



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Termiske sesonglager i fjernvarme for økt fleksibilitet i kraftnett. En casestudie av energisystemet i Oslo

*Seasonal thermal energy storage in district heating
to improve power grid flexibility. A case study of the
Oslo energy system*

Erik Vaet

Bernt Viken

Fornybar Energi

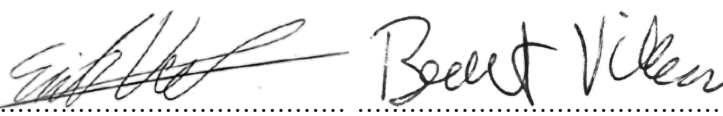
Deklarasjon

Denne oppgaven er skrevet som avsluttende gradsoppgave i masterstudiet *fornybar energi* ved Fakultetet for Miljøvitenskap og Naturforvaltning (MINA) på Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU). Oppgaven er resultatet av våre egne studier, men baserer seg også på innspill og opplysninger fra andre parter. Opplysninger hentet fra andre parter er referert gjennom teksten og gjengis i oppgavens kildeliste.

Synspunkter og refleksjoner som fremstår i oppgaven er våre egne, og er ikke nødvendigvis representative for NMBU og MINA, eller andre parter som har vært involvert i arbeidet.

Eventuelle feil og mangler i oppgaven er utelukkende vårt eget ansvar.

Dato: 15. mai 2022

Signatur  Bernt Viken

Forord

Innleveringen av denne oppgaven markerer slutten på 5 år med studier. Takk til medstudenter på fornybar energi studiet for alle sosiale stunder på lesesalen på Sørhellinga. Takk også til forelesere ved NMBU og NTNU som gjennom våre studieløp har lært oss mye av det vi har tatt i bruk i denne oppgaven.

Opgaven ville ikke vært mulig, hadde det ikke vært for bidrag fra en rekke personer. Takk til vår hovedveileder, professor Torjus Bolkesjø, og assisterende veileder Niels Oliver Nagel, for gode diskusjoner og nyttige innspill til metodiske valg og for støtte når vi har møtt på utfordringer. Takk også til Tone Svendsen Endal, som har vært vårt bindeledd til Miljøstifelsen ZERO og prosjektet «*Systemsmart Energibruk*», og som også har vært en viktig diskusjonspartner. I tillegg vil vi takke; Jan Bråten i Statnett for nyttige innspill til valg av problemstilling; Cato Kjølstad, Jørgen Aarstad, Halvor Krunenes, Anders Norling, Claes Persson og Øyvind Nilsen som har bistått med data for fjernvarme i Oslo; Alf Inge Kraglund Tunheim og Ragnar Ulsund for data fra Elvia; Nina Holck Sandberg i SINTEF, som har bidratt med data fra arbeid gjennomført ved forskningssenteret ZEN; og Peter Sorknæs ved Aalborg universitet, som har bistått med feilsøking i EnergyPLAN.

Sist men ikke minst vil vi rekke en særlig stor takk til våre samboere, Mirabai og Synne. Deres tålmodighet og støtte gjennom denne våren har vært uvurderlig.

Sammendrag

Etterspørselen etter elektrisitet i Norge øker som følge av elektrifisering, og skaper utfordringer for kraftnettet. Samtidig er utvidelser av kraftnettet kostbare, tidkrevende og kan innebære store miljøinngrep. En rekke energiaktører har derfor gått sammen i ZERO-prosjektet «*Systemsmart energibruk*» for å belyse alternativer til nettinvesteringer. Prosjektet har lagt rammer for denne oppgaven, som undersøker hvor mye fleksibilitet termiske sesonglager tilknyttet fjernvarme kan gi kraftnettet, som et alternativ til dagens fleksibilitet fra fjernvarme som til dels hentes gjennom ordningen med utkoblbart forbruk. Dette gjøres gjennom en kvantitativ case-studie av energisystemet i Oslo og en tilhørende fjernvarmevirksomhet, framskrevet til år 2025. Vi studerer scenarier for et normalt- og et kaldt år, og undersøker hvilket lastbidrag fjernvarmesystemet har på kraftnettet. Videre undersøker vi hvordan et sesonglager, som lades opp med overskuddsvarme fra avfallsforbrenning, kan benyttes for å redusere bidraget i treukers kuldeperioder. To driftsstrategier for lageret undersøkes, hvor den første strategien har til hensikt å gi størst mulig lastreduksjon, mens den andre maksimerer de økonomiske gevinstene av lageret. Hovedverktøyet for analysen er energisystemmodellen EnergyPLAN, samt en rekke modeller utviklet spesifikt for oppgaven. Resultatene av analysen viser at fjernvarmevirksomheten kan ha et stort forbruk av elektrisitet, og følgelig et betydelig lastbidrag. Vi finner også at lagerets potensial for å redusere lastbidraget er stort, og at det kan redusere lasten i kraftnettet med inntil 14 prosent. Resultatene i dette studiet tyder imidlertid på at et termisk sesonglager vil være mer lønnsomt dersom det også erstatter andre energikilder enn elektrisitet. Dette tyder på at det vil være behov for ytterligere incentiver dersom et sesonglager skal utnyttes til å skape fleksibilitet i kraftnettet.

Abstract

Due to electrification, the demand for electricity in Norway is increasing. Meanwhile, this creates challenges for the existing power grid and its capacity. Investments in new grid capacities, however, are expensive, time-consuming, and could lead to significant environmental impacts. Therefore, numerous agents from the energy sector have come together in the ZERO-project «*Systemsmart energibruk*», to identify alternatives to grid investments. The project has formed the basis for this thesis, which investigates how thermal seasonal storage in district heating systems could increase power grid flexibility, as an alternative to today's system design where flexibility from district heating systems is mainly ensured by an arrangement for disconnectable demand. We perform a quantitative case study of the energy system in Oslo and a major district heating supplier, in a future scenario taking place in the year 2025. Within the constructed scenario, we investigate how the district heating system could affect the power grid load in a normal and cold year, and how the seasonal storage can be used to reduce the district heating load contribution during a three-week cold period. Two plausible strategies for operating the storage are studied, where the first strategy aims to minimize the power grid load while the second aims to maximize the profits of the storage. The main tool for the analyses is the energy system model Energy-PLAN, in addition to several models built specifically for this thesis. We find that the district heating system could have a substantial contribution to the power grid load during the periods studied. Therefore, the potential of a seasonal thermal storage to improve flexibility in such periods is high, with load reductions of up to 14 percent. However, the most profitable way of operating the storage does not yield the best results in terms of grid flexibility. Thus, the results indicate that more incentives could be required for a district heating operator to invest in seasonal storage to generate power grid flexibility.

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon	1
2	Bakgrunn	3
3	Metode	7
3.1	Scenariobygging	8
3.2	Modellering og systemanalyse	9
3.3	Følsomhetsanalyser	14
4	Data og forutsetninger	16
4.1	Scenarier	16
4.2	Framskrivinger	17
4.3	Tekniske og økonomiske forutsetninger	20
4.4	Modelldata	27
5	Resultater	30
5.1	Elektrisitetsforbruk og fjernvarmeproduksjon	31
5.2	Energilager - virkning på kraftsystemet og økonomisk lønnsomhet	36
5.3	Følsomhetsanalyser	42
6	Diskusjon	48
6.1	Resultatenes betydning	48
6.2	Studiens begrensinger	51
6.3	Forslag til videre studier	54
7	Konklusjon	55
	Referanser	56
	Vedlegg	I
A	Fjernvarmekapasiteter hos den analyserte fjernvarmevirksomheten	I
B	Oversikt over gjennomførte simuleringer	II
C	Dataresultater fra EnergyPLAN for normalt år	III
D	Dataresultater fra EnergyPLAN for kaldt år	VI

Figurer

3.1	Flytskjema for metoden og arbeidsprosessen i denne oppgaven.	7
3.2	Oversikt over energisystemmodellen EnergyPLAN. Gjengitt fra EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems” av H. Lund et al, 2021, Smart Energy volum 1. Opphavsrett 2021 av Elsevier, ScienceDirect.	10
3.3	Detaljert beskrivelse av den tekniske optimeringsmodellen.	13
3.4	Detaljert beskrivelse av den økonomiske optimeringsmodellen.	14
4.1	Distribusjon for fjernvarmeproduksjon for ett år, pr. time fra 1.mai til 30.april. Indekserte verdier. Adaptert fra data hos en fjernvarmeverksomhet i Oslo, innhentet gjennom personlig kommunikasjon, 22.februar.	24
4.2	Distribusjon for kraftpris for ett år, pr. time fra 1.mai til 30.april. Indekserte verdier. Adaptert fra ”Market data: Consumption (NO1)” av NordPool, u.d. (https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1//nordic/table). Opphavsrett NordPool, 2022.	25
4.3	Distribusjon for etterspørsel av elektrisitet for ett år, p.r time fra 1.mai til 30.april. Indekserte verdier. Adaptert fra ”Market data: prices (NO1)” av NordPool, u.d. (https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1//nordic/table). Opphavsrett NordPool, 2022.	26
4.4	Prosentvis andel av elbiler til lading innenfor et døgn. Adaptert fra «Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users: Results from a survey of vehicle owners» av E. Figenbaum og M. Kolbenstvedt, 1492/2016 (https://www.toi.no/publications/learning-from-norwegian-battery-electric-and-plug-in-hybrid-vehicle-users-results-from-a-survey-of-vehicle-owners-article33869-29.html). Opphavsrett Transportøkonomisk institutt, 2022.	27
4.5	Kapasiteter og marginalkostnader for ulike produksjonsteknologier, benyttet i EnergyPLAN.	29
5.1	Reduksjon i høyeste last og økonomisk gevinst med bruk av energilager i normaltår (N) og kaldt (K) år med en teknisk (T) og økonomisk (Ø) driftsstrategi. Reduksjon målt opp mot referanselaster for hvert av scenariene.	30
5.2	Normalår: Estimert fjernvarmeproduksjon, fra 1.mai til 30.april, pr. døgn. Basert på resultater fra fjernvarmemodell.	31
5.3	Kaldt år: Estimert fjernvarmeproduksjon, fra 1.mai til 30.april, pr. døgn. Basert på resultater fra fjernvarmemodell.	32
5.4	Estimert last på kraftnettet, med bidrag fra fjernvarme og fra annet forbruk, pr. time fra 1.mai til 31.april. Fremhevet er forbruket i treukersperioden med høyest gjennomsnittsbelastning.	34

5.5	Normalår: Last i kraftnettet, med lastbidrag fra fjernvarme og annet forbruk, og kraftpriser. Pr. time gjennom treukersperiode med høyest gjennomsnittlig last (for analyseåret).	35
5.6	Kaldt år: Last i kraftnettet, med lastbidrag fra fjernvarme og annet forbruk, og kraftpriser. Pr. time gjennom treukersperiode med høyest gjennomsnittlig last (for analyseåret).	36
5.7	Normalår: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med teknisk driftsstrategi.	37
5.8	Kaldt år: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med teknisk driftsstrategi.	38
5.9	Normalår: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med økonomisk driftsstrategi.	40
5.10	Kaldt år: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med økonomisk driftsstrategi.	41
5.11	Varighetskurve for treukersperiode, før og etter justert prisnivå, uten bruk av energilager.	43
5.12	Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en teknisk driftsstrategi, etter prisnivå, med en lagringskapasitet på 50 GWh.	44
5.13	Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en økonomisk driftsstrategi, etter prisnivå, med en lagringskapasitet på 50 GWh.	44
5.14	Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en teknisk driftsstrategi, etter lagerets effekt, med en lagringskapasitet på 50 GWh.	46
5.15	Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en økonomisk driftsstrategi, etter lagerets effekt, med en lagringskapasitet på 50 GWh.	47

Tabeller

4.1	Forutsetninger for elektrisitetsbehov til person- og varebiler.	19
4.2	Forutsetninger for elektrisitetsbehov i kollektivtransport	20
4.3	Forutsetninger for øvrig elektrisitetsbehov.	20
4.4	Marginalkostnader i fjernvarme.	22
4.5	Virkningsgrad og effektfaktor i fjernvarmekapasiteter.	23
4.6	Oversikt over inputdata til EnergyPLAN.	28
5.1	Fjernvarmeproduksjon per energikilde.	33
5.2	Resultater for optimering av energilager med en teknisk driftsstrategi i normalår (N) og kaldt år (K).	39
5.3	Resultater for optimering av energilager med en økonomisk driftsstrategi. .	42

1 Introduksjon

Etterspørselen etter elektrisitet i Norge er ventet å øke i årene fremover, og dette skaper utfordringer for kraftnettet. Det ventes at det nasjonale forbruket av elektrisitet vil øke fra rundt 140 TWh i dag (2022) til opp mot 190 TWh i 2040 [Statnett, 2020a]. En av hoveddriverne for forbruksøkningen er elektrifisering. Elektrifisering er et viktig klimatiltak, siden det muliggjør at fossile energikilder kan erstattes med elektrisitet produsert fra fornybare energiresurser. Dermed skaper elektrifisering også rom for ny bærekraftig næring, og er derfor et sentralt ledd av den grønne omstillingen. Elektrifisering og økt elektrisitetsetterspørsel er imidlertid utfordrende for dagens kraftsystem, fordi det avhenger av at kraftnettet har kapasitet til å håndtere flyten av elektrisitet. Som følge av økt elektrisitetsetterspørsel er det derfor ventet at det eksisterende kraftnettet flere steder vil måtte oppgraderes og utvides. Samtidig er nettutvidelser kostbare, tidkrevende og kan innebære betydelige miljøinngrep. Derfor har miljøstiftelsen ZERO sammen med en rekke partnere satt sammen prosjektgruppen «*Systemsmart energibruk*» som undersøker alternativer til kraftnettinvesteringer.

Prosjektet Systemsmart energibruk har til formål å identifisere fleksibilitetstiltak som reduserer behovet for nye investeringer i kraftnettet. Tiltak som gir et mer fleksibelt forbruk av elektrisitet, kan frigjøre kapasitet i kraftnettet ved at de reduserer forbrukstopper. Mye av Norges elektrisitetsforbruk, og særlig i byene, går til oppvarming. Dette innebærer at de høyeste forbrukstoppene hovedsaklig forekommer i kalde perioder som kan vare i flere uker. Samtidig er mange identifiserte fleksibilitetstiltak rettet mot forbruk innenfor relativt korte perioder. Derfor er det nødvendig å finne nye løsninger som kan bidra til fleksibilitet over lengre perioder.

For å gi fleksibilitet over lengre perioder, kan termiske sesonglager i fjernvarme være aktuelt. Fjernvarmesystemer er allerede en viktig kilde til fleksibilitet i kraftnettet, på grunn av fleksibiliteten til elektriske kjeler. Bruken av disse kjelene styres av kraftpriser, som kan gi prissignaler for knapphet i kraftnettet. I tillegg kan elektriske kjeler inngå i avtaler for utkoblbart forbruk. Dette innebærer at en fjernvarmeverksamhet mottar en tariff med redusert nettleie, mot at de kan redusere eller kutte forbruket sitt av elektrisitet i perioder med anstrengt nettkapasitet. Utkoblbart forbruk kan imidlertid føre til økte produksjonskostnader for fjernvarme, fordi det tvinger systemene til å benytte seg av dyrere produksjonskapasiteter. I tillegg er denne ordningen under press, og det er uvisst om tariffen videreføres. Om den forsvinner, vil incentivet for fjernvarmesystemer til å gi fleksibiliteten også kunne bortfalle. Derfor er det aktuelt å studere termiske sesonglager, som gjennom kuldeperioder kan erstatte varmeleveranse som ellers ville blitt forsynt ved bruk av elektrisitet. Bruken av sesonglager i fjernvarme til dette formålet er imidlertid lite studert, og lager som benyttes i dag er gjerne små og brukes primært til å regulere fjernvarmeproduksjon på kort sikt.

Denne oppgaven har til formål å gi innsikt i hvor stor grad termiske sesonglager i

fjernvarmesektoren kan bidra til å redusere topplast i kraftnettet, som et alternativ til løsningen med tariffer for utkoblbart forbruk. Vi studerer energisystemet i Oslo, hvor det i årene fremover er ventet at kraftnettet vil ha kapasitetsutfordringer. Systemet fremskrives til år 2025, hvor vi analyserer et kaldt- og et normalt scenario. Scenariene analyseres i energisystemmodellen EnergyPLAN og en fjernvarmemodell, og vi estimerer lastnivåer på kraftnettet i form av kraftimport. Videre benyttes optimeringsmodeller for å simulere hvordan energilager av ulike størrelser påvirker lastbidraget fra fjernvarme på kraftnettet innenfor hvert av scenariene. Vi måler også den økonomiske gevinsten av lagrene. I hvert av scenariene gjennomføres optimeringen innenfor treukersperioder i vinterhalvåret når det er særlig høy belastning på kraftnettet, representative for en kuldeperiode. Innenfor disse periodene driftes lagrene etter to ulike strategier: en strategi som gir størst mulig lastreduksjon i kraftnettet, og en strategi som gir høyest økonomisk utbytte av den lagrede energien. Dette for å belyse forskjeller i potensialet og lønnsomheten av den måten å drifte lageret på som er mest gunstig for kraftnettet, og den måten som er mest gunstig å benytte seg av fra et bedrifts-økonomisk perspektiv. For lageret tar vi utgangspunkt i et pilotprosjekt med borehullbrønner som er under planlegging i Oslo, og vi legger til grunn at lageret kan fylles opp av tapt overskuddsvarme fra avfallsforbrenning gjennom sommeren.

For å understøtte oppgavens formål, er følgende forskningsspørsmål definert:

1. Hvor stor er belastningen på kraftnettet fra fjernvarmeproduksjonen i Oslo?
2. Hvor mye kan belastningen på kraftnettet i en treukers kuldeperiode reduseres ved å drifte termiske sesonglager tilknyttet fjernvarme, etter henholdsvis en teknisk- og bedriftsøkonomisk driftsstrategi?
3. Hvor store økonomiske gevinster gir lageret, i henhold til den tekniske- og økonomiske driftsstrategien?

Vi vil i de påfølgende kapitlene forsøke å besvare disse spørsmålene. Innledningsvis går vi i kapittel 2 (*bakgrunn*) nærmere inn på ulike fleksibilitetsløsninger, før vi beskriver fjernvarmesystemet i Oslo og gir en kort gjennomgang av relevant litteratur knyttet til varmelagring. I kapittel 3 (*metode*) presenterer vi metodikken som er anvendt og beskriver nærmere modellene vi har benyttet, før vi i kapittel 4 (*data og forutsetninger*) presenterer framskrivninger for energisystemet i Oslo og forutsetningene som er lagt til grunn i modellene. I kapittel 5 (*resultat*) presenterer vi analyser av datene som er produsert fra simuleringer med modellene, som så drøftes i kapittel 6 (*diskusjon*). Avslutningsvis oppsummeres resultatene i kapittel 7 (*konklusjon*), hvor vi bruker funnene til å besvare oppgavens overordnede problemstilling og forskningsspørsmål.

2 Bakgrunn

Elektrifisering gir økt etterspørsel etter elektrisitet i Oslo, og skaper behov for et mer fleksibelt kraftsystem

Effektbehovet for elektrisitet i Oslo ventes å øke i årene fremover. Energisystemet i byen er preget av et høyt forbruk av elektrisitet, men med lite lokal kraftproduksjon som består av kun moderate mengder kraftvarme, vannkraft og solenergi. Oslo er derfor i et kontinuerlig kraftunderskudd som må dekkes gjennom kraftimport fra andre områder, og effektbehovet setter derfor høye krav til kraftnettets overføringskapasitet. Samtidig ventes behovet å øke betraktelig i årene fremover. De siste 30 årene har effektbehovet allerede økt med en tredjedel, og ligger i dag på nærmere 2000 MW [Elvia, [udatert-c](#)]. Samtidig ventes behovet å fortsette å øke med inntil ett prosent i året, i takt med befolkningsvekst og elektrifisering av samfunnet [Elvia, [2020](#); Statnett, [2018](#)]. Dette gir utfordringer for kraftnettets kapasitet.

Økt effektbehov i Oslo vil i utgangspunktet føre til behov for investeringer i kraftnettet. Statnett og Elvia har allerede planer om flere tiltak for fornyelse og utvidelse av kraftnettet, som blant annet omfatter å øke spenningsnivået på eksisterende kraftlinjer, samt å bygge ut nye kabler og transformatorstasjoner [Statnett, [2015](#)]. Samtidig er slike tiltak svært dyre, og vil gi økte energikostnader for forbrukere som betaler for investeringene gjennom nettleie. I tillegg vil tiltakene kunne ta lang tid, da flere av disse er konsesjonspliktige. Dersom veksten i effektbehov da overstiger utbyggingstakten for kraftnettet, vil begrenset nettkapasitet kunne hindre nye påkoblinger og dermed kunne bli en flaskehals for næringsutvikling. I tillegg vil tiltakene kunne innebære betydelige inngrep og skade på natur og miljø. På bakgrunn av disse utfordringene, fikk Statnett gjennomført en analyse av alternativer til nettinvesteringer [Lislebø mfl., [2011](#)]. Her ble fleksibilitetsløsninger løftet frem som alternative tiltak for å håndtere økt energietterspørsel.

Kraftnettet må dimensjoneres etter forbrukstopper, og tiltak som reduserer disse toppene vil derfor kunne frigi nettkapasitet. I kraftsystemer varierer forbruket fra time til time, og for å kunne ha tilstrekkelig kapasitet må kraftnettet dimensjoneres etter forbruket i særlig kalde år, som typisk forekommer hvert 10. år. I slike perioder vil det kunne frigis kapasitet dersom forbrukstopperne reduseres. Derfor har en rekke kraftaktører, blant annet fjernvarmeprodusenter og nettselskap, gått sammen i ZERO-prosjektet Systemsmart energibruk. Prosjektet retter søkelys mot fleksibilitetsløsninger som kan benyttes for å redusere forbrukstopper. Dette gjelder blant annet tiltak som flytter eller reduserer forbruket av elektrisitet, slik som i et forbildeprosjekt hvor Elvia og OSO har gått sammen for å installere varmtvannsberedere som kan styres sentralt [Elvia, [udatert-a](#)]. Med gode prissignaler og styringsmekanismer vil summen av tiltak som flytter last kunne redusere forbrukstopper med opptil 12 prosent [Bråten, [udatert](#)]. Samtidig begrenses slike tiltak av at forbruket ofte kun kan flyttes innenfor en kortere periode, og gjerne ikke mer enn noen timer. For å oppnå ytterligere fleksibilitet er andre tiltak nødvendige, og Systemsmart Energibruk har pekt på

termiske sesonglager i fjernvarmesystemer som en mulig kilde til langsiktig fleksibilitet.

Varmelagring i fjernvarmesektoren kan potensielt bidra til fleksibilitet gjennom kuldeperioder

Fjernvarmesystemer benytter ofte store mengder elektrisitet, og kan derfor bidra til høye laster på kraftnettet. Elektrisiteten benyttes primært til å produsere varme i elektriske kjeler og varmepumper. Avhengig av hvilke andre kapasiteter som er installert i systemene, benytter fjernvarmeoperatørene seg av de energikildene som til enhver tid har lavest kostnad. Samtidig har fjernvarmeoperatører etter lov mulighet til å følge prisen for oppvarming med elektrisitet når de fakturerer for levert varme [Lovdata, 1986], og de kan i prinsippet derfor også ha et betydelig lastbidrag selv når kraftprisen er høy. Til gjengjeld benytter fjernvarmeoperatørene seg ofte av utkoblbare tariffer (UKT). Dette innebærer at fjernvarmesystemene får en redusert nettleie, mot at nettselskapene kan koble dem av kraftnettet dersom belastningen i nettet er særlig høy [NVE, 2021b]. Dermed bidrar fjernvarmesystemet allerede til fleksibilitet i kraftnettet, men det er samtidig uvisst hvorvidt UKT vil bli praktisert i årene fremover.

Ordningen med UKT er under press, fordi rammevilkårene til nettselskaper har endret seg. Nettselskaper har tidligere vært pliktige å tilby UKT, men som følge av lovendringer i 2012 er ikke dette lenger tilfellet [NVE, 2021b]. UKT har tidligere også vært en del av Statnetts nettleiemodell. I praksis har dette innebært at nettselskapene har mottatt redusert nettleie fra Statnett mot at de tilbyr fleksibilitet, hvor nettselskapene har innhentet fleksibiliteten gjennom kontrakter for UKT med sine kunder. Slik sett har Statnett dekket deler av utgiftene som nettselskapene har fått ved å tilby redusert nettleie. I 2021 besluttet imidlertid Statnett å avvikle UKT fra sin tariffmodell [Statnett, 2020b]. Dette svekker nettselskapenes inntektsrammer for UKT. Bransjeforeningen Energi Norge peker på nettselskapet Elvia som et eksempel, som antar at de vil kunne få en kostnadsøkning i størrelsesorden 110 millioner kroner som følger av avviklingen. Det er derfor usikkert om nettselskaper slik som Elvia vil kunne fortsette å tilby UKT i årene fremover.

Da ordningen med tariffer for utkoblbart forbruk er usikker, kan det være behov for nye fleksibilitetsløsninger for fjernvarme. Uten UKT bortfaller fjernvarmesystemenes incentiv til å bidra med til fleksibilitet, og det vil derfor kunne bli et større behov for fleksibilitet enn det allerede er spådd å bli som følger av økt elektrisitetsetterspørsel. Et alternativ til UKT kan være fleksibilitet fra fjernvarme ved bruk av termiske sesonglager. Disse kan brukes til å flytte energiforbruk fra perioder med høy belastning til perioder med lav belastning, og kan erstatte bruken av elektrisitet til varmeproduksjon. Samtidig ser det ut til å være gjort lite forskning på denne bruken av varmelager. En studie fra 2020 gjorde en gjennomgang av eksisterende litteratur for bruk av varmelager i fjernvarme, og bekreftet at varmelager kan være nyttige for å redusere høye laster i kraftnettet dersom de benyttes til å erstatte varme levert av elektriske kapasiteter [Enescu mfl., 2020]. Studien trakk samtidig frem at

kjennskapen til relevante teknologier og systemfordelene med varmelagring er begrenset. I forarbeidet med denne oppgaven er det også gjort søk etter ny forskning som understøtter potensialet for bruk av varmelager for å redusere last i kraftnett, men vi har funnet lite slik litteratur. En studie viser at varmelager er utbredt i Norden, særlig i Sverige og Danmark, men at disse ofte er små og i hovedsak benyttes for å regulere varmeetterspørsel på kort sikt og ikke til å redusere fjernvarmesystemenes lastbidrag til kraftnettet [Gadd & Werner, 2021].

I Oslo planlegges et varmelager som kan redusere belastningen i kraftnettet

I Oslo planlegges et nyskapende sesonglager for varme ved Furuset. Lageret utgjør en del av prosjektet «*mikroenergisystemet Furuset*», hvor en stor fjernvarmevirksomhet sammen med en rekke andre aktører har fått støtte fra Enova for å utvikle metoder for helhetlig energisystemplanlegging [Enova, udatert]. Ved opplading i sommerhalvåret bæres varmt vann ned i lageret, som består av et stort antall borehullbrønner som samlet gir en lagringskapasitet på rundt 14 GWh (personlig kommunikasjon, fjernvarmevirksomhet i Oslo, 14.februar). Det varme vannet fører til at bergmassen rundt borehullene varmes opp. Når energien skal hentes ut reverseres prosessen ved at kaldt vann transporteres ned i hullene og absorberer varmen i bergmassen. Varmen leveres på et lavtemperaturnett, og innebærer derfor ikke bruk av varmepumper slik som er tilfellet i tradisjonelle energibrønner. I et slikt varmelager øker den termiske effektiviteten med størrelsen på lageret, og brønnen må varmes opp over flere år før temperaturen i lageret er ved normalt driftsnivå, og effekten av lageret vil inntil da være begrenset [Skarphagen mfl., 2019].

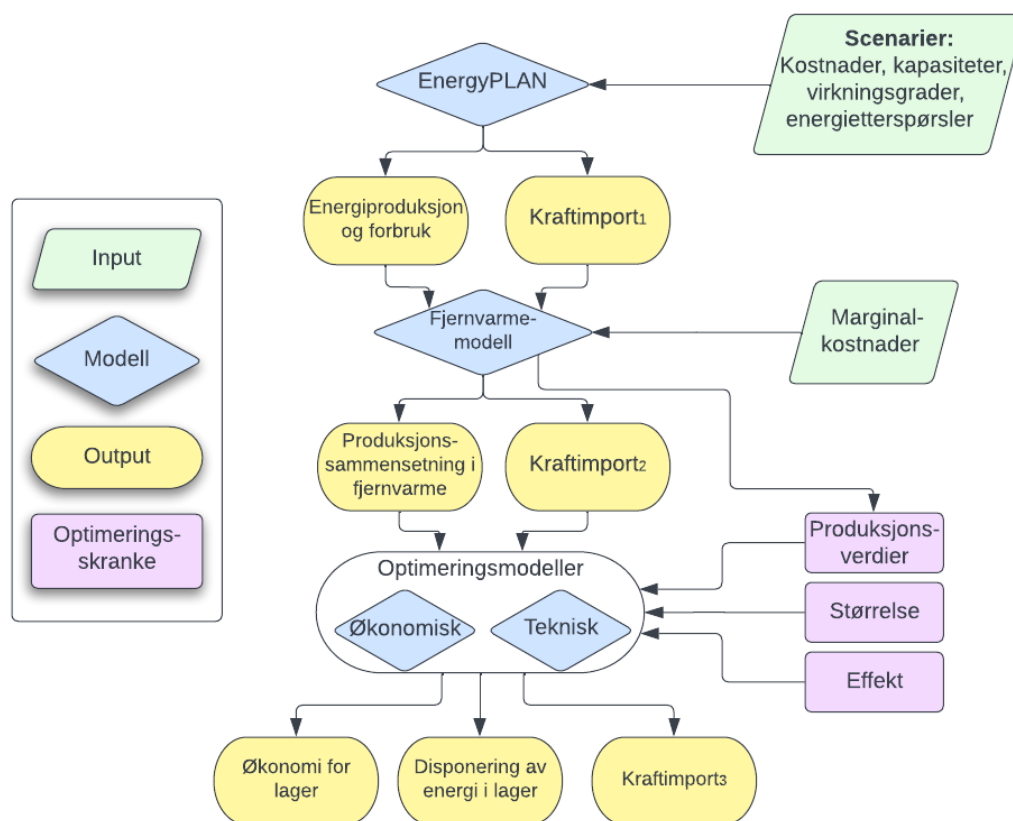
Energilageret på Furuset skal benytte seg av overskuddsvarme fra avfallsforbrenning. Den aktuelle fjernvarmevirksomheten har gjennom en avtale med Oslo kommune i oppdrag å håndtere store deler av byens avfall. Avfallet forbrennes ved to anlegg på henholdsvis Klemetsrud og Haraldrud, og benyttes som den primære energikilden i virksomhetens fjernvarmenett. Fordi avfallet ikke kan lagres, må det forbrennes uavhengig av varmeetterspørselen i fjernvarmenettet. I en typisk sommerperiode er det imidlertid svært lav varmeetterspørsel i Oslo, og store deler av varmeproduksjonen fra avfallsforbrenning, særlig fra Klemetsrud, må derfor kjøles bort i denne perioden. Fjernvarmeselskapet har estimert at varmetapet fra bortkjøling årlig er i området 150-200 GWh (personlig kommunikasjon, 22. februar). En liten del av dette tapet skal benyttes for å lade lageret på Furuset. Ved avfallsforbrenning om sommeren vil varmen da transporteres gjennom fjernvarmenettet, til lageret som i luftlinje ligger omtrent 15km unna forbrenningsanlegget på Klemetsrud.

Sesonglageret på Furuset er ventet å gi betydelige lastreduksjoner i kraftnettet, men kan også gi økonomiske gevinster. I ZEN-rapporten «*Sesonglagring av varme for lokale energisystem*» [Kauko mfl., 2021], ble det gjennomført tekno-økonomiske analyser av lageret. Rapporten konkluderte med at lageret ville kunne redusere lastbidraget på det lokale

kraftnettet på Furuset med inntil 30 prosent i topplast-timer, i forhold til om oppvarmingsbehovet hadde blitt dekket med individuell elektrisk oppvarming. i Det er i dag ingen problemer med nettkapasiteten i området, men resultatene viser likevel hvilken nytteverdi et slikt lager vil kunne ha i områder hvor dette er tilfellet. Et sesonglager vil i tillegg kunne ha en økonomisk betydning for en fjernvarmevirksomhet, som med et lager får muligheten til å benytte energi som ellers går til spille for å spare utgifter til kraft og andre brensler.

På bakgrunn av behovet for nye fleksibilitetsløsninger, og de lovende prognosene for sesonglageret på Furuset, har det vært aktuelt å undersøke hvilken effekt et større sesonglager som utnytter mer av overskuddsproduksjonen fra avfallsforbrenning, vil kunne ha på et større kraftsystem. Vi forutsetter at løsningen med UKT utgår, og undersøker hvilke lastbidrag fjernvarmesystemet vil kunne ha på kraftnettet når forbruket ikke kan strupes. Deretter undersøker vi hvor mye av bidraget som kan reduseres ved bruk av et sesonglager, og den økonomiske gevinsten av lageret.

3 Metode



Kraftimport (1|2|3): Import før (1) og etter (2) produksjonskorrigering i fjernvarmemodell, og etter bruk av energilager (3)

Figur 3.1: Flytskjema for metoden og arbeidsprosessen i denne oppgaven.

Denne oppgaven har til formål å undersøke kraftnettbelastningen i Oslo, hvordan denne påvirkes av fjernvarme, og hvordan bidraget fra fjernvarme kan reduseres ved å bruke et sesonglager. For å belyse denne problemstillingen har studien benyttet en kvantitativ metode (fig. 3.1). Først ble ulike scenarier for hvordan energisystemet i Oslo vil kunne se ut i 2025 konstruert. For å dekke hele vinterperioden, som er mest lastkrevende, går scenariene fra mai til april. Scenariene ble bygget ved å innhente relevant informasjon om nåværende tilstand og utviklingstrekk for systemet ved litteratursøk, samt med innspill fra relevante aktører og eksperter.

Etter å ha bygget scenarier, har vi analysert energisystemet og virkningen av et sesonglager gjennom en rekke modeller. Hovedverktøyet er energisystemmodellen *EnergyPLAN*, som har blitt brukt til å definere varmeetterspørsel og -produksjon og belastningen på kraftnettet gjennom analyseperioden. Deretter bestemmer *fjernvarmemodellen* produksjons-sammensetningen i fjernvarme, basert på varmeetterspørselen fra *EnergyPLAN* og et sett med marginalkostnader. Modellen gir deretter et nytt estimat for lasten i kraftnettet.

Dataene produsert fra fjernvarmemodellen brukes til å optimere driften av et sesonglager. Dette gjøres i to optimeringsmodeller, som identifiserer den treukersperioden innenfor hvert scenario hvor lasten i kraftnettet er høyest. Innenfor disse periodene drifter modellene lageret med hensyn til ulike optimeringsmål. Den *tekniske* optimeringsmodellen opererer lageret med mål om å redusere den høyeste lasten i kraftnettet mest mulig ved at lageret kun erstatter elektriske kjeler og varmepumper, mens den *økonomiske* optimeringsmodellen har som mål å produsere størst mulig bedriftsøkonomisk gevinst, og derfor drifter lageret slik at det erstatter produksjonen som til enhver tid har høyest marginalkostnad. Fra optimeringsmodellene finner vi da den optimale bruken av lager til en hver tid innenfor en treukersperiode, og belastningen på kraftnettet etter lageret er tatt i bruk. Optimeringsmodellene beregner i tillegg den økonomiske gevinsten av lageret.

I det påfølgende gis en mer detaljert beskrivelse av hvordan scenariene er bygget opp og hvordan de ulike modellene er brukt.

3.1 Scenariobygging

En sentral del av denne oppgaven har vært å fremskrive energisystemet i Oslo til analyseåret 2025. Innen dette året vil det kunne være mulig å realisere et sesonglager for varme, og fremskrivningen vil i tillegg fange opp noe av den spådde økningen i Oslos effektbehov. Hovedfokuset i framskrivninger har vært på tilbud og etterspørsel etter elektrisitet og fjernvarme. Hensikten har vært å kartlegge hvor store effekttopper som vil utspille seg på kraftnettet, hvordan produksjonen i fjernvarmesektoren vil se ut, og hvilket lastbidrag fjernvarmeproduksjonen vil ha på kraftnettet. For å fremskrive energisystemet har vi jobbet seksjonsvis med energietterspørsel i bygg, i elbilparken og i offentlig transport, som er de primære forbruksområdene for energi i Oslo. Det er også utført framskrivninger av ny lokal kraftproduksjon, herunder solkraft. Andre energikilder til transport og industri, herunder drivstoff og brensler, er holdt utenfor analysen da disse ikke har direkte innvirkning på kraftsystemet.

Framskrivningene har blitt gjort for to alternative scenarier. Energietterspørselen i Oslo er svært væravhengig som følge av at energi primært går til oppvarming. Derfor vil også nivået av effekttopper og lastbidraget avhenge av temperaturer. Derfor ble det valgt å bygge et scenario som representerer et normalt værår, samt et scenario for et kaldt år. I det kalde året er energietterspørselen noe høyere enn i det normale, fordi oppvarmingsbehovet er større. Forskjellen i etterspørsel har vi fanget opp ved at vi har identifisert hvor stor andel av energiforbruk som er temperaturavhengig, og justert dette etter ulike tempepraturforutsetninger målt med graddagstall.

Framskrivningene og scenariene gir kun et bilde av hvordan deler av energisystemet i Oslo *kan* se ut i 2025. Vi har basert oss på en rekke historiske data og identifisert mulige utviklingsbaner, men disse har i virkeligheten et stort utfallsrom. Eksempelvis er data som beskriver hvordan varme- og kraftetterspørsel varierer innenfor et år, basert på historiske

distribusjonsprofiler. Dette innebærer at scenariene i praksis beskriver energisituasjoner, og legger grunnlaget for hvordan et sesonglager kan opereres, innenfor bestemte år. Vi mener likevel at scenariene og de påfølgende resultatene gir innsikt som er overførbar, selv om den eksakte energisituasjonen i 2025 kan se annerledes ut fra hva analysene legger til grunn.

En mer detaljert beskrivelse av fremskrivningene og forutsetningene i scenariene gis i kapittel 4 (*data og forutsetninger*).

3.2 Modellering og systemanalyse

Et av de viktigste valgene for våre analyser har vært hvilken energisystemmodell som skulle benyttes. Det ble lagt vekt på å finne en modell som hadde evne til å håndtere datadistribusjoner ned på timesnivå og som egnet seg til å beskrive termisk energilagring. I tillegg var det ønskelig at modellen skulle være gratis tilgjengelig, og at den var brukervennlig. En rekke modeller som passer oppgavens formålet er åpent tilgjengelige, men på grunn av begrenset med tid i prosjektet var det ikke rom for å gjøre omfattende undersøkelser av hvilke modeller som var best egnet. Etter innledende undersøkelser og anbefalinger ble det imidlertid bestemt at energisystemmodellen EnergyPLAN (versjon 16.1) egnet seg godt, og passet til våre kriterier. Det ble også besluttet å utvikle flere egne modeller for å håndtere enkelte svakheter med modellen.

I det påfølgende gis en nærmere beskrivelse EnergyPLAN og de resterende modellene, og hvordan disse har blitt brukt.

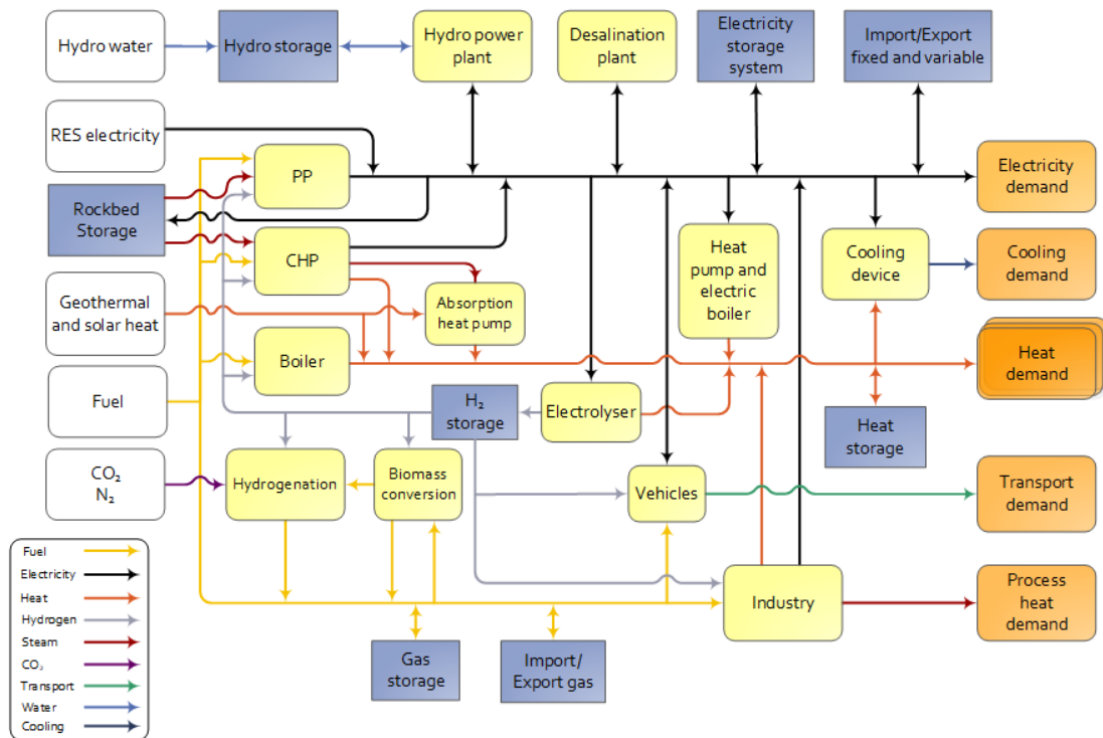
3.2.1 EnergyPLAN

Modellens formål og virkemåte

EnergyPLAN er en energisystemmodell utviklet av forskningsgruppen for bærekraftig energiplanlegging ved Aalborg universitet. Modellen ble først utviklet i 1999, og hadde da til hensikt å analysere det danske energisystemet ved en overgang til et lav-utslipps samfunn [Lund mfl., 2021]. Modellen er siden brukt i et stort antall studier som primært har benyttet seg av modellen for å analysere energisystemer med høy andel av fornybar energi [Østergaard, 2015], og blir kontinuerlig videreutviklet av forskningsgruppen ved Aalborg universitet.

EnergyPLAN simulerer et energisystem i et gitt referanseår. Modellen sørger for at etterspørselen etter energi innenfor dette året blir møtt, ved at den balanserer produksjonen og importen av ulike energibærere i det aktuelle systemet (fig. 3.2). I tillegg har modellen mulighet til å blant annet regne ut systemkostnader og CO₂-utslipp. Innenfor EnergyPLAN er det muligheter for å modellere en rekke konvensjonelle energiteknologier, slik som vann- og kjernekraft. Det er i tillegg mulighet til å legge inn mer moderne løsninger, slik som anlegg for hydrogen og biodrivstoffproduksjon, samt ulike lagringsteknologier.

For å balansere produksjon og etterspørsel, har EnergyPLAN to ulike tilnærminger, eller



Figur 3.2: Oversikt over energisystemmodellen EnergyPLAN. Gjengitt fra "EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems" av H. Lund et al, 2021, Smart Energy volum 1. Opphavsrett 2021 av Elsevier, ScienceDirect.

simuleringsstrategier. Den første er en teknisk strategi, hvor modellen sørger for at etterspørsel etter energi blir møtt men med minst mulig bruk av brensler [Østergaard, 2015]. Den andre strategien er en markedssimulering, som tar utgangspunkt i markedsdynamikken fra Nordpool. I denne strategien vurderer EnergyPLAN løpende marginalkostnadene for ulike produksjonsteknologier, og regulerer hvilke produksjonskapasiteter som benyttes i henhold til disse kostnadene. I våre analyser har valget falt på sistnevnte simuleringsstrategi, da det ligger innenfor oppgavens formål å finne ut hvordan et energilager kan opereres ut ifra faktiske markedsforhold, hvor marginalkostnader er den avgjørende faktoren for energiproduksjon.

Input- og outputdata i EnergyPLAN

EnergyPLAN er en deterministisk modell, og avhenger av en rekke endogene variabler, eller inputdata. De viktigste inputene i våre analyser er etterspørsel etter elektrisitet og fjernvarme, med distribusjoner for behovet på timesnivå. På tilbudssiden beskriver variabler ulike produksjonskapasiteter innen kraft- og fjernvarmeproduksjon. For kraftproduksjonen består datainput også av årlig produksjon fra vannkraft, samt installert effekt for solkraft, og en distribusjon for disse. For fjernvarmeproduksjonen består datainput av kapasiteter på ulike kjeler og varmepumper med tilhørende virkningsgrader og effektfaktorer (COP). En annen datainput er tilgjengelig energi til avfallsforbrenning og tilhørende termisk og

elektriske virkningsgrader. For å beskrive kostnadene er det for fjernvarmesektoren variabler for marginalkostnader for ulike brensler, og for elektrisitet benyttes en prisdistribusjon, en multiplikasjonsfaktor og en priselastisitetsfaktor. På grunn av at flere av brenslene som benyttes hos den analyserte fjernvarmevirksomheten ikke har en egen priskategori i EnergyPLAN har vi substituert følgende brensler for aktuelle brensler: bio-diesel erstatter kull og bioolje erstatter olje.

Fra de inputdata som legges inn i EnergyPLAN, produserer modellen et stort antall endogene variabler, eller outputdata. Blant disse er produksjonen av ulike energibærere, energikostnader og kraftflyt innenfor hver time. Vi har benyttet oss av de variabler som beskriver fjernvarmeproduksjon fra ulike brensler og teknologier. I tillegg har vi benyttet oss av *kraftimport*. Kraftimport i EnergyPLAN måler hvor mye kraft som importeres inn i analyseområdet, og er enkelt forklart summen av all etterspørsel etter elektrisitet, for eksempel til oppvarming, fratrukket lokal kraftproduksjon, slik som solkraft. Med andre ord er importen den mengde elektrisitet som må forsynes fra andre områder for å møte etterspørselen. I vår studie er import benyttet som måleparameter for last i kraftnettet. Dette fordi vi har antatt kraftproduksjon som forekommer innenfor analyseområdet kan leveres lokalt, og derfor ikke utgjør et bidrag på det overordnede kraftnettet.

Begrensinger i EnergyPLAN

EnergyPLAN har en tilnærming til kostnader i fjernvarme som ikke har gitt det detaljnivået vi har ønsket. I fjernvarmesystemet skiller modellen kun mellom kjeler som benytter seg av elektrisitet, og kjeler som benytter andre brensler. For kjeler som ikke benytter seg av elektrisitet, krever modellen at en forhåndsdefinerer hvordan bruken av ulike brensler fordeler seg og marginalkostnaden for disse. Deretter slår modellen sammen de ulike kostnadene, basert på den forhåndsdefinerte fordelingen av brensler. Eksempelvis vil en marginalkostnad på 400 NOK/MWh for gass og 500 for olje resultere i en marginalkostnad for kjelene på 450 NOK/MWh, dersom disse produserer like mye hver. Dette er problematisk fordi det fører til unøyaktighet når modellen skal velge når de elektriske kjelene skal benyttes, siden marginalkostnaden for el-kjelene kun sammenlignes med den sammenslåtte prisen for de andre kjelene. Resultatet er at EnergyPLAN vil kunne over- eller undervurdere hvor mye elektrisitet som benyttes for å levere varme i fjernvarmesystemet, som igjen vil gi utslag på potensialet et energilager har for å erstatte last i kraftnettet.

Måten vi ønsker å drifte et energilager på, har ikke vært forenlige med funksjonaliteten i EnergyPLAN. Den teknisk simuleringsstrategien i EnergyPLAN har flere optimeringsobjektiver en kan velge mellom, men ingen av disse innebærer å redusere lasten i kraftnettet. I markedssimuleringen vil EnergyPLAN riktignok søke å maksimere produsentens profitter fra lageret, som i utgangspunktet samsvarer med den økonomiske strategien. Når modellen velger når lageret skal opereres tar EnergyPLAN imidlertid kun utgangspunkt i øyeblikkelige marginalkostnader. Det betyr at den alltid velger å benytte lageret dersom alternativet

er en annen kapasitet med en marginalkostnad større enn null. Ved simuleringer har vi derfor observert at lageret tømmes langt tidligere enn hva vi ønsker, siden vi ønsker at energien skal flyttes til vinterhalvåret hvor kapasitetsutfordringen er størst.

3.2.2 Egenbygde modeller

På grunn av svakheter og mangler i EnergyPLAN, ble det i arbeidet med oppgaven besluttet å bygge tre egne modeller. *Fjernvarmemodellen* benytter seg av produksjonstall fra EnergyPLAN, og korrigerer disse opp mot de marginalkostnader for fjernvarme som senere beskrives i kapittel 4.3. Den *tekniske-* og *økonomiske* optimerer så bruken av energilageret i henhold til de resultater som er produsert av EnergyPLAN og fjernvarmemodellen.

Fjernvarmemodell

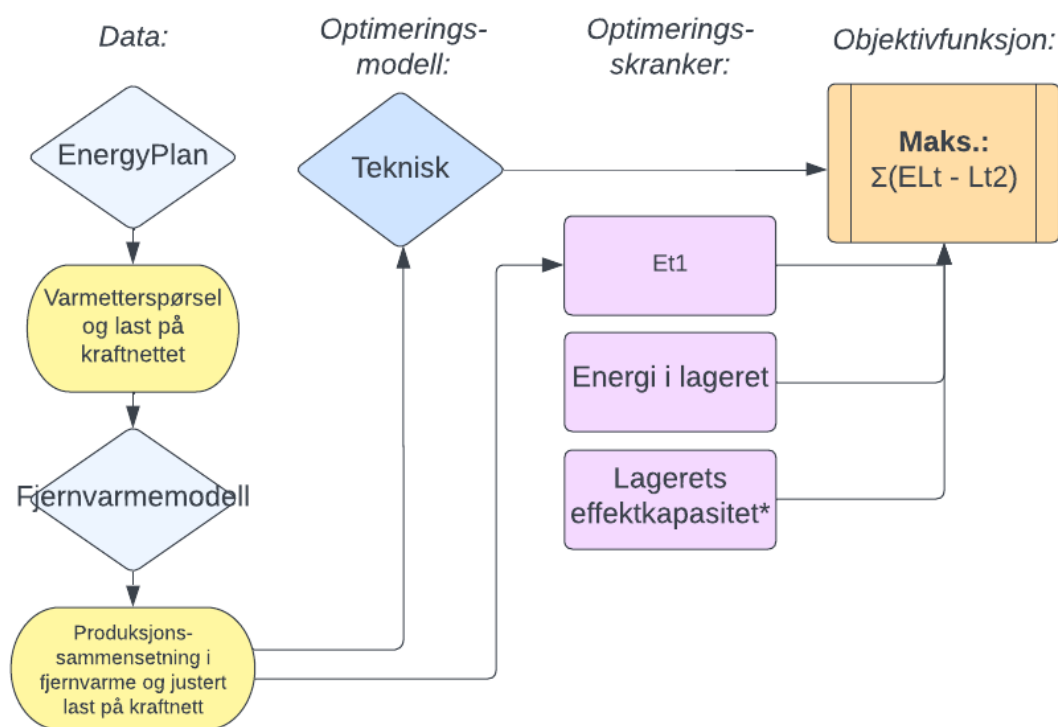
For å få en detaljert produksjonssammensetning i fjernvarme, som tar hensyn til marginalkostnadene til de individuelle kjeltypene, har vi bygget en egen modell for fjernvarmesystemet. Modellen benytter data fra EnergyPLAN som består av fjernvarmeproduksjon fra avfallsforbrenning, varmpumper, el-kjeler og en forhåndsbestemt blanding av de øvrige kjeltypene. Fjernvarmemodellen beholder verdiene for varmeproduksjon fra avfallsforbrenning og varmpumper slik disse fremgår av simuleringene med EnergyPLAN, men gir nye estimater for produksjonen fra el-kjeler og kjeler som benytter pellets, gass, biolje og -diesel. Modellen er bygget i Excel, og består av en serie med ligninger som sammenligner de ulike marginalkostnaden for alle kjelekapasitetene. For hver enkelt time møter modellen den resterende etterspørselen for fjernvarme, som gjenstår etter varmpumper og avfallsforbrenning, ved å benytte de kjelene som har lavest marginalkostnad og tilgjengelig kapasitet. Fordi dette har vært krevende å modellere inkluderer ikke modellen oppstartstider, og den antar derfor at alle kjelene kan kobles inn og ut momentant. Dette har vi imidlertid tatt hensyn til i seksjon om fjernvarmekostnader (kap. 4.3). Modellen antar også at endringer i produksjonsforhold ikke fører til endringer i kraftpriser.

Ikke-lineære optimeringsmodeller

For å håndtere manglende optimeringsmuligheter i EnergyPLAN, ble det besluttet å bygge to egne modeller i tillegg til fjernvarmemodellen: en teknisk- og økonomisk optimeringsmodell. Disse identifiserer tre uker innenfor hvert scenario som har høyest last på kraftnettet, og optimerer bruken av et sesonglager i henhold til ulike strategier. Modellene ble bygget opp i Excel med utgangspunkt i optimeringsmotoren *Solver*. Solver er inkludert i Excel, og kan løse lineære- og ikke-lineære optimeringsproblemer. Motoren har imidlertid en kunstig grense på 200 variabler, noe som har hindret oss fra oppnå en tilstrekkelig oppløsning på problemene vi har ønsket å løse. Det ble derfor besluttet å benytte OpenSolver, som er en åpen-kode makro som utvider Solver-funksjonaliteten i Excel. Med OpenSolver kan

en velge mellom ulike optimeringsmotorer, og vi har benyttet oss av motoren «*COIN-OR Bonmin*», en eksperimentell ikke-lineær problemløser.

Den teknisk optimeringsmodellen søker å disponere energien i varmelageret på en slik måte at topplasten reduseres mest mulig. Dette gjør den ved at den maksimerer modellens objektivfunksjonen, som er produktet av energi som benyttes fra lageret og lasten på kraftnettet etter at energilageret er benyttet innenfor hver time, summert over hele treukersperioden (fig. 3.3). Objektivfunksjonen sørger for at modellen prioriterer å bruke energi i de timer hvor lasten er høyest, og at den søker å erstatte de elektriske kjelene først, og deretter varmpumpene. Modellen er begrenset av hvor mye energi som leveres fra de elektriske kjelene og varmpumpene, og hvor mye energi som er i lageret. I følsomhetsanalysene er det i tillegg lagt til en begrensning på lagerets effekt.



i = Kjelekapasitet (f.eks. gass)

t = Time

ELt = Bruk av energi fra lager pr. time

$Lt(1|2)$ = Last i kraftnettet pr. time, før (1) og etter (2) bruk av lageret

$Lt2 = Lt1 - (Et1 - Et2)$

$Et(1|2) = (HPt(1|2)/COP) + PEt(1|2)$ = Forbruk av elektrisitet til varmpumper og el. kjeler pr. time, før (1) og etter (2) bruk av lager

$HPt(1|2)$ = Levert varme fra varmpumper pr. time, før (1) og etter (2) bruk av lager

$PEt(1|2)$ = Levert varme fra el.kjeler, pr. time, før (1) og etter (2) bruk av lager

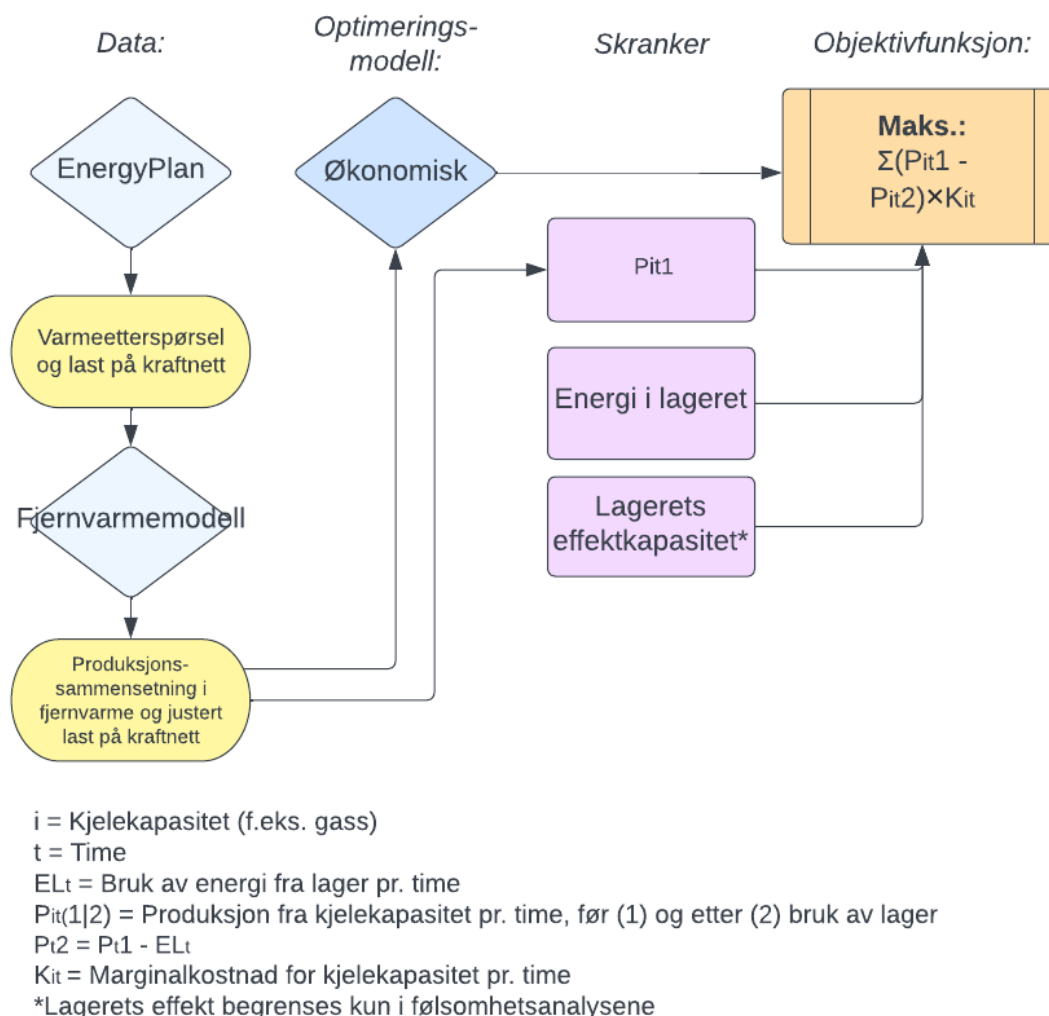
$Et2 = Et1 - ELE$

*Lagerets effekt begrenses kun i følsomhetsanalysene

Figur 3.3: Detaljert beskrivelse av den tekniske optimeringsmodellen.

Den økonomiske optimeringsmodellens mål er å maksimere profitten av energien i varmelageret, ved at den erstatter de dyreste produksjonskapasitetene. Objektivfunksjonen

for problemet er energien erstattet for hver kapasitet, multiplisert med marginalkostnaden for den samme kapasiteten, summert over den aktuelle treukersperioden (fig. 3.4). Som for den tekniske modellen, er skranker for løsningene hvor mye energi som er i lageret og hvor mye varme som leveres av hver kapasitet som skal erstattes, og i følsomhetsanalysene er også varmelagerets effekt begrenset.



Figur 3.4: Detaljert beskrivelse av den økonomiske optimeringsmodellen.

3.3 Følsomhetsanalyser

Våre modeller bygger på en lang rekke med forutsetninger. Flere av disse forutsetningene er usikre, og det er derfor relevant å undersøke hvordan modellresultatene responderer på endringer i disse. Det er særlig to usikkerheter som vi mener har vært sentrale å undersøke videre. Den første av disse er prisnivåer for kraft og brensler, og den produksjons-sammensetningen i fjernvarmesystemet som følger av disse. EnergyPLAN og våre egenbygde modeller bestemmer produksjons-sammensetning ut ifra de til enhver tid gjeldene marginalkostnader. Derfor vil også de løpende prisene for kraft og brensler være avgjørende for

hvilke kapasiteter som benyttes i den enkelte time. Dette påvirker igjen lastbidraget fra fjernvarme, og endrer grunnlaget for hvordan lageret skal opereres av de to optimeringsmodellene. I følsomhetsanalysen for brenselskostnader er basisprisene opp- og nedjustert med 25 prosent, mens kraftprisen er holdt uendret. Dette endrer prioriteringsrekkefølgen til de ulike kapasitetene, og er gjort for å kunne vurdere hvordan sesonglagerets evne til å redusere belastningen i kraftnettet påvirkes av at det benyttes både mer og mindre elektrisitet i fjernvarmeproduksjonen.

I tillegg til prisen for kraft og brensler, er en sentral antagelse lagerets effektkapasitet. Det er grunn til å tro at investeringskostnaden for et energilager vil være høyere desto høyere effekt lageret har. I tillegg vil det kunne være tekniske utfordringer knyttet til det å levere og distribuere store mengder energi over kort tid fra ett eller få punkter i fjernvarmenettet. I våre hovedresultater har vi imidlertid ikke begrenset lagrenes effekt. Dette for å kartlegge hvor stort effektbehovet vil måtte være i de optimale driftsløsningene. Derfor har vi følsomhetsanalysene gjennomført ytterligere modellsimulering, hvor vi i tillegg til begrensingene gjeldene for lageret i hovedresultatene, også har definert effektkapasiteter på 150, 50 og 20 MW.

4 Data og forutsetninger

I dette kapittelet presenterer vi data og forutsetninger som ligger til grunn i våre analyser, og som er benyttet i modellene. Innledningsvis gis en beskrivelse av de to scenariene som inngår i analysene, og hvordan disse skiller seg fra hverandre. Videre presenteres framskrivningene som er gjort av dagens tilbud- og etterspørsel etter varme og elektrisitet i Oslo. Så presenteres tekniske og økonomiske forutsetninger med en beskrivelse av aktuelle kraftpriser, kraftprisdistribusjoner og tekniske spesifikasjoner for sesonglageret som simuleres, før vi avslutningsvis oppsummerer de variabler som inngår i de ulike modellene.

4.1 Scenarier

For å vurdere potensialet et termisk sesonglager har til å redusere forbrukstopper i kraftnettet, ønsker vi å belyse hvordan et sesonglager kan operere under forskjellige omstendigheter. Energisystemet i Norge er svært avhengig av været, fordi både forbruk- og produksjon av energi varierer mellom ulike år, avhengig av om de er tørre, våte, milde eller kalde. Fordi kraftnettet blir høyest belastet i et kaldt år, har det vært interessant å studere scenarier med ulike temperaturforutsetninger. Det er derfor laget to alternative scenarier som senere benyttes i våre analyser: et scenario som illustrerer et år med normale temperaturer, og et scenario som illustrerer et kaldt år. Begge scenariene baserer seg på vårt beste anslag av energisituasjonen i Oslo i 2025, hvor energietterspørselen i hvert scenario justeres for ulike graddagstall.

Scenariet *normalår* er et bilde av hvordan energisystemet i Oslo ser ut i 2025 når vi antar at temperaturen holder seg innenfor en situasjon som, basert på historiske data for temperaturer, kan ansees som normalt. I et slikt år forventer vi at det i tillegg til normale temperaturer er normalt tilsig i vannmagasiner, og ingen ekstreme kuldeperioder på vinteren eller andre forhold som sterkt påvirker etterspørsel etter og prisen på kraft. Basert på værdata for de siste 30 år fra Oslo, har vi for dette året lagt til grunn et graddagstall på 3747 [Norsk klimaservicesenter, [udatert](#)]. Vi har også lagt til grunn en distribusjonsprofil for kraftpriser som er illustrativt for en slik situasjon, hvor prisene ligger lavt på sommeren og så stiger jevnt i takt med lavere temperaturer (kap. 4.3.4).

Scenariet *kaldt år* representerer et alternativ til et normalt år, hvor lavere temperaturer gir høyere etterspørsel etter elektrisitet og fjernvarme. I dette scenariet er energiforbruket korrigert til et kaldt år som forekommer omtrent hvert 10. år, med et estimert graddagstall på 4190. Det er også lagt til grunn at kraftprisene stiger mer enn vanlig i vinterhalvåret. Dette er gjort hovedsaklig for å få frem hvordan produksjonssammensetningen i fjernvarme endres under disse forholdene, da sesonglagerets potensial avhenger av hvilke energikilder som blir brukt. Høyere kraftpriser ventes også å påvirke hvordan lageret velger å prioritere den lagrede energien når vi benytter den økonomiske driftsstrategien (kap. 3.2.2).

4.2 Framskrivninger

For å gi et realistisk bilde av hvordan energisystemet i Oslo vil kunne se ut i 2025, er det gjort framskrivninger av byens tilbud- og etterspørsel etter varme og elektrisitet. Framskrivningene baserer seg på historiske tall og utviklingstrekk innenfor de ulike delene av energisystemet, hentet fra en rekke ulike kilder.

4.2.1 Fjernvarme

Fjernvarme er en viktig del av energisystemet i Oslo. Fjernvarmevirksomheten vi studerer produserer årlig i underkant av 2 TWh med varme [Norsk Fjernvarme, [udatert](#)]. Avfallsforbrenning dekker grunnlasten i deres varmenett, og står årlig for rundt 60 prosent av produksjonen. Forbrenningen finner sted ved et anlegg på Klemetsrud, hvor det forbrennes rest- og næringsavfall og også produseres kraft, og på Haraldrud hvor virksomheten i tillegg til forbrenning av næringsavfall henter spillvarme fra et forbrenningsanlegg som driftes av kommunen [Fortum, [udatert-a](#)]. Vi har antatt at mengden avfall som forbrennes vil følge befolkningsveksten i Oslo lineært, og med en estimert vekst på 1 prosent pr. år [SSB, 2020], har vi derfor lagt til grunn at det innfyrte avfallet i 2025 vil ha et energiinnhold 1,4 på TWh hvorav energien primært benyttes til varmeproduksjon. Avfallsforbrenningen er relativt jevn gjennom året, og er derfor antatt å være konstant.

Utover avfallsforbrenning, har den analyserte fjernvarmevirksomheten også en rekke andre produksjonskapasiteter [Fortum, [udatert-a](#)]. Elektriske kjeler benyttes i hovedsak når kraftprisene er lave, men benyttes også som spisslast [Fortum Oslo Varme, 2019]. Kjelene er spredt utover en rekke varmesentraler med en samlet kapasitet på 237 MW, og står for omtrent 25 prosent av den årlige produksjonen [Norsk Fjernvarme, [udatert](#)]. Mellomlast leveres også av varmepumper som gjenvinner varme fra kloakk og datasenter i anlegg på Skøyen og Ulven, samt en varmepumpe i tilknytting kraftvarmeanlegget på Klemetsrud. Samlet står disse for rundt 10 prosent av den årlige produksjonen, med en varmekapasitet på rundt 50 MW hensyntatt effektfaktorer. Ifølge fjernvarmevirksomheten, planlegges det også å øke varmepumpekapasitet med inntil 15 MW innen 2025 (personlig kommunikasjon, 22. februar). For å dekke det resterende varmebehovet har virksomheten også en rekke kjeler som leverer varme fra en kombinasjon av pellets, gass, bioolje og -diesel og fossil olje. Av disse benyttes pellets som mellomlast, mens de resterende kjelene grunnet høyere brenselskostnader benyttes til spisslast. Samlet har disse kjelene en kapasitet på 498 MW, og er som de elektriske kjelene spredt utover en rekke varmesentraler. I framskrivningene antar vi at alle oljekjelene går over til å benytte bio-olje. En fullstendig oversikt over alle kapasiteter fordelt på anlegg kan ses i vedlegg A.

Fjernvarmevirksomhetens produksjon styres av etterspørsel etter varme. Denne venter virksomheten vil øke i årene i fremover, primært som følge av nybygging som fører til at flere bygg kobles på varmenettet. Fjernvarmevirksomheten har derfor estimert at de i 2030 vil kunne levere inntil 2,5 TWh med varme (personlig kommunikasjon, 22 februar).

Dette antas å være etterspørselen i et år med lave temperaturer og med påfølgende høy varmeetterspørsel. I våre analyser har vi derfor lagt til grunn at produksjonen i 2025 vil kunne ligge på 2,1 TWh i et normalt år. Vi har antatt at 80 prosent av denne etterspørselen er temperaturavhengig, og justert for graddager gir dette en etterspørsel på 2,3 TWh i kaldt år-scenariet.

4.2.2 Elektrisitet

Produksjon

I dag er det svært lite kraftproduksjon i Oslo, hvilket vi tror vil være tilfellet også i årene fremover. Den største lokale kraftprodusenten er den analyserte fjernvarmevirksomheten, som i avfallsanlegget på Klemetsrud hvor de produserer varme også har en kapasitet for kraftproduksjon på 23 MW [Fortum, [udatert-b](#)]. Her produseres årlig omtrent 150 GWh elektrisitet, og vi venter at produksjonen følger økningen i innfyrt avfall som beskrevet under fjernvarme. Annen lokalkraftproduksjon kommer primært fra solkraft, og basert på registrerte solceller og prognoser av nasjonal solkraftproduksjon [NVE, [2022](#)], har vi estimert 26 MW med installert solkraftkapasitet i 2025. Produksjonen fra disse ventes å følge en døgnprofil som beskrives i kapittel [4.3.4](#). Utover dette har Oslo også sitt eget vannkraftverk i Maridalen, Hammeren kraftstasjon. Stasjonen har en installert effekt på 5 MW og en årlig produksjon på 23 GWh [NVE, [2021a](#)]. Denne antas å ha en konstant produksjon. Det er ikke ventet investeringer i nye kraftproduksjonskapasiteter, utover de beskrevet ovenfor.

Forbruk

Det årlige behovet for elektrisitet i Oslo er i dag på rundt 9 TWh. Behovet fordeler seg relativt likt på husholdningsrelatert forbruk, og det som er relatert til offentlig- og privat tjenestesektor [SSB, [udatert-b](#)]. Forbruket i bygg, som hovedsaklig går til oppvarming, utgjør rundt 85 prosent av netto elektrisitetsforbruk. Det resterende forbruket går til transport, industriprosesser og diverse forsynings- og renovasjonsvirksomhet. Vi forventer at energi- og effektbehovet øker fra dagens nivå, og vi har i våre framskrivninger gjort analyser av etterspørsel til bygg, som er antatt å også dekke forbruk til tjenesteyting og næring, og til transport, herunder person- og varebiler samt kollektivtransport. Forbruk i industri, bergverksdrift, vannforsyning og avløp antas å holde seg på dagens nivå.

For å beregne det fremtidige energibehovet i bygg er det nødvendig å vurdere utviklingen i bygningsmassens areal og energiintensitet. Utviklingen i bygningsmassens areal er styrt først og fremst av befolkningsvekst, mens bygningsgruppens energiintensitet avhenger av takten på innfasing av nye, energieffektive bygg og rehabilitering av eldre bygg. Framskrivninger i denne analysen støtter seg på studiet «*Energianalyse for bygningsmassen i Oslo*» [SINTEF akademiske forlag mfl., [2019](#)], som ser på energibehovet til bygningsmassen i Oslo frem mot 2040. I studiet påpekes det at selv om gjennomsnittlig energiintensitet i

byggene synker, vil det voksende arealbehovet i bygningsmassen likevel gi en netto økning i energibehov mot 2025. Detaljerte resultater fra rapporten ble tilgjengeliggjort av Nina Holck Sandberg (personlig kommunikasjon, 14. februar). På bakgrunn av resultatene forventer vi et energibehov i 2025 på 10 TWh til bygningsmassen i Oslo, inklusiv fjernvarme og vedfyring. Av dette er 3,9 TWh elektrisitet til husholdninger og 3,9 TWh til tjenestebygg, som antas å være gjeldende for et normalt værår. Basert på anslag fra Elvia [2022] og NVE [2016, s. 61], har vi antatt at 60 og 41 prosent av elektrisiteten går til oppvarming av henholdsvis husholdninger og tjenestebygg, og er temperaturavhengig. Justert for grad-dager gir dette et forbruk på 4,2 og 4,1 TWh elektrisitet for henholdsvis husholdninger og tjenestebygg i et kaldt år.

For person- og varebiler, har vi lagt til grunn relativt store forbruksøkninger. Vi har basert oss på prognoser fra Transportøkonomisk institutt [Fridstrøm, 2019], som har estimert at det nasjonale antallet elektriske personbiler øker fra 139.000 i 2017 til 1,8 millioner i 2030, ladbare hybride personbiler fra 67.000 til 146.000 og elektriske varebiler fra 3.500 til 227.000. For de elektriske personbilene har TØI gjort egne prognoser for Oslo, mens vi antar at utviklingen for ladbare hybride personbiler og elektriske varebiler vil følge den nasjonale utviklingen. Justert for siste statistikk fra SSB for antall registrerte kjøretøy [SSB, udatert-a], tilsier prognosene at det i 2025 vil kunne være 155.000 elektriske personbiler, 45.000 ladbare hybride personbiler og 23.000 elektriske varebiler i Oslo. For disse har vi estimert en utviklingstrend for antall kjøretøykilometer basert på historiske tall [SSB, 2021], og hentet forbrukstall fra en database for elektriske kjøretøy [EV Database, udatert]. For hybride personbiler har vi lagt til grunn samme forbruk som for elektriske personbiler, men halvert dette på bakgrunn av anslåtte verdier for andel kjøring med elektrisk motor hentet fra en studie gjort på norske kjøretøy [Plötz mfl., 2020]. Samlet gir dette et årlig elektrisitetsforbruk til person- og varebiler på 540 GWh, med en antagelsen om at hele kjøretøyparken kun lades innenfor Oslo. Våre forutsetninger er oppsummert i tabell 4.1.

Tabell 4.1: Forutsetninger for elektrisitetsbehov til person- og varebiler.

	Elektriske personbiler	Ladbare hybride personbiler	Elektriske varebiler
Elektrisk forbruk (kWh/km)	0,2	0,1	0,3
Antall kjøretøy	155 308	44 961	23 410
Kjøretøykilometer	13 039	13 500	10 328
El. behov (GWh)	405	61	73

Som for person- og varebiler, ventes det også stor oppgang i forbruk av elektrisitet til kollektivtransport i Oslo. Ruter, som er ansvarlig for kollektivtilbudet i Oslo, venter at all deres busstrafikk vil være elektrisk i løpet av 2023 [Ruter, 2022]. Vi har derfor antatt at alt trafikkomfang med busser i 2025 vil drives av elektriske busser. I tillegg har vi antatt at behovet for kollektivtransport vil fortsette å øke i årene fremover, og derfor fremskrevet dagens trafikkomfang for busser i henhold til en estimert trend basert på Ruters egne

tall [Ruter, 2021]. Dette innebærer at kjøreomfanget av alle bussene i 2025 antas å ligge på 82 millioner km. Vi har hentet erfaringstall fra Ruter for forbruk i elektriske busser [Ruter, 2020, s. 11]. For trikker og t-bane har vi også antatt en økning i trafikkomfang, og som for busser estimert en trend fra historiske tall fra Ruter. Forbruket for disse har vi kalkulert basert på årlig elektrisitetsforbruk, sett opp mot det historiske trafikkomfanget. Sammenlagt finner vi da et årlige forbruk av elektrisitet for kollektivtransport i Oslo på 420 GWh i år 2025 (tab. 4.2). Merk imidlertid at det er gjort en feil ved beregningene for trikk og t-bane.

Tabell 4.2: Forutsetninger for elektrisitetsbehov i kollektivtransport

	Elbuss	Trikk*	T-bane*
Kjøreomfang (mill. km)	81,5	4,9	58,1
Elektrisk forbruk (kWh/km)	1,5	4,9	2,3
El. behov (GWh)	122	11	286

*Det er lagt til grunn feil verdi for forbruk av elektrisitet til trikk og t-bane. Se kap. 6.2 for en nærmere beskrivelse av dette.

Øvrig etterspørsel etter elektrisitet er antatt uendret fram mot 2025, og er basert på historisk informasjon fra 2019 [SSB, udatert-c]. I kategorien *diverse forsynings- og renovasjonsvirksomhet* er forbruket fra fjernvarmeproduksjon fratrukket, som i 2019 utgjorde i underkant av 400 GWh [Norsk Fjernvarme, udatert]. For kategorien *transport og lagring* er forbruk fra kollektivtransporten blitt trukket fra, som utgjorde omtrent 22 GWh til trikker og 103 GWh til t-bane. Det resterende forbruket til transport og lagring, samt forsyning, renovasjon og industri er da antatt å ligge på 700 GWh i 2025 (tab. 4.3). Det elektriske forbruket til fjernvarme bestemmes i modellene.

Tabell 4.3: Forutsetninger for øvrig elektrisitetsbehov.

	Forbruk
Industri og bergverksdrift (GWh)	340
Diverse forsynings- og renovasjonsvirksomhet (GWh)	200
Transport og lagring (GWh)	160

4.3 Tekniske og økonomiske forutsetninger

I denne delen presenteres våre forutsetninger for analysene, utover de forutsetningene som allerede er dekket av framskrivningene. Dette omfatter de tekniske forutsetningene som er lagt til grunn for sesonglageret, marginalkostnader for fjernvarme og distribusjonsprofiler for områder hvor dette er aktuelt.

4.3.1 Forutsetninger for sesonglageret

Det er lagt til grunn at sesonglageret er et borehullslager som leverer varme til et lavtemperatur-nett uten behov for varmpumpe, tilsvarende lageret den analyserte fjern-

varmevirksomheten planlegger på Furuset (kap. 2). Videre er det antatt at lageret har en kapasitet på inntil 150 GWh, som lades opp av overskuddsvarme i løpet av sommermånedene, og er tilgjengelig for en treukersperiode. Basert på informasjon fra fjernvarmevirksomheten om detaljplanleggingen av sesonglageret på Furuset er det lagt til grunn et årlig varmetap på 40 prosent (personlig kommunikasjon, 14.februar), og tilgjengelig energi fra lageret er følgelig på inntil 90 GWh. Fordi det opereres uten varmpumper, er en forutsetning for lageret at energien kan leveres på et lavtemperaturnett som kan benyttes i hele fjernvarmesystemet. Dette har vi antatt, selv om utstrekning av lavtemperaturnett i Oslo i dag er begrenset. Vi har i hovedanalysen også antatt at effekten fra lageret er høy nok til å erstatte alle el-kjeler og varmpumper i systemet. Begrensinger av levert effektkapasitet blir imidlertid undersøkt i følsomhetsanalysene. I tillegg er det antatt at borehullslageret er i full drift med normale driftstemperatur i starten av analyseperioden.

4.3.2 Marginalkostnader i fjernvarme

Det finnes detaljerte data for historiske kraftpriser, men i denne analysen ser vi framover mot 2025. Kraftprisen i Sør-Norge påvirkes av kraftprisene på kontinentet, både gjennom utenlandskablene og det nordiske kraftmarkedet. Fordi Norge har store vannmagasiner som gir fleksibilitet i kraftproduksjonen vil ikke prisvariasjonen på kontinentet slå fullt inn, men vi vil oppleve variasjoner mellom våt- og tørrår. I sin kortsiktige markedsanalyse trekker Statnett fram at Sør-Norge står foran en forbruksvekst som vil dra kraftbalansen i regionen mot null og at prisnivået derfor vil nærme seg europeiske priser [Statnett, 2021]. Statnett har derfor spådd en kraftpris på omtrent 55 øre pr. kWh i 2025 for Sør-Norge. Dette er noe høyere enn de historiske prisene, men samtidig langt under dagens prisnivå som er preget av høye gasspriser, økende kvotepriser og av lite nedbør.

For nettleie har vi lagt til grunn at dagens tariff for fleksibelt forbruk (UKT) endres eller fjernes, og at nettleiekostnaden for fjernvarmeselskaper vil øke. Dagens variable del av nettleien er på rundt 4 øre/kWh uten MVA og forbruksavgift [Elvia, [udatert-b](#)]. Hvor mye denne øker som følge av en eventuell avvikling av UKT er vanskelig å anslå, men vi har lagt til grunn at denne øker til 10 øre/kWh. For kraftforbruket i fjernvarmesektoren legges det derfor til grunn en gjennomsnittlig kraftpris, inkludert nettleie, på 65 øre/kWh for begge scenariene. Usikkerheten knyttet til utviklingen for både kraftpriser og nettleie, fanges imidlertid opp av følsomhetsanalysene for marginalkostnader.

For brenslere som benyttes til fjernvarmeproduksjon har vi tatt utgangspunkt i marginalkostnader oppgitt av fjernvarmevirksomheten. Disse kostnadene er grove anslag for priser, og inkluderer faktiske brenselkostnader, transport, bearbeiding og tap i kjelene. Prisene er representative for en normal markedssituasjon, og ligger på henholdsvis 450, 550, 780 og 950 kr/MWh for pellets, gass (LNG), biodiesel og -olje (personlig kommunikasjon, 14. februar 2022). Vi har imidlertid valgt å oppjustere disse prisene.

To argumenter ligger til grunn for en oppjustering av brenselkostnadene til fjernvarme.

For det første er dagens prisbilde for brensler klart ulikt fra det som kan kalles normalt, da gassprisene det siste året har ligget på et skyhøyt nivå. Statnett spår at gassprisen normaliseres i årene fremover, men at den også i 2025 vil kunne være en del høyere enn de historiske prisene [Statnett, 2021]. Prisene for biobrensler har også økt voldsomt det siste året som følge av utfordringer i leverandørkjeden, og ventes å ligge høyt i tiden fremover [Gratton, 2021]. For det andre fanger våre modeller ikke opp eventuelle oppstartskostnader. Dette er kostnader som følger av tiden det tar og energien som kreves for å starte opp kjelene. Elektriske kjeler har omtrent umiddelbar oppstartstid, mens f.eks. gasskjeler kan ta flere minutter å starte opp [Danish Energy Agency, 2018]. Følgelig er også kostnaden for å iverksette kjeler som benytter seg av brensler noe høyere enn for de kjeler som drives av elektrisitet. Av disse to grunnene er det valgt å oppjustere alle brenselpriser med 24 prosent (tab. 4.4). Dette nivået normaliserer prisforholdet mellom kraft- og andre brensler sett opp mot dagens markedssituasjon, og er ved simuleringer funnet å gi en relativt normal produksjonssammensetning sett opp mot historiske tall.

Tabell 4.4: Marginalkostnader i fjernvarme.

Energikilde	Marginalkostnad
Kraftpris	650* NOK/MWh
Bio-diesel	1 178 NOK/MWh
Bioolje	967 NOK/MWh
LNG	682 NOK/MWh
Avfall	0 NOK/MWh
Pellets	558 NOK/MWh

*Marginalkostnaden for kraft varierer og bestemmer marginalkostnaden til elektriske kjeler og varmpumper.

4.3.3 Virkningsgrader og tap i fjernvarmeproduksjon

Under framskrivningene av fjernvarmeproduksjon, ble det presentert kapasiteter for henholdsvis varmpumper, elektriske kjeler, og kjeler med andre brensler. Basert på tall fra fjernvarmeverksheten i Oslo (personlig kommunikasjon, 14.februar), har vi våre analyser antatt at varmpumpene for kloakk har en effektfaktor (COP) på 2,8, som også antas å være gjeldende for den nye varmpumpekapasiteten som er framskrevet (kap. 4.5). For varmpumpen tilknyttet varmekraftanlegget på Klemetsrud, er det lagt til grunn en faktor på 4,85. For de elektriske kjelene har vi antatt at det ikke oppstår noe tap, mens de resterende kjelene tilskrives en virkningsgrad på 90 prosent. Utover dette er det lagt til grunn et tap i fjernvarmenettet på 8,5 prosent.

Tabell 4.5: Virkningsgrad og effektfaktor i fjernvarmekapasiteter.

Kjel	Virkningsgrad
Biodiesel	90 %
Bioolje	90 %
Naturgass	90 %
Pellets	90 %
El-kjel	100 %
Varmepumpe	COP
Omgivelsesvarme (Skøyen)	2,80
Røykgass (Klemetsrud)	4,85

4.3.4 Distribusjonsprofiler

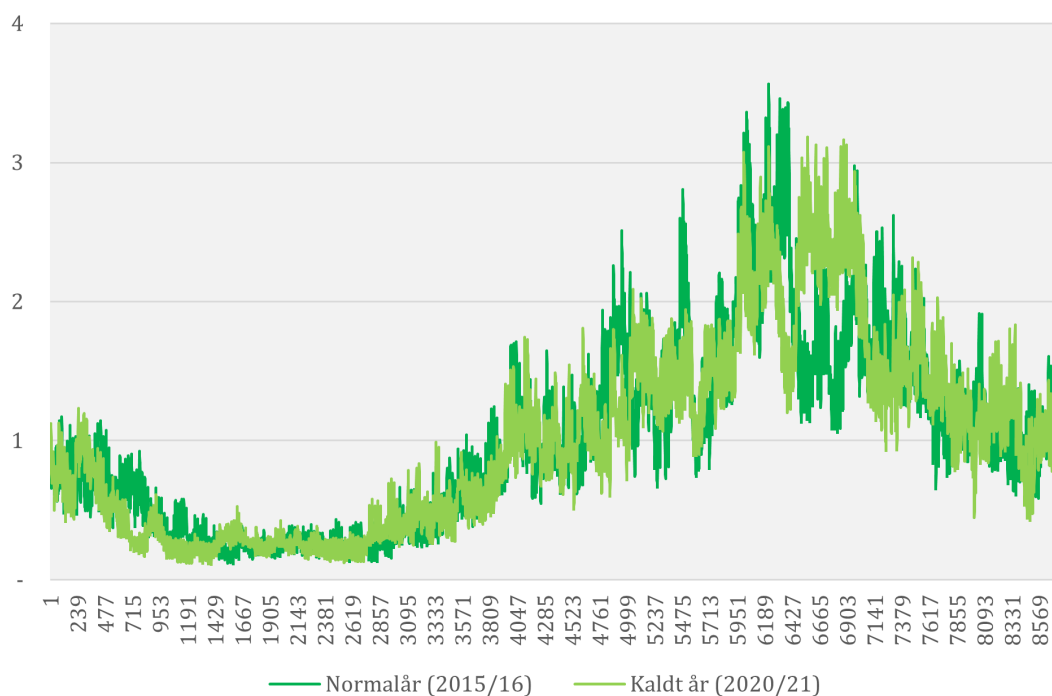
For å produsere resultater, krever EnergyPLAN at en beskriver hvordan en rekke variabler varierer på et timesnivå. Dette gjøres ved at en serie med indekserte verdier, som representerer en distribusjonsprofil, legges inn i modellen. EnergyPLAN vil da for hver time justere den forhåndsdefinerte verdien til en variabel opp mot den oppgitte indeksen, og slik produsere resultater på et timesnivå. I våre analyser gjelder dette variablene for forbruk og produksjon av fjernvarme og kraft, samt kraftpriser. For å beskrive hvordan disse varierer, har vi benyttet oss av historiske data. Innenfor hvert scenario er det benyttet data hentet fra samme år, slik at forhold mellom energiforbruk og kraftpriser er synkroniserte, og at forbrukstopper forekommer i de samme timene på varme som for elektrisitet.

En svakhet med distribusjonsprofilene som er valgt, er at de ikke nødvendigvis er representative for de scenariene vi beskriver. Dette gjelder særlig etterspørselen etter kraft og varme, og kraftpriser. Kraftpriser avhenger av en rekke forhold som vil kunne gi kortsiktige prisvariasjoner. Eksempler kan være prissvingninger i brensler og CO₂-kvoter, geopolitiske- og sikkerhetsmessige forhold, vær- og nedbørsvariasjon og råvaretilgang. Som følge av disse uforutsigbare faktorene, har kraftprisen et stort utfallsrom, og alle år med normale eller lave temperaturer vil ikke nødvendigvis følges av den samme prisprofilen. Følgelig har det vært vanskelig å identifisere år med distribusjonsprofiler for etterspørsler og kraftpriser som på alle måter er typiske. Vi besluttet imidlertid å la kraftprisen være den avgjørende faktoren for valget av år, og det ble da besluttet å hente data fra mai 2015 til april 2016 for *normalår*-scenariet, og fra mai 2020 til april 2021 for *kaldt år*. I det påfølgende gis en nærmere beskrivelse av de ulike distribusjonene innenfor disse årene.

Fjernvarmeproduksjon- og etterspørsel

Fjernvarmeleveranser regnes ut av EnergyPLAN ved at kapasiteter reguleres slik at produksjonen møter etterspørselen. For etterspørselen har vi benyttet oss av historiske tall

for levert varme. Disse har vi hentet fra den analyserte fjernvarmevirksomheten, med data som beskriver deres varmeleveranse fra alle varmesentralene samlet (personlig kommunikasjon, 22.februar). Varmeleveransene er indekserte, og gir et tydelige bilde av hvordan oppvarmingsbehovet følger temperaturvariasjoner fra time til time med store svingninger innenfor døgnet og med et langt høyere nivå i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret (fig. 4.1).

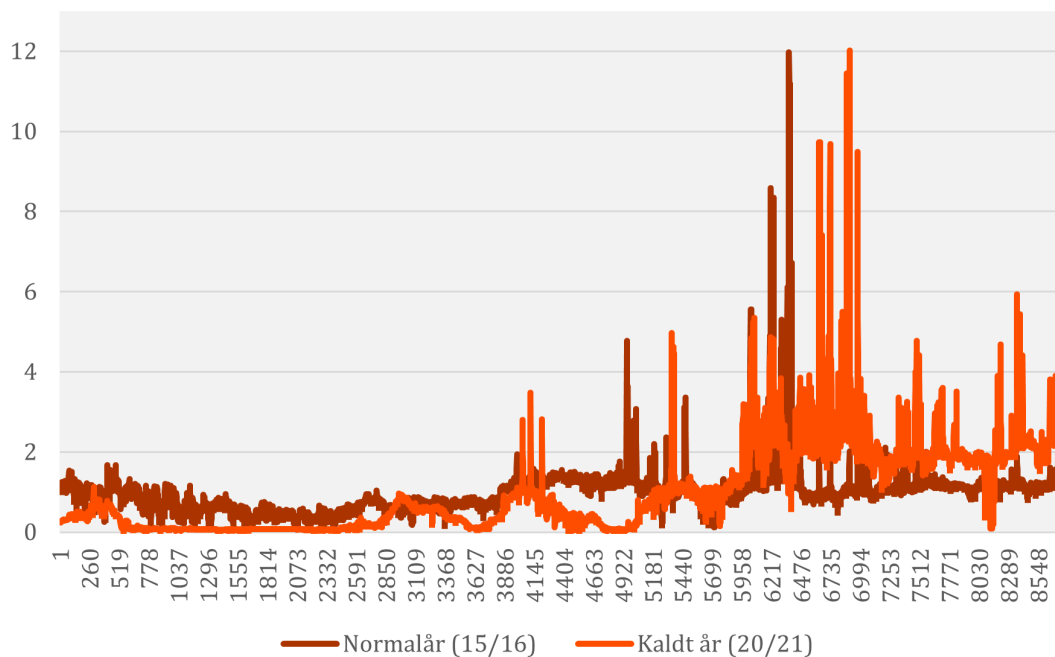


Figur 4.1: Distribusjon for fjernvarmeproduksjon for ett år, pr. time fra 1.mai til 30.april. Indekserte verdier. Adaptert fra data hos en fjernvarmevirksomhet i Oslo, innhentet gjennom personlig kommunikasjon, 22.februar.

På produksjonssiden i fjernvarme er det kun innfyrte energimengder til avfallsforbrenning som behøver en distribusjonsprofil. Fjernvarmevirksomheten har en relativt jevn årsproduksjon av varme fra avfall, og denne er derfor holdt konstant. De resterende produksjonskapasitetene reguleres og bestemmes av EnergyPLAN og fjernvarmemodellen.

Kraftpriser

Prisnivået for elektrisitet er justert i forhold til historiske prisvariasjoner. Disse består av indekserte verdier på timesnivå for kraftprisen i prisområdet for Østlandet, NO1 [Nord Pool, [udatert](#)]. For *normalår* ligger kraftprisen nært hva vi antar vil være normalt. Prisen svinger da kraftig innenfor korte tidsrom, men ligger generelt på et lavere nivå om sommeren før den stiger jevnt fra høsten og inn i vinterhalvåret som følge av lavere temperaturer og høyere energiforbruk (fig. 4.2). For *kaldt år*-scenariet tilsier distribusjonen en noe lavere om pris om sommeren enn i normalår-scenariet, men med en kraftigere økning inn mot vinteren.



Figur 4.2: Distribusjon for kraftpris for ett år, pr. time fra 1.mai til 30.april. Indekserte verdier. Adaptert fra "Market data: Consumption (NO1)" av NordPool, u.d. (<https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1//nordic/table>). Opphavsrett NordPool, 2022.

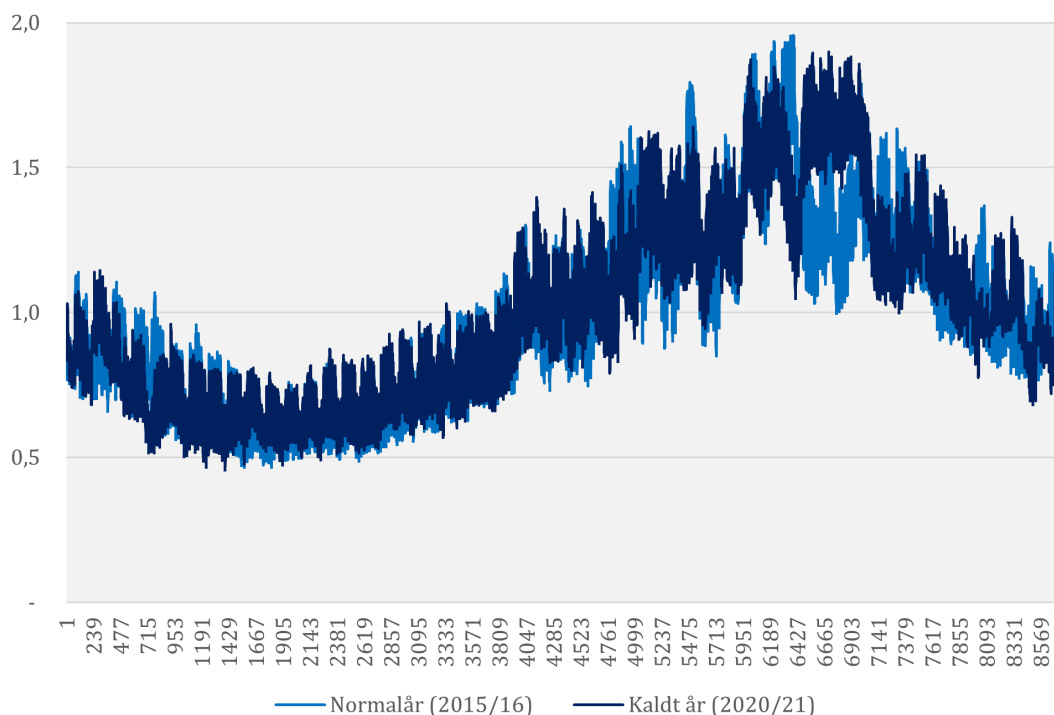
Elektrisitetsproduksjon

For produksjon av elektrisitet har vi definert profiler for vannkraft, solkraft og varmekraft fra avfallsforbrenning. Vannkraftproduksjonen har vi antatt er relativt jevn gjennom året, og denne er derfor holdt konstant. For solkraft har vi benyttet en tilgjengelig distribusjon fra databasen i EnergyPLAN som baserer seg på historiske produksjonsdata fra solcelleanlegg i Danmark, som er antatt tilstrekkelig lik Oslo. Som for varmeproduksjon fra avfallsforbrenning, følger produksjonen av varmekraft i EnergyPLAN profilen for innfyrte energimengder som er holdt konstant.

Elektrisitetsetterspørsel

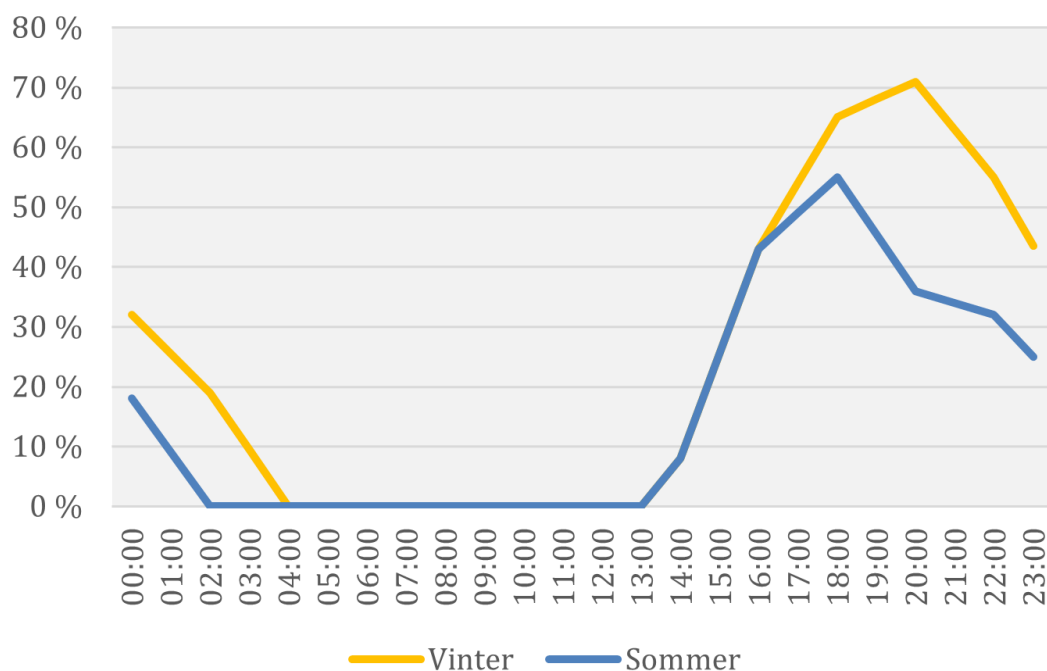
For å beskrive hvordan etterspørselen etter elektrisitet varierer, har vi benyttet oss av historiske forbrukstall for prisområdet NO1 [Nord Pool, [udatert](#)]. Profilene er satt til å beskrive all elektrisitetsforespørsel forutenom forbruket til fjernvarme, som bestemmes av EnergyPLAN, og til lading av elektriske personbiler som følger en egen profil. Slik som profilen for fjernvarme, er profilen for kraftforbruket svært variabel, med et særlig høyt kraftforbruk i vinterhalvåret (fig. 4.3). Samtidig er forbrukstoppene noe lavere enn for fjernvarmeleveransene. Kraftforbruket i Oslo spesifikt vil i virkeligheten kunne være noe ulikt fra forbruket for NO1 i sin helhet, med noe høyere effekttopper. Dette skyldes at svært store deler av kraftforbruker i Oslo går til oppvarming, mens Østlandet samlet sett trolig vil ha større innslag av forbruk til industri m.m., som antas å ha en jevnere forbruksprofil. Det var

imidlertid vanskelig å innhente data for Oslo isolert for de årene vi har tatt utgangspunkt i, og disitribusjonsprofilen bygget med data for NO1 ble vurdert som god nok.



Figur 4.3: Distribusjon for etterspørsel av elektrisitet for ett år, p.r time fra 1.mai til 30.april. Indekserte verdier. Adaptert fra "Market data: prices (NO1)" av NordPool, u.d. (<https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1//nordic/table>). Opphavsrett NordPool, 2022.

For lading av elektriske personbiler ligger det elektriske forbruket på toppen av det resterende elektriske forbruket, og følger en egen profil. Denne profilen tar utgangspunkt i andelen elbiler som lades innenfor et døgn, og er innhentet fra Transportøkonomisk institutt [Figenbaum & Kolbenstvedt, 2016]. Døgnprofilen er ulik fra vinter- og sommerhalvåret, fordi lavere temperaturer gir kjøretøyene lavere rekkevidde og derfor øker ladebehovet (fig. 4.4). I distribusjonene for forbruket er de to profilene indeksert for hele året, med døgnprofilen for elbillading om sommeren fra april til august, og døgnprofilen for vinter fra oktober og ut mars.



Figur 4.4: Prosentvis andel av elbiler til lading innenfor et døgn. Adaptert fra «Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users: Results from a survey of vehicle owners» av E. Figenbaum og M. Kolbenstvedt, 1492/2016 (<https://www.toi.no/publications/learning-from-norwegian-battery-electric-and-plug-in-hybrid-vehicle-users-results-from-a-survey-of-vehicle-owners-article33869-29.html>). Opphavsrett Transportøkonomisk institutt, 2022.

4.4 Modelldata

I dette delkapitlet gis en oversikt og oppsummering over verdier og forutsetninger som er benyttet for de ulike modellene som er brukt i denne oppgaven, basert på framskrivningene og de tekniske- og økonomiske forutsetningene presentert ovenfor.

4.4.1 EnergyPLAN

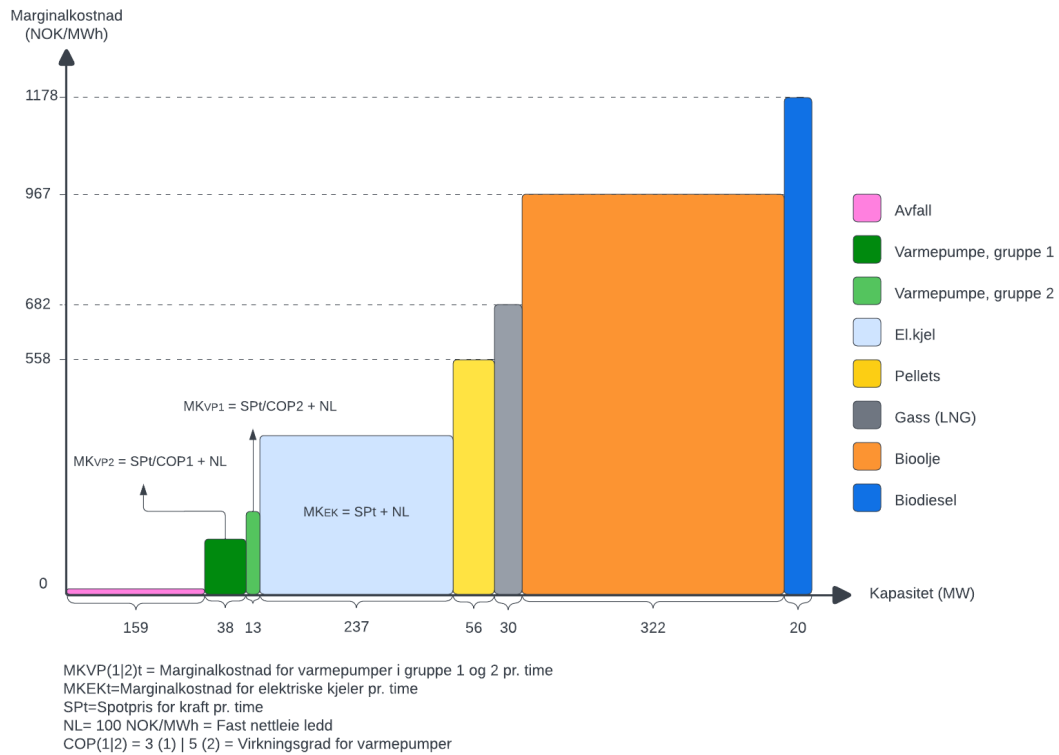
For å gi et overordnet innblikk i hvilke data som er benyttet i EnergyPLAN er disse samlet i tabell 4.6. Dataene inkluderer verdiene som er lagt til grunn for etterspørsler, kapasiteter innenfor kraft- og varmeproduksjon, virkningsgrader og kostnader. De fleste parametrene er like for de to scenariene, med unntak av etterspørsel for elektrisitet og fjernvarme som er graddaskorrigerte, i tillegg til distribusjonsprofilene som for de ulike scenariene er hentet fra ulike år.

Tabell 4.6: Oversikt over inputdata til EnergyPLAN.

Gruppe	Undergruppe	Variabel	Enhet	Normalår	Kaldt år
Etterspørsel	Elektrisitet	Etterspørsel	TWh/år	9,83	10,29
		Distribusjon, el. etterspørsel	Indeks	NO1: 15/16	NO1: 20/21
	Fjernvarme	Produksjon	TWh/år	2,10	2,30
		Nettverkstap	%	8,5	8,5
	Transport	Distribusjon, FV	Indeks	Fjernvarme: 15/16	Fjernvarme: 20/21
		El. bil-lading	TWh/år	0,54	0,54
Tilbud	Kjelkapasiteter	Distribusjon el-bil	Indeks	TØI	TØI
		Bioolje	MW	321	321
		Bio-diesel	MW	20	20
		Naturgass	MW	100	100
		Pellets	MW	56	56
		El-kjel	MW	237,2	237,2
	Fornybar energi	Kapasitet, PV	MW	26,3	26,3
		Distribusjon, PV	Indeks	DK	DK
		Produksjon, vannkraft	TWh/år	0,023	0,023
		Distribusjon, vannkraft	Indeks	Konstant	Konstant
	Varme	Kapasitet, Kompresjons VP	MW	18,2	18,2
		COP, Kompresjons VP	Tall	2,8	2,8
	Avfall	Avfallsinnsats	TWh/år	1,40	1,40
		Effektivitet, avfallsforbrenning til FV	%	100	100
		Effektivitet, avfallsforbrenning til el.	%	12	12
		Effektivitet, geo. VP til FV	%	100	100
Effektivitet, damp til geo. VP		%	2	2	
COP, geo. VP		Tall	4,85	4,85	
Kostnader	Brensler	Brenselpris, bio-diesel	NOK/MWh	1178	1178
		Brenselpris, bioolje	NOK/MWh	967	967
		Brenselpris, naturgass	NOK/MWh	682	682
		Brenselpris, pellets	NOK/MWh	558	558
		Brenselpris, avfall	NOK/MWh	0	0
	Kraftmarked	Prisdistribusjon, spotpris	Indeks	15/16	20/21
		Multiplikasjonsfaktor	Tall	650	650
		Priselastisitet	Tall (<1)	0,00001	0,00001

4.4.2 Fjernvarmemodell

I fjernvarmemodellen er de viktigste parametrene for å bestemme produksjonssammensetning etterspørsel, marginalkostnader, kapasiteter og virkningsgrader. Etterspørselen for fjernvarme er hentet fra resultatet i EnergyPLAN-simuleringene og anvendt i modellen (kap. 3.2.2). Kjelkapasitetene og tilhørende marginalkostnader er like de som er brukt i EnergyPLAN. Det er lagt til grunn at produsenten har perfekt fremsyn og at kjelene og varmpumpene opererer med virkningsgradene gitt i tabell 4.5, og kapasitetene og kostnadene i figur 4.5. I tillegg er det forutsatt at det ikke finnes noen begrensning for hvor mye hvert enkelt brensel kan brukes.



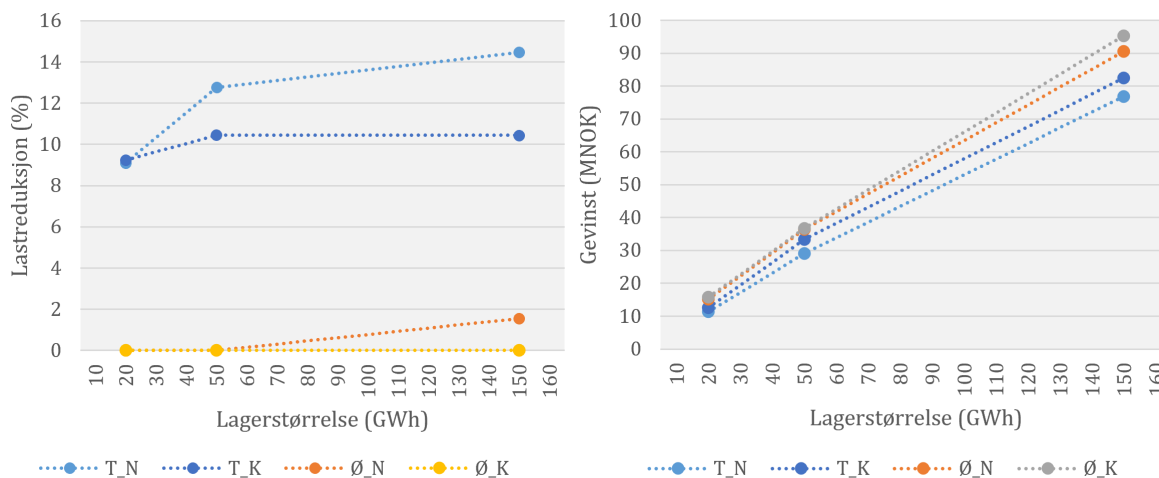
Figur 4.5: Kapasiteter og marginalkostnader for ulike produksjonsteknologier, benyttet i EnergyPLAN.

4.4.3 Teknisk- og økonomisk optimeringsmodell

I optimeringsmodellene er det anvendt data fra fjernvarmemodellen som viser hvor mye kjelkapasitetene produserer i hver enkelt time. For den tekniske modellen er det benyttet data på timesnivå for elektrisitetsimport, hentet fra fjernvarmemodellen, for å anslå belastningen på kraftnettet og hvordan lageret kan redusere denne. I den økonomiske modellen er det benyttet løpende marginalkostnader for å anslå hvordan lageroperatøren kan maksimere profitt, med utgangspunkt i kraft- og brenselsprisene i kapittel 4.3.2 og kraftprisfordistribusjonene presentert i kapittel 4.3.4.

5 Resultater

I denne delen av oppgaven presenterer vi resultater fra simuleringer med de ulike modellene, som beskriver energisystemet i Oslo i 2025. Overordnet, har resultatene vist at det analyserte fjernvarmesystemet vil kunne ha et betydelig bidrag på belastningen i kraftnettet. Følgelig er også potensialet for et termisk sesonglager stort, men potensialet er i stor grad avhengig av hvordan lageret driftes (fig. 5.1). En driftsstrategi som målrettet går inn for å redusere de høyeste effekttoppene i kraftnettet er mindre lønnsom, men langt mer nyttig for å redusere høye laster enn med en strategi hvor målet er å produsere størst mulig gevinst. I tillegg viser resultatene at lagerets potensiale for å redusere last, og dets lønnsomhet, avhenger av lagerets størrelse, dets effektkapasitet, og prisen for kraft og brensler.

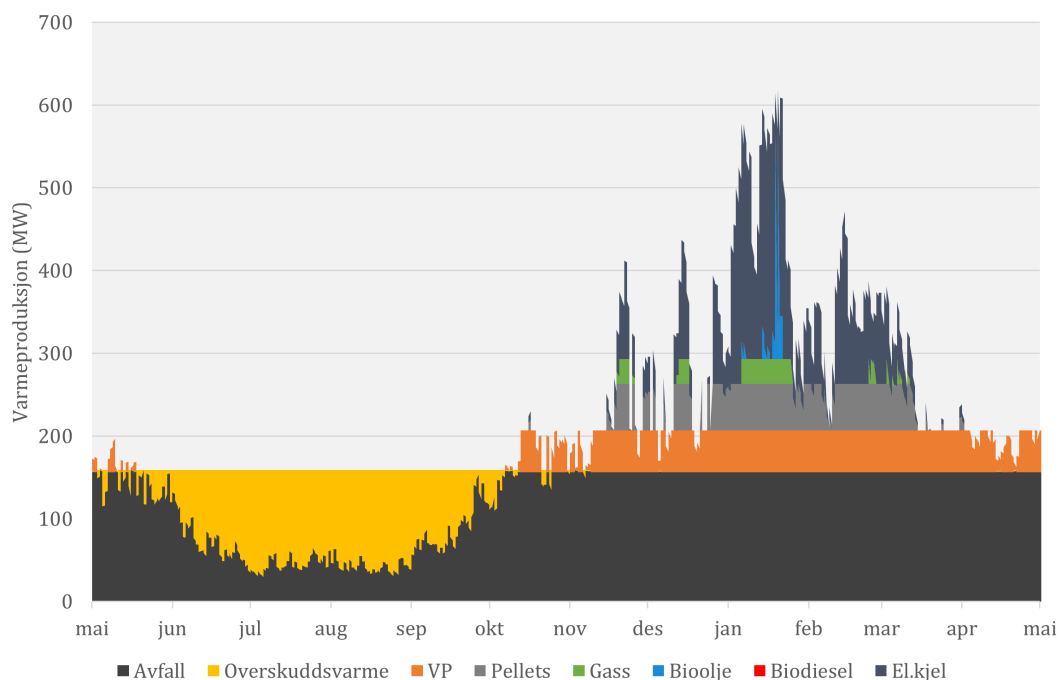


Figur 5.1: Reduksjon i høyeste last og økonomisk gevinst med bruk av energilager i normaltår (N) og kaldt (K) år med en teknisk (T) og økonomisk (Ø) driftsstrategi. Reduksjon målt opp mot referanselaster for hvert av scenariene.

I det påfølgende gis en nærmere beskrivelse av resultatene. Innledningsvis gis en kort introduksjon til de simuleringene som er gjennomført. Så presenterer vi hovedresultatene av varmeproduksjon og forbruk av elektrisitet, før vi viser resultatene av sesonglageret og dets virkning på kraftnettet, samt lønnsomheten til lageret. Avslutningsvis legger vi frem resultatene av følsomhetsanalyser hvor vi har undersøkt virkningen av å begrense lagerets effektkapasitet, og endringer i kostnaden for brensler.

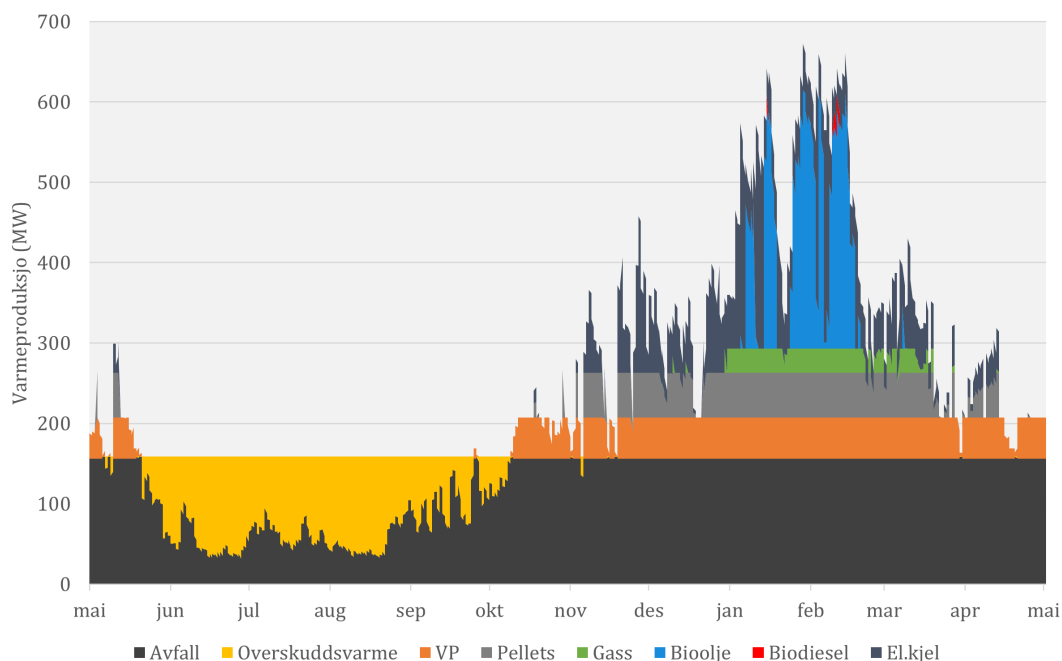
5.1 Elektrisitetsforbruk og fjernvarmeproduksjon

5.1.1 Fjernvarmeproduksjon



Figur 5.2: Normalår: Estimert fjernvarmeproduksjon, fra 1.mai til 30.april, pr. døgn. Basert på resultater fra fjernvarmemodell.

Resultater fra EnergyPLAN og fjernvarmemodellen viser at avfallsforbrenning forblir den viktigste energikilden til fjernvarmeproduksjon i 2025 (tab. 5.1). I både *normalår*- og *kaldt år*-scenariene bidrar avfallsforbrenning med i overkant av 1,1 TWh, som tilsvarer omtrent halvparten av den totale fjernvarmeproduksjonen (fig. 5.2; 5.3). Avfallet brennes konstant og derfor observerer vi et betydelig tap i sommerhalvåret hvor etterspørselen er langt lavere enn i andre deler av året, noe som samsvarer med informasjon fra fjernvarmevirksomheten (kap. 2). I våre simuleringer ser vi imidlertid at størrelsen på dette tapet er noe større enn hva virksomheten selv har oppgitt på 150 GWh, med et tap på 251 og 242 GWh for henholdsvis *normalår*- og *kaldt år* scenariene. I de videre analysene forholder vi oss imidlertid kun til det oppgitte tapet fra den analyserte fjernvarmevirksomheten.



Figur 5.3: Kaldt år: Estimert fjernvarmeproduksjon, fra 1.mai til 30.april, pr. døgn. Basert på resultater fra fjernvarmemodell.

Etter avfallsforbrenning, så er elektrisitet til kjeler og varmpumper den største kilden til fjernvarmeproduksjon. Bidraget fra de elektriske kjelene er samlet på rundt 375 GWh i *normalår*-scenariet, og 385 GWh i *kaldt år*. Dette tilsvarer i underkant av 20 prosent av den totale produksjonen for hvert av scenariene. Produksjonen fra kjelene er svært variabel, som følge av at marginalkostnaden for disse beveger seg i takt med spottprisen for kraft. Dermed ser vi at de elektriske kjelene både bidrar som mellomlast i perioder hvor prisen er lav, men også som spisslast når det er særlig høy etterspørsel etter varme. Varmepumpene har på sin side et langt mer stabilt bidrag, og begrenses i hovedsak kun av den installerte effekten. I begge årene er produksjon fra disse på rundt 250 GWh, eller i overkant av 10 prosent. Også varmpumpene følger kraftprisen, men har en høy effektfaktor og er av den grunn langt mindre sensitive til prisendringer enn kjelene. Derfor reduseres bidraget fra varmpumper kun i svært korte tidsrom, når kraftprisen er særdeles høy.

Den resterende etterspørselen av fjernvarme forsynes av kjeler med biomasse, biobrensel og gass. I *normalår*-scenariet er pellets den viktigste av disse brenslene, med et bidrag på 165 GWh, eller i underkant av 10 prosent. Videre står bioolje for rundt 70 GWh, og gass for rundt 40 GWh, eller 4 og 2 prosent. At bioolje benyttes mer enn gass, til tross for at oljen har høyest marginalkostnad av de to, skyldes at den samlede kapasiteten til oljekjelene er langt større enn den for gass, og at gass alene ikke kan levere nok varme til å møte etterspørselen. Biodiesel har på grunn av sin særdeles høye marginalkostnad kun et svært begrenset bidrag, på rundt 2 GWh. I *kaldt år*-scenariet står pellets, bioolje og gass for langt mer av fjernvarmeproduksjonen. Dette skyldes både at varmeetterspørselen er høyere, og at brenslene er mer konkurransedyktige sett opp mot de elektriske kjelene

og varmepumpene som følge av høyere kraftpris. Derfor øker bidraget fra pellets til 220, bioolje til rundt 245 og gass til rundt 65 GWh. Dette tilsvarer henholdsvis 10, 11 og 3 prosent. Biodiesel øker også betydelig, til 8 GWh, men står fortsatt for under 1 prosent av produksjonen.

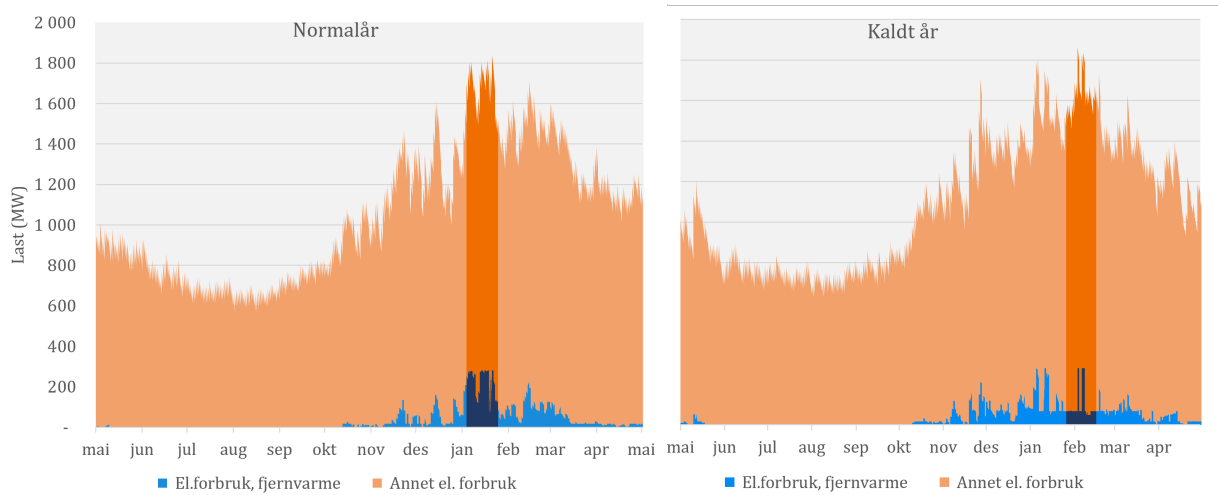
Tabell 5.1: Fjernvarmeproduksjon per energikilde.

	<i>Avfall</i>	<i>El.</i>	<i>VP</i>	<i>Pellets</i>	<i>B.olje</i>	<i>Gass</i>	<i>B.diesel</i>
Normalår							
<i>Prod. (MWh)</i>	1 129 408	374 349	251 838	164 199	71 477	42 021	2 015
<i>Andel (%)</i>	55	18	12	8	4	2	0
Kaldt år							
<i>Prod. (MWh)</i>	1 138 062	385 035	254 179	220 304	246 672	63 812	8 304
<i>Andel (%)</i>	49	17	11	10	11	3	0

El. = Elektriske kjeler, *VP* = Varmepumper

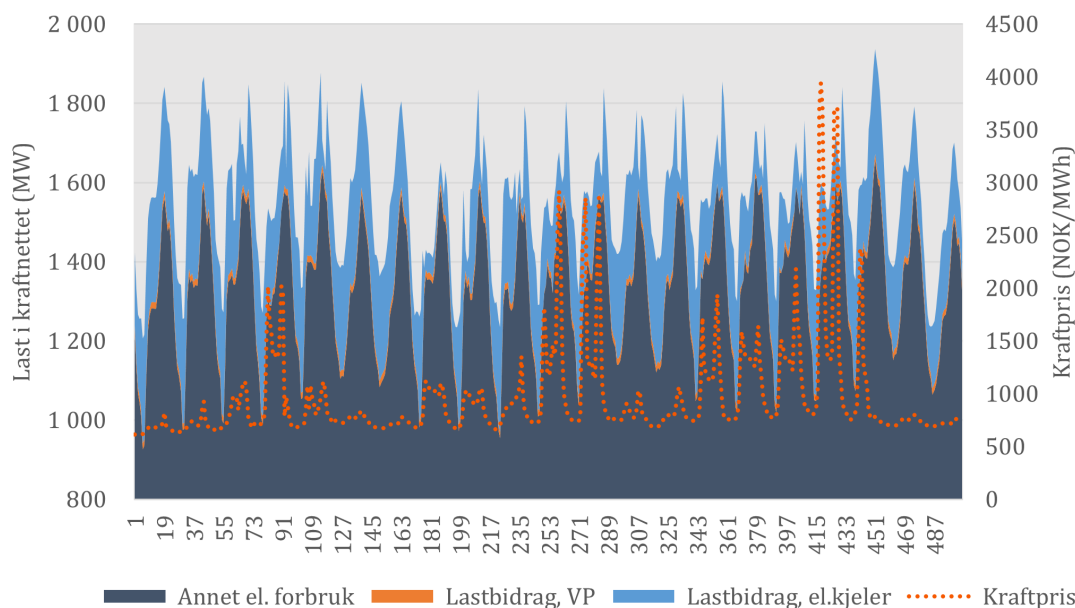
5.1.2 Forbruk av elektrisitet

Forbruket av elektrisitet i Oslo er estimert å ligge på nærmere 10 TWh pr. år, og grunnet lite lokal kraftproduksjon møtes omtrent all denne etterspørselen ved at kraft importeres fra utenforliggende områder. Som for varmeetterspørselen, så følger etterspørselen etter elektrisitet i stor grad sesongene, hvorpå forbruket er høyest om vinteren (fig. 5.4). Dette gjelder også forbruk av elektrisitet til fjernvarmeproduksjon, hvor de elektriske kapasitetene kun benyttes i vinterhalvåret når avfallsforbrenning ikke forsyner tilstrekkelige mengder varme. Dette er som forventet, i og med at forbruket i stor grad er knyttet til oppvarming av bygg. Grunnet lavere temperaturer er etterspørselen høyest i *kaldt år*-scenariet, mens effekttoppene er i samme størrelsesorden. Dette skyldes at vi har forutsatt ulike distribusjonsprofiler for de ulike scenariene, og med en lik distribusjonsprofil for begge scenariene ville toppene vært høyere i *kaldt år* enn i *normalår*.



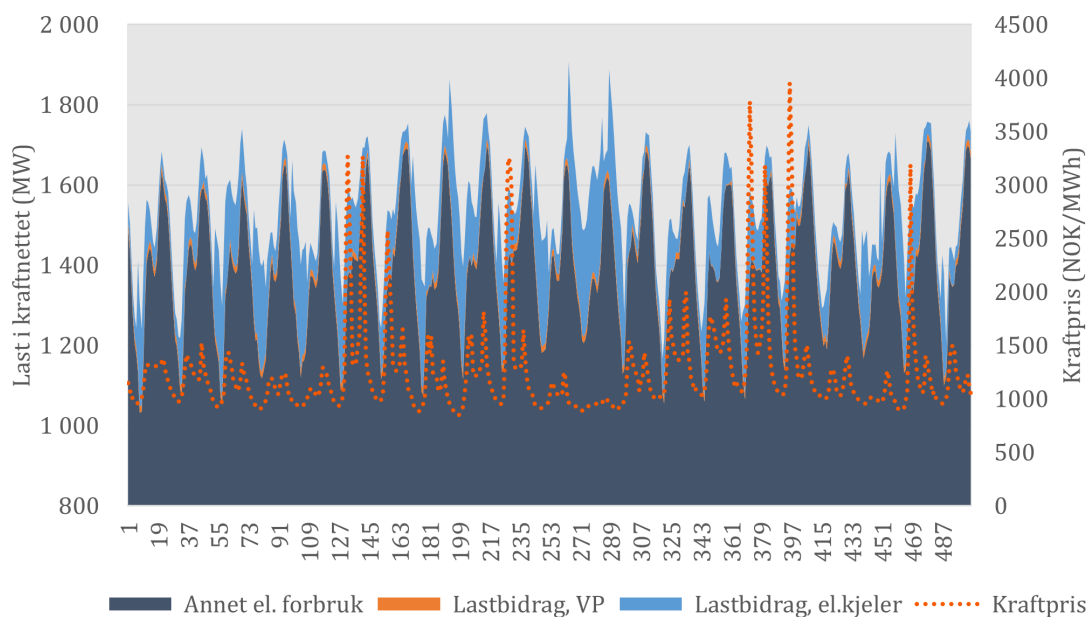
Figur 5.4: Estimert last på kraftnettet, med bidrag fra fjernvarme og fra annet forbruk, pr. time fra 1.mai til 31.april. Fremhevet er forbruket i treukersperioden med høyest gjennomsnittsbelastning.

De mest effektkrevende periodene i energisystemet forekommer i sjiktet rundt januar og februar. For det normale året, løper den treukersperioden med høyest gjennomsnittlig import av elektrisitet, målt i timesoppløsning med løpende gjennomsnitt, fra 4. til 25. januar. I denne perioden er den samlede *gjennomsnittlige* lasten i kraftnettet på 1556 MW, mens den høyeste lasten er på 1936 MW (fig. 5.5). I samme periode er det høyeste lastbidraget fra *annet forbruk* på 1656 MW, med en gjennomsnittlig verdi på 1336 MW. Det gjennomsnittlige lastbidraget fra fjernvarme er på 220 MW, mens det maksimale bidraget er på 280 MW. Vi observerer at de elektriske kjeler brukes mye, men at de stort sett kobles ut eller reduserer sitt bidrag i perioder med høy kraftpris. Vi ser imidlertid at kjelene også benyttes i noen perioder med høy kraftpris, noe som skyldes at det ellers ikke ville vært nok produksjonskapasitet i fjernvarmesystemet med de kapasitetene som er modellert, da det i de samme periodene er en relativt høy varmeetterspørsel.



Figur 5.5: Normalår: Last i kraftnettet, med lastbidrag fra fjernvarme og annet forbruk, og kraftpriser. Pr. time gjennom treukersperiode med høyest gjennomsnittlig last (for analyseåret).

I kaldt år-scenariet forekommer den mest effektkrevende perioden fra 26. januar til 16. februar. I denne perioden er den *gjennomsnittlige* lasten i kraftnettet, på 1533 MW og den høyeste lasten på 1908 MW (fig. 5.6). Dette er et marginalt lavere lastnivåer enn i *normalår*-scenariet. Lastbidraget fra *annet forbruk* er høyere, med en gjennomsnittlig verdi på 1399 og en maksimalverdi på 1709 MW. Samtidig er bidraget fra fjernvarmesystemet lavere. Fjernvarme har fortsatt et maksimalt bidrag på 280 MW, men i gjennomsnitt er lastbidraget på 135 MW. I dette scenariet ser vi at de elektriske kjelene blir mindre brukt, fordi kraftprisen jevnt over ligger høyere enn i *normalår*-scenariet, og andre kjeler derfor prioriteres. Som for *normalåret*, ser vi også i kaldt år-scenariet at kjelene fortsatt brukes til en viss grad i perioder med særlig høy kraftpris, som skyldes at det mangler produksjonskapasitet.



Figur 5.6: Kaldt år: Last i kraftnettet, med lastbidrag fra fjernvarme og annet forbruk, og kraftpriser. Pr. time gjennom treukersperiode med høyest gjennomsnittlig last (for analyseåret).

5.2 Energilager - virkning på kraftsystemet og økonomisk lønnsomhet

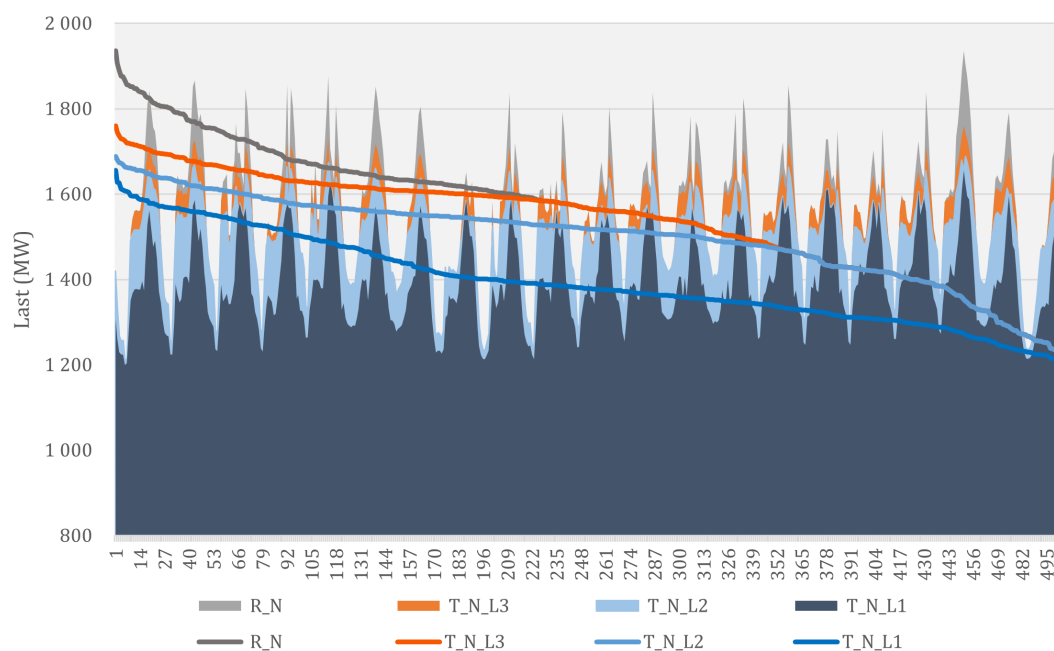
I denne delen av kapittelet presenterer vi hovedresultatene av simuleringer for hvilken effekt et varmelager vil kunne ha på kraftsystemet og dets belastning. Resultatene presenteres i henhold til hvilken av de to optimeringsmodellene som benyttes, dvs. den tekniske- eller økonomiske modellen. I tillegg presenteres resultatene for ulike lagerstørrelser, og for ulike prisscenarier. Som omtalt i metodekapitlet, har denne delen av arbeidet kun blitt gjennomført for en treukersperiode. Innledningsvis gir vi en kort oversikt over alle simuleringene som er gjennomført.

5.2.1 Oversikt over simuleringer

Arbeidet med å undersøke potensialet av et sesonglager har ført til et stort antall simuleringer (vedlegg B). Vi simulerer last både for normalår- (N) og kaldt år- (K) scenariene, hvor referanselaster (R) i kraftnettet kalkuleres. Videre er det gjort simuleringer for det kalde og det normale året, både med den tekniske- (T) og den økonomiske (Ø) optimaliseringsmodellen, som gir nye resultater for lasten. I tillegg er simuleringene med disse modellene gjennomført med tre ulike lagerstørrelser; 150 GWh (L1), 50 GWh (L2) og 20 GWh (L3). Til slutt er det også gjennomført følsomhetsanalyser for to sett med forutsetninger. Først har vi gjennomført simuleringer for to ulike prisnivåer for brensler, med brenselpriser på +25 prosent (P1) og -25 prosent (P2). For sistnevnte kalkuleres det også egne referanselaster (R P). Vi har også gjennomført følsomhetsanalyser for lagerets maksimale effekt, med størrelser på 150 (E1), 50 (E2), og 20 MW (E3). For alle følsomhetsanalysene har vi tatt

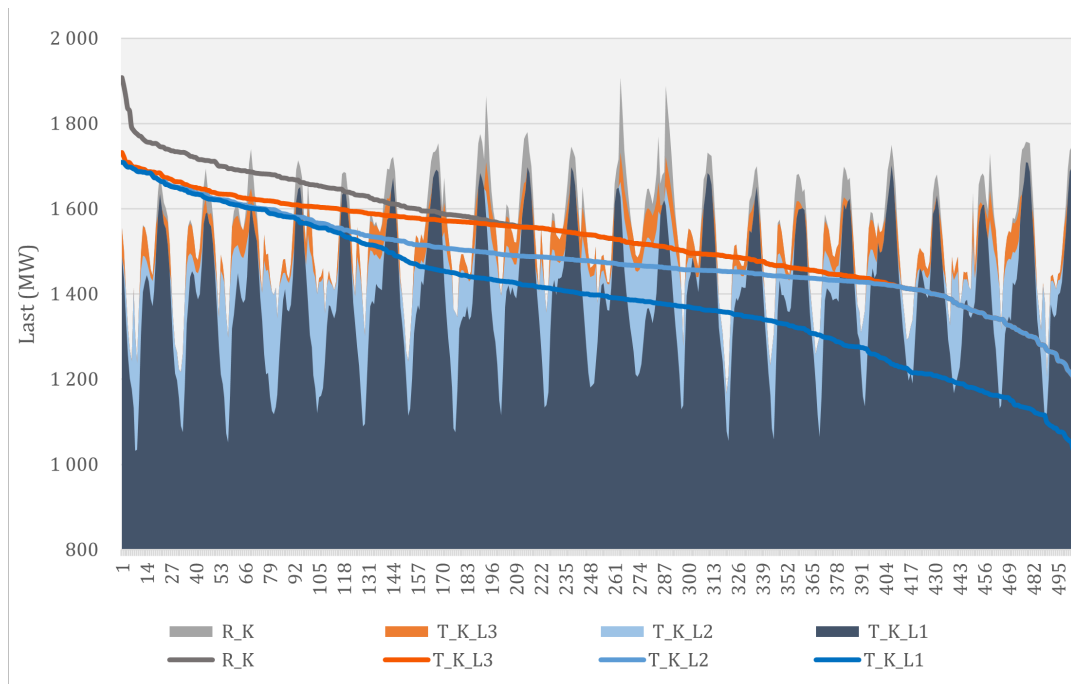
utgangspunkt kun i lageret på størrelsen 50 GWh.

5.2.2 Teknisk optimering av energilager



Figur 5.7: Normalår: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med teknisk driftsstrategi.

Med den tekniske optimeringsmodellen, finner vi at lageret har betydelige virkninger på lasten i kraftnettet. Med denne modellen benyttes energien i lageret utelukkende til å redusere effekttoppen i kraftnettet, ved at lageret erstatter varme som eller ville blitt levert av elektriske kjeler og varmepumper (kap. 3.2.2). Virkningen av lageret er størst i *normalår*-scenariet. Med det minste lageret som har en kapasitet på 20 GWh før tap (L3), erstattes da i underkant av 12 GWh med elektrisitetsforbruk fra fjernvarmesystemet. Høyeste last reduseres da fra 1936 til 1760 MW, tilsvarende en nedgang på 9 prosent (fig. 5.7). Sett opp mot de løpende marginalkostnadene av de kapasitetene som erstattes, så er den økonomiske gevinsten av dette på rundt 11 millioner kroner. Lageret med 50 GWh kapasitet (L2), erstatter rundt 29 GWh med elektrisitetsforbruk, og tar topplasten videre ned til 1689 MW. Dette tilsvarer en nedgang på 13 prosent, og gir en gevinst på 29 millioner. Med det største lageret, som har en kapasitet på 150 GWh (L1), erstattes hele 81 GWh med elektrisitetsforbruk. Topplasten reduseres til 1656 MW, eller med 14 prosent, og den økonomiske gevinsten som genereres er på rundt 77 millioner kroner.



Figur 5.8: Kaldt år: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med teknisk driftsstrategi.

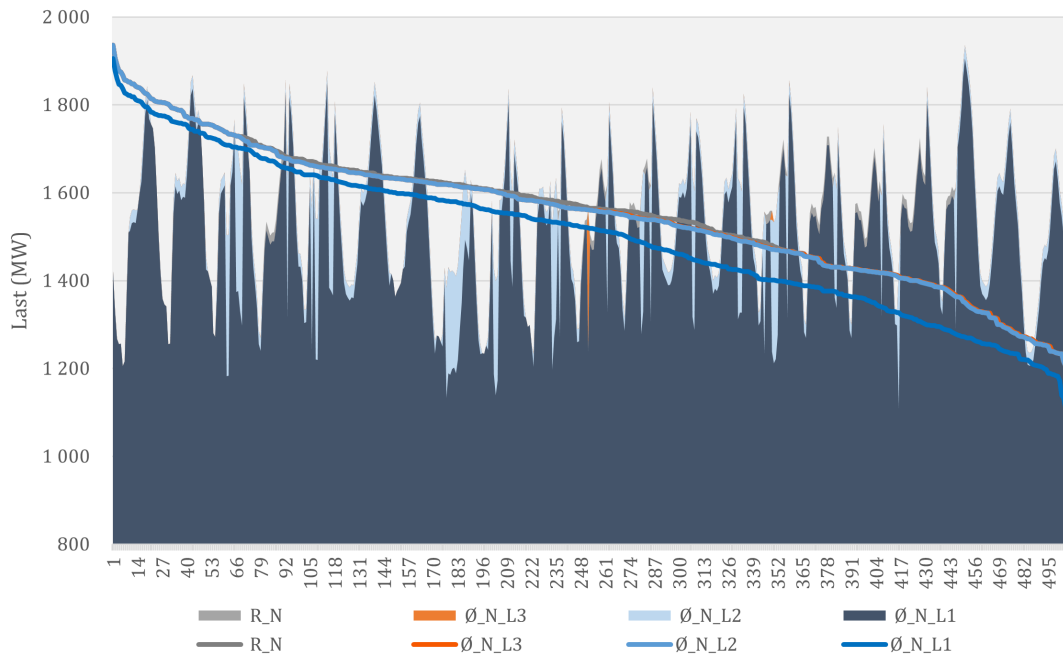
I kaldt år-scenariet har lageret en noe lavere evne til å redusere last i kraftnettet, enn i normalår-scenariet. Lageret på 20 GWh erstatter 10 GWh med elektrisitetsforbruk, og bidrar til å ta ned topplasten til 1732 MW, tilsvarende en reduksjon på 9 prosent (fig. 5.8). Dette gir en gevinst på rundt 13 millioner kroner. Lageret med 50 GWh kapasitet erstatter 25 GWh med elektrisitet, men gjør kun en marginalt bedre jobb med å redusere topplasten, med en ny maksimumslast på 1709 MW. Gevinsten av lageret er på 33 millioner. Lageret på 150 GWh erstatter hele 70 GWh med elektrisitetsforbruk og oppnår en gevinst på 82 millioner, men reduserer ikke topplasten mer enn lageret på 50 GWh. Dette skyldes at etterspørselen etter elektrisitet i fjernvarmesystemet er mindre i perioder med høyere belastning, som igjen skyldes at kraftprisene i disse tidsrommene er høye. Dermed disponeres store deler av lagerets energi til perioder hvor belastningen ikke er særlig høy. At gevinsten er høyere for alle lagrene i kaldt år scenariet, enn i normalår, skyldes høyere kraftpriser (tab. 5.2).

Tabell 5.2: Resultater for optimering av energilager med en teknisk driftsstrategi i normalår (*N*) og kaldt år (*K*).

	T_N_L1	T_N_L2	T_N_L3	T_K_L1	T_K_L2	T_K_L3
Bruk av lager (GWh)	90	30	12	83	30	12
Høyeste effekt (MW)	315	315	176	315	245	176
Topplast, u. lager (MW)	1 936	1 936	1 936	1 908	1 908	1 908
Topplast, m. lager (MW)	1656	1689	1760	1709	1709	1732
Endring, topplast (%)	-14	-13	-9	-10	-10	-9
Snittlast, u. lager (MW)	1 556	1 556	1 556	1 533	1 533	1 533
Snittlast, m. lager (MW)	1 395	1 499	1 532	1 399	1 483	1 514
Endring, snittlast (%)	-10	-4	-2	-9	-3	-1
El. erstattet (MWh)	81 114	28 757	11 965	67 913	25 344	9 833
Gevinst (1000 NOK)	76 908	29 024	11 343	82 465	33 314	12 527

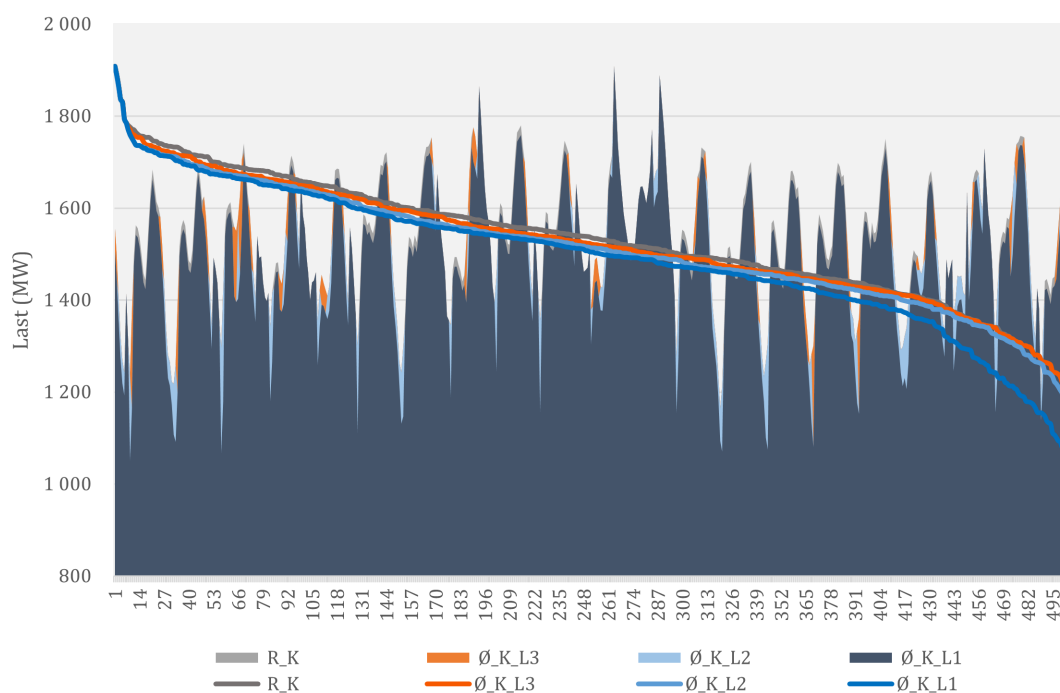
5.2.3 Økonomisk optimering av energilager

Med den økonomiske driftsstrategien kan sesonglageret, i motsetning til i den tekniske strategien, erstatte alle kjelekapasiteter, uavhengig av brensel (kap. 3.2.2). Dette gir utslag i hvor mye lageret reduserer de elektriske lastene fra fjernvarme. I *normalår*-scenariet, har energilageret ingen betydelig effekt på lasten i kraftnettet. Med 150 GWh kapasitet (L1), erstatter det største lageret kun 26 GWh med elektrisitet. Dette fører til at den gjennomsnittlige belastningen på kraftsystemet reduseres fra 1556 til 1503 MW, tilsvarende en nedgang på 3 prosent (fig. 5.9). Høyeste last tas ned fra 1936 til 1906 MW, som gir en reduksjon på 2 prosent. At lageret ikke har en større effekt på forbruket av elektrisitet og belastningen på kraftnettet, skyldes at lageret også erstatter store mengder gass, biodiesel og -olje. Dette fordi disse kapasitetene ofte er dyrere å drifte enn de elektriske kjelene og varmpumpene. Av samme grunn erstattes nesten ingen elektrisitet av lagrene på 50 (L2) og 20 GWh (L3), og disse lagrene har derfor ingen nevneverdig virkning på kraftnettet.



Figur 5.9: Normalår: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med økonomisk driftsstrategi.

I kaldt år-scenariet klarer ikke lageret, uavhengig av størrelse, å ta ned kraftsystemets topplast. Det største lageret med 150 GWh kapasitet reduserer store mengder med bioolje og -diesel, men erstatter kun 19 GWh med elektrisitet (tab. 5.3). Lageret bidrar heller ikke til å redusere den høyeste lasten. Det reduserer derimot den gjennomsnittlige belastningen marginalt med en nedgang fra 1533 til 1515 MW, tilsvarende en reduksjon på 3 prosent (fig. 5.10). Lageret med 50 GWh kapasitet klarer heller ikke å redusere den høyeste lasten, og tar ned den gjennomsnittlige kun til 1515 MW, tilsvarende en reduksjon på 1 prosent. Også det minste lageret reduserer den gjennomsnittlige lasten med 1 prosent, ned til 1525 MW, men har heller ingen virkning på den høyeste lasten.



Figur 5.10: Kaldt år: Last- og varighetskurve (MW) før og etter bruk av sesonglager med økonomisk driftsstrategi.

Med den økonomiske driftsstrategien er lagrene mer lønnsomme enn med den tekniske driftsstrategien. For *normalår*-scenariet gir lageret på 150 GWh i den økonomiske strategien en besparelse på 91 millioner kroner, mens den tekniske kun gir en besparelse på 77 millioner (tab. 5.3). Lagrene på 50 og 20 GWh gir med den økonomiske strategien besparelser på henholdsvis 36 og 15 millioner, mot 29 og 12 millioner med den tekniske strategien. I det kalde året er også forskjellene betydelige, med besparelser på 96 millioner for det største lageret med en økonomisk strategi, mot 82 millioner for tilsvarende lager med en teknisk strategi. Med den økonomisk driftsstrategien gir lagrene på 50 og 20 GWh besparelser på henholdsvis 37 og 16 millioner, mot 33 og 13 millioner med den tekniske strategien (tab. 5.3).

Tabell 5.3: Resultater for optimering av energilager med en økonomisk driftsstrategi.

	Ø_N_L1	Ø_N_L2	Ø_N_L3	Ø_K_L1	Ø_K_L2	Ø_K_L3
Bruk av lager (GWh)	90	30	12	90	30	12
Høyeste effekt (MW)	402	342	138	374	270	189
Høyeste last, u. lager (MW)	1 936	1 936	1 936	1 908	1 908	1 908
Høyeste last, m. lager (MW)	1906	1936	1936	1908	1908	1908
Endring, høyeste last (%)	-2	0	0	0	0	0
Gj.snittslast, u. lager (MW)	1 556	1 556	1 556	1 533	1 533	1 533
Gj.snittslast, m. lager (MW)	1 503	1 552	1 553	1 495	1 515	1 525
Endring, gj.snittslast (%)	-3	0	0	-3	-1	-1
Brensler erstattet (MWh)						
<i>El.</i>	26 736	2 109	1 766	19 362	9 119	4 344
<i>Pellets</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Gass</i>	11 645	-	-	-	-	-
<i>B.olje</i>	23 728	-	-	49 757	-	-
<i>D.diesel</i>	27 891	27 891	10 234	20 881	20 881	7 656
Gevinst (1000 NOK)	90 536	36 343	15 141	95 294	36 690	15 742

5.3 Følsomhetsanalyser

I denne delen av oppgaven presenter vi følsomhetsanalyser av resultatene for energilageret og belastningen på kraftnettet. I disse analysene har vi studert hvordan lastreduksjon og de økonomiske gevinstene av et varmelager endrer seg i takt med sentrale forutsetninger (kap. 3.3). Først presenterer vi resultater fra endringer i forutsetningene for prisforholdet mellom kraftpriser og andre brensler. Deretter undersøker vi konsekvensen av å begrense lagerets effekt. Alle følsomhetsanalyser er gjennomført innenfor den samme treukersperioden som tidligere er studert, og dekker kun mellomalternativet for lagerstørrelse, dvs. lager med kapasitet på 50 GWh.

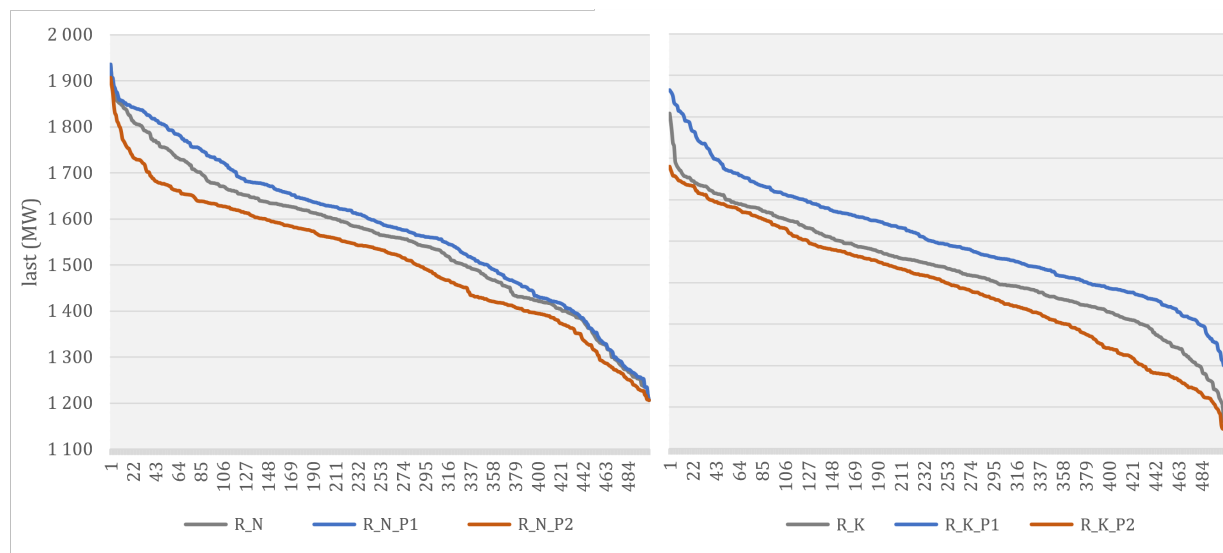
5.3.1 Prisnivå og produksjonssammensetning

Prisnivåene for kraft og andre brensler, og forholdet mellom disse, har innvirkning på fjernvarmeproduksjonen. I denne delen av følsomhetsanalysene ser vi på hvordan lageret responderer på at prisen for brensler endrer seg. Det er definert to kostnadsalternativer, hvor brenselsprisen 1) øker med 25 prosent (P1) og 2) faller med 25 prosent (P2) (kap. 3.3). Fordi endringer i kraft- og brenselspriser innebærer endringer i produksjonssammensetninger i fjernvarme, som igjen påvirker lasten i kraftnettet, benyttes ulike referanselaster fra hovedalternativene (kap. 5.2.2 og 5.2.3).

Endringer i referanselasten

En nedgang og oppgang i brenselspriser fører til at referanselasten i kraftsystemet henholdsvis stiger og synker i forhold til lasten i et år med basispriser. I det normale året

er topplasten med basispriser på 1936 MW (fig. 5.11). Med en prisoppgang (P1) forblir topplasten lik, mens en nedgang (P2) medfører at nivået reduseres til 1907 MW. Den gjennomsnittlige belastningen endrer seg fra 1556 MW, til henholdsvis 1581 og 1512 MW. I det kalde året endrer topplasten seg fra 1908 MW, til henholdsvis 1964 og 1779 MW. Den gjennomsnittlige lasten endrer seg fra 1553 MW, til 1605 og 1489 MW.

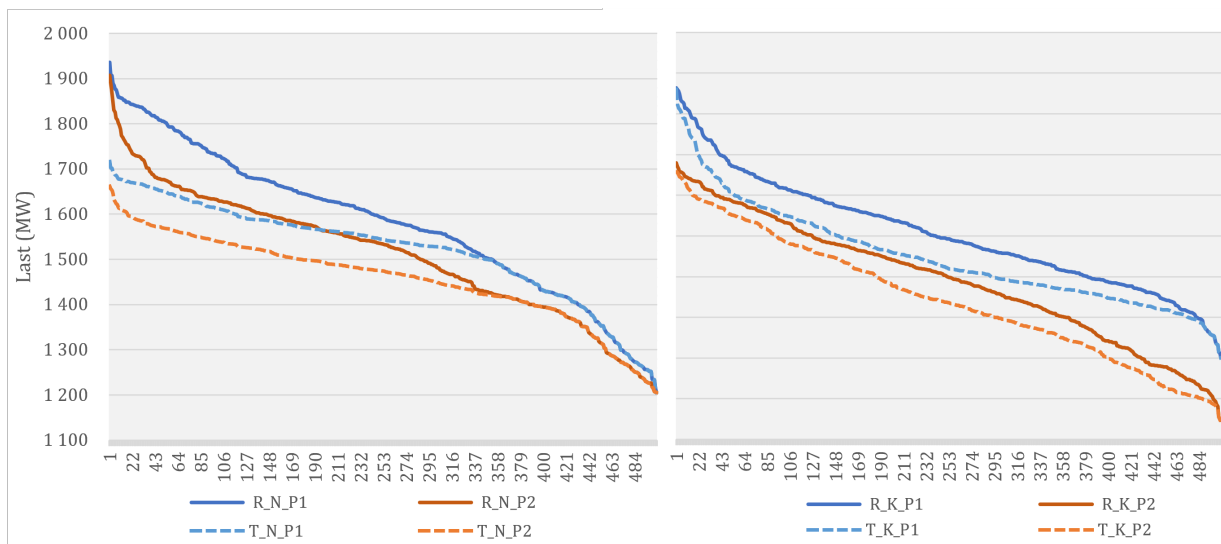


Figur 5.11: Varighetskurve for treukersperiode, før og etter justert prisnivå, uten bruk av energilager.

Teknisk driftsstrategi

Med en teknisk driftsstrategi, blir topplasten i kraftsystemet redusert desidert mest i det normale året. I dette året blir topplasten tatt ned fra fra 1936 MW med økte brenselpriser (P1) og 1907 MW med reduserte priser (P2), til henholdsvis 1717 og 1661 MW (fig. 5.12). Dette tilsvarer en nedgang på 11 og 13 prosent. Den gjennomsnittlige belastningen reduseres fra 1581 og 1512 MW, til henholdsvis 1522 og 1458 MW, som tilsier en reduksjon på 4 prosent. Gevinsten av lagrene er da på 30 og 29 millioner.

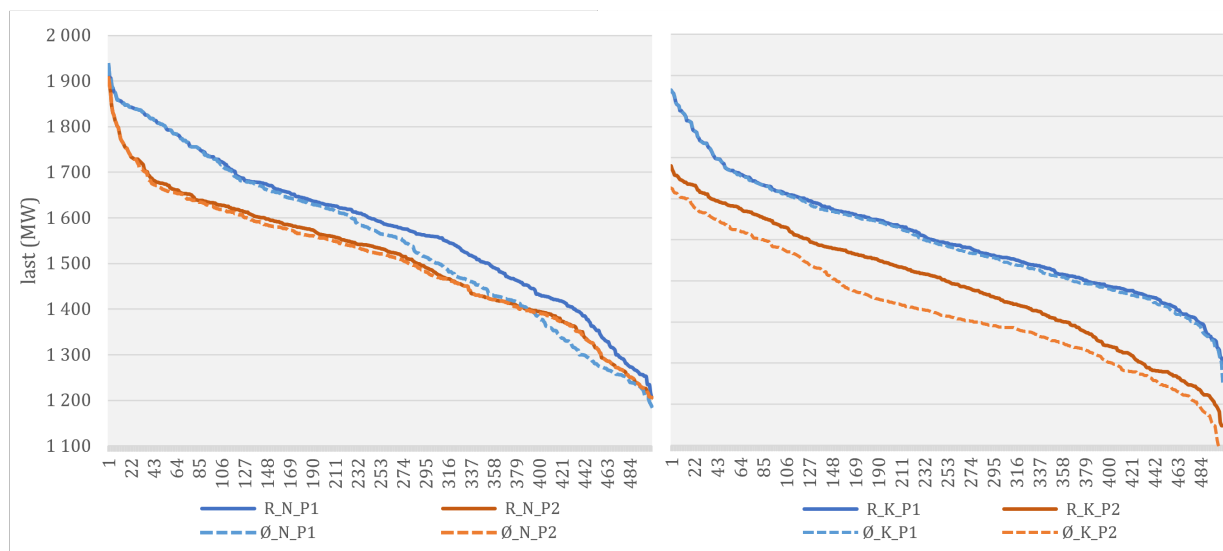
I det kalde året reduseres topplasten i tilsvarende scenarier, med økte og reduserte brenselpriser, fra 1964 og 1779 MW til henholdsvis 1960 og 1757 MW (fig. 5.12). Dette en reduksjon på 0 og 1 prosent. Den gjennomsnittlige belastningen blir redusert, og faller til 1549 og 1443 MW, fra henholdsvis 1605 og 1489. Dette tilsvarer en reduksjon på 3 prosent. I det kalde året blir gevinsten av lagrene på henholdsvis 34 og 31 millioner, for scenariet med økte og reduserte brenselpriser.



Figur 5.12: Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en teknisk driftsstrategi, etter prisnivå, med en lagringskapasitet på 50 GWh.

Økonomisk driftsstrategi

Med endrede brenselpriser og med en økonomisk driftsstrategi, blir lasten i kraftsystemet kun marginalt ulikt som følge av energilageret. I det normale året forblir topplasten på henholdsvis 1936 og 1907 MW med økte (P1) og reduserte (P2) priser, mens den gjennomsnittlige lasten reduseres fra 1581 til 1552 MW, og fra 1512 til 1506 MW (fig. 5.13). Dette tilsvarer en nedgang på 2 og 0 prosent i gjennomsnittslast. Gevinsten av lageret blir på henholdsvis 41 og 30 millioner kr.



Figur 5.13: Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en økonomisk driftsstrategi, etter prisnivå, med en lagringskapasitet på 50 GWh.

I det kalde året er det kun reduserte brenselpriser som gir særlig utslag. Da reduseres den høyeste lasten fra 1779 til 1725 MW, tilsvarende en nedgang på 3 prosent. Med økte brenselpriser forblir topplasten på 1964 MW. Gjennomsnittslasten reduseres med økte

brenselpriser fra 1512 til 1506 MW, som er under 1 prosent, mens med lavere brenselpriser så endres den fra 1489 til 1429 MW, eller 4 prosent. Gevinsten av lageret blir på henholdsvis 43 og 45 millioner kr.

5.3.2 Lagerets effektkapasitet

I våre hovedscenarier har vi tillatt optimeringsmodellene å operere lageret med ubegrenset effektkapasitet. Konsekvensen av dette er at modellene har mulighet til å benytte seg av store mengder energi over kort tid. Dette har vi sett skjer i perioder hvor dette er særlig lønnsomt (økonomisk strategi), eller hvor det er svært høy belastning på kraftsystemet (teknisk strategi). Fordi vi i denne oppgaven jobber med teoretiske størrelser, har vi ikke studert hvor stor effekt et lager faktisk vil kunne ha. Det virker imidlertid urimelig at et lager i Oslo vil ha så stor effekt at det til enhver tid kan erstatte omtrent all spisslast. Her presenterer vi derfor resultatene fra simuleringer hvor vi har satt begrensinger for lagerets effekt på 150, 50 og 20 MW. Som for følsomhetsanalysene for prisnivåer er simuleringene kun gjennomført for et lager på 50 GWh. Ulikt fra de første følsomhetsanalysene, benytter vi oss av de samme referanselastene som for hovedresultatene (kap. 5.2.2 og 5.2.3).

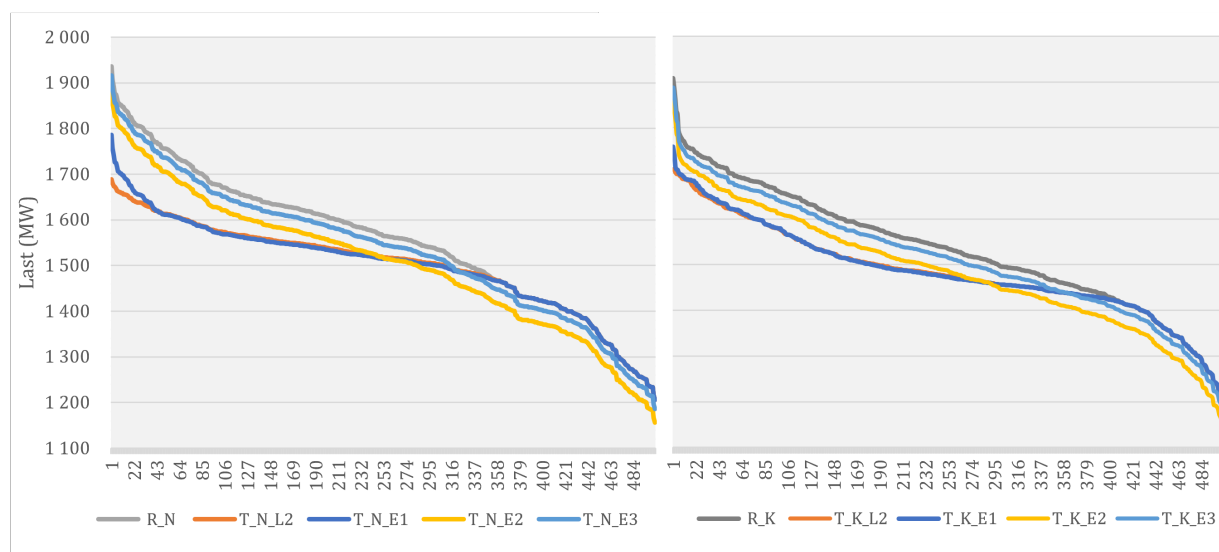
Teknisk driftsstrategi

Med den tekniske driftsstrategien, så evner fortsatt lageret å redusere belastningen i kraftsystemet når effekten begrenses (fig. 5.14). Evnen er imidlertid sterkt svekket, og reduksjonene er langt mindre enn når lageret kan operere uten effektskranker. I det normale året reduseres høyeste last til henholdsvis 1786, 1886 og 1916 MW med effektskranker på 150, 50 og 20 MW. Dette tilsvarer en reduksjon på 8, 3 og 1 prosent, sett opp mot topplasten uten et lager som er på 1936 MW. Til sammenligning ble topplasten redusert med 13 prosent når lageret på 50 GWh opererte uten en effektskranke. Med 30 GWh tilgjengelig energi etter tap, klarer kun lageret med 150 MW effekt å tømme seg. Lagrene med skranke på 50 og 20 MW får kun brukt opp henholdsvis 25 og 10 GWh av energien.

For det kalde året reduserer lageret med skranke på 150, 50 og 20 MW topplasten med samme prosentandel som i det normale året, med reduksjonen på henholdsvis 8, 3 og 1 prosent. Dette gir en topplast på 1758, 1858 og 1888 MW, mot 1908 MW uten lager. Med et lager uten effektskranke, var reduksjonen på 10 prosent, ned til 1758 MW. Som for det normale året, utnytter lagrene med størst til minst effekt henholdsvis 30, 25 og 10 GWh.

I tillegg til evne til å redusere topplast, påvirker også effektskranker for lagrene hvor lønnsomme lagrene blir. I et normalår, og med en effektskranke på 150 MW, øker gevinsten av lageret med rundt 300.000 kr i forhold til det ubegrensede lageret, til 29,3 millioner kr. Oppgangen er marginal og skyldes at topplast og kraftpriser ikke er fullt ut korrelert, og at det derfor er en økonomisk gevinst i at lageret må bruke energien ved andre tidspunkter enn når lasten er på sitt absolutt høyeste. Med skranke på 50 og 20 MW reduseres gevinsten med henholdsvis 5 og 19 millioner, ned til 24 og 10 millioner kr. Dette skyldes at lagrene

ikke tømmes, og at mindre energi derfor blir erstattet. Det samme gjelder for lagrene i det kalde året, hvor effektskranker på 50 og 20 MW reduserer gevinsten med 6 og 14 millioner, ned til 31 og 13 millioner kr. Også med den største effektsranken reduseres lagerets inntekter, da med 4 millioner, med en ny gevinst på 33 millioner kroner.

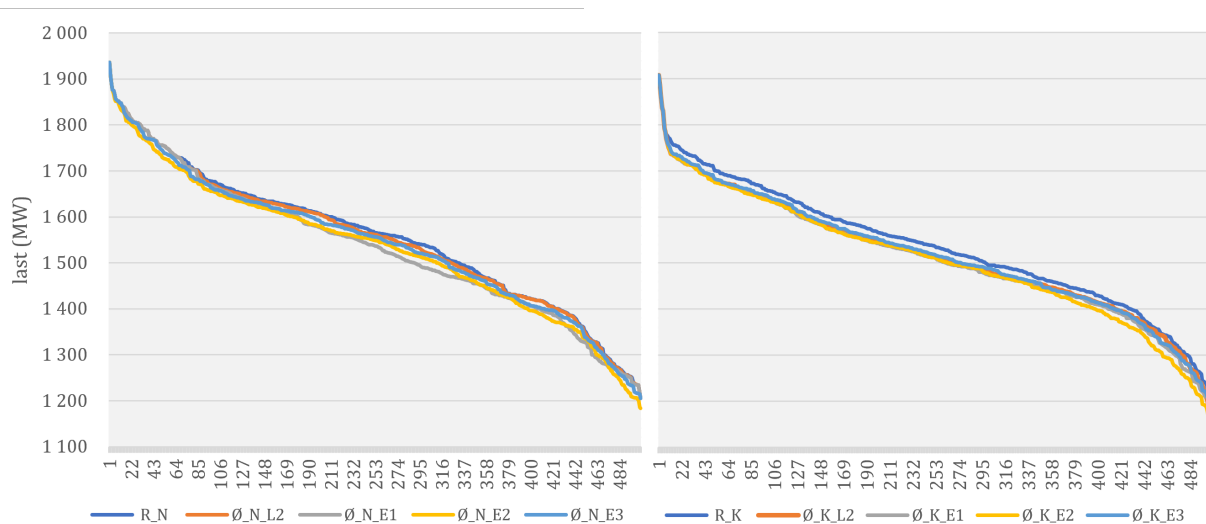


Figur 5.14: Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en teknisk driftsstrategi, etter lagerets effekt, med en lagringskapasitet på 50 GWh.

Økonomisk driftsstrategi

For lageret som opereres med en økonomisk driftsstrategi, så øker effektskrankene innvirkningen lageret har på lasten i kraftsystemet. Uten en effektsranke hadde lageret på 50 GWh kun en svært begrenset innvirkning på lasten, både i det normale- og det kalde væråret. Dette skyldtes at energien stort sett gikk til å erstatte biodiesel, og at de elektriske kjelene sjeldent ble prioritert fra et kostnadsperspektiv. Når lageret begrenses slik at det ikke kan levere like mye energi over tid, klarer det ikke lengre å erstatte like mye biodiesel til enhver tid. Dermed blir det noe mer energi til overs for å erstatte elektrisitet i de periodene hvor elektrisitetsprisen er høy.

Til tross for at effektskrankene er positive for lageret og dets påvirkning på kraftsystemet, så klarer lageret likevel ikke å redusere lasten i de timer med høyest pågang. Høyeste last i det normale- og kalde væråret er og forblir på henholdsvis 1908 og 1936 MW (fig. 5.15). Lageret klarer imidlertid å ta ned den gjennomsnittlige belastningen med inntil 1 prosent i det normale året og 2 prosent i det kalde året, mot 0 og 1 prosent uten effektskranker. I begge årene er det høyest reduksjon når skranken er på 150 MW, med en avtagende nedgang ved lavere effektnivåer.



Figur 5.15: Varighetskurve for treukersperiode, før og etter bruk av termisk energilager med en økonomisk driftsstrategi, etter lagerets effekt, med en lagringskapasitet på 50 GWh.

Som for lageret med den tekniske driftsstrategien, så påvirkes den økonomiske gevinsten av lageret med en økonomisk driftsstrategi negativt av effektskrankene. I det normale året reduseres gevinstene av lager med skranker på 150, 50 og 20 MW, fra 36 millioner kr, til henholdsvis 33, 24 og 10 millioner. I det kalde året går gevinsten av tilsvarende lager ned fra 37 millioner til 36, 29 og 13 millioner.

6 Diskusjon

Denne oppgavens formål har vært å bygge et studere hvilken innvirkning et fjernvarmesystem har på kraftnettet og hvordan et sesonglager kan benyttes for å redusere kraftnettets last. For å finne ut av dette, ble tre forskningsspørsmål formulert. Det første av disse var å identifisere hvor stort lastbidraget fjernvarme har på kraftnettet. Neste spørsmål var hvor mye av belastningen fra fjernvarme kunne reduseres ved bruk av et sesonglager, i henhold til to mulige driftsstrategier. Til sist ønsket vi å finne ut hvor store økonomiske gevinster lageret ville kunne produsere, i henhold til de samme driftsstrategiene. I det påfølgende kapitlet ser vi nærmere på disse spørsmålene, i lys av resultatene tidligere presentert.

6.1 Resultatenes betydning

Studien viser at uten tariffer for utkoblbart forbruk, vil fjernvarmesystem kunne ha et betydelig lastbidrag på kraftnettet

Denne studien har vist at fjernvarmesystemet studert har et høyt forbruk av elektrisitet, og vil kunne bidra til høye laster i kraftnettet i Oslo. Varmepumpene i systemet vil ha et nærmest konstant forbruk av elektrisitet siden de er en av de rimeligste kapasitetene å drifte etter avfallsforbrenning. Samtidig har disse et relativt beskjedent bidrag på kraftnettet, fordi de trenger lite elektrisitet på grunn høye effektfaktorer, og siden den samlede varmekapasiteten er relativt liten. De elektriske kjelene derimot, har en langt større samlet kapasitet og et desto høyere elektrisitetsforbruk. Samtidig er bruken av disse kjelene langt mer variabel enn for varmpumpene. Kjelen kobles inn og ut, avhengig av kraftprisen til enhver tid. Likevel viste resultatene at de ble brukt relativt ofte, også i de studerte kuldeperiodene, og særlig i scenarier hvor prisen for alternative brensler er høy. Dette skyldes at etterspørselen etter varme i perioder er høyere enn hva de rimeligste kapasitetene kan levere, og at kraftprisen ofte tilsier at kostnaden for å supplere varmeproduksjon er lavere ved bruk av de elektriske kjelene enn for alternative spisslastkapasiteter. Følgelig bidrar fjernvarmesystemet i perioder med betydelige mengder last på kraftsystemet, og med inntil 14 prosent av de høyeste lastene i en kuldeperiode.

Dersom tariffer for utkoblbart forbruk forsvinner, vil fjernvarmesystemet kunne presse kapasiteten i kraftnettet. Disse tariffene tilbys i dag av nettselskapene til kunder med et høyt effektbehov, slik at nettselskapene kan frigi kapasitet på kraftnettet i perioder med høye laster. Til gjengjeld får forbrukeren redusert nettleie, og begge parter nyter derfor godt av denne ordningen. Dersom nettselskapene imidlertid slutter å tilby disse tariffene, fordi kostnaden ved redusert nettleie blir for høy, vil forbrukere ikke lenger ha et incentiv for å bidra til fleksibilitet. Fjernvarmesystemer, som vi har sett har et høyt forbruk av elektrisitet, vil da kunne utgjøre en utfordring for nettkapasiteten. Dette problemet forsterkes av ytterligere forbruksøkninger av elektrisitet som følger av elektrifisering. Derfor er det viktig at alternative fleksibilitetsløsninger kommer på plass, dersom tariffer for utkoblbart

forbruk bortfaller.

Studien tyder på at et sesonglager kan være et nyttig fleksibilitetstiltak, men at flere faktorer spiller inn på hvor store lastreduksjoner det kan gi

Studien har studert et sesonglager som et alternativ til fleksibilitet, i lys av at tariffer for utkoblbart forbruk er under press. Hovedfunnet har vært at et lager tilknyttet fjernvarmenettet i stor grad kan redusere lastbidraget fra fjernvarme. Samtidig viser resultatene at de oppnådde reduksjonene avhenger av hvordan lageret driftes. Sesonglageret benyttes til å redusere varme som ellers ville blitt levert av de ulike produksjonskapasitetene i systemet, og har best evne til å redusere topplast når målet utelukkende er å frigi nettkapasitet og lageret kun erstatter de elektriske fjernvarmekapasitetene. Da klarer lageret å redusere nettbelastningen med inntil fjernvarmesystemet høyeste lastbidrag, eller 14 prosent. Resultatene viser imidlertid at evnen svekkes betraktelig når lageret driftes på en slik måte at det maksimerer inntektene. Dette fordi lageret da også velger å erstatte varmeproduksjon fra andre spisslastkapasiteter, som omtrent alltid er dyrere enn varmpumpene og ofte også dyrere enn de elektriske kjelene.

Utover hvordan lageret driftes, har resultatene av denne studien vist at også lagerets størrelse spiller inn på hvor mye det kan redusere lastbidraget fra fjernvarme med. Med større lagringskapasitet, viser alle simuleringer at evnen til å redusere lastbidrag styrkes. Den relative gevinsten av at lagerstørrelsen økes er imidlertid avtagende. Dette tyder på at det finnes en optimal lagerstørrelse dersom en antar at investeringskostnaden for lager følger størrelsen lineært. Derfor vil en avveining mellom nytte og kostnad sannsynligvis være viktig ved dimensjoneringen av et eventuelt sesonglager.

Følsomhetsanalyser av sesonglageret har vist at også effektkapasiteten er avgjørende for lagerets nytteverdi. Resultatene av disse viste at lagerets effektkapasitet behøver å være relativt stor for å oppnå de høyeste lastreduksjonene, og at lagerets evne til å redusere last blir lavere når effektkapasiteten reduseres. Samtidig viste resultatene at lastreduksjonen ikke falt lineært i takt med lavere effektbegrensinger, og at lageret selv med en svært lav kapasitet kunne redusere den høyeste lasten i kraftnettet. Som for lagerets størrelse, tyder dette funnet på at korrekt dimensjonering er avgjørende ved realiseringen av et sesonglager.

I følsomhetsanalysene undersøkte vi også konsekvensen av endringer i brenselpriser, og fant at denne gir et vesentlig utslag på lagerets potensiale. Vi undersøkte både en oppgang og nedgang i brenselpriser, men med en konstant kraftpris. I alle tilfeller viste simuleringene at lagerets potensiale ble høyere når brenselprisene økte, og motsatt at potensialet falt med lavere brenselpriser. Dette skyldes at høyere brenselpriser øker konkurransevnen til de elektriske kapasitetene, og fører til at mer elektrisitet blir benyttet til fjernvarmeproduksjon. Dermed bidrar fjernvarmesystemet med mer last i kraftnettet i tilfeller hvor det er høye brenselpriser, eller lave kraftpriser. I motsatt tilfelle, hvor brenselprisene er lave eller

kraftprisen høy, reduseres konkurranseevnen og lastbidraget. Dette tyder på at lastbidraget fra fjernvarmesystem og følgelig lagerets potensiale bør vurderes opp mot utviklingstrekk for energikostnader både på kort sikt, men også på lang sikt og innenfor lagerets levetid.

Et energilager kan brukes for å redusere lastbidraget til fjernvarme, men det mangler økonomiske incentiver for å bygge og drifte et lager til nettopp det formålet

Lagrene genererer inntekt i form av sparte utgifter til kraft og brensler. Som for lagerets potensiale til å redusere last, avhenger også inntektene av en rekke faktorer. Den økonomiske størrelsen på besparelsene avhenger av lagerets størrelse, av lagerets effektkapasitet og prisbildet for elektrisitet og ulike brensler. Generelt viser resultatene at stor lagerstørrelse og høy kapasitet gir høyere inntekter, da dette tillater at større mengder energiforbruk kan erstattes totalt sett og at mer energi kan erstattes i tidspunkter hvor kraftprisen er særlig høy. Samtidig viser resultatene at besparelsene også avhenger av hvordan lageret driftes. I nesten alle tilfeller er lageret mer lønnsomt når det kan benyttes til å redusere alle varmeleveranser, og ikke bare leveransene fra elektriske kapasiteter. Fra et bedriftsøkonomisk perspektiv, vil det alltid være logisk å velge løsningene som gir høyest inntekt, og med dette tyder resultatene på at det er mest fornuftig å disponere lageret som en fleksibel energikilde som kan erstatte enhver produksjonskapasitet. Å benytte lageret på denne måten er imidlertid mindre nyttig for kraftnettet.

Vi ser et problem i at den mest lønnsomme måten å drifte lageret på, er den som gir minst reduksjoner i lastbidraget fra fjernvarme. Vi har allerede diskutert hvordan sesonglageret gir størst lastreduksjoner når det overordnede målet er å redusere last, og at energien kun benyttes til å redusere produksjon fra elektriske kjeler og varmpumper. Samtidig viste resultatene at denne måten å drifte lageret på gir mindre inntekter, enn om lageret også kan erstatte andre brensler. Dermed tyder resultatene på at det behøves incentiver utover inntektene lageret generer, for at en fjernvarmeprodusent faktisk skal velge å investere i et sesonglager med lastreduksjoner som formål. Samtidig tror vi ikke dagens energisystem og nettleiemodeller gir det nødvendige incentivet.

Foruten om tariff for utkoblbart forbruk, gir dagens nettleiemodeller ikke incentiver for at fjernvarmeprodusenter skal ville investere og drifte et varmelager slik at det reduserer systemets lastbidrag. I dag betaler kraftforbrukere for et energiledd, fastledd og effektledd. Av disse er det kun effektleddet som er særlig aktuelt i forhold til fleksibilitet. Leddet avregnes fra det maksimale lastbidrag en enkelt kunde har innenfor en gitt måned. Leddet skiller dog ikke mellom lastbidrag innenfor en måned. Dermed gir effektleddet forbrukere kun et generelt incentiv til ikke å utvide sin effektkapasitet gjennom nye investering, og ikke et incentiv for å redusere lastbidraget i enkelte timer hvor det forekommer forbrukstopper og faktisk er behov for mer kapasitet i kraftnettet.

Det finnes en rekke virkemidler som kan gjøre det mer attraktivt å investere i et varme-

lager som gir et mer fleksibelt forbruk av elektrisitet i fjernvarme. Det er mange som får nytte av at lasten i kraftnettet reduseres. Nettselskaper kan som følger av reduksjonene utsette store nettinvesteringer, som også er til glede for forbrukere som da unngår økte nettleiekostnader. Derfor kan det også argumenteres for at investeringskostnaden for et sesonglager ikke bør bæres av fjernvarmeselskap alene. En eventuell investeringsstøtte kunne derfor tenkes å komme direkte fra nettselskapene, dersom dette ligger innenfor deres handlingsrom, eller gjennom energifondet ENOVA. Kostnadene ved et varmelager kan også fordeles gjennom et fleksibilitetsmarked, hvor fleksibiliteten bys inn som en tjeneste som så kan kjøpes av nettselskaper ved behov. Det har imidlertid ligget utenfor denne oppgavens formål å gjøre en vurdering av hvilke tiltak som er best egnet for å realisere sesonglager for fleksibilitetsformål.

6.2 Studiens begrensinger

For sesonglageret har vi kun studert en kort periode, og lagt til grunn at lageret kan erstatte alle kapasiteter som benytter elektrisitet

Denne studien har tatt utgangspunkt i at et sesonglager benyttes innenfor en kuldeperiode, og at det lades opp kun i sommerhalvåret. I virkeligheten vil et sesonglager kunne benyttes på en mer fleksibel måte. For det første er det sannsynlig at lageret ikke bare brukes i en enkelt periode, men at det disponeres slik at det kan brukes til enhver tid det er behov for å frigi kapasitet i kraftnettet. For det andre vil et sesonglager også kunne lades opp gjennom vinteren, for eksempel ved at man produserer overskuddsvarme med de elektriske kjelene i perioder med lave kraftpriser og lavt effektforbruk i kraftnettet.

I studien har vi også lagt til grunn at lageret kan erstatte varmeproduksjon fra både elektriske kjeler og varmepumper. Dette har vi gjort for å kartlegge det fulle potensialet lager har for å redusere elektrisitetsforbruket og lastbidraget fra fjernvarme. Samtidig har varmepumpene som er studert høye effektfaktorer, som innebærer at de leverer langt mer varme enn hva de forbruker av elektrisitet. Det kan derfor diskuteres om det er hensiktsmessig å bruke store mengder energi for å erstatte varmen disse leverer, da dette kun vil føre til at små mengder elektrisitet blir erstattet. Våre modeller har imidlertid tatt hensyn til effektfaktorene slik at kjelene alltid prioriteres, både når det gjelder lastreduksjon og lønnsomhet.

Studien har tatt utgangspunkt i at tariffer for utkoblbart forbruk forsvinner, men det er stor usikkerhet knyttet til hvor vidt dette vil være tilfellet

I denne oppgaven har vi valgt å vurdere hvordan et sesonglager kan benyttes til å redusere lastbidraget kun fra fjernvarme. I utgangspunktet er fjernvarmesystemer allerede en stor kilde til fleksibilitet, fordi de elektriske kjelene har et utkoblbart forbruk. Tariffen for utkoblbart forbruk er imidlertid under press, og vi har derfor ønsket å studere lastbidraget fjernvarmesystemer produserer uten hensyn til at forbruket kan kobles ut. Det er imidlertid usikkert om tariffene faktisk vil forsvinne, og at fjernvarmesystemene vil slutte å tilby fleksibilitet gjennom utkoblbart forbruk.inntektsrammene og muligheten nettselskaper har til å tilby en tariff for utkoblbart forbruk har sannsynligvis blitt svekket som følge av at Statnett har avvirket tariffen i sin nettleiemodell. Samtidig kan det tenkes at avtalene nettselskap har med forbrukere om utkoblbart forbruk gir en så stor fleksibilitet, at det økonomiske tapet nettselskap får av redusert nettleie er lavere enn alternativkostnaden ved å bygge ut kraftnettet. Dermed er det mulig at nettselskapene vil fortsette å tilby tariffer for utkoblbart forbruk, og da vil et sesonglager sannsynligvis være best nyttet på andre måter.

Dersom nettselskaper fortsetter å praktisere tariffer for utkoblbart forbruk, eller ved hjelp av tilsvarende virkemidler sørger for at fjernvarmesystemer kan kobles ut i perioder med høy last, vil sesonglager i fjernvarme fortsatt kunne ha en verdi. En forhåndsstudie av sesonglageret på Furuset undersøkte hvordan lageret kunne redusere last i kraftnettet ved at det erstattet elektrisk oppvarming i det enkelte bygg, og konkluderte med at dette ville kunne gi store lastreduksjoner (kap. 2). Dersom fjernvarmesystemet fortsetter å levere fleksibilitet gjennom utkobling av elektriske produksjonskapasiteter, vil det da fortsette kunne være gunstig å bygge ut et større sesonglager, gitt at flere nye bygg kobles på fjernvarmenettet og at varmeleveransen fra lageret erstatter elektrisk oppvarming. Lastreduksjonene ved å gjøre dette har imidlertid ikke blitt undersøkt videre i denne studien, fordi dette potensialet til dels allerede er studert.

Studien har sett bort fra noen av de tekniske utfordringene som kan gjøre seg gjeldene ved utbyggingen av et sesonglager

I denne oppgaven er det flere tekniske hensyn rundt utbygging av et sesonglager som ikke er tatt med i analysen. Energilagring med borehull krever at arealer disponeres til dette formålet, og det vil være gunstig å bygge energibrønner så store som mulig for å utnytte at den termiske effektiviteten øker med størrelsen på lageret. Samtidig vil da lager kunne havne i konflikt med andre arealkrevende planer. Følgelig vil det sannsynligvis være nødvendig å bygge ut flere mindre energibrønner slik som lageret på Furuset (kap. 2). For å gi størst mulig fleksibilitet i kraftnettet bør energibrønnene da fortrinnsvis bygges ut

i områder der fjernvarmen kan kobles opp til bygg som ellers ville brukt elektrisitet til oppvarming.

Utover arealbehovet for energibrønner, er en teknisk utfordring knyttet til den modeller-te lagringsteknologien at varmen kun kan leveres på et lavtemperatur-nett. Majoriteten av det eksisterende fjernvarmenettet opereres imidlertid på høye temperatur. Derfor kan ikke energien fra lageret leveres direkte ut på fjernvarmenettet uten at nettet først oppgraderes. I denne studien har vi imidlertid sett bort i fra denne begrensingen, fordi vi har antatt at lavtemperaturnett vil kunne være en aktuell løsning når nye bygg i fremtiden kobles på nettet, og at lavtemperaturnettet derfor kan komme til å utvides fra dagens omfang.

Utover de tekniske begrensingene nevnt ovenfor, har vi ikke gjort en detaljert studie av det fysiske kraftnettet. Vi har målt kraftimport som antas å supplere lokalnettet gjennom transmisjon- og distribusjonsnettet, men vi har ikke fokusert på enkeltområder og knutepunkter i nettet. I virkeligheten vil kraftflyten kunne belaste ulike deler av nettet ulikt, avhengig av hvor kraften skal distribueres. Samtidig vil noen deler av nettet kunne ha kapasitetsbegrensinger, og andre deler ikke. Det er heller ikke kartlagt hvilke deler av kraftnettet fjernvarmesystemet henter sin kraft fra, og følgelig hvilke deler av kraftnettet som det vil kunne frigis kapasitet fra ved bruk av et sesonglager.

Enkelte feilkilder kan ha gitt utslag på resultatene for sesonglageret

I forbindelse med ferdigstilling av oppgaven har to feilkilder blitt oppdaget. Den første av disse ligger i fjernvarmemodellen. Her har en ligning blitt oppført med en feil i koden, som har ført til at bruken av elektriske kjeler i perioder har oversteget den kapasiteten disse kjelene har. I enkelte timer har vi registrert at kjelen har produsert i overkant av 250 MW, mens den samlede kapasiteten er på kun 237 MW. I praksis innebærer dette at optimeringsmodellene, som benytter dataene fra fjernvarmemodellen, kan ha overestimert lagerets potensiale for lastreduksjoner. Overskridelsene er imidlertid små, og vi vurderer det slik at eventuelle utslag i resultatene som følger av denne feilen vil være marginale.

En annen feilkilde som ble oppdaget, kom fra arbeidet med å framskrive energisystemet. I framskrivningene for elektrisitetsbehovet i kollektivtransporten ble det gjort en feil i beregningene, hvor verdiene for forbruk i t-baner og trikker er byttet om når disse ble multiplisert med trafikkomfanget. Følgelig er verdiene presentert i kapittel 4.2.2 om kollektivtransport feil, med et forbruk som ligger omtrent 150 GWh over de korrigerede verdiene. Dette medfører at elektrisitetsbehovet og lasten som kalkuleres i som EnergyPLAN er noe høyere enn hva de burde vært. Feilen antas imidlertid å kun ha liten påvirkning for resultatene, da den overestimerte energimengden fordeles jevnt over hele analyseåret.

6.3 Forslag til videre studier

Denne studien har vist at fjernvarmesystemet i Oslo vil kunne ha et betydelig bidrag på kraftnettet, og at dette vil være problematisk dersom lastbidraget ikke lenger kan kobles ut. Vi har også vist at et sesonglager kan redusere dette bidraget, og være en ny kilde til fleksibilitet. Samtidig viser studien at det er tekniske og økonomiske utfordringer rundt å realisere et sesonglager som har til formål å gi fleksibilitet. Vi mener derfor at videre studier bør fokusere på følgende områder:

- Virkemidler for å realisere sesonglager i fjernvarme, herunder fleksibilitetsmarkeder, investeringsstøtte, og tariffing (m.m.)
- Det tekniske utbyggingspotensialet og tilgjengelige areal for utbygging av sesonglager og lavtemperaturnett

7 Konklusjon

Denne studien har vist at sesonglager tilknyttet fjernvarme kan ha et stort potensiale for å redusere belastningen i kraftnettet i Oslo, men at potensialet avhenger av en rekke faktorer.

Resultatene av modellsimuleringer viser at den analyserte fjernvarmevirksomheten vil kunne benytte seg av store mengder elektrisitet til kjeler og varmpumper for å levere varme, men at bruken av disse varierer avhengig av den rådende kraftprisen. Likevel står lastbidraget fra virksomheten for inntil 14 prosent av den totale lasten i kraftnettet i en kuldeperiode i et normalt værår. Resultatene viser også at selv om varmebehovet i et kaldt år er høyere enn i et normalt år, kan påfølgende høye kraftpriser føre til at de elektriske fjernvarmekapasitetene blir mindre benyttet, og lastbidraget fra fjernvarme blir da mindre.

Studien har også vist at et sesonglager kan redusere lastbidraget fra fjernvarme betraktelig. Lagerets evne til å redusere last er imidlertid svært avhengig av hvilken driftsstrategi som følges. Med en strategi der lageret kun erstatter produksjon fra elektriske kjeler og varmpumper, finner vi at lasten kan reduseres med inntil 14 prosent. Når lageret driftes med en økonomisk strategi, som maksimerer fjernvarmeprodusentens inntekter og kan erstatte varme også fra andre produksjonskapasiteter, faller lastreduksjonen til 3 prosent. Samtidig har resultatene vist at lastreduksjonene også avhenger av lagerets effektkapasitet, og prisbildet for alternative brensler.

Utover lagerets evne til å redusere last, viser studien at den strategien som maksimerer lagerets inntekt, er mer lønnsom enn den strategien som gir mer fleksibilitet i kraftnettet. Dette tyder på at et sesonglager uten ytterligere incentiver, ikke vil kunne gi den fleksibiliteten som lageret har potensiale for. Det anbefales derfor at videre studier fokuserer på hvilke virkemidler som kan gi de incentivene som trengs for å realisere potensialet.

Samtidig som at et sesonglager har et stort potensial for å gi fleksibilitet i kraftnettet, er det uvisst hvor store mengder lager som kan bygges ut. Studien har tatt utgangspunkt i en teknologi som vil beslaglegge areal, og som i tillegg avhenger av et lavtemperaturnett. Det har imidlertid ligget utenfor denne oppgavens formål å utrede hvilke og hvor store arealer som faktisk kan disponeres til å bygge ut sesonglager, og hvor utbredt lavtemperaturnettet er. Dette er noe vi mener videre studier bør belyse.

Referanser

- Bråten, J. (udatert). *Fremtiden er nokså elektrisk* [Under utgivelse, med planlagt publisering juni 2022]
Prosjektrapport for Systemsmart energibruk.
- Danish Energy Agency. (2018, 22. mars). *Technology Data for Generation of Electricity and District Heating*. Hentet 8. mai 2022, fra <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>
- Elvia. (udatert-a). *Smarte varmtvannsberedere vil redusere ressursbruken*. Hentet 10. april 2022, fra <https://www.elvia.no/drift-og-vedlikehold/utbygginger-og-prosjekter/smarte-varmtvannsberedere-vil-reducere-ressursbruken/>
- Elvia. (udatert-b). *Tariff for utkoblbart/fleksibelt forbruk*. Hentet 10. mars 2022, fra <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/tariff-for-utkoblbartfleksibelt-forbruk/>
- Elvia. (udatert-c). *Vi skal styrke strømforsyningen sør i Oslo*. Hentet 12. februar 2022, fra <https://www.elvia.no/drift-og-vedlikehold/utbygginger-og-prosjekter/vi-skal-styrke-stromforsyningen-sor-i-oslo-liasen/>
- Elvia. (2020). *Oslo, Akershus og Østfold - Kraftsystemutredning 2020-2040 - Hovedrapport*. Hentet 30. mars 2022, fra https://downloads.ctfassets.net/jbub5thfds15/5XeLKdqFWOM9y6MD11CSdb/20c0739f5774ddb7a2f27ab5c55171b2/Hovedrapport_OV_2020-2040.pdf
- Elvia. (2022, 8. mai). *Hva bruker mest strøm?* Hentet 15. februar 2022, fra <https://www.elvia.no/nettleie/alt-du-ma-vite-om-ny-nettleie-for-2022/hva-bruker-mest-strom/>
- Enescu, D., Chicco, G., Porumb, R. & Seritan, G. (2020). Thermal Energy Storage for Grid Applications: Current Status and Emerging Trends. *Energies*. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/2/340>
- Enova. (udatert). *Mikroenergisystem på Furuset — Støttet prosjekt*. Hentet 25. januar 2022, fra <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/mikroenergisystem-pa-furuset/>
- EV Database. (udatert). *Compare electric vehicles*. <https://ev-database.org/>
- Figenbaum, E. & Kolbenstvedt, M. (2016). *Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users*. Transportøkonomisk institutt. <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=43161>
- Fortum. (udatert-a). *Fjernvarmesentraler i Oslo*. Hentet 10. februar 2022, fra [https://www.fortum.no/bedrift-og-borettslag/fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarmenettet-i-oslo/fjernvarmesentraler-i-oslo](https://www.fortum.no/bedrift-og-borettslag/fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarmenettet-i-oslo/fjernvarmesentraler-i-oslo)

- Fortum. (udatert-b). *Slik fungerer fjernvarme*. [https://www.fortum.no/bedrift-og-borettslag/fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/slik-fungerer-fjernvarme](https://www.fortum.no/bedrift-og-borettslag/fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/om-fjernvarme/slik-fungerer-fjernvarme)
- Fortum Oslo Varme. (2019, 10. desember). Data til bruk i sertifisering etter BREEAM-NOR versjon 1.2 for fjernvarmekunder av Fortum Oslo Varme. https://www.fortum.no/sites/default/files/documents/breem_fortum_oslo_varme_10_des_2019_002_.pdf
- Fridstrøm, L. (2019). *Framskrivning av kjøretøyparken - i samsvar med nasjonalbudsjettet 2019*. Transportøkonomisk institutt. <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=50202>
- Gadd, H. & Werner, S. (2021). 21 - Thermal energy storage systems for district heating and cooling. I L. F. Cabeza (Red.), *Advances in Thermal Energy Storage Systems (Second Edition)* (s. 625–638). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819885-8.00021-8>
- Gratton, G. (2021, 30. desember). *Viewpoint: Biodiesel prices may have found a new floor* [Argus Media]. Hentet 8. april 2022, fra <https://www.argusmedia.com/en/news/2287780-viewpoint-biodiesel-prices-may-have-found-a-new-floor>
- Kauko, H., Wolfgang, O. & Pinel, D. (2021). *Sesonglagring av varme for lokale energisystem – Analyse av potensialet på Furuset*. SINTEF. https://fmezen.no/wp-content/uploads/2021/11/ZEN-Report-35_SESONGLAGRING-AV-VARME-FOR-LOKALE-ENERGISYSTEM-1.pdf
- Lislebø, O., Naper, L. R., Havskjold, M. & Bakken, E. (2011). *Nettplan Stor-Oslo: Alternativer til nettinvesteringer*. Hentet 14. mars 2022, fra <https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-ost/nettplan-stor-oslo/alternativer-til-nettinvesteringer-2011.pdf>
- Lovdata. (1986). *Lov om bygging og drift av fjernvarmeanlegg*. Hentet 10. mai 2022, fra <https://lovdata.no/dokument/LTI/lov/1986-04-18-10>
- Lund, H., Thellufsen, J. Z., Østergaard, P. A., Sorknæs, P., Skov, I. R. & Mathiesen, B. V. (2021). EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems. *Smart Energy*. Hentet 10. februar 2022, fra <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955221000071>
- Nord Pool. (udatert). *Historical Market Data*. Hentet 30. januar 2022, fra <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- Norsk Fjernvarme. (udatert). *Fortum Oslo Varme* [Fjernkontrollen]. <https://www.fjernkontrollen.no/oslo/>
- Norsk klimaservicesenter. (udatert). *Observasjoner og statistikk*. Hentet 30. januar 2022, fra <https://seklima.met.no/>
- NVE. (2016). *Analyse av energibruk i yrkesbygg*. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_24.pdf

- NVE. (2021a, 16. august). *Hammeren*. Hentet 1. mars 2022, fra <https://www.nve.no/om-nve/nves-utvalgte-kulturminner/kraftverk/hammeren/>
- NVE. (2021b). *Utkoblbart forbruk*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/utkoblbart-forbruk/>
- NVE. (2022, 3. mai). *Solkraft*. Hentet 1. mars 2022, fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/>
- Plötz, P., Moll, C., Bieker, G., Mock, P. & Li, Y. (2020). *Real-world usage of plug-in hybrid electric vehicles: Fuel consumption, electric driving, and CO2 emissions*. Fraunhofer ISI. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/PHEV-white-paper-sept2020-0.pdf>
- Ruter. (2020). *Videreføring EL-busser og Infrastruktur: Indre By og Oslo Vest*. <https://ruter.no/globalassets/kollektivanbud/moter/2020-11-18-dialogkonferanse-og-befaring-indre-by/videreforing-elbusser-og-infrastruktur.pdf?id=18060>
- Ruter. (2021). *Årsrapport 2020*. <https://aarsrapport2020.ruter.no/wp-content/uploads/sites/3/pdf/custom/ruter--aarsrapport-2020.pdf>
- Ruter. (2022, 7. januar). *Nå starter utrulling av 109 elbusser i Oslo sør*. Hentet 6. april 2022, fra <https://www.mynewsdesk.com/no/ruter/pressreleases/naa-starter-utrulling-av-109-elbusser-i-oslo-soer-3153905>
- SINTEF akademiske forlag, NTNU & SINTEF. (2019). *Energianalyse for bygningsmassen i Oslo - Scenarioanalyse av energibruk og klimagassutslipp 2009–2040*. <http://hdl.handle.net/11250/2593260>
- Skarphagen, H., Banks, D., Frengstad, B. S. & Gether, H. (2019). *Design Considerations for Borehole Thermal Energy Storage (BTES): A Review with Emphasis on Convective Heat Transfer* [Publisher: Hindawi]. Hentet 8. februar 2022, fra <https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2019/4961781/>
- SSB. (udatert-a). *Bilparken*. Hentet 5. februar 2022, fra <https://www.ssb.no/statbank/table/11823>
- SSB. (udatert-b). *Elektrisitet. Statistikkbanken*. Hentet 8. februar 2022, fra <https://www.ssb.no/statbank/list/elektrisitet>
- SSB. (udatert-c). *Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh), etter forbrukergruppe, statistikkvariabel, år og region. Statistikkbanken*. Hentet 14. februar 2022, fra <https://www.ssb.no/statbank/table/08312/>
- SSB. (2020, 3. juni). *Nasjonale befolkningsframskrivninger*. <https://www.ssb.no/befolkning/befolkningsframskrivninger/statistikk/nasjonale-befolkningsframskrivninger>
- SSB. (2021, 23. mars). *Kjørelengder*. <https://www.ssb.no/klreg/aar>
- Statnett. (2015). *Fremtidens nett i Stor-Oslo*. <https://www.statnett.no/globalassets/herer-vare-prosjekter/region-ost/nettplan-stor-oslo/fremtidens-nett-i-stor-oslo.pdf>
- Statnett. (2018). *Forbruksprognose Stor-Oslo*. Hentet 11. februar 2022, fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Forbruksprognose-Stor-Oslo>

- Statnett. (2020a). *Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2020-2050*. Hentet 16. februar 2022, fra https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf
- Statnett. (2020b, 18. juni). *Statnett planlegger å redusere nettleien for 2021*. Hentet 10. mars 2022, fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2020/statnett-planlegger-a-reducere-nettleien-for-2021/>
- Statnett. (2021). *Statnetts Kortsiktige Markedsanalyse 2021-2026*. Hentet 8. mars 2022, fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/>
- Østergaard, P. A. (2015). Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. *Applied Energy*. Hentet 10. februar 2022, fra <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915007199>

A Fjernvarmekapasiteter hos den analyserte fjernvarmevirksomheten

Varmesentral	Energikilde	Kapasitet (MW)
Klemetsrud	Avfall	121
	VP, røykgass	13
	Bio-olje	12
Haraldrud	Spillvarme	32
	Næringsavfall	30
	El	25
	Pellets	56
	LNG/bioolje	100
Skøyen	Varmepumpe	30
	El	12
Ulven	VP, datasenter	6
Hoff (spisslast)	Bioolje	90
	El	12
Ullevål	El	24
	Bioolje	27,5
Vika	Bioolje	43
	El	95
Rodeløkka	Bioolje	90
Holmlia	Bioolje	36
	El	20
Hasle	El	8
Økern	Bioolje	15
	El	8
Gaustad	Biodiesel	4,5
	El	1,6
Rikshospitalet	Biodiesel	15,8
	El	15
Tokerud	Bioolje	8
	El	3,6

B Oversikt over gjennomførte simuleringer

Sim.	Modell	Værår	Lager-størrelse	Lager-effekt	Brenselpris			
R_N		Normalt	U. lager	-	Uendret			
R_K		Kaldt						
R_N_P1		Normalt			+20%			
R_K_P2		Kaldt			-20%			
T_N_L1	Teknisk	Normalt	150GWh	Ubegrenset				
T_N_L2			50GWh					
T_N_L3			20GWh					
T_N_E1			50GWh		150MW			
T_N_E2					50MW			
T_N_E3					20MW			
T_N_P1					Ubegrenset	+20%		
T_N_P2						-20%		
T_K_L1			Økonomisk		Kaldt	150GWh	Ubegrenset	Uendret
T_K_L2						50GWh		
T_K_L3	20GWh							
T_K_E1	50GWh	150MW						
T_K_E2		50MW						
T_K_E3		20MW						
T_K_P1		Ubegrenset		+20%				
T_K_P2				-20%				
Ø_N_L1		Normalt		150GWh		Ubegrenset		Uendret
Ø_N_L2				50GWh				
Ø_N_L3			20GWh					
Ø_N_E1			50GWh	150MW				
Ø_N_E2				50MW				
Ø_N_E3				20MW				
Ø_N_P1				Ubegrenset	+20%			
Ø_N_P2					-20%			
Ø_K_L1				Kaldt	150GWh		Ubegrenset	Uendret
Ø_K_L2					50GWh			
Ø_K_L3	20GWh							
Ø_K_E1	50GWh	150MW						
Ø_K_E2		50MW						
Ø_K_E3		20MW						
Ø_K_P1		Ubegrenset			+20%			
Ø_K_P2					-20%			

C Dataresultater fra EnergyPLAN for normalt år

Input Normalår.txt

The EnergyPLAN model 16.0



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00	Fixed demand	8,84	Fixed Imp/exp.	0,00		
Fixed demand	8,84	Transportation	0,54	Electric heating + HP	0,00	Total	9,38	
Electric heating + HP	0,00	Electric cooling	0,00					
District heating (TWh/year)	Gr.1	0,00	Gr.2	0,00	Gr.3	0,00	Sum	0,00
District heating demand	0,00	0,00	2,10	0,00	2,10	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	2,10	0,00	2,10	0,00	2,10	0,00
Wind	0 MW	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year
Photo Voltaic	26 MW	0,02 TWh/year	0,02 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year
Wave Power	0 MW	0 TWh/year	0 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year
River Hydro	5 MW	0,04 TWh/year	0,04 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year	0,00 TWh/year
Hydro Power	0 MW	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year
Geothermal/Nuclear	0 MW	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year

Output

Demand	District Heating										Electricity										Exchange							
	Production					Consumption					Production					Consumption					Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Exp Million NOK		
Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Balance demand MW	Flex & Transp MW	HP MW	Waste+ CHP MW	EH MW	Hydro Pump MW	Turbine MW	RES MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW							Industry Various	Coal
January	170	0	156	0	0	9	0	4	0	851	74	3	0	0	0	8	0	0	9	0	0	100	912	0	0	0	0	217
February	88	0	88	0	0	0	0	0	0	736	74	0	0	0	0	9	0	0	18	0	0	100	783	0	0	0	0	115
March	57	0	57	0	0	0	0	0	0	629	74	0	0	0	0	9	0	0	18	0	0	100	677	0	0	0	0	74
April	59	0	59	0	0	0	0	0	0	689	49	0	0	0	0	8	0	0	18	0	0	100	691	0	0	0	0	88
May	106	0	105	0	0	1	0	1	0	781	49	0	0	0	0	7	0	0	17	0	0	100	806	0	0	0	0	126
June	217	0	165	0	0	24	0	28	0	966	49	8	0	0	0	6	0	0	4	0	0	100	1013	0	0	0	0	251
July	299	0	172	0	0	34	0	93	0	1150	49	12	0	0	0	5	0	0	1	0	0	100	1205	0	0	0	0	368
August	350	0	172	0	0	37	0	138	2	1278	49	13	0	2	0	5	0	0	0	0	0	100	1337	0	0	0	0	304
September	545	0	173	0	0	35	0	337	0	1541	49	13	0	0	0	5	0	0	0	0	0	100	1598	0	0	0	0	633
October	411	0	173	0	0	38	0	201	0	1335	74	14	0	0	0	6	0	0	0	0	0	100	1417	0	0	0	0	336
November	316	0	172	0	0	37	0	108	0	1145	74	13	0	0	0	6	0	0	0	0	0	100	1227	0	0	0	0	311
December	243	0	172	0	0	32	0	39	0	965	74	11	0	0	0	8	0	0	1	0	0	100	1063	0	0	0	0	281
Average	239	0	139	0	0	21	0	79	0	1006	61	7	0	0	0	7	0	0	7	0	0	100	1062	0	0	0	0	304
Maximum	851	0	173	0	0	38	0	663	154	1939	218	14	0	154	0	31	0	0	18	0	0	100	2064	0	0	0	0	633
Minimum	26	0	28	0	0	0	0	0	0	463	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	100	440	0	0	0	0	333
TWh/year	2,10	0,00	1,22	0,00	0,00	0,18	0,00	0,70	0,00	8,84	0,54	0,06	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	9,32	0,00	0,00	0,00	0,00	3104	0

D Dataresultater fra EnergyPLAN for kaldt år

Input

Kaldt år.txt



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00	Group 2:	Capacities	Efficiencies	Regulation Strategy:	Market regulation	Fuel Price level:	Capacities Storage	Efficiencies
Fixed demand	9,30	Fixed Imp/exp:	0,00	MW-e	MJ/s	elec. Ther	CEEP regulation	000000000	0,00	0,90
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,54	0	0	0,40	Minimum Stabilisation share	0,00	0,00	0,90
Electric cooling	0,00	Total	9,84	0	0	0,90	Stabilisation share of CHP	0,00	0,00	0,90
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	0,90	Minimum CHP gr.3 load	0	MW	0	0,90
District heating demand	0,00	0,00	2,30	2,30	0,90	Minimum PP	0	MW	0	0,90
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00	2,80	Heat Pump maximum share	1,00	MW	0	0,90
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	Maximum Import/export	3000	MW	0	0,90
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	2,30	2,30	0,45	Distr. Name:	eprns20-21.txt	CAES fuel ratio:	0	0,80
Wind	0 MW	0,00 TWh/year	0,00 Grid	0,00 Grid	0	Addition factor	0,00	NOK/MW/h	0	1,00
Photo Volatic	26 MW	0,02 TWh/year	0,00 stabilis-	0,00 station	0	Multiplication factor	1,41	NOK/MW/h	0	0,00
Wave Power	0 MW	0 TWh/year	0,00 setion	0,00 share	0	Dependency factor	0,00	NOK/MW/h pr. MW	0,00	0,00
River Hydro	5 MW	0,04 TWh/year	0,00 share	0,00 share	0	Average Market Price	300	NOK/MW/h	0,00	0,00
Hydro Power	0 MW	0 TWh/year	0,00 share	0,00 share	0	Gas Storage	0	GWh	0,00	0,00
Geothermal/Nuclear	0 MW	0 TWh/year	0 TWh/year	0 TWh/year	0	Syngas capacity	0	MW	0,00	0,00
Gr.1:						Biogas max to grid	0	MW	0,00	0,00
Gr.2:										
Gr.3:										

Output

District Heating

Electricity

Balance

Exchange

Demand	Production						Consumption						Production						Balance						Payment							
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex & Transp.	HP	trolley	Elec. Hydro	EH	Pump	Tur-bine	RES	Hy-Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEF	Imp	Exp		
January	168	0	145	0	0	13	0	4	5	0	871	74	5	0	5	0	0	0	8	0	0	9	0	100	938	0	0	0	82	0		
February	68	0	68	0	0	0	0	0	0	0	722	74	0	0	0	0	0	0	9	0	0	18	0	100	769	0	0	0	12	0		
March	74	0	74	0	0	0	0	0	0	0	682	74	0	0	0	0	0	0	9	0	0	18	0	100	730	0	0	0	11	0		
April	67	0	67	0	0	0	0	0	0	0	725	49	0	0	0	0	0	0	8	0	0	18	0	100	747	0	0	0	24	0		
May	122	0	120	0	0	1	0	1	0	0	822	49	0	0	0	0	0	0	7	0	0	16	0	100	849	0	0	0	94	0		
June	231	0	166	0	0	26	0	39	1	0	1024	49	9	0	1	0	0	0	6	0	0	3	0	100	1073	0	0	0	163	0		
July	300	0	172	0	0	35	0	18	7	0	1181	49	13	0	74	0	0	0	5	0	0	0	0	100	1311	0	0	0	73	0		
August	386	0	173	0	0	37	0	169	6	0	1367	49	13	0	6	0	0	0	5	0	0	0	0	100	1430	0	0	0	320	0		
September	549	0	173	0	0	34	0	342	0	0	1560	49	12	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	100	1616	0	0	0	835	0		
October	543	0	173	0	0	34	0	336	0	0	1552	74	12	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	100	1632	0	0	0	962	0		
November	361	0	172	0	0	36	0	142	0	0	1196	74	13	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	100	1277	0	0	0	552	0		
December	271	0	171	0	0	32	0	66	2	0	990	74	12	0	2	0	0	0	8	0	0	1	0	100	1069	0	0	0	506	0		
Average	261	0	140	0	0	21	0	93	7	0	1059	61	7	0	7	0	0	0	7	0	0	7	0	100	1121	0	0	0	836	0		
Maximum	832	0	173	0	0	38	0	640	337	0	1950	218	14	0	337	0	0	0	31	0	0	18	0	100	2114	0	0	0	962	0		
Minimum	29	0	29	0	0	0	0	0	0	0	470	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	100	447	0	0	0	369	0		
TWh/year	2,30	0,00	1,23	0,00	0,00	0,18	0,00	0,82	0,07	0,00	9,30	0,54	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	9,85	0,00	0,00	0,00	3634	0		
FUEL BALANCE (TWh/year):																	Waste/ CAES BioCon- Electro-						PV and Wind off						Industry		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elec./j.	version	Fuel	Electro-	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Net							
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Output specifications

Kaldt år.txt

The EnergyPLAN model 16.0



District Heating Production																															
Gr.1				Gr.2				Gr.3				RES specification																			
District heating	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age	Ba- lance	District heating	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age	Ba- lance	RES1 Wind	RES2 Photo	RES3 Wave	RES Total				
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	168	0	145	0	13	0	4	5	0	0	0	4	0	5	8			
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68	0	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	9	9			
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	74	0	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	5	9		
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67	0	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	5	8		
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	122	0	120	0	1	0	1	0	0	0	0	0	2	0	5	7		
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231	0	166	0	26	0	39	1	0	0	0	0	1	0	5	6		
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	172	0	35	0	18	74	0	0	0	0	0	0	5	5		
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	386	0	173	0	37	0	169	6	0	0	0	0	0	0	5	5		
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	549	0	173	0	34	0	342	0	0	0	0	0	0	0	5	5		
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	543	0	173	0	34	0	336	0	0	0	0	0	0	1	0	5	6	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	351	0	172	0	36	0	142	0	0	0	0	0	0	1	0	5	6	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	271	0	171	0	32	0	66	2	0	0	0	0	0	3	0	5	8	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	261	0	140	0	21	0	93	7	0	0	0	0	2	0	5	7		
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	832	0	173	0	38	0	640	337	0	0	0	0	0	26	0	5	31	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	0	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5
Total for the whole year	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	0.00	1.23	0.00	0.18	0.00	0.82	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.04	0.06	0.06	
Own use of heat from industrial CHP: 0.00 TWh/year																															
ANNUAL COSTS (Million NOK)												NATURAL GAS EXCHANGE																			
Total Fuel ex Ngas exchange = 410												Demand Bio- gas																			
Uranium = 0												Syr- gas																			
Coal = 0												CO2Hy gas																			
Fuel/Oil = 0												SynHy gas																			
Gasoil/Diesel= 0												SynHy gas																			
Petrol/JP = 0												Stor- age																			
Gas handling = 0												Sum																			
Biomass = 410												Im- port																			
Food income = 0												Ex- port																			
Waste = 0																															
Total Ngas Exchange costs = 0																															
Marginal operation costs = 0																															
Total Electricity exchange = 3634																															
Import = 3634																															
Export = 0																															
Bottleneck = 0																															
Fixed Imp/ex = 0																															
Total CO2 emission costs = 0																															
Total variable costs = 4044																															
Fixed operation costs = 0																															
Annual Investment costs = 0																															
TOTAL ANNUAL COSTS = 4044																															
RES Share: 100.0 Percent of Primary Energy												0.1 TWh electricity from RES																			



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway