056a/20180102-forsyning-kainanlegg-sikkerhet-hydrogenhurtigbat-trondelag-v1.1.pdf>

<sup>52</sup> <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/brodrene-aa-sluttrapport-offentlig.pdf>

## 8.2 Biogass

Biogass kan utnyttes som energibærer og energikilde, men det er ikke mulig å produsere biogass lokalt. Ved forbrenning kan biogass produsere både strøm og varme.

- **Marked:** Markedet for biogass på Brattøra har mange likheter med markedet for hydrogen, og i flere segmenter er hydrogen og biogass konkurrenter. Det største kortsiktige markedet for biogass er knyttet til gassdrevne busser og tungtransport, men langsiktig så potensialet stort også innen sjøfart.<sup>53</sup> Et annet viktig markedspotensial for biogass er strøm- og varmeproduksjon.
- **Ekstern tilførsel:** Ettersom det er et lite potensial for lokal produksjon av biogass på Brattøra så er aktørene som ønsker å bruke eller tilby dette avhengig av ekstern tilførsel. En naturlig leverandør av biogass er selskapet Biokraft, som har produksjon av biogass på Skogn. Biokraft har planer om en total produksjonskapasitet på 25 millioner Nm<sup>3</sup> per år, og produserer biogassen med avfall og biprodukter fra fiskeoppdrett og Norske Skog sitt anlegg på Skogn.
- **Arealbehov:** Også ved lagring så er biogass sammenlignbart med hydrogen. Lagring av biogass krever sikersavstander, noe som kan være utfordrende på Brattøra.

Det er ikke gjort ytterligere kartlegging av potensialet for biogass på Brattøra.

## 8.3 Termisk energilagring

Et energikonsept som også kan være aktuelt for Brattøra er termisk energilagring. Et termisk energilager eller varmelager kan brukes på samme måte som et batteri. På Brattøra er det spesielt tre konsepter som anses å ha betydelig potensiale:

- Statkraft Varme har betydelig overskuddsproduksjon av varme fra avfallsforbrenning på sommeren og dette kan lagres til perioder med underskudd.
- Et varmelager kan bistå med peak-shaving i fjernvarmenettet.
- Et varmelager kan bidra til å løse effektproblematikken i kraftnettet på Brattøra ved å gi muligheten til å koble ut elektrisk oppvarming i utvalgte timer.

I konseptutredningen på Nyhavna har kommunen og Asplan Viak kartlagt potensialet for å etablere et borehullsbasert sesongvarmelager (geotermos). Et større varmelager på Nyhavna vil kunne dekke flere av de samme behovene som et varmelager på Brattøra. Det er derfor ikke blitt kartlagt ytterligere potensial for termisk energilagring på Brattøra i konseptutredningen.

<sup>53</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1652/M1652.pdf>

## 9. Forretnings- og samarbeidsmodeller

For at Trondheim Havn og de andre prosjektpartnerne skal lykkes med å løse utfordringene i energisystemet på Brattøra så er gode forretningsmodeller som sikrer økonomisk avkastning og reduserer risiko for de involverte aktørene viktig. Dette kapitlet tar for seg mulige forretnings- og samarbeidsmodeller som havna og de andre prosjektpartnerne kan utnytte for å muliggjøre samarbeid om aktuelle energikonsepter. Kapitlet beskriver også mulige strategiske valg for å komme fram til en forretningsmodell.

### 9.1 Eierskapspraksis og samarbeidsmodeller i energibransjen

Det norske energisystemet er som kjent i en rivende utvikling. Produksjon av elektrisitet har historisk vært dominert av få store vannkraftverk, men blir nå i større grad preget av vindkraft, distribuert solcelleproduksjon og eksport/import fra utlandet. I tillegg vokser bruken av elektrisitet som energibærer, og utviklingen av alternative lagringsteknologier øker bruksområdene for dette. De store endringene i energisystemet har banet vei for nye forretningsmodeller, nye aktører og utvikling av markedsområdet til eksisterende aktører.

Disse nye forretningsmodellene og aktørene utgjør et stort potensial for inspirasjon og/eller samarbeid for havna og de andre prosjektpartnerne. I dette kapitlet blir noen av de aktuelle samarbeidsmodellene og aktørene beskrevet.

#### 9.1.1 Modeller for drift og eierskap av energianlegg

Felles for havnas investering i et landstrømanlegg til cruise, og flere av de mulige energikonseptene som er omtalt i konseptutredningen, er at havna må ta stilling til en modell for drift og eierskap av anlegget. Energiloven stiller strenge krav til eierskap og drift av elektriske anlegg. Dette kapitlet går gjennom de mulige drifts- og eierskapsmodellene, med utgangspunkt i at det er snakk om et elektrisk anlegg som eieren ønsker å tilrettelegge for.

Det er tre hovedvarianter av drifts- og eierskapsmodeller som er aktuelle. De tre modellene avhenger i all hovedsak av i hvor stor grad havna og eksterne skal være involvert på eier- og driftssiden av anlegget, som vist i Tabell 18. Videre er det noen klare fordeler og ulemper ved de modellene, som er oppsummert i Tabell 19. Modellene for drift og eierskap er utdypet nærmere i 9.1.1.



Tabell 18 Modeller for eierskap og drift av elektrisk anlegg.

Operasjon	Tre modeller for drift og eierskap		
	1 Havna eier og drifter	2 Kombinert eierskap (havna og samarbeidspartner)	3 Eksternt selskap eier og drifter
Eierskap	Finansiell risiko hos havna	Samarbeidspartner deler finansiell risiko med havna	Eksternt selskap tar finansiell risiko
Drift- og vedlikehold	Nødvendig kompetanse og bemanning stilles av havna  (fra egen organisasjon eller innleid)	Samarbeidspartner og/eller havna stiller med nødvendig kompetanse og bemanning  (fra egen organisasjon eller innleid)	Eksternt selskap stiller med nødvendig kompetanse og bemanning  (fra egen organisasjon eller innleid)
Utforming av anlegg	Utforming bestemmes av havna med mindre noe annet er avtalefestet	Samarbeidspartner og havna bestemmer utforming sammen	Eksternt selskap bestemmer utforming av anlegg med mindre noe annet er avtalefestet

Tabell 19 Fordeler og ulemper/utfordringer for havna ved de ulike tre eierskaps-modellene

Operasjon	Tre modeller for drift og eierskap		
	1 Havna eier og drifter	2 Kombinert eierskap (havna og samarbeidspartner)	3 Eksternt selskap eier og drifter
Fordel	Utviklingen kan styres av havna.  Sentral posisjon som transport-hub kan enklere utvikles videre.	Samarbeidspartner deler finansiell risiko med havna.  Havna kan i større grad holde seg til kjernekompetanse.	Eksternt selskap tar finansiell risiko.  Eksternt firma stiller med kapasitet og kompetanse til forsvarlig og forretningsmessig drift av anlegg.
Ulempe/utfordring	Finansiell risiko ligger hos havna.  Kompetanse og personell for forsvarlig drift av anleggene må leveres av havna.	Havna mister deler av handlingsrommet ved styring av anlegg.  Avklaring av ansvarsområder og samarbeid med eksternt partner kan være (internt) ressurs krevende.  Havna mister deler av potensiell oppside.	Havna mister hele eller deler av handlingsrommet ved styring av anlegg.  Havna mister hele eller deler av potensiell oppside (fortjeneste).

