



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2025 30 stp

Fakultet for Miljøvitenskap og Naturforvaltning (MINA)

Datasentrenes rolle i et fremtidig energisystem

The Role of Data Centers in a Future Energy System

Alexander Weng

Daniel Fasmer Mehus

Forord

Masteroppgaven er den avsluttende innleveringen som markerer slutten på 5 år med studier. Vi ønsker å takke alle medstudenter og forelesere som har bidratt til et sosialt samhold, styrket kunnskapsnivået og gjort studieløpet til en fornøyelse.

Denne oppgaven hadde ikke vært mulig å gjennomføre uten hjelp fra en rekke personer. Vi vil rette en stor takk til vår veileder, Eirik Ogner Jåstad for uvurderlig hjelp, konstruktive tilbakemeldinger, rask tilgjengelighet og støtte gjennom hele oppgaven. Takk til Pål Rune Viken i STACK Infrastructure og Monica Havskjold i Hafslund Celsio for nyttig og detaljert informasjon knyttet til datainnsamlingen. Takk også til Jørgen Kristoffer Tuset i NVE for validering av kartlegging av datasentre.

Til slutt vil vi takke hverandre for det enormt gode samarbeidet.

Sammendrag

Datasenterbransjen er en av de raskest voksende industriene i Norge, drevet av økt digitalisering, gunstige klimaforhold og god tilgang på fornybar energi. Samtidig har datasentre et høyt strømforbruk og generer store mengder varme som ofte går til spille. Denne studien undersøker konsekvensene av å ikke utnytte spillvarmen fra eksisterende og fremtidige datasentre. Det legges særlig fokus på hvordan spillvarme kan påvirke kraft- og fjernvarmemarkedet, og bidra til økt fleksibilitet i fjernvarmesystemet.

For å analysere effektene er energisystemmodellen Balmorel benyttet. Modellen er brukt til å simulere det norske kraft- og fjernvarmesystemet under ulike scenarioer, med og uten utnyttelse av spillvarme fra datasentre.

Modellresultatene viser at integrasjon av spillvarme primært påvirker fjernvarmesektoren, mens innvirkningen på kraftsystemet er minimal. I enkelte scenarioer kan spillvarme erstatte deler av eksisterende fjernvarmeproduksjon, og skyve ut dyrere teknologier som biobrensel og alternative varmepumpeløsninger. I prisområdene NO2 og NO4 reduseres fjernvarmeprisene periodevis som følge av høy varmeproduksjon og lav etterspørsel. På nasjonalt nivå forblir effekten av spillvarmeutnyttelse marginal.

Oppgaven diskuterer også samfunnsøkonomiske og regulatoriske implikasjoner. Medium og store datasentre er lønnsomt og konkurransedyktig sammenlignet med andre fjernvarmeteknologier. Lønnsomheten avhenger imidlertid i stor grad av energipriser og investeringskostnader knyttet til nødvendig infrastruktur som varmepumper og rørnett. Disse kostnadene er ikke inkludert i modellen.

Under dagens forutsetninger er spillvarmens bidrag begrenset. Likevel representerer utnyttelse av spillvarme en mulighet for mer effektiv energibruk. Dette ved å gjenvinne energi som ellers ville gått tapt, og dermed redusere behovet for energi fra mer kostbare og/eller utslippsintensive kilder. Høyere spillvarmetemperaturer, teknologiske fremskritt og en utvidet fjernvarmeinfrastruktur kan gjøre spillvarme til en mer verdifull ressurs. Dette forutsetter videre forskning, teknologisk utvikling og støttende politiske tiltak.

Abstract

The data center industry is one of the fastest growing sectors in Norway, driven by increased digitalization, favorable climate conditions, and abundant access to renewable energy. At the same time, data centers have high electricity consumption and generate large amounts of heat, which is often wasted. This study examines the consequences of not utilizing the waste heat from existing and future data centers. Emphasis is placed on how waste heat can affect the electricity and district heating markets, and how it can contribute to increased flexibility in the district heating system.

To analyze these effects, the energy system model Balmorel is used. The model simulates the Norwegian electricity and district heating systems under various scenarios, both with and without the utilization of waste heat from data centers.

The results show that waste heat integration primarily impacts the district heating sector, while its effect on the power system is minimal. In certain scenarios, waste heat can replace parts of the existing district heating production and displace more expensive technologies such as biofuels and alternative heat pump solutions. In price zones NO2 and NO4, district heating prices are periodically reduced due to high heat supply and low demand. At the national level, the impact of waste heat utilization remains marginal.

The thesis also discusses socioeconomic and regulatory implications. Medium and large data centers are shown to be cost-effective and competitive compared to other district heating technologies. However, profitability depends significantly on energy prices and investment costs related to required infrastructure such as heat pumps and pipeline networks. These costs are not included in the model.

Under current conditions, the overall contribution of waste heat remains limited. Nevertheless, utilizing this heat represents an opportunity for more efficient energy use by recovering energy that would otherwise be lost, thereby reducing the need for energy from more costly and/or emission-intensive sources. Higher waste heat temperatures, technological advancements, and an expanded district heating infrastructure may enhance the value of data center waste heat. Realizing this potential will require further research, technological development, and supportive policy measures.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract.....	iii
1. Introduksjon	1
1.1 Innledning.....	1
1.2 Litteraturstudie	3
1.3 Motivasjon/Problemstilling	7
1.4 Målsetning og oppbygning.....	8
2. Teori.....	8
2.1 Kraft og fjernvarmemarked	8
2.1.1 Norges kraftmarkedet.....	8
2.1.2 Norges fjernvarmemarked	12
2.2 Fleksibilitet	14
2.3 Anvendelse av økonomisk teori.....	15
2.4 Kjølesystemer i datasentre	16
2.4.1 Luftkjøling	16
2.4.2 Væskeskjøling	17
2.5 Termisk energilagring	17
2.5.1 Sensibel lagring	18
2.5.2 Termisk energilagring i Norge	18
3. Metode	19
3.1 Visualisering og analyseverktøy	19
3.2 Redegjørelse for bruk av kunstig intelligens	19
3.3 Balmorel	19
3.4 Datagrunnlaget for Balmorel.....	21
3.4.1 Eksisterende og fremtidig etterspørsel fra datasentre	21
3.4.2 Størrelse på datasentre, spillvarme utnyttelse og temperatur	22
3.4.3 Varmepumper i fjernvarmenett.....	24
3.4.4 Tilknytningsmulighet	26
3.4.5 Etterspørsel for elektrisitet og fjernvarme	29
3.4.6 Tidsoppsett	31
3.4.7 Geografisk oppløsning	31
3.4.8 Kostnader	31
3.5 Beskrivelse av ulike scenarioer	33
4. Resultat	34
4.1 Basisscenarioene	34

4.2 Kraftproduksjon i 2040 scenarioer	36
4.3 Strømpriser i basisscenarioene	45
4.4 Fjernvarmepriser i basisscenarioene	45
4.5 Strømpriser i scenarioer	47
4.6 Fjernvarmepriser i scenarioer	50
4.7 Kraftoverføring	56
4.8 Lønnsomhet	58
4.9 Fleksibilitet	61
5. Diskusjon	66
5.1 Kraftsystemet	66
5.2 Fjernvarmesystemet	67
5.2.1 Fjernvarmemiks	67
5.2.2 Fjernvarmepris	69
5.3 Lønnsomhet	71
5.4 Fleksibilitet	72
5.5 Utfordringer knyttet til resultatene	73
5.5.1 Infrastruktur, kapasitet og geografisk område	73
5.5.2 Spillvarmetemperatur	74
5.5.3 Kartlegging av datasentre	74
5.5.4 Svakheter ved partielle likevektsmodeller	75
5.6 Spillvarme fra datasentre – utfordringer og muligheter	75
5.6.1 Spillvarme på et nasjonalt nivå	76
5.6.2 Politisk krav om plassering av datasentre	76
5.6.3 Norge vs. naboland	77
5.6.4 Temperaturløft av spillvarmen	77
6. Konklusjon	78
Referanser	79

Figurliste

Figur 1: Merit order kurve kraftproduksjon	10
Figur 2: Prisområdene i Norge. Kartet er hentet fra (Statnett, 2021)	11
Figur 3: Utviklingen i fjernvarmeproduksjon i Norge Hentet fra (Norsk Fjernvarme, u.å.b)	12
Figur 4: Merit order etterspørsel med og uten spillvarme fra datasentre	14
Figur 5: Fremstilling av Balmorel struktur. Inspirert av (Nagel, 2023)	20
Figur 6: Illustrasjon av tilknytning til varmepumpe	24
Figur 7: Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Norge. Basiskartet er hentet fra (NVE, u.å.)	27
Figur 8: Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Oslo-området. Basiskartet er hentet fra (NVE, u.å.)	28
Figur 9: Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Stavanger-området. Basiskartet er hentet fra (NVE, u.å.)	28
Figur 10: Dagens fjernvarmemiks målt i GWh. Hentet fra (SSB, 2024a).....	30
Figur 11: Energimiksen for basisscenario	35
Figur 12: Fjernvarmeproduksjon for basisscenario	36
Figur 13: Energimiksen i 2040 for Scenario 1	38
Figur 14: Energimiks i 2040 for scenario 2	39
Figur 15: Energimiksen i 2040 for Scenario 3 tørrår	40
Figur 16: Fjernvarmemiks i 2040 for scenario 1	41
Figur 17: Spillvarmeproduksjon fra datasentre	42
Figur 18: Fjernvarmemiks i 2040 for scenario 2	43
Figur 19: Fjernvarmemiks Scenario 3 tørrår	44
Figur 20: Strømpriser i basisscenarioene	45
Figur 21: Fjernvarmepriser i basisscenarioene	47
Figur 22: Strømpriser i Scenario 1 (10TWh).....	48
Figur 23: Strømpriser i Scenario 2 (20 TWh).....	49
Figur 24: Strømpriser i Scenario 3 tørrår (20 TWh).....	50
Figur 25: Fjernvarmepriser i Scenario 1 (10 TWh)	51
Figur 26: Fjernvarmepriser NO2 – Scenario 1 helåret	52
Figur 27: Fjernvarmepriser i Scenario 2 (20 TWh)	53
Figur 28: Fjernvarmepriser i NO2 – Scenario 2 helåret.....	54
Figur 29: Fjernvarmepriser i Scenario 3 tørrår (20 TWh)	55
Figur 30: Fjernvarmepriser i NO2 – Scenario 3 helåret.....	56
Figur 31: Netto eksport mellom Norge og andre land (TWh) – Scenario 1.....	57
Figur 32: Netto eksport mellom Norge og andre land (TWh) – Scenario 2.....	57
Figur 33: Netto eksport mellom Norge og andre land – Scenario 3.....	58
Figur 34: Fortjeneste per produserte enhet - Scenario 2 Storskala utnyttelse	59
Figur 35: Fortjeneste per produserte enhet - Basisscenario 2	59
Figur 36: Levelized cost of heat (LCOH) i fjernvarmesektoren - Scenario 2 Storskala utnyttelse	60
Figur 37: Levelized cost of heat (LCOH) i fjernvarmesektoren - Basisscenario 2	61
Figur 38: Lastreduksjon i NO2 - Scenario 2 Storskala utnyttelse	63
Figur 39: Produksjon av sesonglageret i NO2 – Scenario 2 storskala utnyttelse	64
Figur 40: Produksjon av sesonglageret i NO2 – Basisscenario 2	64
Figur 41: Lagring i sesonglager - Scenario 2 storskala utnyttelse	65
Figur 42: Lagring i sesonglager - Basisscenario 2	66

Tabelliste

Tabell 1: Strømforbruk til datasentre i 2040	22
Tabell 2: Antagelser på spillvarmeutnyttelse.....	23
Tabell 3: Oppsummeringstabell over antagelsene	29
Tabell 4: Elektrisitetsetterspørsel på de ulike prisområdene	29
Tabell 5: Varmeetterspørsel på de ulike prisområdene	31
Tabell 6: Levelized cost of energy/heat (LCOE/LCOH) og marginalkostnad (SRMC) for ulike teknologier. Hentet fra Balmorel.....	32
Tabell 7: Kostnadsoversikt for varmepumper i modellen.....	32
Tabell 8: Beskrivelse av ulike scenarioer	33

Formelliste

Formel 1: Beregning av Power Usage Effectiveness (PUE)	16
Formel 2: Formel for beregning av COP_{Lorenz}	25
Formel 3: Beregning av COP_{Lorenz} fra dansk energikatalog.....	25
Formel 4: Beregning av virkningsgrad til varmepumpe	25
Formel 5: Utrekning av COP for varmepumpene til ulike datasentre	26

1. Introduksjon

1.1 Innledning

Verden i dag står ovenfor et økende energiforbruk drevet av befolkningsvekst, teknologisk utvikling og økt levestandard (Energidepartementet, 2024). Utviklingen har resultert i en betydelig avhengighet av fossile energikilder, som har ført til globale konsekvenser for klima og miljø. Vi står ovenfor en viktig overgang mot mer bærekraftige og fornybare energisystemer, hvor effektivisering og utnyttelse av tilgjengelige ressurser vil spille en sentral rolle.

For å møte de globale klimamålene og begrense den globale oppvarmingen, er det avgjørende med en omfattende omstilling av energisystemene. Elektrifisering av ulike sektorer som transport, industri og bygg fremstår som et av de viktigste virkemidlene i denne omstillingen. Ved å erstatte fossile energikilder med fornybar elektrisitet kan utslippene reduseres betydelig, samtidig som energibruken blir mer effektiv. Dette stiller imidlertid store krav til kraftsystemet og dets evne til å håndtere økt belastning.

Norge har betydelige ressurser av fornybar energi, spesielt vannkraft som danner grunnlaget for det nasjonale kraftsystemet. I 2024 bestod Norges kraftproduksjon av 88% vannkraft, 10% vindkraft og resterende termisk kraft/solkraft (NVE, 2025).

Elektrifisering er en sentral strategi i Norges arbeid for å redusere klimagassutslipp og fremme det grønne skiftet. Samtidig fører økt elektrifisering til utfordringer knyttet til både kapasitet og stabilitet i kraftnettet (Statnett, 2023a). Kapasitet viser til hvor mye elektrisk effekt som kan produseres, overføres og distribueres gjennom kraftsystemet uten å forårsake overbelastning. Begrenset kapasitet kan skape flaskehalser i nettet og svekke forsyningssikkerheten. Stabilitet handler på sin side om kraftsystemets evne til å opprettholde jevn spenning og frekvens, til tross for svingninger i produksjon og forbruk.

Rundt 80% av strømforbruket i husholdninger og yrkesbygg går til oppvarming av rom og varmtvann, og var på 62 TWh i 2022 (NVE, 2024a). En mulig løsning for å redusere strømforbruket til oppvarming er økt bruk av fjernvarme. Fjernvarme gjør det mulig å utnytte spillvarme fra ulike kilder som industrielle prosesser og avfallsforbrenning. Spillvarme er energi som ellers ville gått tapt i omgivelsene. Ved effektiv utnyttelse, og dersom spillvarmen erstatter energi fra mer utslippsintensive varmekilder, kan dette bidra til å redusere både energitap og klimagassutslipp. I

Norge har sluttforbruket på fjernvarme de siste årene ligget på rundt 7 TWh (Norsk Fjernvarme, u.å.a). For at spillvarme skal kunne utnyttes i stor skala kreves det et effektivt fjernvarmenett som kan motta, distribuere og levere varmen til sluttbrukere. I praksis skjer dette ved at oppvarmet vann transporteres fra varmesentralen gjennom et nettverk av isolerte rør. Vannet leveres til bygninger og andre varmekonsumenter, hvor det brukes til ulike oppvarmingsformål. Etter at varmen er avgitt returnerer det avkjølte vannet tilbake til varmesentralen for å varmes opp på nytt (Hafslund, u.å.).

Utnyttelse av spillvarme har et betydelig potensial på tvers av ulike sektorer, inkludert energiintensiv industri som gasskraftverk og smelteverk (Rosvold & Hofstad, 2022). I en rapport fra OsloEconomics og Sintef ble det estimert at spillvarme fra eksisterende industri har et teknisk potensial på 20 TWh, som kan åpne for store muligheter for effektiv energigjenvinning (OsloEconomics & Sintef, 2022). En annen sektor som stadig blir mer relevant er datasentre, og denne masteroppgaven vil hovedsakelig undersøke mulighetene for varmeutnyttelse innen denne industrien. Et datasenter består av datamaskiner, servere og en rekke komponenter som behandler, lagrer, organiserer og transporterer enorme mengder med data (Moen & Foslie, 2024). Dette kan være alt fra skybaserte lagringstjenester, søking på internett eller strømming av video. Datasentre er en av de raskets voksende energikonsumenter globalt, og har en kritisk rolle i den digitale infrastrukturen (Røkke & Rønning, 2024). Datasentrene krever store mengder energi for å drive servere og IT-utstyr, noe som medfører i en betydelig produksjon av varme. For å opprettholde stabile driftsforhold og forhindre overoppheting, er datasentre avhengige av effektive kjølesystemer (Moen & Foslie, 2024). Uten tilstrekkelig kjøling kan overoppheting føre til redusert ytelse, systemnedetid og tap av data. Norge blir stadig et mer attraktivt område for å etablere datasentre, grunnet landets rikelige tilgang til fornybar energi, kjølige klima og gunstige rammevilkår (Regjeringen, 2021).

Fra 2022 til 2024 har strømforbruket fra norske datasentre doblet seg fra 822 GWh til 1613 GWh. (Lie et al., 2025). Kraftforbruket i datasenternæringen fortsetter å øke, og en rapport fra Statnett anslår at forbruket vil ligge mellom 5 TWh og 14 TWh innen 2040 (Christiansen et al., 2023). Denne utviklingen understreker et økende behov for effektiv håndtering av energiforbruket og den spillvarmen som genereres. Dette kan for eksempel innebære å koble datasentre til nærliggende fjernvarmenett, slik at overskuddsvarmen kan brukes til oppvarming av bygg og vann. Selv om datasentre

produserer betydelige mengder spillvarme, blir den sjeldent utnyttet (NVE, 2022a). Dette til tross for at varmen kan integreres i fjernvarmesystemer eller utnyttes til andre formål, som matproduksjon i drivhus og landbaserte oppdrettsanlegg (Moen & Foslie, 2024). Utvidelse og effektivisering av spillvarme fra datasentre kan bidra til å redusere den samlede miljøpåvirkningen, samtidig som det møter et større samfunnsbehov for bærekraftig energiforbruk.

1.2 Litteraturstudie

Den raske digitaliseringen og det økende behovet for data fører til stor vekst i antall og størrelse på datasentre. Datasentre utgjør 1 – 1,5% av det globale strømforbruket (IEA, 2023a) og er kritisk for dagens infrastruktur. Samtidig er datasentre unike ved at de kan tilpasses for å bli mer fleksible i sitt strømforbruk. Enkelte datasentre kan flytte ikke-tidssensitive prosesser til perioder med lavere belastning, enten i eget anlegg eller i strømmettet, avhengig av insentiver og forretningsmodeller. En viktig utfordring er derfor hvordan denne sektoren kan bidra til fleksibilitet i energisystemet, og hvordan spillvarme fra driften kan utnyttes i fjernvarmesystemer og andre bruksområder, som drivhus, industriprosesser og akvakultur.

Fleksibilitet i kraftsystemet har fått økende oppmerksomhet ettersom andelen variabel fornybar energi øker. Flere studier understreker behovet for fleksible energiløsninger for å håndtere svingninger i strømproduksjonen og redusere belastningen på nettet (Liu et al., 2020; Yuan, et al., 2023; Monsalves et al., 2024; Zhou et al., 2025). Datasentre kan spille en viktig rolle i dette ved å tilpasse energiforbruket sitt etter kraftmarkedets signaler og bidra med termisk fleksibilitet gjennom energigjenvinning (Yuan, et al., 2023).

Studiene har analysert ulike aspekter ved integrasjonen av datasentre i energisystemet. Yuan et al. (2023) gjennomførte en systematisk litteraturstudie der de analyserte potensialet for varmegjenvinning fra datasentre og hvordan varmen kan benyttes i fjernvarmenettet. De vurderte ulike teknologiske løsninger gjennom en 4E-analyse, med fokus på energi, eksergi, miljø og økonomi. I studien analyserte de ulike konfigurasjoner med varmevekslere og varmepumper for å oppgradere spillvarmens temperatur til nivåer egnet for bygningsoppvarming og industriell bruk. Wang et al. (2024) utførte en eksperimentell studie der de testet ulike

kjøleteknologier, inkludert direkte væskekjøling og vurderte hvor godt disse kunne bidra til mer energieffektive datasentre. Deres resultater viste at væskekjøling kan øke spillvarmetemperaturen betydelig fra 15-20 grader til 50-60 grader sammenlignet med tradisjonell luftkjøling, noe som øker muligheten for videre utnyttelse.

Liu et al. (2020) undersøkte bruken av termiske energilagringsystemer i datasenterkjøling gjennom en kombinasjon av simuleringsmodellering og casestudier. De benyttet en dynamisk energimodell basert på stedsspesifikke data fra tre tyske datasentre for å analysere ytelse og kostander ved ulike løsninger for termisk energilagring. Resultatene viste at implementering av slike systemer kan redusere energibehovet med 15-22 %, avhengig av klimaforhold. De høyeste besparelsene ble oppnådd i områder med kalde vintre og stor temperaturvariasjon, mens besparelsene var lavere i mildere kystklima. Samtidig peker studien på utfordringer knyttet til investeringskostnader, lavere fleksibilitet i enkelte klimasoner og behovet for avansert driftsoptimalisering. Effektiv drift krever presis styring og justering av systemet gjennom året, noe som kan være teknisk krevende og kostnadsdrivende.

I tillegg til litteraturgjennomgangene nevnt ovenfor finnes det nye forskningsartikler som viser hvordan datasentre kan integreres i energisystemet. Monsalves et al. (2023) analyserte datasentrene i Danmark som en samlet kategori ved hjelp av en utvidet versjon av modellen Balmorel. I studien ble datasentrenes kjølesystemer og varmegjenvinning integrert i modellen. Resultatene viste at når datasentrene ble integrert i både kraft- og fjernvarmsystemet gjennom fleksibel kjøling og varmegjenvinning, oppnådde man reduserte systemkostnader. I det modellerte danske energisystemet ble kostandene redusert med 5,1 %, sammenlignet med et scenario uten slik integrasjon. Zhou et al (2025) gjennomførte en casestudie der de undersøkte et integrert system for datasentre, hvor de kombinerte frikjøling, solceller og varmegjenvinning. Solcelleanlegget dekket omtrent 8% av datasentrenes totale strømforbruk, i tillegg til at overskuddsvarme ble lagret via et termisk lager. Resultatene viste en mer optimal bruk av tilgjengelige energiresurser og en økning i systemets totale energieffektivitet.

Datasentre som en del av sektorkoblingen

Sektorkobling referer til integrasjonen av ulike energisektorer som kraft, varme, transport og industri for å oppnå mer effektiv og fleksibel energiutnyttelse. Dette omfatter både bruk av overskuddsenergi og teknologier som muliggjør samspill og energiutveksling mellom sektorene som varmepumper, elkjeler, elektrolyse og ulike lagringsløsninger (State of Green, 2024).

Tidligere studier har vist at sektorkobling mellom kraft- og varmesystemet kan gi betydelige fleksibilitetsgevinster. Eksempler på dette er bruk av elkjeler og varmepumper til å produsere fjernvarme basert på overskuddskraft i perioder med høy fornybar produksjon (Rehman et al., 2021). Dette reduserer behovet for fossil varmeproduksjon og bidrar samtidig til balanse i kraftsystemet. Videre har analyser fra IEA (2021) og ENTSO-E (2024) vist at fjernvarmesystemer med termisk lagring kan fungere som fleksible buffere, som gjør det lettere å integrere variable fornybare energikilder som sol- og vindkraft i kraftsystemet.

Datasentre kan sees som en ny aktør i sektorkoblingsbildet, særlig gjennom spillvarme og fleksibel strømbruk. De produserer store mengder spillvarme som ofte slippes ut i miljøet uten å bli utnyttet. Yuan et al. (2023) har i deres studie vist at spillvarmen kan omdannes til nyttig energi ved hjelp av varmevekslere og varmepumper. Ved å øke temperaturen på spillvarmen kan den brukes til oppvarming av nærliggende bygninger, integreres i fjernvarmenettet eller benyttes i andre industrielle prosesser (Yuan, et al., 2023).

Monsalves et al. (2023) beskriver datasentre som en potensiell «sektorkoblings-grensesnitt» mot kraftsystemet ved at de kan justere kjølelast etter kraftmarkedets signaler. Dette skaper synergier for et mer effektivt og fleksibelt energisystem. Integrasjonen kan bidra til at datasentre ikke lenger oppfattes som isolerte store energiforbrukere, men også aktører i et dynamisk energisystem der spillvarmen bidrar til å redusere den totale miljøpåvirkningen.

Økonomiske aspekter

Integrasjonen av avanserte kjøle- og lagringsteknologier i datasentre kan gi betydelige økonomiske fordeler. Zhou et al. (2025) og Ljungdahl et al. (2022) viste at et kombinert system med spillvarmegjenvinning og termisk energilagring reduserte

det totale energiforbruket og senket driftskostnadene. I Zhou et al. (2025) sin casestudie ble det demonstrert at energieffektiviteten til datasentret (Power Usage Efficiency – PUE) ble forbedret fra 1,36 til 1,3 gjennom implementering av frikjøling, solenergi og varmegjenvinning. Det betyr at det relative energiforbruket til støttefunksjoner som kjøling og belysning ble redusert med omtrent 17%. Disse tiltakene førte videre til en reduksjon i datasenterets årlige strømuttergifter med 23,45%. Ljungdahl et al. (2022) sin case-studie viste at implementering av væskekjøling i kombinasjon med varmegjenvinning kan redusere elektrisitetsforbruket med 10,8%. Dette resulterte i en Power Usage Effectiveness på 1,03. De estimerte at det totale potensialet for varmegjenvinning til datasenteret varierende mellom 85 og 576 MWh per år. Selv om størrelsen på datasenteret i studien ikke er spesifisert, tilsvarer dette energibruken til omtrent 4 til 28 husholdninger (SSB, 2023). I case-studien sitt tilfelle var dette tilstrekkelig til å dekke store deler av fjernvarmebehovet tilknyttet universitetsbygget *OU44* ved Syddansk Universitet. De årlige kostnadsbesparelsene tilsvarte en reduksjon på 30-53% av datasenterets totale driftskostnader. Videre fremgår det at latent varme lagring ikke er økonomisk fordelaktig, hovedsakelig på grunn av høye investeringskostnader kombinert med begrenset lagringskapasitet.

Et annet økonomisk aspekt er verdien av fleksibilitet. Datasentre har potensial til å tilpasse energiforbruket sitt i henhold til variasjoner i strømpriser og systembelastning. Monsalves et al. (2023) viste at datasentre som kan skifte kjølelast basert på prisvariasjoner i kraftmarkedet, kan redusere sine driftskostnader og samtidig bidra til stabilisering av energisystemet. Imidlertid har få studier analysert hvordan slike fleksibilitetsgevinster kan omsettes i konkrete økonomiske fordeler når man ser på aggregert nivå, for eksempel flere datasentre i samspill innenfor et regionalt eller nasjonalt energisystem.

Konklusjon

Litteraturstudien viser at datasentre har potensial til å bidra til økt energieffektivitet og fleksibilitet i energisystemet gjennom varmegjenvinning og tilpasning av kjølelast. Tidligere forskning har vist at slike tiltak kan gi betydelig fordeler både energimessig og økonomisk, men det er fremdeles utfordringer knyttet til tekniske begrensninger, økonomiske insentiver og regulatoriske rammevilkår.

Samlet sett indikerer funnene at videre forskning og teknologisk utvikling innen datasentre og sektorkobling vil være avgjørende for å redusere datasentrenes energiforbruk og driftskostnader. Dette kan bidra til en mer bærekraftig energiforsyning og redusert miljøpåvirkning i et stadig mer digitalisert samfunn. Denne studien vil gi en helhetlig vurdering av hvordan datasentre i Norge kan integreres inn i energisystemet, med fokus på spillvarme i Norges fjernvarmenett.

Til tross for at tidligere studier har analysert varmegjenvinning fra datasentre, har de fleste enten sett på enkeltstående datasentre eller spesifikke casestudier med begrenset geografisk omfang. Det mangler studier som vurderer datasentre på nasjonalt nivå og hvordan samspillet i større skala kan bidra til Norges kraft- og varmesystem. Videre har mange av de eksisterende studiene fokusert på teknologiske løsninger for varmegjenvinning, men ikke hvordan disse løsningene kan optimalisere kraftforbruket i energimarkedet. Denne masteroppgaven vil adressere disse manglene ved å analysere datasentre på landsbasis og vurdere hvorvidt utnyttelse av spillvarme kan bidra til fleksibilitet i kraft- og varmemarkedet.

1.3 Motivasjon/Problemstilling

Energisystemet påvirkes i dag av flere faktorer. Blant de viktigste er elektrifisering av transport og industri, økt forbruk fra datasentre og en større andel variabel fornybar energi. Datasentre får en stadig viktigere rolle i det digitale samfunnet, drevet av økende behov for skylagring, dataprosessering og kunstig intelligens. Samtidig har politiske føringer og økt kraftutveksling med utlandet stor betydning for utviklingen. For å forstå og håndtere endringene i kraftsystemet er det derfor nødvendig med omfattende analyser og modellering.

Som tidligere nevnt er det begrenset med studier som analyserer potensialet for utnyttelse av spillvarme fra datasentre på et nasjonalt nivå. Formålet med denne oppgaven er å gi en bedre forståelse av datasenteret sin rolle i Norges energiomstilling. Gjennom energisystemmodellen Balmorel undersøker vi mulighetene og utfordringene knyttet til integrering av spillvarme i det norske energisystemet. I denne studien ønsker vi å finne svar på følgende spørsmål:

- Hva er konsekvensen ved å ikke utnytte spillvarme for eksisterende og fremtidige datasentre?
- Hvordan påvirker integrasjon av spillvarme det norske kraft- og varmemarkedet?
- Hvordan kan spillvarmen fra datasentre være en fleksibilitetsressurs?
- Er spillvarmeproduksjon fra datasentre konkurransedyktig mot alternative fjernvarmeteknologier?

1.4 Målsetning og oppbygning

Målet med denne masteroppgaven er å beskrive effekter av energiutnyttelse fra spillvarme fra datasentre, og analysere hvordan denne ressursen påvirker det norske kraft- og fjernvarmesystemet. Gjennom energisystemmodellene undersøkes markedsdynamikker, og tekniske og økonomiske faktorer som påvirker utnyttelsen av spillvarme, samt hvilke konsekvenser det kan ha dersom denne varmen ikke benyttes. Oppgaven har som formål å kvantifisere verdien av spillvarmeintegrasjon i energisystemet, og identifisere barrierer og muligheter for slike løsninger.

2. Teori

I dette kapitlet presenterer vi det teoretiske grunnlaget for studien.

2.1 Kraft og fjernvarmemarked

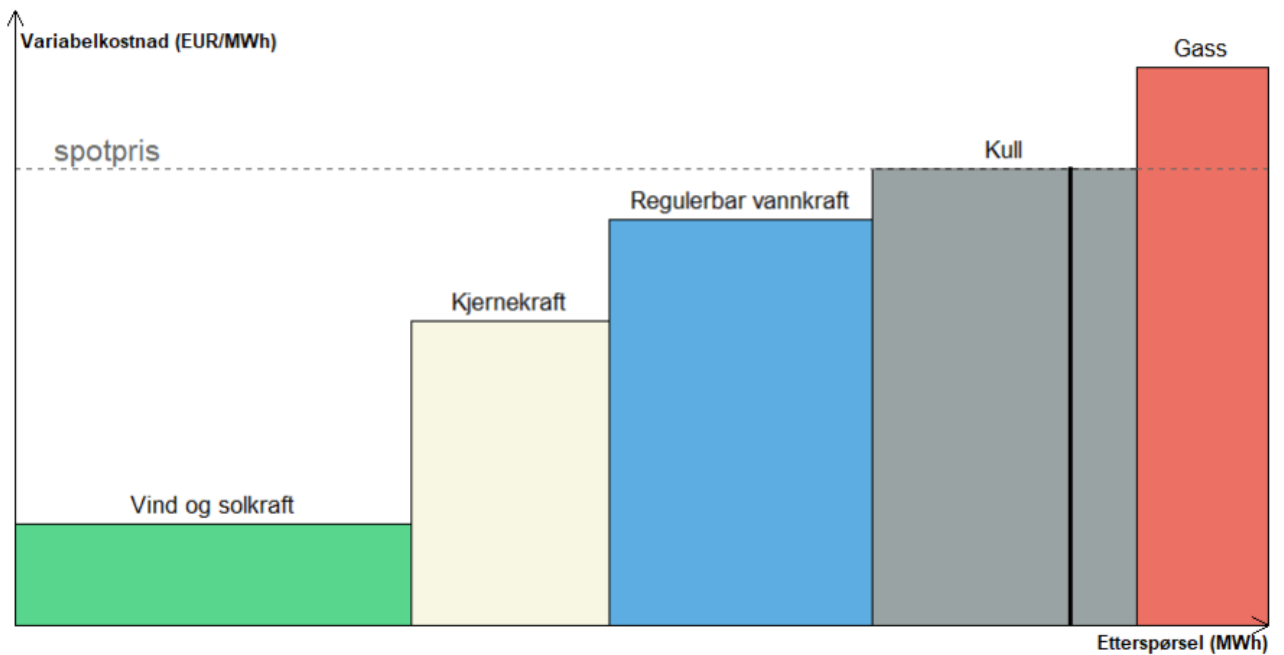
Kraft- og fjernvarmemarkedet spiller en sentral rolle i det norske energisystemet, både med hensyn til forsyningssikkerhet, prisdannelse og utnyttelse av tilgjengelige ressurser. Den økende elektrifiseringen av samfunnet, kombinert med en ambisjon om å redusere klimagassutslipp, har gjort det viktigere å forstå hvordan ulike energikilder og teknologier samspiller i markedet.

2.1.1 Norges kraftmarkedet

Norge er en integrert del av det nordiske kraftmarkedet, som i stor grad er preget av en høy andel fornybar energi, hovedsakelig vannkraft (Regjeringen, 2023). I 2023 utgjorde fornybare energikilder 98% av den totale kraftproduksjon i Norge og 61,6% av det totale i Norden (Nordic Statistics Database, 2025).

