

SESONGLAGRING AV VARME FOR LOKALE ENERGISYSTEM

Analyse av potensialet på Furuset

ZEN REPORT No. 35 – 2021



Hanne Kauko, Ove Wolfgang og Dimitri Pinel | SINTEF Energi



Research Centre on
ZERO EMISSION
NEIGHBOURHOODS
IN SMART CITIES

ZEN Report No. 35

Hanne Kauko, Ove Wolfgang og Dimitri Pinel | SINTEF Energi

Sesonglagring av varme for lokale energisystem – analyse av potensialet på Furuset

Keywords: Seasonal thermal energy storage, low-temperature district heating, peak power reduction

ISBN 978-82-536-1725-1 (pdf)

Norwegian University of Science and Technology (NTNU) | www.ntnu.no

SINTEF Building and Infrastructure | www.sintef.no

<https://fmezen.no>

Preface

Acknowledgements

This memo has been written within the Research Centre on Zero Emission Neighbourhoods in Smart Cities (FME ZEN). The authors gratefully acknowledge the support from the Research Council of Norway, the Norwegian University of Science and Technology (NTNU), SINTEF, the municipalities of Oslo, Bergen, Trondheim, Bodø, Bærum, Elverum and Steinkjer, Sør-Trøndelag county, Norwegian Directorate for Public Construction and Property Management, Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Norwegian Building Authority, ByBo, Elverum Tomteselskap, TOBB, Snøhetta, ÅF Engineering AS, Asplan Viak, Multiconsult, Sweco, Civitas, FutureBuilt, Hunton, Moelven, Norcem, Skanska, GK, Caverion, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk - Energi, Smart Grid Services Cluster, Statkraft Varme, Energy Norway and Norsk Fjernvarme.

The Research Centre on Zero Emission Neighbourhoods (ZEN) in Smart Cities

The ZEN Research Centre develops solutions for future buildings and neighbourhoods with no greenhouse gas emissions and thereby contributes to a low carbon society.

Researchers, municipalities, industry and governmental organizations work together in the ZEN Research Centre in order to plan, develop and run neighbourhoods with zero greenhouse gas emissions. The ZEN Centre has nine pilot projects spread over all of Norway that encompass an area of more than 1 million m² and more than 30 000 inhabitants in total.

In order to achieve its high ambitions, the Centre will, together with its partners:

- Develop neighbourhood design and planning instruments while integrating science-based knowledge on greenhouse gas emissions;
- Create new business models, roles, and services that address the lack of flexibility towards markets and catalyze the development of innovations for a broader public use; This includes studies of political instruments and market design;
- Create cost effective and resource and energy efficient buildings by developing low carbon technologies and construction systems based on lifecycle design strategies;
- Develop technologies and solutions for the design and operation of energy flexible neighbourhoods;
- Develop a decision-support tool for optimizing local energy systems and their interaction with the larger system;
- Create and manage a series of neighbourhood-scale living labs, which will act as innovation hubs and a testing ground for the solutions developed in the ZEN Research Centre. The pilot projects are Furuset in Oslo, Fornebu in Bærum, Sluppen and Campus NTNU in Trondheim, an NRK-site in Steinkjer, Ydalir in Elverum, Campus Evenstad, NyBy Bodø, and Zero Village Bergen.

The ZEN Research Centre will last eight years (2017-2024), and the budget is approximately NOK 380 million, funded by the Research Council of Norway, the research partners NTNU and SINTEF, and the user partners from the private and public sector. The Norwegian University of Science and Technology (NTNU) is the host and leads the Centre together with SINTEF.



<https://fmezen.no>



@ZENcentre



FME ZEN (page)

Norwegian Summary

Sesonglagring for varme som et tiltak for redusert effektbehov

Bruk av overskuddsvarme sammen med fjernvarme for å dekke oppvarmingsbehov i områder er et viktig tiltak for å frigjøre kapasitet i strømmettet til elektrifisering av transport og andre sektorer som krever strøm for å oppnå nullutslippsmålet. På Furuset er det planlagt å bygge et sesonglager for varme som benytter overskuddsvarme fra avfallsforbrenningsanlegget Klemetsrud på sommerstid, som blir tilgjengelig på Furuset ved at en fremfører fjernvarme til bydelen. Vi har undersøkt den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til sesonglagret kombinert med lavtemperatur fjernvarme ved å sammenlikne med to andre aktuelle alternativ: 1) kun direkte elektrisk oppvarming og 2) tradisjonell høytemperatur fjernvarme.

Bruk av fjernvarme reduserer topplastbehovet for strøm i området med en tredjedel – og bruk av sesonglagring av varmen kan redusere topplastbehovet for importert fjernvarme med opptil en tredjedel.

Analysen viser at alternativet med kun direkte elektrisk oppvarming ikke krever noen nye investeringer, og at dette alternativet har lavest kostnad. De to alternativene med vannbåren varme har imidlertid bare ca. 3 % høyere nåverdikostnad pga. lavere kostander for varmeproduksjon.

Totalt årlig strømbehov er 26 % lavere, og topplastbehov for strøm 28 % lavere, i de alternativene som benytter fjernvarme. Redusert topplast gir isolert sett en samfunnsøkonomisk gevinst ved bruk av fjernvarme fordi det avlaste kraftnettet, både i forsyning inn til Furuset og i omkringliggende kraftforsyning. På Furuset er det imidlertid god kapasitet i det elektriske nettet, så akkurat her får en ikke realisert slik gevinst. Gevinsten for omkringliggende kraftforsyning utenfor analyseområdet er hensyntatt gjennom nettleie for bruk av strøm.

Energibehovet fra fjernvarmenettet er 28 % høyere i alternativene med lavtemperatur fjernvarme og sesonglagring sammenliknet med høytemperatur fjernvarme grunnet varmetap ved lagring av varme fra sommer til vinter, men topplastbehovet er 31 % lavere i disse alternativene. Merk at ladning skjer i perioden når det er overskudd fra søppelforbrenning i fjernvarmenettet.

Studiet demonstrerer også bruken av sesonglager i en energisystemmodell for et område. Resultatene er relevante særlig for Oslo Kommune og Fortum Oslo Varme som skal bygge og drifte anlegget, men også for andre partnere og områder i ZEN der bruk av sesonglagring er aktuelt. Hvor mye varme som lagres fra sommer til vinter og til andre årstider brukerstyrt i modellen. Verdiene bør valideres ved bruk av mer detaljert fysisk modellering av sesonglagret.

Studiet demonstrerer betydningen av fjernvarme i reduksjon av topplastbehov i strømmettet; og potensialet for sesonglagring i reduksjon av topplastbehov i fjernvarmenettet i perioder når varmebehovet er høyest.

Summary

Seasonal thermal energy storage as a measure for reduced peak energy demands

The use of surplus heat together with district heating to cover buildings' heating demands is an important measure to free up capacity in the power grid for electrification of transport and other sectors that require electricity to achieve the zero emission targets. At Furuset, it is planned to build a seasonal thermal energy storage that uses surplus heat from the waste incineration plant Klemetsrud during the summer, which will be made available at Furuset by connecting the area to the city's main district heating network. We have examined the socio-economic profitability of seasonal thermal energy storage combined with local low-temperature district heating by comparing this with two other relevant alternatives: 1) direct electric heating and 2) traditional high-temperature district heating.

The use of district heating reduces the peak power demand in the area by one third - and use of seasonal thermal energy storage can reduce the peak load demand for district heating by up to one third.

The analysis shows that the alternative with direct electric heating does not require any new investments, and that this alternative has the lowest total cost. However, the two alternatives with district heating have only approximately 3 % higher present value costs due to lower costs for heat production.

The total annual electricity requirement is 26 % lower, and the peak power requirement 28 % lower, in the alternatives that use district heating. Reduced peak power demand provides a socio-economic benefit from the use of district heating because it unloads the power grid, both in the supply to Furuset and in the surrounding power supply. At Furuset, however, there is good capacity in the power grid and such gain is not realized. The gain for the surrounding power supply outside the analyzed area is taken into account through grid tariff for electricity.

The total heat requirement from the district heating network is 28 % higher in the alternatives with low-temperature district heating and seasonal storage compared to high temperature district heating due to heat losses when storing heat from summer to winter, but the peak load requirement is 31% lower in these alternatives. Note that charging of the storage takes place during a period when there is a surplus from waste incineration in the district heating network.

The study also demonstrates the use of seasonal thermal energy storage in an energy system model for an area. The results are relevant especially for Oslo Municipality and Fortum Oslo Varme, which will build and operate the plant, but also for other partners and areas in FME ZEN where the use of seasonal storage is relevant. How much heat is stored from summer to winter and for other seasons is user-controlled in the model. The values should be validated using more detailed physical modelling of the seasonal storage.

The study demonstrates the importance of district heating in reducing peak power requirements in the power grid; and the potential for seasonal thermal energy storage in reducing peak load requirements in the district heating network during periods when the heat demand is highest.

Innhold

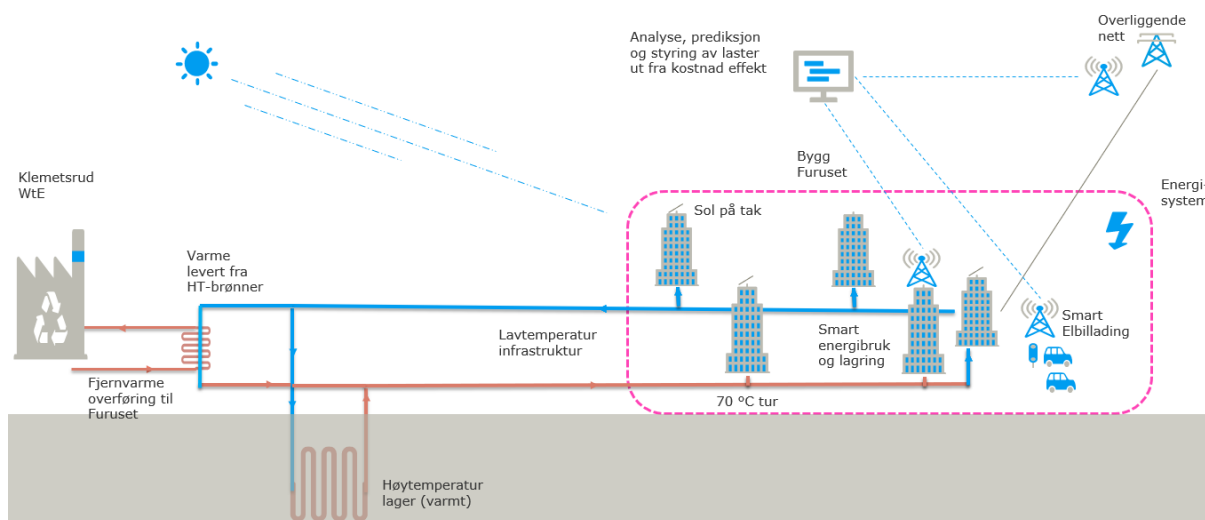
Preface.....	3
Norwegian Summary.....	4
Summary	5
1	Introduksjon..... 7
1.1	Om Mikroenergisystem Furuset 7
1.2	Formål med analysen..... 7
1.3	Disposisjon 8
2	Energibehov..... 9
2.1	Årlige behov for oppvarming, kjøling og strøm..... 9
2.2	Elbilladning 13
2.3	Utvikling i energibehovet over år, døgn og sesong 14
3	Investeringskostnader 17
3.1	Kraftforsyning 17
3.2	Lokal strømproduksjon med solceller 17
3.3	Fjernvarme..... 18
3.4	Oppgradering av eksisterende bygningsmasse 18
3.5	Oppsett for investeringsanalysen..... 19
4	Energikostnader..... 20
4.1	Strøm 20
4.2	Fjernvarme..... 21
5	Modell i Integrate 24
5.1	Strømnett 25
5.2	Nærvarmenett 25
5.3	Sesonglager for varmen..... 25
5.4	Oppgradering av eksisterende bygningsmasse 26
6	Resultater..... 27
6.1	Sammenlikning..... 27
6.2	Alternativ 1: Kun elektrisk varmforsyning 29
6.3	Alternativ 2: Høytemperatur fjernvarme 30
6.4	Alternativ 3: Lavtemperatur fjernvarme og sesonglager 31
7	Konklusjoner og oppsummering 32
A1	Tilpasning av data til Integrate 33
Referanser.....	38

1 Introduksjon

1.1 Om Mikroenergisystem Furuset

Furuset er en drabantby med 2800 boliger fra 70-tallet, med ca. 3800 innbyggere fra 140 nasjoner. Områdeløft for Furuset er en del av Groruddalssatsingen, med områderegulering godkjent i 2017. Det skal bli gode møteplasser og byrom, 1700-2300 nye boliger og 2000-3400 nye arbeidsplasser, og det skal tilrettelegges for grønn mobilitet. Furuset er også et FutureBuilt forbildeområde, med mål om 50 % redusert klimagassutslipp fra energi, transport og materialer.

Mikroenergisystem Furuset er en storskala demonstrasjon av en ny organisering av fremtidens energisystem, finansiert av Enova. Mikroenergisystemet skal bygges opp og styres på en måte som minimerer energi- og effektuttaket fra det tilknyttede elektrisitets- og fjernvarmenettet. Det skal legges til rette for best mulig utnyttelse av lokale energikilder og spillvarme som er tilgjengelig fra avfallsforbrenningsanlegget Klemetsrud på sommerstid. Det jobbes derfor med å etablere et høytemperatur borehulls-sesonglager for varme i kombinasjon med et lavtemperatur-fjernvarmenett og energidistribusjonssystem i byggene som blir tilrettelagt for lavtemperatur fjernvarme – se Figur 1. Slik vil sesongmessig fleksibilitet kunne oppnås, og behov for effektilførsel til området reduseres. I tillegg vil batterier og solceller integreres i systemet.



Figur 1. Prinsippkisse for Mikroenergisystem Furuset (Fortum Oslo Varme, 2019).