Før havna kan fatte investeringsbeslutning i et energianlegg, må eierskapsmodell avgjøres. I prinsippet foreligger det tre mulige eierskapsmodeller:

- 1) Havna eier anlegget selv
- 2) Havna inngår avtale med eksternt part om kombinert eierskap av anlegg

### 3) Ekstern part eier anlegget

Ulempene med at havna gir fra seg hele eller deler av eierskapet til anlegget er at havna vil miste noe av handlingsrommet ved styring av anlegget og deler av potensiell oppside (fortjeneste). Fordelene ved å gi fra seg hele eller deler av eierskapet er at havna kan få bistand med finansiering og etablering, redusere egen finansiell risiko og kan ta del i en spesialisert virksomhet som kan øke profitten i driften. I tillegg kan havna få større mulighet til å fokusere på sin kjernevirksomhet.

For å drifte et energianlegg må aktøren eller aktørene som eier anlegget sørge for tilstrekkelig kompetanse. Flere av de nye energikonseptene drøftet i konseptutredningen ligger utenfor det som tradisjonelt har vært havnas kjernevirksomhet, og krever en kompetanse havna i dag ikke besitter. Denne kompetansen må enten utvikles internt eller leies inn fra eksterne.

For elektriske anlegg er det et spesielt skille mellom lavspente og høyspente anlegg. For lavspente anlegg (<1000 V ac) vil ordinære driftsoppgaver og bruk av anlegg kunne gjøres av ordinært havnepersonell, skipspersonell eller brukere av anlegget. For høyspente anlegg vil det være behov for sertifisert høyspent-kompetanse og det er i tillegg strenge krav til driftsorganisasjonen. Noen sentrale elementer ved valg av driftsmodell for et teknisk energianlegg er gitt under:

- **Behov for høyspentkompetanse**, eller annen spesialkompetanse, kan dekkes gjennom avtaler med underleverandører eller samarbeidspartnere. For eksempel kan havna inngå en driftsavtale med et lokalt nettselskap eller et lokalt elektrofirma, hvor denne parten fungerer som driftsleder for høyspent anlegg. Dette kan også løses ved partnerskap i driftsfasen, hvor høyspent-krav typisk er dekket gjennom egen organisasjon eller avtaler med underleverandører. Å bemanne opp selv er i prinsippet også mulig, men vil for de fleste havner normalt være en mer kostbar løsning.
- **Løpende arbeidsoppgaver ved drift og vedlikehold** av landstrømsanlegg vil i de fleste tilfeller ikke være omfattende nok til å dekke en fast ansatt. Ettersom høyspent-anlegg krever sertifisert personell for arbeid med anlegg vil det være en betydelig ekstra-kostnad for dette.
- **Rettigheter til prissetting:** En modell hvor et eksternt selskap eier og drifter eller en modell med kombinert eierskap av landstrømanlegg kan være i konflikt med lokale målsetninger om å redusere fossile utslipp og støy. Med slike modeller vil havna normalt helt eller delvis si fra seg retten til å sette prisen. Eksterne eiere har ikke nødvendigvis det samme målet med et energianlegg som havna, og kan derfor ha sterkere insentiver enn havna til å sette pris eller lignende på et nivå hvor overskuddet maksimeres. Dette kan uheldige effekter for bruken av anlegget, for eksempel kan høy pris på landstrøm føre til at skipseiere vil velge å produsere strøm selv. Dette kan hindre at man når mål om å redusere fossile utslipp.

### 9.1.2 Energy as a service

*Energy as a service* (EaaS) er en type forretningsmodell som blir stadig mer i utbredt i Norge og resten av verden. Det er ingen ensformig definisjon av EaaS, men et fellestrekk for selskaper som tilbyr EaaS er at en rekke tjenester knyttet til rådgivning, installasjon, finansiering og styring av energiteknologier eller energiløsninger integreres i en felles tjeneste som forenkler opplevelsen for kunden.

Bruken av EaaS-modellen er spesielt aktuell for nye teknologier som solceller, batterier, ladesystemer, mikronett og lignende. Hvor mange og hvilke tjenester som inngår i en EaaS varierer ut fra tilbyder, men typisk er tjenestene for eksempel:

- **Energirådgivning;** utforming av strategier og kartlegging av mulighetsrom for å optimalisere kundens forbruk og produksjon
- **Installasjon og finansiering;** bistand med utforming, dimensjonering, installasjon og finansiering av energianlegg
- **Styring;** leveranse av automatiske styresystemer, optimalisering av drift, overvåkning og administrasjon av service og vedlikehold

Et annet viktig aspekt med EaaS er at prismodellen typisk varierer fra tradisjonelle energitjenester. I tillegg til fortjeneste fra marginene ved fysiske installasjoner og selskapenes finansieringsmodeller, så kommer inntektsstrømmen til EaaS-selskapene gjerne gjennom abonnementsordninger eller som en andel av fortjenesten ved å utnytte EaaS-løsningen.

Det finnes også tilgrensende forretningsmodeller til EaaS, for eksempel *Power as a service* (PaaS). PaaS retter seg mot større effektforbrukere som eier eller vurderer å investere i høyspent elektrisk infrastruktur. En PaaS-tilbyder kan da eie og drifte den elektriske infrastrukturen, slik at kunden kan fokusere på sitt kjerneområde.

Flere selskaper tilbyr i dag EaaS-tjenester innenfor ulike segmenter i Norge. Et kjent selskap er Otovo, som blant annet tilbyr installasjon og drift av solceller gjennom en leasing-løsning. I tillegg til Otovo er det en rekke tradisjonelle vannkraftselskaper som har startet egne satsninger på blant annet hurtig- og sakteladenettverk, energiforsyningstjenester og landstrøm. I tillegg har svenske Vattenfall AB startet en satsning på PaaS. Noen av disse tilbyderne og deres forretningsmodeller er kort presentert under.

### Landstrøm

For landstrømanlegg som allerede er etablert er det en klar overvekt av anlegg som eies 100% av offentlige havner eller 100% av selskaper som eier og drifter havna, typisk offshore-baser, verft, industribedrifter osv. Dette gjelder hovedsakelig for lavspente anlegg.

Det finnes etter hvert også selskaper som spesialisere seg på eierskap og drift av elektrisk infrastruktur og spesielt landstrømanlegg. Tre nevneverdige selskaper er Plug, Vattenfall og Fjuel. Felles for selskapene er at de bistår eller ønsker å bistå havner med eierskap, drift og finansiering av landstrømanlegg.

Plug eier og drifter anlegg i Bergen og Ålesund havn. Disse anleggene eies gjennom lokale selskaper, for eksempel Plug Bergen, som eies 50% av Plug Holding og 50% av Bergen havn, og Plug Ålesund, som eies 50% av Plug Holding og 50% av Ålesund havn. Tilsvarende har Troms kraft og Tromsø havn etablert Fjuel, som eier og drifter landstrømanleggene i Tromsø og som ønsker å utvide sin virksomhet til andre havner. I tillegg finnes det mindre initiativer som har oppstått ved lokale samarbeid mellom havnemyndigheter og energiselskaper, for eksempel i Stavanger og Oslo. Det er usikkert om disse selskapene planlegger større satsninger.

Forretningsmodellene til landstrømselskapene er forskjellige, hvor spesielt Fjuel og Vattenfall virker å ikke ha landet på en konkret forretningsmodell enda. Det er ukjent hvor store praktiske forskjeller det vil være i forretningsmodellene til de tre selskapene. De ulike alternativene bør undersøkes nærmere når havna lander på en konkret forretningscase. Noen viktige elementer ved eksternt eller kombinert eierskap av landstrømanlegg er:

- **Konsesjon:** eksternt eller kombinert eierskap vil ikke endre kravene til anleggskonsesjon for de elektriske anleggene, selv om kravet til omsetningskonsesjon i flere tilfeller trolig kan unngås. Dette skyldes at NVE er opptatt av at eierskap og ansvar for el-sikkerhet skal være klart definert, og ikke uklart fordelt mellom forskjellige del-eiere av infrastruktur.
- **Prosjektgjennomføring- og utvikling:** havna kan alliere seg med eksterne selskaper som har erfaring med etablering av landstrømanlegg og som kan håndtere innkjøp og prosjektgjennomføring.
- **Finansiering:** tilgang på eksternt kapital kan være aktuelt for å dekke inn investeringer i nett- og landstrømsanlegg. Utbyttekrav fra kommunene (havnas eiere) er ofte til hinder for å finansiere investeringer med årlige driftsoverskudd. Tilgang på kapital kan sikres gjennom å gi fra seg eierskap i landstrømsforretningen.