Kraftmarkedet i Norden opererer som et grossistmarked hvor prisene fastsettes gjennom en daglig auksjon basert på produsentenes marginalkostnader. Marginalkostnaden er kostnaden forbundet med å produsere én ekstra enhet elektrisitet, og oppstår som følge av de variable innsatsfaktorene som kreves i produksjonen. For eksempel har gasskraftverk en høy marginalkostnad fordi hver ekstra kWh krever innkjøpt gass, og gir opphav til CO₂-utslipp som må dekkes med kvoter. Derimot har vannkraft lave marginalkostnader ettersom vannet allerede er tilgjengelig og selve produksjonsprosessen ikke krever større innsatsfaktorer per enhet (Thema Consulting Group, 2022). Samtidig er den hydrologiske ressursen begrenset, noe som medfører at kraftprodusentene må vurdere alternativkostnadene ved umiddelbar produksjon mot lagring for fremtidig utnyttelse. Denne vurderingen angir vannverdier som representerer den økonomiske verdien av å utsette produksjonen til et senere tidspunkt. Dersom spotprisen er lavere enn den beregnende vannverdien, velger produsenten ofte å holde igjen vann i magasinet for å produsere når prisene forventes å være høyere.

Spotprisen fastsettes for det kommende døgnet ved å sette den lik den marginale kostnaden til den dyreste produksjonseenheten nødvendig for å dekke etterspørselen (Thema Consulting Group, 2022). Denne prisdannelsen kan illustreres gjennom en merit order kurve (figur 1), hvor produksjonsteknologiene rangeres etter stigende variable kostnader. Teknologiene med lavest kostnad benyttes først, og prisen bestemmes der kurven for tilbud og etterspørsel møtes (Nord Pool, u.å.a).



Figur 1: Merit order kurve kraftproduksjon

Norge er delt inn i fem prisområder, der hvert område har sin egen spotpris. Denne inndelingen er etablert for å håndtere begrensninger i overføringskapasiteten i transmisjonsnettet mellom regionene. Ettersom kraftbalansen varierer geografisk kan enkelte områder ha kraftoverskudd, mens andre opplever kraftunderskudd. Den begrensende overføringskapasiteten i strømmnettet kan føre til flaskehalser som resulterer i regionale prisforskjeller (NVE, 2022b). Figur 2 illustrerer de ulike geografiske prissonene. Prisområdene i Norge er NO1 (Øst-Norge), NO2 (Sør-Norge), NO3 (Midt-Norge), NO4 (Nord-Norge) og NO5 (Vest-Norge).



Figur 2: Prisområdene i Norge. Kartet er hentet fra (Statnett, 2021)

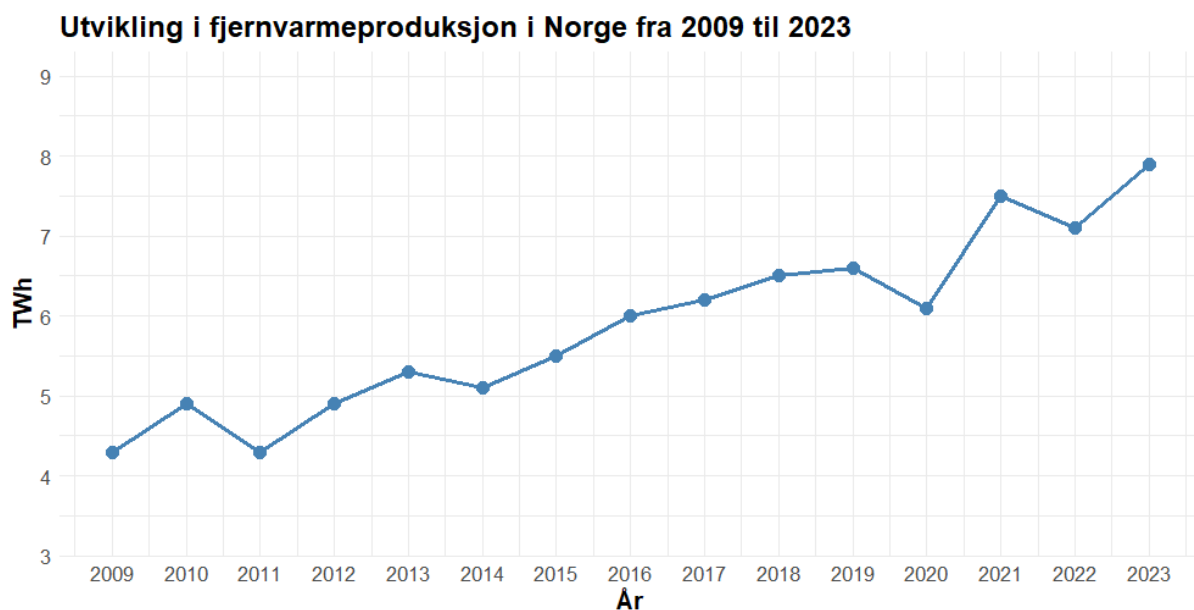
Hovedarenaen for krafthandel i Norge og Norden er kraftbørsen Nord Pool. Her omsettes kraft gjennom flere markedssegmenter, hvor det viktigste er day-ahead-markedet. I dette markedet gjennomføres det daglig en auksjon, hvor nettselskapene melder inn tilgjengelig transmisjonskapasitet, både internt i nettet og over landegrensene. Parallelt sender kraftprodusenter og strømleverandører inn bud med ønsket pris og volum for kjøp og salg av kraft. Auksjonen avsluttes kl. 12:00 hver dag, og markedet klareres deretter på bakgrunn av den oppgitte kapasiteten og innkomne bud. Basert på disse dataene etableres tilbuds- og etterspørselskurver, hvor skjæringspunktet definerer markedsprisen. Dette skjæringspunktet fastsetter spotprisen for hver enkelt time i hvert prisområde for det kommende døgnet (Nord Pool, u.å.b).

Det norske kraftsystemet er koblet til det europeiske markedet gjennom flere utenlandskabler. Disse muliggjør grensekryssende handel med elektrisitet og bidrar til bedre ressursutnyttelse, økt forsyningssikkerhet og utjevning av prisforskjeller.

Krafthandelen skjer via Nord Pool, som håndterer både nasjonale og internasjonale transaksjoner (Energidepartementet, 2024). Integrasjonen med det europeiske kraftmarkedet gjør det norske markedet mer eksponert for pris- og ressursutvikling i naboland. For eksempel kan høye strømpriser på kontinentet smitte over på norske priser gjennom økt eksport. På den andre siden gir utenlandskablene tilgang til import i perioder med lav vannkraftproduksjon eller høyt forbruk. Dette styrker forsyningssikkerheten og øker fleksibiliteten i kraftsystemet.

2.1.2 Norges fjernvarmemarked

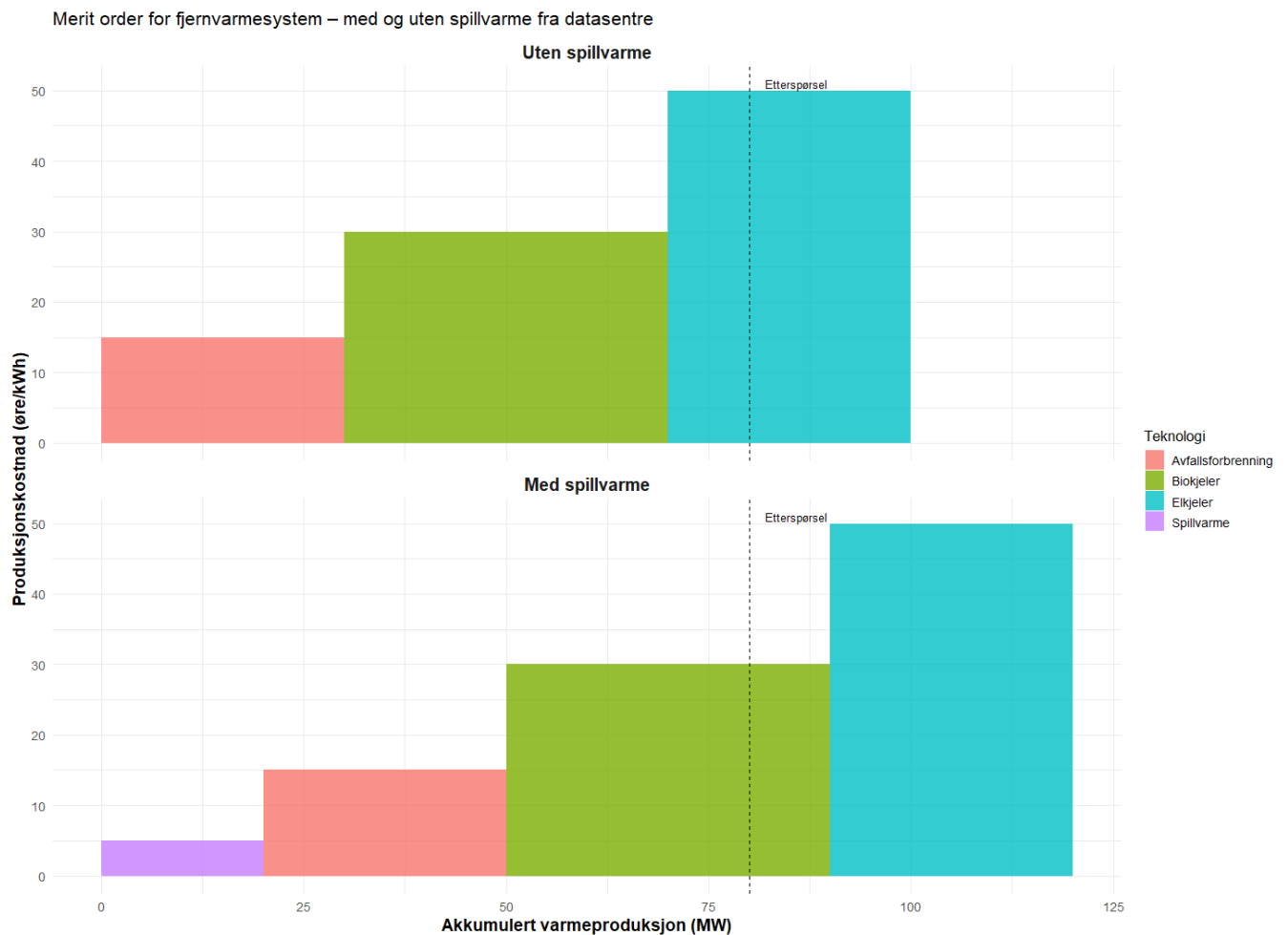
Fjernvarmemarkedet i Norge er relativt lite sammenlignet med andre nordiske land, men har vokst de siste tiårene som følge av økt fokus på energieffektivitet og bruk av overskuddsvarme (Bøeng, 2022). I 2023 var den norske fjernvarmeproduksjonen på 7,9 TWh (Norsk Fjernvarme, u.å.a). Figur 3 viser utviklingen i fjernvarmeproduksjonen over de siste årene. Markedsstrukturen for fjernvarme skiller seg fra kraftmarkedet ved at fjernvarmenettet ofte opereres som et naturlig monopol, hvor én aktør leverer varme til en geografisk avgrenset kundegruppe (NVE, 2022c). Dette skyldes store kostander og investeringer knyttet til infrastrukturen for fjernvarme, som gjør det lite økonomisk hensiktsmessig å ha flere leverandører i samme område.



Figur 3: Utviklingen i fjernvarmeproduksjon i Norge Hentet fra (Norsk Fjernvarme, u.å.b)

Selv om fjernvarmenettet er monopolpreget, blir prisene satt basert på reguleringer, alternativkostnaden ved elektrisk oppvarming og andre varmekilder til sluttbrukerne (Norsk Energi & Thema Consulting Group, 2014 s54). Prisene reguleres etter prinsippet om at fjernvarme ikke skal være dyrere enn den rimeligste alternative oppvarmingskilden, typisk elektrisitet eller varmepumper. Denne alternativprismodellen setter et pristak for hva fjernvarmeselskapene kan kreve. På produksjonssiden fastsettes varmeprisen vanligvis basert på langsiktige avtaler og selskapets kostnadsstruktur, med hensyn til energikilde, drift og investeringer (Riekeles et al., 2022). Selv om det ikke er direkte prisregulering, overvåkes markedet av NVE for å sikre rimelige vilkår.

Spillvarme fra datasentre kan bidra til å redusere kostnadene for fjernvarmesystemet ved å benytte overskuddsvarme som ellers ville gått tapt. Figur 4 viser et illustrativt eksempel på hvordan datasentre kan bidra til lavere fjernvarmepriser. Figuren består av to forenklede merit order kurver for et fjernvarmesystem med og uten tilgang på spillvarme fra datasentre. Uten spillvarme må systemet dekke etterspørselen med en dyrere teknologi som i dette tilfellet er elkjeler. Når spillvarmen integreres forskyves elkjeler ut av produksjonsmiksen og marginalkostnaden reduseres til en billigere teknologi. I dette eksempelet blir biokjeler den dyreste teknologien ved implementering av spillvarme.



Figur 4: Merit order etterspørsel med og uten spillvarme fra datasentre

2.2 Fleksibilitet

Fleksibilitet er en avgjørende faktor for det grønne skiftet. Med fleksibilitet menes evnen til å tilpasse produksjon, forbruk og lagring, eller å flytte produksjon og forbruk i tid som en respons på tilstanden i kraftsystemet (Statnett, 2023b). Utfasing av regulerbar fossil kraftproduksjon, kombinert med økt innslag av variabel fornybar energi som vind- og solkraft, medfører økte svingninger i den totale kraftproduksjonen. Ettersom strømforbruket varierer gjennom døgnet og året, stilles det økte krav til fleksibilitet i kraftsystemet for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk.

Behovet for fleksibilitet i kraftsystemet kommer særlig til syne gjennom variasjoner i kraftprisen og signaler fra systemoperatører eller nettselskaper (Statnett, 2023b). Perioder med høye kraftpriser oppstår typisk som følge av knapphet på energi, noe som understreker behovet for fleksible ressurser som regulerbar vannkraft, batteri og

fleksibelt strømforbruk. På den andre siden kan perioder med lave kraftpriser være når variabel fornybar kraftproduksjon er høy. I slike situasjoner blir fleksible løsninger som batterier eller produksjon av hydrogen viktige for å utnytte overskuddsenergien best mulig. Økt fleksibilitet vil derfor være avgjørende for å opprettholde stabilitet, dempe høye pristopper og sikre bedre ressursutnyttelse av tilgjengelige ressurser. I Norge er regulerbar vannkraft den viktigste fleksible ressursen, men tiltak som energilagring, laststyring og integrasjon av alternative varmekilder kan også spille en betydelig rolle i stabilisering av kraftsystemet (NVE, 2023a).

2.3 Anvendelse av økonomisk teori

Økonomisk teori anvendes for å analysere hvordan spillvarme fra datasentre kan bidra i Norges kraftsystem og forbedre utnyttelsen av energiresurser. Det benyttes konkurranseteori og marginalkostnadsprising for å vurdere hvordan økt varmeutnyttelse kan påvirke både fjernvarme- og kraftpriser. Konkurranseteori viser hvordan aktører opptrer i markeder avhengig av graden av konkurranse. Marginalkostnadsprising er prisene som reflekterer kostnaden ved å produsere én ekstra enhet energi. Disse perspektivene brukes for å vurdere hvordan økt varmeutnyttelse kan påvirke både kraft- og varmepriser. Videre anvendes teorier om markedsstruktur og regulering for å analysere hvordan økonomiske incentiver påvirker investeringer i spillvarmeutnyttelse.

For å kvantifisere disse effektene anvendes energisystemmodellen Balmorel, hvor vi simulerer ulike scenarioer for varmeutnyttelse og deres innvirkning på kraft- og varmepriser, produksjonsmiks, overføring, økonomisk lønnsomhet og fleksibilitet. Modellen vil ta hensyn til tekniske begrensninger, markedspriser og reguleringer for å beregne hvordan ulike tiltak vil påvirke Norges kraft- og varmeproduksjon. Resultater blir sammenlignet med egne forventninger for å avgjøre innvirkningen på spillvarme fra datasentrene.

2.4 Kjølssystemer i datasentre

Kjølesystemer er avgjørende for å opprettholde gunstige driftsforhold i datasentre. Valg av kjøleteknologi og lokalisering har en betydelig innvirkning på datasentrenes energieffektivitet, der tradisjonelle luftkjølingssystemer kan alene utgjøre opptil 40% av det totale energiforbruket (Oró et al., 2015). Mer effektive kjøleteknologier som væske eller frikjøling krever betydelig mindre energi, ettersom disse teknologiene kan utnytte lokale ressurser som kald luft eller nærliggende vannkilder.

En viktig indikator i datasenterbransjen er Power Usage Effectiveness. Den måler datasenterets energieffektivitet og brukes aktivt for å optimalisere driften, redusere energikostnader og minimere miljøpåvirkning (Fleitas, 2023). Power Usage Effectiveness beregnes ved å se på forholdet mellom datasenterets totale energiforbruk og energien som går direkte til IT-utstyret og servere (formel 1). En PUE-verdi på 1 indikerer at all energi går direkte til IT-utstyret og servere, men i praksis ligger PUE-verdien for datasentre typisk mellom 1,2-1,4 (Fleitas, 2023). Det betyr at 20-40% ekstra energi går til andre støttefunksjoner som belysning, kjøling og andre formål.

$$PUE = \frac{\text{Datasenterets totale energiforbruk}}{\text{Energiforbruk til IT – utstyr og servere}}$$

Formel 1: Beregning av Power Usage Effectiveness (PUE)

Det finnes flere ulike kjøleteknologier for datasentre, men de vanligste er luft- og væskekjøling. Luftkjølingssystemet er den mest utbredte metoden og benyttes i rundt 80% av eksisterende datasentre (Tosukhowong, 2024).

2.4.1 Luftkjøling

Plassering av serverstativer i et datasenter er avgjørende for effektiv kjøling og optimal luftsirkulasjon. I et luftkjølingssystem benyttes Computer Room Air Conditioners (CRAC) enheter som absorberer den varme luften serverne genererer, og kjøler den ned ved bruk av en kompressor eller kjølemedium. Den nedkjølte luften fraktes gjennom et opphevet gulv og tilbake til serveren gjennom et gulvgitter. (Nadjahi, Louahlia, & Lemasson, 2018). Metoden er en enkel og effektiv løsning for å kvitte seg med overskuddsvarmen, men er samtidig svært energiintensiv. Et slikt kjølesystem er lite egnet for varmeoverføring på grunn av luftens lave

varmeledningsevne. Dette resulterer i lave spillvarmetemperaturer, typisk mellom 15 og 20 grader, og begrenser mulighetene for effektiv utnyttelse av overskuddsvarme.

2.4.2 Væskekjøling

I nyere datasentre er væskebasert kjøling foretrukket, spesielt de med høy effektbelastning. I disse datasentrene genereres det store mengder varme, der den tradisjonelle luftkjølingsmetoden ikke lenger er tilstrekkelig. Ved bruk av væskekjøling overføres varme langt mer effektivt enn luft, og muliggjør en spillvarmetemperatur på mellom 50-60 grader (Yuan, et al., 2023). Det er flere tilnærminger til væskekjøling, hvor de mest utbredte metodene er direkte kjøling av brikken og immersjonskjøling.

I direkte-til-brikke kjøling sirkuleres det kjølevann gjennom mikrokanaler som utveksler varme med kjøleplater som er i direkte kontakt med serverkomponentene. Det oppvarmede vannet sendes til en varmeveksler, hvor varmen avledes til enten kjøletårnet eller et fjernvarmenett (Nadjahi, Louahlia, & Lemasson, 2018).

Immersjonskjøling er en kjøleteknologi der serverne og IT-utstyret senkes ned i en dielektrisk væske med høy varmeledningsevne. Denne væsken absorberer effektivt varmen fra komponentene uten risiko for kortslutning (Pambudi, et al., 2022). I kjøletårnet fjernes varmen ved fordampning, der vanndamp slippes ut i atmosfæren, mens den gjenværende væsken avkjøles og sirkuleres tilbake til serverstativene. Alternativt kan det oppvarmede vannet overføres til en fjernvarmesentral via et fjernvarmenett, hvor den avgir varmen og mottar nedkjølt vann i retur.

2.5 Termisk energilagring

Termisk energilagring eller Thermal Energy Storage (TES) representerer en teknologi der overskuddsvarme lagres for senere bruk. En studie fra Liu et al. (2020) demonstrerer at integrasjon av TES i datasenters kjølesystemer kan bidra til å jevne ut energiforbruket, redusere peak-load og dermed oppnå både økonomiske og miljømessige gevinster (Liu et al., 2020). Ved å lagre overskuddsvarme fra perioder med lav belastning, kan energien senere benyttes i perioder med høy etterspørsel eller for oppvarming i nærliggende bygg.

Lagringsteknologier for termisk energi deles vanligvis inn i tre hovedkategorier: latent lagring, sensibel lagring og termokjemisk lagring. Valget av teknologi avhenger av

både tekniske og økonomiske forhold, samt lokale klimaforhold og infrastruktur (IEA, 2014). I denne analysen er fokuset begrenset til sensibel lagring, ettersom latent og termokjemisk lagring ikke inngår i modellgrunnlaget.

2.5.1 Sensibel lagring

Ved sensibel lagring lagres termisk energi ved å øke temperaturen i et lagringsmedium som for eksempel vann, stein eller betong (Baceiro & Sæterli, 2022). Denne metoden er enkel, relativt kostnadseffektiv og utnytter mediumets spesifikke varmekapasitet. Den er spesielt egnet for kalde klima der frikjøling og vannbaserte systemer allerede er utbredt (Liu et al., 2020)

2.5.2 Termisk energilagring i Norge

Norge har et kaldt klima og et velfungerende nettverk for frikjøling, der sensibel lagring er en etablert og anvendbar teknologi for lagring av overskuddsvarme. Sensibel lagring egner seg godt under slike forhold ettersom vannbaserte lagringssystemer kan utnytte den naturlige temperaturforskjellen mellom lagringsmediet og uteluften. Dette gjør metoden effektiv og kostnadseffektiv for å samle opp og lagre overskuddsvarme fra blant annet datasentre og andre industrielle prosesser. Hensikten med slike lagringsteknologier er å øke fleksibiliteten i varmeleveransen og redusere avhengigheten av dyre topplastkilder. Ved å lagre overskuddsvarme fra lavlastperioder, kan man dekke etterspørselen i høylastperioder med energi fra lavkostkilder. Dette vil gi redusert marginalkostnad og lavere varmepris i perioder med høy etterspørsel.

Allerede i dag er slike løsninger integrert i norske fjernvarmeanlegg. Et eksempel er Kvitebjørn Varme AS som har etablert et sesonglager for å forsyne fjernvarmenettet. Lageret består av 300m dype brønner og har en lagringskapasitet på inntil 12 GWh årlig (Cnytt, 2022; Kvitebjørn Varme AS, 2024). Et annet eksempel er Celsio sin døgnlagertank for fjernvarme på Ulven i Oslo med en utnyttbar energikapasitet på 350 MWh (Hafslund Celsio, 2023). Kvitebjørn sitt sesonglager gjør det mulig å lagre overskuddsvarme fra sommerhalvåret når etterspørselen er lav, og benytte om vinteren når behovet er størst. Celsio sitt døgnlager kan utjevne produksjon og forbruk over døgnet, og redusert behovet for kostbar topplast i enkelttimer.

3. Metode

3.1 Visualisering og analyseverktøy

I arbeidet med databehandling og visualisering er det benyttet Microsoft Excel og programmeringsspråket R i RStudio. Excel har blitt brukt til innledende strukturering, bearbeiding og organisering av datasett, samt utarbeidelse av figurer og tabeller. RStudio er benyttet til å lage ulike figurer som boksplott og merit order kurver.

3.2 Redegjørelse for bruk av kunstig intelligens

Under arbeidet med masteroppgaven er det benyttet kunstig intelligens (ChatGPT fra OpenAI) som støtteverktøy. Bruken har primært vært av språklig og strukturell art, blant annet for å forbedre formuleringer og få teksten mer grammatisk og akademisk korrekt. Vi har også brukt verktøyet som støtte i forbindelse med koding av figurer i R-studio.

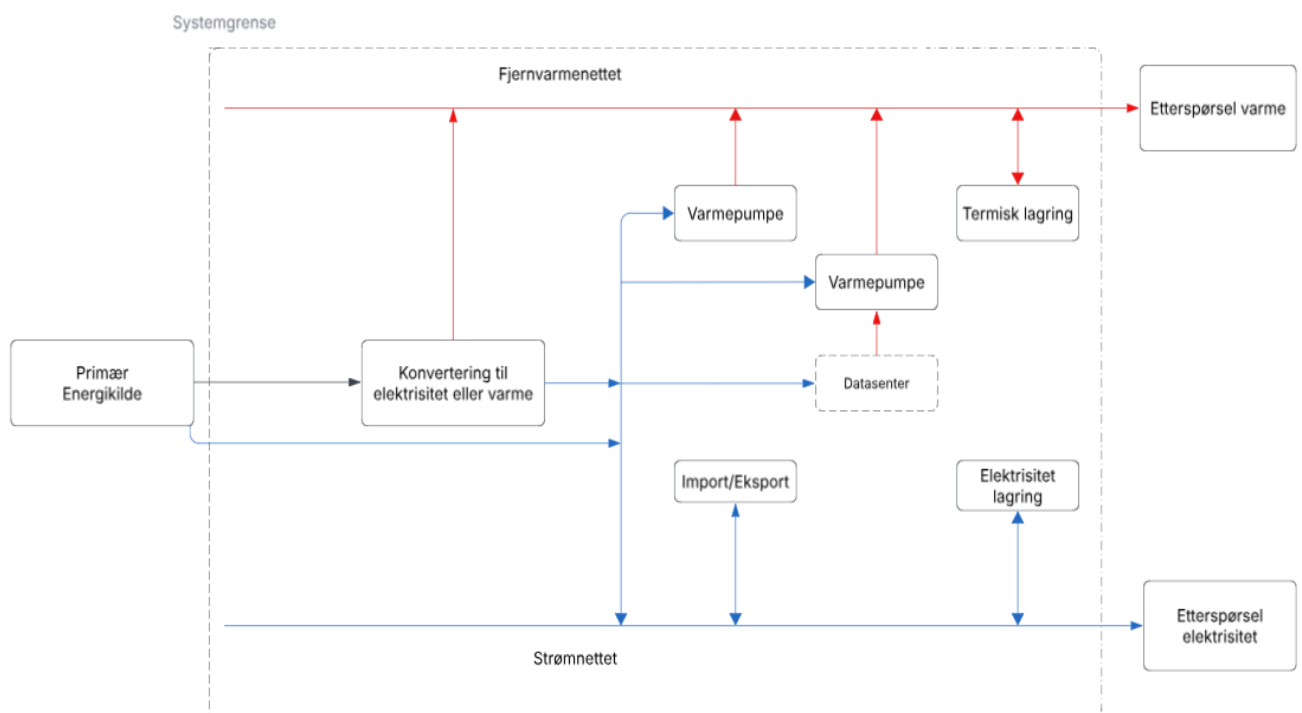
3.3 Balmorel

Balmorel er en lineær partiell likevektsmodell som ble utviklet for å analysere kraft- og fjernvarmesektoren i Nord-Europa. Som en partiell likevektsmodell ser den kun på varme og kraftsektoren, og ser bort ifra samspillet mellom andre markeder i økonomien. Modellen brukes til å modellere både kortsiktige og langsiktige investerings- og driftsbeslutninger i energisystemet. Den første versjonen ble utgitt i 2001 av Hans Ravn et al og har en åpen kildekode skrevet i General Algebraic Modelling System (GAMS). Modellen med input dataene er tilgjengelig for alle på GitHub (GitHub, 2025), og har siden lansering blitt kontinuerlig videreutviklet som følge av endringer i energisektoren (Wiese, et al., 2018).

Formålet til modellen er å maksimere samfunnsvelferd ved å minimere de totale kostnadene i systemet. Modellen optimerer under antagelsen om fullkommen konkurranse, der alle aktørene er pristakere og etterspørselen er definert eksogent. Gitt disse forutsettingene vil modellen finne den mest kostnadseffektive måten å dekke energibehovet. Dette ved å minimere de totale kostnadene knyttet til produksjon, lagring, overføring og distribusjon av elektrisitet eller varme, under hensyn til fysiske, regulatoriske og tekniske begrensninger (Wiese, et al., 2018). Modellen er et deterministisk energisystem hvor man antar perfekt framsynthet. Dette

innebærer at alle variabler er kjente på forhånd og ikke kan påvirkes av usikkerheter eller tilfeldige variasjoner. Kraft- og fjernvarmeprisen som oppgis i modellen tilsvarer marginalkostnaden for teknologien som må produsere for å møte etterspørselen i den aktuelle timen.

Figur 5 gir en forenklet oversikt over oppbyggingen av Balmorel-modellen. Den illustrerer samspillet mellom teknologier i energisystemet og hvordan energi flyter fra energikilden til sluttforbruker for å dekke etterspørselen etter elektrisitet og varme. I denne studien har vi utvidet modellen for å representere utnyttelsen av spillvarme fra datasentre. I modellen er datasentre definert som en sluttforbruker med et elektrisitetsbehov, samtidig som de produserer overskuddsvarme som utnyttes av varmepumper. Denne spillvarmen oppgraderes og leveres videre til fjernvarmenettet.



Figur 5: Fremstilling av Balmorel struktur. Inspirert av (Nagel, 2023)

Modellen skiller mellom eksogene og endogene variabler. Eksogene variabler er inputverdier som er fastsatt utenfor modellen og legges inn som bestemte forutsetninger før modellkjøring. Eksempler på slike variabler er etterspørsel for elektrisitet og varme, kostnader på fossile brensler, eksisterende installert kapasitet på teknologier og overføringskapasiteten. Endogene variabler er bestemt innenfor

modellen og er et resultat for hva modellen beregner som den mest kostnadseffektive løsningen på de eksogene forutsetningene. Eksempler på slike variabler kan være hvor mye hver teknologi skal produsere, strømflyt mellom regioner eller investering i ny kapasitet (Wiese, et al., 2018). Prisene på elektrisitet og fjernvarme er ikke modellerte variabler i seg selv, men fremkommer som skyggepriser knyttet til balansebegrensningene i modellen.

Tidsoppløsningen til modellen er fleksibel og kan tilpasses etter hva man ønsker å analysere. Den er delt inn i tre ulike oppløsninger: år, sesonger og timer, noe som gjør det mulig å simulere både kortsiktige og langsiktige energisystemanalyser. Den geografiske oppløsningen i modellen deles inn i tre ulike lag: land, region og område. Dette gjør det mulig for modellen å analysere energiflyten mellom regioner, identifisere flaskehalser i nettet og analysere hvordan ulike teknologier samspiller for å dekke energietterspørselen på de ulike geografiske områdene (Wiese, et al., 2018).

3.4 Datagrunnlaget for Balmorel

3.4.1 Eksisterende og fremtidig etterspørsel fra datasentre

Ettersom Balmorel ikke inkluderer spesifikke data knyttet til strømforbruk eller fremtidig etterspørsel fra datasentre, er denne informasjonen hentet fra selskapenes egne rapporter. For å identifisere og kartlegge eksisterende datasentre har vi benyttet karttjenester som NVEs temakart «Varme» (NVE, u.å.) og en nettside kalt *Data center map* (Datacentermap, u.å.). NVEs temakart er imidlertid noe utdatert, da den har ikke blitt oppdatert siden lanseringen i 2020. Temakartet mangler flere av de nylige etablerte datasentre i Norge. Data center map er derfor benyttet som en supplerende og mer oppdatert datakilde. I tillegg har vi vært i kontakt med NVEs konsesjonsavdeling som har bekreftet vår kartlegging der relevante datasentre er identifisert.

Når det gjelder fremtidig etterspørsel, har vi indentifisert selskaper med planer om å etablere nye datasentre i Norge. Kartleggingen er basert på selskapene sine egne pressemeldinger, samt offentlige søknader knyttet til etableringen av datasentre. I analysen er det inkludert prosjekter som har fått innvilget nettilknytning fra Statnett og konsesjon av NVE, med utgangspunkt i planlagt installert kapasitet. Videre har flere

eksisterende datasentre planer om utvidelse av eksisterende anlegg, og siden nødvendig infrastruktur allerede er på plass, har disse blitt tatt med i vår analyse. Vurdering av fremtidig etterspørsel fra datasentre er også støttet av Statnetts og NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse (NVE, 2023b; Statnett, 2025). Rapportene gir innsikt i forventet vekst i datasentrenes strømforbruk frem mot 2040. Ifølge NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse er det estimert at strømbehovet fra datasentre vil kunne nå opp mot 8 TWh innen 2040 (NVE, 2023b), mens Statnett sin analyse anslår et høyere forbruk på 14 TWh (Statnett, 2025). I denne studien har vi valgt å legge til grunn en etterspørsel mellom disse estimatene på 11,5 TWh. Dette anslaget er basert på vår egen kartlegging og vurdering av både eksisterende forbruk og fremtidig utvikling.

Tabell 1 viser det estimerte strømforbruket til datasentre i 2040, fordelt på de ulike prisområdene. Her ser vi at NO2 skiller seg ut fra de andre prisområdene, med en kraftig vekst i estimert strømforbruk på nærmere 8 TWh. Til sammenligning er det estimerte forbruket i NO4 på 306 GWh, til tross for at strømprisen i NO4 historisk sett har vært lavere enn i NO2. Dette indikerer at strømprisen alene ikke er utslagsgivende for lokaliseringen av datasentre, ettersom også faktorer som infrastruktur, arealtilgang samt nærhet til forbrukere og kunder utgjør sentrale hensyn i etableringsprosessen. I prisområdet NO2 er det planlagt flere store prosjekter, noe som forklarer det høye estimerte strømforbruket. Dette gjelder store aktører som Google som planlegger et datasenter i Skien, og Green Mountain med flere store prosjekter i Stavanger-regionen.

Tabell 1: Strømforbruk til datasentre i 2040

Strømforbruket til datasentrene (GWh/år) i 2040					
NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Totalt (TWh/år)
1489.2	7908.09	1686.3	306.6	74.46	11.5

3.4.2 Størrelse på datasentre, spillvarme utnyttelse og temperatur

Prosjektering av datasentre tar høyde for både dagens belastning og forventet vekst i etterspørsel. Anleggene dimensjoneres derfor ofte med betydelig overkapasitet fra oppstart (Sunbird, u.å.). Et eksempel på dette er Googles planlagte datasenter i Skien som har søkt om et effektuttak på 860 MW, noe som tilsvarer en årsproduksjon på 7,5 TWh. I praksis vil imidlertid datasenteret sjeldent operere på full kapasitet

gjennom hele året, men ha muligheten i perioder med svært høy etterspørsel (Norsk Datasenter Industri, 2024). Hvor mye et datasenter bruker av sin installerte kapasitet vil variere mellom datasentrene. I denne analysen antar vi en kapasitetsfaktor på 50%.

Det er flere faktorer som påvirker muligheten for å utnytte spillvarme fra datasentre, blant annet kjøleteknologi og datasenterets størrelse. I vår analyse har vi valgt å kategorisere datasentre i tre størrelsesklasser: liten (1-5MW), medium (5-50MW) og stort (>50MW). Denne inndelingen gjør det mulig å skille mellom ulike nivåer av varmeproduksjon. Vi har videre antatt at de fleste datasentre innen 2040 vil benytte væskebaserte kjølesystemer, ettersom disse sikrer høyere spillvarmetemperatur og har bedre forutsetninger for varmegjenvinning.