1.2 Formål med analysen

Dette studiet presenterer en tekno-økonomisk analyse av energisystemet på Furuset, med formål om å undersøke de samfunnsøkonomiske kostnadene for tre ulike scenarier for forsyning av varme. De fleste av eksisterende bygningene på Furuset har elektrisk oppvarming, mens de nye bygningene kommer til å ha vannbåren varmedistribusjon. Selv om kapasitet i strømmettet til og på Furuset er tilstrekkelig til å dekke hele det termiske energibehovet med elektrisitet, er det interessant å se på overføringsverdi fra bruken av fjernvarme til tilsvarende steder hvor overføringskapasitet i strømmettet er begrenset. Det er også mulig at kapasiteten i strømmettet vil etter hvert bli begrenset grunnet økende andel elbiler. For fjernvarme skal to ulike alternative løsninger evalueres: konvensjonell høytemperatur fjernvarme, og lavtemperatur-fjernvarme med sesonglagring av varme fra søppelforbrenning, som beskrevet over. Tre ulike scenarier blitt evaluert med energianalyseverktøyet *Integrate*¹:

¹ <https://www.sintef.no/programvare/integrate/>

1. Ingen fjernvarme - full elektrisk varmforsyning
2. Tradisjonell høytemperatur fjernvarme
3. Lavtemperatur-fjernvarme med sesonglagring av varmen.

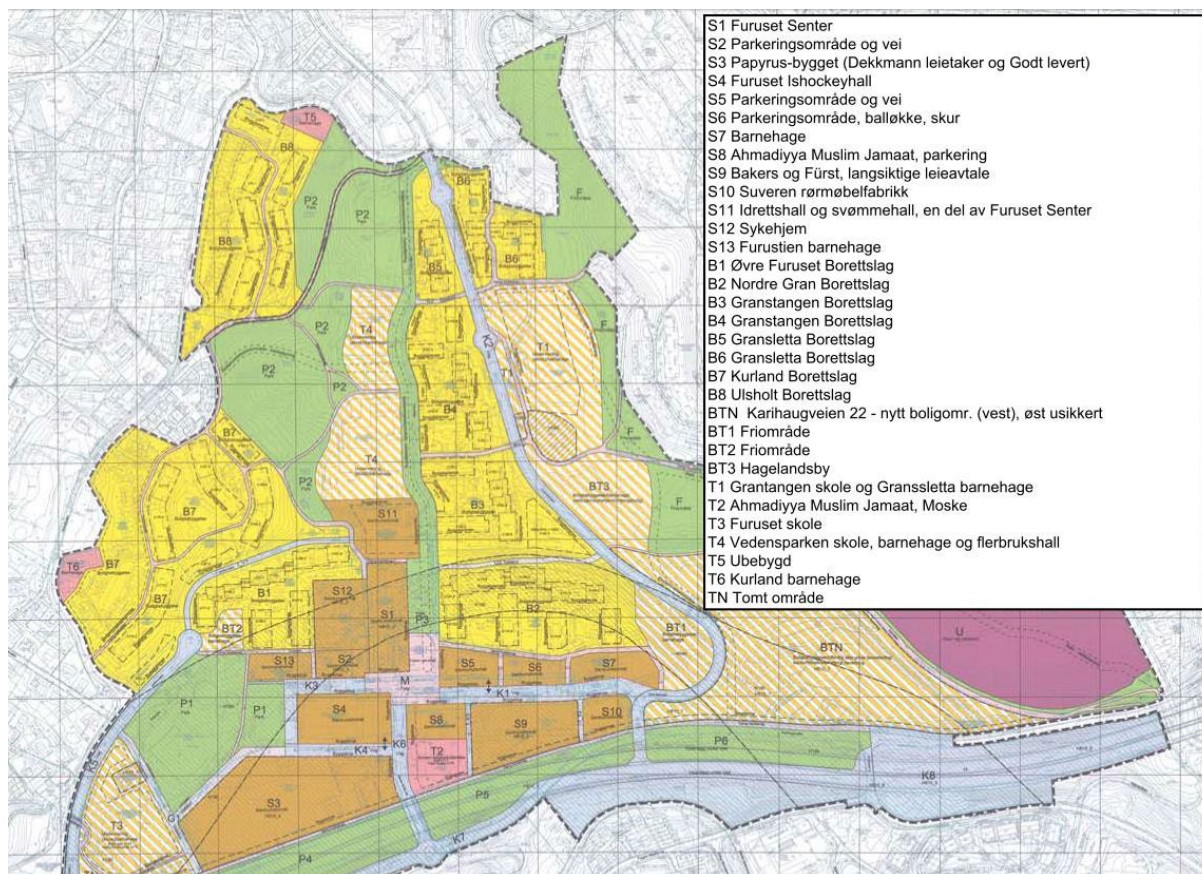
Oppvarming basert på fjernvarme (alternativene 2 og 3) gjelder kun den delen av bygningsmassen som er planlagt å bli koblet til det framtidige nærvarmenettet, noe som tilsvarer ca. halvparten av det totale varmebehovet.

1.3 Disposisjon

Notatet er organisert som følger. Kapittel 2 presenterer energibehovet og forventet utvikling i behovet over år, inkludert varme- og kjølebehov og strømspesifikt behov, derunder elbilladning. Kapittel 3 presenterer oppsettet for investeringsanalysen og investeringskostnadene for de ulike komponentene i energisystemet. Kapittel 4 presenterer kostnadene for energi, strøm og fjernvarme, som er blitt brukt i studiet. Kapittel 5 gir en detaljert forklaring om modellen i *Integrate*. Kapittel 6 presenterer resultatene, og kapittel 7 oppsummerer notatet.

2 Energibehov

Figur 2 viser et plankart med de ulike utbyggingsfeltene på Furuset. Forbruksbehovet og prognosene for framtidig bruk i modellen er basert på arbeidet Rambøll har gjort innenfor prosjektet Mikroenergisystem Furuset (Rambøll, 2017). Hovedformålet for Rambøll har vært å kartlegge fremtidig potensiale for vannbåren varmforsyning gjennom et nærvarmenett. SINTEF og Rambøll har samarbeidet om å komplettere energiforbruksdata spesielt for eksisterende bygg. Resultatet av dette arbeidet for årlige behov for oppvarming, kjøling og strøm er vist i henholdsvis Tabell 1, Tabell 2 og Tabell 3.



Figur 2. Plankart for Furuset

2.1 Årlige behov for oppvarming, kjøling og strøm

Tabell 1 viser anslått varmebehov per felt og år fra 2019 fram til et framtidig tidspunkt som representerer enden av utbyggingsperioden. Sluttår for analysen ble satt til 2049. De blå tallene viser den delen av varmebehovet som det er aktuelt å dekke med vannbåren varme fra nærvarmenettet iht. de undersøkelserne Rambøll har gjort. De grønne tallene viser borettslag der det kan være aktuelt å dekke tappevannsbehovet fra nærvarmenettet, basert på opplysningene fra Fortum Oslo Varme (Westin, 2019). Annet varmebehov antas dekket med bruk av strøm også dersom det bygges et nærvarmeanlegg i området. For framtidig varmebehov er det blitt laget to scenarier: renover, der alle eksisterende bygg oppgraderes til passivhus -standard, og ikke renover.

Tabell 1. Anslått varmebehov per felt og år (i MWh/år). IR = ikke renovert; R = renovert.

Kode	Beskrivelse	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Frem IR	Frem R
S1	Furuset Senter	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1236	1236	1236	1236	1236
S2	Illustrerer nytt bydelshus	480	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
S3	Dekkmann bygget	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	2531	2531
S4	Furuset Ishockeyhall+BME Kunstis	1166	1166	1166	1166	1166	1166	1166	1166	1166	1166	1166	1142	1142
S5	Kontorer	0	0	600	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
S6	Bolig og kontor	0	400	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168
S7	Barnehage/næring	138	138	800	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346
S8	Ahmadiyya Muslim Jamaat, boliger	0	765	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
S9	Bakers og Fürst, langsiktige leieavtale	1233	1233	1233	1233	1233	1233	1233	1233	1233	1233	1233	842	842
S10	Suveren rørmøbelfabrikk	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	296	296
S11	Idrettshall og svømmehall, en del av Furuset Senter	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	691	691
S12	Sykehjem	0	0	0	0	1200	1200	510	510	510	510	510	510	510
S13	HC Boliger	138	138	138	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234
B1	Øvre Furuset Borettslag	1957	1957	1957	1957	1957	1957	1957	1957	1957	1957	1957	2105	828
B2	Nordre Gran Borettslag	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2788	1096
B3	Granstangen Borettslag	3369	3369	3369	3369	3369	3369	3369	3369	3369	3369	3369	3625	1425
B4	Granstangen Borettslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B5	Gransletta Borettslag	1814	1814	1814	1814	1814	1814	1814	1814	1814	1814	1814	1952	767
B6	Gransletta Borettslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B7	Kurland Borettslag	3240	3240	3240	3240	3240	3240	3240	3240	3240	3240	3240	3485	1370
B8	Ulsholt Borettslag	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2161	850
BTN	Karihaugveien 22 - Granitten	0	1050	1331	1613	1894	2176	2457	2738	3020	2251	2251	3871	3871
BT1	Boliger og barnehage	0	0	0	0	361	361	361	361	361	361	361	361	361
BT2	Boliger og barnehage	0	0	0	0	0	0	92	92	92	92	92	92	92
BT3	Hageby	0	0	0	2250	675	675	675	675	675	675	675	675	675
T1	Grantangen skole og barenhage	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
T2	Ahmadiyya Muslim Jamaat, Moske	642	642	642	642	642	642	642	642	642	642	642	718	718
T3	Furuset skole	522	522	522	522	522	522	522	522	522	522	522	522	522
T4	Grendeskole og Storskolen	0	0	1750	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
T5	Ubebygd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44	44
T6	Kurland barnehage	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
TN	Tomt område	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	306	306
	Sum	24054	25945	28573	28766	29033	29315	28998	29279	29297	28528	28528	31979	22200
	Herav vannbårent	6033	7924	10552	10745	9812	10094	10977	11258	11276	10507	10507	14443	14443

Tabell 2 viser anslått kjølebehov per felt og år. Det er ikke planlagt å ha fjernkjøling i området, og kjølebehovet er regnet som en del av det strømspesifikke behovet.

Tabell 2. Anslått kjølebehov per felt og år (i MWh/år).

Kode	Beskrivelse	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030
S1	Furuset Senter	500	500	500	500	500	500	500	500	407	407	407	407	407
S2	Illustrerer nytt bydelshus	0	0	0	0	19	19	19	19	19	19	19	19	19
S3	Dekkmann bygget	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	0	0
S4	Furuset Ishockeyhall + BME Kunstis	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	772	673	673
S5	Kontorer	0	0	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
S6	Bolig og kontor	0	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
S7	Barnehage/-næring	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S8	Ahmadiyya Muslim Jamaat, boliger	0	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
S9	Bakers og Fürst, langsiktige leieavtale	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	48	48
S10	Suveren rørmøbelfabrikk	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	9	9
S11	Idrettshall og svømmehall, en del av Furuset Senter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110
S12	Sykehjem	0	0	0	0	0	0	36	36	36	36	36	36	36
S13	HC Boliger	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1	Øvre Furuset Borettslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	Nordre Gran Borettslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
...	
B8	Ulsholt Borettslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BTN	Karihaugveien 22 - Granitten	5	9	14	18	23	27	32	36	36	36	36	36	36
BT1	Boliger og barnehage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT2	Boliger og barnehage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BT3	Hageby	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T1	Grantangen skole og barnehage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T2	Ahmadiyya Muslim Jamaat, Moske	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	28	28
T3	Furuset skole	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T4	Grendeskole og Storskolen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T5	Ubebygd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T6	Kurland barnehage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TN	Tomt område	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sum	1955	1959	1982	2034	2058	2062	2103	2107	2014	2014	2014	1432	1432

Tabell 3 viser anslått strømspesifikt behov i husholdningene (ekskl. elbilladning) per felt og år.

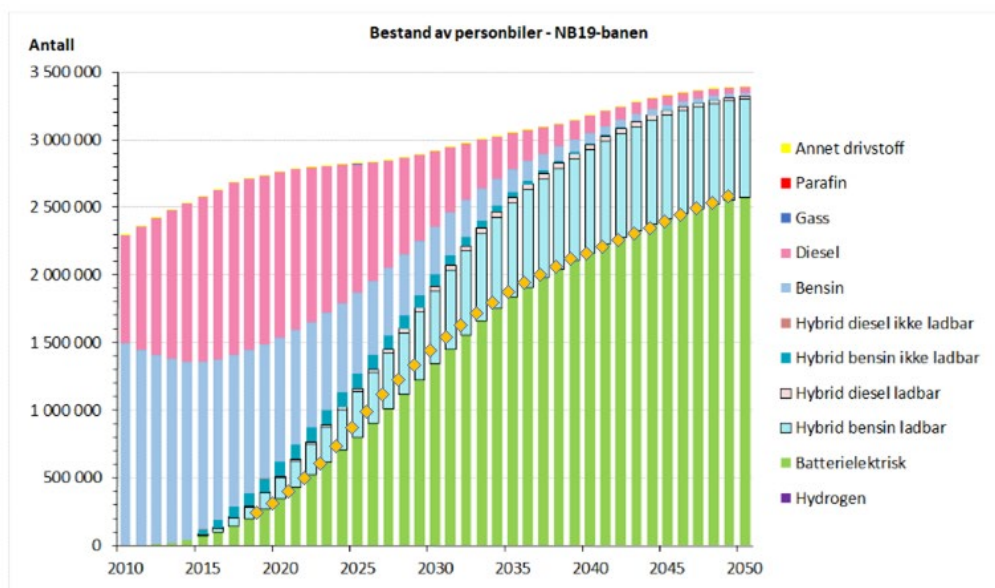
Tabell 3. Anslått spesifikt strømbehov per felt og år (i MWh/år).

Felt	Beskrivelse	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Frem IR	Frem R
S1	Furuset Senter	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	1903	1903	1903	1903	1903
S2	Illustrerer nytt bydelshus	0	0	0	0	190	190	190	190	190	190	190	190	190
S3	Dekkmann bygget	986	986	986	986	986	986	986	986	986	986	986	1969	1969
S4	Furuset Ishockeyhall + BME Kunstis	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	1064	1064
S5	Kontorer	0	0	0	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264
S6	Bolig og kontor	0	0	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
S7	Barnehage/-næring	46	46	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271
S8	Ahmadiyya Muslim Jamaat, boliger	0	0	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292
S9	Bakers og Fürst, langsiktige leieavtale	758	758	758	758	758	758	758	758	758	758	758	826	826
S10	Suveren rør-møbelfabrikk	505	505	505	505	505	505	505	505	505	505	505	251	251
S11	Idrettshall og svømmehall	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	1100	1100
S12	Sykehjem	4224	4224	4224	4224	0	0	480	480	480	480	480	480	480
S13	HC Boliger	46	46	46	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
B1	Øvre Furuset Borettslag	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	991	991
B2	Nordre Gran Borettslag	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1313	1313
B3	Granstangen Borettslag	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1706	1706
B4	Granstangen Borettslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B5	Gransletta Borettslag	812	812	812	812	812	812	812	812	812	812	812	919	919
B6	Gransletta Borettslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B7	Kurland Borettslag	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1641	1641
B8	Ulsholt Borettslag	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	1017	1017
BTN	Karihaugveien 22 - Granitten	3093	3322	3552	3781	4011	4240	4470	4699	4699	4699	4699	5959	5959
BT1	Boliger og barnehage	0	0	0	0	284	284	284	284	284	284	284	284	284
BT2	Boliger og barnehage	0	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	74
BT3	Hageby	0	0	0	0	525	525	525	525	525	525	525	525	525
T1	Grantangen skole og barnehage	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
T2	Ahmadiyya M. J. Moske	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	244	136
T3	Furuset skole	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	151
T4	Grendeskole og Storskolen	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
T5	Ubebygd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36
T6	Kurland barnehage	46	46	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	29
TN	Tomt område	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	535	535
	Sum	21107	21336	22452	23231	20236	20466	21249	21479	21018	21018	21018	25235	24678

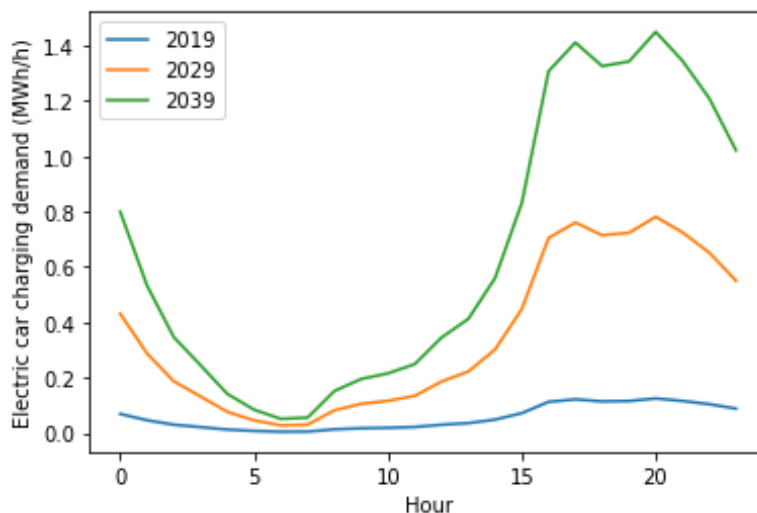
2.2 Elbilladning

Forventet strømbehov for ladning av elbiler ble estimert med bruk av tall fra Transportøkonomisk institutt for forventet andel elbiler fram mot 2050 basert NB19-banen (Fridstrøm, 2019), vist i Figur 3. Disse estimatene ble kombinert med forventet befolkningsvekst på Furuset (lineær økning fra 3800 til 7600). Timesprofiler for elbilladning ble laget med data fra (Sørensen, Lindberg, Sartori, & Andresen, 2021), vist i Figur 4, tilpasset det forventete antallet elbiler i Furuset. Et helt år ble laget med timesprofiler i ukedager, lørdager og søndager, med 60% privat og 40% delt ladning. Vi antar også at lasten er dobbelt om vinteren (Skotland, Eggum, & Spilde, 2016).

Furuset er et område som trolig vil ha lavere andel biler per person, inkludert elbiler, grunnet gjennomsnittlig lavere inntektsnivå hos beboere på Furuset enn hos befolkningen generelt. Dette kan ha ført til overestimering av energibehovet til ladning av elbiler. Samtidig er det vanskelig å gi et estimat for akkurat hvor mye lavere andel elbiler en kan forvente på Furuset, og dermed er tilnærmingen brukt her ansett til å gi et tilfredsstillende estimat om forventet energibehov for elbilladning. Det totale årlige energibehovet for elbilladning ved slutten av analyseperioden var 5,7 GWh.



Figur 3. Bestand av personbiler ved årsslutt 2010-2050, etter energiteknologi i NB19-banen (Fridstrøm, 2019).



Figur 4. Døgnprofiler for energibehovet for elbilladning for Furuset for ulike år, basert på en antakelse om lineær økning i antall innbyggere.

2.3 Utvikling i energibehovet over år, døgn og sesong

Modellen i *Integrate* ser på en investeringshorisont fram til 2049, delt i tre ulike perioder: 2019-2029, 2030-2039 og 2040-2049. Som man kan se fra Tabell 1 og Tabell 3, så forandrer energibehovet seg en del over årene gjennom bygging av flere bygg, samt innføring av ulike tiltak i den eksisterende bygningsmassen. For å ta høyde for forandringene i det totale forbruket, er det innført skaleringsfaktorer for de ulike investeringsperiodene, vist i Tabell 4. Beregning av disse skaleringsfaktorene er forklart vedlegget A1 Tilpasning av data til *Integrate*.

Tabell 4. Skaleringsfaktorer for ulike energibehov og investeringsperioder i *Integrate*.

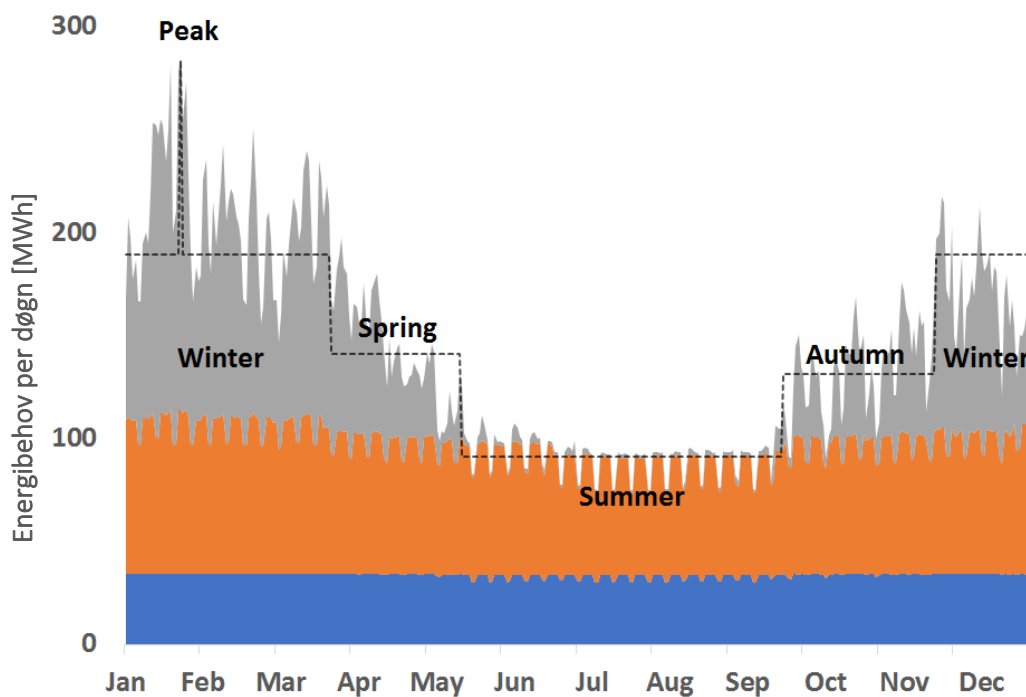
Investeringsperiode	År	Strøm (inkl. elbiler)	Romoppvarming	Tappevann
2019-2029	2019	0,90	0,89	0,79
2030-2039	2030	1,00	1,00	1,00
2040-2049	Framtidig	1,24	1,13	1,11

Driften av energisystemet blir optimalisert over et døgn, for et bestemt antall representative dager for de ulike sesongene over året. Tabell 5 viser de valgte sesongene. I tillegg til å reflektere de ulike årstidene, er det viktig at topplastbehovet er representert, og derfor har vi tatt med et døgn der topplasttiden er inkludert.

Tabell 5. Valgte sesonger og tilhørende dager for analysen.

Nr	Navn	Fra data	Til dato	Unntatt	Antall dager
1	Vår	24 mars	14 mai		52
2	Sommer	15 mai	18 september		127
3	Høst	19 september	19 november		62
4	Vinter	20 november	23 mars	23 januar	123
5	Topplast	23 januar	23 januar		1

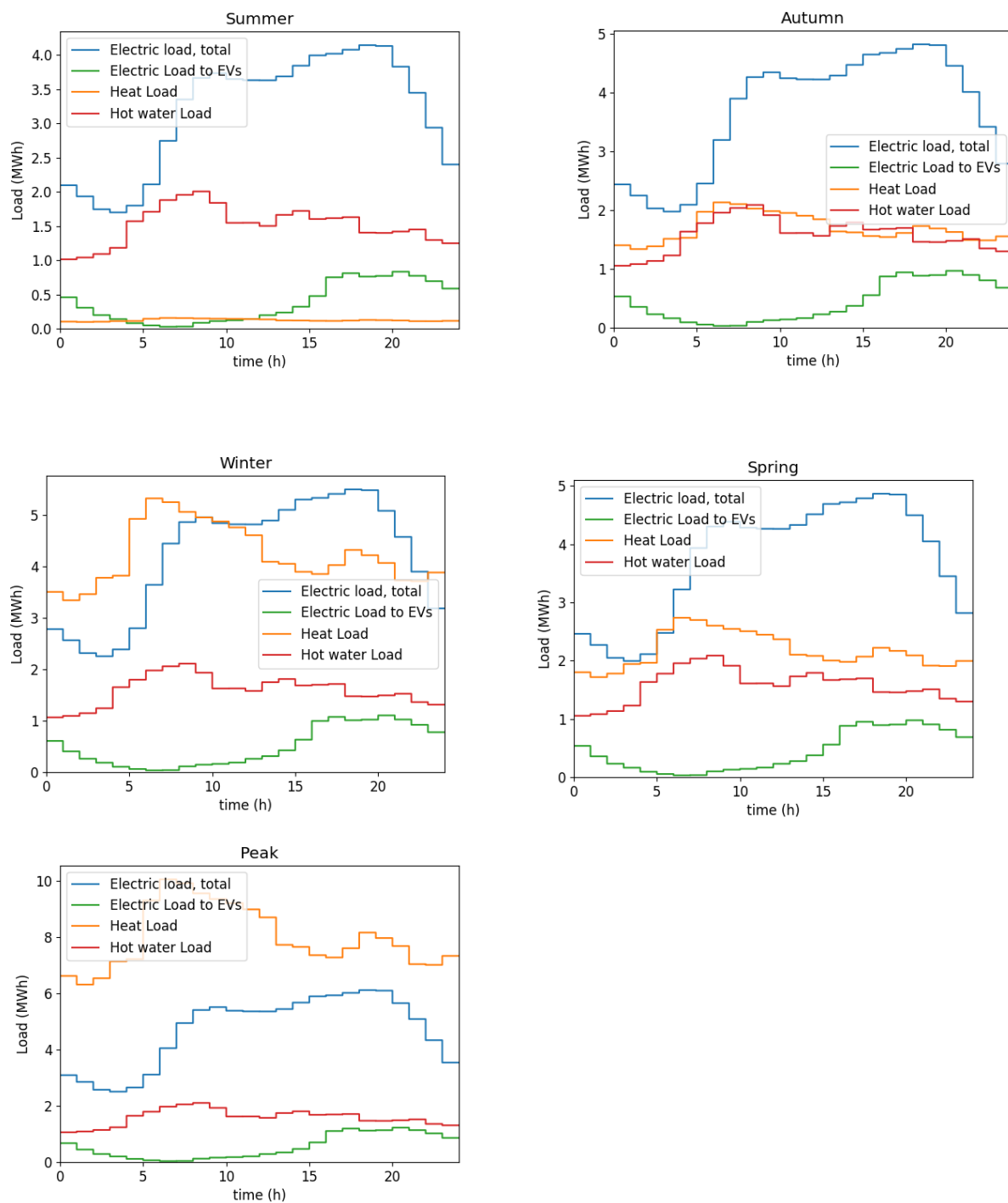
Timesverdier for forbruket ble produsert med lastprofilgeneratoren *Profet* utviklet av SINTEF Community (Lindberg, Bakker, & Sartori, 2019). Verktøyet beregner timesverdier for spesifikt energibehov for strøm, romoppvarming og tappevannsoppvarming over et år basert på utetemperatur og bruksareal i en gitt bygningstype. Figur 5 viser beregnet årsprofil for behovet for strøm, tappevann og romoppvarming på Furuset, samt oppdeling av året til ulike sesonger. Fra årsprofilene ble det beregnet en gjennomsnittlig døgnprofil for hver felt, sesong og type energibehov, samt skaleringsfaktorene for de ulike sesongene, gitt i Tabell 5. Framgangsmåten til disse beregningene er forklart i vedlegg A1. Tabell 6 viser skaleringsfaktorene for de ulike energibehovene og sesongene, og Figur 6 døgnprofiler for det totale energibehovet på Furuset for de ulike sesongene, og for ulike energibehov.



Figur 5. Beregnet årsprofil for Furuset: gjennomsnittlig energibehov per døgn for strøm (blått), tappevann (gult) og romoppvarming (rødt).

Tabell 6. Skaleringsfaktorer for forskjellige energibehov, for de ulike sesongene.

Sesong	Strømspesifikt (inkl. elbiler)	Romoppvarming	Tappevann
Vår	1,01	1,04	1,01
Sommer	0,86	0,06	0,97
Høst	1,00	0,81	1,01
Vinter	1,14	2,02	1,02
Topplast	1,27	3,82	1,02



Figur 6. Døgnprofiler for det totale energibehovet på Furuset for de ulike sesongene, fordelt til totalt strømspesifikt behov, strømbehov til ladning av elbiler, romoppvarmingsbehov og varmtvannsbehov.

3 Investeringskostnader

3.1 Kraftforsyning

Det er generelt svært god kapasitet i dagens nett inn til og på Furuset. Hafslund nett anslår at det per i dag er ca. 10 MW ledig i transformatorene på Furuset i toppplasttiden. Analyseområdet på Furuset er integrert på flere måter med omkringliggende kraftsystem, bl.a. ved at det kommer kraftlinjer inn til området og ved at kraftforsyning som dekker Furuset også dekker forbruk utenfor det valgte analyseområdet. I modellen er det lagt til grunn Hafslunds anslag på at det er 10 MW ledig kapasitet. Beregnet topplast for 2019 brukes deretter til å kalibrere kapasitet i eksisterende infrastruktur. I datasettet for Furuset er simulert maksimalt forbruk for 2019 12,6 MW. Dette samsvarer godt med estimat av topplast gjort innenfor prosjektet Mikroenergisystem Furuset (Oslo Kommune, 2018). For eksisterende kraftforsyning setter vi dermed kapasiteten til 22,6 MW.

Kapasitetsbehovet vil likevel øke i framtiden med økt antall elbiler. Ved behov kan en øke kapasiteten i det elektriske nettet inn til Furuset ved å erstatte en av de eksisterende 10 MW transformatorene med en 20 MW transformator. Anslått kostnad for dette er 10 MNOK (Hafslund Nett, 2018).

3.2 Lokal strømproduksjon med solceller

Det er forventet at flere bygninger på Furuset skal ha lokal strømproduksjon med solcellepaneler. Tidligere er det blitt identifisert et potensiale for 57 881 m² disponibelt takareal, med 7,8 MW installert kapasitet og produksjon på 7,6 GWh/år basert på solinnstråling i Oslo (Klimaetaten, 2018). Denne informasjonen er likevel noe utdatert, og ved mangel på bedre kunnskap om planlagt installert kapasitet, ble det brukt scenarier fra EU-prosjektet OpenENTRANCE². I prosjektet har det blitt laget scenarier for forventet kraftproduksjon fra bygningsintegreert PV i ulike områder i Europa og Norge, og estimert installert kapasitet for området NO1 hvor Furuset tilhører er 2 GW innen 2050, tilsvarende en årlig produksjon på 2 TWh (Sørbye & Weisz, 2021). For å regne ut kapasiteten på Furuset har vi antatt at denne kapasiteten fordeles jevnt i området og skalert kapasiteten i forhold befolkningstallene på Furuset og NO1. I tillegg har vi antatt en linear økning i kapasitet fra 10 % i 2020 til 100 % i 2050. Tabell 7 viser installert areal av solcellepaneler i Furuset og tilsvarende årlig produksjon brukt i modellen.

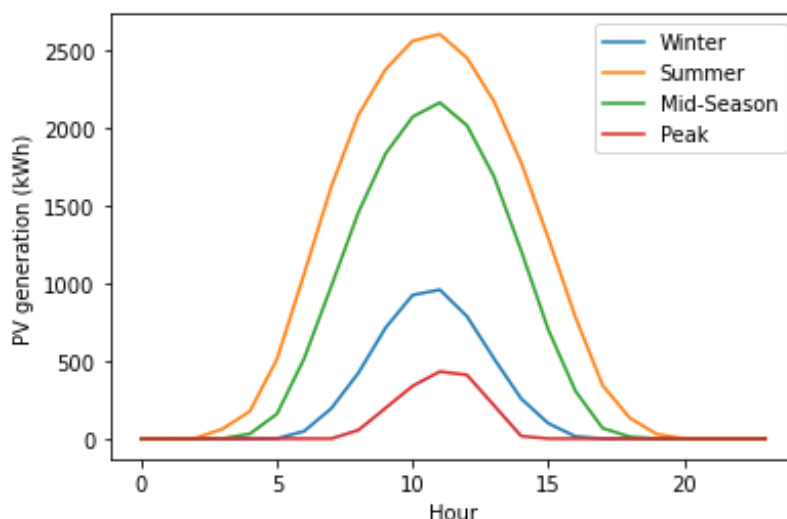
Tabell 7. Installert areal for solcellepaneler og resulterende årlig produksjon av solkraft på Furuset.

	Areal [m ²]	Årlig produksjon [GWh]
2020	2 935	1,05
2030	12 032	2,62
2040	23 521	5,26

Timesprofiler for energiproduksjon er laget med data fra nettsiden renewables.ninja³ (Pfenninger & Staffell, 2016; Stafell & Pfenninger, 2016), med bruk av samme inndeling i sesonger som ellers i studiet (Tabell 5). Figur 7 viser beregnet energiproduksjon fra solceller på Furuset i 2050 i de forskjellige sesongene.

² OpenEntrance - open ENergy TRansition ANalyses for a low-Carbon Economy. <https://openentrance.eu/>

³ www.renewables.ninja



Figur 7. Timeprofiler av solceller produksjon for et døgn i forskjellige sesonger i 2050 for hele Furuset.

3.3 Fjernvarme

Per i dag eksisterer det ikke varmedistribusjon på Furuset unntatt vannbåren varme innad i en del bygg, og det går heller ikke fjernvarmeledning til området. Fortum Oslo Varme (FOV) har fått tillatelse for å utvide sitt konsesjonsområde for fjernvarme til å inkludere Furusetområdet (Bølling, 2016), og fjernvarme skal bygges til området.

Det er viktig for Oslo kommune at utvikling av fjernvarmesystemet skjer på en måte som støtter opp under kommunens ambisjoner for området og således bidrar til realisering av et godt energisystem på Furuset (Bølling, 2016). Det betyr at fjernvarmesystemet bør utbygges med god fleksibilitet og muligheter for utveksling, for eksempel med et lavtemperaturnett der også lokale kilder eller spillvarme kan utnyttes. I denne sammenhengen er det planlagt å bygge et lavtemperatur-nærvarmenett og et sesonglager for varmen på Furuset. Sesonglagret lades med overskuddsvarme fra søppelforbrenning via det primære varmenettet om sommeren, og forsyner varme til nærvarmenettet om vinteren.

Investeringskostnadene til et nærvarmenett er estimert til 20 MNOK, inkludert alle kundesentraler (Westin, 2019). Kostnadene for et sesonglager er estimert til 70 MNOK, inkludert varmesentral. Når det gjelder fremføring av fjernvarme så koster dette om lag 10 000 - 15 000 kr/m (Westin, 2019). Fra Furuset er det 3 km til nærmeste tilknytningspunkt, noe som gir en total kostnad på ca. 40 MNOK.

Investeringskostnadene til et nærvarmenett var antatt til å være like ved både høytemperatur- og lavtemperatur-fjernvarme. I realiteten kan et nærvarmenett være dyrere ved lavtemperatur-alternativet grunnet tilkoblingen til sesonglageret og muligens større dimensjoner for rør og varmevekslere. Samtidig kan et lavere temperaturnivå også gi muligheten til å bruke billigere rørmaterialer.

3.4 Oppgradering av eksisterende bygningsmasse

Oppgradering av eksisterende bygg på Furuset til passivhusstandard er et investeringsalternativ i analysen. Dette gjelder bygg i de eksisterende borettslagene B1-B8, tilsvarende 115 600 m², og tiltaket ville redusere det totale varmebehovet på Furuset med ca. 31 %. Investeringskostnadene for dette tiltaket er estimert til 9 000 NOK/m² som gir ca. 1 000 MNOK totalt. Det er per i dag lite sannsynlig at dette vil bli gjennomført, men det er likevel med som et mulig investeringsalternativ i analysen. Merk at kostnadene for oppgradering er basert på en antakelse at annet vedlikehold ikke er nødvendig, og det kan hende at innen 2039 vil oppgradering eller andre energieffektiviseringstiltak være nødvendig

uansett. Merkostnadene ved energieffektiviseringstiltak i forbindelse med annet vedlikehold kan være betydelig lavere.

En del andre bygg på Furuset skal uansett bygges om og eventuelt utvides. Ved ombygging vil bygningene bli oppgradert, enten til gjeldende TEK eller til passivhus standard. Oppgradering av disse byggene er en forutsetning som ligger inne i alle analysene, og er derfor ikke inkludert i noen investeringsalternativer.

3.5 Oppsett for investeringsanalysen

Investeringskostnadene og levetid for de ulike komponentene/teknologiene som trengs for forsyning av kraft og varme samt oppgradering av bygningene er oppsummert i Tabell 8. Tabellen viser også hvilke teknologier trengs i de tre investeringsalternativene som studeres:

1. Full elektrisk varmforsyning:
 - Kan investere i ny trafo dersom det trenges
 - Kan investere i oppgradering av eksisterende bygningsmasse til passivhus
2. Høytemperatur fjernvarme
 - Må ha nærvarmenett og tilkobling til fjernvarme.
 - Kan investere i ny trafo dersom det trenges
 - Kan investere i oppgradering av eksisterende bygningsmasse til passivhus
3. Lavtemperatur-fjernvarme med sesonglager
 - Må ha nærvarmenett, tilkobling til fjernvarme og sesonglager.
 - Kan investere i ny trafo dersom det trenges
 - Kan investere i oppgradering av eksisterende bygningsmasse til passivhus

Som det fremgår av Tabell 8 og listen over: For alternativ 2 må en ha tilkobling til fjernvarme for å kunne forsyne varme i et nærvarmenett, og for alternativ 3 så forutsettes det bygging av sesonglager i tillegg. Minimum investeringskostnad for høytemperatur fjernvarme er derfor **60 MNOK** (40 for tilkobling fjernvarme og 20 for nærvarmenett), og for lavtemperatur fjernvarme lik **130 MNOK** (70 ekstra pga. sesonglager). Ved alternativ 1 er det ikke nødvendigvis behov for noen investeringer. Det ble brukt en diskonteringsrente på 5 % i analysen.

Tabell 8. Investeringskostnader og levetid for de ulike teknologiene, samt hvilke teknologier de ulike investeringsalternativene må (kan) ha.

Teknologi	Må (kan) være en del av	Kostnad [MNOK]	Levetid [år]
Ny trafo	(1), (2), (3)	10	40
Nærvarmenett	2, 3	20	30
Sesonglager for varme	3	70	60
Tilkobling til fjernvarmenett	2,3	40	30
Oppgradering til passivhus	(1), (2), (3)	1 000	30

Det forutsettes at eventuelle investeringer i høytemperatur fjernvarme, lavtemperatur nett og sesonglager gjøres i starten av periode 2, dvs. 2030 (periode 1 er dagens system). Dette er en tilleggsetning for optimaliseringsmodellen, og den vil derfor ikke vurdere om det en kan spare kostnader for ved å utsette disse investeringsalternativene.

4 Energikostnader

4.1 Strøm

Sluttbrukerprisen til strøm består av flere ledd: prisen på kraft, nettleie, og avgifter. Merverdiavgift og elavgifter er ikke inkludert i den samfunnsøkonomiske kostanden, da dette betraktes som fiskale avgifter (inntekt til staten). Pris på kraft og nettleie representerer de samfunnsøkonomiske kostnadene i det omkringliggende energisystemet (produksjon av strøm og bygging/vedlikehold av kraftnett) ved bruk av strøm på Furuset.

Prisen på kraft, spotpris

Det eksisterer gode data for historiske kraftpriser. I analysen ser vi imidlertid mange år framover. Det er derfor et spørsmål i hvilken grad historiske priser reflekterer forventinger til fremtidige priser. Nivået på kraftprisene (dvs. produsentprisene, Nord Pool) i Norge er generelt forankret i Europeiske kraftpriser både gjennom det nordiske kraftmarkedet og pga. utenlandskablene. Prisvariasjon i Europa slår imidlertid ikke fullt inn i Norge pga. begrensninger i overføringskapasitet, og kombinasjonen av god regulerbarhet og store vannmagasiner. På den andre siden kan vi få variasjoner mellom våtår og tørrår. Kraftmarkedene i Europa er i endring, og forventes stadig økende andeler av fornybart inn i kraftsystemet – som skal være helt utslippsfritt innen 2050. På den ene siden kan en argumentere for at dette vil gi lavere strømpriser framover fordi marginalkostnaden for vind- og solkraft er tilnærmet lik null. Men det kan også gi utslag i andre retningen, f.eks. dersom omleggingen insentivers gjennom et kvotesystem som gir økte kostnader for fossil kraftproduksjon. Graden av subsidier til fornybar kraft, og finansieringsmekanismene som skal brukes for å sikre tilstrekkelig tilgang på alternativ kapasitet når vinden ikke blåser og solen ikke skinner, vil bli avgjørende for utviklingen av kraftprisene framover. Subsidier til fornybart og etablering av egne kapasitetsmarkeder vil isolert sett dempe kraftprisene. Alt i alt er derfor utviklingen fremover usikker for kraftprisene. I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2020 – 2040 etableres det 3 scenario: basis, grunn og høy (NVE, 2020). I basis scenario øker prisen med 3 øre fra 2022 til 2040. I høyt scenario øker prisen med 10 øre, mens den går ned med 13 øre i lavt scenario. Dette viser at det vanskelig å spå om kraftprisene kommer til å gå opp eller ned, og for denne studien bruker vi derfor historiske priser.

For prisen på kraft har vi tatt utgangspunkt i Nord Pool timedata for Oslo 2004 – 2018. Gjennomsnittsprisen for disse 15 årene for hver av døgnetts 24 timer er beregnet, og for hver av de sesongene vi har delt året opp i.

Nettleie

Det eksisterer også statistikk for nettleie. Men også på dette punktet må en vurdere om historiske verdier er gode estimat når en skal se langt fram. Det skal gjøres store investeringer i kraftnettet kommende år, og elektrifisering av transport og annet forbruk kan gi økte effektopper. Dette kan føre til økte utgifter for nettselskaper, og dermed økte tariffer for nettleie. I NVEs framskriving av nettleie for husholdninger 2017 – 2025 ble det anslått en økning på 30 % nominelt, men bare 11 % korrigert for inflasjon (NVE, 2018). I NVEs rapport om status og prognoser for kraftsystemet fra 2018 finnes det også prognoser for forventede kostnader til nettinvesteringer som skal hentes inn gjennom nettleien. Det fremgår at forventet kostnadsutvikling er flat for distribusjonsnettnivået, ganske lik i 2018 og 2027 for transmisjonsnettnivået (hvis en ser bort fra utlandskabler, som skal være lønnsomme og dermed bidra til lavere nettleie), dog høyere i årene mellom, mens den er noe økende for regionalnettnivået som er mindre i absolutt kostnader (NVE, 2018). I en rapport fra 2019 argumenterer DNV GL for at tariffene kommer til å gå ned som følge av elektrifisering, og ikke opp (DNV GL, 2019). Årsaken er at

nettkostnadene kan fordeles på et større forbruk. Alt i alt gir dette ikke et bilde av at en kan forvente sterkt økende tariffer fremover, og for denne studien tar vi derfor utgangspunkt i historiske verdier.

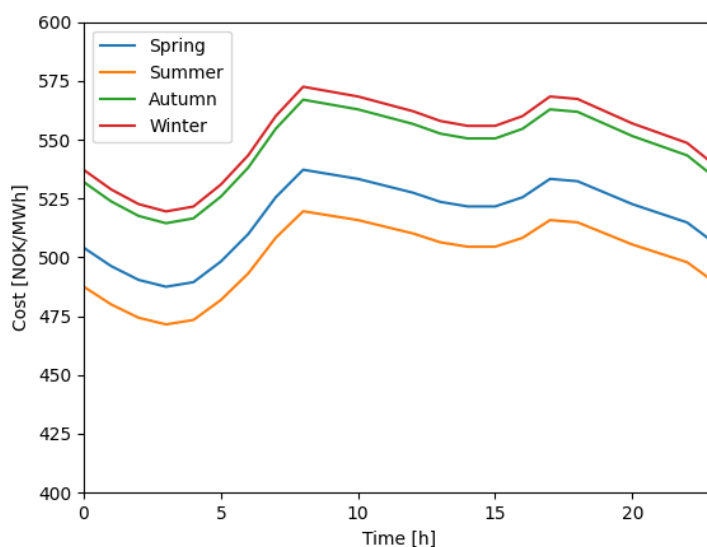
For nettleien har vi brukt NVEs nettleiestatistikk pr. 1/1 2018 for husholdninger knyttet til Hafslund sitt nett, energiledd øre/kWh uten MVA og forbruksavgift, dvs. 21,5 øre/kWh. Elkjeler og varmpumper er enheter som kan kobles ut ved høy belastning i nettet, og for disse enhetene har vi derfor brukt en tariff på 5 øre/kWh basert på dialog med Fortum Oslo Varme. Det er antatt at nettleien også inkluderer nettselskapets utgifter til elsertifikater.

Totalpris for strøm, uten MVA og elavgift

Resulterende strømpriser for alminnelig forsyning er vist i Figur 8. For sesongen "Peak" har vi brukt vinterprisen. Skaleringsfaktorene for de ulike sesongene er gitt i Tabell 9.

Tabell 9. Skaleringsfaktorer for strømpriser for ulike sesonger.

	Faktor
Vår	0,975
Sommer	0,943
Høst	1,029
Vinter	1,039
Peak	1,039



Figur 8. Strømpris for husholdninger per time og sesong.

4.2 Fjernvarme

Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved varmeleveranser til Furuset fra Oslo sitt fjernvarmesystem, er den ekstra kostnaden som påløper for hele systemet som følge av leveransene til Furuset. Vi har derfor estimert hvilke teknologier vil bli brukt i totalsystemet dersom det skal produseres mer varme i en gitt time/sesong. De billigste teknologiene som allerede brukes for fullt i en bestemt time, før tilkobling av Furuset, kan ikke brukes enda mer. Dette gjelder for eksempel varme fra avfallsforbrenning om vinteren. Marginalkostnaden for systemet vil typisk være den dyreste teknologien som er i bruk i aktuell time og sesong.

Kostnadene for fjernvarmeproduksjon i Oslo varierer over sesonger, dager og timer på lik linje med elektrisitet. Grovt sett vil det være overskuddsvarme fra avfallsforbrenning fra mai til september (Westin, 2019), noe som tilsvarer sommerperioden i Integrate (se Tabell 5). For sommerperioden settes derfor marginalkostnaden for fjernvarme til null.⁴

De andre teknologiene for varmeproduksjon i fjernvarmenettet er: elkjeler og varmepumper, samt kjeler fyrt med pellets, biodiesel og -olje, og gass (LNG). Estimater for bruken av ulike teknologier over året vist i Tabell 10 er basert på data fra Fortum Oslo Varme for produsert varme per kilde per måned. Biodiesel og -olje ble sett under ett, og antatt å være av typen fettsyre-metyl-ester (FAME). Prisene for de ulike kildene og de ulike sesongene, vist i Tabell 11, er basert på prisstatistikk for fjernvarme for 2020 (Tekniske Nyheter, 2021), samt innspill fra Fortum Oslo Varme. Et unntak er energiprisene for elkjel og varmepumpe, som er basert på strømpriser brukt ellers i modellen, forklart i seksjonen over.

Tabell 10. Estimater for bruk av teknologier for varmeproduksjon i de ulike sesongene, basert på data for årlig produsert energi fra Fortum Oslo Varme.

	Avfall	Elkjel	Varmepumpe	Pellets-kjel	Biokjel	Gass-kjel
Vår	78 %	13 %	7 %	2 %	0 %	0 %
Sommer	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Høst	68 %	15 %	12 %	4 %	1 %	1 %
Vinter	45 %	33 %	10 %	8 %	1 %	3 %
Peak	30 %	30 %	10 %	18 %	6 %	6 %

Tabell 11. Energipriser [øre/kWh] for de ulike teknologiene og sesongene. For varmepumpe er prisene basert på en COP⁵ på 3.

	Elkjel	Varmepumpe	Pellets-kjel	Biokjel	Gass-kjel
Vår	34,2	11,4	40	82	45
Sommer	33,1	11,0	40	82	45
Høst	36,1	12,0	40	84	45
Vinter	36,4	12,1	40	86	45
Peak	36,4	12,1	40	86	45

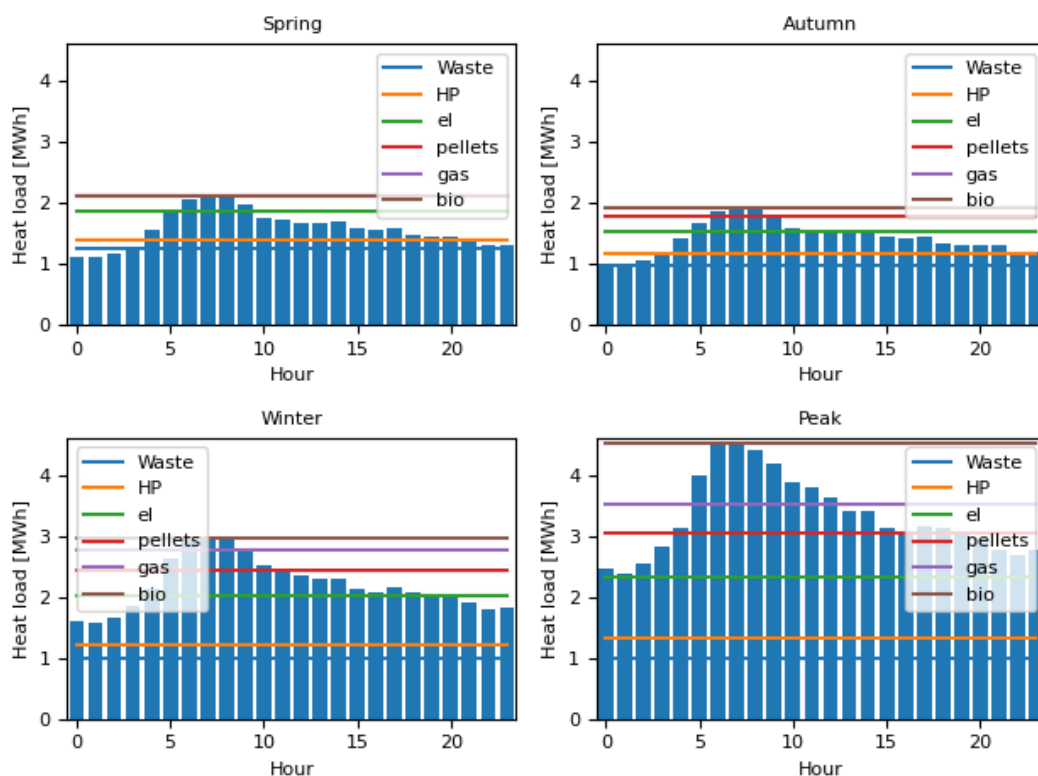
Vi har ikke forbruksprofil for totalsystemet i Oslo. For å finne ut hva den marginale teknologien er per time har derfor anslått dette med følgende metode:

- Vi tar utgangspunkt i forbruksprofilen på Furuset, per time og sesong
- Kapasiteten for hver teknologi for leveranser til Furuset er kalibrert slik at en får akkurat den prosentvise bruken som gjelder for totalsystemet i Oslo (Tabell 10) når en summerer over 24 timer. Dette gjøres for hver sesong.
- Kostnaden for varmeleveranser settes lik den dyreste teknologien som tas i bruk.

Figur 9 viser varmebehovet over døgn i de ulike sesongene, sammen med maks effekt tilgjengelig fra de ulike kildene basert på denne tilnærmingen.

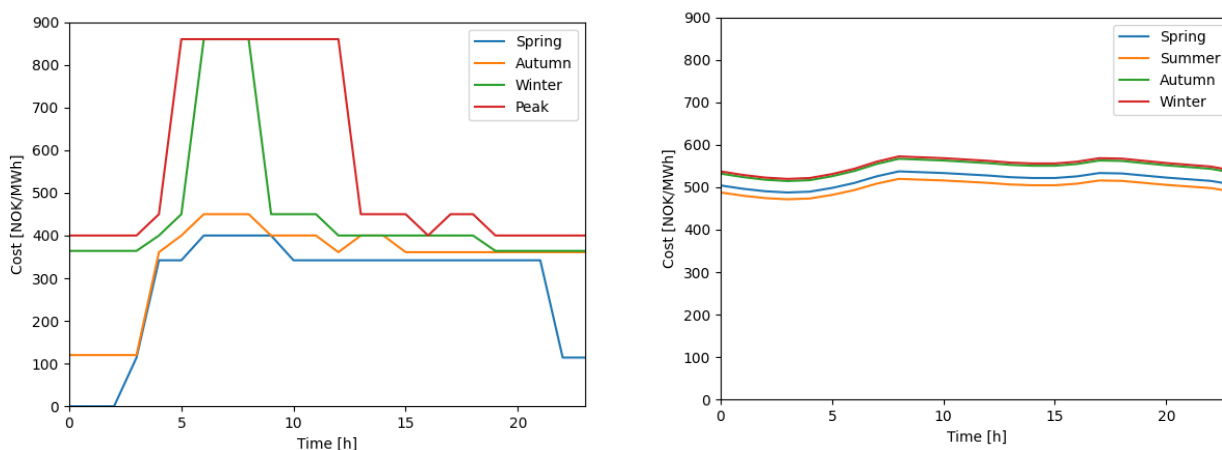
⁴ I praksis har vi satt et veldig lavt positivt tall (1 NOK/MWh) av beregningstekniske årsaker.

⁵ COP eller effektfaktor beskriver hvor mye varmeeffekt en får ut av varmepumpen i forhold til hva den bruker av strøm.



Figur 9. Varmebehov (inkl. romoppvarming og tappevann) over døgn og maks effekt fra de ulike energikildene i de ulike sesongene bortsett fra sommeren, da avfallsforbrenning tar hele lasten.

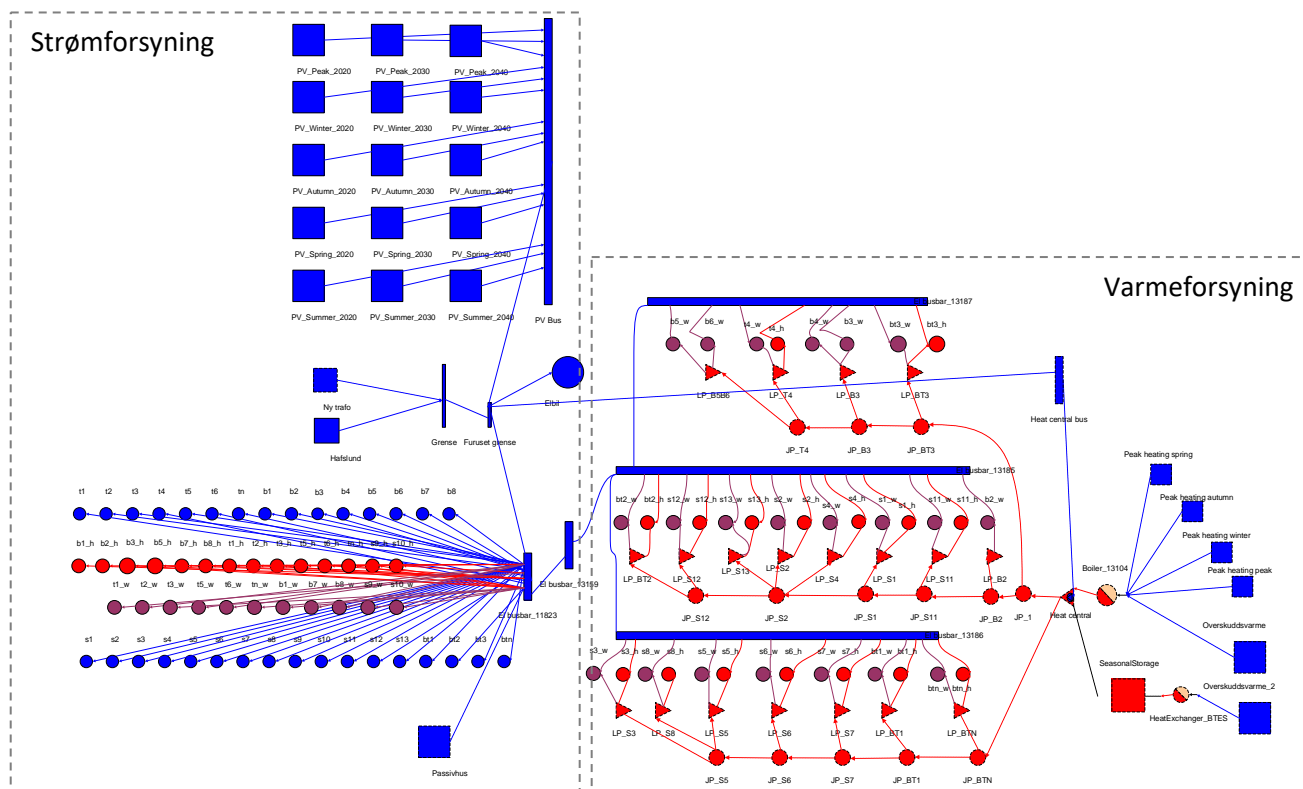
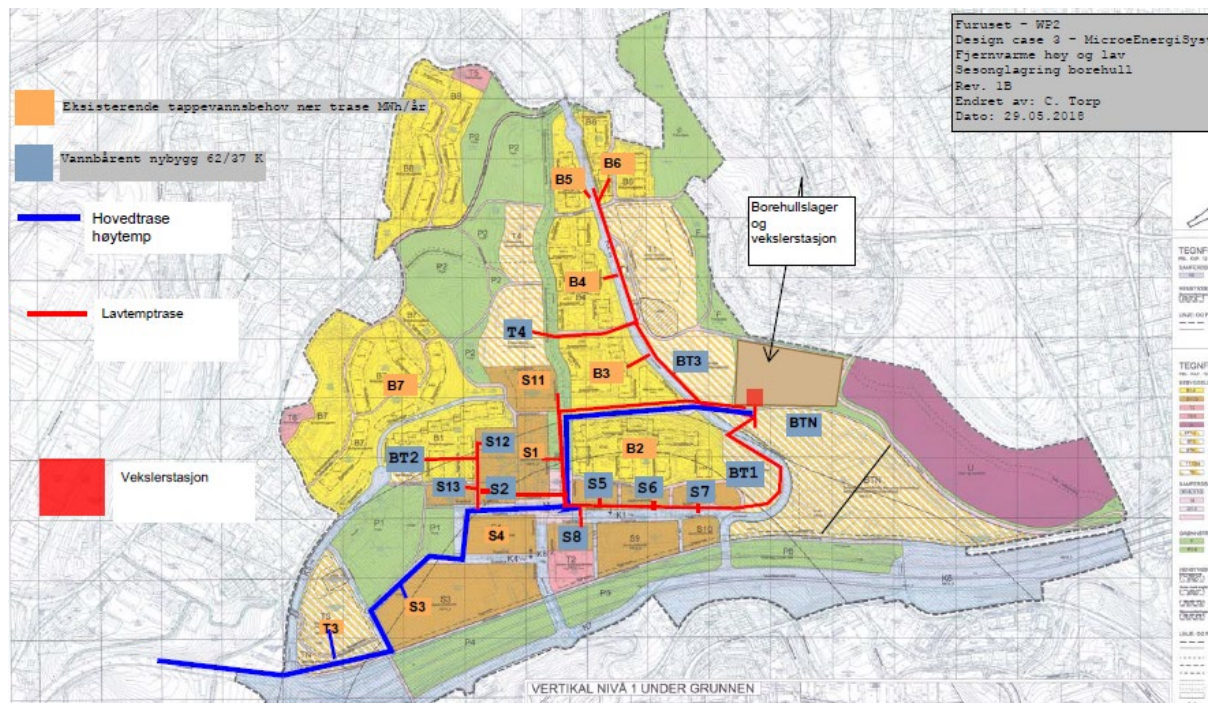
Resultatet for kostnader for fjernvarmeleveranser til Furuset er vist i Figur 10 sammen med kostnader for strøm i samme skala. Variasjon i fjernvarmekostnadene over døgn og over året er mye større enn variasjonen i strømkostnadene.



Figur 10. Fjernvarmekostnader per time for de ulike sesongene (venstre) og strømkostnader (høyre), vist i samme skala.

5 Modell i Integrate

Figur 11 viser en overordnet plan for fjernvarmenettet på Furuset, og modellen i Integrate. Distribusjons-system av strøm og varme er beskrevet i mer detalj i det som følger.



Figur 11. Overordnet plan for fjernvarmenettet på Furuset (øvre), og energisystemmodellen i Integrate (nedre).

5.1 Strømnett

Strømnettet dekker de strømspesifikke behovene (blå sirkler), samt de termiske lastene (røde sirkler – romoppvarming, burgunderrøde sirkler – tappevann) som ikke vil bli koblet til nærvarmenettet (se Tabell 1). I det første investeringsalternativet med full elektrisk varmforsyning vil i tillegg de termiske lastene som er planlagt til å kobles til nærvarmenettet bli dekket med strøm. Denne opsjonen er mulig gjennom de blå horisontale samleskinnene på høyre side i Figur 11, nedre.

Det er rikelig kapasitet i det elektriske nettet innad i Furuset, med 6 sløyfer 240 mm Al som har ca. 15 MW termisk kapasitet (Hafslund Nett, 2019), og i modellen er det sørget for at det er tilstrekkelig kapasitet for distribusjon av kraft til forbrukspunktene. Tapet i nettet innad i Furuset er anslått til ca. 5 %, inklusive høyspent- og lavspennetnettet og fordelingstransformatorer. Tapet er modellert med et påslag i strømprisen.

5.2 Nærvarmenett

Nærvarmenettet er modellert som tre hoved traséer og tilhørende stikkledningen til hvert enkelt bygg. Ringledningen vist i Figur 11 (øvre) var dermed modellert som to enkeltgrener. Den totale lengden på varmenettet er 2400 m, og det totale energibehovet forsynt av varmenettet er 15,9 GWh. Varmetapsfaktoren for hvert rør var satt til 0,75 W/(mK), noe som ga et totalt varmetap på ca. 5,6 % av det totale behovet ved en turtemperatur på 70 °C og bakketemperatur på 5 °C.

I lavtemperatur case, var det antatt en tur-/returtemperatur på 70/50 °C over året. Temperaturene brukt i høytemperatur-scenariet er vist i Tabell 12.

Tabell 12 Tur- og returtemperatur i de ulike sesongene i høytemperatur-scenariet.

	Turtemperatur [°C]	Returtemperatur [°C]
Topplast	110	50
Vinter	105	50
Spring	103	50
Sommer	90	60
Høst	102	50

5.3 Sesonglager for varmen

Total kapasitet til sesonglagret er satt til 13 GWh, basert på (Nielsen, 2020). Modellen er satt opp slik at lagret lades opp i løpet av sommeren med gratis overskuddsvarme fra søppelforbrenning, og lades ut i løpet av de andre sesongene. I tillegg er det tatt høyde for et total årlig varmetap på 5 GWh tilsvarende 38 % ifølge (Nielsen, 2020, s. 11). Mengde varme tilgjengelig til Furuset er da 8 GWh/år. Maksimal effekt for ladning og utladning var satt til henholdsvis 4,27 og 4 MW. Tabell 13 viser den totale mengden energi ladet og utladet per sesong, og tilsvarende ladet/utladet mengde energi per representativt døgn sammen med totalt varmebehov per døgn *for den andelen av bygningsmassen som skal forsynes av nærvarmenettet*.

Verdiene for ladning/utladning per sesong er en input til modellen, som ble valgt ut fra antakelsen at mesteparten av varmen ville bli brukt i løpet av høst og vinter, og at det vil være lite varme igjen i vårperioden. Det er naturligvis en usikkerhet knyttet til disse valgene, og i en videre publikasjon skal det gjennomføres en sensitivitetsanalyse med ulike oppsett for tilgjengelig varme per sesong.

Tabell 13 Parametere for ladning og utladning av sesonglagret i de ulike sesongene, sammen med totalt varmebehov per døgn for de bygningen som er koblet til nærvarmenettet.

	Ladning/utladning per sesong [MWh]	Antall dager	Ladning/utladning per døgn [MWh]	Totalt varmebehov per døgn [MWh]
Peak	-50	1	-50,0	80,0
Sommer	13000	127	102,4	22,6
Vinter	-6050	123	-49,2	53,1
Høst	-1400	62	-22,6	34,7
Vår	-500	52	-9,6	38,2
Varmetap	-5000			
SUM	0	365		

5.4 Oppgradering av eksisterende bygningsmasse

Oppgradering til passivhus er estimert til å gi en reduksjon i det totale årlige varmebehovet på 9,8 GWh, tilsvarende 31 % av det ikke-renoverte behovet, som vist i Tabell 1. Dette gjelder de eksisterende borettslagene B1-B8, og som per i dag har direkte elektrisk oppvarming. For borettslagene B3-B6 vil tappevannsforsyning sannsynlig kobles til nærvarmenettet i framtiden, men dette behovet vil ikke påvirkes av oppgraderingen. I modellen ble det antatt at oppgradering reduserer energibehovet jevnt sesongene høst, vinter, vår og peak, og dette gir en reduksjon på 1,7 MWh/h.

6 Resultater

6.1 Sammenlikning

Vi viser først en overordnet sammenlikning av resultatene for de tre investeringsalternativene, og så gis mer detaljert resultatbeskrivelse for hver av dem. Tabell 14 viser resultater fra investeringsanalysen, rangert fra billigst (nr 1) til dyrest (nr. 6).

Det ble ikke investert i trafo eller oppgradering til passivhus i noen av de 3 investeringsalternativene. Trafo er unødvendig pga. god kapasitet i nettet, mens oppgradering av eksisterende bygningsmasse er for dyrt til at det ble valgt.

Alternativet med elektrisk varmforsyning (nr. 1) krever ingen tiltak pga. god kapasitet i nettet, og er dermed billigst selv om energikostnaden per MWh er størst for dette alternativet. Alternativene med fjernvarme (nr. 2 og 3) koster i underkant av 3 % mer enn elektrisk varmforsyning, og disse to alternativene har nesten helt likt total kostnad. Driftskostnadene er imidlertid betydelig mye lavere i LT fjernvarme sammenliknet med de andre alternativene.

Tabell 14 Resultater fra investeringsanalysen

Nr		Annuitet [MNOK]		
		Drift	Investering	Sum
1	Elektrisk varmforsyning	27,36	0,0	27,36
2	HT fjernvarme	26,12	2,00	28,12
3	LT fjernvarme og STES	24,14	3,99	28,13

Tabell 15 viser årlig tilført energi fra de ulike kildene for den siste investeringsperioden. Ved bruk av fjernvarme (HT eller LT) reduseres årlig tilført mengde strøm med 26 %, og toppplastbehovet reduseres med 28 %. Ved bruk av LT fjernvarme og sesonglagring, øker årlig tilført mengde fjernvarme med 28 % som følge av ladning av brønnparken i sommeren, men toppplastbehovet reduseres med 31 %. Årlig tilført energi fra sesonglagret og makseffekt for utladning tilsvarer oppsettet beskrevet i seksjon 5.3.

Tabell 15 Total årlig tilført energi og høyest tilført effekt fra ulike kilder

		Strøm		Fjernvarme		STES		PV	
		[GWh/år]	[MWh/h]	[GWh/år]	[MWh/h]	[GWh/år]	[MWh/h]	[GWh/år]	[MWh/h]
1	Elektrisk varmforsyning	59,2	17,0					5,26	3,07
2	HT fjernvarme	44,0	12,2	16,2	5,2			5,26	3,07
3	LT fjernvarme og STES	44,0	12,2	20,9	3,6	8,0	4,0	5,26	3,07

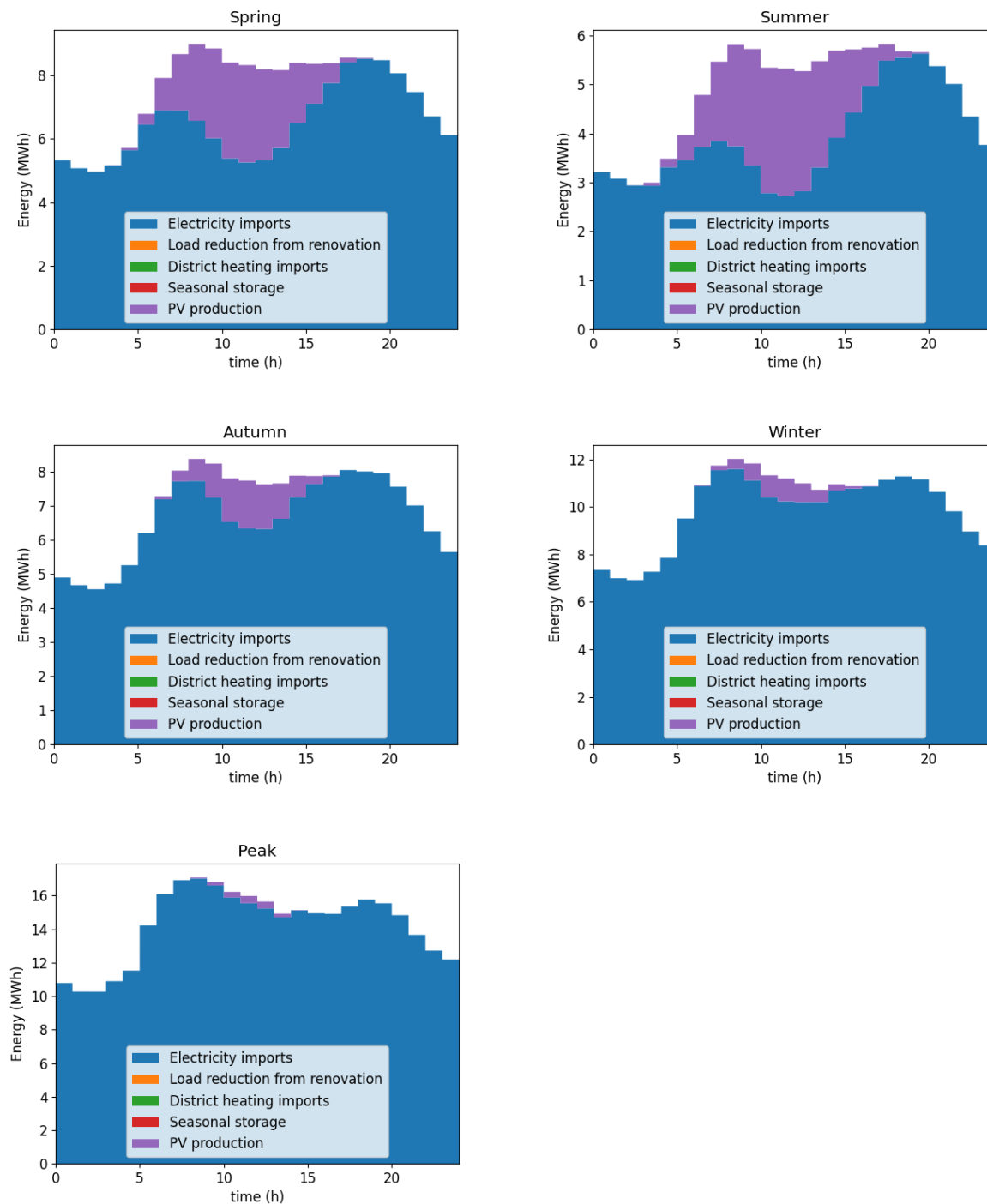
Tabell 16 viser pumpearbeid og varmetap i varmenettet i fjernvarmealternativene. Pumpearbeid er dobbelt så stort i lavtemperatur fjernvarme sammenliknet med høytemperatur fjernvarme, men pumpearbeid er svært lite i forhold til varmebehovet. Varmetapet er 2 prosentenhet lavere ved lavtemperatur sammenliknet med høytemperatur fjernvarme. Merk at varmetapet vist her inkluderer kun tapet i distribusjonsnettet, ikke tapet i sesonglagret. Sistnevnte er tatt i hensyn i modellering av varmelageret i behovet for årlig tilført energi til ladning i forhold til mengde energi tilgjengelig til utladning (se Tabell 13 Parametere for ladning og utladning av sesonglagret i de ulike sesongene, sammen med totalt varmebehov per døgn for de bygningen som er koblet til nærvarmenettet.

Tabell 16 Pumpearbeid og varmetap i alternativene med fjernvarme.

	Pumpearbeid [GWh/år]	Pumpearbeid [% av varmebehov]	Varmetap [GWh/år]	Varmetap [% av varmebehov]
HT fjernvarme	0,014	0,09	1,14	7,54
LT fjernvarme og STES	0,031	0,20	0,85	5,62

6.2 Alternativ 1: Kun elektrisk varmforsyning

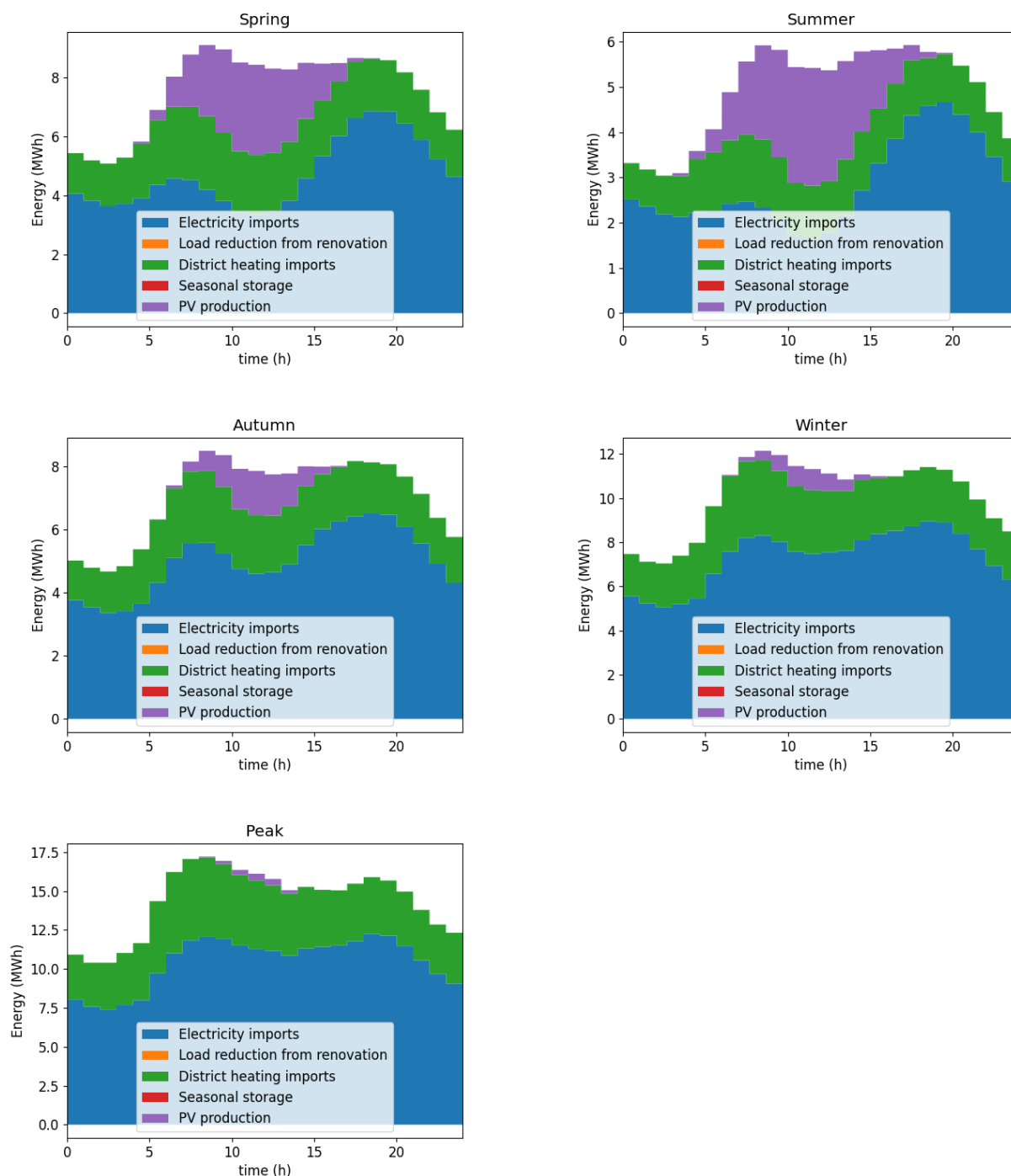
Figur 12 viser aggregert energiforsyning i alternativet med full elektrisk oppvarming. Om sommeren og våren er det betydelig mengder energi tilført fra lokal PV produksjon. Om vinteren er strømmen i hovedsak forsynt gjennom strømmettet, noe som fører til høye effekttopper i bruk av nettet.



Figur 12. Aggregert energiforsyning i de ulike sesongene ved elektrisk varmforsyning.

6.3 Alternativ 2: Høytemperatur fjernvarme

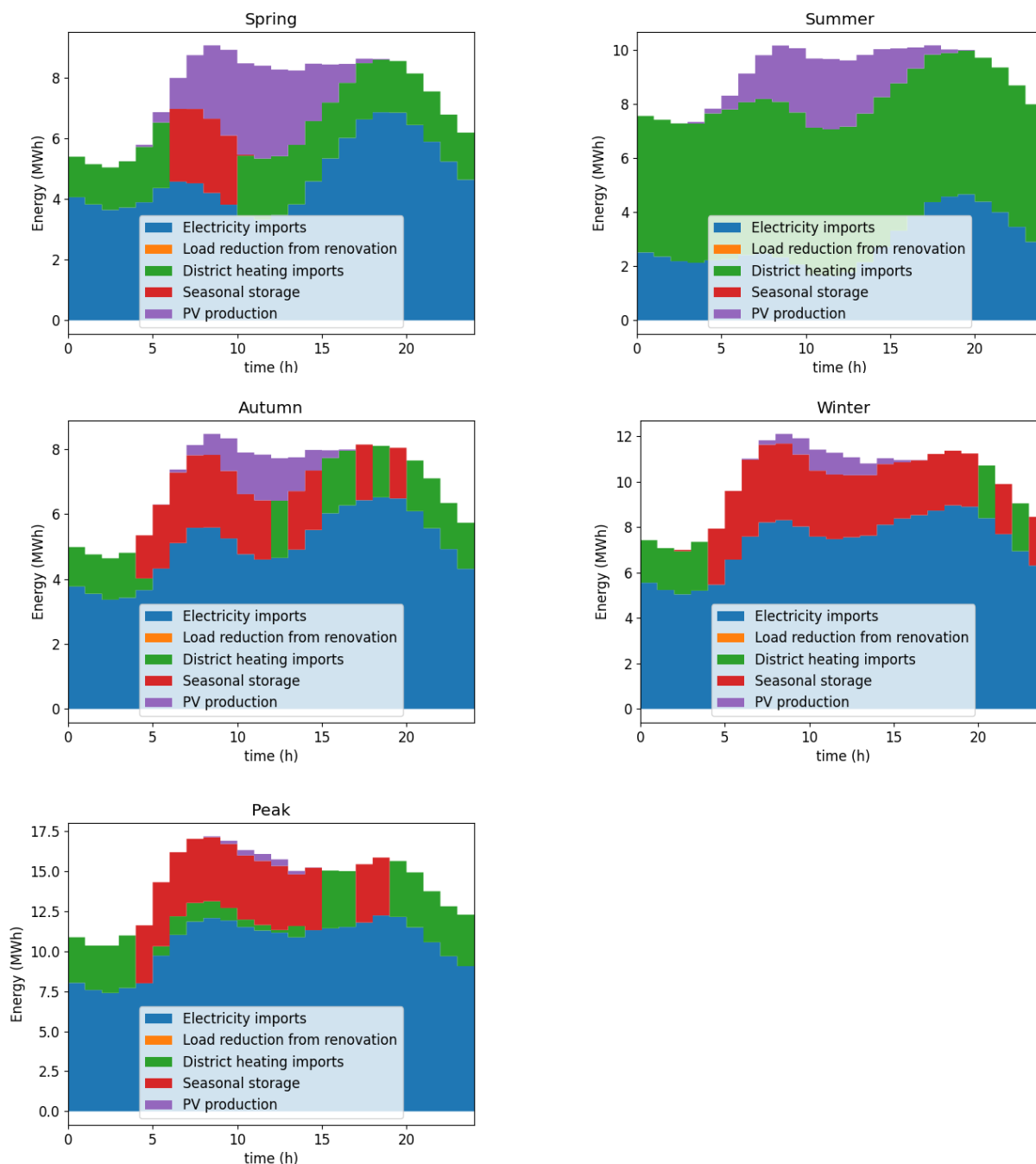
Figur 13 viser tilsvarende energiforsyning i de ulike sesongene i alternativet med høytemperatur fjernvarme. PV produksjonen er den samme som i alternativet med kun elektrisk oppvarming, men fjernvarme dekker her en betydelig andel av varmebehovet. Ved å sammenlikne figurene for "Peak" ser en hvordan topplasten for strøm har gått ned pga. bruk av fjernvarme.



Figur 13. Aggregert energiforsyning i de ulike sesongene ved høytemperatur fjernvarme.

6.4 Alternativ 3: Lavtemperatur fjernvarme og sesonglager

Figur 14 viser energiforsyning i de ulike sesongene i alternativet med lavtemperatur fjernvarme og sesonglagring. Om sommeren er mengden tilført energi fra fjernvarme høy selv om oppvarmingsbehovet er lavt. Dette skyldes ladning av sesonglagret, om ikke er vist eksplisitt i figuren. I de andre sesongene brukes varmen fra sesonglagret mest i de timene da fjernvarmeprisene er høyest (se Figur 10).



Figur 14. Aggregert energiforsyning i de ulike sesongene ved lavtemperatur fjernvarme og sesonglagring av varmen.

7 Konklusjoner og oppsummering

Denne rapporten viser en tekno-økonomisk analyse av termisk energiforsyning for det planlagte mikroenergisystemet på Furuset, gjennomført med bruk av verktøyet Integrate. Studiet har fokusert på tre alternative løsninger for varmforsyning: direkte elektrisk oppvarming for hele Furuset, høytemperatur fjernvarme og lavtemperatur-fjernvarme med sesonglagring av varmen. Oppvarming basert på fjernvarme gjelder kun den delen av bygningsmassen som er planlagt å bli koblet til det framtidige nærvarmenettet, noe som tilsvarer ca. halvparten av det totale varmebehovet.

Alternativet med direkte elektrisk oppvarming krever ingen tiltak og kom ut som det mest lønnsomme alternativet, men forskjellen er liten (under 1 MNOK i total annuitet) i forhold til alternativene med fjernvarme. Driftskostnadene er betydelig mye lavere i alternativet med lavtemperatur fjernvarme og sesonglagring enn i de andre alternativene. Total årlig strømbehov er 26 % lavere, og topplastbehov for strøm 28 % lavere, i de alternativene som benytter fjernvarme. Energibehovet fra fjernvarmenettet er 28 % høyere i alternativene med lavtemperatur fjernvarme og sesonglagring sammenliknet med høytemperatur fjernvarme grunnet varmetap ved lagring av varme fra sommer til vinter, men topplastbehovet er 31 % lavere i disse alternativene. Merk at ladning av sesonglagret skjer i perioden når det er overskudd i fjernvarmenettet.

Studiet demonstrerer også bruken av sesonglager-modulen i Integrate, som ellers optimerer drift på 24-timers tidshorison. Det er mye frihet i bruk av modulen ved tildeling av tilgjengelig utladet varme per sesong er brukerstyrt, noe som gir rom for testing av optimal bruk av lagret, men er også en usikkerhetsfaktor. Modellen ser kun på mengde energi, og tar ikke i hensyn temperaturnivået på varmen tilgjengelig fra lagret, og dermed ikke reduksjon i temperatur over vinteren. En sensitivitetsanalyse i forhold til tilgjengelig varme per sesong, basert på resultater fra mer detaljert, fysisk modellering av sesonglagret, er under arbeid.

Målt i annuitetskostnader, er driftskostnadene, dvs. kostnadene for energi, større enn investeringskostnadene for alle investeringsscenariene. For strøm ble det brukt historiske verdier for prisen på kraft og nettleie, og det er stor usikkerhet til hva fremtidige priser blir. Resultatene for hvilket alternativ som blir billigst er veldig sensitivt for hvilken strømpris som brukes, og alternativene med fjernvarme er under 3 % dyrere i vår analyse. Dessuten viser studiet at løsninger basert på fjernvarme gir en vesentlig reduksjon av topplastbehov i strømmettet; og potensialet for sesonglagring i reduksjon av topplastbehov i fjernvarmenettet i perioder når behovet er høyest. I områder der kapasiteten i det elektriske nettet er mer begrenset enn på Furuset vil dette gi et betydelig bidrag til den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for fjernvarme.

A1 Tilpasning av data til Integrate

I Integrate er forbruket per type forbruk beskrevet ved:

- En døgnprofil (MWh/h) over ett døgn for hvert forbrukspunkt som er modellert
- En skaleringsfaktor for ulike simulerte døgn (ofte sesonger)
- En skaleringsfaktor for ulike år

De to siste faktorene er lik for alle forbrukspunkter. Dette vedlegget beskriver hvordan disse er beregnet ut ifra av input-dataen om forbruket på Furuset, dvs. årsforbruk for de ulike årene, vist i Tabell 1, Tabell 2, Tabell 3; samt time-for-time verdier over året for de ulike energibehovene generert med lasteprofilgeneratoren Profet som forklart i seksjon 2.3.

Foreløpig er ikke etablert datagrunnlag for alle mulige typer bygg i Profet. Tabell 17 viser bygningstypene en kan velge mellom, og hvilken bygningstype de ulike feltene på Furuset er allokerert til. I tillegg til bygningstypen kan en for de fleste typene velge mellom "normal" og "energieffektiv". Ved valg av kategori har vi vurdert:

- Beskrivelse av eksisterende bygningsmasse
- Forutsetninger mht. nybygg og renovering innen 2029

For de tilfellene hvor beskrivelsen av bygg felt ikke passer så godt med noen av de tilgjengelige bygningskategoriene, så har vi valgt "Skole".

Tabell 17. Tilordningsmuligheter og valg for tilordning av felt for Furuset (for år 2029).

Type bygg	Normal	Energieffektiv
Hus		S1(50 %)
Leilighet	S6, B1 – B8	S1 (50 %), S7, S8, S13, BTN (50 %), BT1-BT3
Kontor		S1 (50 %), S2 (50 %)
Butikk		-
Hotell		-
Barnehage	T6	-
Skole	S3, S4, S9, S10, S11, BTN (50 %), T2, T3, TN	T1, T4
Pleiehjem		-
Sykehus		-

I det følgende beskriver vi hvordan forbruket time for time for feltene på Furuset har blitt beregnet for ulike år og forbrukstyper, og deretter tilpasset inngangsdata til Integrate. Alle symboler er forklart i Tabell 18.

Tabell 18. Symboler i matematisk beskrivelse av våre beregninger.

Symbol	Forklaring
<u>Indekser og sett</u>	
$\text{\AA} \in \{2017, 2018, \dots, 2030, 2030i\}$	År
$f \in F = \{S1, S2, \dots, TN\}$	Felt på Furuset
$t \in \{\text{oppvarm, kjøling, strøm}\}$	Forbrukstyper i tabell 1-3.
$o \in \{\text{romoppvarming, tappevann, strøm}\}$	Alternativ oppdeling av forbrukstyper
$b \in \{\text{hus. normal, hus. effektiv, \dots, sykehus. normal}\}$	Byggkategorier i SINTEF verktøy for beregning av energiforbruk
$j \in J = \{\text{kl 0, kl 01, \dots, kl 23}\}$	Timer i en dag (start)
$d \in \{1, \dots, 31\}$	Mulige dager i en måned
$m \in \{\text{jan, feb, \dots, dec}\}$	Måneder
$h \in H = \{(1, \text{jan, kl 0}), (1, \text{jan, kl 1}), \dots, 31, \text{dec, kl 23}\}$	H er tidsmerker i et år, 8760 verdier. $h = (d, m, j)$ er vektor
$s \in \{\text{vår, sommer, høst, vinter, peak}\}$	Sesonger i Integrate
i	Alias for andre indekser ved behov
<u>Tallverdier</u>	
$x_{\text{\AA}ft}$	Forbruk (per år, felt og type) iht. verdiene fra tabell 1-3.
S_{fb}	Identifikasjon av byggtipe per felt, jf. Tabell 5.
y_{hbt}	Forbruk beregnet av eget verktøy (per byggtipe, tidsmerke og forbrukstipe) for 1000 m ² .
r_{hbt}	Relativt energiforbruk beregnet av SINTEF verktøy (per byggtipe og time)
$Z_{\text{\AA}fth}$	Beregnet forbruk (per felt, år, tidsmerke, tipe)
$v_{\text{\AA}foh}$	Beregnet varmebehov (per felt, år, tidsmerke og tipe varmebehov)
$u_{\text{\AA}fj}$	Tappevannforbruk (per felt, år, og time i døgnet)
w_{fuj}	Input til Integrate for døgnpfiler (per felt, forbrukstipe)
k_{so}^{ses}	Skaleringsfaktor sesong
$k_{\text{\AA}o}^{\text{\AA}}$	Skaleringsfaktor år
c_{hs}	Identifikasjon av sesong for hver dato
d_s^{ses}	Antall dager i en sesong

Beregning av timeforbruk i felt

Vi skal bruke profiler for forbruk som er beregnet fra egen modell, og kombinere dette med Tabell 1 – 3. Innad-i-året profilene representeres med det relative forbruket (sammenliknet med årsgjennomsnitt), dvs.

$$r_{hbt} = \frac{y_{hbt}}{\frac{\sum_i y_{ibt}}{8760}} \quad (1)$$

Teller i denne brøken er beregnet for 1000 m² for aktuell bygningskategori. Dersom beregnet forbruk i en gitt time er akkurat lik gjennomsnittsforbruket (dvs. en 1/8760 del av årsforbruket), så blir r_{hb} lik 1. Hvis forbruket er 20 % større så blir verdien 1.2 osv. Gjennom (1) har vi dermed normalisert

forbruksprofilene for ulike bygningskategorier. Kjølebehovet inngår som en integrert del av strømbehovet i beregnet profil, og slik at y_{hbt} for $t="kjøling"$ er 0.

Energibehovet for strøm og varme per time, felt og år beregnes ved (2) og (3):

$$\text{for } t \in \{\text{strøm}\} \quad z_{\dot{a}fth} = \frac{\sum_{i \in \{\text{strøm}, \text{kjøling}\}} x_{\dot{a}fi}}{8760} \sum_b s_{fb} r_{hbi} \quad (2)$$

$$\text{for } t \in \{\text{oppvarm}\} \quad z_{\dot{a}fth} = \frac{x_{\dot{a}ft}}{8760} \sum_b s_{fb} r_{hbt} \quad (3)$$

Romoppvarming og tappevann

Det kan være ønskelig å se på case hvor kun deler av oppvarmingsbehovet, f.eks. tappevannet, dekkes av et nærvamesystem. Dette kan gjelde f.eks. for deler av eksisterende bebyggelse. Vi ønsker derfor, å dele opp beregnet oppvarmingsbehov per time i ulike felt i "romoppvarming" og "tappevann" der:

$$\text{for } t \in \{\text{oppvarm}\}: z_{\dot{a}fth} = \sum_{o \in \{\text{tappevann}, \text{romoppvarming}\}} v_{\dot{a}foh} \quad (4)$$

Profilen for tappevann og romoppvarming vil imidlertid være forskjellig. Vi har estimert tappevannforbruket basert på oppvarmingsbehovet for de dagene i løpet av året når beregnet oppvarmingsbehov er minst. Varmebehovet er lavest en per iode i juli. Vi har estimert tappevannforbruket lik totalt varmebehov i løpet av uken 14. – 20. juli. Tappevannforbruket har en døgnprofil, men settes lik for alle dager:

$$u_{\dot{a}fj} = \sum_{\substack{itdm: \\ h=(dmj) \in H \\ d \in \{14, \dots, 20\} \\ m \in \{\text{jul}\} \\ t \in \{\text{oppvarming}\} \\ i \in \{2029\}}} \frac{y_{ift(dmj)} x_{f\dot{a}t}}{7 x_{fit}} \frac{x_{f\dot{a}t}}{x_{fit}} \quad (5)$$

Denne likningen sier altså at forbruket av tappevann per time for et år beregnes som gjennomsnittlig varmebehov for aktuell time i perioden 14. – 20 juli 2029, skalert med årlig oppvarmingsbehov ift. oppvarmingsbehovet i 2029. Tappevannforbruket settes altså lik for alle dager i årer. Dog setter vi som tilleggsrestriksjon at tappevannsbehovet aldri settes høyere enn beregnet oppvarmingsbehov:

$$\begin{aligned} \text{for } o \in \{\text{tappevann}\}: v_{\dot{a}fo(dmj)} & \quad (6) \\ & = \min \left\{ \sum_{i \in \{\text{tappevann}, \text{romoppvarming}\}} v_{\dot{a}fi(dmj)}, u_{\dot{a}fj} \right\}, \end{aligned}$$

Romoppvarming følger dermed implisitt av (4). Vi spesifiserer også strømforbruket for den nye oppdelingen av forbrukstyper:

$$\text{for } o \in \{\text{strøm}\}: v_{\dot{a}foh} = \sum_{t \in \{\text{strøm}\}} z_{\dot{a}fth} \quad (7)$$

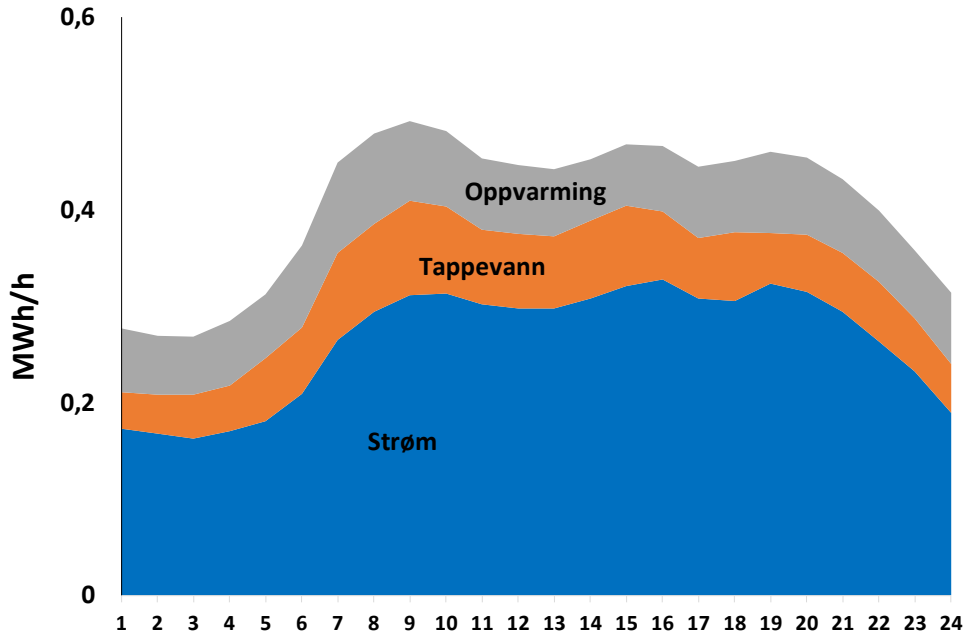
Beregnet årsprofil for strøm, oppvarming og tappevann i sum for hele Furuset for år 2029 er vist i Figur 5. Figuren viser også valgt sesonginndeling i Integrate. Vi skal nå tilpasse disse dataene til de inngangsparametere vi har i vår modell Integrate.

Døgnprofiler per felt

Døgnprofilene per felt er gjennomsnittsforkret per felt og type energi gjennom året for hver time i døgnet:

$$w_{foj} = \sum_{\substack{\hat{a} \in \{2029\} \\ (dmj) \in H}} \hat{a} dm: v_{\hat{a}fo(dmj)} / 365 \quad (8)$$

Som et eksempel viser Figur 16 resulterende døgnprofil for felt S1.



Figur 15. Estimert døgnprofil for felt S1, 2029.

Skalering per sesong og år

Skalering per sesong finner vi ved å dele gjennomsnittsforkret i hver av sesongene med gjennomsnittsforkret over hele året. Hvis et tidsmerke (av 8760) er innad i en sesong, iht. tabell 7, er parameteren c_{hs} lik 1, og ellers er den null. Antall dager i en sesong s er dermed:

$$d_s^{ses} = \sum_{h \in H} c_{hs} / 24 \quad (9)$$

Skaleringen per sesong er:

$$k_{so}^{ses} = \frac{\sum_{h \in H, \hat{a} \in \{2029\}, f \in F} c_{hs} v_{\hat{a}foh}}{d_s^{ses}} \quad (10)$$

$$= \frac{\sum_{h \in H, \hat{a} \in \{2029\}, f \in F} v_{\hat{a}foh}}{365}$$

De resulterende sesongskaleringene er vist i Tabell 6 i notatet.

Skalering per år er:

$$k_{\text{åo}}^{\text{år}} = \frac{\sum_{f \in F, h \in H} V_{\text{åfoh}}}{\sum_{i \in \{2029\}, f \in F, h \in H} V_{\text{ifoh}}} \quad (11)$$

Resulterende skaleringer er vist i Tabell 19.

Tabell 19. Skaleringsfaktorer for ulike energibehov over årene.

År	El uten elbilladning	El inkl. elbilladning	Romoppvarming	Tappevann
2019	1,00	0,9	0,89	0,79
2020	1,01	0,92	0,94	0,87
2021	1,06	0,97	1,06	0,92
2022	1,10	1,02	1,00	1,02
2023	0,97	0,91	1,01	1,03
2024	0,98	0,93	1,02	1,04
2025	1,01	0,97	1,02	1,02
2026	1,02	0,99	1,02	1,03
2027	1,00	0,98	1,02	1,03
2028	1,00	0,99	1,00	1,00
2029	1,00	1,00	1,00	1,00
2030	1,16	1,24	1,13	1,11

Referanser

- Bølling, J. K. (2016). Oversendelse av revidert fjernvarmekonsesjon - Furuset i bydelene Alna og Stovner inkluderes i konsesjonsområdet. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).
- DNV GL. (2019). *Strømnettet i et fullektrisk Norge*. Energi Norge. Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/74f33e5598d64578bda89c1fa864e83a/rapport---stromnettet-i-et-fullelektrisk-norge.pdf>
- Fortum Oslo Varme. (2019). Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem . *Søknad til Enova*.
- Fridstrøm, L. (2019). *Framskrivning av kjøretøyparken i samsvar med nasjonalbudsjettet 2019*. Transportøkonomisk institutt (TØI).
- Hafslund Nett. (2018, December 12). Personlig kommunikasjon via epost mellom Ove Wolfgang og Hafslund Nett.
- Hafslund Nett. (2019, April 25). Personlig kommunikasjon via epost mellom Ove Wolfgang og Hafslund Nett.
- Klimaetaten. (2018). *Statusrapport mikroenergisystem Furuset*. Oslo Kommune.
- Lindberg, K. B., Bakker, S. J., & Sartori, I. (2019). Modelling electric and heat load profiles of non-residential buildings for use in long-term aggregate load forecasts. *Utilities Policy* , 63-88.
- Nielsen, Ø. (2020). Oppsummering - Forprosjekt Furuset energilager.
- NVE. (2018). *Framskrivning av nettleie for husholdninger*. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).
- NVE. (2018). *Status og prognoser for kraftsystemet 2018*.
- NVE. (2020). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040*. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf
- Oslo Kommune. (2018). Statusrapport mikroenergisystem Furuset.
- Pfenninger, S., & Staffell, I. (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*.
- Rambøll. (2017). *Energi- og effektbehov til oppvarming og kjøling av eksisterende og fremtidige behov på Furuset*.
- Skotland, C. H., Eggum, E., & Spilde, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømnettet?* NVE.
- Staffell, I., & Pfenninger, S. (2016). Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*.
- Sørbye, A. H., & Weisz, S. (2021). *Multi-sectoral decarbonization pathways for the Norwegian energy system at a regional level*. Trondheim: NTNU.
- Sørensen, Å. L., Lindberg, K. B., Sartori, I., & Andresen, I. (2021). Analysis of residential EV energy flexibility potential based on real-world charging reports and smart meter data. *Energy and Buildings*, Volume 241.
- Tekniske Nyheter. (2021). *Energirapporten Årgang 18 Nummer 2*. Tekniske Nyheter AS.
- Westin, A. (2019, August). Fjernvarmenettet på Furuset. Personlig kommunikasjon via epost.
- Westin, A. (2019, Desember 8). Personlig kommunikasjon via epost.



VISION:

**«Sustainable
neighbourhoods
with zero
greenhouse gas
emissions»**

ZEN

Research Centre on
ZERO EMISSION
NEIGHBOURHOODS
IN SMART CITIES



<https://fmezen.no>