Ved å invitere inn et eksternt selskap som eier vil havna unngå investeringer og slippe å ta finansiell risiko. En ryddig avtale mellom eier og bruker om vilkår for bruk av ladetjenester må sikre en balanse mellom inntjening for eier og akseptable driftskostnader for brukerne av anleggene.

- **Kompetanse:** for at et selskap skal kunne eie og ha konsesjon på et høyspent anlegg kreves det en driftsorganisasjon med tilstrekkelig kompetanse og nødvendig sertifisering. Havna kan dekke disse kravene ved hjelp av samarbeid med selskaper som har denne kompetansen i organisasjonen.

### Ladeinfrastruktur for landtransport

En rekke av de tradisjonelle norske vannkraftselskapene har de siste årene satset på ladeinfrastruktur til landtransport, i all hovedsak til personbiler. Det er eksempler på både hurtiglading og saktelading, og tilbud rettet både mot private og bedrifter. I tillegg til de norske ladeoperatørene som i all hovedsak stammer fra kraftselskapene er det også flere internasjonale satsninger, blant annet Ionity, Tesla og Recharge (Fortum Charge&Drive). En rask beskrivelse av de mest relevante tilbyderne av ladeinfrastruktur for landtransport er gitt i Appendix 5.

Det er per dags dato ingen av aktørene som har tatt betydelige markedsposisjoner innen lading av tungtransport, men dette forventes å komme enten gjennom utnyttelse eller utvidelse av eksisterende ladenettverk. Flere av ladeaktørene samarbeider med grunneiere eller andre aktører for å finne lokasjoner for å utvide sitt ladenettverk.

### Energioptimalisering, solceller og batterier

En rekke selskaper tilbyr tjenester og teknologi innen energioptimalisering, solcelleanlegg og batteriløsninger. Det er ikke blitt gjort en detaljert kartlegging av dette markedet, men et interessant initiativ som bør nevnes er «Grønt Hjerte AS».

Grønt hjerte er et initiativ til en ny forretningsmodell hvor «Trøndelag fylkeskommunen satser på å utvikle teknologi og forretningsmodell for høsting og lagring av energi fra egen bygningsmasse for produksjon og distribusjon til egne bygg og nærområder.» Fylkeskommunen sin modell går ut på å samarbeide med teknologi- og kraftselskaper for å realisere de ressursene som fylkeskommunen sitter på, men ikke klarer å utnytte. Hvis Trondheim kommune følger en slik modell vil dette kreve en organisasjon med

kompetanse som også havna kan ha nytte av å samarbeide med, både for egne bygg og for annen elektrisk infrastruktur.

## 9.2 Roller på Brattøra

### 9.2.1 Havnas rolle

Det forventes i fremtiden at tilknytning til land- og ladestrømanlegg vil være en naturlig del av et skips anløp til Brattøra. Standardiserte løsninger gjør at til- og frakobling av lavspente landstrømanlegg kan utføres av skipspersonell, eller kan tilbys som en ekstratjeneste av havnepersonell ved behov. For høyspente anlegg forventes det at til- og frakobling fortsatt vil kreve sertifisert høyspent-kompetanse. Det anses som lite hensiktsmessig at havna skal tilby denne tjenesten med eget personell, da dette er noe som naturlig kan administreres gjennom samarbeid med lokale elektroselskaper eller andre selskaper som innehar denne kompetansen.

Resultatene fra kartleggingen av energi- og effektforbruk viser at Trondheim Havn vil, direkte eller indirekte, bli en betydelig omsetter av elektrisk energi. For å selge landstrøm må havna også kjøpe inn strøm fra et kraftselskap. Med de energimengdene som forventes at omsettes fra land til sjø på Brattøra i fremtiden vil det typisk være snakk om store innkjøpsavtaler som det ikke nødvendigvis er hensiktsmessig at havna forhandler og betjener selv. Samarbeid med eksterne selskaper kan blant annet gi følgende fordeler:

- Stordriftsfordeler ved kjøp av infrastruktur
- Stordriftsfordeler ved kjøp av strøm
- Kompetanse knyttet til prosjektutvikling
- Reduserte kostnader ved drift/vedlikehold
- Reduserte kostnader ved til- og frakoplingsprosesser for høyspente anlegg
- Større mulighet til å reservedeler osv.
- Hvis selskapet har omsetningskonsesjon, kan dette gi større muligheter for profitt fra landstrømanlegget og havna slipper å søke om dette ved en evt. innføring av et krav for omsetningskonsesjon i fremtiden.

Havna kan, som et IKS, også ha store fordeler med å samarbeide med sine eierkommuner om omsetting av elektrisk energi. Det forventes at kommunene i fremtiden vil ta et større ansvar for lokal produksjon av energi i egne bygg. Dette er blant annet noe fylkeskommunen har gjort gjennom sin satsning på «Grønt hjerte AS». Grønt hjerte er et initiativ til en ny forretningsmodell hvor fylkeskommunen satser på å utvikle teknologi og forretningsmodell for høsting og lagring av energi fra egen bygningsmasse for produksjon og distribusjon til egne bygg og nærområder. Hvis Trondheim kommune følger en slik modell vil dette kreve en organisasjon med kompetanse som også havna kan ha nytte av å samarbeide med, både for egne bygg og for annen elektrisk infrastruktur.

Frem mot 2040 er det store usikkerheter i markeds- og teknologiutvikling. Dette gjør at Trondheim Havn sin rolle i en verdikjede for alternative energibærere er vanskelig å konkretisere, men man kan anta at denne vil være lik som havnas rolle i land- og ladestrøminfrastruktur.

### 9.2.2 Andre aktører sine roller

#### Kommunens rolle

Trondheim kommune har en viktig rolle som plan- og reguleringsmyndighet, i tillegg til å være største eier i Trondheim Havn IKS. For utviklingen av Nyhavna har Trondheim kommune og Trondheim Havn opprettet et felles selskap, «Nyhavna utvikling AS», som skal sikre en bedre bærekraftig utvikling av området enn det som er pålagt gjennom plan- og bygningsloven. Hvis samarbeidet mellom kommunen og havna lykkes for Nyhavna kan det forventes en tilsvarende modell for Brattøra.

Asplan Viak har gjennom konseptutredningen på Nyhavna kartlagt kommunens mulighet til å kreve nullutslippsløsninger gjennom plan- og bygningsloven. Funnene fra Nyhavna er i stor grad overførbare til Brattøra. Asplan Viak peker blant annet på følgende begrensninger<sup>54</sup>:

- Kommunen kan ikke sette grenseverdier for utslipp med dagens regelverk.
- Kommunen kan stille krav til teknisk infrastruktur, men ikke krav til energiform og energibærer.
- Kommunen kan ikke stille krav til energieffektivitet utover byggt teknisk forskrift (TEK).
- Det er uvisst om kommunen kan stille krav til solceller.

På overordnet nivå så anses kommunen sitt handlingsrom til å kreve nullutslippsløsninger eller andre ambisiøse energiløsninger som begrenset. De viktigste tiltakene som kommunen kan gjøre for å avlaste energisystemet på Brattøra er:

- Statkraft varme kan søke til kommunen om at det etableres tilknytningsplikt i medhold av plan- og bygningsloven. Dette gjelder for nye bygg og ved større ombygginger. Tilknytningsplikten innebærer ikke utnyttelse av fjernvarmen. Det er uvisst om det er tilknytningsplikt på Brattøra, men dette er et tiltak hvor Trondheim kommune kan bidra til å redusere utfordringene i kraftnettet.
- Kommunen kan vurdere å definere hele eller deler av Brattøra som til nullutslippssone. Det er foreløpig ikke et klart hjemmelsgrunnlag for nullutslippssoner fra nasjonale myndigheter, men nullutslippssoner ble meldt som et ønsket tiltak i regjeringens klimaplan for 2021-2030 (Meldt. St. 13).<sup>55</sup>
- Gjennom utbyggingsavtaler med utbyggere kan Trondheim kommune påvirke utforming av ny bebyggelse på Brattøra. Kommunen har et spesielt handlingsrom knyttet til grønn mobilitet, som vil påvirke ladebehovet knyttet til persontransport på Brattøra. I et prosjekt på Vestre Billingstad i Asker kommune har utbyggingsavtaler blitt brukt til å blant annet sette krav til trafikkbelastning gjennom tilrettelegging av alternative transportformer. I dette inngår blant annet bruk av bildelingsløsninger i bygget.

## Tensio sin rolle

Tensio er underlagt regulering av Reguleringsmyndigheten for Energi (RME). Det er RME sitt ansvar å regulere nettselskapene slik at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte. Et viktig prinsipp i regulering av nettselskap er likebehandling, dvs. at alle aktører skal behandles nøytralt. Dette betyr i utgangspunktet at Trondheim Havn eller

<sup>54</sup> Sluttrapport Nyhavna som nullutslippsområde, Trondheim kommune

<sup>55</sup> <https://www.oslo.kommune.no/slik-bygger-vi-oslo/nullutslippssone/#gref>

andre aktører på Brattøra kan forskjellsbehandles, men allikevel kan Tensio bidra til å realisere flere av energikonseptene som er vurdert i konseptutredningen.

For å stimulere til økt forskning og utvikling (FoU) i nettselskapene har RME innført en finansieringsordning for kostnader ved FoU. Finansieringsordning gir full kostnadsdekning til prosjekter som kan bidra til økt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet, begrenset oppad til ca. 1 % av inntektsrammen. RME sin finansieringsordning for FoU gjelder også for piloter og demonstrasjonsprosjekter.<sup>56</sup>

For flere av energikonseptene som er vurdert i konseptutredningen vil Tensio være en svært sentral aktør. Ettersom flere av energikonseptene øker effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet, kan Tensio søke i RME sin finansieringsordning for å dekke sine kostnader ved FoU-virksomhet knyttet til å realisere energikonseptene. Dette betyr at Tensio har gode muligheter til å bidra med kompetanse og kapasitet «kostnadsfritt».

### **Statkraft Varme sin rolle**

Statkraft Varme har, som infrastrukturtilbyder, en sentral rolle i utviklingen av Brattøra. Gjennom sin fjernvarmekonsekssjon kan Statkraft Varme søke om tilknytningsplikt for ny bebyggelse, noe de antakeligvis vil gjøre. Allikevel er utnyttelsen av fjernvarme avhengig av hvor godt Statkraft Varme lykkes med å tilby et produkt som kan konkurrere mot andre oppvarmingsløsninger. Dette innebærer at Statkraft Varme, og andre fjernvarmetilbydere, må jobbe med å redusere både pris og utslipp.

For å bidra til å løse utfordringene i energisystemet på Brattøra har Statkraft varme en unik rolle til å utnytte sitt fleksible elektrisitetsforbruk til å avlaste kraftnettet i utfordrende driftssituasjoner. Dette gjøres i dag gjennom avtaler om utkoblbart forbruk, mens det i fremtiden forventes at dette i større grad styres gjennom fleksibilitetsmarkeder. Statkraft Varme kan også utnytte sin fleksibilitet til å bidra til at Trondheim Havn kan lykkes med å etablere landstrøm til cruise på en økonomisk bærekraftig måte.

### **Trøndelag fylkeskommune sin rolle**

Fylkeskommunen sin rolle på Brattøra er i all hovedsak knyttet til utvikling av kollektivtransporten. For å redusere presset på kraftnettet er det viktig at fylkeskommunen tilrettelegger for et kollektivsystem som kan konkurrere med alternative transportmåter. Dette innebærer at kollektivtilbudet gir tilstrekkelig kapasitet og forutsigbarhet, men ettersom «miljøvennlighet» er et av argumentene for å bruke kollektivt vil det innen svært få år trolig også være svært viktig at kollektivtransporten også lykkes med de nødvendige utslippsreduksjoner.

Utslippsreduksjoner i kollektivtransporten vil påvirke energisystemet på Brattøra og her har fylkeskommunen mulighet til å planlegge helhetlig for å redusere belastningen på kraftnettet. Dette innebærer planlegging av lading for å redusere toppeffekt, for eksempel mellom ulike laster til hurtigbåt og busser, men også koordinering med andre aktører sitt forbruk.

Fylkeskommunen vil også gjennom Grønt Hjerte AS, samle erfaringer som vil være svært relevant for flere av aktørene på Brattøra, kanskje spesielt Trondheim Havn og Trondheim kommune. Fylkeskommunen kan gjennom deling av resultater fra Grønt Hjerte være med på å påvirke hvordan Trondheim Havn og Trondheim kommune innretter seg mot en grønnere byutvikling.

<sup>56</sup> <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/11021908-7ec7-4eed-99bb-338b30a3bfec/202119109/3425687>

## Andre selskap sin rolle

Også andre selskap enn de overnevnte vil spille viktige roller på Brattøra. For Trondheim Havn og Trondheim kommune kan det være aktuelt å inngå samarbeidsavtaler med eksterne selskaper for å lykkes med ønsket utvikling. I dette inngår blant annet:

- **Teknologileverandører** vil bidra med tekniske løsninger og innovasjon. Her er det spesielt leverandører av solcellesystemer, energilagring og styringssystemer som blir viktige.
- **Energiselskaper** kan bidra med energirelatert kompetanse, innovative forretningsmodeller og stordriftsfordeler ved kjøp av strøm eller teknisk utstyr. Det anses som spesielt aktuelt for Trondheim Havn og Trøndelag fylkeskommune å inngå avtaler med energiselskap i tilknytning til infrastruktur for deres land- og ladestrømsystemer.
- **Aktører med støttemuligheter for prosjektutvikling, investering og markedsutvikling** vil spille en avgjørende rolle for å lykkes med å redusere utslipp fra utviklingen på Brattøra. En gjennomgang av relevante støtteordninger er gitt i Appendix 6.

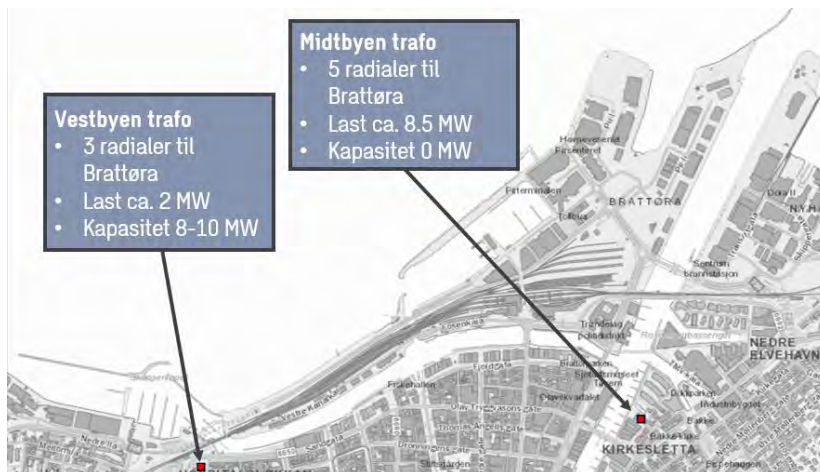


# Appendix 1

## Infrastruktur på Brattøra

### Kraftnett

Tensio TS er områdekonesjonær i kraftnettet i gamle Sør-Trøndelag og er ansvarlig for å bygge og drifte distribusjonsnettet og evt. fremtidig regionalnett på Brattøra.



### Fjernvarmenett

Statkraft varme (SV) har områdekonesjon for fjernvarme i Trondheim og i dag dekker fjernvarme 30% av Trondheims oppvarmingsbehov. Hovedsentralen til SV er forbrenningsanlegget på Heimdal. Dette anlegget produserer varme ved å brenne opp restavfall fra hele Midt-Norge og dekker rundt 80% av fjernvarmebehovet i Trondheim (2020-tall). I tillegg til hovedsentralen er det etablert undersentraler rundt omkring i byen, blant annet i Midtbyen og på Brattøra. Fjernvarmesystemet i Trondheim, med de ulike varmesentralene, er vist i Figur 49. I tillegg til spillvarme fra avfallsforbrenning på Heimdal, utnytter SV biogass, spillvarme fra industri, briketter, el-kjel, LPG, LNG, Bio-lje og fyringsolje i sin varmeproduksjon.<sup>57</sup>

<sup>57</sup> BREEAM nøkkeltall for Trondheim, 2020, Statkraft varme, <https://www.statkraftvarme.no/globalassets/0/statkraft-varme/om-fjernvarme2/klima-og-miljo/breeam-dokumentasjon/2020/breeam-nokkeltall-trondheim.pdf>



Figur 49: Fjernvarme og varmesentraler i Trondheim. Kilde: Statkraft varme

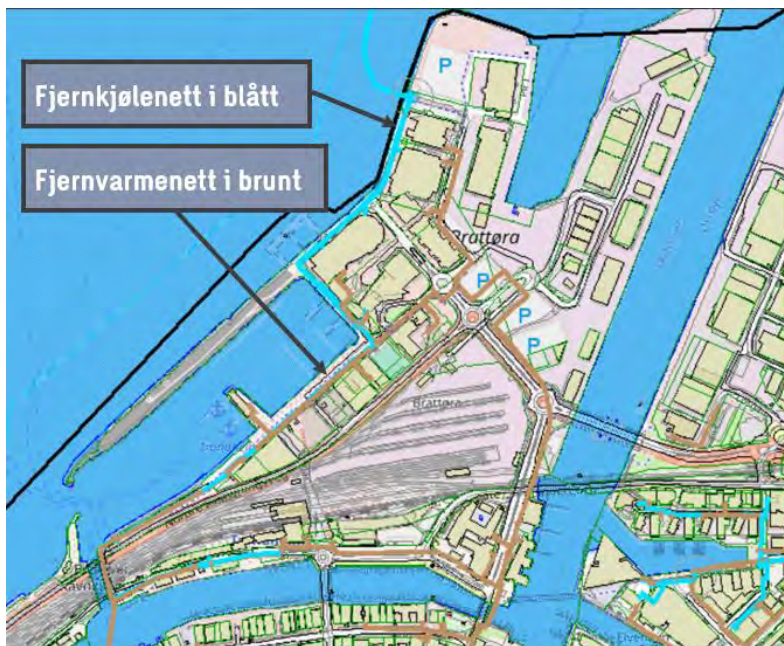
Fjernvarmen i Trondheim hadde i 2020 en beregnet utslippsfaktor på 36,1 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Hovedbidraget til denne utslippsfaktoren var bruk av el-kjeler (17 gCO<sub>2</sub>e/kWh), LPG (10,1 gCO<sub>2</sub>e/kWh) og LNG (7,8 gCO<sub>2</sub>e/kWh). Disse beregningene er gjort med utslippsfaktorene som er lagt til grunn i Breeam Nor sin tekniske manual. Dette betyr at selv om avfallsforbrenning er et stort punktutslipp, så regnes ikke dette utslippet som en del av utslippsfaktoren for fjernvarmen.

SV forventer en endring av sammensetning av sin varmeproduksjon frem mot 2030. Dagens kapasitet og type varmeproduksjon i de ulike varmesentralene er vist i Figur 51. Spesielt interessant for Brattøra er plasseringen av en 20 MW elektrokjel i Midtbyen og 1 MW varme- og kjølepumpe på Brattøra.

SV forventer blant annet å ta i bruk varmepumper til varmeproduksjon, øke sin utnyttelse av el-kjeler, redusere sin utnyttelse av LPG og LNG og øke sin utnyttelse av bio-olje. Statkraft varme sin prognose for 2030 tilsier at bruken av el-kjeler nesten dobles fra 2020 og at bruken av varmepumper utgjør nesten 26 GWh, eller nesten 5% av den totale produksjonen.

SV har en ambisjon om å utvikle fjernvarmesystemet sitt mot lavere temperaturnivåer, høyere grad av styring og økt utnyttelse av varmelagring. Fjernvarmenettet til Statkraft varme er til en viss grad allerede tilrettelagt for ny bebyggelse på Brattøra. Statkraft varme har kapasitet i fjernvarmenettet, men ved for eksempel flytting av godsterminalen og ny bebyggelse på denne tomten så vil Statkraft varme måtte økt kapasiteten ytterligere.

SV har delt eksisterende fjernvarme- og fjernkjølingstraseer på Brattøra. Disse er vist i Figur 50. Fjernvarmenettet er knyttet til Midtbyen gjennom rør i Brattørbrua og sjøkabel ved Ravnkloa. Ved utbygging av Nyhavna er det ifølge SV naturlig å se fjernvarmesystemet her i sammenheng med fjernvarmesystemet på Brattøra.



Figur 50: Fjernvarme og fjernkjølenett på Brattøra. Kilde: Statkraft varme

<b>Heimdal varmesentral</b> 1x47 MW avfallskjel (2007) 2x16,5 MW avfallskjeler 2x10 MW oljekjeler 1x20 MW elektrokjel 20 MW (10 timer) akkumulatortank	<b>Øya varmesentral</b> 3x10 MW oljekjeler 1x25 MW elektrokjel	<b>Øya kjølesentral</b> 10,3 MW absorpsjonskjøling, kompressorkjøling, frikjøling mot elvevann.
<b>Midtbyen varmesentral</b> 1x20 MW elektrokjel	<b>Lilleby varmesentral</b> 1x20 MW naturgass/oljekjel 1x10 MW naturgass/oljekjel	<b>Nedre Elvehavn kjølesentral</b> 2x1MW absorpsjonskjølemaskin 2x1MW kjølemaskin
<b>Nidarvoll varmesentral</b> 2x25 MW gasskjel (LPG)	<b>Dragvoll varmesentral</b> 1x25 MW gasskjel (LPG)	<b>Brattøra kjølesentral</b> 1x1MW kompressorkjøling
<b>Heggstadmoen varmesentral</b> Ute av drift (1x2 MW deponigasskjel)	<b>Ladehammeren varmesentral</b> 1x1 MW biogasskjel	<b>Tempe kjølesentral</b> 1x0,5MW absorpsjonskjøling
<b>Rockwool varmesentral</b> 1x1,6MW Spillvarme varmeveksler	<b>Dragvoll varmesentral</b> 1x25MW gasskjel (LPG)	<b>Brattøra varmesentral</b> 1x1MW varmepumpe
<b>Marienberg varmesentral</b> 1x9MW flisfyringsanlegg	<b>Ranheim varmesentral</b> 1x10MW bioolje kjel	

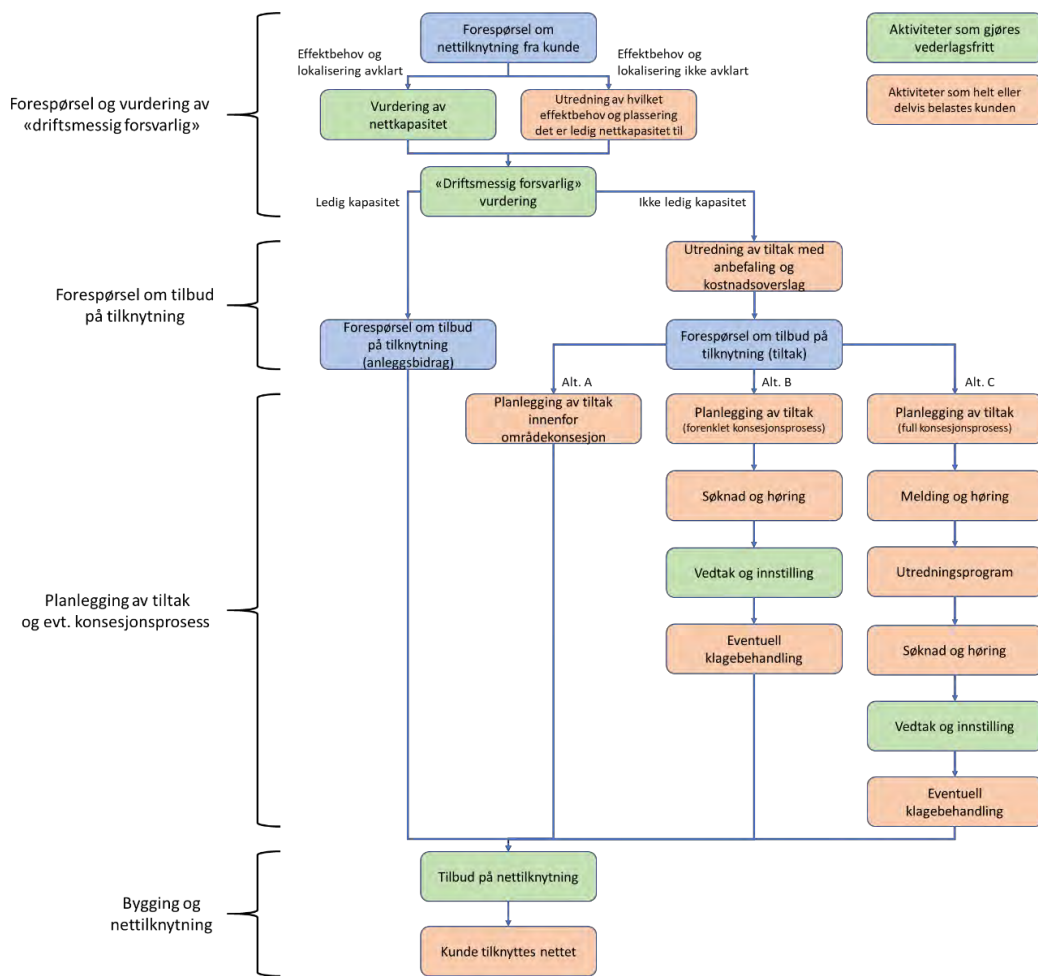
Figur 51: Oversikt over varmesentraler i fjernvarmenettet i Trondheim. Kilde: Tensio TS, KSU 2020

## Appendix 2

### Prosess for tilknytning

I Trondheim er det Tensio som er netteier og områdekonsesjonær. Områdekonsesjonær har etter gjeldende regelverk (energiloven § 3-4a og NEM §§ 3-2 og 3-3) en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet (tilknytningsplikt). Plikten til å sørge for nettilgang er betinget av at kunden er villig til å betale de nødvendige tariffene. Med tariffen menes i denne sammenheng alle priser og andre økonomiske godtgjørelser for tilknytning og bruk av nettanlegg.

Før en tilknytning tillates, plikter Tensio å gjøre en vurdering av om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig, dvs. at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder, eller om det må gjøres investeringer i nettet før tilknytningen kan gjennomføres (utredningsplikt). Tensio vil være ansvarlig for å avklare nettsituasjonen med overliggende eller tilgrensende konsesjonærer. Etter at nødvendige utredninger er gjennomført skal Tensio orientere den som ønsker tilgang til nettet om status, eventuell videre prosess for konsesjonssøknad, forventet tidspunkt for når det vil kunne gis tilknytning og om en eller flere av konsesjonærene vil søke om fritak fra tilknytningsplikten. Dette er en mulighet som kan benyttes der tiltakene ikke vurderes å være samfunnsmessig rasjonelle.



Figur 52 – Gang i prosess fra forespørsel til nettilknytning

Proessen fram til nettilknytning av nytt forbruk er i grove trekk vist i Figur 52:

- Kunden som ønsker nettilknytning tar kontakt med nettselskapet. Avhengig av hvor godt definert behovet i forespørselen er – viktigst om effektbehov og lokalisering er avklart – gjør nettselskapet enten en vurdering av om det er tilgjengelig nettkapasitet eller en utredning av f.eks. hvilket effektbehov det er ledig kapasitet til eller hvor i nettet det er mest ledig kapasitet. Vurderingen eller utredningen resulterer i en vurdering av om det er driftsmessig forsvarlig med nettilknytning av kunden.
- Hvis det er tilstrekkelig ledig kapasitet fremmer kunden forespørsel om tilbud på tilknytning. Dette vil normalt medføre reservasjon av ledig nettkapasitet. Hvis det ikke er tilstrekkelig ledig kapasitet gjennomfører nettselskapet en utredning av nødvendige tiltak for at nettilknytningen kan gjøres forsvarlig, og på bakgrunn av denne fremmer kunden forespørsel om tilbud på tilknytning.
- Avhengig av omfanget på nødvendige tiltak følger den videre prosessen tre løp:
  - A. Hvis tiltakene faller innenfor nettselskapets områdekonsesjon, dvs. at nettilknytningen kan løses med en 22 kV tilknytning innenfor nettselskapets område, kan nettselskapet bygge uten å søke om

konsesjon fra NVE. Det er likevel krav om at tiltakene må legges fram for direkte berørte, som kommuner, statsforvalter og grunneiere, og at NVE må involveres hvis det fremmes vesentlige innsigelser.

- B. Hvis nettilknytningen kan løses med kraftlinje med spenning lavere enn 132 kV eller kortere enn 15 km (uavhengig av spenningsnivå over 22 kV) kreves det konsesjon fra NVE med forenklet konsesjonsprosess. Den forenklete konsesjonsprosessen går over tre trinn:
1. Nettselskapet sender inn søknad som NVE sender søknaden på høring
  2. NVE fatter vedtak på bakgrunn av søknad og høringsvar
  3. Vedtaket kan evt. påklages til Olje- og energidepartementet
- C. Hvis nettilknytningen krever kraftlinjer med spenning 132 kV eller høyere som er lengre enn 15 km kreves det konsesjon fra NVE med full konsesjonsprosess. Den fulle konsesjonsprosessen går over fem trinn:
1. Nettselskapet utarbeider en melding som NVE sender på høring
  2. Fra meldingen og høringsvarene fastsetter NVE utredningsprogram
  3. Utredningsprogrammet legges til grunn for søknad som sendes på høring
  4. NVE fatter vedtak på bakgrunn av søknad og høringsvar
  5. Vedtaket kan evt. påklages til Olje- og energidepartementet

- Etter at behovet for tiltak og konsesjonsspørsmål er avklart gir nettselskapet kunden tilbud på nettilknytning. Hvis tilbudet aksepteres tildeles nettkapasitet og gjennomføring av nødvendige tiltak for nettilknytning starter.

Tidsbruk i prosessen vil avhenge av om det er tilgjengelig ledig kapasitet i nettet og omfanget og kompleksiteten til eventuelle tiltak i nettet. I det gunstigste tilfellet, med ledig kapasitet i nettet, kan prosessen fra kunden tar kontakt med nettselskapet til kunden tilknyttes nettet ta under 6 måneder. I motsatt ende av skalaen, hvis det ikke er ledig kapasitet i nettet og tiltakene som kreves faller inn under kategori C over med krav om full konsesjonsprosess, vil tilknytning normalt ta 3 – 5 år. Dersom det også er behov for større tiltak i transmisjonsnettet, kan det ta vesentlig lenger tid.

### Anleggsbidrag

Nettselskapene skal fastsette anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettinvesteringer og nettforsterkinger når kunder blir tilknyttet nettet eller får økt kapasitet. Anleggsbidraget kan dekke hele eller deler av kostnadene, men regelverket må praktiseres objektivt og ikke-diskriminerende, dvs. at like tilfeller må behandles på samme måte. Dersom kunden ikke aksepterer å betale anleggsbidrag så bortfaller nettselskapets tilknytningsplikt. Anleggsbidraget skal være betalt senest når kunden tilknyttes nettet.

Anleggsbidraget har to formål:

1. Å synliggjøre kostnaden ved nettilknytning. Et estimat på anleggsbidrag fremlegges som en del av tilbudet på nettilknytning. Dette gir kunden mulighet til å vurdere kostnaden ved nettilknytning opp mot andre alternativer, som

tiltak for å redusere effektbehovet eller å endre lokalisering av anlegget til et sted med bedre nettkapasitet.

2. Å fordele kostnadene mellom kunden som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder. Den delen av nettinvesteringene som evt. ikke dekkes gjennom anleggsbidrag vil dekkes av nettselskapets øvrige kunder gjennom økt nettleie.

Anleggsbidraget beregnes i to trinn – først beregnes et kostnadsgrunnlag som dekker anleggskostnaden ved investeringen, fratrukket reinvesteringskostnader, tillagt fremskyndingskostnader og samlede utredningskostnader, deretter beregnes kundens andel av anleggsbidraget.

For anlegg med flere brukere – dvs. der flere ønsker om nettilknytning muliggjøres fra samme anlegg – beregnes kundens anleggsbidrag som en forholdsmessig andel av kostnadsgrunnlaget, beregnet som kundens etterspurte kapasitetsøkning delt på den økte kapasiteten i nettanlegget. Kostnadsgrunnlaget fordeles mellom kundene basert på kapasiteten kundene har bestilt.

For anlegg der kunden som bestiller nettilknytning er eneste bruker settes anleggsbidraget lik kostnadsgrunnlaget hvis nettanlegget er dimensjonert etter nettselskapets minste standard ift. kundens bestilte kapasitet.

Det er kun kostnadene ved å etablere eller forsterke nettanlegget som kunden bruker som skal inngå i anleggskostnadene. Dersom nettselskapet finner at det er samfunnsøkonomisk rasjonelt å gjøre større og mer helhetlige tiltak når de først gjør investeringer i nettet må det gjøres en vurdering av hvilke kostnader som oppstår som en følge av kundens tilknytning eller kapasitetsøkning, og hvilke kostnader som er en følge av ønsket om å gjøre større og mer helhetlige tiltak.

Nettselskapet plikter å fastsette og kreve inn anleggsbidrag fra kunder som blir tilknyttet eller får økt kapasitet i nettanlegg som er finansiert av anleggsbidrag de første ti årene anlegget er i drift. I slike tilfeller skal nettselskapet betale tilbake den delen av anleggsbidraget som overstiger hver eksisterende kundes forholdsmessige del av kostnadsgrunnlaget.

Nettselskapet er i utgangspunktet ansvarlig for grave- og grunnarbeider, men det kan avtales at kunden selv står for dette arbeidet. Siden grave- og grunnarbeider til nettanlegg er nettselskapets ansvar, kan nettselskapet stille krav til utførelse. Nettselskapet kan også kreve å utføre gravearbeider selv.

## Appendix 3

### Utnyttelse av el-kjel i Midtbyen

Noen nøkkeltall fra varmeproduksjonen fra el-kjelen i Midtbyen i perioden juni 2020 til november 2021 er gitt i Tabell 20.

Tabell 20: Nøkkeltall fra produksjon av varme fra el-kjelen fra juni 2020 til november 2021.

Nøkkeltall	Verdi
Varighet måling (h)	12 571
Brukstid el-kjel (h)	3 847
Brukstid el-kjel (%)	31%
Makseffekt produksjon (MWh/h)	19,7
Snitt-effekt ved produksjon (MWh/h)	12,4
Gjennomsnittlig temperatur i perioden (C)	8,3
Gjennomsnittlig temperatur ved produksjon (C)	1,6



## Appendix 4

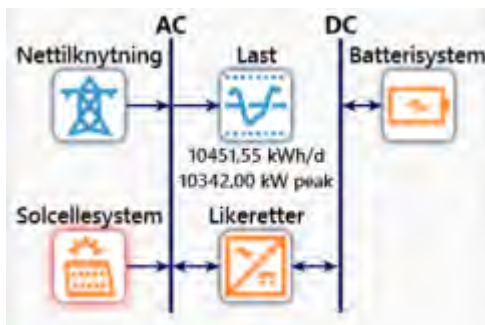
### Om Homer Grid

Sweco har brukt programvaren *Homer Grid* for å kartlegge lønnsomheten i ulike solcelle- og batteriinvesteringer. *Homer Grid* er et beregningsprogram som kombinerer teknisk og økonomisk data for å analysere hvilken sammensetning av for eksempel solceller, batterier og tilknytning til nett som supplerer et gitt forbruk på den mest lønnsomme måten. *Homer Grid* håndterer kun bak-måler applikasjoner, men håndterer en rekke komponenter i tillegg til batteri og sol, som for eksempel generator, vindturbin, strømbryter, termisk last og el-kjel.

*Homer Grid* sammenligner kostnadene for ulike konfigurasjoner av systemet og måler disse mot et valgt grunnscenarior, som i tilfellet for Brattøra er en ordinær tilknytning til nett. Et eksempel på et oppsett i *Homer Grid* er gitt i Figur 53. I følgende oppsett vil *Homer* beregne nåverdi for å forsyne lasten med:

- Kun nettilknytning
- Nettilknytning med optimalt dimensjonert solcelleanlegg
- Nettilknytning med optimalt dimensjonert batterisystem
- Nettilknytning med optimalt dimensjonert solcelleanlegg og optimalt dimensjonert batterisystem
- Optimalt dimensjonert solcelleanlegg og optimalt dimensjonert batterisystem

I tillegg kan man i *Homer* spesifisere dimensjonering av solcelleanlegg og batterisystem og måle effektene av disse.



Figur 53: Oppsett med solceller, energilagring, likeretter, last og nettilknytning i *Homer Grid*.

### Forutsetninger i beregningene i *Homer Grid*

Forutsetningene som brukes i beregningene i *Homer Grid* er svært viktige. En fordel ved bruk av *Homer Grid* er at beregningene enkelt kan repliseres og oppdateres ved endringer i noen av forutsetningene.

- For batterisystemer er det tatt utgangspunkt i at kostnaden per kWh ligger et sted mellom estimatene fra NVE og Enova fra hhv. 2019 og 2020, se kapittel 7.2. I beregningene er det brukt en kostnad på 3000 kr/kWh for 2025 og en kostnad på 1000 kr/kWh i 2030, begge inkludert installasjon. Driftskostnadene er antatt å ligge i sjiktet 40-50 kr/kWh/år. Kostnadene forutsetter systemer i MWh-skala.
- For solcellesystem og likeretter er det tatt utgangspunkt i kostnadene for næringsbygg fra Solenergiklyngen, se kapittel 7.1.2. Kostnaden er delt opp i

investeringskostnad for de ulike komponentene, i tillegg til drift- og vedlikehold. Investerings- og driftskostnaden er rundet av til nærmest 100.

- For tilknytning til nett er dagens nettleier hos Tensio brukt. Det er lagt inn mulighet for ordinær og utkoblbar tariff. Disse er gitt i 5.4.1. Det er tatt utgangspunkt i strømprisen fra 2019.

Tabell 21: Forutsetninger for solcelle- og batterisystemer i beregningene.

Komponent	Investeringskostnad	Driftskostnad
Batterisystem inkl. like-/vekselsretter, 2025	3000 kr/kWh	50 kr/kW/år
Batterisystem inkl. like-/vekselsretter, 2030	1000 kr/kWh	40 kr/kW/år

I tillegg til spesifikasjonene knyttet til de spesifikke teknologiene er det også gjort forutsetninger knyttet til prosjektøkonomien. Disse er gitt i Tabell 22.

Tabell 22: Økonomiske forutsetninger i beregningene.

Nøkkeltall	Verdi
Økonomisk levetid	15 år
Kalkulasjonsrente	4 %

### Begrensninger i beregningene

Det er viktig å påpeke at beregningene som er gjort med Homer Grid har noen viktige begrensninger:

- Det er kun utført beregninger for bak-måler applikasjoner. Dette betyr at det ikke er mulig å regne på lønnsomheten for systemer som inkluderer flere målere.
- I beregningene er det brukt timesverdier. Dette betyr at effektvariasjoner med lavere tidsopløsning ikke blir tatt høyde for.
- Beregningene tar utgangspunkt i at lasten og produksjonen er lik for hvert år i analyseperioden. Dette betyr at det ikke er mulig å ta høyde for endringer i last eller produksjon.
- Beregningene tar **ikke** hensyn til forbruksspesifikke tekniske anlegg på kundenivå, kun for forsyningen av slikt anlegg. Årsaken til dette er at det kan antas at tekniske anlegg, for eksempel landstrømcontaineren, vil være relativt lik uansett hvilket system som leverer effekten til anlegget.

## Appendix 5

### Tilbydere av ladeinfrastruktur

- **Ionity:** tysk aktør som stammer fra et samarbeid mellom Volkswagen, BMW, Mercedes, Hyundai og Ford.
- **Kopple:** tilbyr lynlading, hurtiglading og normalladere for hoteller osv. Startet av Ringerikskraft, men kjøpt opp av Cube Infrastructure i 2022.
- **Mer:** Statkraft sin ladesatsning. Hurtigladenettverk og smart lading for bedrifter og borettslag.
- **Recharge:** Fortum sin hurtigladesatsning. Største åpne ladenettverket i Norden. 2400 ladere hvor 46% er hurtigladere. Over 2,5 millioner ladeøkter i 2020.
- **Tesla supercharger:** verdens største ladenettverk med over 3000 ladestasjoner og over 30 000 superchargere. Foreløpig kun åpen for Tesla-eiere, men åpning av ladestasjonene for andre bilmerker har blitt diskutert. I et pilotprosjekt har blant annet en rekke superchargere åpnet for andre enn Tesla-biler i Nederland og Norge.
- **Ohmia charging:** Trønderenergi sine ladesatsning for borettslag. Baserer ladeabonnement på kundene årlige kjørelengde og kundene betaler for antall kilometer. Ohmia charging eier og drifter all infrastruktur.
- **Elaway:** BKK og Hafslund Eco sin ladesatsning for borettslag, sameier og næringsbygg. Kunden kan velge å eie eller leie anlegget og betaler for drift, strøm og nettleie med et påslag på 5 øre/kWh.

## Appendix 6

### Støttemuligheter prosjektutvikling, investering og markedsutvikling.

Det finnes en rekke ulike støtteordninger som kan dekke deler av merkostnadene eller bidra med risikoavlastning ved utredning eller investering i miljøteknologi. Tilgang til ordninger, støttebeløp og støttesatser mm. vil avhenge av hvem som står som søker, prosjekttype mm. Noen av disse er direkte knyttet til elektrifisering av havneaktivitet, mens andre er mer rettet mot teknologiutvikling og -demonstrasjon eller konseptutvikling som ikke direkte vil bidra til realiseringen av et landstrømanlegg, men som kan gi økte muligheter for sambruk og markedsutvikling på sikt.

Tilgjengelige støtteordninger, søknadsfrister, støttesatser etc. er i konstant endring, men under er det listet opp noen av de støttemulighetene som per i dag anses som mest aktuelle for støtte til investering i landstrøm eller videre prosjektutvikling:

- **ENOVAs støtteprogram for landstrømanlegg**

ENOVAs støtteprogram for landstrømanlegg er den støtteordningen som er mest direkte rettet mot å realisere landstrømanlegg i havner. Støtteordningen er lagt opp som en naturlig videreføring av forprosjekt landstrøm og ladestrøm. Støttetilbudet er tilgjengelig for alle havner som er offentlig tilgjengelige og driftet på markedsmessige vilkår. ENOVA kan dekke inntil 50 % av godkjente prosjektkostnader uten noen definert øvre grense, men ikke mer enn det som er nødvendig for å oppnå positiv netto nåverdi. Enova har også en forprosjektordning i forbindelse med støtteprogrammet for landstrømanlegg.

- **Innovative transportløsninger**

ENOVA har flere støtteprogrammer for ulike trinn i teknologiutvikling, fra pilotering (Trl. nivå 5) til fullskala demonstrasjon (Trl. nivå 8). Programmene er åpne for alle typer energi- og klimateknologi inkludert nye løsninger for utslippsfri transport, innovative logistikk-løsninger og løsninger som utnytter eller tilfører fleksibilitet i energisystemet. ENOVA kan dekke inntil 50 % av prosjektkostnadene avhengig av teknologimodenhet.

- **Tilskudd til miljøteknologi**

Innovasjon Norge har en ordning for tilskudd til miljøteknologi som kan gi støtte til utvikling, pilotering og demonstrasjon av ny miljøteknologi. Ordningen er rettet mot innovative produkter og prosesser som løser miljøutfordringer, inkludert ting som miljøvennlige fremdriftssystemer, miljøvennlig infrastruktur, digitalisering og løsninger for logistikk og trafikkstyring. Ordningen kan også gi tilskudd til utvikling av nye forretningsmodeller. Støttesatsen varierer fra 15 % til 70 % avhengig av type søker (størrelse) og modenheten til prosjektet.

- **Pilot-E – Fast-track fra konsept til marked**

Samarbeid mellom Forskningsrådet, Innovasjon Norge og ENOVA for å promotere rask utvikling av nye miljøvennlige produkter og tjenester. Årlige

tematiske utlysninger hvor 2021-utlysningen omfattet hydrogeninfrastruktur. Det er foreløpig ingen ny utlysning for 2022. Minste søknadsbeløp er 10 mill. NOK.

- **Pilot-T – Nye mobilitetsløsninger**

Samarbeid mellom Forskningsrådet og Innovasjon Norge om å støtte digitalisering. Årlige tematiske utlysninger. 2021-utlysningen var rettet mot utvikling av nye, smarte mobilitetsløsninger gjennom pilotering og testing av teknologier og forretningsmodeller med potensiale for å gjøre transportsystemer mer effektive, miljøvennlige og sikrere. Minimum søknadsbeløp var i 2021 2 mill. NOK og støtteandelen mellom 25 % og 70 % avhengig av søker og modenhet til prosjektet.

- **Enova sine støtteordninger knyttet til innovasjon og teknologi**

Enova støtter ny energi- og klimateknologi med pilotering, demonstrasjon og/eller fullskala markedsintroduksjon for moden teknologi. I disse støtteordningene kreves det at teknologien vesentlig reduserer utslipp, effektforbruk, energiforbruk eller lignende.