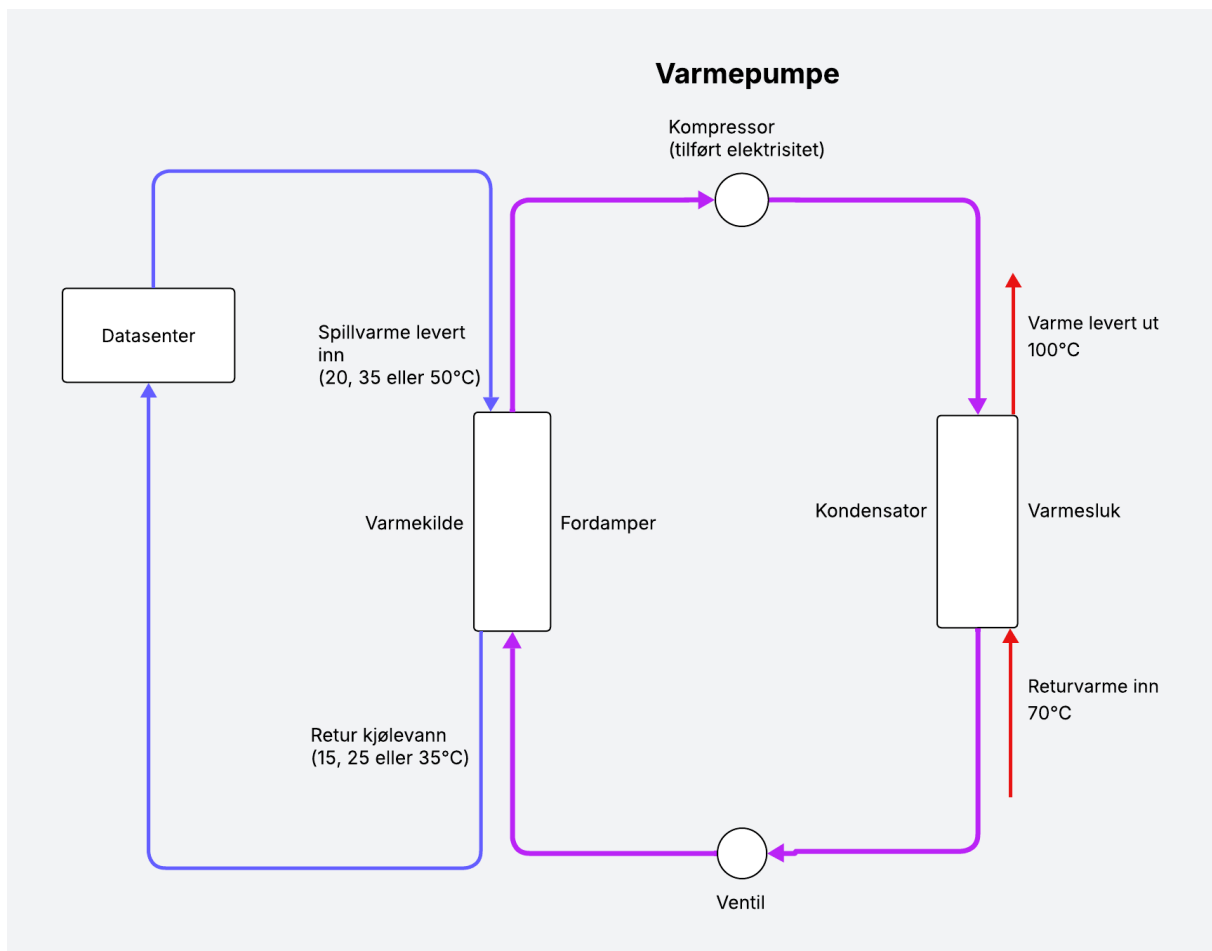
Basert på en dialog med Pål Rune Viken, utviklingsdirektør i *STACK Infrastructure*, oppgir han at 60% av all energi som forbrukes i et mindre datasenter kan gjenvinnes, og andelen kan være enda høyere for større datasentre (P.R, Viken, personlig kommunikasjon, 15. Januar 2025). Videre opplyser Hafslund Celsio at spillvarmen som STACK Ulven leverer til Hafslund har en temperatur på 15°C, med en returtemperatur på 10°C (M, Havskjold, personlig kommunikasjon, 30. Januar 2025). I vår analyse har vi valgt å justere disse verdiene opp med 5°C, slik at levert temperatur blir 20°C og returtemperaturen tilbake til datasenteret blir 15°C. Dette er basert på antagelsen om fremtidige forbedringer av kjøleteknologier. Disse estimatene vil representere små datasentre i vår modell. For mellomstore datasentre har vi antatt en spillvarmetemperatur på 35 °C, med en returtemperatur på 25 °C, og for større datasentre en temperatur på 50 °C, med returtemperatur på 35 °C. Disse estimatene er basert på tidligere studier og den generelle forutsetningen om at større datasentre genererer høyere temperatur på spillvarmen enn mindre anlegg.

Tabell 2: Antagelser på spillvarmeutnyttelse

	Kapasitet	Andel av input energi som tilgjengelig som spillvarme	Temperatur	Retur
Lite datasenter	1-5 MW	60 %	20	15
Medium datasenter	5-50 MW	70 %	35	25
Stort datasenter	>50 MW	80 %	50	35

3.4.3 Varmepumper i fjernvarmenett

Ettersom spillvarmetemperaturen fra datasentre ligger på mellom 20-50°C, er det nødvendig å benytte varmepumper for å løfte temperaturen til et tilstrekkelig nivå egnet for fjernvarmedistribusjon. I denne analysen har vi valgt en temperaturprofil i fjernvarmenettet med en returtemperatur på 70°C og en fremløpstemperatur på 100°C. Dette reflekterer moderne fjernvarmesystemer som vanligvis ligger mellom 80-120°C (Skagerak Varme, u.å.). Figur 6 viser et flytdiagram over distribusjon av spillvarme. Varmen hentes fra datasenteret og føres inn i varmepumpens fordamper. Her løftes temperaturen ved hjelp av en kompressor, før varmen overføres til fjernvarmenettet via kondensatoren. Returvannet går tilbake til datasenteret og fullfører kretsløpet. Temperatur på spillvarme inn og returnert kjølevann avhenger av datasenterets størrelse (lite, medium, stort).



Figur 6: Illustrasjon av tilknytning til varmepumpe

Valg og dimensjonering av varmepumper tas med utgangspunkt i en dansk energikatalog utgitt av Energistyrelsen (Danish Energy Agency, 2025). Her er den oppgitte COP-verdien for året 2040 lik 5,3 for representative systemer. Dette

refererer typisk til industrielle varmepumper tilknyttet fjernevarmesystemet med moderate temperaturløft. For å estimere tilsvarende COP for våre egne varmepumper benyttes Lorenz-formelen til å beregne den teoretisk maksimale COP-verdien (formel 2). Temperaturen er oppgitt i Kelvin, T_{sink} er temperatur for varmesluk og T_{source} er temperatur fra varmekilden.

$$COP_{\text{Lorenz}} = \frac{T_{\text{sink}}}{T_{\text{sink}} - T_{\text{source}}}$$

$$T = \frac{T_{\text{inn}} - T_{\text{ut}}}{\ln\left(\frac{T_{\text{inn}}}{T_{\text{ut}}}\right)}$$

Formel 2: Formel for beregning av COP_{Lorenz}

Med temperaturforutsetningene fra den danske katalogen gir dette en COP_{Lorenz} på 10,09 (formel 3)

$$COP_{\text{Lorenz}} = \frac{T_{\text{sink}} \left(\frac{35}{70} \right)}{T_{\text{sink}} \frac{35}{70} - T_{\text{source}} \frac{25}{15}} = 10,09$$

Formel 3: Beregning av COP_{Lorenz} fra dansk energikatalog

Videre beregnes en effektiv virkningsgrad, definert som forholdet mellom faktisk COP oppgitt fra dansk katalog og COP_{Lorenz} . Dette gir en virkningsgrad lik 0,525 (formel 4).

$$COP_{\text{virkningsgrad}} = \frac{\text{Faktisk COP}}{COP_{\text{Max}}} = \frac{5,3}{10,09} = 0,525$$

Formel 4: Beregning av virkningsgrad til varmepumpe

Ved å benytte COP_{Lorenz} basert på våre temperaturantagelser, og multiplisere med den angitte virkningsgraden, beregnes ny COP-verdi for de tre datastørrelsene. Det er ulike temperaturer på spillvarmen fra datasentrene (T_{source}), mens varmen ut og inn fra fjernvarmenettet (T_{sink}) er på 100 og 70 grader. Formel 5 regner ny COP for lite, medium og stort datasenter på henholdsvis 2,79, 3,43 og 4,44.

COP for varmepumper til datasentre

$$\text{Varmepumpe lite datasenter: } COP_{ny} = \frac{T_{\text{sink}}(\frac{70}{100}) * COP_{\text{virkningsgrad}}}{T_{\text{sink}}(\frac{70}{100}) - T_{\text{source}}(\frac{20}{15})} = 2,79$$

$$\text{Varmepumpe medium datasenter: } COP_{ny} = \frac{T_{\text{sink}}(\frac{70}{100}) * COP_{\text{virkningsgrad}}}{T_{\text{sink}}(\frac{70}{100}) - T_{\text{source}}(\frac{35}{25})} = 3,43$$

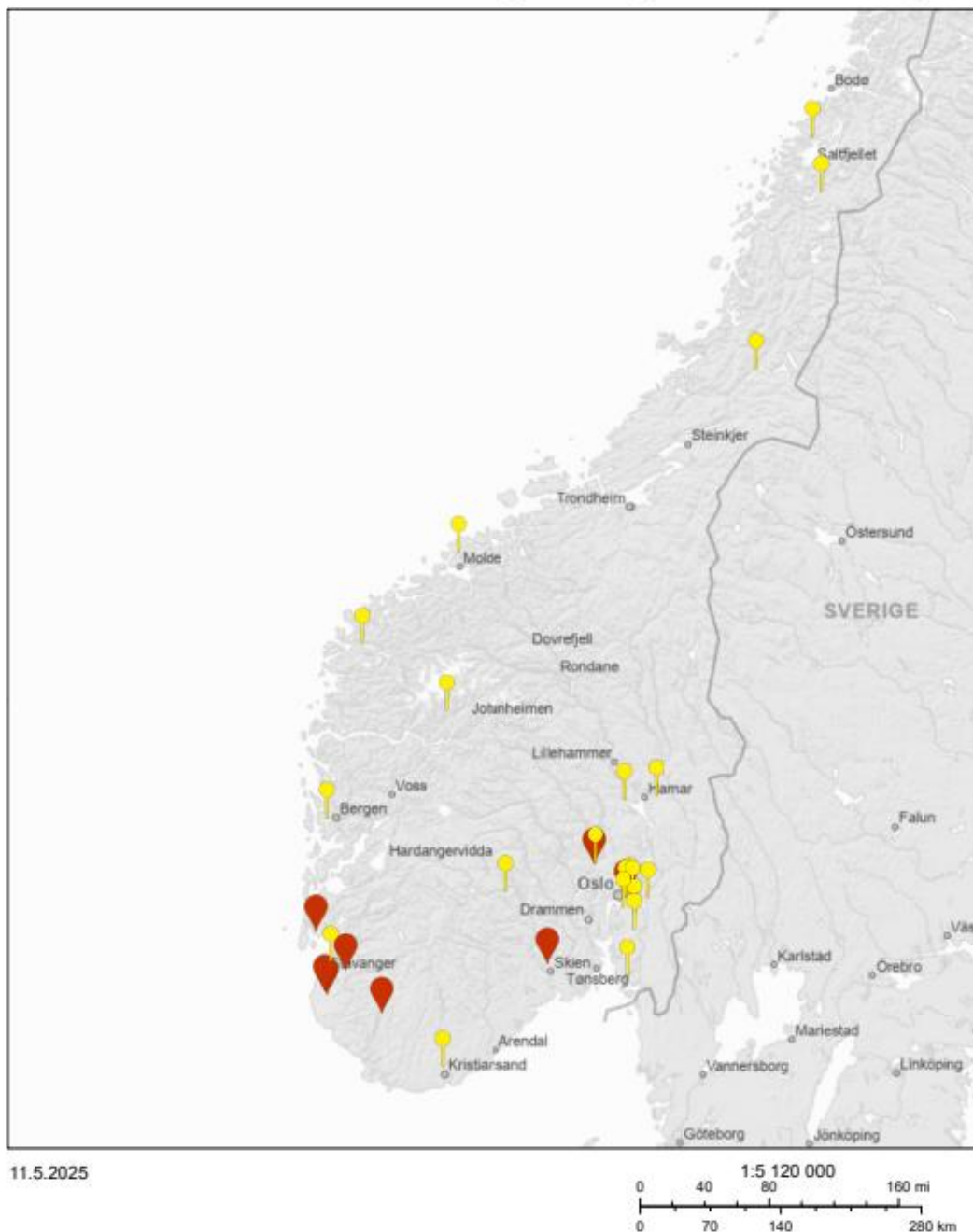
$$\text{Varmepumpe stort datasenter: } COP_{ny} = \frac{T_{\text{sink}}(\frac{70}{100}) * COP_{\text{virkningsgrad}}}{T_{\text{sink}}(\frac{70}{100}) - T_{\text{source}}(\frac{50}{35})} = 4,44$$

Formel 5: Utregning av COP for varmepumpene til ulike datasentre

3.4.4 Tilknytningsmulighet

For å utnytte spillvarmen fra eksisterende og fremtidige datasentre er det avgjørende at de er lokalisert innenfor konsesjonsområdet til et fjernvarmenett, slik at det er teknisk mulig å koble seg til. For å kartlegge dette har vi benyttet «Fjernkontrollen» (Norsk Fjernvarme, u.å.b) for å identifisere relevante fjernvarmeselskaper i Norge. I forbindelse med NVEs konsesjonsbehandling har samtlige fjernvarmeselskaper med innvilget konsesjon levert dokumentasjon om konsesjonsområder og plassering av fjernvarmesentral. Ved bruk av *Google Maps* har vi kartlagt hvor eksisterende og fremtidige datasentre skal etableres, samt hvor den nærmeste fjernvarmesentralen er lokalisert. Ved å sammenstille plasseringen av datasentre med data fra Fjernkontrollen og NVE, har vi etablert en oversikt over potensialet for tilknytning til eksisterende fjernvarmenett. Totalt er det kartlagt 30 datasentre som kan utnytte spillvarmen dersom plasseringen er innenfor konsesjonsområde til fjernvarmenettet. Figur 7 viser en kartoversikt over datasentre som er inkludert i denne studien. For å fremstille eksisterende datasentrene er disse markert som gule punkter, mens de fremtidige er markert som røde punkter. Her ser vi at datasentrene er godt spredt over store deler av landet, hvor de fleste er etablert i prisområde NO1.

Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Norge

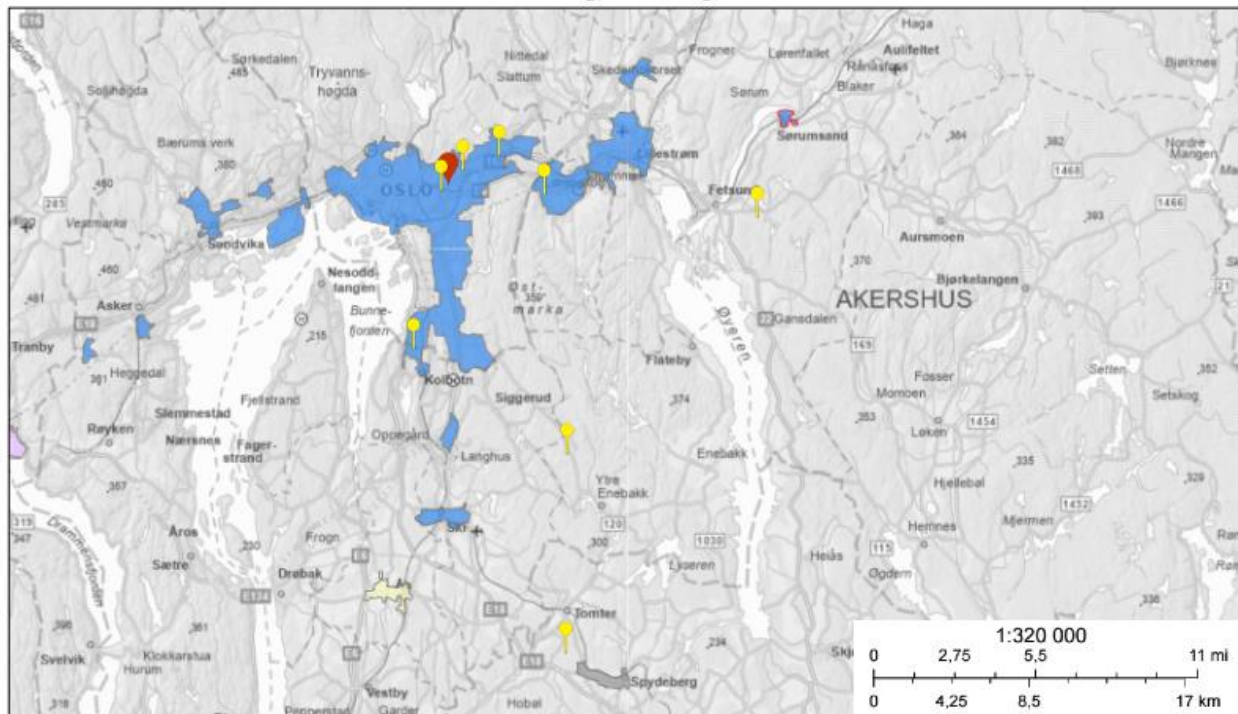


Figur 7: Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Norge. Basiskartet er hentet fra (NVE, u.å.)

Figur 8 og 9 viser en kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Oslo- og Stavanger-området, med tilhørende konsesjonsområde til fjernvarme (blå markering). I Oslo-området er de fleste datasentrene etablert innenfor konsesjonsområdet, noe som gir gode forutsetninger til å utnytte spillvarmen og integrere den i det eksisterende fjernvarmesystemet. Det finnes imidlertid tre datasentre som ligger et stykke utenfor konsesjonsområdet, noe som gjør tilkoblingen til fjernvarmenettet mer utfordrende. I Stavanger-området er det etablert

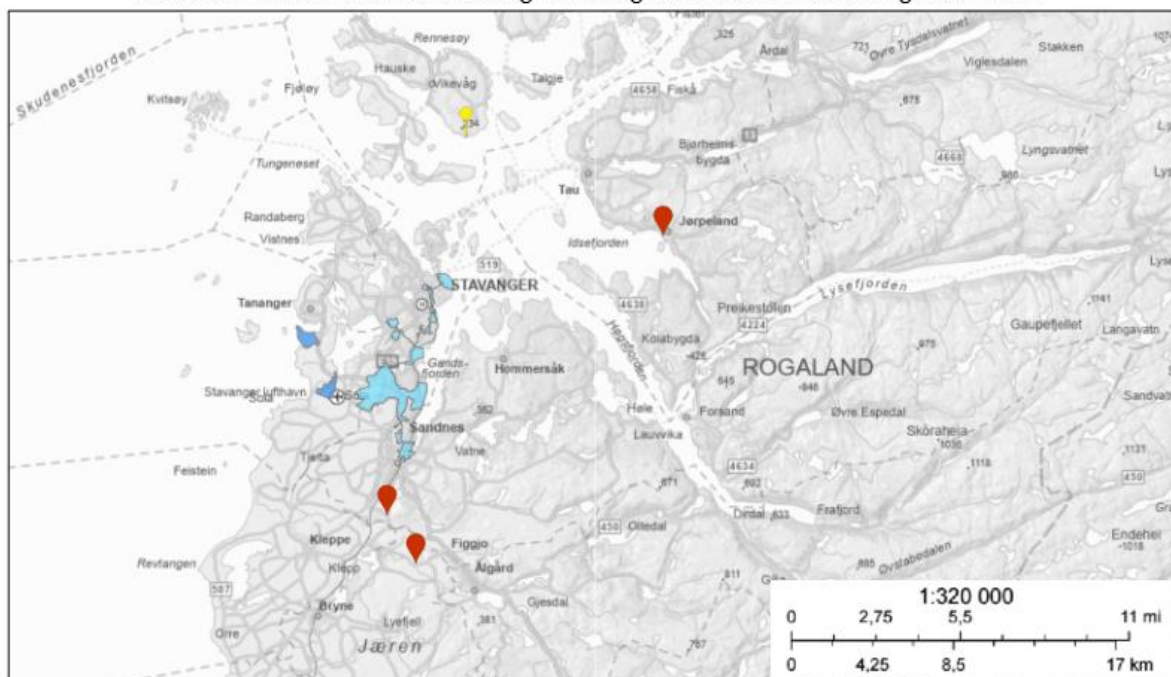
ett datasenter, og ytterligere tre datasentre er under planlegging av utbygging. Alle datasentrene er utenfor konsesjonsområde til fjernvarmenettet, noe som begrenser mulighetene for varmegjenvinning.

Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Oslo området



Figur 8: Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Oslo-området. Basiskartet er hentet fra (NVE, u.å.)

Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Stavanger området



Figur 9: Kartoversikt over eksisterende og fremtidige datasentre i Stavanger-området. Basiskartet er hentet fra (NVE, u.å.)

Kartleggingen viser at flere datasentre velger å etablere seg utenfor tettbygde områder, noe som skaper utfordringer med tilknytning til eksisterende fjernvarmenett. I vår analyse har vi valgt å inkludere datasentre som ligger innenfor 10 km fra nærmeste fjernvarmesentral. Dette begrunnes med en studie fra Nederland om langdistansetransport av varme (Kavvadias & Quoilin, 2018). Studien fremhever 10 km som en praktisk og økonomisk forsvarlig avstand, både med hensyn til varmetap og kostnader knyttet til rørtraser. Et illustrerende eksempel er Apple sitt datasenter i Viborg, som er lokalisert omtrent 10 km unna sentrumsområde. Her har Viborg Varme fått godkjent et prosjekt som muliggjør utnyttelse av spillvarmen fra datasenteret, med planlagt ferdigstilling innen 2027 (ViborgVarme, u.å.).

Tabell 3: Oppsummeringstabell over antagelsene

					Strømforbruk til datasentre som kan tilknyttes fjernvarmenettet(GWh/år)					
		Andel av input som tilgjengelig som spillvarme	Tempratur	Retur	NO1	N02	NO3	NO4	N05	Spillvarme utnyttelse
Lite datasenter	1-5 MW	0.6	20	15	63.51	0	0	0	8.76	43.362
Medium datasenter	5-50MW	0.7	35	25	678.9	0	0	175.2	0	597.87
Stort datasenter	>50 MW	0.8	50	35	394.2	4949.4	0	0	0	4274.88
Total kapasitet					1228.59	4949.4	0	175.2	8.76	6361.95

3.4.5 Etterspørsel for elektrisitet og fjernvarme

I vår modell har vi satt etterspørsel for elektrisitet med utgangspunkt i Statnetts langsiktige kraftmarkedsanalyse. Deres prognoser for 2040 anslår et totalt strømforbruk på 180 TWh (Statnett, 2025). Tabell 4 viser hvordan etterspørselen fordeler seg mellom de ulike prisområdene i modellen.

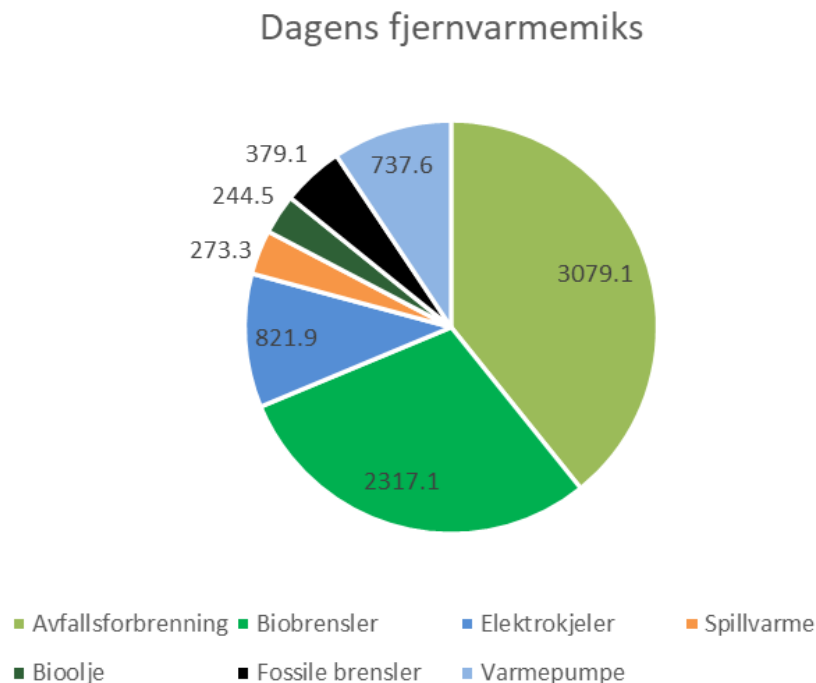
Tabell 4: Elektrisitetsetterspørsel på de ulike prisområdene

Etterspørsel elektrisitet over prisområder (TWh/år)

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
40.46	60.43	31.20	27.57	20.38

I modellen er det videre lagt til grunn en økning i etterspørsel etter fjernvarme. I dag utgjør fjernvarmeetterspørselen omtrent 7 TWh, hvor store deler av produksjonen kommer fra avfallsforbrenning, biobrensler og elektriske varmekilder (illustrert i figur 10). For å analysere fremtidig fjernvarmeproduksjon i Norge benyttes to kapasiteter for 2040. Det første er et sannsynlig utviklingsforløp hvor produksjonen øker til 10 TWh, mens det andre er et mer ambisiøst scenario med en økning til 20 TWh. Prognoser for fremtidig fjernvarmeproduksjon er svært begrenset, men Norsk

Fjernvarme har uttalt et mål om å doble dagens produksjon til 15 TWh innen 2030 (Norsk Fjernvarme, 2025). NVE har i sin rapport om forslag til ny prisregulering for fjernvarme pekt på at det er realistisk å øke fjernvarmen i størrelsesorden 4-8 TWh mot 2040 (NVE, 2024b).



Figur 10: Dagens fjernvarmemiks målt i GWh. Hentet fra (SSB, 2024a)

Selv om analysen inkluderer to kapasiteter for fjernvarmeproduksjon, vil hovedvekten i resultatene og diskusjonen ligge på det ambisiøse scenarioet med en produksjon på 20 TWh. Dette i lys av økende politisk oppmerksomhet rundt fjernvarmens potensial i det grønne skiftet. For etterspørsel av varme er modellen bygget opp slik at fjernvarmekapasiteten tilsvarer mengden varme som må produseres for å dekke etterspørselen. Tabell 5 viser etterspørsel (10 TWh og 20 TWh) etter fjernvarme i de ulike prisområdene for vår modell.

Tabell 5: Varmeetterspørsel på de ulike prisområdene

Varmeetterspørsel 10 TWh

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
6,25	0,81	1,78	0,52	0,63

Varmeetterspørsel 20 TWh

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
12,51	1,63	3,56	1,04	1,27

3.4.6 Tidsoppsett

I denne analysen modelleres det scenarioer for det norske energisystemet i 2040. Hvert scenario er simulert med 1800 tidssteg, noe som gir en detaljert framstilling av det fremtidige energisystemet. Tidsoppløsningen består av 25 uker og 72 timer per uke. Ukene er valgt som annenhver uke fra uke 2 til uke 50, for å fange opp sesongmessige variasjoner i både etterspørsel og produksjon. Timesoppløsningen inkluderer time 1 til 48 og time 121 til 144, som dekker mandag, tirsdag og lørdag. Timene er valgt for å reflektere typiske variasjoner i forbruksmønstre gjennom uken.

3.4.7 Geografisk oppløsning

Det er modellert 33 land i Europa, men vi fokuserer kun på Norge. Den geografiske oppløsningen i modellen er delt inn land, region og område. Regionsnivået representerer de ulike spotprisområdene i kraftmarkedet, hvor strømproduksjon, etterspørsel og handel balanseres. Innenfor hvert spotprisområde er det flere delområder, som er geografisk avgrensede områder med ulike produksjonsressurser og forbruksmønstre. I Balmorel modelleres fjernvarme på område-nivå da fjernvarme innebærer lokale systemer der varmen må produseres og forbrukes i samme område. I motsetning til elektrisitet kan ikke varme transporteres over lengre avstander, og modelleringen på dette nivået gir dermed en mer realistisk framstilling av fjernvarmepriser.

3.4.8 Kostnader

Balmorel tar hensyn til flere kostnadsparametere når den skal beregne total produksjonskostnad til den enkelte teknologien. Inputkostnadene knyttet til produksjon av elektrisitet og varme er basert på data fra teknologi-katalogen av den danske Energistyrelsen (Danish Energy Agency, u.å.). Tabell 6 viser noen beregnede

verdier for Levelized Cost Of Energy/Heat (LCOE/LCOH) og kortsiktige marginalkostnader (SRMC) for ulike teknologier som benyttes i Balmorel. LCOE/LCOH viser den gjennomsnittlige produksjonskostnaden over teknologien sin levetid, og brukes av modellen for å foreta en investeringsbeslutning på hvilken teknologi som er mest lønnsom å investere i. Kortsiktig marginalkostnad avgjør hvilken teknologi modellen prioriterer i produksjonsmiksen fra time til time, da den reflekterer kostnaden ved å produsere en ekstra enhet energi.

Tabell 6: Levelized cost of energy/heat (LCOE/LCOH) og marginalkostnad (SRMC) for ulike teknologier. Hentet fra Balmorel

Teknologi	LCOE/LCOH (Euro/MWh)	SRMC (€/MWh)
Landbasert vindkraft	29.8	1.3
Offshore vindkraft	37.2	3.6
Solkraft på bakken	32.4	0.0
Pellets	73.9	33.5
Flis	58.1	23.6
Avfallsforbrenning	21.0	-5.85

For spillvarme fra datasentre antar vi at varmen leveres kostnadsfritt til fjernvarmenettet. Forutsetningen bygger på at spillvarmen anses som en lavverdig energikilde, som i utgangspunktet ville gått tapt dersom den ikke ble benyttet. Et illustrerende eksempel på dette er datasenteret STACK Ulven som leverer sin overskuddsvarme gratis til Hafslund Celsio (P.R, Viken, personlig kommunikasjon, 15. Januar 2025). For varmepumper inkluderer modellen kostnader knyttet til både elektrisitetsforbruk og installasjon. Elektrisitetskostnadene beregnes ut fra varmepumpens COP og gjeldene spotpris for hver enkelt time, noe som bestemmes endogent i modellen. I tillegg inngår investeringskostnader, samt faste og variable driftskostnader forbundet med varmepumpeinstallasjonen. Tabell 7 gir en oversikt over kostnadene som er inkludert i modellen for produksjon av spillvarmen.

Tabell 7: Kostnadsoversikt for varmepumper i modellen

	Datasenter stor	Datasenter medium	Datasenter liten
Investeringskostnader (€/MW)	606 120	808 160	1 212 240
Fastekostnader (€/MW)	2 127	2 127	2 127
Variablekostnader (€/MWh)	2.22	2.33	3.29
Produksjonskostnad (€/MWh)	Spotpris	Spotpris	Spotpris
Levetid (år)	25	25	25
COP	4.44	3.43	2.79

3.5 Beskrivelse av ulike scenarioer

Vi har konstruert 3 scenarioer med delscenarioer for å kunne besvare forskningsspørsmålene og se hvilken effekt utnyttelse av spillvarme har for Norges kraft- og varmesystem i 2040 (se tabell 8). Scenarioene består av ulike kapasiteter for fjernvarmenettet og klimatisk variasjon med normalår/tørrår. Et normalår representerer væråret 2013 med en total vannkraftproduksjon på 135 TWh. Tørrår representerer væråret 2010 med en vannkraftproduksjon på 115 TWh. I tillegg deles scenarioene opp i ulike distanser fra datasentrene til nærmeste fjernvarmesentral.

Beskrivelse av delscenarioene

Basis – Dette er et base-scenario som representerer året 2040 uten endringer. I dette scenarioet eksisterer nåværende og fremtidige datasentre, men uten mulighet for utnyttelse av spillvarme.

Skala utnyttelse – Basert på vår kartlegging av datasentrene i Norge, har vi valgt å dele muligheten for utnyttelse av spillvarme inn i to avstandskategorier. Småskala utnyttelse kan benytte spillvarme fra datasentre som ligger inntil 3 km fra nærmeste fjernvarmesentral, mens storskala utnyttelse kan omfatte datasentre inntil 10 km unna.

Tabell 8: Beskrivelse av ulike scenarioer

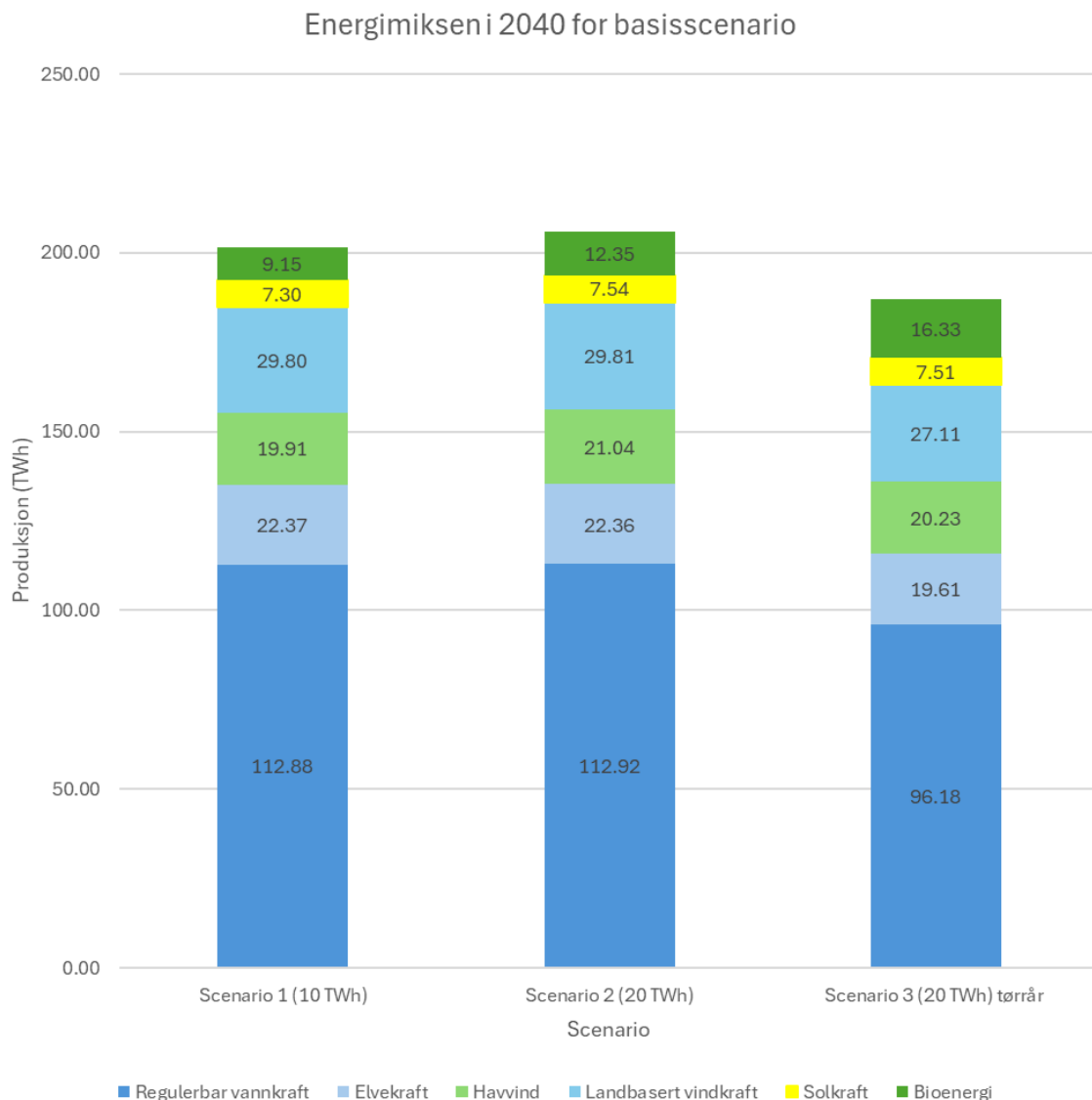
Scenario	Delscenario	Beskrivelse
Scenario 1: Fjernvarmenett liten kapasitet (10 TWh)	1.1 Basis 10 TWh	Uten utnyttelse av spillvarme
	1.2 Storskala utnyttelse 10 TWh	Utnyttelse av spillvarme innen 10 km
Scenario 2: Fjernvarmenett stor kapasitet (20 TWh)	2.1 Basis 20 TWh	Uten utnyttelse av spillvarme
	2.2 Småskala utnyttelse 20 TWh	Utnyttelse av spillvarme innen 3 km
	2.3 Storskala utnyttelse 20 TWh	Utnyttelse av spillvarme innen 10 km
Scenario 3: Fjernvarmenett stor kapasitet tørrår (20 TWh)	3.1 Basis 20 TWh tørrår	Uten utnyttelse av spillvarme
	3.2 Småskala utnyttelse 20 TWh tørrår	Utnyttelse av spillvarme innen 3 km
	3.3 Storskala utnyttelse 20 TWh tørrår	Utnyttelse av spillvarme innen 10 km

4. Resultat

Her presenterer hovedfunnene i Balmorel basert i de ulike scenarioene

4.1 Basisscenarioene

I figur 11 presenteres resultatene med en oversikt over sammensetningen av Norges kraftmiks i 2040, og hvordan kraftproduksjonen fordeler seg mellom de ulike teknologiene. Studien viser at vannkraft forblir den dominerende kraftkilden i Norge. Samtidig ser vi en økning i variabel kraftproduksjon, hovedsakelig fra vind- og solkraft. I basisscenarioene 1 og 2 vil vannkraft stå for omtrent 65% av den totale kraftproduksjonen. I Scenario 3 reduseres andelen til 60%, noe som kan forklares med et redusert vanntilslig i vannkraftverkene som følge av tørråret. Variable fornybare teknologier som landbasert vindkraft, havvind og solkraft vil få en betydelig større rolle i det fremtidige kraftsystemet sammenlignet med dagens system. I dag utgjør variabel kraftproduksjon omtrent 11% av den totale produksjonen, mens i alle scenarioene vil den øke til omtrent 29% innen 2040. Videre er det verdt å merke seg at produksjonen av bioenergi øker mellom de ulike scenarioene. Dette skyldes som følge av økt etterspørsel etter fjernvarme, og for Scenario 3 bidrar bioenergi til elektrisitetsproduksjon for å dekke strømbehovet. Samlet sett viser Scenario 1 og 2 at den totale kraftproduksjonen er på henholdsvis 201 TWh og 206 TWh, mens i Scenario 3 faller den til 187 TWh. I Scenario 3 vil dermed Norges kraftbalanse gå i underskudd, der man må importere større mengder kraft for å dekke etterspørselen.

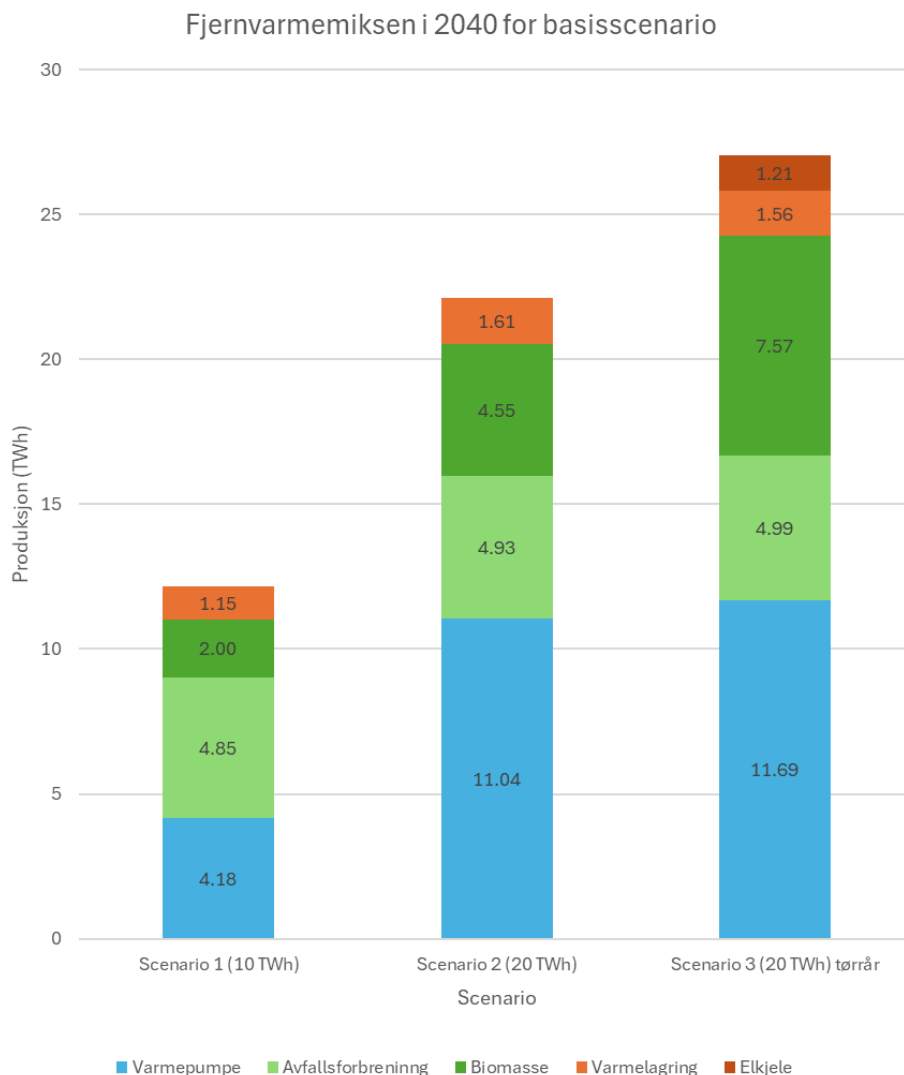


Figur 11: Energimiksen for basisscenario

Figur 12 viser sammensetningen av fjernvarmemiksen i basisscenarioene for 2040. Avfallsforbrenning og varmepumper utgjør den største andelen, og står for omtrent 60% av den totale fjernvarmeproduksjonen. I tillegg bidrar andre teknologier som biobrensel basert på råstoffer som biogass, flis og pellets, samt sesongbasert varmelagring. I Scenario 3 blir elkjeler introdusert inn i fjernvarmemiksen.

Som vist i figur 12, ser vi at den totale fjernvarmeproduksjonen overstiger den angitte etterspørselen for de tre scenarioene. Dette skyldes blant annet begrenset fleksibilitet i avfallsforbrenning. Avfallsforbrenning har en jevn produksjon gjennom året og begrenset mulighet til å tilpasse seg etter variasjoner i varmeetterspørselen. En annen forklaring kan være økt behov for elektrisitet. I kraft- og varmeanlegg produseres varme som et biprodukt av strømproduksjonen, og dersom systemet har

et større behov for elektrisitet, produseres det varme samtidig uavhengig varmeetterspørselen. Dette kommer tydeligere frem for Scenario 3 (tørrår), der systemet velger å produsere betydelig mer fra biomasse. Redusert vannkraftproduksjon kan føre til økt etterspørsel etter elektrisitet fra andre kilder, noe som resulterer i økt varmeproduksjon.

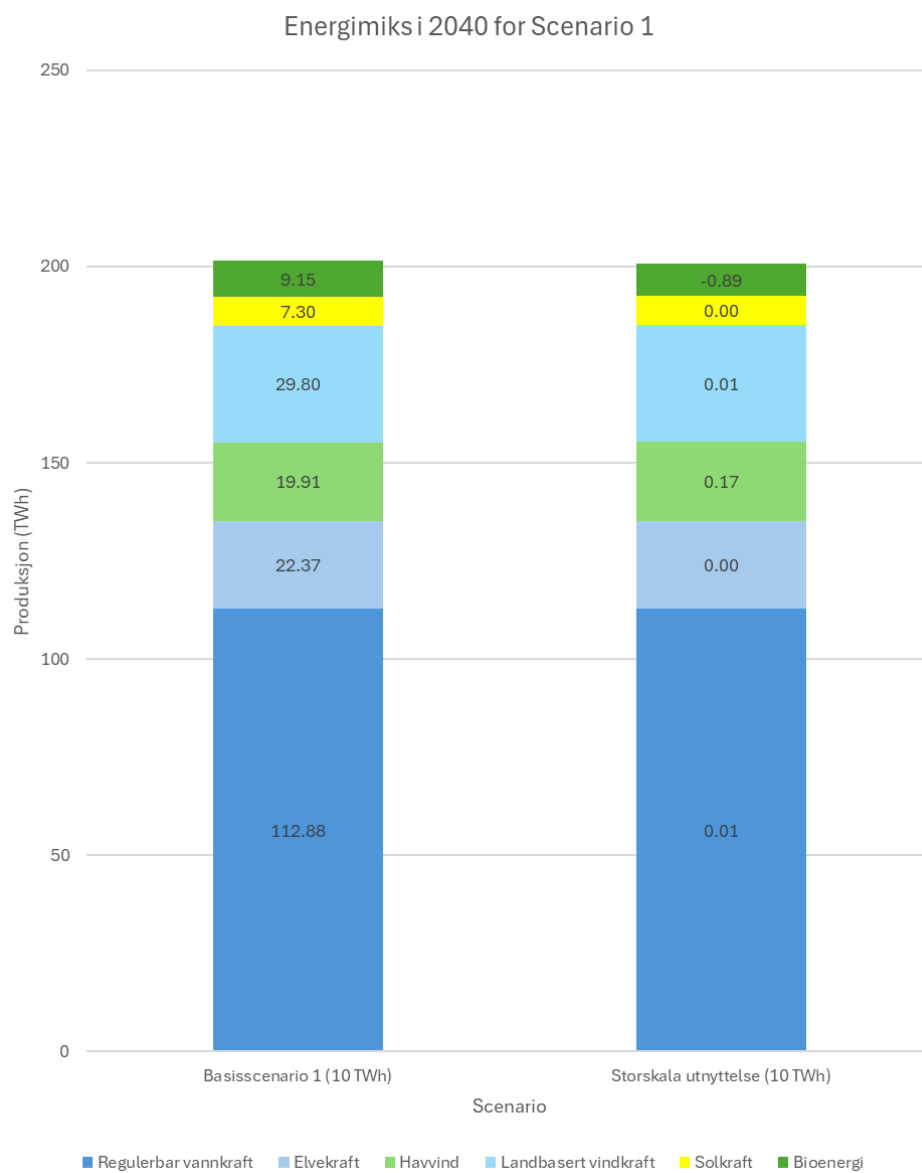


Figur 12: Fjernvarmeproduksjon for basisscenario

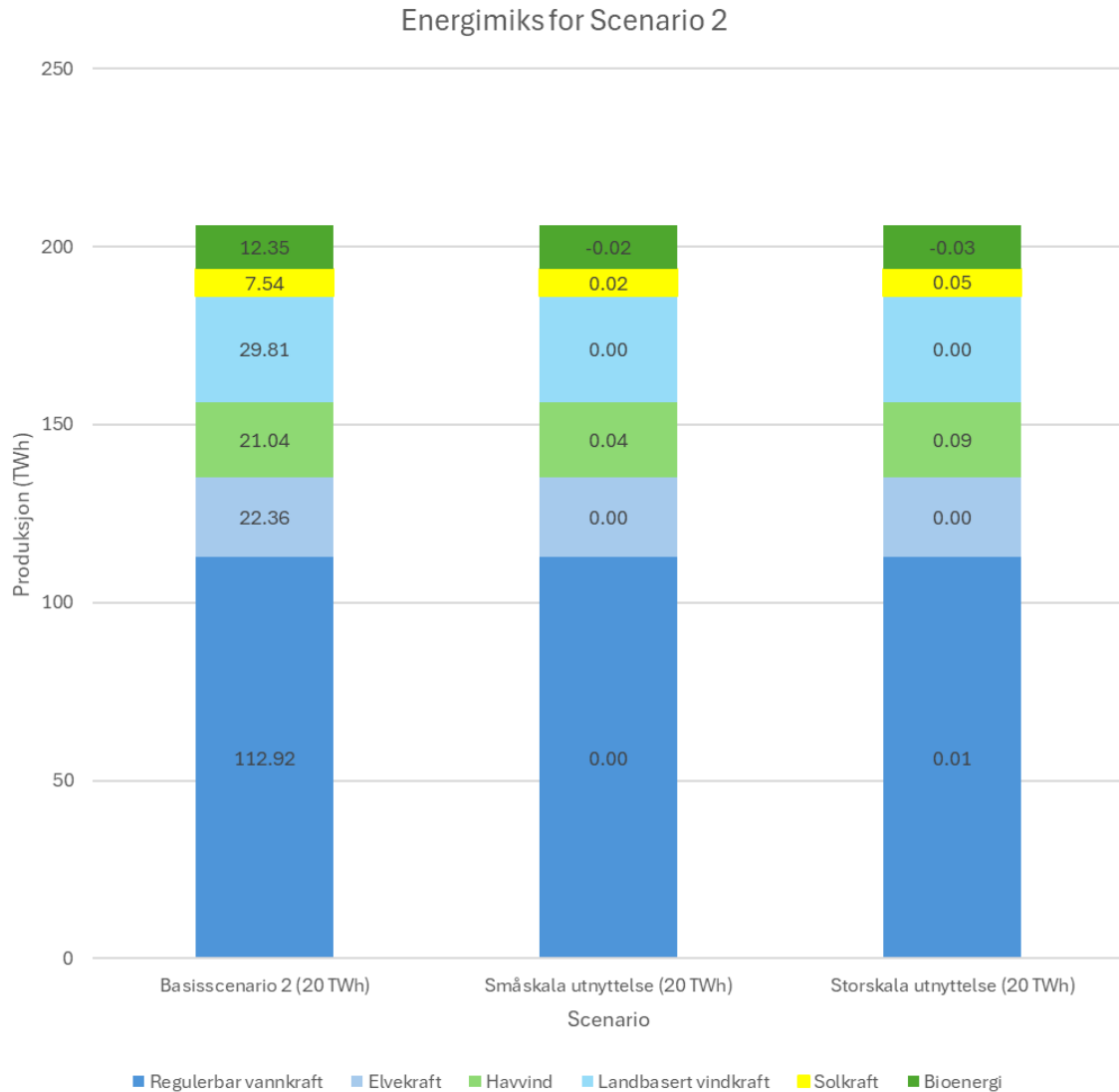
4.2 Kraftproduksjon i 2040 scenarioer

Studien viser at kraftmiksen forblir stabil på tvers av de ulike scenarioene. Produksjonen fra vannkraft, elvekraft og landbasert vindkraft er tilnærmet uendret i alle scenarioene, mens det er mindre endringer for havvind, bioenergi og solkraft. I

figur 13 og 14 vises differansen i kraftproduksjonen sammenlignet med sitt respektive basisscenario. I Scenario 1 med storskala utnyttelse økes produksjonen fra havvind med 170 GWh sammenlignet med basisscenarioet. Samtidig reduseres bruken av bioenergi med 890 GWh. Økt utnyttelse av spillvarme øker kraftforbruket til drift av varmepumper, men reduserer samtidig behovet for bioenergi i fjernvarmenettet. I Scenario 2 med storskala utnyttelse reduseres bioenergibruken marginalt sammenlignet med basisscenario 2, med en nedgang på 30 GWh. Derimot ser vi en økning i kraftproduksjonen der det produseres mer i både havvind (90GWh) og solkraft (40GWh). I Scenario 2 småskala utnyttelse oppstår det en lignende endring i kraftmiksen som i Scenario 2 storskala. Her økes kraftproduksjonen fra både havvind og solkraft, mens bioenergien reduseres. Studien viser at utnyttelse av spillvarme har begrenset med påvirkning på sammensetningen av energimiksen. Det oppstår små endringer i kraftproduksjonen, men gir ikke noe betydelig effekt.

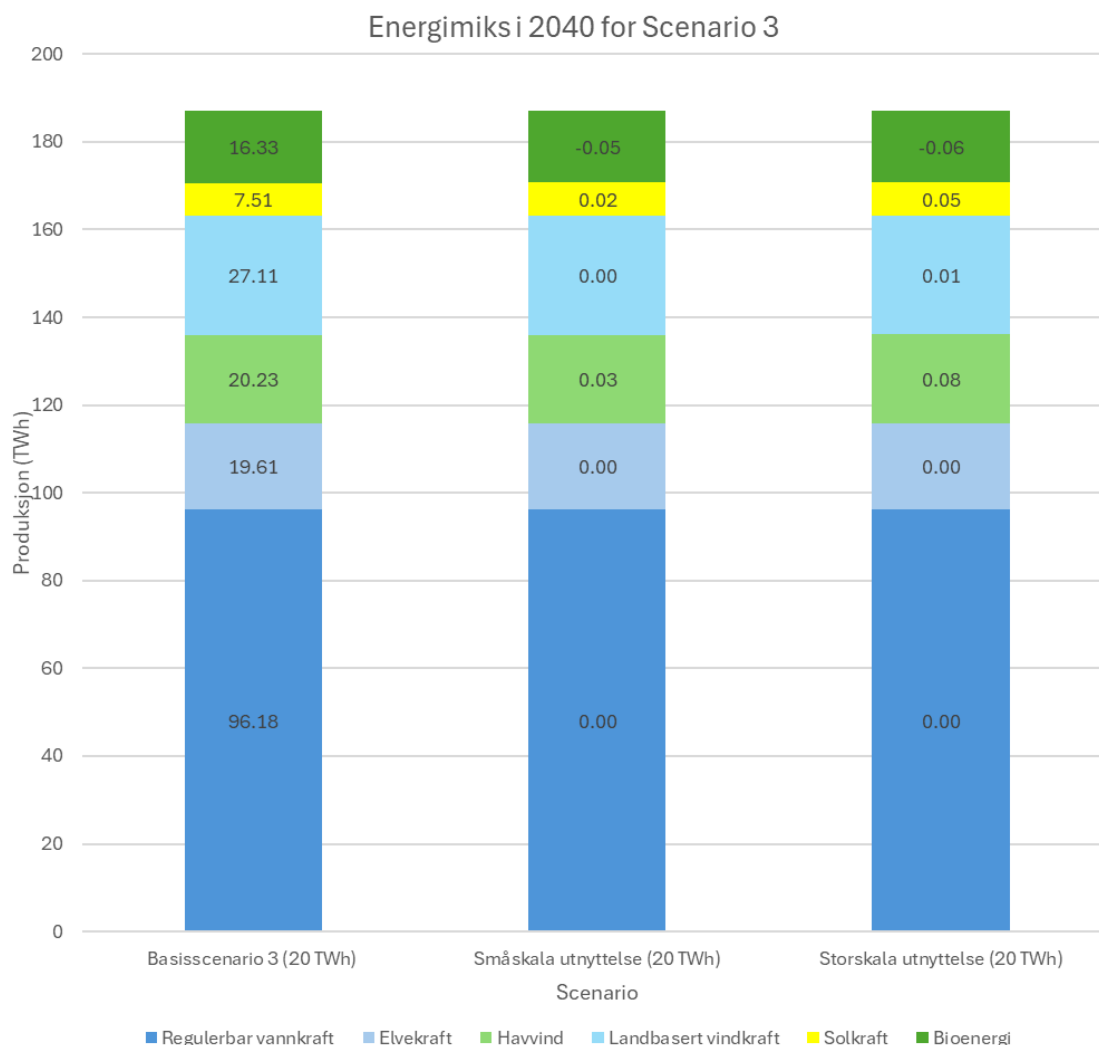


Figur 13: Energimiksen i 2040 for Scenario 1



Figur 14: Energimiks i 2040 for Scenario 2

Resultatet for Scenario 3 som representerer tørrår, viser at kraftmiksen i liten grad endres når spillvarme fra datasentre blir introdusert i systemet. Endringene i kraftmiksen vil følge samme mønster som Scenario 2, der systemet øker elektrisetsproduksjonen fra havvind og solkraft, men reduserer bruken av bioenergi (figur 15).



Figur 15: Energimiksen i 2040 for Scenario 3 tørrår

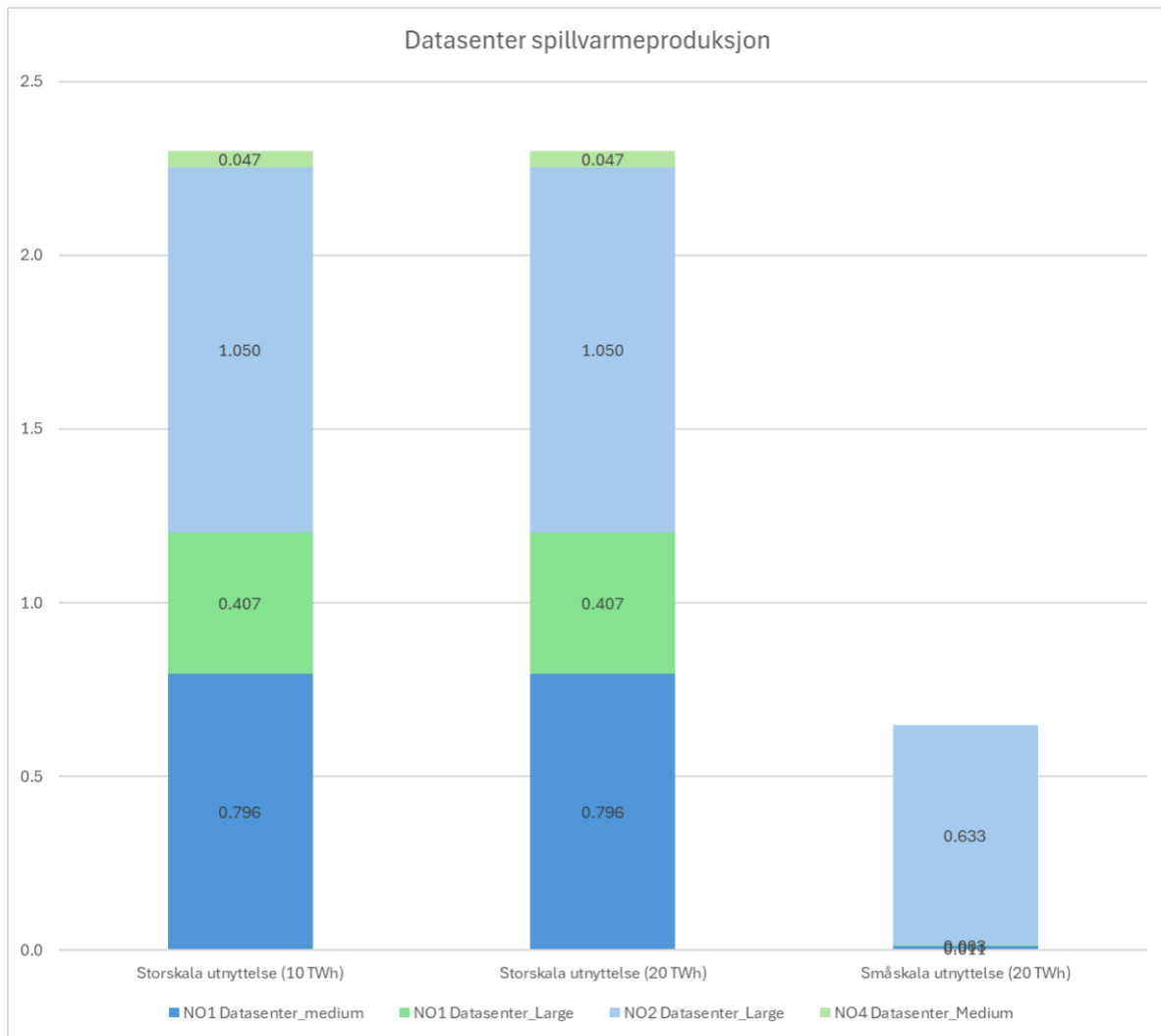
Figur 16, 18 og 19 viser differansen i fjernvarmeproduksjonen sammenlignet med sitt respektive basisscenario. Ved storskala utnyttelse i Scenario 1 (10TWh), Scenario 2 (20TWh) og Scenario 3 (20 TWH tørrår) leveres det 2,3 TWh varme fra datasentrene til fjernvarmesystemet. Ved Scenario 2 og 3 småskala utnyttelse leveres det 0,65 TWh. I alle scenarioene vil spillvarmen fra datasentrene primært erstatte deler av produksjonen fra luft-til-luft varmepumper.

I Scenario 1 med storskala utnyttelse vil sammensetningen av fjernvarmemiksen endres (figur 16). Når spillvarme blir utnyttet reduseres produksjonen av avfallsforbrenning med 1 TWh. Figur 17 viser hvordan spillvarmeproduksjonen fra datasentre fordeler seg etter størrelse og prisområde. I NO2 leverer de store datasentrene omtrent 1 TWh med varme til fjernvarmesystemet, noe som overstiger hele varmeetterspørselen i prisområdet. Dette resulterer i at modellen velger å

erstatte store deler av avfallsforbrenningen med spillvarme, noe som forklarer den observerte endringen i fjernvarmemiksen. Systemet produserer ikke noe spillvarme fra små datasentre, da disse ikke er lønnsomme sammenlignet med luft-til-luft varmepumper.



Figur 16: Fjernvarmemiks i 2040 for Scenario 1

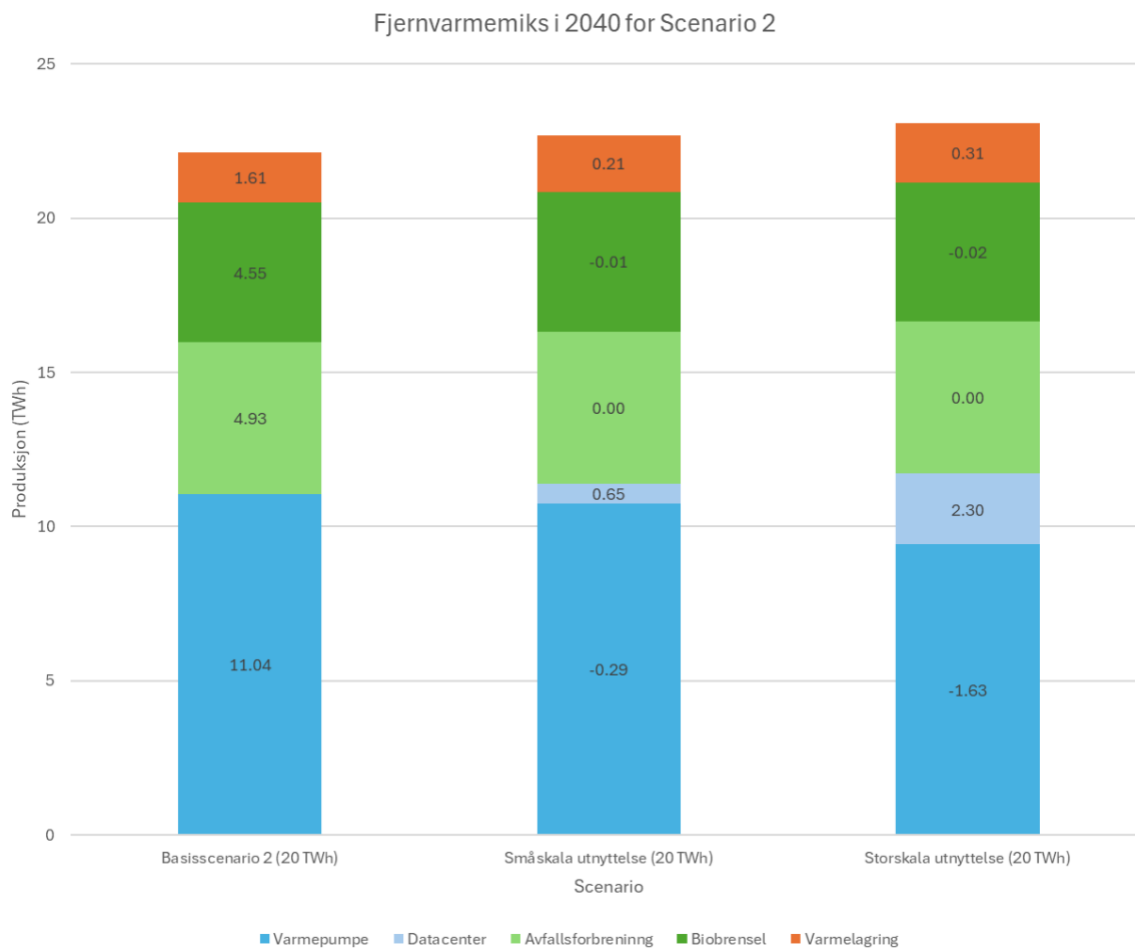


Figur 17: Spillvarmeproduksjon fra datasentre

I Scenario 2 oppstår det ikke noen vesentlige endringer i fjernvarmemiksen når spillvarmen fra datasentrene blir utnyttet (figur 18). Produksjonen fra avfallsforbrenning og biobrensel forblir tilnærmet lik i scenarioet, men vi ser en økning i produksjonen av sesonglagret varme. Dette skyldes at modellen har investert i økt lagringskapasitet som følge av økt spillvarme i systemet. I storskala scenarioet produseres det 310 GWh mer fra sesonglagring sammenlignet med basisscenario, mens i småskala scenario produseres det 210 GWh mer.

Videre ser vi at den totale fjernvarmeproduksjonen øker når spillvarme fra datasentre tas i bruk, både ved småskala og storskala utnyttelse. Dette skyldes at datasentrene leverer kontinuerlig varme til varmepumpene gjennom hele året, og blir dermed introdusert som en ny grunnlastleverandør i systemet. Spillvarmeproduksjon har begrenset fleksibilitet og kan i liten grad tilpasse seg variasjoner i varmeetterspørselen. Dette fører til at systemet må produsere selv om

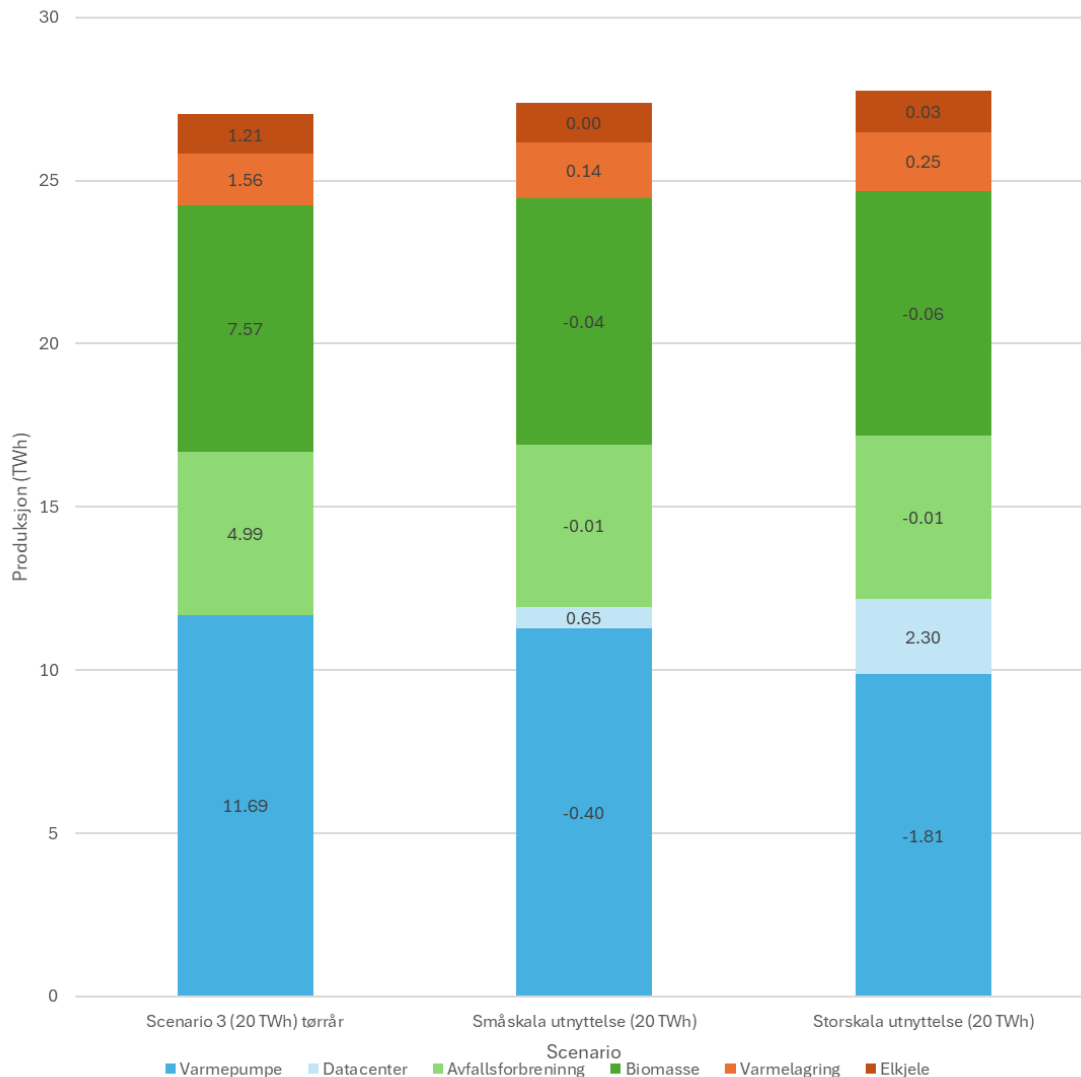
varmeetterspørselen er lav. Som følge av dette velger systemet å investere i økt lagringskapasitet for å lagre overskuddsenergien og benytte dette i perioder ved større behov.



Figur 18: Fjernvarmemiks i 2040 for Scenario 2

Resultat for Scenario 3 tørrår viser at fjernvarmemiksen i en liten grad vil endre seg (figur 19). Endringene vi ser vil følge samme mønster som Scenario 2, der fjernvarmemiksen blir tilnærmet uendret, men ser en endring i produksjon av sesonglageret varme. Dette tyder på at systemet har investert i økt lagringskapasitet.

Fjernvarmemiks i 2040 for Scenario 3 tørr år



Figur 19: Fjernvarmemiks Scenario 3 tørrår

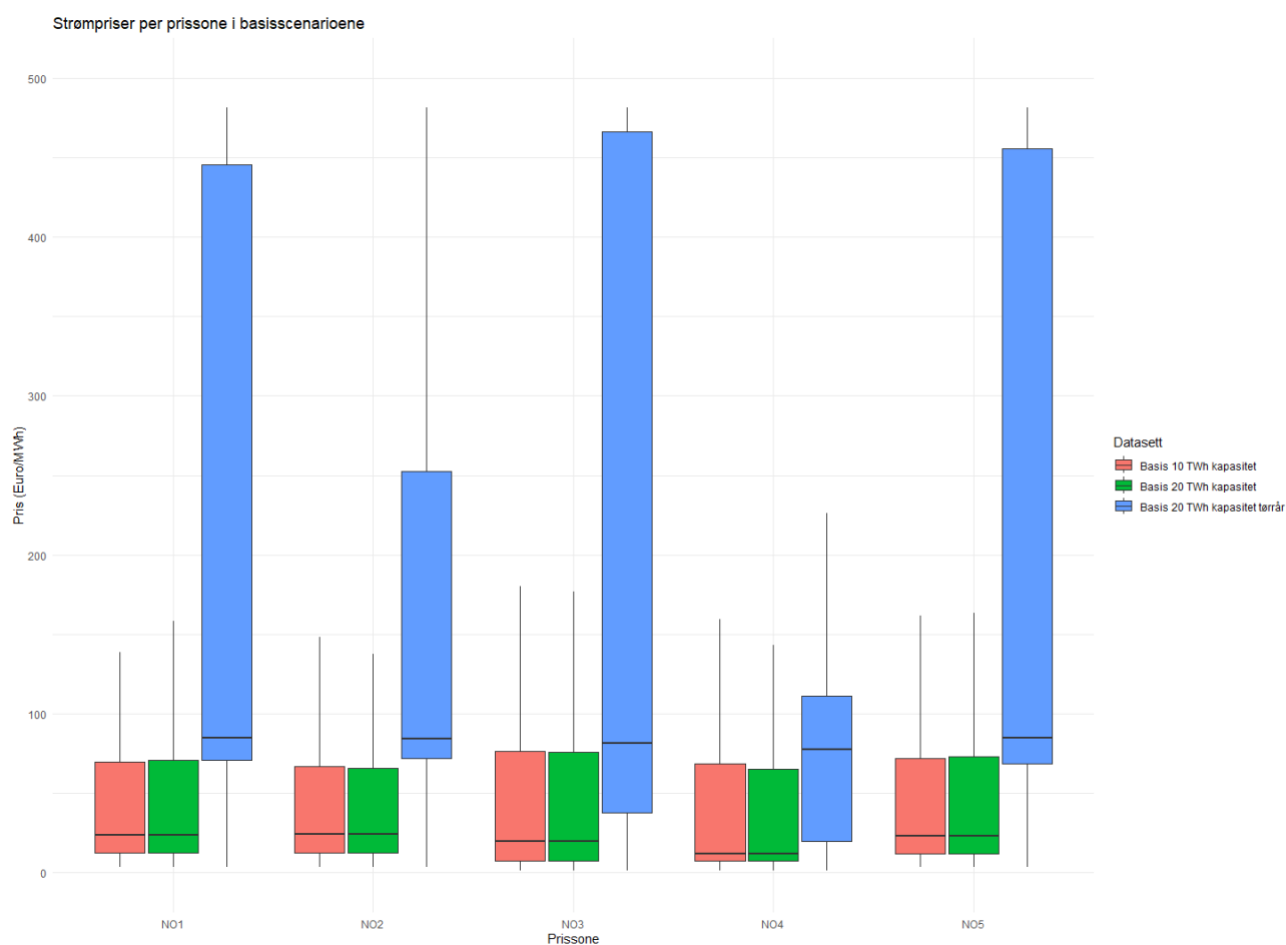
Forklaring av boksplott

Figurene nedenfor knyttet til strømpriser og fjernvarmepriser viser ulike sett med boksplott for hvert prisområde. Hver boks representerer fordelingen av prisene i ulike scenarioer. Selve boksen viser interkvartilområdet (25-75% av prisverdiene), og den horisontale svarte linjen i boksen representerer medianen (50% av prisintervallet). De vertikale linjene viser variasjonen i resten av datasettet, i tillegg til avvikerverdier som normalt sett vises som prikker. Som hovedregel har vi valgt å ekskludere avvikerverdiene i illustrasjonene med unntak hvis verdiene tilhører en større del av det totale resultatet med representative verdier.

4.3 Strømpriser i basisscenarioene

Her vises strømpriser per prissone mot de ulike basisscenarioene. Prisene er oppgitt i euro/MWh (standard fra Balmorel) og gir en oversikt over prisnivåer gjennom året 2040.

Figur 20 viser boksplott av strømprisene. For henholdsvis liten og stor fjernvarmekapasitet i normalår er strømprisene svært like i de ulike prissonene. Ved basis stor fjernvarmekapasitet tørrår ser vi en kraftig økning som følge av redusert vannkraftproduksjon. Medianprisen mer enn dobler seg for alle prissonene ved tørrår.

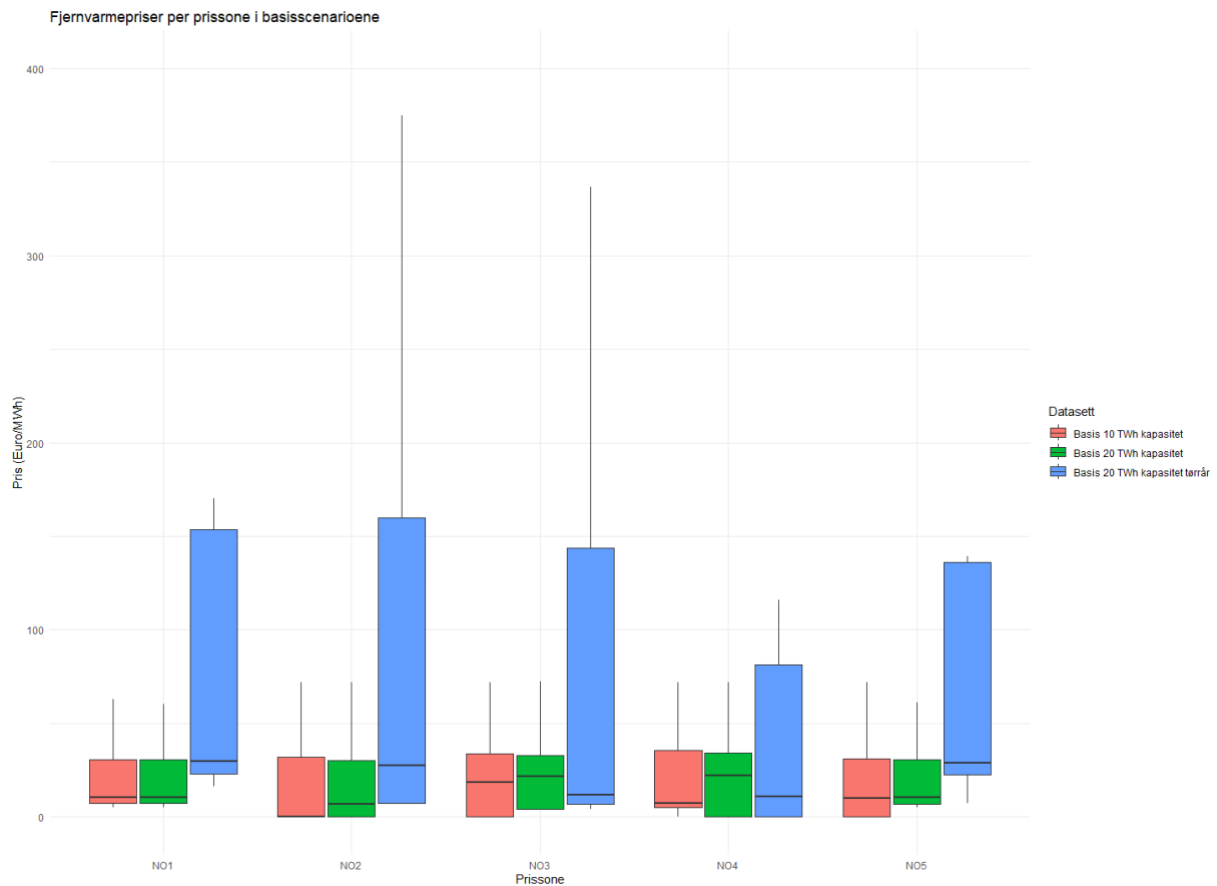


Figur 20: Strømpriser i basisscenarioene

4.4 Fjernvarmepriser i basisscenarioene

Her vises fjernvarmepriser mot de ulike basisscenarioene i 2040. Fjernvarmeprisen reflekterer marginalkostnaden til den dyreste produsenten og måles i euro/MWh.

Figur 21 viser boksplott over de ulike fjernvarmeprisene. Tilsvarende som figur 20 om strømpris, observeres en tydelig økning i fjernvarmepris ved basisscenarioet for tørrår. Den lavere vannkraftproduksjonen forårsaker høyere strømpriser som påvirker fjernvarmeprisen til å gå opp. For normalår viser resultatene derimot mer varierende utslag avhengig av prissone og kapasitetsnivå. I NO2 øker medianprisen ved stor fjernvarmekapasitet. Den økte etterspørselen fører til oftere bruk av dyrere teknologier som pellets når prisen er på det laveste. Kvartilene blir derfor like, men medianen øker. I NO3 er både medianprisen og nedre kvartil noe lavere ved liten enn ved stor kapasitet. Dette skyldes at de billigste teknologiene som avfallsforbrenning allerede er fullt utnyttet, og at veksten dekkes av en dyrere løsning som pellets. For NO4 øker medianprisen ved stor fjernvarmekapasitet, mens nedre kvartil er redusert. Området har mer tilgang på avfallsvarme, som reduserer kvartilen, men dyrere kilder som pellets må aktiveres oftere for å dekke etterspørselen. Dette fører til økt medianpris. I NO5 med stor fjernvarmekapasitet er det en økning i nedre kvartil, mens øvrige prisnivåer er relativt like. En større andel av produksjonen kommer fra elektriske varmepumper, som har høyere marginalkost enn for eksempel avfallsvarme. De billigste kildene er nesten fullt utnyttet, og må suppleres med dyrere teknologier når volumet dobles.

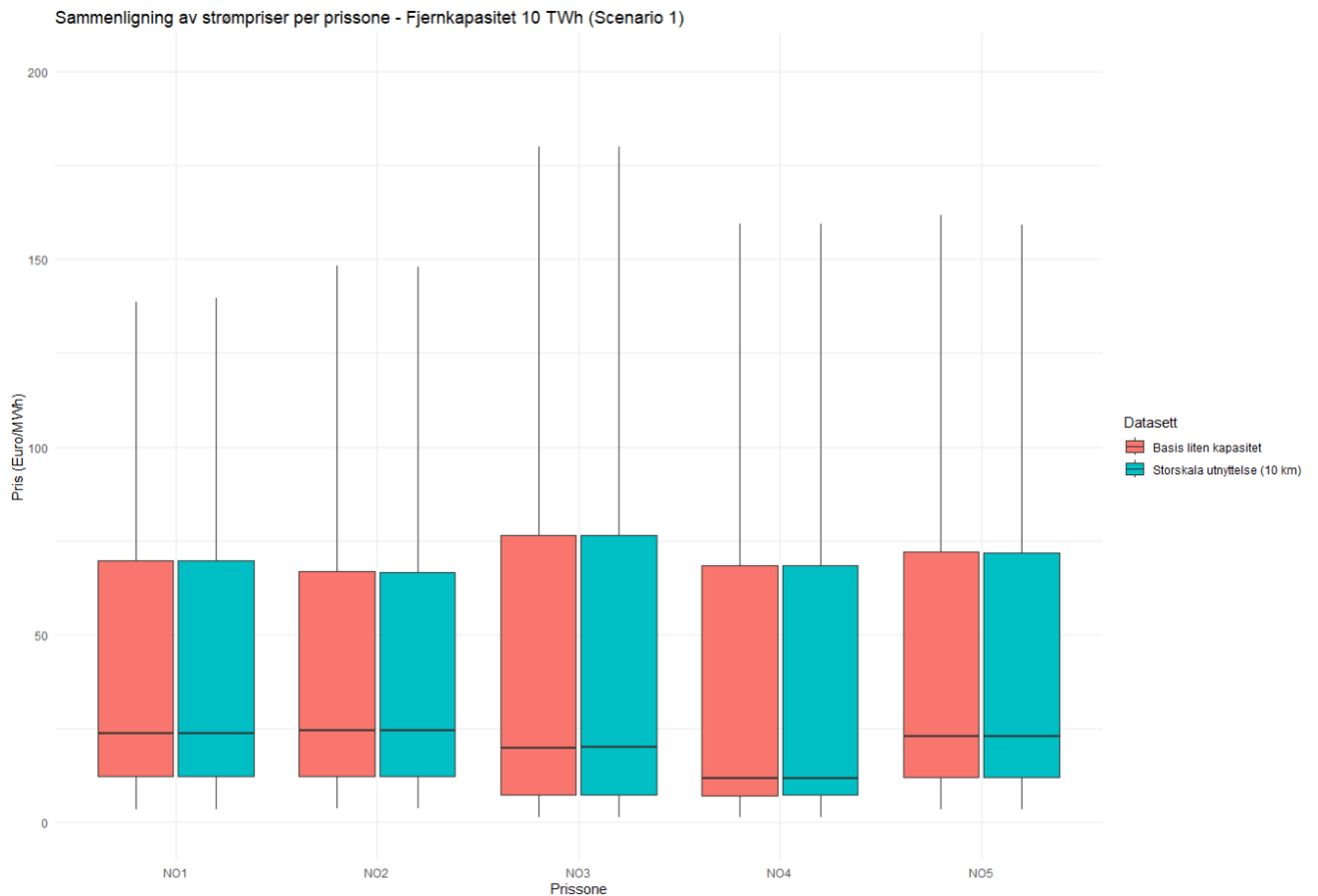


Figur 21: Fjernvarmepriser i basisscenarioene

4.5 Strømpriser i scenarioer

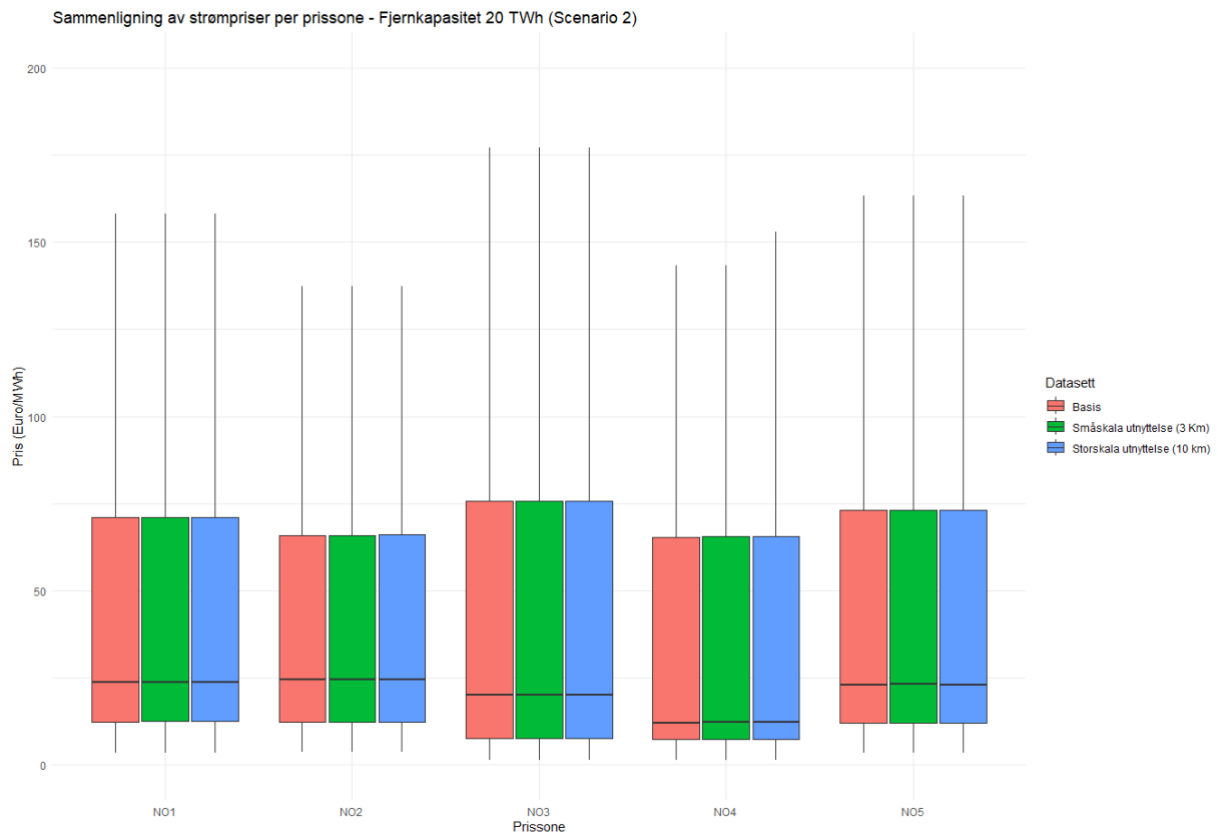
Her sammenlignes strømpriser i ulike prissoner mot scenarioene, og ser på effekten ved implementering av spillvarmeutnyttelse.

Figur 22 sammenligner strømpriser i Scenario 1. Hvert prisområde har to bokser: én for basisscenario og én storskala utnyttelse av spillvarme. De røde søylene representerer basis (10 TWh) uten utnyttelse av spillvarme, mens de turkise viser ved implementering av spillvarme innen 10km. Resultatet viser ingen signifikant forskjell hvor strømprisene er tilnærmet identiske uavhengig om det benyttes spillvarme fra datasentre. Medianprisene og kvartilene er svært like for alle prisområdene. Spillvarme påvirker hovedsakelig varmeproduksjon og kan fortrenge andre varmekilder, men bidrar ikke direkte for kraftproduksjonen. Utnyttelse av spillvarme er for lite til å gi større utslag på elektrisitetsforbruket.



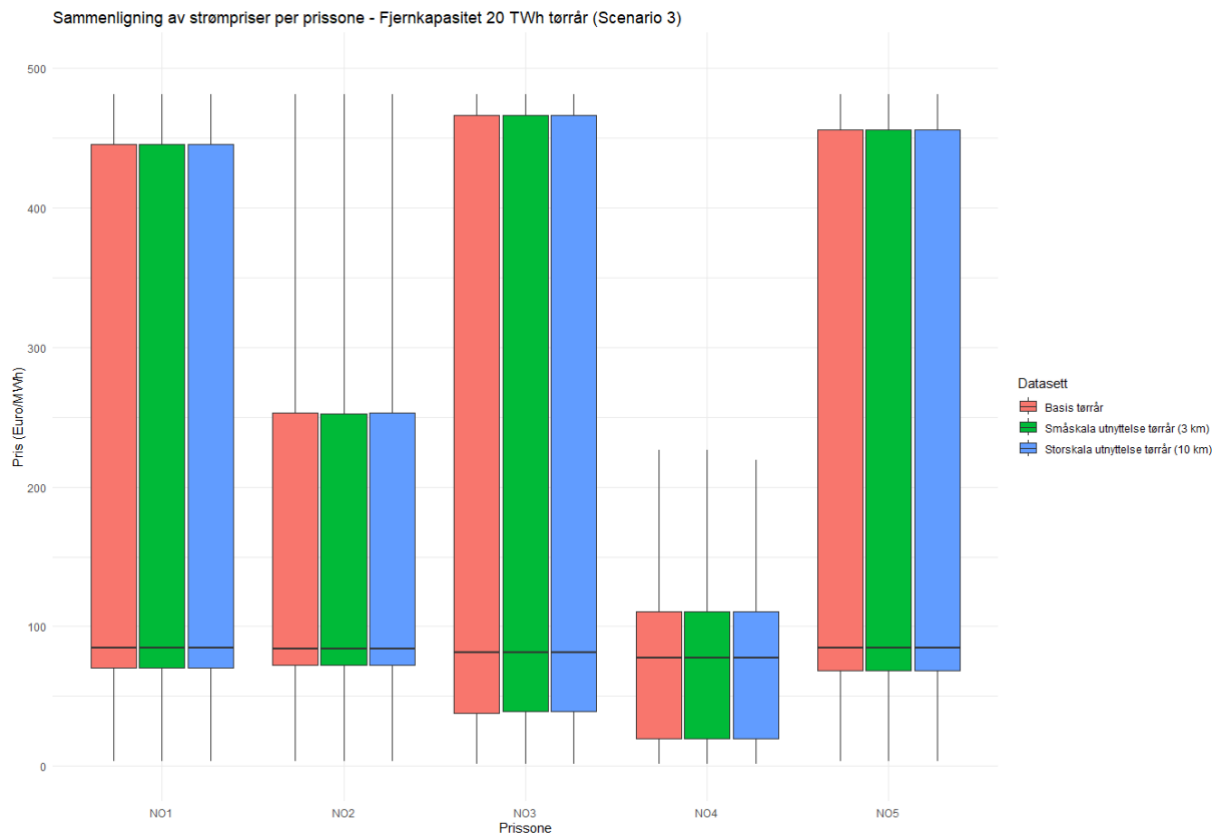
Figur 22: Strømpriser i Scenario 1 (10TWh)

Tilsvarende sammenligner figur 23 strømpriser i Scenario 2. Her har vi økt kapasiteten på fjernvarmenettet til 20 TWh og inkluderer delscenarioene basis (rød boks), småskala utnyttelse (grønn boks) og storskala utnyttelse (blå boks). Resultatet viser ingen signifikant forskjell uavhengig skala av utnyttelse av spillvarme.



Figur 23: Strømpriser i Scenario 2 (20 TWh)

Figur 24 viser strømpriser i Scenario 3. Her er fjernvarmekapasiteten og delscenarioene satt opp likt som Scenario 2, men under et tørrår. Strømprisene generelt er betydelig høyere sammenlignet med Scenario 1 og 2, men det er ingen signifikant forskjell ved utnyttelse av spillvarme mot basisscenarioet.



Figur 24: Strømpriser i Scenario 3 tørrår (20 TWh)

Basert på våre resultater, vil ikke utnyttelse av spillvarme fra aktuelle datasentre påvirke kraftprisene i Norge.

4.6 Fjernvarmepriser i scenarier

Denne delen av resultatene undersøker variasjoner i fjernvarmepriser på tvers av prisområdene under scenarioene 1-3. Scenarioene er satt opp identisk som strømpriser, men ser nå på fjernvarmepris.

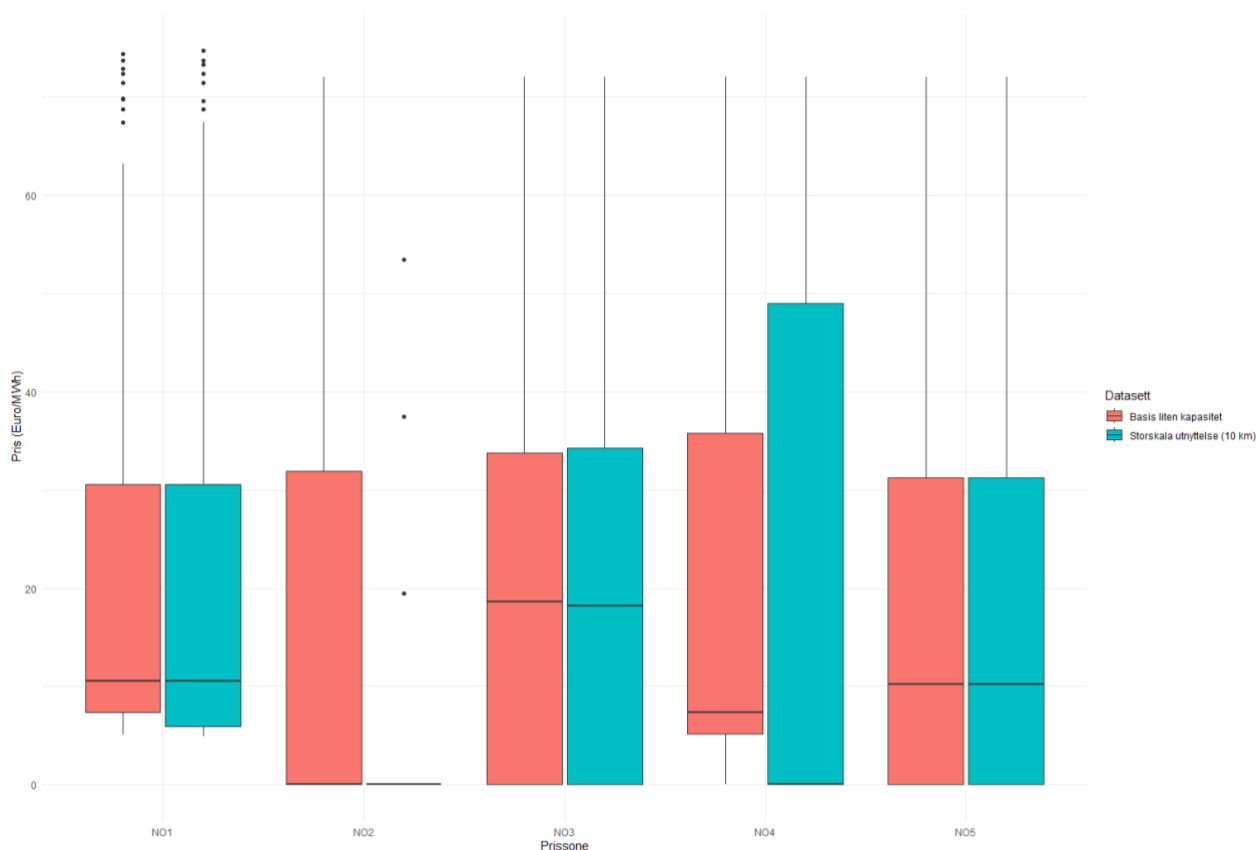
Figur 25 viser fjernvarmeprisene i Scenario 1 med 10 TWh fjernvarmekapasitet. Storskalautnyttelse av spillvarme gir utslag i tre prissoner. I NO4 ved storskala utnyttelse av spillvarme (turkis boks) endres medianprisen til å gå mot 0 og gir en større spredning i både øvre og nedre kvartil. Omtrent halvparten av året er prisen 0, mens den resterende delen av året varierer prisen mellom 6 og 72 euro/MWh. Større deler av året produseres de billigste teknologiene som spillvarme fra datasentre og avfallsforbrenning. Dette dekker lave etterspørselsperioder og fjernvarmeprisen er tilnærmet null. Når spillvarmen ikke blir tilstrekkelig må dyrere løsninger aktiveres for

å dekke resten av etterspørselen. Dette fører til økt fjernvarmepris i enkelte perioder og forklarer hvorfor øvre kvartil øker.

Det observeres også markante forskjeller NO2, hvor fjernvarmeprisene i scenarioet med storskala utnyttelse er null i ca. 75% av året. I denne figuren har vi inkludert avviksverdiene da NO2 har tre verdier som representerer de resterende 25% av året. Disse verdiene er på henholdsvis 19, 37 og 53 euro/MWh. Til sammenligning har basisscenarioet en vesentlig større spredning hvor prisene varierer mellom 0 og 72 euro/MWh.

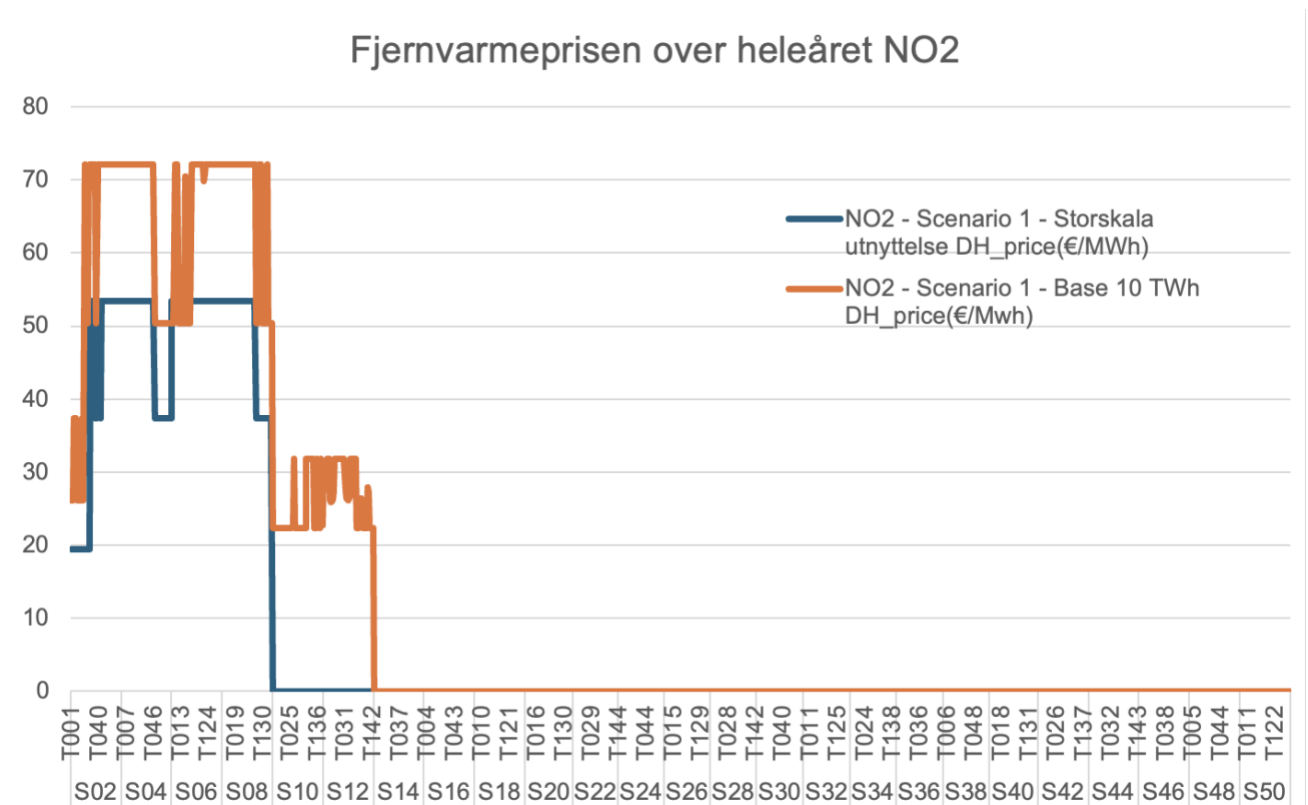
I NO1 er det en mindre forskjell, men nedre kvartil synker ved storskala utnyttelse av spillvarme. For prisområdene NO3 og NO5 er det ingen signifikante endringer mellom scenarioene.

Sammenligning av fjernvarmepriser per prissone – Fjernkapasitet 10 TWh (Scenario 1)



Figur 25: Fjernvarmepriser i Scenario 1 (10 TWh)

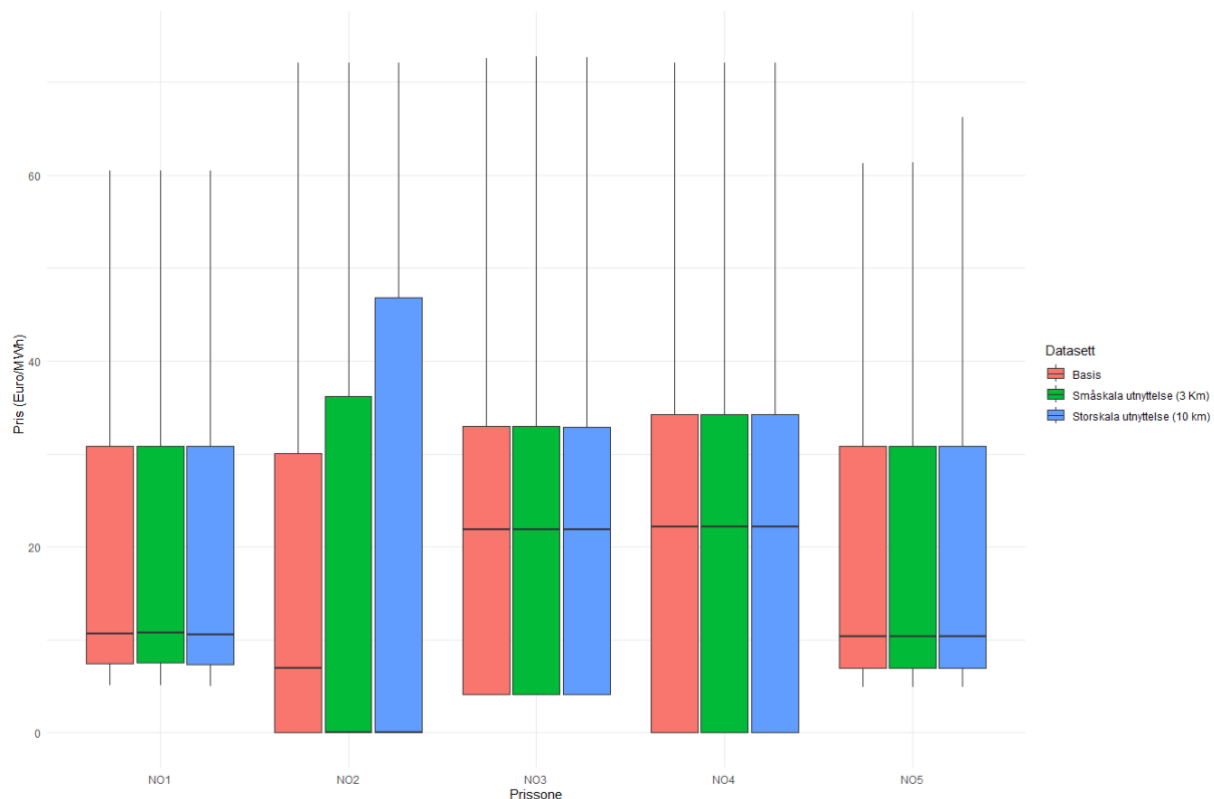
Figur 26 viser prisfordelingen av fjernvarmepriser i NO2 gjennom hele året. Generelt sett er prisen lavere ved storskala implementering av spillvarme fra datasentre. S står for uke og T for time



Figur 26: Fjernvarmepriser NO2 – Scenario 1 helåret

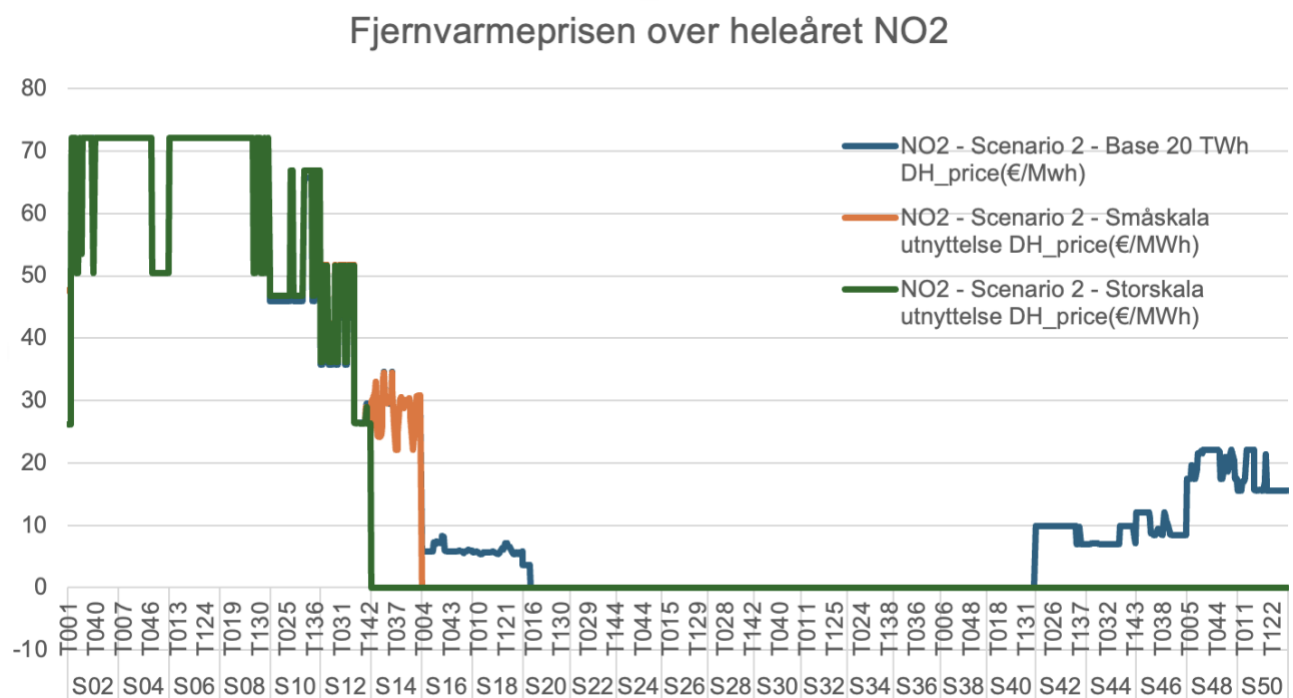
Figur 27 viser fjernvarmeprisene i Scenario 2 ved doubling av fjernvarmekapasitet til 20 TWh. I dette resultatet reduseres medianen til 0 i NO2 ved både småskala og storskala implementering av spillvarme. Øvre kvartiler er også økende sammenlignet basisscenarioet, men dette skyldes primært en lavere medianpris. De øvre 50% verdiene er svært like for basis og skalaimplementering av spillvarme. For de resterende prisområdene er det ingen signifikant forskjell.

Sammenligning av fjernvarmepriser per prissone – Fjernkapasitet 20 TWh (Scenario 2)



Figur 27: Fjernvarmepriser i Scenario 2 (20 TWh)

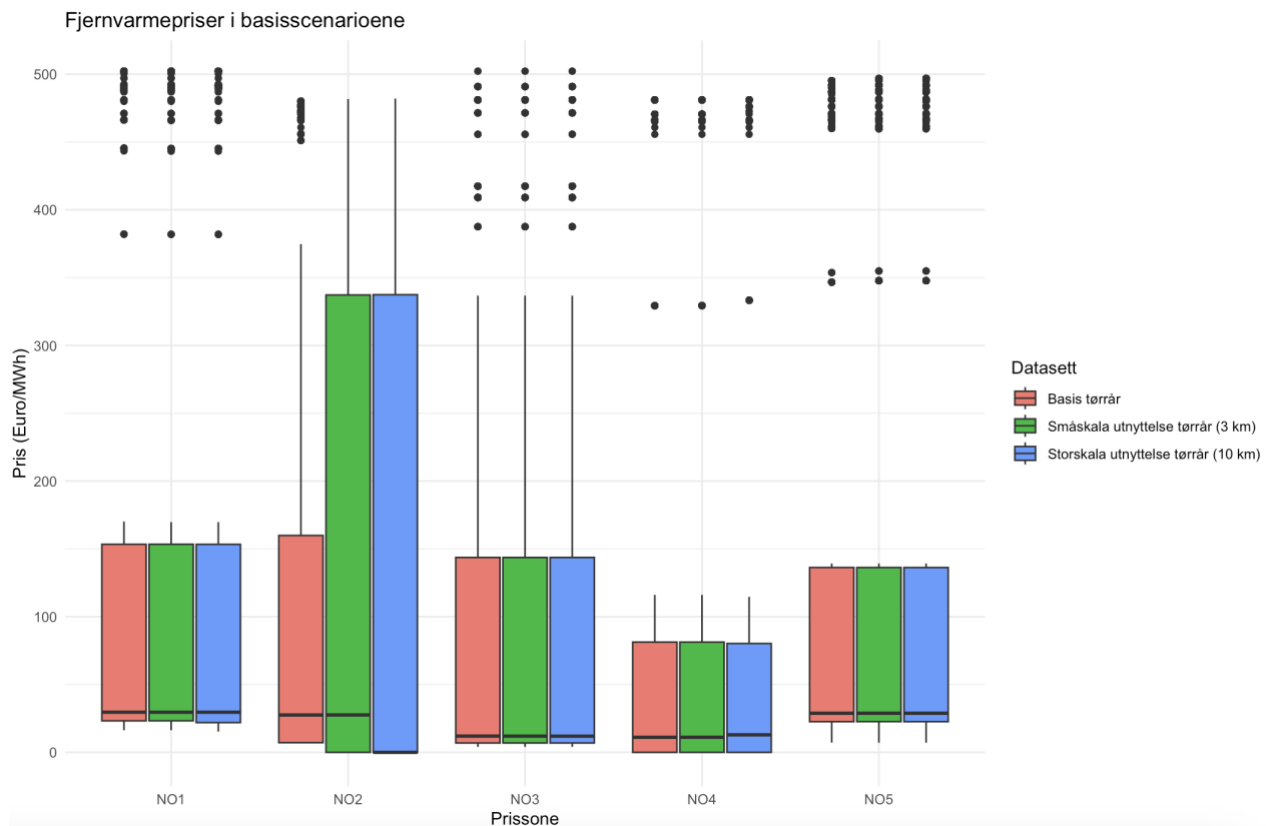
Figur 28 viser prisfordeling i NO2 for Scenario 2. Prisene er nokså like, men oftere 0 ved skala implementering av spillvarme. Ved storskala utnyttelse leveres det nok spillvarme (kombinert med avfallsforbrenning) til å dekke hele etterspørselen fra uke 14 og ut året.



Figur 28: Fjernvarmepriser i NO2 – Scenario 2 helåret

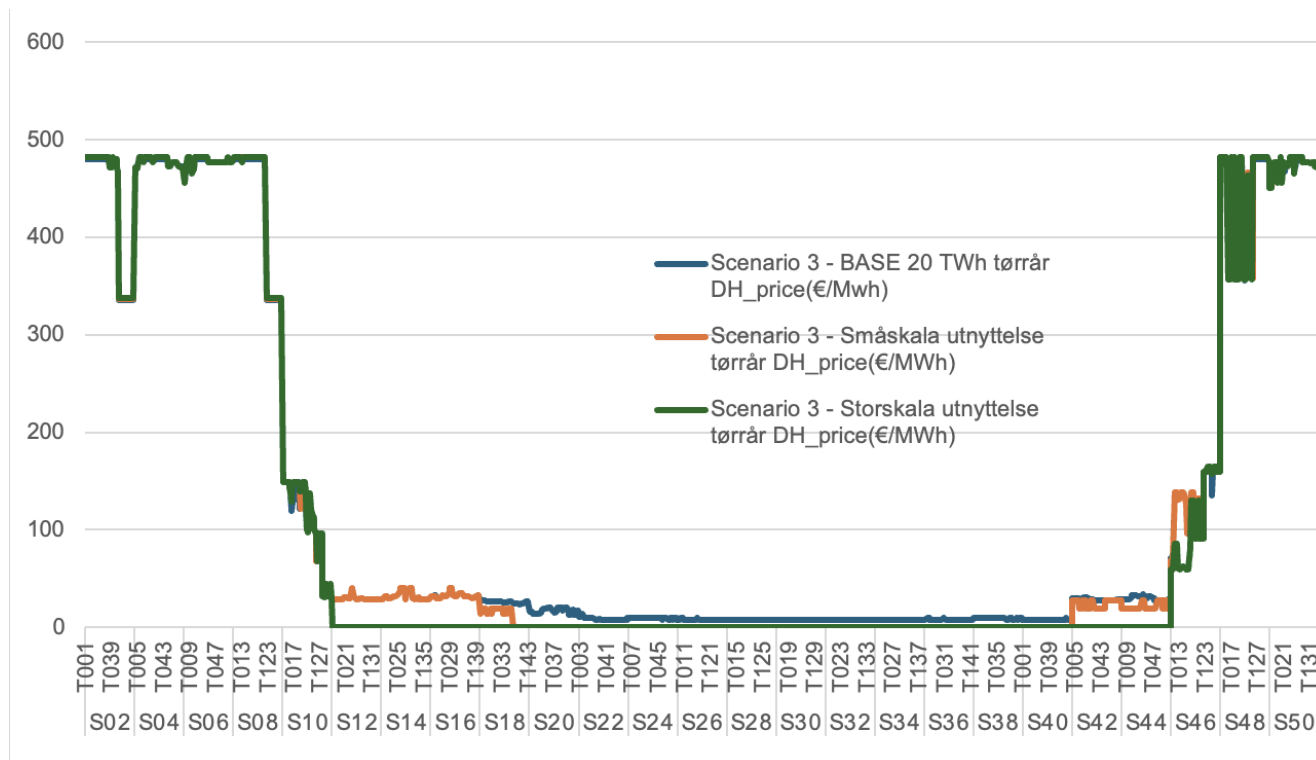
Figur 29 viser Scenario 3 20 TWh tørrår. Fjernvarmeprisene er generelt høyere sammenlignet med Scenario 1 og 2, men resultatene tyder på noe tilsvarende effekt som Scenario 2. En forskjell er at medianen er lik 0 kun ved storskala implementering av spillvarme i NO2. Vi noterer oss også en del avviksverdier som viser ekstrempriser under tørrår. Disse er tatt med for å illustrere at spredningen i NO2 er svært lik uavhengig om det utnyttes spillvarme. Dette illustreres ytterligere i figur 30 nedenfor

Sammenligning av fjernvarmepriser per prissone – Fjernkapasitet 20 TWh tørrår (Scenario 3)



Figur 29: Fjernvarmepriser i Scenario 3 tørrår (20 TWh)

Figur 30 viser prisfordeling gjennom året i NO2 for Scenario 3 tørrår. Spredningen er svært lik på tvers av delscenarioene, men det noteres at fjernvarmeprisen oftere er 0 ved storskala utnyttelse av spillvarme.

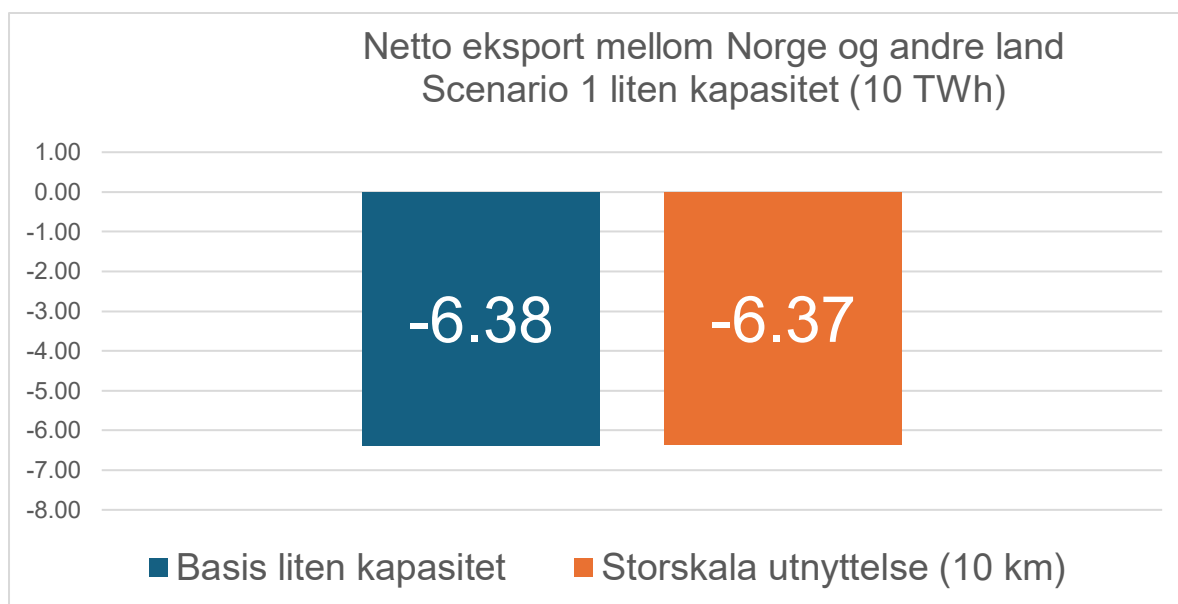


Figur 30: Fjernvarmepriser i NO2 – Scenario 3 helåret

4.7 Kraftoverføring

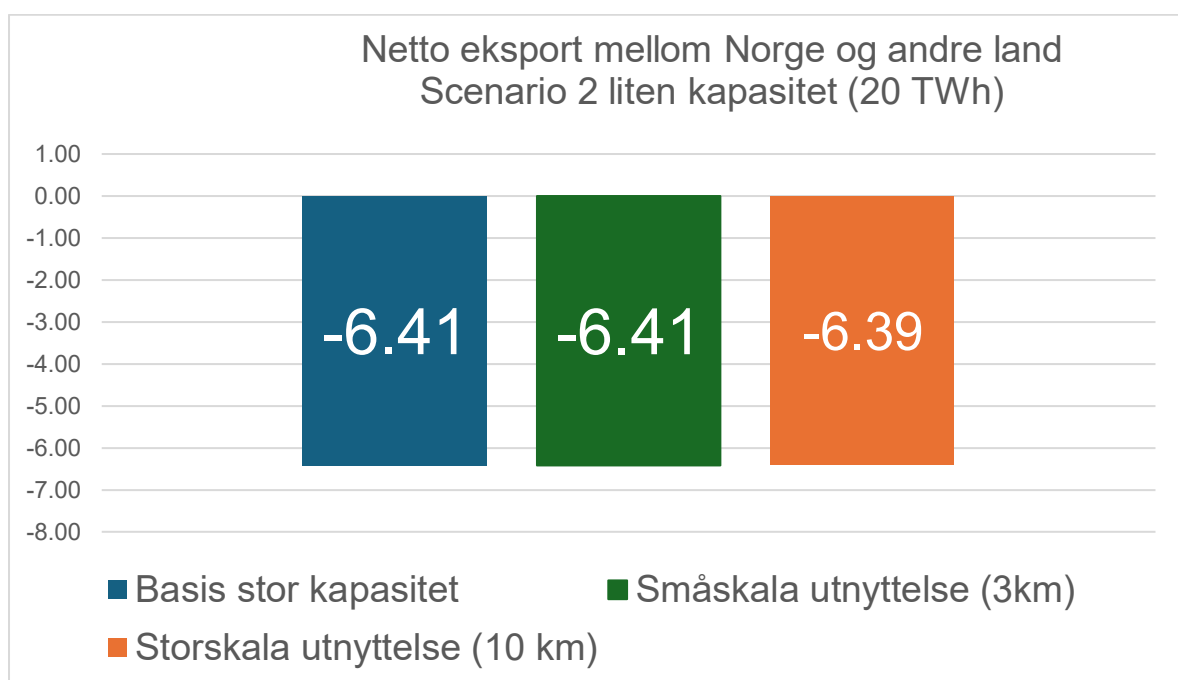
Her presenteres import og eksport av kraft i Norge. Dette gjelder overføring mellom andre land Norge har påkoblet utenlandskabler. Landene som omfattes er Sverige, Danmark, Tyskland, Storbritannia og Nederland. Figurene nedenfor viser netto eksport mellom Norge og utlandene i de ulike scenarioene.

Figur 31 viser netto eksport for Scenario 1 liten fjernvarmekapasitet. Generelt importerer Norge noe mer elektrisitet fra utlandet enn det som eksporteres. Introduksjon av storskala utnyttelse av spillvarme medfører ingen vesentlige endringer i kraftoverføringen.



Figur 31: Netto eksport mellom Norge og andre land (TWh) – Scenario 1

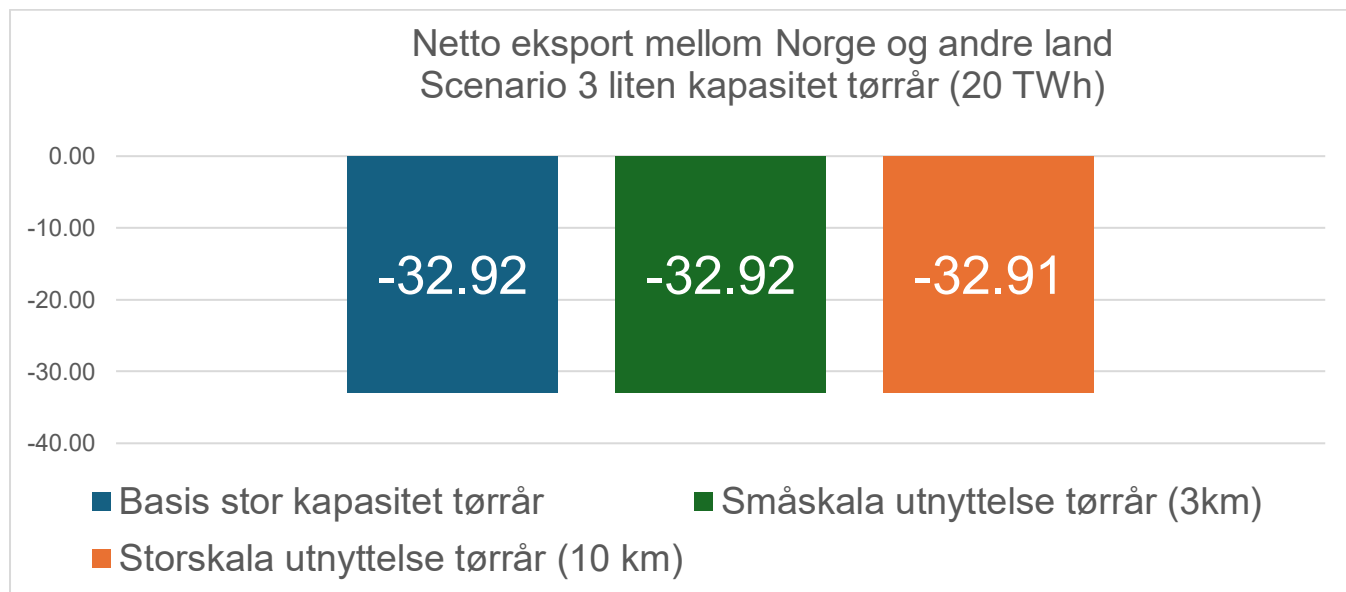
Figur 32 viser netto eksport ved stor fjernvarmekapasitet (Scenario 2). Resultatene er svært like sammenlignet med Scenario 1, og skalautnyttelse av spillvarme påvirker ikke kraftoverføringen.



Figur 32: Netto eksport mellom Norge og andre land (TWh) – Scenario 2

Figur 33 viser netto eksport ved stor fjernvarmekapasitet i tørrår (Scenario 3). Den totale kraftutvekslingen, både import og eksport er lavere sammenlignet med Scenario 1 og 2. Norge importerer imidlertid betydelig mer elektrisitet fra utlandet og reduserer samtidig eksporten. Dette skyldes at tørrår forårsaker redusert tilgang til

vannkraft. Utnyttelse av spillvarme har ingen vesentlig innvirkning på kraftoverføringen.

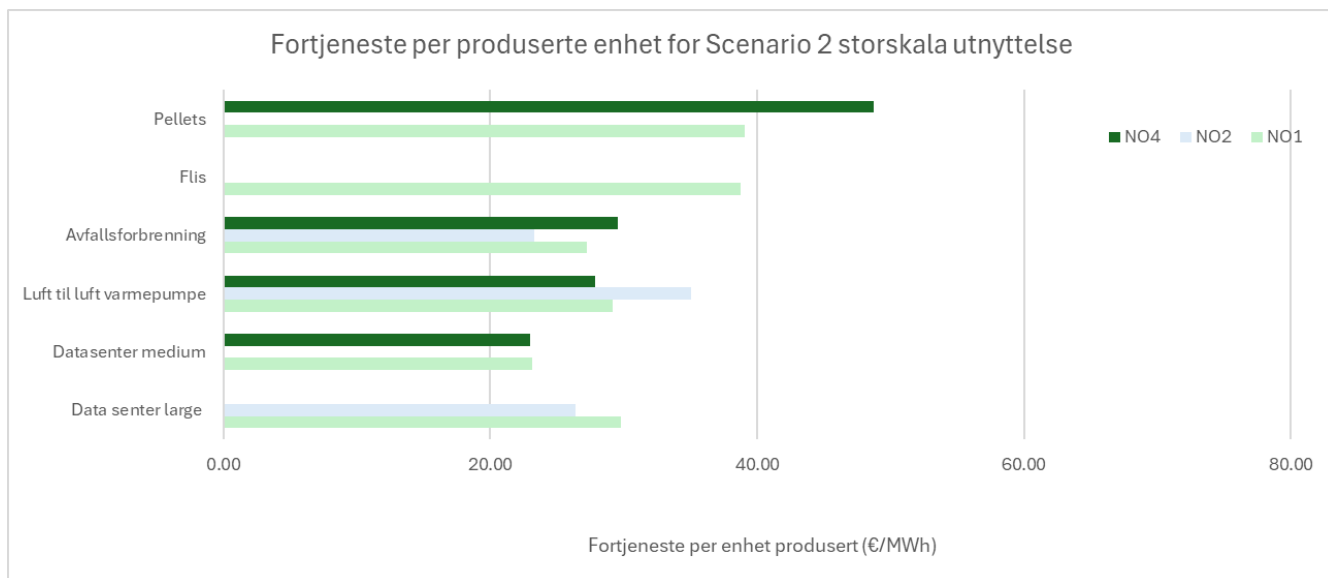


Figur 33: Netto eksport mellom Norge og andre land – Scenario 3

4.8 Lønnsomhet

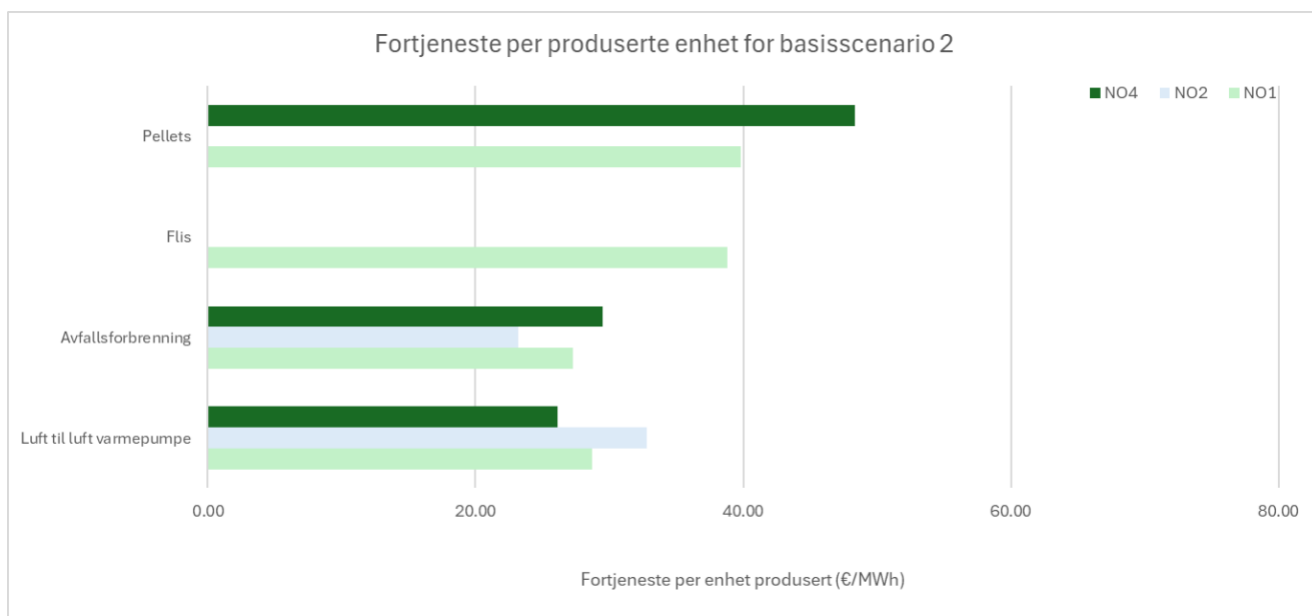
Dette kapittelet presenterer lønnsomheten for ulike teknologier i fjernvarmesektoren, med særlig vekt på hvorvidt spillvarme fra datasentre er konkurransedyktig mot alternative varmekilder. Analysen er avgrenset til prisområdene NO1, NO2 og NO4, hvor det forekommer produksjon og utnyttelse av spillvarme i fjernvarmesystemet. Her tas det i utgangspunkt i Scenario 2 (20 TWh) storskala utnyttelse som sammenlignes opp mot basisscenario 2 (20TWh) for å se om spillvarme påvirker lønnsomheten til alternative fjernvarmeteknologier.

Figur 34 viser fortjenesten per produserte enhet (euro/MWh) for de ulike teknologiene i fjernvarmesektoren i Scenario 2 storskala utnyttelse. Her ser vi tydelige forskjeller mellom de ulike teknologiene. Biobrensler skiller seg ut med en høy fortjeneste. Dette skyldes at disse ressursene er fleksible og kan tilpasse produksjonen sin til perioder med høye energipriser. Ved å utnytte prisvariasjoner i markedet oppnår disse teknologiene høyest fortjeneste per produserte enhet, sammenlignet mot de mindre fleksible teknologiene. Avfallsforbrenning, luft -til-luft varmepumper og datasentre oppnår tilnærmet lik fortjeneste. Dette skyldes at slike teknologier er i kontinuerlig drift og har en begrenset fleksibilitet til å tilpasse produksjonen til prisvariasjoner.



Figur 34: Fortjeneste per produserte enhet - Scenario 2 Storskala utnyttelse

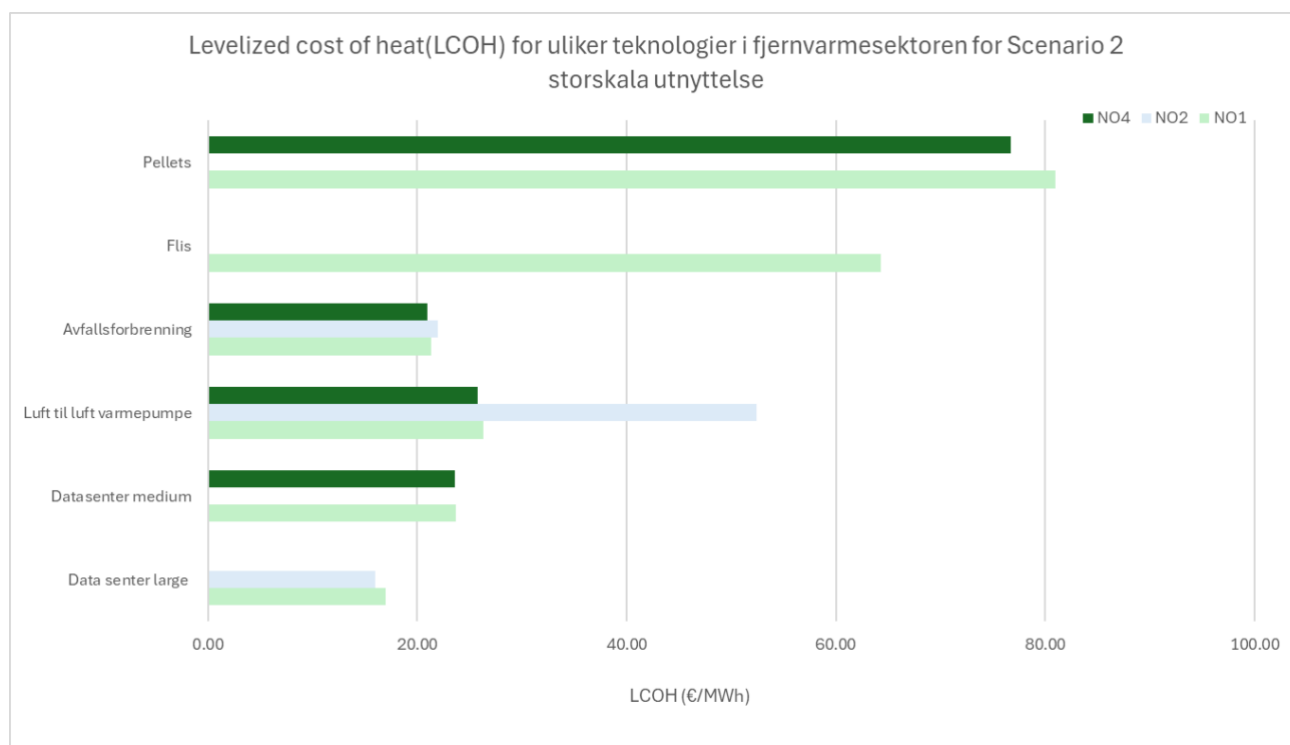
Videre vil vi se om spillvarmeproduksjon kan påvirke lønnsomheten til de ulike teknologiene ved å sammenligne mot basisscenarioet. Figur 35 viser fortjenesten per produserte enhet i basisscenario 2. Her ser vi at fortjenesten forblir tilnærmet uendret for alle teknologiene og spillvarme fra datasentre vil ikke påvirke fortjenesten.



Figur 35: Fortjeneste per produserte enhet - Basisscenario 2

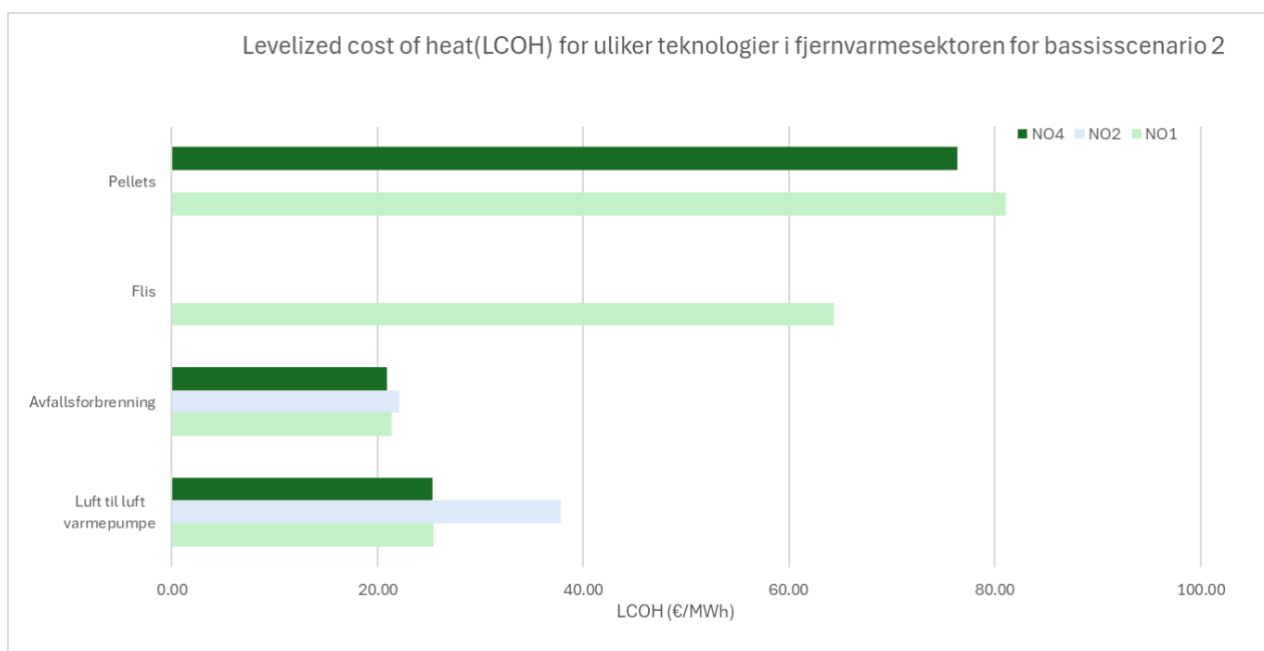
Figur 36 viser Levelized Cost of Heat (LCOH) for de ulike teknologiene målt i euro/MWh. Studien viser at flis og pellets har den høyeste LCOH verdien i

fjernvarmesystemet, noe som skyldes et lavt produksjonsvolum samt høye investerings- og driftskostnader. Videre observerer vi en jevn fordeling mellom resterende teknologier, der store datasentre skiller seg ut med lavest LCOH verdi på 16-17 euro/MWh. Dette viser at spillvarmeproduksjon fra store datasentre er kostnadseffektiv og konkurransedyktig sammenlignet med andre teknologier i fjernvarmesektoren. En viktig grunn for dette er at store datasentre oppnår en høyere COP enn alternative varmepumper i systemet, og leverer spillvarmen gratis til fjernvarmesystemet. Dette gir en vesentlig konkurransefordel sammenlignet med andre fjernvarmeteknologier som krever brensel eller høyere strømforbruk for å produsere varme. I tillegg er både investeringskostnadene og driftskostnadene lave, ettersom det kun er behov for installasjon, drift og vedlikehold av varmepumper. Datasentrene vil også levere en jevn og forutsigbar varme gjennom hele året, noe som gir varmepumpene mulighet til å dekke grunnlasten for varmeetterspørselen. Denne kombinasjonen av at spillvarmen fra datasentre er gratis, lavere strømforbruk, lave kostnadsnivåer og jevn varmeproduksjon gir datasentre en tydelig konkurransefordel i fjernvarmesystemet, og vil kunne utkonkurrere de fleste teknologiene.



Figur 36: Levelized cost of heat (LCOH) i fjernvarmesektoren - Scenario 2 Storskala utnyttelse

Videre undersøkes hvordan økt spillvarmeproduksjon påvirker Levelized Cost of Heat (LCOH) til de ulike teknologiene sammenlignet mot basisscenario 2. Figur 37 viser LCOH verdier for de ulike teknologiene i basisscenarioet. Her ser vi at fleste teknologiene forblir tilnærmet uendret mellom scenarioene, med unntak av varmepumpen i NO2 som får en økning på 15 euro/MWh. Dette skyldes av at spillvarmeproduksjon fra datasentrene utkonkurrerer luft-til-luft varmepumper og overtar en større andel av produksjonen i NO2. Som følge av dette reduseres produksjonsvolumet fra luft-til-luft varmepumper betydelig, og brukes i større grad som en fleksibilitetsressurs som benyttes ved høyere varmebehov. Dette fører til at de totale kostnadene fordeles over færre driftstimer og bidrar til en økning i LCOH.



Figur 37: Levelized cost of heat (LCOH) i fjernvarmesektoren - Basisscenario 2

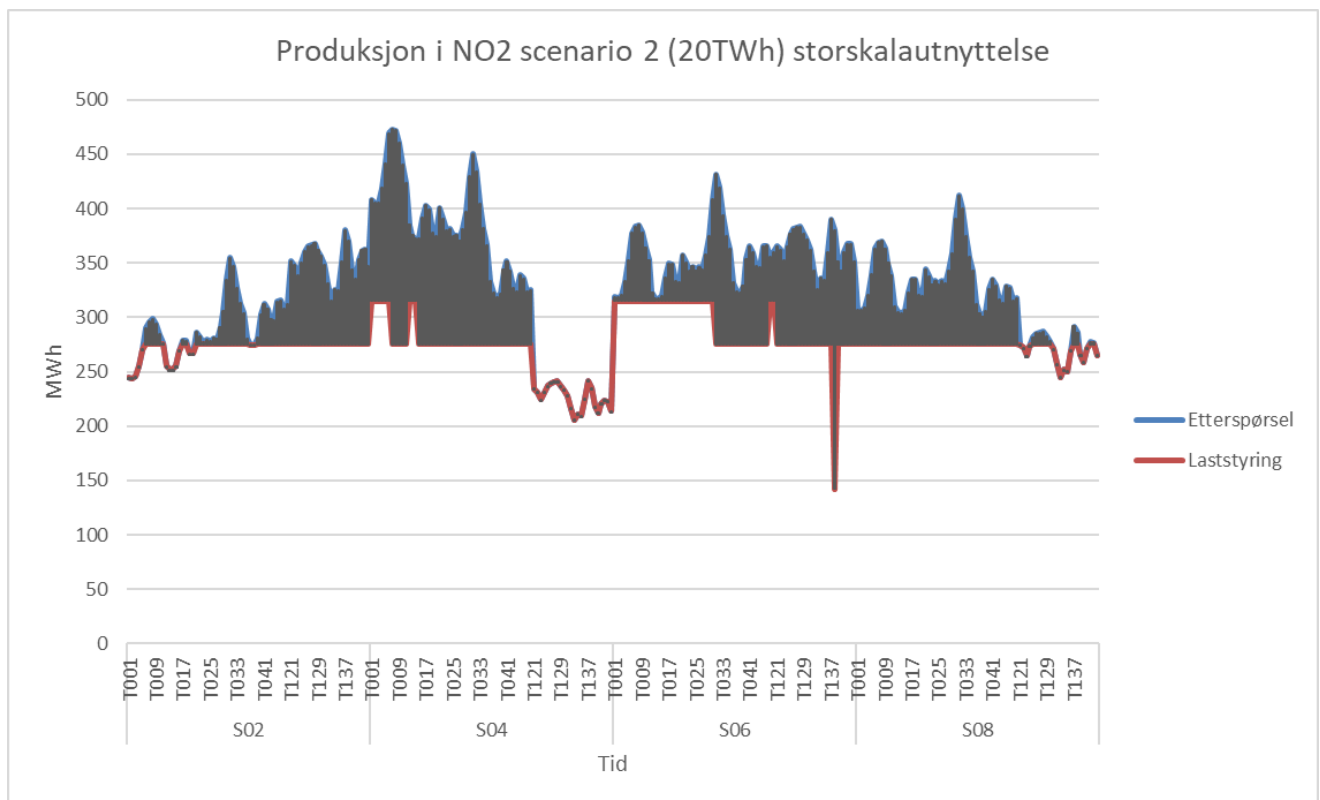
4.9 Fleksibilitet

Her vurderes hvordan sesonglagring kan påvirke fjernvarmesystemet, og i hvilken grad spillvarme kan bidra til økt fleksibilitet. Her ser vi om produksjons- og lagringsmønsteret av sesonglageret endrer seg mellom Scenario 2 storskala utnyttelse og basisscenario 2. For å fremstille resultatene er det tatt i utgangspunkt uke 2 til 8 som representerer vinteruker med høy etterspørsel etter varme, og uke 20-26 som representerer sommeruker med lav etterspørsel. Her har vi valgt å fokusere på prisområdene datasentrene produserer som er NO1, NO2 og NO4.

Når det gjelder spillvarmen datasentrene generer, viser studien at denne ressursen alene bidrar med begrenset fleksibilitet i fjernvarmesystemet. Datasentrene operer med en jevn drift gjennom hele året, noe som gir en kontinuerlig og forutsigbar varmeproduksjon. Dette gjør dem godt egnet som grunnlastleverandører, men har en begrenset evne til å bidra med fleksibilitet. For at spillvarmen skal fungere som en fleksibel ressurs må den kombineres med termisk lagring slik at varmen kan lagres og utnyttes når det faktisk er behov.

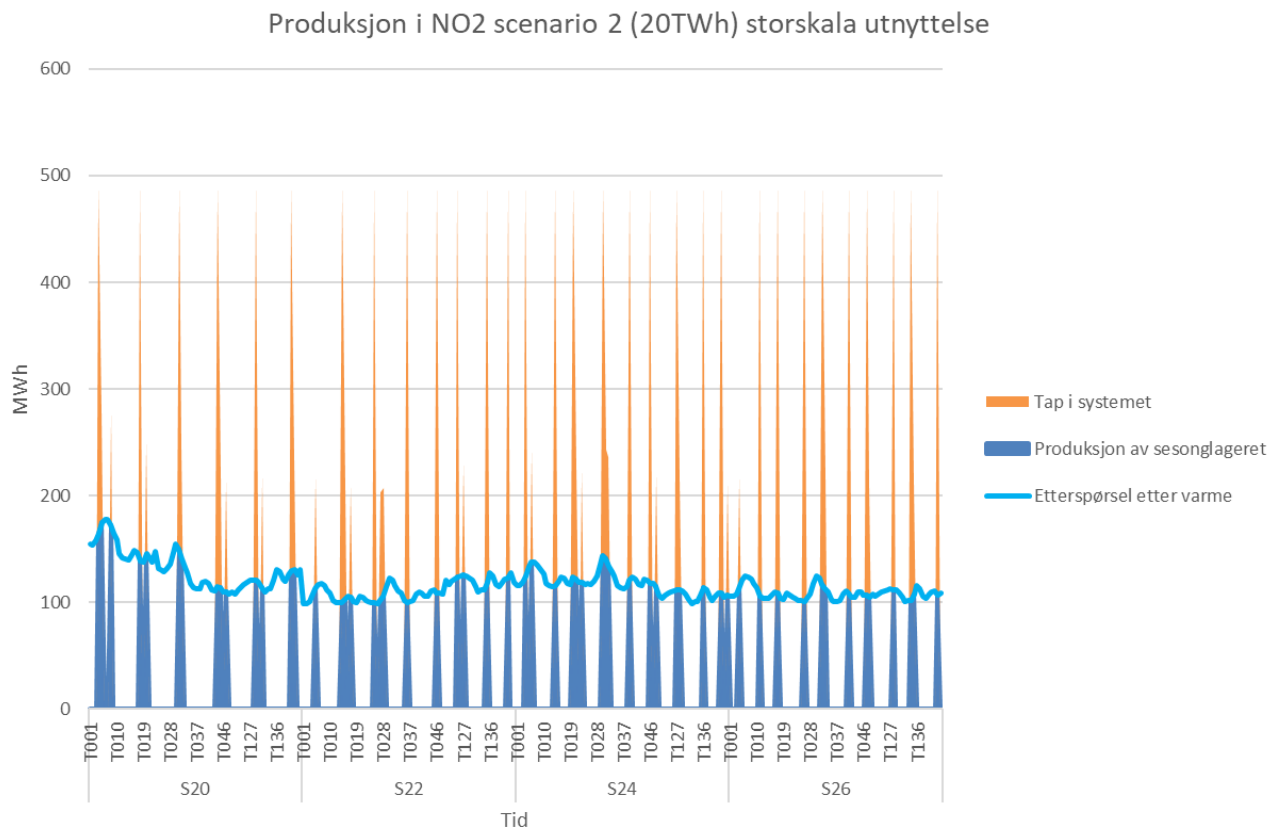
Studien viser at det ikke oppstår vesentlige endringer i produksjons- og lagringsmønstret av sesonglageret for prisområdet NO1 og NO4, der basisscenarioet og storskala scenarioet gir nærmest identiske resultater. Dette skyldes at den samlende varmeproduksjon fra spillvarme og avfallsforbrenning ikke på noen tidspunkt overskrider den totale varmeetterspørselen i systemet. Som følge av dette oppstår det ikke noe ekstra varmeoverskudd som systemet må håndtere, og gir derfor heller ikke behov for å investere i økt lagringskapasitet. Derimot ser vi endringer i NO2 der produksjons- og lagringsmønstret av sesonglageret endres i storskala scenarioet.

Figur 38 viser laststyringen i NO2 for de utvalgte vinterukene. Den blå linjen illustrerer etterspørselskurven gjennom døgnet i de utvalgte ukene. Den røde linjen representerer den justerte etterspørselen når sesonglagret tas i bruk. Det skraverte området viser hvilke timer sesonglagret brukes. Studien viser at det ikke vil oppstå vesentlige endringer i produksjons- og lagringsmønstret av sesonglageret i vinterukene. For begge scenarioene toppe etterspørselen i morgentimene, noe som samsvarer med et forventet forbrukermønster. Sesonglageret benyttes i begge scenarioene når etterspørselen er på sitt høyeste, noe som bidrar til å redusere topplasttimene for varmebehovet.

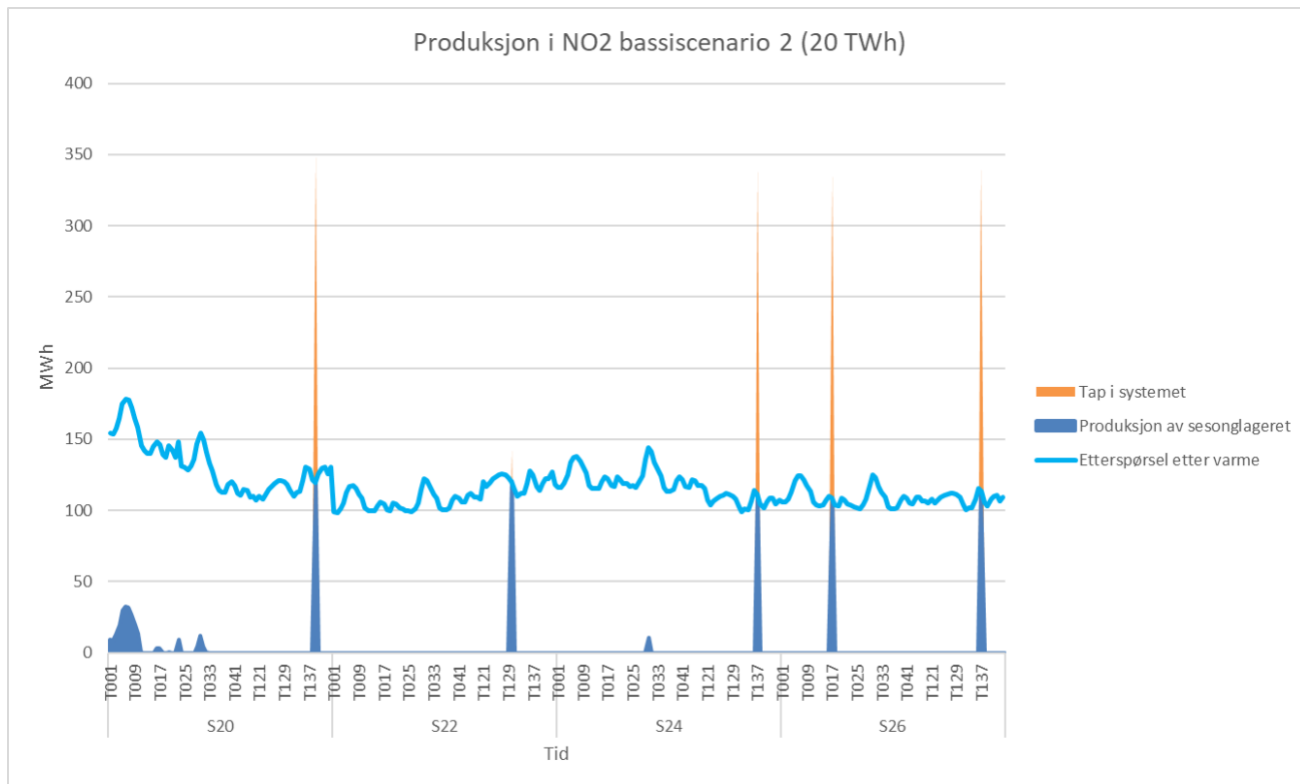


Figur 38: Lastreduksjon i NO2 - Scenario 2 Storskala utnyttelse

Figur 39 og 40 viser produksjon av sesonglageret og etterspørselen i NO2 for de utvalgte sommerukene i Scenario 2 og basisscenario 2. Den mørkeblå søylen viser når sesonglageret er i bruk, den lyseblå kurven viser varmeetterspørselen og den oransje søylen viser varmetap som følge av overproduksjon. Studien viser at det oppstår tydelige forskjeller i bruk av sesonglageret i sommerukene, hvor lageret i storskala scenarioet blir benyttet langt hyppigere og regelmessig enn basisscenarioet. Til tross for den økte bruken oppstår det store mengder varmetap i systemet som følge av overproduksjon. Dette skyldes at varmeetterspørselen er lav om sommeren, samtidig som systemet blir oversupplert med varme i denne perioden. For å håndtere dette velger systemet å produsere fra lageret og dermed frigjøre kapasitet til ny lagring.



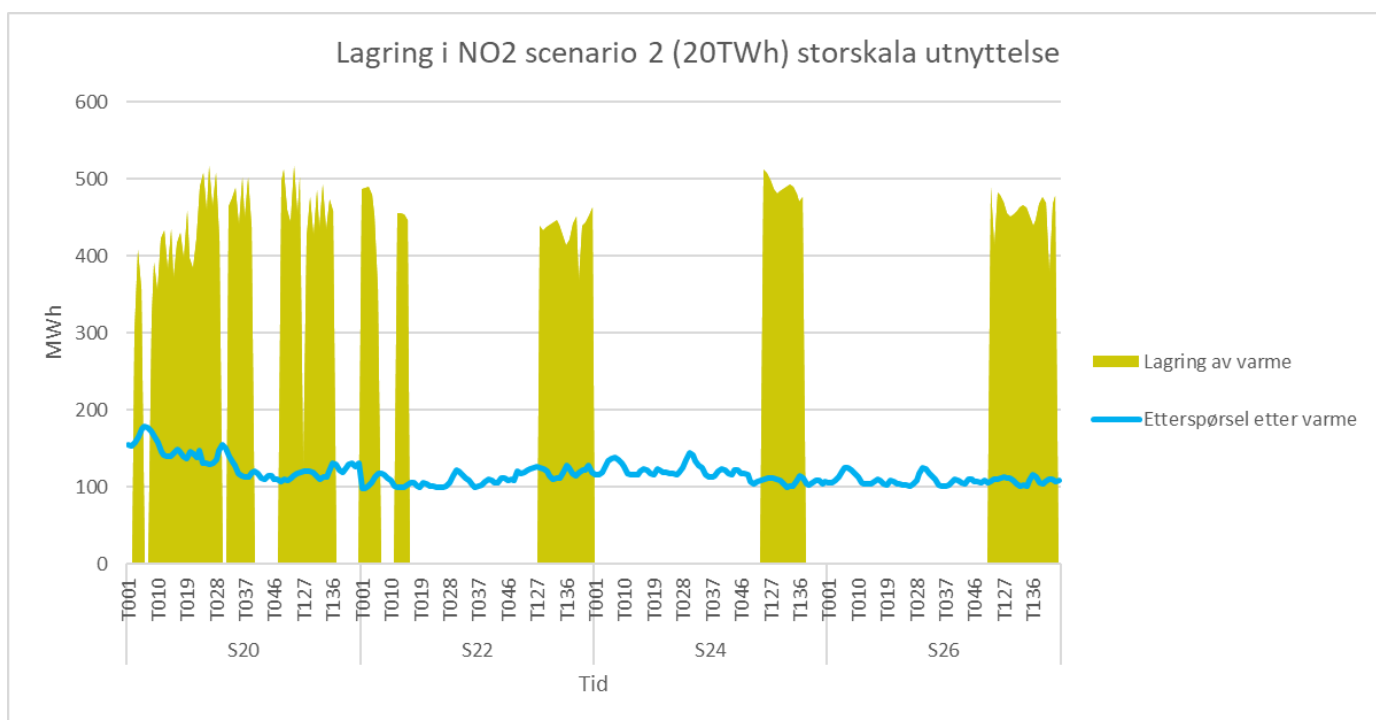
Figur 39: Produksjon av sesonglageret i NO2 – Scenario 2 storskala utnyttelse



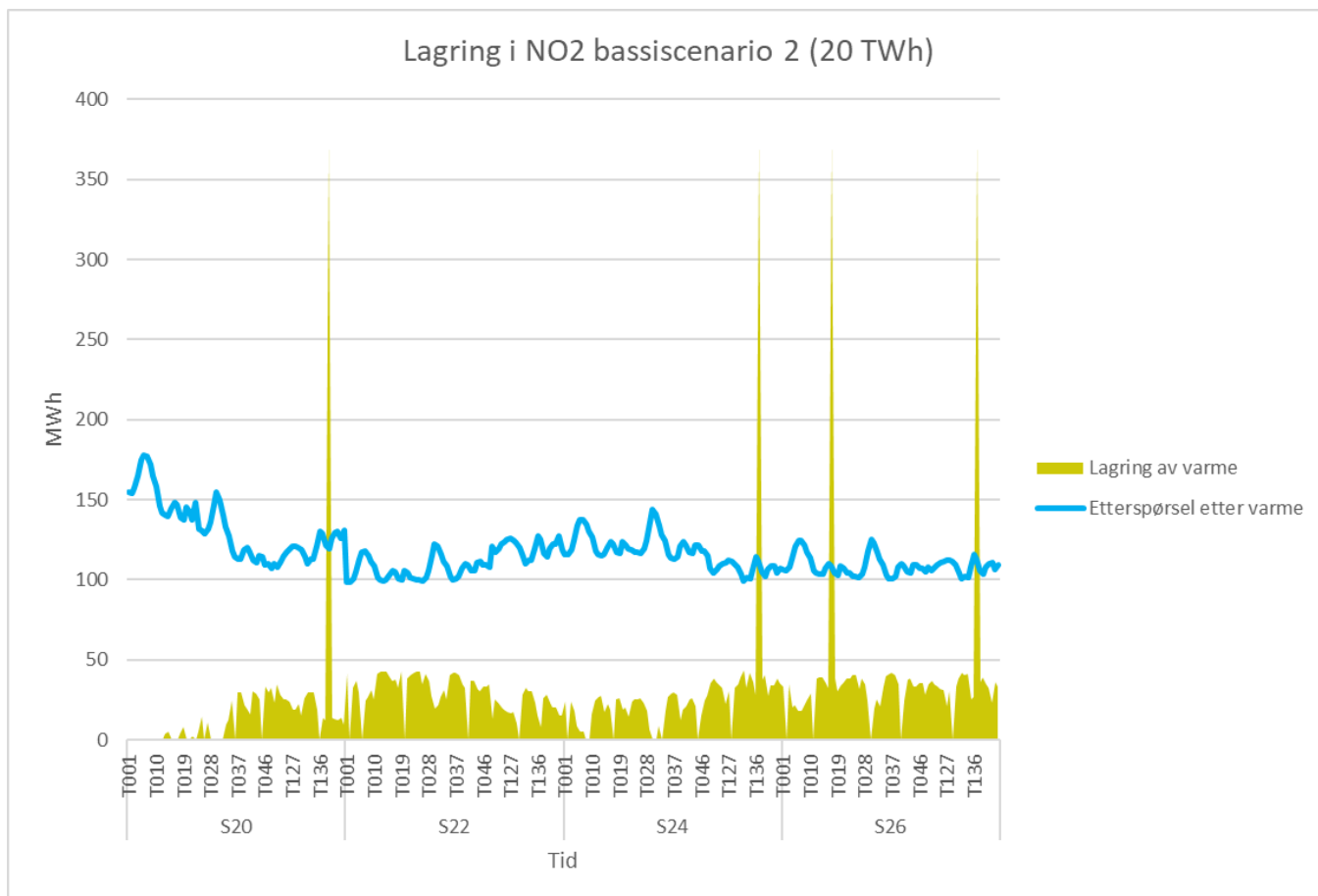
Figur 40: Produksjon av sesonglageret i NO2 – Basisscenario 2

Figur 41 og 42 viser lagringen av varme i NO₂ for sommerukene i storskala scenarioet og basisscenarioet. Studien viser at når spillvarme introduseres til systemet lagres det betydelig mer varme over lengre perioder. Dette skyldes at systemet i denne perioden har mer tilgjengelig overskuddsvarme og velger å investere i økt lagringskapasitet. Lagringen skjer i hovedsak i helgene eller kveldstimene, da etterspørselen etter varme er lavest.

Studien viser at introduksjon av spillvarme fører til en betydelig økning i varmelagringen, sammenlignet med et system uten spillvarme. Paradoksalt velger systemet å produsere store deler av varmen i sommerperioden når etterspørselen er lav. Dette fremstår som et urealistisk scenario og resulterer i betydelig varmetap som følge av overproduksjon.



Figur 41: Lagring i sesonglager - Scenario 2 storskala utnyttelse



Figur 42: Lagring i sesonglager - Basisscenario 2

5. Diskusjon

5.1 Kraftsystemet

Kraftsystemet i Norge blir påvirket av en rekke faktorer som energimiks, tilbud og etterspørsel, kraftutveksling og markedsstruktur. Ved å introdusere spillvarme fra datasentre, kan det i prinsippet redusere behovet for elektrisk oppvarming og gjøre kraftmarkedet mer fleksibelt.

Resultatene fra modelleringen viser at utnyttelse av spillvarme fra datasentre har liten til ingen effekt på kraftsystemet som helhet, uavhengig scenario. Endringene i varmforsyningen utgjør en liten andel sammenlignet med det totale kraftsystemet, og koblingen mellom varme- og kraftsektoren er begrenset. Selv om noe elektrisitetsbruk til oppvarming erstattes av spillvarme, er denne mengden liten i forhold til den samlede strømetterspørselen i Norge.

En viktig årsak er modellens antagelser og hvordan datasentre er representert. I Balmorel-modellen er det lagt til grunn at datasentrene har et jevnt og konstant strømforbruk uavhengig scenario. Datasentrene trekker dermed like mye elektrisitet fra nettet i basisscenario som scenario med skalautnyttelse av spillvarme. Spillvarmen endrer bare hvordan varmen utnyttes, ikke datasentrenes strømbehov. Dermed ser vi kun små indirekte effekter på kraftsystemet, hovedsakelig knyttet til at kanskje noe av strømforbruket til oppvarming byttes ut med spillvarme. I tillegg er spillvarmeprofilen jevn hele året, mens strømforbruket til oppvarming ellers topper seg på vinteren. Dette gjør at avlastningen på kraftsystemet ikke nødvendigvis sammenfaller med periodene med høyest belastning. Datasentrene leverer like mye varme på en mild sommerdag som en kald vinterdag, slik at effekten på toppbelastningen i kraftnettet blir minimal.

En mulig feil knyttet til resultatene kan være basert på modellforutsetningene. Vi har antatt stasjonært strømforbruk fra datasentre og ingen fleksibilitet i drift. I virkeligheten kunne datasentre kanskje tilpasse kjølingen eller lasten sin i noen grad for å optimere varmeutnyttelsen, noe modellen ikke fanger opp. Slike tilpasninger kunne koblet kraft- og varmesystemet tettere. Vi tror imidlertid at det ikke ville gitt særlig større effekt med hensyn til at den totale produksjonen av spillvarme fra datasentre utgjør ca. 1,2% av Norges samlede kraft- og varmeproduksjon.

Tidligere studier om elektrifisering av varme og integrasjon av datasentre støtter at effekten på kraftsystemet er begrenset. For eksempel viser Monsalves et al. (2023) at spillvarmegjenbruk fra datasentre i Danmark reduserer behovet for elektrisk oppvarming, men den samlede virkningen på kraftsystemet er marginal. Ljungdahl et al. (2022) viser hvordan flytende kjøling og varmegjenvinning i datasentre muliggjør høyere temperatur på spillvarmen. Dette gir mer effektiv integrasjon i fjernvarmesystemet, men uten vesentlige endringer på kraftnettet.

5.2 Fjernvarmesystemet

5.2.1 Fjernvarmemiks

Resultatene fra modelleringen viser at spillvarmeutnyttelse har liten effekt på fjernvarmemiksen. Eneste større utslaget er i Scenario 1 (10 TWh fjernvarmekapasitet) med storskala utnyttelse, der avfallsforbrenningen ble redusert

med 1 TWh sammenlignet med basisscenario 1. Denne reduksjonen kommer hovedsakelig fra prisområdet NO₂ som i stor grad leverer spillvarme fra datasentre. Forklaringen knyttes opp mot at modellen har avkortninger som påvirker resultatene. I modellen kommer spillvarme inn som en ny varmekilde i fjernvarmemiksen og operer som grunnlast. Avfallsforbrenning er billigere og skal prioriteres først, men modellen tvinger systemet til å ta imot tilgjengelig spillvarme, og deler av avfallsforbrenningen blir skjøvet ut av miksen. Dette fører til at avfallsforbrenning reduseres til perioder der spillvarme alene ikke kan dekke etterspørselen. Et naturlig spørsmål er hvorfor vi ikke ser en tilsvarende reduksjon i dyrere teknologier som varmelagring og biobrensel. Dette henger sammen med at slike teknologier brukes som spisslast eller mellomlast, og aktiveres kun ved høyere varmeetterspørsel. Spillvarme produseres jevnt og fortrenger hovedsakelig grunnlast, og påvirker derfor i liten grad disse teknologiene. Imidlertid ser vi på dette som en modellfeil der spillvarme bare burde produsere når avfallsforbrenning ikke dekker etterspørselen alene.

I de øvrige scenarioene er effekten av spillvarme marginal, annet enn at spillvarmen fra medium og store datasentre erstatter andre varmepumpeteknologier. Spillvarmen blir tilgjengelig som en stabil, billig varmekilde som vil redusere driften av de tidligere varmepumpene. Dette kan føre til endret driftsmønster. Fjernvarmesystemet går fra en situasjon der varmeproduksjonen var mer avhengig av utetemperaturer, til en situasjon med et jevnere grunnlastbidrag fra datasentre. Spillvarmen er konstant gjennom hele året, og fjernvarmeselskapene får en ny baseleveranse som ikke varierer like mye med utetemperaturen. Andre varmepumpeteknologier blir delvis utkonkurrert og dyttes opp til høyere lasttimer.

At det ble så liten effekt skyldes nok at volumet av tilgjengelig spillvarme (2,3 TWh) i modellen er lav sammenlignet med den totale varmeetterspørselen (20 TWh). Mesteparten av spillvarmen kommer fra NO₁ og NO₂, der NO₁ har et såpass høyt forbruk av fjernvarme at spillvarmen har relativt liten effekt på fjernvarmesystemet. De små datasentrene med spillvarmetemperatur på 20 grader ga også en for lav COP til at det i det hele tatt var lønnsomt å produsere. Dette gjaldt for alle scenarioene der spillvarme fra små datasentre ble utkonkurrert av andre varmepumpeteknologier.

5.2.2 Fjernvarmepris

Som nevnt produseres spillvarmen fra datasentre jevnt utover hele året, uavhengig av døgnvariasjon og sesongvariasjon i etterspørsel. Dette gir lav fleksibilitet og vil sjeldent kunne dekke perioder med svært høy etterspørsel. Det fører til at i perioder med lav etterspørsel (typisk om sommeren) blir fjernvarmeprisen ofte satt til en billig produsent (i dette tilfelle spillvarme fra datasentre), mens om vinteren vil ikke den billige produsenten nødvendigvis produsere nok til å kunne senke fjernvarmeprisen. Selv om spillvarme fremdeles er tilgjengelig og billig, utgjør den bare en begrenset andel av den totale varmeproduksjonen når etterspørselen er høy. Dette betyr at dyrere varmekilder (for eksempel biobrensel) må aktiveres uavhengig om spillvarme fra datasentre utnyttes, og det er disse som setter fjernvarmeprisen.

NO1

I NO1 fikk vi ingen utslag på fjernvarmeprisen i Scenario 2 og 3. Selv om det leveres 1,2 TWh spillvarme er det ikke nok til å påvirke fjernvarmeprisene. Dette skyldes at over halvparten av total varmeetterspørsel ligger i NO1, og mengden spillvarme blir for liten til å ha en merkbar effekt.

Vi ser imidlertid en liten effekt ved Scenario 1 der de høyeste timene øker noe, og de billigste blir noe lavere. Spillvarmen klarer i perioder med lav og moderat etterspørsel å dekke en større andel av varmebehovet, noe som presser fjernvarmeprisen ned i enkelte timer. Derimot når etterspørselen er høyere er ikke kombinasjonen av spillvarme og andre rimelige produksjonskilder nok til å dekke hele behovet. Dermed må dyrere spisslastteknologier aktiveres og sette prisen. Varmepumper som tidligere var mellomlast og prissetteren i enkelte timer har nå blitt skjøvet ut fordi datasentrene har overtatt deler av lasten. Dette kan føre til at når behovet overstiger kapasiteten til de rimeligste kildene, er det en enda dyrere kilde som blir fjernvarmeprisen.

NO2

Fjernvarmeprisen ble kun redusert gjennom hele året i prisområdet NO2 under Scenario 1 (10 TWh). I dette scenarioet gikk fjernvarmeprisen mot 0 i større deler av året. Selv i vintermånedene førte tilgangen på spillvarme fra datasentre til redusert fjernvarmepris. En hovedforklaring er at den totale varmeetterspørselen i NO2 kun er 0,81 TWh i Scenario 1, og spillvarmeproduksjonen i området er høy nok til å

reducere bruken av dyrere teknologier. Det må understrekes at prisen settes time for time basert på hvilken teknologi som er marginal i hver enkelt time. Høy årlig produksjon er derfor ikke i seg selv nok til å holde prisen lav, men også timingen av når spillvarmen produseres må tas til betraktning. I NO2 ser vi at spillvarmen har et betydelig bidrag både i perioder med lav og høy etterspørsel. Dette fører til at spillvarme fra datasentre til dels klarer å presse ut de dyreste teknologiene og forklarer hvorfor prisen ligger svært lavt store deler av året.

I Scenario 2 og 3 dobles etterspørselen og spillvarmen fra datasentre leverer ikke nok til å påvirke den dyreste teknologien i perioder med høy etterspørsel. Likevel er spillvarmen (kombinert med avfallsforbrenning) i disse scenarioene nok til å dekke etterspørselen i sommersesongen. Dette forklarer hvorfor medianen i boksplottet går mot null, til tross for at prisnivået i høybelastningsperioder ikke påvirkes i samme grad.

Det er viktig å presisere at også basisscenarioene (uten spillvarme) kan ha perioder med fjernvarmepris lik null, men innføring av spillvarme gir lengre perioder med lavere fjernvarmepris. I et tørrår (Scenario 3) er etterspørselen gjennomgående høyere gjennom året. Medianprisen synker kun ved storskala utnyttelse, mens småskala påvirker i mindre grad. Ved storskala utnyttelse introduseres spillvarme fra Google sitt datasenter i Skien som er den største produsenten av spillvarme. Dette er nok til å påvirke fjernvarmeprisen i periodene med lav etterspørsel som forklarer hvorfor medianprisen reduseres til null.

NO4

For NO4 synker medianprisen til null og øvre kvartil øker i Scenario 1 storskala utnyttelse. Dette gir flere timer med svært lave priser. Når spillvarme introduseres ser vi en reduksjon i bruk av pellets fra 31 GWh til 18 GWh, samt at det lagres 10 GWh mer varme i sesonglageret. Dette tyder på at spillvarmen fortrenger dyrere spisslast (pellets), og muliggjør økt varmeopplagring i perioder med lav etterspørsel.

Spillvarmen bidrar sammen med avfallsforbrenning til å dekke etterspørselen i perioder med lav last. Det fører til flere timer hvor dyrere teknologier blir presset ut og fjernvarmeprisen blir lik 0. Økningen i øvre kvartil kommer av at spredningen i øvre 50% blir vesentlig større når nedre 50% er lik 0.

Sammenlignet med NO1 er det interessant at en relativt liten mengde spillvarme i NO4 har så stor effekt på prisnivået. Dette henger nok sammen med at fjernvarmemiksen i NO4 i utgangspunktet er mindre sammensatt, og i stor grad avhenger av avfallsforbrenning og spisslast. En liten tilførsel av billig varme har dermed større potensial til å påvirke fjernvarmeprisen i sin helhet

For Scenario 2 og 3 er kapasiteten for stor til å påvirke fjernvarmeprisen

NO3 og NO5

Her er det ikke lokalisert datasentre som produserer spillvarme og vil ikke kunne påvirke resultatene

5.3 Lønnsomhet

Funnene i studien viser at spillvarmeproduksjon fra datasentrene er lønnsomt og svært konkurransedyktig mot alternative teknologier. Store datasentrene beregnes til å ha den laveste Levelized Cost of Heat (LCOH) verdien blant alternative teknologier, og samtidig en av de laveste marginalkostnadene i fjernvarmesystemet. Dette gir teknologien en tydelig konkurransefordel i både investeringsbeslutninger og driftsoptimalisering. Det må imidlertid nevnes at modellresultatene ikke nødvendigvis gjenspeiler realiteten.

Modellen bygger på forenklede antagelser og ser bort ifra flere viktige kostnadsparametere som kan påvirke lønnsomheten til spillvarmeproduksjon. Blant annet er det forutsatt at alle datasentre innenfor en radius på 10 km kan kobles til eksisterende fjernvarmenett uten kostnader. Dette er i praksis sjeldent et tilfelle. I realiteten vil kostnader knyttet til rørtrasé og annen nødvendig infrastruktur utgjøre en betydelig investeringskostnad, spesielt for datasentre som er lokalisert flere kilometer unna. Slike tilkoblingskostnader vil naturligvis påvirke lønnsomheten negativt, og føre til en betydelig høyere LCOH verdi enn det som er beregnet i modellen. I modellen er det også forutsatt at spillvarmen fra datasentre leveres kostnadsfritt til fjernvarmesystemet. Denne antagelsen bygger på dagens praksis, der STACK Ulven leverer sin spillvarme gratis til fjernvarmesystemet. Her er det viktig å presisere at deres spillvarme har lav kvalitet med en temperatur på 15 °C. Det er derfor usikkert om slike betingelser vil gjelde i fremtiden, ettersom spillvarmetemperaturen fra nye

datasentre forventes å bli vesentlig høyere. Høyere temperatur øker varmeverdien og kan endre forutsetningene knyttet til kostnader.

Under dagens regelverk stilles det ingen krav om at datasentre skal utnytte eller levere spillvarme (Prop. 100 L (2022-2023), s. 8). I dag er STACK Ulven det eneste datasenteret i Norge som leverer spillvarme til fjernvarmenettet. Ifølge Pål Rune Viken, utviklingsdirektør i STACK Infrastructure, skjer dette primært av idealistiske grunner, og ikke på grunn av økonomiske incentiver eller regulatoriske krav (P.R, Viken, personlig kommunikasjon, 15. Januar 2025). Varmen leveres kostnadsfritt til fjernvarmeselskapet Hafslund Celsio, som dekker alle kostnader knyttet til produksjon, integrasjon og distribusjon i fjernvarmenettet.

Det er imidlertid vedtatt at alle nye datasentre med en installert kapasitet over 2 MW skal gjennomføre en kost-nytteanalyse av spillvarmen de produserer (Regjeringen, 2024). En slik analyse vurderer fordeler og ulemper ved tiltaket, og gir et grunnlag for å avgjøre om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt (Sirnes, Stoltz, & Nilsen, 2024). Dette kan gi viktig innsikt i hvilken verdi spillvarme fra datasentre kan ha fremover, og bidra til å avklare om investering i for eksempel varmepumper, rørtrasé og tilknytning til fjernvarmenett er økonomisk forsvarlig.

5.4 Fleksibilitet

Funnene i studien viser at spillvarme har begrenset evne til å bidra med fleksibilitet i fjernvarmesystemet. I prisområdene der spillvarme ble produsert, viste resultatene at tilførselen ikke påvirket bruken av sesonglageret i perioder med høyest varmeetterspørsel. Modellen valgte imidlertid å investere i økt lagringskapasitet i NO₂, som følge av den høye spillvarmeproduksjonen. Her produserte lageret store mengder varme i sommerukene, noe resulterte i betydelig varmetap som følge av overproduksjon. Dette fremstår som et urealistisk scenario og skyldes trolig enten en feil i modelleringen av spillvarme eller begrensninger i modellen.

Selv om datasentre er en svært kraftintensiv industri, kan det være muligheter for å tilpasse forbruket etter kraftmarkedets signaler. Dette illustreres i studien til Monsalves et al. (2023), som viser hvordan fleksibel kjøling kan styres gjennom automatiserte energistyringssystemer som optimaliserer kjøleproduksjonen. En slik

tilpasning kan for eksempel skje ved å forskyve kjølelast til perioder med lav strømpris eller høy produksjon av fornybar energi. Ved hjelp av termiske lagringssystemer kan kulde lagres og benyttes senere når strømprisene er høyere og belastningen på energisystemet større. Dette kan gi både reduserte driftskostnader for datasenteret og en mer fleksibel utnyttelse av kraftsystemet. Studien påpeker imidlertid at denne typen fleksibilitet hovedsakelig har effekt på lokalt nivå, og i begrenset grad på nasjonalt nivå.

5.5 utfordringer knyttet til resultatene

Ved å integrere spillvarme fra aktuelle datasentre inn i Norges fjernvarmesystem, hadde vi håpet på større utslag sett fra et nasjonalt nivå. Vi hører stadig det blir snakket om tunge, energikrevende datasentre som er til stor belastning for Norges samlede kraftforbruk. Å kunne bruke energien fra samtlige datasentrene flere ganger vil derfor anses som bærekraftig og potensielt økonomisk lønnsomt. Likevel viser ikke våre resultater særlig stor effekt. Vi får periodevis lavere fjernvarmepris i enkelte prisområder, men å kalle integrasjonen en fleksibilitetsressurs vil være i noe grad optimistisk. Effekten av varmegjenvinning fra eksisterende og fremtidige datasentre er dermed begrenset, og kommer heller ikke uten utfordringer.

5.5.1 Infrastruktur, kapasitet og geografisk område

I tillegg er ikke resultatene våre nødvendigvis praktisk sammenlignbare. For eksempel skrev NRK i en artikkel at spillvarmen fra Google sitt datasenter teoretisk sett kunne varme opp 600.000 leiligheter (Rivrud & Westhrin, 2024). Dette ser vi på som lite gjennomførbart, da det er store utfordringer knyttet til infrastruktur, avstand og begrenset etterspørsel etter fjernvarme i området. Selve datasenteret blir plassert i Gromstulskogen, rundt 10km fra Skien sentrum som er nærmeste fjernvarmesentral. Våre resultater antar dette som fullt gjennomførbart, men i realiteten er det store utfordringer knyttet til nettverksutbygging og muligheten for å distribuere så store mengder varme. Skien kommune har dessuten bare 57 000 innbyggere (SSB, 2024b), og det stilles derfor store spørsmål til hvem som kan ta imot all varmen. For å dekke varmebehovet til 600 000 leiligheter må fjernvarmeselskapet produsere ca. 4 800 GWh fjernvarme, basert på NRK sin utregning og tall fra Elvia (Elvia, 2025; Rivrud & Westhrin, 2024). Til sammenligning produserte fjernvarmeanlegget i Skien totalt 52 GWh i 2024 (Norsk Fjernvarme,

u.å.c). Modellen vår forutsetter dessuten at spillvarmen kan leveres til hele prisområdet. Google sitt datasenter er lokalisert i NO2 som strekker seg fra Skien til Stavanger, og det antas i modellen at spillvarmen i hovedsak utnyttes i Stavanger. Dette er for store geografiske avstander og fremstår som urealistisk. Problemet gjelder for alle prisområdene bortsett fra NO1, og stiller store utfordringer til spillvarmeutnyttelse fra datasentre som ikke er direkte lokalisert i områder med et stort fjernvarmenett.

5.5.2 Spillvarmetemperatur

En annen usikkerhetsfaktor knyttet til resultatene våre er spillvarmetemperaturen. Høyere temperatur øker effektiviteten og gjør teknologien mer konkurransedyktig. Vi har gått ut ifra en fast spillvarmetemperatur basert på oppgitt installert kapasitet. Større datasentre er derfor tildelt en relativt høy temperatur (50 grader) som tilføres varmepumpene. I kontakt med Hafslund Celsio ble det oppgitt at STACK sitt 7 MW datasenter leverer en spillvarmetemperatur på 15 grader, og har en COP på 2,6 (M, Havskjold, personlig kommunikasjon, 30. Januar 2025). En såpass lav COP kan medføre at konvensjonelle luft-til-luft varmepumper i mange tilfeller er like effektive om ikke mer. Det er imidlertid kjent at større datasentre krever mer omfattende kjølesystemer og opererer med høyere belastning, noe som bidrar til høyere temperatur på spillvarmen. Hvorvidt temperaturantagelsene er pålitelige er derfor usikkert, og vil stor grad avhenge av flere praktiske eksempler og reelle driftsdata som foreløpig ikke er tilgjengelig. Dersom den faktiske spillvarmetemperaturen viser seg å være høyere enn antatt, vil varmepumpenes COP forbedres, noe som reduserer energiforbruket og øker lønnsomheten av spillvarmeutnyttelse. Dette kan gi høyere dekningsgrader av fjernvarme og en mer konkurransedyktig varmeleveranse sammenlignet med alternative teknologier. Vice versa, dersom spillvarmetemperaturen er lavere enn forutsatt, vil COP-en forverres. Varmepumpene krever mer elektrisitet for å levere samme mengde varme, noe som svekker konkurranseevnen og lønnsomheten.

5.5.3 Kartlegging av datasentre

Vi har brukt svært lang tid på kartlegging av datasentrene da det ikke finnes noen god oversikt over hvor mange datasentre det er i Norge. I stor grad har vi sett på bransjens egen nettside og stolt på deres data om eksisterende og planlagt utbygde

datasentre. Samtidig er det usikkerhet knyttet til hvorvidt flere av prosjektene som har fått tildelt nettilgang fra Statnett faktisk vil bli realisert. Vi har også vært i kontakt med NVE, som har samarbeidet med Norsk Datasenter Industri og fått bekreftet at kartleggingen vår fremstår som korrekt. Likevel er det stor usikkerhet knyttet til tallmaterialet. I en artikkel fra E24 kommer det frem at det er uklart hvor mange datasentre som finnes i Norge, og at selv ikke Norsk Datasenter Industri, Statnett eller regjeringen har full oversikt (Fraser et al., 2025). Estimaten gir et bilde av det potensielle omfanget, men bør tolkes med en viss forsiktighet, spesielt med tanke på fremtidige utbyggingsplaner og faktiske installasjoner.

5.5.4 Svakheter ved partielle likevektsmodeller

En generell svakhet ved bruk av partielle likevektsmodeller er at de kun analyser kraft- og varmemarkedet isolert, og antar at andre markeder og sektorer forblir uendret. Dette kan føre til at viktige systemeffekter ikke fanges opp, for eksempel endringer i kraftpriser som følge av økt strømforbruk til varmepumper. Modellen tar heller ikke høyde for tilpasninger utenfor energisektoren. Dette kan være endret atferd hos sluttbrukere eller konkurrerende teknologier som kan oppstå ved endrede kraftpriser. Dermed kan resultatene undervurdere eller overse dynamiske effekter som oppstår når ulike markeder påvirker hverandre. Denne svakheten er særlig relevant i vår analyse, hvor tiltak som økt utnyttelse av spillvarme og utbygging av varmepumper kan ha helhetlige effekter på kraft- og fjernvarmesystemet alene.

5.6 Spillvarme fra datasentre – utfordringer og muligheter

Datasenterindustrien er forventet å vokse betydelig både globalt og nasjonalt i årene fremover. Statnett har nylig publisert en oversikt over aktører som har fått tildelt nettilknytning eller som står i kø for å få det (Fraser et al., 2025). Her kommer det fram at datasentre er den næringen med høyest etterspørsel etter kraft, og de planlagte prosjektene har et samlet forbruk som tilsvarer om lag 30 prosent av dagens kraftproduksjon i Norge (Fraser et al., 2025). Det å utnytte spillvarmen effektivt fra datasentre kan derfor være en viktig miljøavlastning, men kommer ikke uten problemer.

Spillvarme fra datasentre fremstår attraktivt da dette er en kontinuerlig varmekilde som produseres «gratis» av den elektriske driften. Det er likevel flere praktiske

forhold som gjør utnyttelsen utfordrende. Et av hovedproblemene er etterspørselen av varme der spillvarmen produseres. Mange datasentre bygges utenfor urbane strøk, hvor det hverken finnes fjernvarmenett eller større varmebehov. Dette gir en liten hensikt av å utnytte spillvarmen dersom ingen kan ta den imot.

5.6.1 Spillvarme på et nasjonalt nivå

For at spillvarme skal kunne gi utslag på nasjonalt nivå, for eksempel ved å redusere behovet for alternative oppvarmingskilder, må volumet skaleres og kunne integreres inn i et helhetlig system. Plassering av datasentre i nærheten av varmebehov vil være helt sentralt. Dette gjelder særlig i byer eller tettsteder med eksisterende fjernvarmenett og betydelig varmebehov. Nærhet til etterspørselen vil også bety mindre investering i infrastruktur og lavere varmetap under transport.

Et annet viktig grep kan være å legge til rette for samlokalisering og alternative bruksområder av spillvarme. Dette kan gjøres ved at virksomheter med et varmebehov plasseres i direkte tilknytning til datasentrene. På denne måten kan overskuddsvarmen fra datasentrene utnyttes lokalt uten å måtte transporteres over lengre avstander. Eksempler på slike virksomheter kan være landbaserte oppdrettsanlegg, drivhusnæringer eller oppvarming av idrettsanlegg som svømmehaller. Ved å tenke helhetlig rundt både plassering og bruk av spillvarme, kan man oppnå en høyere grad av ressursutnyttelse og bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

5.6.2 Politisk krav om plassering av datasentre

Et mulig tiltak er å innføre et politisk krav om at nye datasentre må plasseres innenfor områder med eksisterende fjernvarmenett og varmebehov. Hensikten er å sikre at spillvarmen faktisk kan nyttiggjøres, og i den grad forsvare datasentrenes betydelige strømforbruk ved at de gir noe tilbake til samfunnet i form av varme. Samtidig er det flere utfordringer knyttet til et slikt krav. Tilgjengelig plass i områder med fjernvarmenett, ofte bynære strøk er begrenset og lite egnet for store datasentre. Datasentre krever betydelige arealer, samt nærhet til stabil kraftforsyning og fiberlinjer. Videre har det norske fjernvarmesystemet begrenset geografisk utbredelse, noe som ytterligere snevrer inn hvor datasentre kan plasseres. I tillegg er det ikke noen fjernvarmesentraler i dag som har stor nok kapasitet til å ta imot all spillvarmen fra de største datasentrene. Google sitt datasenter har potensialet til å

produsere 4,8 TWh med spillvarme, mens den totale varmeproduksjon i Oslo var på 2 TWh i 2023 (Norsk Fjernvarme, u.å.d).

5.6.3 Norge vs. naboland

Fjernvarme i Norge dekker kun omtrent 13% av det totale varmebehovet nasjonalt (Kauko & Delgado, 2023). I tillegg er de fleste eksisterende fjernvarmenett i Norge dimensjonert for høytemperaturkilder som avfall og biobrensel, og det kreves varmepumper for å oppgradere spillvarmen til et anvendelig nivå. Dette skaper en økonomisk og teknisk terskel for integrasjon av spillvarme.

Til sammenligning har Danmark og Sverige en langt større utbredelse og tetthet av fjernvarmenett, som dekker store deler av både urbane og mindre tettbygde områder. Fjernvarme dekker ca. 65% av oppvarmingsbehovet i Danmark og 50% i Sverige (IEA, 2023b; Werner, 2017a). Begge land har også i større grad tilpasset sine systemer til å kunne ta imot lavtemperaturspillvarme direkte eller gjennom lavtemperaturnett (Werner, 2017b). Dette gjør det betydelig enklere å finne egnede lokasjon for datasentre hvor spillvarmen kan utnyttes uten omfattende oppgraderinger.

Hadde studien tatt i utgangspunkt i den svenske eller danske konteksten, kunne analysene sannsynligvis gitt tydeligere resultater og vist en større systempåvirkning på nasjonal skala. Sverige og Danmark har et langt mer omfattende og integrert fjernvarmesystem, der spillvarme fra datasentre potensielt kan spille en større rolle i å dekke deler av det nasjonale varmebehovet. Det må likevel understrekes at flere av utfordringene knyttet til resultatene, som modellsikkerhet, temperatur og kapasitet, ville vært til stede uavhengig av hvilket land som lå til grunn for analysen.

5.6.4 Temperaturløft av spillvarmen

I takt med den teknologiske utviklingen innen kjølesystemer åpner det seg nye muligheter for å utnytte spillvarme fra datasentre ved langt høyere temperaturer enn tidligere. Dagens spillvarmetemperaturer varierer typisk mellom 15 og 40 °C, avhengig av hvilken kjøleteknologi som benyttes. Flere studier og forskningsmiljøer peker på at spillvarme fra datasentre i fremtiden kan nå temperaturer på opptil 70–80 °C, uten å ta i bruk av varmepumper (Moen & Foslie, 2024; Capozzoli & Primiceri, 2015; Wang, et al., 2024). Samtidig utvikles fjerdegenerasjons fjernvarmesystem,

som kan operere under betydelig lavere temperaturer sammenlignet med dagens system (Norsk Fjernvarme, u.å.e). Dette muliggjør for mer effektiv utnyttelse og enklere integrering av spillvarme fra datasentre. Dermed kan spillvarmen bli en langt mer verdifull ressurs og anvendes direkte i fjernvarmenettet uten behov for oppgradering.

6. Konklusjon

Denne masteroppgaven har analysert hvordan spillvarme fra eksisterende og fremtidige datasentre i Norge kan integreres inn i det nasjonale kraft- og fjernvarmesystemet. Dette med fokus på fleksibilitet og dens potensielle påvirkning på et nasjonalt nivå.

Spillvarme fra datasentre kan få en større rolle i det norske energisystemet, men under dagens forutsetninger er bidraget begrenset. I vår analyse står spillvarme for ca. 1,2% av Norges samlede kraft- og varmeproduksjon. Modellresultatet indikerer at mengden tilgjengelig spillvarme i Norge er for lav til å gi utslag i form av kraftfleksibilitet. Det observeres imidlertid effekter i fjernvarmesystemet, hvor spillvarme operer som en ny supplerende grunnlast. I enkelte perioder og prisområder som NO2 og NO4 bidro dette til å redusere fjernvarmeprisen, og fortrenge dyrere teknologier som pellets og varmepumper. Samtidig er spillvarmeproduksjon jevn og kontinuerlig som gir begrenset fleksibilitet.

Under våre forutsetninger er det først og fremst medium og store datasentre som er teknisk og økonomisk egnet for varmegjenvinning. Disse har høyere spillvarmetemperaturer og større varmevolum, noe som gir lave varmepriser (LCOH). Spesielt store datasentre har lav varmepris og fremstår som svært konkurransedyktig mot andre fjernvarmeteknologier. Små datasentre har derimot for lav temperatur og blir utkonkurrert av andre varmepumpeteknologier som luft-til-luft varmepumper.

Spillvarme fra datasentre har imidlertid en rekke usikkerhetsfaktorer knyttet til lokasjon, tilkoblingsmulighet og spillvarmetemperatur. Mange datasentre er lokalisert utenfor fjernvarmens konsesjonsområder, og det er stor usikkerhet knyttet til tilkobling og hvem som kan ta imot varmen. Det er også usikkerhet rundt temperaturantagelsene som er en avgjørende faktor for spillvarmens effektivitet.

Referanser

- Baceiro, J. S., & Sæterli, R. K. (2022, Desember 15). *Termokjemisk energilagring: Neste generasjons termiske batterier?* Sintef: <https://blogg.sintef.no/energi/termokjemisk-energilagring-neste-generasjons-termiske-batterier/>
- Bøeng, A. C. (2022, Mai 12). *Nye rekorder for fjernvarme*. SSB: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling/artikler/nye-rekorder-for-fjernvarme>
- Capozzoli, A., & Primiceri, G. (2015). Cooling systems in data centers: state of art and emerging technologies. *Energy Procedia* 83 (2015) 484–493. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.168>
- Cnytt. (2022, Oktober 19). *Starter boring av varmelager*. Norsk Fjernvarme: <https://www.fjernvarme.no/starter-boring-av-varmelager>
- Danish Energy Agency. (2025). *Generation of Electricity and District heating*. Danish Energy Agency. <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating>
- Danish Energy Agency. (u.å.). *Technology Catalogues*. <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>
- Datacentermap. (u.å.). <https://www.datacentermap.com/>
- Elvia. (2025, Februar 27). *Normalt strømforbruk*. Elvia: <https://www.elvia.no/smart-forbruk/forbruk-og-sparing/normalt-stromforbruk/>
- Energidepartementet. (2024, Juli 9). *Hva påvirker energibruken?* EnergifakteNorge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/hva-pavirker-energibruken/>
- Energidepartementet. (2024, Februar 20). *Kraftmarkedet*. EnergifaktaNorge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- ENTSO-E. (2024). *System Flexibility Needs for the Energy Transition*. ENTSO-E. ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/system-flexibility/>
- Fleitas, A. G. (2023, Juni 22). *What Is Data Center PUE? Defining Power Usage Effectiveness*. Datacenterknowledge: <https://www.datacenterknowledge.com/sustainability/what-is-data-center-pue-defining-power-usage-effectiveness>
- Fraser, S. A., Rustad, M. E., & Hovland, K. M. (2025, Mars 31). *Disse bedriftene vil ha mest strøm*. E24: <https://e24.no/energi-og-klima/i/73gj48/stroemkoeen-vokser-datasentre-dominerer>
- GitHub. (2025). *Balmorel Community* Github: <https://github.com/balmorelcommunity>
- Hafslund Celsio. (2023, Mars 2). *Norges største termos skal holde oslofolk varme og glede de forbipasserende*. <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/18114322/norges-storste-termos-skal-holde-oslofolk-varme-og-glede-de-forbipasserende?publisherId=17848223&lang=no>
- Hafslund. (u.å.). *Slik fungerer et varmeanlegg for fjernvarme*. <https://www.hafslund.no/no/produkter-og-tjenester/slik-fungerer-et-varmeanlegg-for-fjernvarme>

- Huang, Y., Deng, Z., Chen, Y., & Zhang, C. (2023). Performance investigation of a biomimetic latent heat thermal energy storage device for waste heat recovery in data centers. *Applied Energy* 335, 120745. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120745>
- IEA. (2014). *Technology Roadmap - Energy Storage*. IEA. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage>
- IEA. (2021). *Empowering Cities for a Net Zero Future*. IEA. <https://www.iea.org/reports/empowering-cities-for-a-net-zero-future>
- IEA. (2023a, Juli 11). *Data Centres and Data Transmission Networks*. <https://www.iea.org/energy-system/buildings/data-centres-and-data-transmission-networks>
- IEA. (2023b). *Denmark 2023*. IEA. <https://www.iea.org/reports/denmark-2023>
- Kauko, H., & Delgado, B. M. (2023, Juni 5). *Fjernvarme, varmepumper og energieffektivisering kan bidra til å løse Norges effektutfordringer*. Sintef: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2023/fjernvarme-varmepumper-og-energieffektivisering-kan-bidra-til-a-lose-norges-effektutfordringer/>
- Kavvadias, K., & Quoilin, S. (2018). Exploiting waste heat potential by long distance heat transmission: Design considerations and techno-economic assessment. *Applied Energy* 216, 452-465. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.080>
- Kvitebjørn Varme AS. (2024, Mai 15). *Innspill virkemiddelutredning 24/815*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/3b92adc08f084e63b2cb5780659fd063/kvitebjorn-varme.pdf>
- Lie, M., Sannes, C., & Hammer-Dybvad, A. (2025). *Norske Datasentre – Forbruksanalyse (ELHUB-DS-001)*. Elhub. <https://elhub.no/om-elhub/publikasjoner/>
- Liu, L., Zhang, Q., Zhai, Z. (.), Yue, C., & Ma, X. (2020). State-of-the-art on thermal energy storage technologies in data center. *Energy and Buildings* 226, 110345. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110345>
- Ljungdahl, V., Jradi, M., & Velje, C. (2022). A decision support model for waste heat recovery systems design in Data Center and High-Performance Computing clusters utilizing liquid cooling and Phase Change Materials. *Applied Thermal Engineering* 201, 117671. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117671>
- Moen, O. M., & Foslie, S. S. (2024). *Slik gjør vi datasentre mer miljøvennlige*. Sintef: <https://blogg.sintef.no/energi/slik-gjor-vi-datasenter-mer-miljovennlig/>
- Monsalves, J. J., Bergaentzlé, C., & Keles, D. (2023). Impacts of flexible-cooling and waste-heat recovery from data centres on energy systems: A Danish case study. *Energy* 281, 128112. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128112>
- Nadjahi, C., Louahlia, H., & Lemasson, S. (2018). A review of thermal management and innovative cooling strategies for data. *Sustainable Computing: Informatics and Systems* 19, 14-28. <https://doi.org/10.1016/j.suscom.2018.05.002>
- Nagel, N. O. (2023). The European energy transition: Economic impacts on Nordic stakeholders in the energy system. *[Doktorgradsavhandling, Norges miljø-og biovitenskapelige universitet]*. <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmloi/handle/11250/3069154>

- Nord Pool. (u.å.a). *How is the electricity price calculated?*
<https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/how-is-the-electricity-price-calculated/>
- Nord Pool. (u.å.b). *Day-ahead market*. <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/>
- Nordic Statistics Database. (2025). *The 5 large Nordic countries all met the EU's 2030 renewable energy target in 2023*. <http://nordicstatistics.org/news/the-5-large-nordic-countries-all-met-the-eus-2030-renewable-energy-target-in-2023/>
- Norsk Datasenter Industri. (2024). *Datasenterindustrien i Norge 2023-2024*. Norsk Datasenter Industri. <https://www.datasenterindustrien.no/norske-leder-nsker-datasentre-velkommen>
- Norsk Energi & Thema Consulting Group. (2014 s54). *Fjernvarmens rolle i energisystemet (Rapport nr. 12/2014)*. NVE.
https://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_12.pdf
- Norsk Fjernvarme. (2025, Mars 10). *Regjeringens pressekonferanse om Norgespris i dag: Regjeringen bidrar til å sikre mer energi med fjernvarme*.
<https://www.fjernvarme.no/regjeringens-pressekonferanse-om-norgespris-i-dag-regjeringen-bidrar-til-a-sikre-mer-energi-med-fjernvarme>
- Norsk Fjernvarme. (u.å.a). *Fjernvarme - Energikilder 2023*. Fjernkontrollen:
<https://www.fjernkontrollen.no>
- Norsk Fjernvarme. (u.å.b). *Nasjonaletall*. Fjernkontrollen: <https://www.fjernkontrollen.no/>
- Norsk Fjernvarme. (u.å.c). *Skien*. <https://www.fjernkontrollen.no/skien/>
- Norsk Fjernvarme. (u.å.d). *Oslo*. <https://www.fjernkontrollen.no/oslo/>
- Norsk Fjernvarme. (u.å.e). *Fjerdegenerasjons fjernvarme*.
<https://www.fjernvarme.no/fakta/fjerdegenerasjons-fjernvarme>
- NVE. (2022a, September 1). *Stort potensiale for mer effektiv oppvarming og bruk av spillvarme*. <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stort-potensiale-for-mer-effektiv-oppvarming-og-bruk-av-spillvarme/>
- NVE. (2022b, Oktober 18). *Hva er budområder og flaskehalser?*
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hva-er-budomraader-og-flaskehalser/>
- NVE. (2022c, November 2). *Hvordan skal fjernvarmeprisen reguleres?*
<https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/varme/hvordan-skal-fjernvarmeprisen-reguleres/>
- NVE. (2023a, Februar 15). *Hvor mye fleksibilitet er det i den norske vannkraften?*
<https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/hvor-mye-fleksibilitet-er-det-i-den-norske-vannkraften/>
- NVE. (2023b). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023 (NVE Rapport nr. 25/2023)*. NVE.
<https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/langsiktig-kraftmarkedsanalyse-2023/>

- NVE. (2024a, Januar 31). *Energibruk i bygg*.
<https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-i-bygg/>
- NVE. (2024b). *NVEs forslag til ny prisregulering for fjernvarme*. NVE.
<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/innspill-til-nves-forslag-til-ny-prisregulering-for-fjernvarme/id3047175/?expand=horingsnotater>
- NVE. (2025, Mars 6). *Kraftproduksjon*.
<https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/>
- NVE. (u.å.). *Varme*. <https://temakart.nve.no/tema/varme>
- Oró, E., Depoorter, V., Pflugradt, N., & Salom, J. (2015). Overview of direct air free cooling and thermal energy storage. *Applied Thermal Engineering* 85, 100-110.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.03.001>
- OsloEconomics & Sintef. (2022). *Industrien: Etterspørsel etter kraft, beslutningsfaktorer og energieffektivisering (OE-rapport 2022-64)*. Oslo Economics.
<https://osloeconomics.no/publication/industrien-etterspørsel-etter-kraft-beslutningsfaktorer-og-energieffektivisering/>
- Pambudi, N. A., Sarifudin, A., Fordais, R. A., Ulfa, D. K., Gandidi, I. M., & Romadhon, R. (2022). *The immersion cooling technology: Current and future development in energy saving*. Alexandria Engineering Journal 61, 9509-9527.
<https://doi.org/10.1016/j.aej.2022.02.059>
- Prop. 100 L . (2022-2023, Mars 31). *Endringer i energiloven og naturgassloven (overskuddsvarme, energikartlegging, måling og fakturering)*. Energidepartementet.
<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-100-l-20222023/id2968886/>
- Regjeringen. (2021). *Norske datasenter - berekraftige, digitale kraftsenter*. Kommunal- og moderniseringsdepartementet.
- Regjeringen. (2023). *NOU 2023: 3*. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/?ch=14>
- Regjeringen. (2024, September 30). *Innfører krav til energikartlegging og utnyttelse av overskuddsvarme*. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/innforer-krav-til-energikartlegging-og-utnyttelse-av-overskuddsvarme/id3055219/>
- Rehman, O. A., Palomba, V., Frazzica, A., & Cabeza, L. F. (2021). *Enabling Technologies for Sector Coupling: A Review on the Role of Heat Pumps and Thermal Energy Storage*.
<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/24/8195?>
- Riekeles, H., Dalen, D. M., Bugge, L., & Hoel-Holt, A. S. (2022). *Varme til riktig pris (Rapport 2022/37)*. Vista Analyse. *Varme til riktig pris*:
<https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/varme/hvordan-skal-fjernvarmeprisen-reguleres/>
- Rivrud, K., & Westrin, V. (2024, Februar 15). *Kunne varmet opp rundt 600.000 leiligheter – Google har ingen plan*. NRK: https://www.nrk.no/vestfoldogtelemark/googles-datasenter-kunne-gitt-varme-til-rundt-600.000-leiligheter-_har-ingen-plan-1.16760899
- Rosvold, K. A., & Hofstad, K. (2022, Oktober 10). *Spillvarme*. Snl: <https://snl.no/spillvarme>

- Røkke, P. E., & Rønning, B. (2024). *Datasentre kan frigjøre nesten like mye strøm som de bruker*. <https://www.sintef.no/siste-nytt/2024/datasentre-kan-frigjore-nesten-like-mye-strom-som-de-bruker/>.
- Sirnes, E., Stoltz, G., & Nilsen, H. R. (2024, November 26). *nytte-kostnadsanalyse*. Snl: <https://snl.no/nytte-kostnadsanalyse>
- Skagerak Varme. (u.å.). *Hva er temperaturen på vannet i rørnett?* <https://www.skagerakvarme.no/kundeservice/ofte-stilte-sporsmal/hva-er-temperaturen-pa-vannet-i-rornett>
- SSB. (2023, Desember 5). *Hva er gjennomsnittlig strømforbruk i husholdningene?* <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/artikler/hva-er-gjennomsnittlig-stromforbruk-i-husholdningene>
- SSB. (2024a, Oktober 23). *Fjernvarme og fjernkjøling*. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling>
- SSB. (2024b). *Kommune Skien (Telemark)*. <https://www.ssb.no/kommunefakta/skien>
- SSB. (2025, Januar 24). *Rekordhøy strømproduksjon i 2024*. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/rekordhoy-stromproduksjon-i-2024>
- State of Green. (2024, Oktober 23). *Sector coupling – Unlocking renewable energy’s full potential*. <http://stateofgreen.com/en/publications/sector-coupling/>
- Statnett. (2023a). *Stabilitet i et kraftsystem i endring*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/systemutviklingsplan/>
- Statnett. (2023b). *Fleksibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling*. Statnett. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2023/okt-behov-for-fleksibilitet-gir-nye-muligheter-til-store-og-sma-aktorer/>
- Statnett. (2024, Juni 07). *Derfor har vi prisområder*. <https://www.statnett.no/om-statnett/forsta-strom-og-kraftsituasjonen/fakta-om-prisomrader/>
- Statnett. (2025). *Langsiktig Markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2024-2050*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse/>
- Sunbird. (u.å.). *Data Center Capacity Planning*. Sunbird: <https://www.sunbirdcim.com/glossary/data-center-capacity-planning>
- Thema Consulting Group. (2022). *Om markedsmekanismen og marginalprising i kraftmarkedet (THEMA Notat 2022-01)*. Thema Consulting Group. <https://www.fornybarnorge.no/publikasjoner/dokument/strommarked---thema-notat/>
- Tosukhowong, T. (2024, Juli 18). *King of Hill in data center cooling*. Datacenterdynamics: <https://www.datacenterdynamics.com/en/opinions/king-of-hill-in-data-center-cooling/>
- ViborgVarme. (u.å.). *EnergyHub ved Tjele*. <https://viborgvarme.dk/projekt/energyhub-ved-tjele/>
- Wang, N., Guo, Y., Huang, C., & Shao, S. (2024). Advances in direct liquid cooling technology and waste heat recovery for data center: A state-of-the-art review. *Journal of Cleaner Production* 477 (2024) 143872. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143872>

- Wang, P., Kowalski, S., Gao, Z., Sun, J., Yang, C. M., Grant, D., . . . Nawaz, K. (2024). District heating utilizing waste heat of a data center: High-temperature heat pumps. *Energy & Buildings* 315, 114327. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114327>
- Werner, S. (2017a). District heating and cooling in Sweden. *Energy* 126, 419-429. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.052>
- Werner, S. (2017b). International review of district heating and cooling. *Energy* 137, 617-631. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>
- Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Alonso, A. P., Balyk, O., Kirkerud, J. G., . . . Ravn, H. (2018). Balmorel open source energy system model. *Journal of Computational Physics* 20, 26–34. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.01.003>
- Yuan, X., Liang, Y., Hu, X., Xu, Y., Chen, Y., & Kosonen, R. (2023). Waste heat recoveries in data centers: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 188, 113777. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113777>
- Zhang, Y., Wei, Z., & Zhang, M. (2017). *Free cooling technologies for data centers: energy saving mechanism and applications*. *Energy Procedia*, 143:410–415. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.703>
- Zhou, C., Hu, Y., Liu, R., Liu, Y., Wang, M., Luo, H., & Tian, Z. (2025). Energy Performance Study of a Data Center Combined Cooling System Integrated with Heat Storage and Waste Heat Recovery System. *Buildings* 15, 326. <https://doi.org/10.3390/buildings15030326>



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelege universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway