

André Norum  
Jonas Sundby

# Fremtidsrettet energiforsyning for kommunale næringsbygninger i Oppdal sentrum

Masteroppgave i Energiforsyning og klimatisering av bygninger  
Veileder: Natasa Nord  
Juni 2023





André Norum  
Jonas Sundby

# **Fremtidsrettet energiforsyning for kommunale næringsbygninger i Oppdal sentrum**

Masteroppgave i Energiforsyning og klimatisering av bygninger  
Veileder: Natasa Nord  
Juni 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for ingeniørvitenskap  
Institutt for energi- og prosessteknikk



Kunnskap for en bedre verden





## Masteroppgave

for

Jonas Sundby og André Norum

Vår 2023

### Fremtidsrettet energiforsyning for kommunale næringsbygninger i Oppdal sentrum

*Future oriented energy supply for municipal buildings in Oppdal city center*

#### Bakgrunn

Fremtidens energikrav til bygninger kommer til å bli strengere både når det gjelder energieffektivisering og krav til fornybare energikilder. Rehabilitering eller oppføring av kommunale bygninger skal vise eksempler på hvordan bærekraftige løsninger og fornybare energikilder kan brukes kostnadseffektivt. Målet med oppgaven er å anbefale en energiforsyningsteknologi for kommunale næringsbygg i sentrum av Oppdal kommune, som samtidig skal være gjennomførbar rent praktisk og økonomisk. Et forslag basert på tidligere undersøkelser er å utnytte de gode grunnvannsforholdene i kommunen som varmekilde. Et slikt system skal simuleres for å se på påvirkninger av områdets energi- og effektbehov, samt for å avdekke både teknisk- og økonomisk optimal balanse mellom bruk og forsyning av varme og elektrisitet. IDA-ICE skal benyttes i oppgaven for å simulere typiske næringsbygninger og avdekke deres forbruk og behov. Det skal videre defineres ulike kostnadseffektive scenarier for oppgradering relatert til energieffektivisering og energiforsyning, som også skal simuleres. Oppgaven er knyttet til utvikling av energiplan ved Oppdal kommune.

#### Mål

Hovedmålet med oppgaven er å bidra til energiplanlegging av fremtidens Oppdal med forslag til lønnsomme og fornuftige tiltak for bruk av bærekraftig energiforsyning og energieffektivisering av bygg i Oppdal Sentrum.



Natasa Nord  
Faglærer/veileder

Medveileder(e):  
Haoran Li, e-post: [haoranli@ntnu.no](mailto:haoranli@ntnu.no)



---

## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2023 og avslutter vårt 2-årige studium på Energi og miljø ved Institutt for energi og prosessteknikk på Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven er en fortsettelse av prosjektoppgaven *Utvikling av energiplan for kommunale bygninger i Oppdal kommune* skrevet høsten 2022.

Vi ønsker først og fremst å takke hovedveileder Natasa Nord for god oppfølging underveis hvor hun har vært til god hjelp for faglige spørsmål og innspill.

I tillegg ønsker vi å takke leder for tekniske tjenester ved Oppdal kommune, Anders Nordmo, og arbeidsleder for tekniske tjenester, Idar Heggvold. De har vært til god hjelp med tilganger til energioppfølgingssystem og spørsmål omkring de tekniske systemene for byggene i Oppdal. Det ble også lagt til rette for befaring av området.

**Jonas Sundby**



**André Norum**



Trondheim, Juni 2023

---

## Sammendrag

I Norge eier kommuner 25% av næringsbygninger som videre står for en tredjedel av energibruken i sektoren. Norske kommuner som reduserer energiforbruket i sine næringsbygg vil derfor bidra betydelig til det globale klimaarbeidet [1]. Oppdal Kommune har i sin klima- og energiplan et mål om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050 ved blant annet å øke energieffektiviteten i bygninger og bruken av fornybare energikilder [2]. Hovedmålet med denne oppgaven er å bidra til energiplanlegging av fremtidens Oppdal med forslag til lønnsomme og fornuftige tiltak for bruk av bærekraftig energiforsyning og energieffektivisering av bygg i Oppdal Sentrum.

For kontor- og idrettsbygg i området er det utviklet representative referansemodeller i IDA ICE for å simulere effekten av rehabiliteringstiltak. Det simuleres to ulike rehabiliteringstiltak som omfavner oppgradering av bygningskropp og/eller ventilasjonssystem etter TEK17. Lønnsomhet for investeringer analyseres med netto nåverdi (NNV). Simulering av full rehabilitering for kontorbygg viser til halvering av strømforbruk, og oppvarmingsbehov reduseres med 53,8%. Investeringskostnad for 8340 m<sup>2</sup> BRA med kontor estimeres til 35.4 MNOK, med årlige besparelser lik 579 000 NOK for 2022-strømpris. Levetid på 60 år og diskonteringsrente lik 4% gir NNV på -22.3 MNOK. Rehabilitering av kun ventilasjon viser også til negativ nåverdi, men utgjør et langt mindre tap for begge bygningskategoriene. Idrettsbygg reduserer strømforbruket med 53.7%, og oppvarmingsbehovet med 56.2% ved full rehabilitering. Investering for 1732 m<sup>2</sup> BRA er estimert til 15.3 MNOK, med en årlig besparelse på 199 000 NOK for 2022-strømpriser. Sensitivitetsanalyse av diskonteringsrenter fra 2-6% viser at ventilasjonsrehabilitering i idrettsbygget det eneste scenariet som kan oppnå positiv NNV. Prosentvis økning i årlig besparelser for hver bygningskategori ved økende strømpriser kommer jevnt ut med en økning på 57% i NOK besparelser ved 75% økning av strømprisene som ble analysert.

Videre er det laget en Matlab-modell av et varmpumpebasert fjernvarmeanlegg med grunnvann som energikilde. Systemet simuleres etter to ulike dekningsgrader av maks effektbehov i området, hvor Case 1 dekker 70 % og Case 2 dekker 50%. Simulering viser at dekningsgraden påvirker dimensjonerende grunnvannsuttak med 3 l/s. Varmetapet for Case 1 og 2 er på omtrent 11% av levert energi, som basert på litteratur er plausibelt. Om returtemperaturen på sekundærside i varmesystemet justeres +/- 3°C resulterer dette i små konsekvenser for dimensjonering av komponenter på primærsiden, og endring i strømforbruk utgjør lite ved lønnsomhetsberegninger over levetiden. Maksimal kapasiteten på kondensator endres med 0,8 kW på det meste, men pumpeeffekt påvirkes mer. Reduksjon av rørdimensjon utgjør mest, hvorav pumpearbeid øker med 7 000 kWh og kompressorarbeid reduseres med 12 300 kWh. Den økonomiske analysen av LCOE viser at investering i simulerte fjernvarmeanlegg tilsvarende Case 2 vil redusere energikostnadene med 14.7 MNOK over en periode på 40 år med 2022-strømpris, kontra bruk av el-kjel. Besparelser i energi- og brenselskostnader veier opp for at investeringen for fjernvarme er høy, og Case 2 kommer best ut uavhengig av strømprisene som ble analysert.

Det konkluderes med god lønnsomhet for investering i grunnvannsbasert fjernvarmeanlegg for Oppdal sentrum. Det vises derimot til negativ lønnsomhet ved rehabiliteringstiltak for bygg, hvor besparelsene fra energiforsyningsanlegg kan kompensere for noen av disse tapene. Økning eller nedgang i strømpriser påvirker resultatene i stor grad. Simuleringsmodellene som er utformet er basert på flere antagelser og forenklinger, som medfører at det er avgjørende å være kritisk til resultatene. Samtidig er det en rekke hensyn å ta omkring grunnvann som energikilde.

---

## Abstract

In Norway, municipalities own 25% of commercial buildings, which account for one-third of the sector's energy consumption. Norwegian municipalities that reduce energy consumption in their commercial buildings will therefore contribute significantly to global climate efforts [1]. In its climate and energy plan Oppdal Municipality aims to become a low-emission society by 2050 by increasing energy efficiency in buildings and a wider use of renewable energy sources [2]. The main goal of this task is to contribute to the energy planning of future Oppdal by proposing profitable and sensible measures for sustainable energy supply and energy efficiency in their city centre.

For office and sports buildings in the area, representative reference models have been developed in IDA ICE to simulate the effects of retrofit measures. Two measures are simulated, involving upgrading the building envelope and/or ventilation system according to Norwegian building regulations TEK17. Profitability of investments is analyzed using net present value (NPV). Simulating a full retrofit for office buildings shows a 50% reduction in electricity consumption, and heating demand is reduced by 53.8%. The estimated investment cost for 8,340 m<sup>2</sup> gross leasable area (GLA) of office space is 35.4 million NOK (MNOK), with annual savings of 579 000 NOK based on electricity prices of 2022. With a lifespan of 60 years and a discount rate of 4%, the NPV is -22.3 MNOK. Retrofitting only the ventilation system also yields a negative NPV but leads to much smaller losses for both building categories. Retrofit of the sports building reduces electricity consumption by 53.7% and heating demand by 56.2%. The estimated investment for 1,732 m<sup>2</sup> GLA is 15.3 MNOK, with an annual savings of 199 000 NOK based on the electricity prices of 2022. Sensitivity analysis of discount rates from 2-6% shows that ventilation retrofit in the sports building is the only profitable scenario. The percentage increase in annual savings for each building category with increasing electricity prices is consistent, with a 57% increase in NOK savings for a 75% increase in electricity prices.

Furthermore, a Matlab model of a district heating system (DHS) has been created, utilizing a heat pump with groundwater as energy source. The system is simulated for two coverage factors of the areas heating power demand, where Case 1 and 2 covers 70 and 50% respectively. Simulations show that the maximum groundwater extraction vary with 3 l/s. The heat loss for Case 1 and 2 is approximately 11% of delivered heat, which literature supports. Adjusting the return temperature on the secondary side of the heating system by +/- 3°C has minimal consequences for component sizing on the primary side, and the change in electricity consumption has negligible impact on the profitability calculations. Maximum condenser capacity changes by 0.8 kW at most, while the pump power is affected more. Reducing pipe sizes has the most significant effect, with the pump work increasing by 7 000 kWh and compressor work decreasing by 12 300 kWh. The economic analysis using levelized cost of energy (LCOE) shows that investing in a DHS equivalent to Case 2 reduces energy costs by 14.7 MNOK over a 40-year period with 2022 electricity prices compared to using el-boilers. Savings in energy costs compensate for high investment costs, where Case 2 performs better for all the electricity prices analyzed.

In conclusion, investing in the simulated DHS proves to be profitable for Oppdal. Retrofit measures for buildings however show negative profitability, where savings from DH can partially compensate for this. Increase/decrease in electricity prices have a significant impact on the results. The simulation models are based on several assumptions and simplifications, making it crucial to evaluate the results critically. Several considerations must be taken when planning for groundwater as an energy source.



# Figurer

1.1	Oppgavens fire hovedpunkter . . . . .	1
1.2	Områdeavgrensning . . . . .	2
1.3	Avgrensning ved simulering av energiforsyning . . . . .	3
2.1	Representativ spesifikk energibruk for idrettsbygg kategorisert [11] . . . . .	5
2.2	Representativ spesifikk energibruk for kontorbygg kategorisert [11] . . . . .	6
2.3	Representativ spesifikk energibruk for skolebygg kategorisert [11] . . . . .	6
2.4	Utvalgte idrettsbygg sammenlignet med representative forbruk [11] . . . . .	6
2.5	Utvalgte kontorer sammenlignet med representative forbruk [11] . . . . .	6
2.6	Fremskrivning av utvikling i energibruk for tjenesteytende næringsbygninger [12]	7
2.7	Fordeling av elektrisk forbruk i Oppdal, 2016 [16] . . . . .	11
2.8	Oversikt over georadarprofiler og borehull [18] . . . . .	12
2.9	Lukket system [21] . . . . .	14
2.10	Åpen løsning i kombinasjon med varmepumpe [23] . . . . .	16
2.11	Skisse av et fjernvarmenett [27] . . . . .	17
2.12	Prinsippskisse av et direkte system for fjernvarme [28] . . . . .	18
2.13	Prinsippskisse av et indirekte system for fjernvarme [28] . . . . .	18
2.14	Stjerneledningssystem [28] . . . . .	19
2.15	Ringledningssystem [28] . . . . .	19
2.16	IE-klasser for elektriske motorer [31] . . . . .	20
2.17	Prosentandel varmetap av nettoproduksjon fjernvarme i Norge [35] . . . . .	21
2.18	Illustrasjon av singelrør og twinrør [36] . . . . .	21
2.19	Skisse av systemløsning for direkteoppvarming av varmtvann . . . . .	24
2.20	Skisse av systemløsning for temperaturøkning ved hjelp av booster-varmepumpe	25
2.21	ATES - Sommer [51] . . . . .	26
2.22	ATES - Vinter [51] . . . . .	26
2.23	Grunnleggende varmepumpeprosess . . . . .	28
2.24	Grunnvann direkte inn til fordampere . . . . .	28
2.25	Grunnvann indirekte til fordampere via sekundærkrets . . . . .	28
2.26	Gjennomsnittlige reelle kraftpriser og forventede kraftpriser i europeiske land fram mot 2040 [71] . . . . .	38
2.27	Gjennomsnittlige reelle kraftpriser og forventede kraftpriser i Norge fram mot 2040 [71] . . . . .	38
3.1	Områdeoversikt med nummerering . . . . .	40
3.2	Tilgjengelig og ønsket område for energiforsyningsentral (pkt. B i områdeoversikt) . . . . .	41
3.3	Energimerke Rådhus [6] . . . . .	41
3.4	Energimerke Statens hus [6] . . . . .	41
3.5	Ledningsnett over aktuelt område i Oppdal sentrum . . . . .	42
3.6	Lufttemperatur ved Sæter målestasjon på Oppdal i 2020 . . . . .	43
4.1	Ønsket område for etablering av energisentral . . . . .	44
4.2	Generell metodikk for å finne totalt oppvarmingsbehov i området . . . . .	46
4.3	Modell av Oppdal Rådhus produsert i Autodesk Revit . . . . .	47
4.4	IDA ICE-modell av Oppdal Rådhus . . . . .	48
4.5	Separate vinduer . . . . .	48
4.6	Sammenslått vindu . . . . .	48

4.7	IDA ICE-modell av kontorbygg . . . . .	49
4.8	Soneinndeling av referansemodell for kontorbygg . . . . .	49
4.9	Spesifikk energiforbruk gjennom dagen for teknisk utstyr i kontormodellen, gitt i prosent av $100\text{W}/\text{m}^2$ . . . . .	50
4.10	IDA ICE-modell av idrettsbygg . . . . .	51
4.11	Soneinndeling av idrettsbygg . . . . .	51
4.12	Metode for simulering av fjernvarmenett for økonomisk analyse . . . . .	55
4.13	Skisse av hvordan fjernvarmesystemet er simulert . . . . .	55
4.14	Månedlige forbruk etter gjennomsnittlig utetemperatur - 2020-2023 . . . . .	57
4.15	Utekompanseringskurve for primærnettet . . . . .	58
4.16	Ukentlig oppvarming og utetemperatur for barneskole/barnehage, 2019 . . . . .	61
4.17	Gjennomsnittlig ukentlig prosentandel av årlig varmebehov i utvalgte bygg, 2019 . . . . .	61
4.18	Generell metodikk for å beregne kostnader som inngår i LCOE . . . . .	62
4.19	Metodikk for beregning av årlige besparelser ved rehabilitering . . . . .	66
5.1	Simulert energiforbruk for referansebygg - Kontorbygg . . . . .	67
5.2	Oppgradert ventilasjon . . . . .	68
5.3	TEK17-standard . . . . .	68
5.4	Forbedring i energiforbruk for kontorbygg . . . . .	68
5.5	Prosentfordeling av årlig energiforbruk etter kategori for kontorbyggmodellene . . . . .	69
5.6	Årlige besparelser i kWh for rehabilitering av Oppdals kontorbygg . . . . .	69
5.7	Energiforbruk for referansebygg - Idrettsbygg . . . . .	70
5.8	Oppgradert ventilasjon . . . . .	70
5.9	TEK17-standard . . . . .	70
5.10	Reduksjon i spesifikt energiforbruk for idrettsbygg . . . . .	71
5.11	Prosentfordeling av årlig energiforbruk etter kategori for idrettsbygg . . . . .	71
5.12	Årlige besparelser i kWh for rehabilitering av Oppdals idrettshall . . . . .	72
5.13	Gjeldende effektbehov for oppvarming time for time . . . . .	74
5.14	Logg over turtemperatur i varmeanlegget ved Aune Skole . . . . .	75
5.15	Tur- og returtemperatur på fjernvarmen ved ulike $\Delta T$ på sekundærside . . . . .	75
5.16	Vannhastighet for Case 1 og Case 2 [m/s] . . . . .	76
5.17	Fjernvarmeeffekt i løpet av året . . . . .	77
5.18	El-kjeleffekt i løpet av året . . . . .	77
5.19	Nødvendig grunnvannsuttak . . . . .	78
5.20	Total pumpeeffekt . . . . .	79
5.21	Fjernvarmeeffekt i løpet av året . . . . .	81
5.22	El-kjeleffekt i løpet av året . . . . .	81
5.23	Nødvendig grunnvannsuttak - Case 2 . . . . .	82
5.24	Pumpeeffekt Case 2 . . . . .	83
5.25	Andel pumpearbeid av totalt energiforbruk i energisentral og distribusjon . . . . .	85
5.26	Andel strøm og øvrige kostnader av totale strøm kostnader i Oppdal - 2020 . . . . .	86
5.27	Strømpriser for kommunale bygg i Oppdal - 2020 . . . . .	86
5.28	Månedlig strømforbruk for kommunale bygg i Oppdal - 2020 . . . . .	86
5.29	Andel strøm og øvrige kostnader av totale strøm kostnader i Oppdal - 2021 . . . . .	87
5.30	Strømpriser for kommunale bygg i Oppdal - 2021 . . . . .	87
5.31	Månedlig strømforbruk for kommunale bygg i Oppdal - 2021 . . . . .	87
5.32	Andel strøm og øvrige kostnader av totale strøm kostnader i Oppdal - 2022 . . . . .	88
5.33	Strømpriser for kommunale bygg i Oppdal - 2022 . . . . .	88
5.34	Månedlig strømforbruk for kommunale bygg i Oppdal - 2022 . . . . .	88
5.35	Andel strøm og øvrige kostnader av totale strøm kostnader i Oppdal - 2020-2022 . . . . .	89

---

5.36	Totalpris for strøm og øvrige kostnader 2020-2023 . . . . .	89
5.37	Kostnader for oppgradering av bygg . . . . .	90
5.38	Spesifikk kostnad for oppgradering av ventilasjon og bygning . . . . .	91
5.39	Faste og variable kostnader for Basiccase, Case 1 og Case 2 med strømpriser fra 2020 og 2022 . . . . .	97
9.1	Utdrag fra regnearket som fordeler oppvarmingsbehov og videre beregner årlige energikostnader i NOK . . . . .	121

# Tabeller

2.1	Relevante verdier fra NS3031 [5] . . . . .	4
2.2	Aktuelle tiltak gitt i energimerkingsrapport [6] . . . . .	9
2.3	Data fra boring og testpumping [18] . . . . .	13
2.4	TwinPipe sammenlignet med singelrør[36] . . . . .	22
2.5	Kostnader over levetiden for et varmepumpesystem basert på grunnvann [53] . .	34
2.6	Kostnader for komplett fjernvarmetrasé [53] . . . . .	35
2.7	Kostnader for komplette kundesentraler [53] . . . . .	35
2.8	Kostnader for el-kjel [53] . . . . .	36
3.1	Bygningenes bruksareal . . . . .	40
3.2	Bygningskategorisering . . . . .	42
4.1	Bygningsmessig informasjon benyttet i Energimerkingsrapport . . . . .	47
4.2	Input-data for referanse kontormodell . . . . .	50
4.3	Inputdata for referansemodell av idrettsbygg . . . . .	52
4.4	Inputdata for oppgradering av referansebygg etter TEK17 . . . . .	53
4.5	Oppsummering av inputverdier for simuleringsmodell . . . . .	59
4.6	Varmetap i primærnettet ved ulike returtemperaturer på sekundærside . . . . .	60
4.7	Kostnader for el-kjel . . . . .	64
4.8	Kostnader for grunnvannsbasert varmepumpeanlegg . . . . .	64
4.9	Kostnader for komplett fjernvarmetrasé . . . . .	64
4.10	Kostnader for komplette kundesentraler . . . . .	65
4.11	Verdier for rehabiliteringsinvestering . . . . .	66
5.1	Bygningsareal og energibruk for oppvarming . . . . .	73
5.2	Bygningsareal og energibruk for oppvarming i rehabiliterte bygg . . . . .	73
5.3	Rørdimensjoner for ulike caser og temperaturer ( $\Delta T$ sommer/vinter) . . . . .	76
5.4	Oppsummering av resultater ved ulik $\Delta T$ på sekundærsiden . . . . .	80
5.5	Oppsummering av resultater ved ulik $\Delta T$ på sekundærsiden . . . . .	84
5.6	Totale investeringskostnader i NOK for rehabilitering . . . . .	91
5.7	Sensitivitetsanalyse av diskonteringsrente og strømpris for NNV av bygningsrehabilitering . . . . .	91
5.8	Sensitivitetsanalyse av økende strømpriser for NNV av bygningsrehabilitering . .	92
5.9	Økonomiske parametre for basiscase . . . . .	94
5.10	Økonomiske parametre for Case 1 . . . . .	95
5.11	Økonomiske parametre for Case 2 . . . . .	96
5.12	Oppsummering av LCOE ved ulike scenarier med forskjellige strømpriser . . . . .	96
9.1	Inputverdier for Basiscase med el-kjel . . . . .	116
9.2	Inputverdier for Case 1 . . . . .	118
9.3	Inputverdier for Case 2 . . . . .	120

## Forkortelser

**BRA** - Bruksareal

**NVE** - Norges vassdrags- og energidirektorat

**NGU** - Norges Geologiske Undersøkelse

**TEK** - Byggteknisk Forskrift

**NS** - Norsk Standard

**CAV** - Constant Airflow Volume

**VAV** - Variable Airflow Volume

**DCV** - Demand Controlled Ventilation

**SFP** - Specific Fan Power

**COP** - Coefficient of Performance

**SD** - Sentral Driftskontroll

**DUT** - Dimensjonerende Utetemperatur

**FDV** - Forvaltning, Drift og Vedlikehold

**EOS** - Energioppfølgingsystem

**U-verdi** - Varmegjennomgangskoeffisient

**LCOE** - Levelized Cost of Energy

**NV** - Nåverdi

**NNV** - Netto Nåverdi

**NOK** - Norske kroner

**MNOK** - Millioner norske kroner

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>ii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Figurliste</b>	<b>v</b>
<b>Tabelliste</b>	<b>vi</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>viii</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Formål med oppgaven . . . . .	1
1.2 Målsetninger . . . . .	1
1.3 Avgrensninger . . . . .	2
<b>2 Teori</b>	<b>4</b>
2.1 Relevante veiledere og standarder . . . . .	4
2.1.1 Byggteknisk forskrift . . . . .	4
2.1.2 Norsk Standard . . . . .	4
2.1.3 Energimerking . . . . .	4
2.2 Energibruk i bygninger . . . . .	5
2.2.1 Yrkesbygninger . . . . .	5
2.2.2 Fremskrivning av energibruk i yrkesbygninger . . . . .	7
2.2.3 Bygningssimulering . . . . .	7
2.2.4 Syv energiambisiøse oppgraderinger av yrkesbygg . . . . .	8
2.2.5 Energimerking . . . . .	8
2.3 Dokumenter fra Oppdal kommune . . . . .	9
2.3.1 Energimerking av kontorbygg . . . . .	9
2.3.2 Klima- og energiplanlegging . . . . .	9
2.3.2.1 Klimabudsjett for Oppdal 2022 - Tiltaksdel . . . . .	10
2.3.3 Kommunedelplan klima- og energi 2019-2030 . . . . .	11
2.3.4 Varmeplan for Oppdal kommune - sentrum og industriområdet . . . . .	11
2.3.5 NGU-rapport - grunnvann som energikilde i Oppdal Sentrum . . . . .	12
2.4 Grunnvarme . . . . .	14
2.4.1 Lukket grunnvarmesystem . . . . .	14
2.4.2 Åpent grunnvarmesystem . . . . .	16
2.5 Fjernvarme . . . . .	17
2.5.1 Tilkobling av abonnenter . . . . .	17
2.5.2 Distribusjonssystemer . . . . .	19
2.5.3 Pumpearbeid . . . . .	20
2.5.4 Fjernvarmegenerasjoner . . . . .	20
2.5.5 Verktøy for beregning av varmetap og rørdimensjon . . . . .	20
2.5.6 Varmetap . . . . .	21
2.5.7 Trykktap . . . . .	22
2.5.8 Utekompensering . . . . .	23
2.6 Lavtemperert fjernvarme . . . . .	23

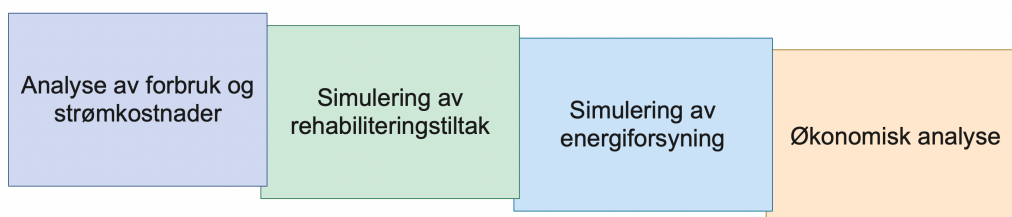
2.6.1	Abonnementssentraler for lavtemperert fjernvarme . . . . .	23
2.6.2	Legionella . . . . .	25
2.7	Grunnvann som energikilde . . . . .	26
2.7.1	Akvifer . . . . .	26
2.7.2	Aquifer Thermal Energy Storage . . . . .	26
2.7.3	Varmepumpeprosessen i et åpent grunnvarmesystem . . . . .	27
2.7.4	Grunnvannskvalitet . . . . .	29
2.7.5	Kjente årsaker til driftsproblemer . . . . .	29
2.7.6	Økonomisk potensial . . . . .	30
2.7.7	Erfaringer fra Danmark . . . . .	30
2.7.8	Grunnvann til oppvarming og kjøling i Melhus og Elverum . . . . .	31
2.8	Økonomi . . . . .	32
2.8.1	Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering . . . . .	32
2.8.2	Energiøkonomisering . . . . .	36
2.9	Strømtariffer . . . . .	36
2.9.1	Utvikling . . . . .	37
<b>3</b>	<b>Område - og bygningsoversikt</b>	<b>40</b>
3.1	Ledningskart . . . . .	42
3.2	Kategorisering . . . . .	42
3.3	Klima . . . . .	43
<b>4</b>	<b>Metode</b>	<b>44</b>
4.1	Samarbeid med Oppdal kommune . . . . .	44
4.2	Strømvtaale og kostnader . . . . .	45
4.3	Energidata fra bygninger . . . . .	45
4.4	Etablering av referansemodeller . . . . .	47
4.4.1	Rådhus . . . . .	47
4.4.2	Generell kontormodell . . . . .	49
4.4.3	Idrettsbygg . . . . .	51
4.4.4	Oppgradering av referansemodeller . . . . .	52
4.5	Utarbeidelse av simuleringsmodell . . . . .	54
4.6	Metodikk for økonomisk analyse . . . . .	61
4.6.1	Års- og døgnprofiler . . . . .	61
4.6.2	Økonomisk analyse av simulert energiforsyningsanlegg . . . . .	62
4.6.3	Rehabilitering av bygg . . . . .	66
<b>5</b>	<b>Resultater</b>	<b>67</b>
5.1	Bygningssimulering . . . . .	67
5.1.1	Simulering av kontorbygg . . . . .	67
5.1.2	Simulering av idrettsbygg . . . . .	70
5.1.3	Energibruk alle bygninger . . . . .	73
5.2	Energiforsyning . . . . .	74
5.2.1	Case 1 - 70% effektdekningsgrad . . . . .	77
5.2.2	Case 2 - 50% effektdekningsgrad . . . . .	81
5.3	Strømkostnader og forbruk . . . . .	86
5.3.1	Strømkostnad - 2020 . . . . .	86
5.3.2	Strømkostnad - 2021 . . . . .	87
5.3.3	Strømkostnad - 2022 . . . . .	88
5.3.4	Forbruk og kostnader - oppsummert . . . . .	89
5.4	Lønnsomhet - bygningsrehabilitering . . . . .	90

5.4.1	Investeringskostnader . . . . .	90
5.4.2	Økonomisk lønnsomhet . . . . .	91
5.5	Lønnsomhet - energiforsyningsanlegg . . . . .	93
5.6	Oppsummering . . . . .	99
<b>6</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>102</b>
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>106</b>
<b>8</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>108</b>
<b>9</b>	<b>Appendix</b>	<b>115</b>
9.1	El-kjel . . . . .	115
9.2	Case 1 . . . . .	117
9.3	Case 2 . . . . .	119
9.4	Regneark for energi- og brenselskostnader . . . . .	121



# 1. Introduksjon

Denne masteroppgaven er skrevet i regi av NTNU på oppdrag av Oppdal Kommune. De ønsker å etablere et sentralt energiforsyningsanlegg i sentrum av Oppdal og forsyne sine kommunale bygninger i et avgrenset område med varme. For å realisere dette er det nødvendig å se på hvilke type systemer og teknologier som er aktuelle å etablere i området, og videre hvilke som er å foretrekke. Hvor stort systemet skal være er avhengig av områdets energi- og effektbehov og samtidig hvilke temperaturer og driftsforhold systemet skal operere under. Tidligere undersøkelser i området viser til gode grunnvannsforhold. Denne oppgaven er en fortsettelse av arbeid gjort i prosjektoppgave høst 2022. I prosjektoppgaven ble analyse av energi- og effektbehov avdekket samtidig som simulering av rehabiliteringstiltak for bygg ble gjennomført. Oppgaven kan grovt sett deles inn i fire hovedpunkter:



Figur 1.1: Oppgavens fire hovedpunkter

## 1.1 Formål med oppgaven

For å kunne sette idéen om grønn energiforsyning i Oppdal sentrum ut i praksis er kommunen avhengig av at fylkeskommune og andre samarbeidspartnere ser et klart potensiale i planen. Hovedmålet med denne oppgaven er å bidra til energiplanlegging av fremtidens Oppdal med forslag til lønnsomme og fornuftige tiltak for bruk av bærekraftig energiforsyning og energieffektivisering av bygg i Oppdal Sentrum. Oppgaven skal være et bidrag til energiplanlegging av fremtidens Oppdal, og forhåpentligvis kan arbeidet være nyttig for andre kommuner som har lignende fremtidsmål.

## 1.2 Målsetninger

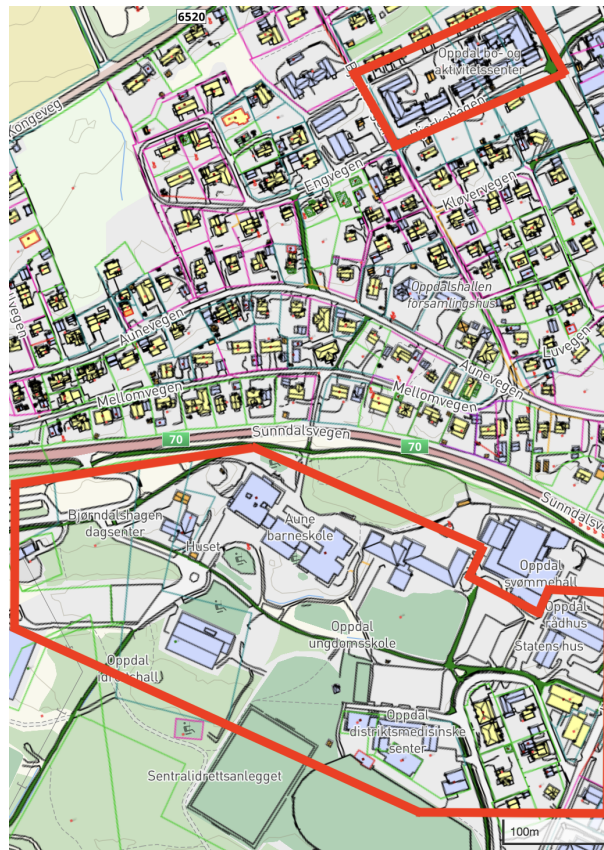
For å lykkes med et prosjekt er det avgjørende å sette seg gode mål. Denne masteroppgaven er utviklet etter følgende hovedmål:

- Arbeidet skal tilpasses i tett samarbeid med Oppdal Kommune slik at produktet av oppgaven blir så nyttig som mulig og reflekterer deres ønsker og visjoner på en god måte.
- Det skal utarbeides en oversikt over bygningene i sentrum av Oppdal samt selve området. Dette innebærer å uthente så mye informasjon som mulig om dagens bygningstilstand, oppvarmingsystemer, energi- og effektbehov etc.
- Det skal utarbeides IDA ICE-modeller av typiske bygninger i området som skal benyttes for å simulere potensielle besparelser av rehabiliteringstiltak. Modellene kan også bidra til å belyse forbruksdata og annen informasjon som skulle mangle.

- Det skal avdekkes hvilke energiforsyningsteknologier som er mest relevante for området. Videre skal det simuleres en bestemt teknologi ved hjelp av en matematisk modell. Simuleringen skal avdekke størrelse og omfang på systemet som er nødvendig for å dekke dagens og fremtidens energi- og effektbehov i området.
- Ved hjelp av simulering skal energiforsyningsystemet og tilhørende parametere analyseres med hovedfokus på økonomisk lønnsomhet, sett opp mot bygningsrehabilitering

### 1.3 Avgrensninger

Oppgaven avgrenses geografisk i sentrum av Oppdal og omfavner deres kommunale bygninger i et område på omtrentlig 0,18 km<sup>2</sup>, vist i Figur 1.2. I tillegg ligger det et bo- og aktivitetssenter like utenfor sentrum som kommunen har et ønske om å inkludere i studien. Frem i tid er det realistisk at Oppdal kommune ønsker å bygge ut fjernvarmenettet ytterligere, og tilby tilkobling mot industribygninger og private bygninger. I denne oppgaven avgrenses systemet til å kunne forsyne syv sentrums-nære kommunale bygg som ble utvalgt i møter med Oppdal kommune.

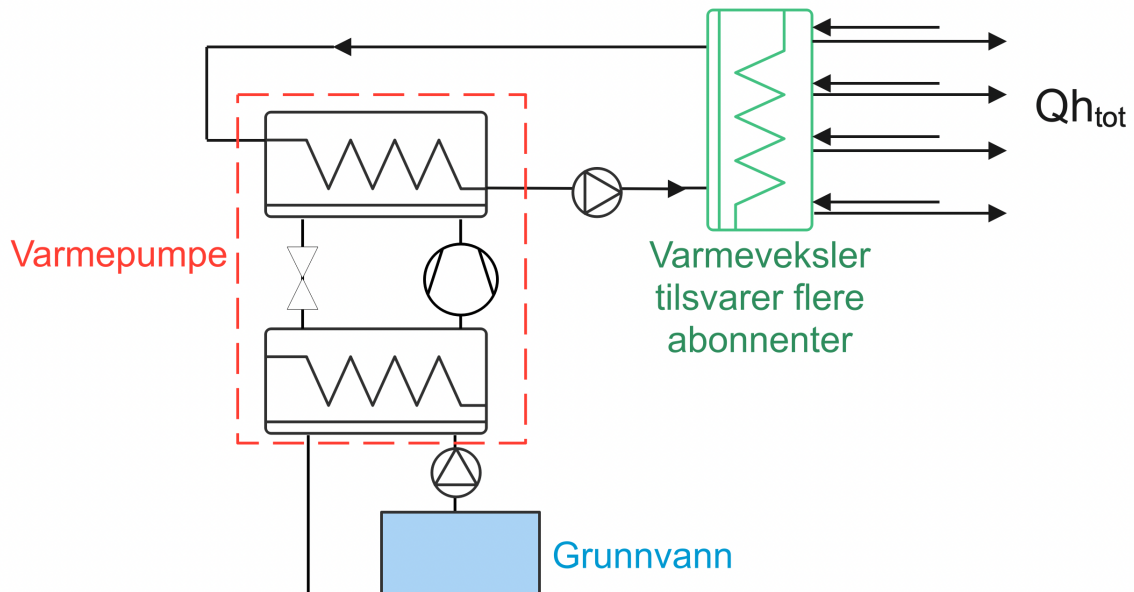


Figur 1.2: Områdeavgrensning

Ved simulering av rehabiliteringstiltak er det sett på besparelser i form av energiforbruk, uten at regulering og ulik oppbygning av varmesystemer innomhus er analysert. I tillegg ble kun kontor- og idrettsbygninger i området simulert, og scenarioene for bygningsrehabilitering omfavner oppgradering av ventilasjon samt TEK17-oppgradering av bygningskropp. Disse avgrensningene gjelder dermed også for den påfølgende økonomiske analysen vedrørende bygningsrehabilitering.

Etter litteraturstudie ble det valgt å simulere et fjernvarmesystem som benytter grunnvann som energikilde. Simulering av abonnentsentraler i fjernvarmenettet avgir varme i en stor varmeveksler som skal tilsvare syv abonnentsentraler. Resultatene omkring dette systemet er på mange måter avgrenset til hovedledninger på primærsiden med tilhørende pumper og varmpumpe. Det går derfor ikke inn på detaljer omkring regulering og oppbygging av lokale tilkoblingspunkter, med hensyn til at varmesystemene innendørs ikke ble en del av studien.

Figur 1.3 viser avgrensningene og forenklingene på fjernvarmesystemet som simuleres, og mer detaljert beskrivelse av modellen og hvordan den er bygd opp er gitt i Delkapittel 4.5.



Figur 1.3: Avgrensning ved simulering av energiforsyning

Simulering av grunnvannet er avgrenset til å se på nødvendig mengde vannuttak basert på fordampereffekt, uten at geologiske forhold over tid blir analysert.

## 2. Teori

Dette kapitlet beskriver det teoretiske grunnlaget for oppgaven, og relevant informasjon for videre kapitler.

### 2.1 Relevante veiledere og standarder

#### 2.1.1 Byggteknisk forskrift

Byggteknisk forskrift (TEK17) med veiledning beskriver minimumskravene som må oppfylles for at et byggverk kan bygges lovlig i Norge. Her settes blant annet krav til u-verdi for bygningsdeler, temperaturvirkningsgrad for varmegjenvinner og SFP-faktor for vifter i ventilasjonsaggregater [3].

#### 2.1.2 Norsk Standard

Norsk standard er en samling standarder utgitt av Standard Norge som beskriver krav som må oppfylles for en prosess, et prosjekt eller et produkt [4]. Innenfor denne oppgaven vil NS3031 [5] være særlig relevant for å bestemme enkelte inputverdier i bygningsmodellene som skal simuleres. Aktuelle data fra NS3031 som blir benyttet er oppsummert i Tabell 2.1.

Tabell 2.1: Relevante verdier fra NS3031 [5]

Fra NS3031	
Kategori	Ref.
Bruksmønster varmtvann	Tabell A.2
Bruksmønster teknisk utstyr	Tabell A.3
Bruksmønster belysning	Tabell A.6
Normerte driftstider	Tabell A.8
Normerte settpunkt temperaturer	Tabell A.9
Energi per år for varmtvann, kontor	Tabell A.10
Energi per år for varmtvann, idrett	Tabell A.10
Min.luftmengder i og utenfor driftstid	Tabell A.12 og A.13
Normaliserte kuldebroverdier	Tabell B.3
Lekkasjetall	Tabell B.4

#### 2.1.3 Energimerking

Energimerking av boliger og yrkesbygg er utarbeidet av Enova og skal tilstrebe mer energieffektive bygg og økt bruk av mer energieffektive oppvarmingsssystemer. Ved å energimerke et bygg angis bygningens energistandard. Energimerke gis ut ifra en kombinasjon av en energikarakter og en oppvarmingskarakter [6].

Energikarakteren sier noe om hvor energieffektiv bygningen er, hvor det blir gitt en karakter ut ifra en bokstavskala fra G til A, hvor A tilsvarer høyest energieffektivitet. Oppvarmingskarakteren angir andel av oppvarmingsbehovet i bygget som blir dekket av laveffektive oppvarmingskilder, slik som elektrisitet, olje eller gass. Høy andel av disse vil dermed gi rød oppvarmingskarakter [6].

## 2.2 Energibruk i bygninger

Da bygninger står for en stor andel av både energibruk og klimagassutslipp i Norge, er det særdeles viktig at energien blir benyttet på en bærekraftig og effektiv måte. Norge har lenge vært et foregangsland for energieffektive bygg hvor implementering av strenge standarder og byggeforskrifter har vært avgjørende.

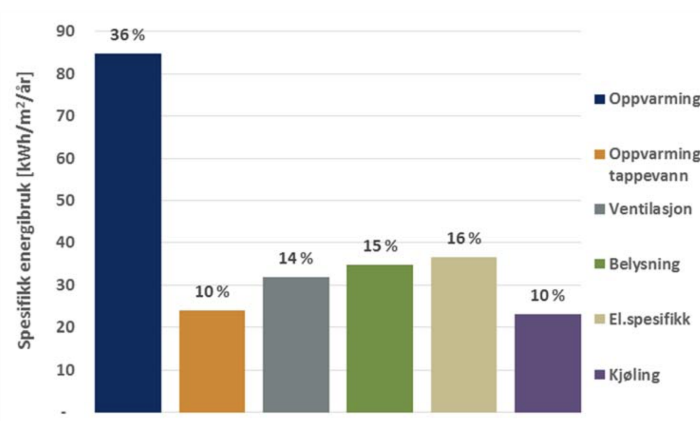
Norges vassdrag og energidirektorat (NVE) anslår i sine analyser at potensialet for energieffektivisering i bygninger er stort med et lønnsomt potensialet på 13 TWh, noe som tilsvarer 10 % av Norges strømforbruk [7]. Analysen trekker fram energioppfølging, natt og helgesenking av temperatur, etterisolering av kaldloft, tiltak på ventilasjon og energieffektivt belysningsutstyr som de mest lønnsomme tiltakene.

I 2017 ble det vedtatt på stortinget en politisk målsetning om å redusere energibruken i eksisterende bygg med 10 TWh innen 2030 [8]. Østby og Brenna skriver i Zerorapport 2017 [9] at en reduksjon på 10 TWh vil være nok til å elektrifisere hele den norske bilparken alene. Norge er det eneste landet i Europa som har implementert egne standarder for passivhus med kriterier for passivhus for boligbygninger (NS 3700) og yrkesbygninger (NS 3701) [10].

### 2.2.1 Yrkesbygninger

I en annen rapport fra NVE som analyserer energibruk i yrkesbygninger [11] er det målt og analysert energibruk i flere referansebygg innenfor ulike kategorier av yrkesbygninger. Resultatene er sett i sammenheng med referanser for disse bygningskategoriene fra et utvalg av tidligere litteratur og statistikk.

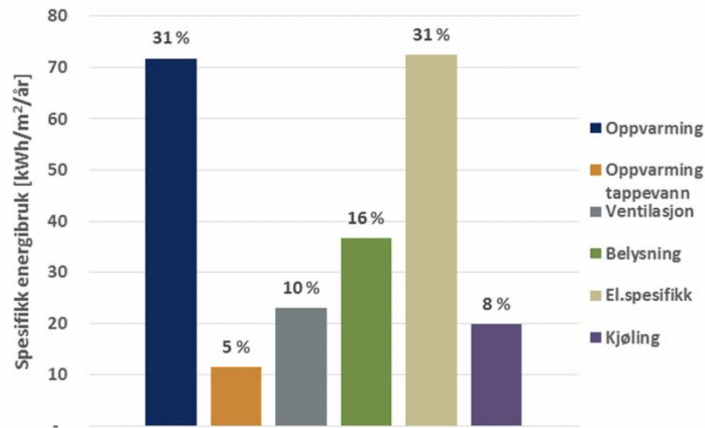
For idrettsbygninger viser rapporten at en representativ andel oppvarming av det totale spesifikke energiforbruket for idrettsbygninger er 60% når oppvarming av rom, tappevann og ventilasjon inkluderes. Diagrammet er gjengitt i Figur 2.1.



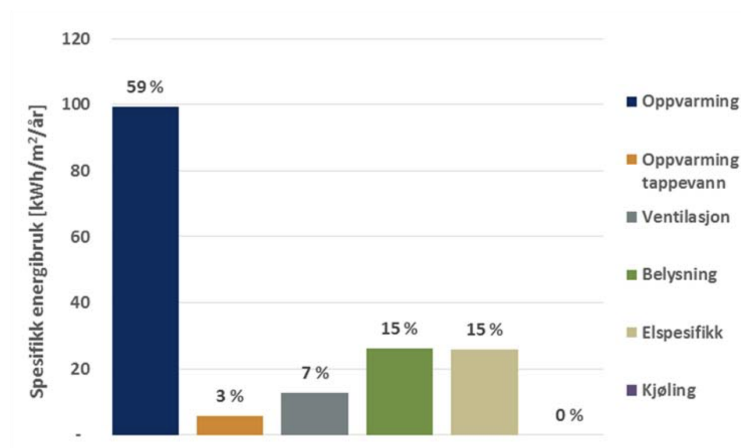
Figur 2.1: Representativ spesifikk energibruk for idrettsbygg kategorisert [11]

Det påpekes for idrettsbygningene som ble testet at det er store variasjoner i forbruk innenfor denne bygningskategorien da kompleksiteten av anleggene og deres bruk kan variere mye. Av case-byggene som ble undersøkt inngår både svømmehall og ishall, mens skateparken de har sett på samt en eldre idrettshall kan antas å være en god sammenligning for oppvarmingsbehov i den enkle kommunehallen i Oppdal.

I NVE-rapporten er også samme øvelse utført for å finne et kategorisert representativt spesifikt energiforbruk i kontor- og skolebygg, gjengitt i Figur 2.2 og Figur 2.3.

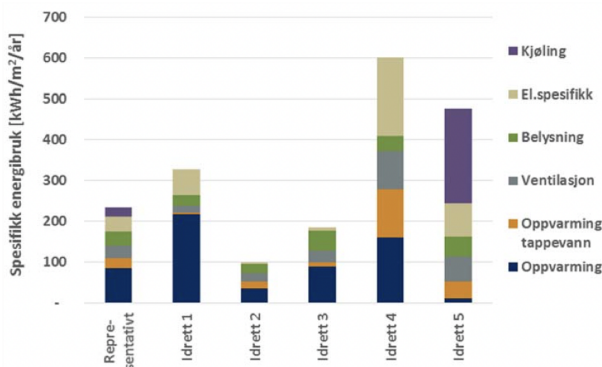


Figur 2.2: Representativ spesifikk energibruk for kontorbygg kategorisert [11]

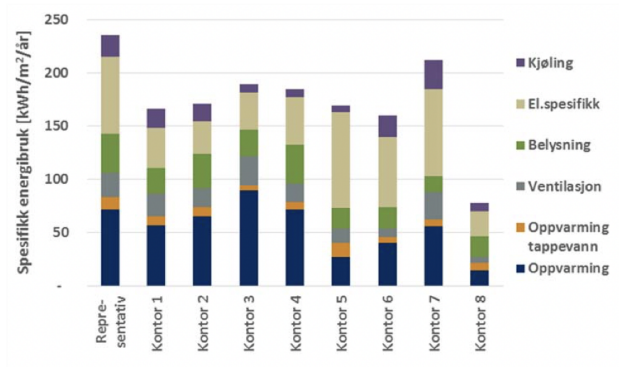


Figur 2.3: Representativ spesifikk energibruk for skolebygg kategorisert [11]

Det fremgår i måleresultater fra bygningene som er utvalgt innenfor hver kategori at spesifikk energiforbruk kan variere en god del i forhold til referanseverdier basert på representative statistikkverdier, og at kontorbygg er jevnest fordelt av de tre overnevnte kategorier, vist i Figur 2.4 og Figur 2.5.



Figur 2.4: Utvalgte idrettsbygg sammenlignet med representative forbruk [11]



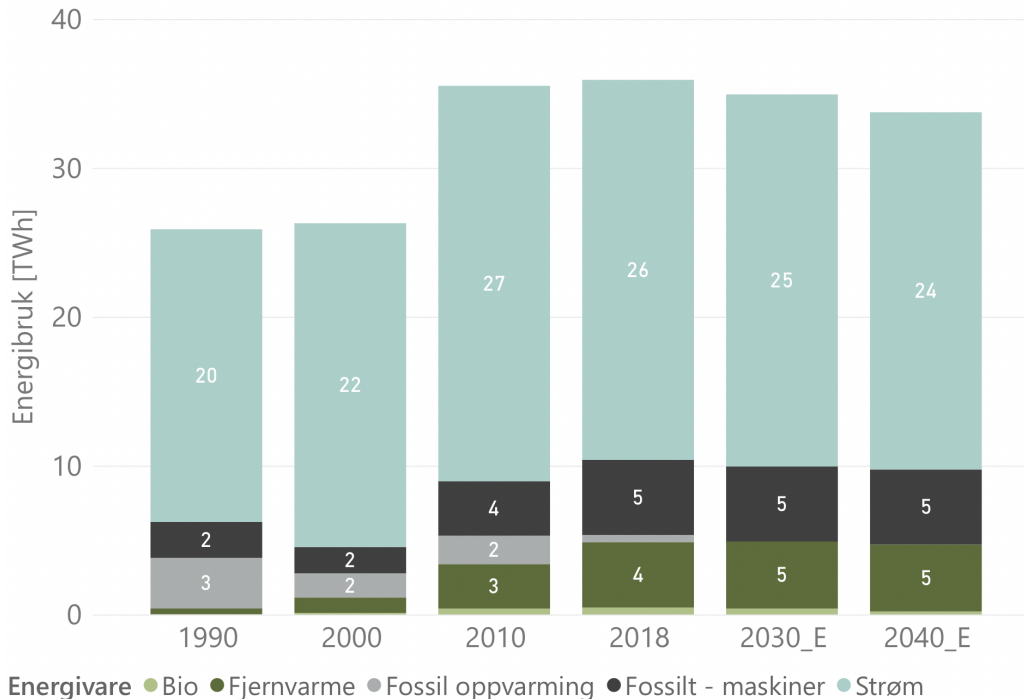
Figur 2.5: Utvalgte kontorer sammenlignet med representative forbruk [11]



Idrettsbygg nr. 1 og nr. 3 fra rapporten blir benyttet som utgangspunkt for simuleringer av Oppdals idrettshall, som beskrives nærmere i Delkapittel 4.4.

### 2.2.2 Fremskrivning av energibruk i yrkesbygninger

I 2019 samlet NVE statistikk over utviklingen i energibruk for tjenesteytende næringsbygninger, og anslår fremtidig utvikling basert på endringer i politikk og teknologi. I følges deres prognoser vil denne bygningskategorien kunne ha en nedgang i årlig forbruk fra 35.93 til 34.94 TWh på landsbasis i tidsrommet fra 2018 til 2030 [12]. Dette utgjør en nedgang på 2.76%, som vist i Figur 2.6



Figur 2.6: Fremskrivning av utvikling i energibruk for tjenesteytende næringsbygninger [12]

### 2.2.3 Bygningssimulering

Bygningssimulering har naturlig nok blitt svært utbredt i takt med utvikling av teknologi og samtidig et økende fokus på grønne bygg og klimautfordringer. Simulering av bygninger vil samtidig kompliseres etterhvert som teknologi implementeres i flere og flere bygningsdeler. Simulering av et bygg kan gjøres på mange måter, med en rekke hjelpemidler, basert på ulike formål. T.Hong et.al [13] har listet opp en rekke kjente formål med bygningssimulering hvor blant annet følgende hovedkategorier nevnes:

- Kalkulasjon av bygningers varme- og kjølebehov for dimensjonering av systemer
- Energieffektivitetsberegninger for prosjekterings- og rehabiliteringsformål
- Sørge for å oppfylle bygningsforskrifter og regelverk

I denne oppgaven vil formålet med simulering av bygg delvis omhandle alle disse punktene, da de vil brukes for å se på effekten av et sentralt energiforsyningssystem. Varmebehov blir

estimert med utgangspunkt i rehabiliteringsformål som er basert på byggtekniske forskrifter. Metode for utvikling av referansemodell og energibruksinformasjon er beskrevet mer detaljert i Delkapittel 4.4.

### 2.2.4 Syv energiambisiøse oppgraderinger av yrkesbygg

I samarbeid med SINTEF er det utarbeidet et dokument via deres forskningsprosjekt UPGRADE solutions, som trekker frem resultatene av syv energiambisiøse oppgraderinger av yrkesbygg [14]. Konklusjonen i rapporten viser til at det er mulig å gjennomføre energiambisiøse rehabiliteringer, og trekker særlig frem gode tekniske systemer i bygningene som viktige grunnpilarer i et energiambisiøst rehabiliteringsprosjekt. De konkluderer med at optimalisering av de tekniske systemene hvilket innebærer behovsstyring, effektiv varmegjenvinner og lav SFP er avgjørende ved slike prosjekter.

### 2.2.5 Energimerking

Energimerking av boliger og yrkesbygg er utarbeidet av Enova og skal tilstrebe mer energieffektive bygg og økt bruk av mer energieffektive oppvarmingsystemer. Ved å energimerke et bygg, angis bygningens energistandard. Energimerke gis ut ifra en kombinasjon av en energikarakter og en oppvarmingskarakter [6].

Energikaraktereren sier noe om hvor energieffektiv bygningen er. Energikarakteren til et bygg blir vurdert ut ifra en bokstavskala fra G til A, hvor A tilsier høyest energieffektivitet. Oppvarmingskarakteren angir andel av oppvarmingsbehovet i bygget som blir dekt av laveffektive oppvarmingskilder, slik som elektrisitet, olje eller gass. Høy andel av disse vil gi rød oppvarmingskarakter.



## 2.3 Dokumenter fra Oppdal kommune

I dette delkapittelet vil ulike relevante dokumenter og rapporter fra Oppdal kommune presenteres. Energimerkingsrapport av Rådhuset og Statens hus blir presentert først.

### 2.3.1 Energimerking av kontorbygg

Det ble gjennomført energimerking av rådhuset og Statens hus i 2017 [6]. På bakgrunn av resultatene i energimerkingen har Multiconsult foreslått tiltak som bør gjøres. Disse omhandler både bygningsmessige tiltak, tiltak på luftbehandling, tiltak på varmeanlegget og egne brukertiltak. Tiltakene er presentert i Tabell 2.2.

Tabell 2.2: Aktuelle tiltak gitt i energimerkingsrapport [6]

<b>Bygningsmessige tiltak</b>	
1	Isolering av yttertak/mot kaldt loft
2	Termografering og tetthetsprøving
<b>Tiltak på luftbehandling</b>	
3	Behovsstyring på ventilasjon
4	Varmepumpe som henter varme fra ventilasjonsluft
<b>Tiltak på varmeanlegg</b>	
5	Varmepumpe
6	Overgang til fjernvarme
7	Varmeanlegg basert på biobrensel
<b>Brukertiltak / tips</b>	
1	Brukerinformasjon
2	Reduser innetemperatur vinter
3	Slå av lyset
4	Slå av pc og kontorutstyr

### 2.3.2 Klima- og energiplanlegging

Enova utga i 2008 en veileder rettet mot kommuner hvor det gis nyttige tips til klima- og energiplanlegging, og hvorfor alle kommuner bør utarbeide en egen plan. Som bakgrunn for anbefalingen legges det vekt på reduksjon av klimagassutslipp. ”Norske kommuner eier 25 prosent av alle næringsbygg i Norge og står for en tredjedel av energibruken innen sektoren” heter det i veilederen [1]. Dette innebærer at potensialet er stort. Enova lister opp at planen skal belyse følgende:

- energibruk i ulike sektorer
- Utslipp av klimagasser fra ulike sektorer
- Tilgang på lokale/fornybare energiresurser
- Vurdering av framtidige energi- og klimaløsninger
- Tiltak og handlingsplan

### 2.3.2.1 Klimabudsjett for Oppdal 2022 - Tiltaksdel

Oppdal kommune utarbeidet et klimabudsjett for 2022 med tilhørende viktige tiltak for hvordan kommunen planlegger å bli et lavutslippssamfunn innen 2050 [2]. I sin helhet planlegger Oppdal å redusere klimagassutslippene i 2030 med minst 50-55% fra referanseåret 2009, som tilsvarer en reduksjon på 31 732 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. De trekker frem tre hovedmål som blir presentert nedenfor.

- Oppdal kommune skal bli et lavutslippssamfunn 2050
- Oppdal skal øke energieffektiviteten og andelen og bruken av ulike fornybare energikilder
- Oppdal skal være et klimarobust og sikkert samfunn i et endret klima

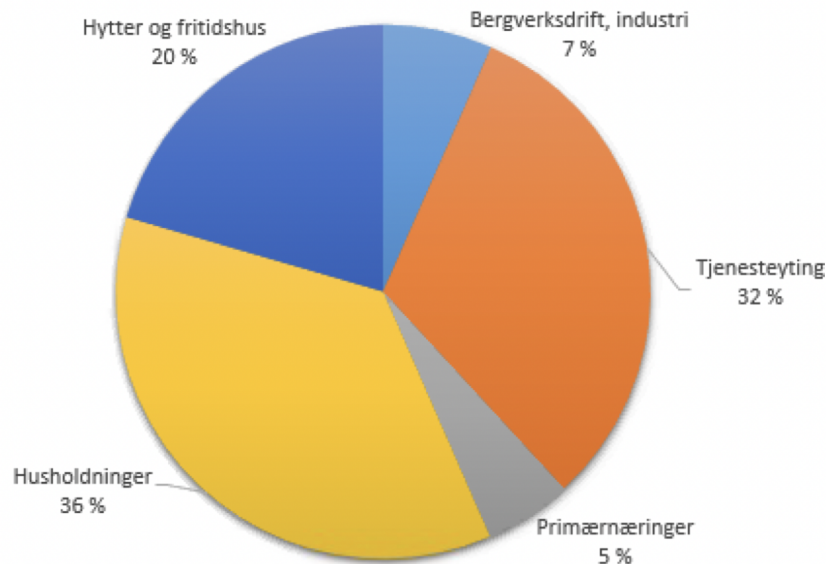
I henhold til Klimaloven §4 [15] skal et lavutslippssamfunn ha som mål å redusere klimagassutslipp i 2050 i størrelsesorden 90 til 95% fra nivået i referanseåret 1990. Skadelige virkninger av global oppvarming skal etter beste vitenskapelige grunnlag motvirkes.

Innunder kapittel ”Fornybar energi” i klimaplanens tiltaksdokument foreslår kommunen å etablere et fjernvarmeanlegg mellom flere av kommunens bygninger. Energisentralen skal gi mulighet for fleksible energikilder slik som strøm, flis, sol, jordvarme e.l.

Klimaplanen inneholder også punkter angående solfangere og varmepumpe ved Statens hus. Undersøkelser fra solkart.no viser at solcellene kan produsere 43 102 kWh per år. Samtidig spesifiserer de at vannbåren varme og klimavennlig oppvarmingskilder vil vurderes i alle kommunale nybygg og rehabiliteringsprosjekter. Det nevnes også at det er ønskelig at alle kommunale bygg skal være tilknyttet et sentralt styringsanlegg for å tilstrebe bedre energistyring. Det spesifiseres at dette er utfordrende å få til i eksisterende bygg, slik at det må settes av midler og prioriteres ved større renoveringer.

### 2.3.3 Kommunedelplan klima- og energi 2019-2030

Kommunen har utarbeidet en kommunedelplan for klima og energi fra 2019 til 2030 [16]. I Figur 2.7 hentet fra planen kommer det frem hvordan elektrisk strømforbruk fordeler seg over ulike kategorier i 2016. Totalt sett er det registrert et elektrisk forbruk på 149.9 GWh, hvorav tjenesteyting står for 32% av dette.



Figur 2.7: Fordeling av elektrisk forbruk i Oppdal, 2016 [16]

### 2.3.4 Varmeplan for Oppdal kommune - sentrum og industriområdet

Det ble bestemt av kommunestyret i Oppdal at det skal framlegges et forslag til varme- og energiplan for Oppdal Sentrum. Rapporten ble publisert i 2001 og er laget av Enøk-senteret i Sør-Trøndelag. Varmeplanen ser på sentrumsområdet og industriområdet i Oppdal, hvor det er tiltenkt to separate fjernvarmeanlegg [17]. Rapporten tar utgangspunkt i at oppvarmings-systemene i Oppdal per 2001 var basert på elektriske panelovner og elektriske varmbatterier i ventilasjonsaggregatene. Enøk-senteret argumenterer med at disse løsningene ikke gir noe fleksibilitet i bruk av alternative energikilder.

Hovedkonklusjonen fra rapporten kom frem til at det ved datidens tidspunkt ikke var lønnsomt å implementere en sentralisert energisentral med tilhørende fjernvarmeanlegg for Oppdal kommune. Rapporten argumenterer dette med at byggene per 2003 som har implementert vannbåren varme var spredt utover et relativt stort området, noe som ville svekket lønnsomheten i et fjernvarmeanlegg betraktelig. Konklusjonen spesifiserer derimot at det i fremtiden kan bli lønnsomt å etablere et fjernvarmeanlegg i sentrumsområdet, dersom flere av byggene har implementert vannbåren varme. De fremlegger derav viktigheten av å legge føringer for at nye bygg og rehabiliteringsprosjekter etableres med vannbåren varme.

Rapporten har tatt utgangspunkt i flere kilder til energisentralen, både basert på varmepumpe og forskjellige løsninger av oppvarming via kjeler. Vedrørende varmepumpeløsning, nevnes varmepumpe med grunnvarme som den beste løsningen.

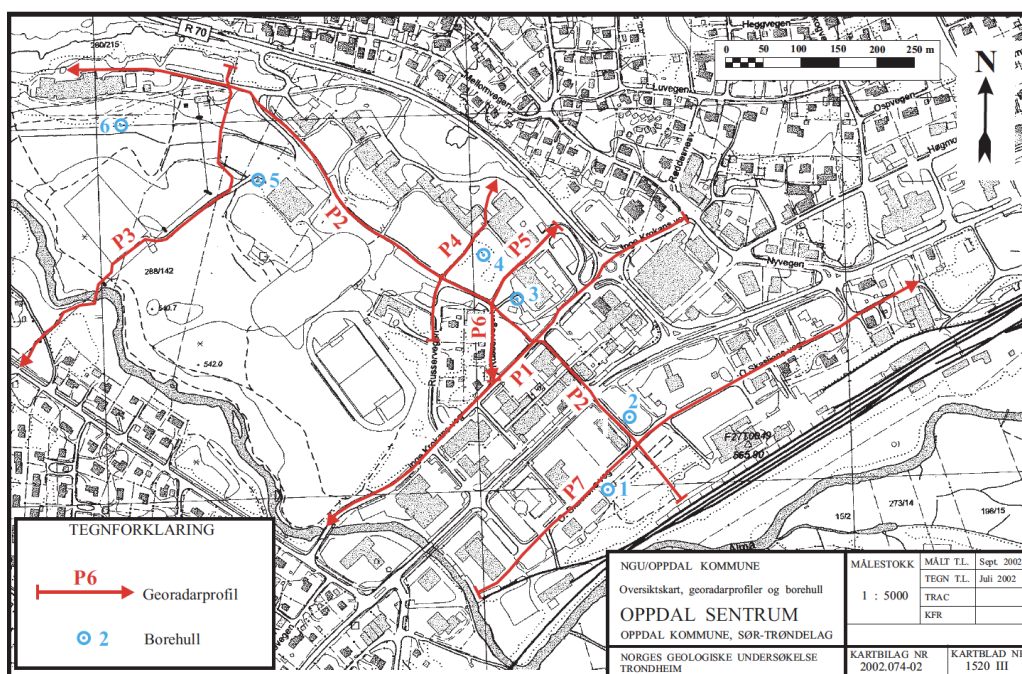
### 2.3.5 NGU-rapport - grunnvann som energikilde i Oppdal Sentrum

Januar 2003 publiserte Norges geologiske undersøkelse (NGU) Rapport 2002.074 *Bruk av grunnvann som energikilde for Oppdal Sentrum* [18]. Feltarbeid med målinger ble utført vår og høst 2001. Det ble undersøkt hvorvidt de geotekniske forholdene i Oppdal ligger til rette for at kommunen kan implementere grunnvann som energikilde i framtiden. Generelt framlegger NGU 3 forutsetninger for å benytte grunnvann som energikilde:

1. Det må finnes tilstrekkelig med grunnvann i nærområdet som det er mulig å pumpe opp
2. Grunnvannet må ha tilfredstillende temperatur, spesielt om vinteren da det er størst oppvarmingsbehov
3. Grunnvannet må ha tilfredstillende vannkvalitet

De geotekniske undersøkelsene viser at Oppdal sentrum ligger på elv og breelvavsetninger. Det ble foretatt georadarmålinger, undersøkelsesboring, temperaturlogging, vannanalyser og sedimentprøve. Hovedkonklusjonen i rapporten tilsier at det er mulig å unytte grunnvann som energikilde i Oppdal sentrum. Ved boring 4 nordvest for rådhuset ble det funnet grovkornede lag med god varmegjennomgang. Rapporten viser at grunnvannstemperaturen til borehull 4 konstant lå på 6,9°C i november og desember. Utover nyåret sank den til 6,0°C og det ble målt lavest temperatur på 5,2°C i juni da målingene var ferdig.

Figur 2.8 viser georadarprofiler og borehull som ble undersøkt av NGU i 2001. Her er hvert borehull nummerert og markert i lyseblå, mens trasseene for georadarprofilene er markert i rødt.



Figur 2.8: Oversikt over georadarprofiler og borehull [18]

Plassering ved Borehull 4 er fordelaktig ved en framtidig implementasjon av energisentral basert på grunnvann i Oppdal sentrum, da den ligger strategisk gunstig i forhold til de kommunale

byggene som skal forsynes. Rapporten nevner derimot at kalium-, jern-, og manganinnholdet i vannprøvene ved prøvepumping av Borehull 4 var høyt, men innenfor grenseverdiene for å bli benyttet i formål som grunnvann [18].

Tabell 2.3 nedenfor viser en oversikt over resultater fra boring og testpumping gjennomført høst 2001 og vår 2002.

Tabell 2.3: Data fra boring og testpumping [18]

Hull	Dyp til fjell	Vanngjennomgang	Temp.	Grunnvannstand	Sedimentprøve
1	15.5 m	13 l/s	7.5°C	2.9 m	-
2	13.5 m	4 l/s	5.9°C	-	-
3	8.0 m	-	-	-	-
4	8.0 m	13 l/s	6.5°C	3.2 m	Ja
5	6.0 m	-	-	1.8 m	-
6	6.0 m	-	-	-	-

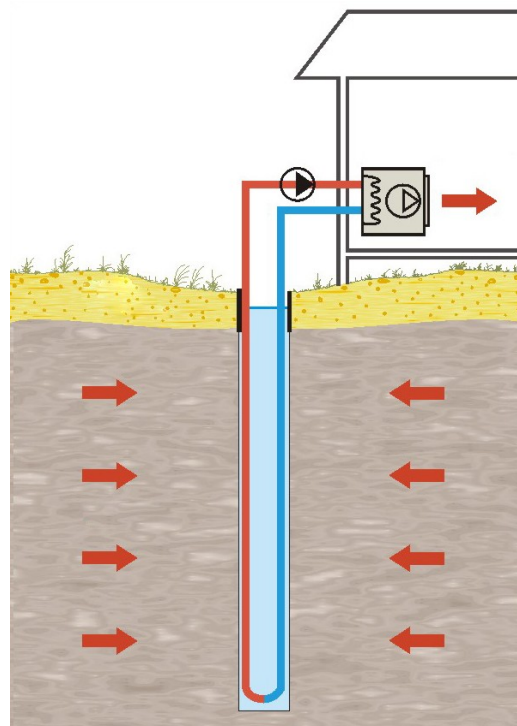
## 2.4 Grunnvarme

Grunnvarme er en fellesbetegnelse på varme lagret i berg, jord eller grunnvann. I kombinasjon med en varmepumpe kan grunnvarme dekke store behov for mange ulike oppvarmingsformål. Varmepumpen får typisk gode arbeidsbetingelser grunnet de stabile temperatuere i grunnen. [19].

På vinteren er det stort sett varmere i grunnen enn i uteluften, mens det på sommeren er kaldere. Det betyr at bygninger som dekker sitt oppvarmingsbehov ved hjelp av et grunnvarmesystem også kan få dekke sitt potensielle kjølebehov ved å lagre varme i grunnen istedet for å hente det opp. Man opererer vanligvis med to ulike teknologier for å hente ut grunnvarme. Enten ved nedgravde rør i kollektorsløyfer i et lukket system eller ved å pumpe opp grunnvann direkte i et åpent system [20]. En kort introduksjon av disse blir presentert videre.

### 2.4.1 Lukket grunnvarmesystem

Den lukkede løsningen består av energibrønner som er boret ned i bakken. I disse brønnene sirkulerer lavtemperert væske i kollektorsløyfer som henter opp grunnvarme igjennom varmeveksling. Denne varmen blir så tatt opp av en varmepumpe som forsyner byggene med varme [21]. Den lukkede løsningen benyttes typisk for å utvinne bergvarme eller jordvarme, og er illustrert i Figur 2.9.



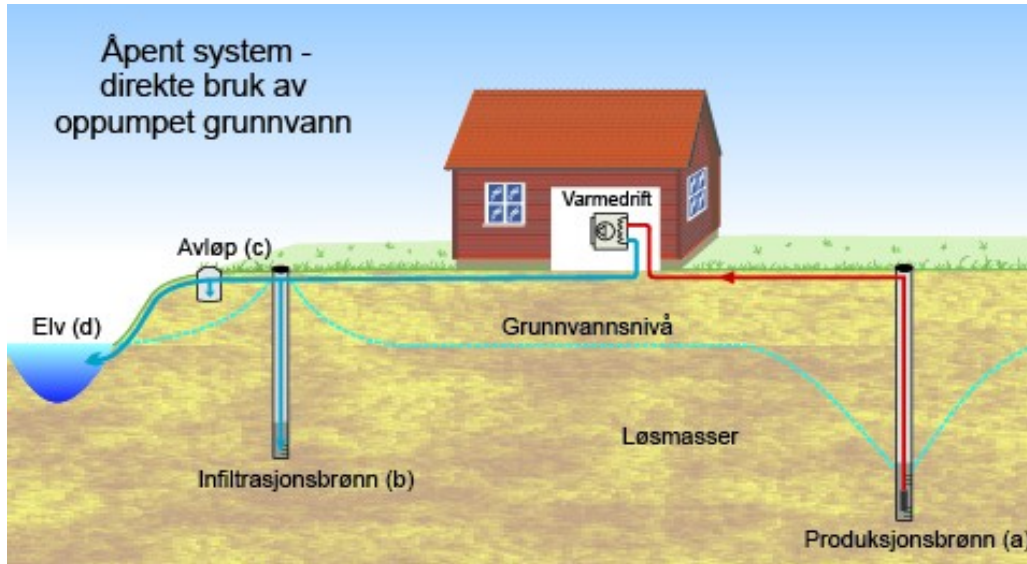
Figur 2.9: Lukket system [21]

Ved lukkede systemer er det viktig å ta høyde for dybde til fjell og hvilke temperaturer man har tilgjengelig. Grunntemperatur er normalt sett 1-2°C høyere enn gjennomsnittlig årsverdi på uteluften i området [22]. Et annen viktig element er undersøkelser av grunnforholdene for å bestemme grunnens varmeledningsevne, som i berggrunn kan variere fra typisk 2 W/mk til

6 W/mk. Videre kan borearbeid i ren løsmasse være fire ganger så dyrt som boring i rent fjell [22].

### 2.4.2 Åpent grunnvarmesystem

Den åpne løsningen pumper opp grunnvann fra grunnen slik at varmen i vannet utnyttes direkte i en varmepumpe som videre øker temperaturen til ønsket nivå. Siden grunnen tappes for grunnvann er det også nødvendig å tilføre vann tilbake igjen for å holde grunnforholdene stabile ved større uttak [23]. Varmepotensialet i et åpent system er derfor tett knyttet opp til grunnvannstemperatur og forsvarlig tappemengde. Løsningen er skissert i Figur 2.10.



Figur 2.10: Åpen løsning i kombinasjon med varmepumpe [23]

Ved åpne systemer er det særlig viktig å undersøke vannkvaliteten i grunnvannet. Da slike systemer eksfiltrerer vann fra grunnen, må dette infiltreres tilbake til akviferen for å unngå ustabiliteter i grunnen. Derfor er det viktig at kvaliteten på grunnvannet er god, med lite konsentrasjon av jern og mangan, for å unngå tetting av rør og filter i systemet [22].

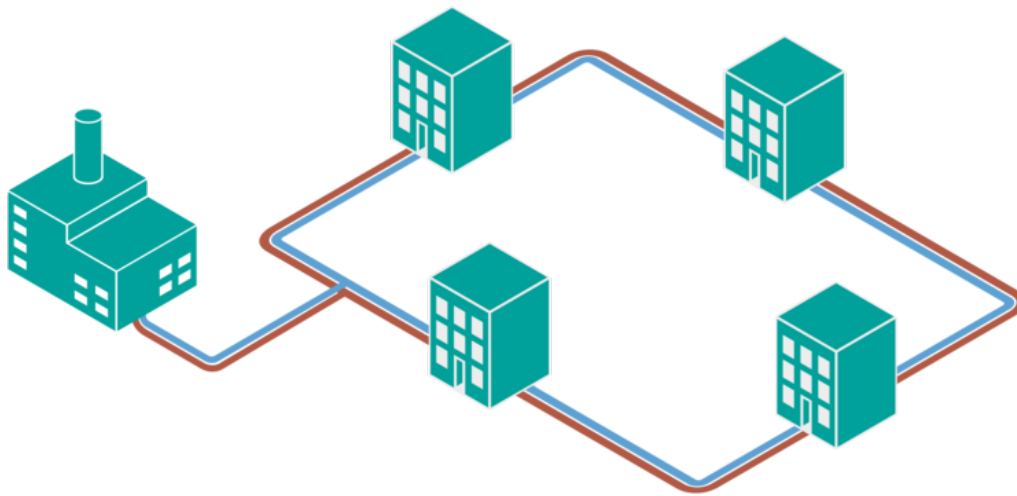
Videre skal Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven) følges, og ved uttak av større mengder grunnvann som kan påvirke grunn- og vannforhold kreves konsesjon iht. §8. Generelt sett skal det utvises aktsomhet i planlegging og utførelse av grunnvannssystemer for å verne om allmenne og private interesser [24].



## 2.5 Fjernvarme

Begrepet fjernvarme omfatter i all hovedsak energiforsyning via vannbårne systemer som typisk utnytter fornybar og/eller grønn energi fra lokale ressurser. Dette innebærer at det bidrar til reduksjon av klimagassutslipp, samtidig som strømmettet blir avlastet [25]. I 2021 ble det levert 6 672 GWh fjernvarme til forbruker, en sammenlagt økning på 22.9% sammenlignet med året før [26]. I denne statistikken er bedrifter som produserer varme kun til eget bruk ikke medberegnet.

Fjernvarme distribueres gjennom nedgravde rør i et distribusjonsnett fra en varmesentral og til abonnentsentraler. Abonnentsentralene forsyner deretter hvert enkelt bygg, og byggene kan så forsynes med varme via vannbåren gulvvarme, radiatorer, konvektorer, varmebatteri for ventilasjon eller oppvarming av tappevann. En enkel skisse er gjengitt i Figur 2.11.



Figur 2.11: Skisse av et fjernvarmenett [27]

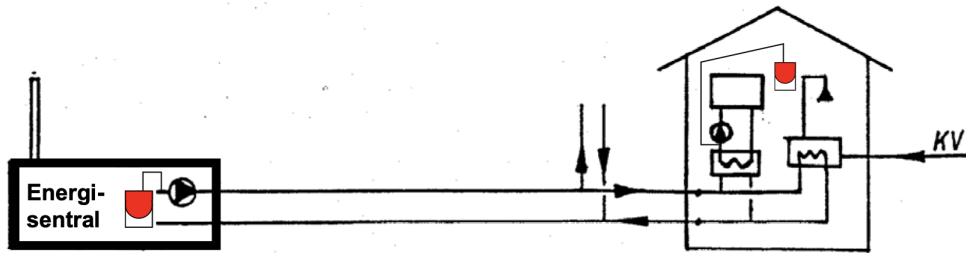
Oppdal Kommune har formidlet et ønske om å forsyne de kommunale bygningene i sentrum via fjernvarme. I dag benyttes det i all hovedsak elektrisitet som energikilde for oppvarming i mange av kommunens bygninger. Fjernvarmen kan i praksis produseres på mange ulike måter. Blant annet kan fjernvarme produseres med overskuddsvarme fra ulike prosesser fra industri eller fra kloakkrensaneanlegg. Det er også utbredt med løsninger for varmeproduksjon til fjernvarme via en energisentral, hvor varmen produseres via ulike kjel - eller varmepumpeløsninger.

### 2.5.1 Tilkobling av abonnenter

Varmen i et fjernvarmenett kan distribueres til abonnentsentralen og byggene på flere ulike måter [28]. De to hovedmåtene presenteres nedenfor.

#### Direkte system

Ved et direkte system vil den samme strømmingen av varmtvann som distribueres i hovednettet av fjernvarmen, også forsyne hvert enkelt bygg. Varmtvannet vil derfor ledes direkte inn til hvert varmelement i byggene, uten bruk av varmeveksler. En prinsippskisse av en direkte løsning vises i Figur 2.12.

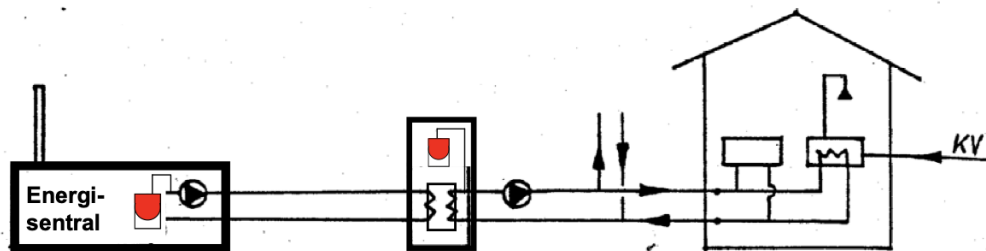


Figur 2.12: Prinsippskisse av et direkte system for fjernvarme [28]

### Indirekte system

Ved et indirekte system vil det ikke være den samme strømmingen av varmtvann som distribueres av fjernvarmen, som forsyner hvert enkelt bygg. En prinsippskisse av en indirekte løsning vises i Figur 2.13. Denne skissen viser en skisse med undersentral med varmeveksler utenfor bygningen, som forsyner hvert enkelt bygg med vannbåren varme via et sekundærnett. Denne varmen kan enten forsyne hvert enkelt bygg direkte, eller indirekte via enda en varmeveksler i byggene.

Det er også mulig å ha en indirekte løsning med abonnentsentraler i hvert enkelt bygg. På denne måten strømmer primærnettet inn til hvert bygg, og får utnyttet varmen via varmevekslere i hvert bygg.



Figur 2.13: Prinsippskisse av et indirekte system for fjernvarme [28]

### Fordeler og ulemper med hver løsning

R. Ulseth [28] nevner tre hovedkriterier å ta hensyn til når det kommer til hvilken løsning man skal velge:

- Oppdeling av juridisk ansvar
- Driftsteknisk forhold
- Teknisk og økonomisk optimalisering

Det fremgår at fordelene med en direkte løsning er i hovedsak reduserte investeringskostnader for hver enkelt abonnent, da løsningen er enklere enn en indirekte løsning og man ikke trenger å installere varmevekslere eller lokale ekspansjonssystemer i hvert enkelt bygg. Samtidig unngår man varmetap i varmevekslere, slik at varmen som distribueres til hvert enkelt bygg er høyere enn ved en indirekte løsning. De største ulempene ved å velge en direkte løsning er at man

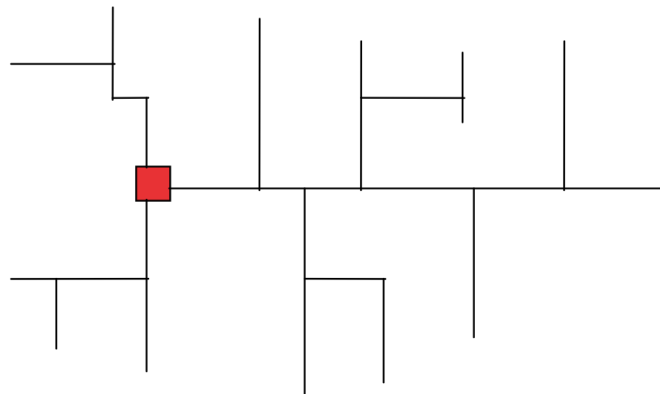
ikke har samme muligheter for temperaturstyring og regulering som ved en indirekte løsning. Samtidig vil faren for trykkstøt ved en direkte løsning være større enn ved en indirekte løsning da man operer med høyt systemtrykk og høy massestrøm.

Videre nevnes det at en av fordelene med en indirekte løsning er sikkerhetshensynet. Ved en indirekte løsning opererer man med lavere systemtrykk, noe som reduserer faren for trykkstøt i distribusjonsnettets betraktelig. Samtidig har man mye større mulighet for styring og regulering av temperaturer etter behov ved en indirekte løsning. Den største bakdelen med en indirekte løsning er økte investeringskostnader. En indirekte løsning er et mye mer komplekst system enn en direkte løsning, noe som øker kostnadene for ekspansjonssystemer og varmevekslere [28].

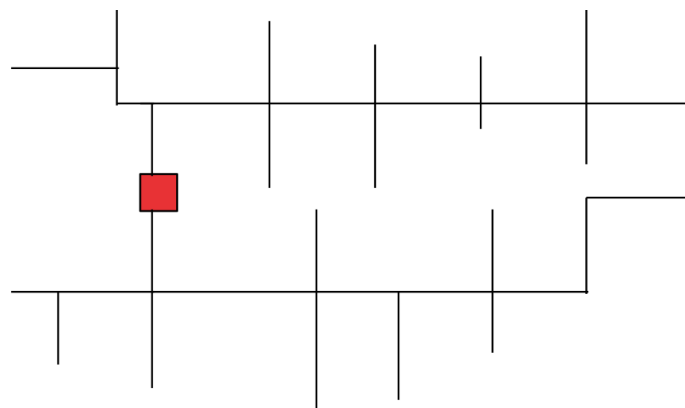
Statkraft oppgir at varmevekslere hos abonnenter som er tilkoblet sekundærnettet i Trondheim dimensjoneres etter et maksimalt trykktap over seg på 25 kPa [29].

## 2.5.2 Distribusjonssystemer

Fjernvarme kan enten distribueres til hver enkelt abonnentsentral via et stjerneledningssystem eller ringledningssystem [28]. Ved et stjerneledningssystem, vist i Figur 2.14, vil distribusjonen av fjernvarme foregå rundt én bestemt trasé. Ved et ringledningssystem, vist i Figur 2.15, vil derimot distribusjonen foregå via to trasér som gir økt sikkerhet for forsyning. En slik løsning vil derimot gi økte kostnader, da systemer er mer komplekst og man ofte opplever lengre trasér. Ved store systemer ønsker man ideelt sett å benytte seg av en kombinasjon av stjerneledningssystem og ringledningssystem.



Figur 2.14: Stjerneledningssystem [28]



Figur 2.15: Ringledningssystem [28]

### 2.5.3 Pumpearbeid

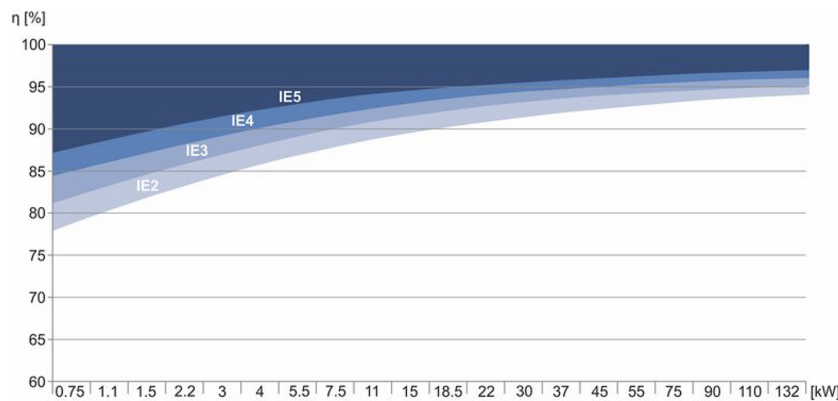
For å frakte varmt vann rundt i fjernvarmenettet benyttes én eller flere sirkulasjonspumper. Nødvendig pumpeeffekt avhenger av hvor store vannmengder som skal distribueres og hvilket trykktap som må overvinnes i nettet. Pumpeeffekt kan beregnes etter Ligning 2.1.

$$P = \frac{\Delta p_{tot} \cdot \dot{V}}{n_{pumpe} \cdot 1000} \quad (2.1)$$

hvor

- $P$ : Pumpeeffekt [kW]
- $\Delta p_{tot}$ : Sum av trykktap [Pa]
- $\dot{V}$ : Volumstrøm [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
- $n_{pumpe}$ : Pumpens virkningsgrad [-]

I EU er det satt krav til effektivitet på elektromotorer som benyttes i pumper. Gjeldende direktiv tilsier at pumpemotorer med en effekt over 0.75 kW skal ha energieffektivitet tilsvarende IE3 [30]. Effektivitet for de ulike energiklassene er gjengitt i Figur 2.16.



Figur 2.16: IE-klasser for elektriske motorer [31]

### 2.5.4 Fjernvarmegenerasjoner

Fjernvarme har utviklet seg fra å benytte høytemperert vanndamp i 1880-årene, til de nyeste systemene i dag som er bedre tilpasset energieffektive bygg. De siste systemene som er blitt introdusert er fjerde - og femtegenerasjons fjernvarmesystemer. Ved slike systemer distribueres lavtemperatur vann på 50-55°C. På denne måten reduseres varmetap i distribusjonsnettet betraktelig, og man er mye mer fleksibel for å benytte forskjellige fornybare energikilder slik som overskuddsvarme, solenergi eller grunnvarme [32]. Samtidig vil lavtemperert fjernvarme gi mulighet for å benytte rimeligere rørkvaliteter, som igjen sørger for reduserte investeringskostnader for rør og annet utstyr.

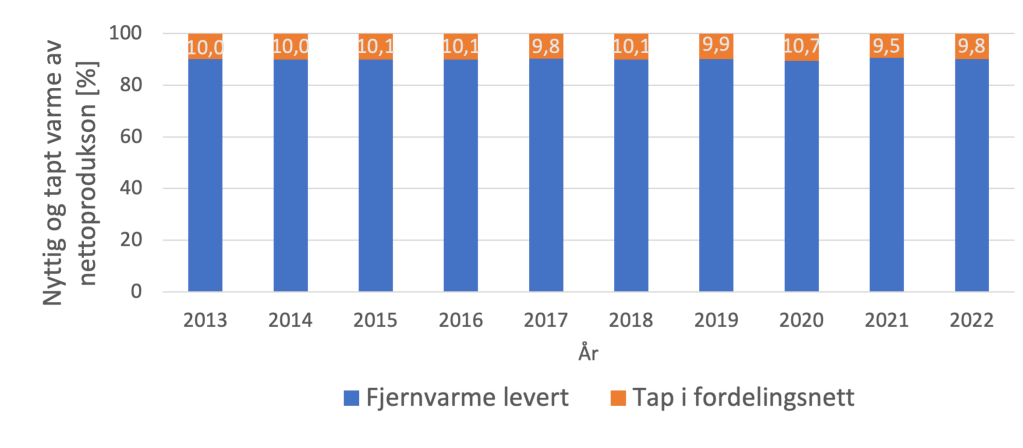
### 2.5.5 Verktøy for beregning av varmetap og rørdimensjon

LOGSTOR har etter 50 år med forskning, utvikling og erfaring blitt en ledende produsent av forhåndsisolerte rørsystemer [33]. De tilbyr på sine nettsider et godt utvalg av prosjekterings-

verktøy, blant annet kalkulator som kan beregne rørdimensjoner og varmetap basert på oppgitte data fra bruker.

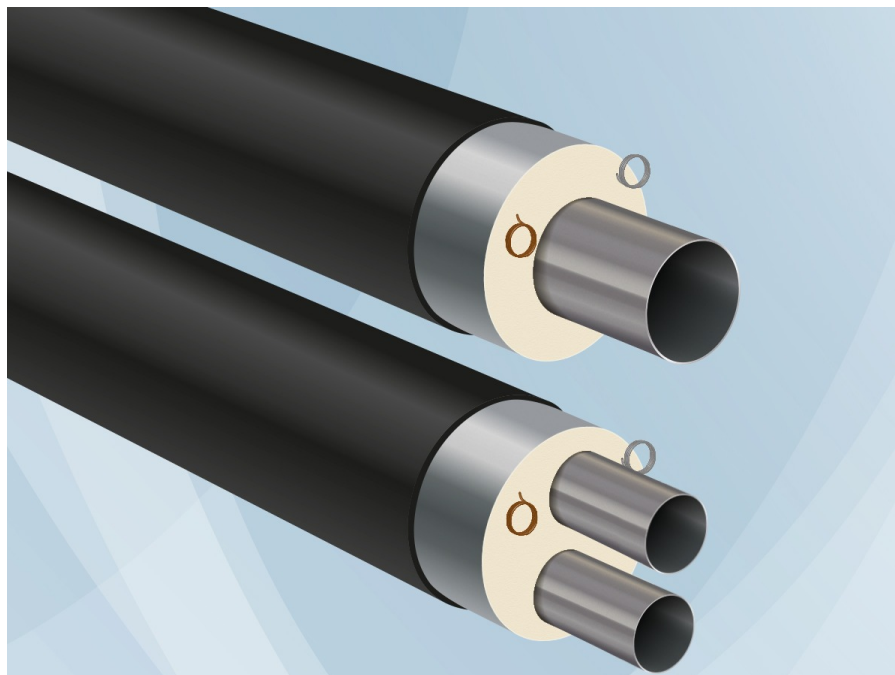
### 2.5.6 Varmetap

En viktig betraktning hva gjelder design av fjernvarmenett er varmetap i distribusjonsnettet, ofte oppgitt i W/m. Å beregne eksakt varmetap er en kompleks øvelse som avhenger av mange parametere. Temperaturen på vannet i rørene varierer, utetemperaturen varierer, bakketemperaturen varierer, og vannmengder varierer. I tillegg har det betydning hvilke materialer som brukes, og hvor godt rørene isoleres. Statkraft oppgir at fjernvarmenett har et gjennomsnittlig varmetap på kun 5-10% [34]. Samtidig viser statistikk fra SSB at varmetap i distribusjon utgjør omtrentlig 10% av fjernvarme nettoproduksjon i Norge i perioden 2013-2022 [35]. I Figur 2.17 er det laget grafikk som gjengir denne statistikken.



Figur 2.17: Prosentandel varmetap av nettoproduksjon fjernvarme i Norge [35]

I nyere tid har single rør fått konkurranse av Twinrør, illustrert i Figur 2.18.



Figur 2.18: Illustrasjon av singelrør og twinrør [36]

LOGSTOR oppgir at TwinPipe kan redusere driftskostnader og CO<sub>2</sub>-utslipp med opptil 50% [37]. I Tabell 2.4 sammenlignes varmetap og utslipp for bruk av TwinPipe og single rør. En økt investeringskostnad skal kunne spares inn i redusert trasélengde og redusert varmetap.

Tabell 2.4: TwinPipe sammenlignet med singelrør[36]

	Type of pipe	Series 1 (dimensions)	Heat retention (W/mK)	Heat loss (W/m)	CO <sub>2</sub> emissions with natural gas (kg/metre/year)
A.	TwinPipe with diffusion barrier	DN 40/160	0.024	20.56	43
B.	TwinPipe without diffusion barrier	DN 40/160	0.027	24.70	52
C.	Single pipe with diffusion barrier	DN 40/110	0.024	29.62	62
D.	Single pipe without diffusion barrier	DN 40/110	0.027	37.48	79

### 2.5.7 Trykktap

Valg av rørdimensjon i et fjernvarmenett baseres vanligvis på et maksimalt trykktap og maks tillatte vannhastighet, i kombinasjon med effektbehov og kjent tur- og returtemperatur. Dersom trykktapet ikke er kjent er det vanlig å benytte en verdi på 150 Pa/m som utgangspunkt [38]. Datainnsamling av Jie et al. [39] viser til at hvilke trykktap per enhet lengde det normalt dimensjoneres etter varierer innenfor intervallet 30 - 200 Pa/m, hvor en av studiene peker på 200 Pa/m som optimal maksverdi. Friksjonstap i rør kan kalkuleres basert på formler av Darcy-Weisbach gitt i Ligning 2.2.

$$R = \frac{f}{D_i} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad (2.2)$$

hvorav

- $R$ : Trykktapskoeffisient [Pa/m]
- $f$ : Friksjonsfaktor [-]
- $D_i$ : Rørdiameter [m]
- $\rho$ : Mediets massetetthet [kg/m<sup>3</sup>]
- $v$ : Strømningshastigheten [m/s]

Det totale trykktapet i et fjernvarmenett omfavner friksjonstap og tap i enkeltmotstander slik som bend og abonnentsentraler. Statkraft oppgir at differansetrykk i varmevekslere ved sekundærnettet i Trondheim ligger mellom 0.07 og 0.3 MPa avhengig av plassering, og trykkfall over abonnentsentraler dimensjoneres for 25 kPa[40]. Videre er det foreslått å sette makshastighet i distribusjonssystem for fjernvarme med lave temperaturer lik 2 m/s [41].

### 2.5.8 Utekompensering

Utekompensering er en måte å regulere temperaturene i et varmesystem basert på utetemperatur. Utetemperatur er en sentral faktor for påvirkning av bygningers varmebehov, som betyr at å regulere et varmesystem etter utetemperatur vil kunne gi besparelser i energiforbruk [42]. Dersom utetemperaturen synker, vil turtemperaturen på varmeanlegget øke og motsatt. Det samme prinsippet kan benyttes for et større fjernvarmeanlegg, da det ikke nødvendigvis er behov for samme temperatur på vannet som distribueres både sommer og vinter. En utekompenseringskurve kan fastsettes etter en standard linjeligning mellom to punkter som gitt i Ligning 2.3.

$$Y = X \cdot t + Z \quad (2.3)$$

hvorav  $Y$  er turtemperatur i systemet,  $X$  er stigningstallet til kurven,  $t$  er utetemperaturen og  $Z$  er en konstant som bestemmer hvor høyt/lavt i koordinatsystemet grafen befinner seg.

I kombinasjon med utekompensering kan varmeanlegget i en bygning reguleres etter både mengde og/eller temperatur. Ved mengderegulering vil vannmengden i varmeanlegget reguleres etter varmebehov, mens temperaturene holdes konstant. Ved temperaturregulering vil temperaturen i varmeanlegget reguleres etter varmebehov, mens vannmengden holdes konstant. I denne oppgaven er riktignok reguleringsteknikk på sekundærside ikke analysert.

## 2.6 Lavtemperert fjernvarme

Det har de siste årene blitt publisert mye forskning og artikler omhandlende implementering av lavtemperert fjernvarme, både for eksisterende bygg og for ny bygningsmasse. Østergaard og Svendsen ser i artikkelen *Costs and benefits of preparing existing Danish buildings for low-temperature district heating* [43] på kostnadene og fordelene med å implementere lav-temperatur fjernvarme i eksisterende bygg i Danmark. Artikkelen tar utgangspunkt i et bolighus for én familie og et leilighetskompleks. Det vises til at dersom tur og returtemperatur i fjernvarmenettet reduseres fra 80/45°C ned til 55/25°C kan COP-verdien til en varmepumpe med bio-basert avfall øke fra 4.2 til 7.1. Artikkelen konkluderer også med, som tidligere nevnt, hvor avgjørende gode reguleringsprinsipper er for å opprettholde gode resultater ved et lav-temperatur fjernvarmesystem.

For høy returtemperatur i distribusjonsnett er problematikk man kan møte på i et fjernvarmenett, og særlig i lavtempererte systemer. Litteratur påpeker at dette ofte skyldes feil i reguleringen av varmenettet, og det hevdes at det kan finnes feil i opp mot 75% av alle abonnentsentraler i fjernvarmenett [44].

### 2.6.1 Abonnementsentraler for lavtemperert fjernvarme

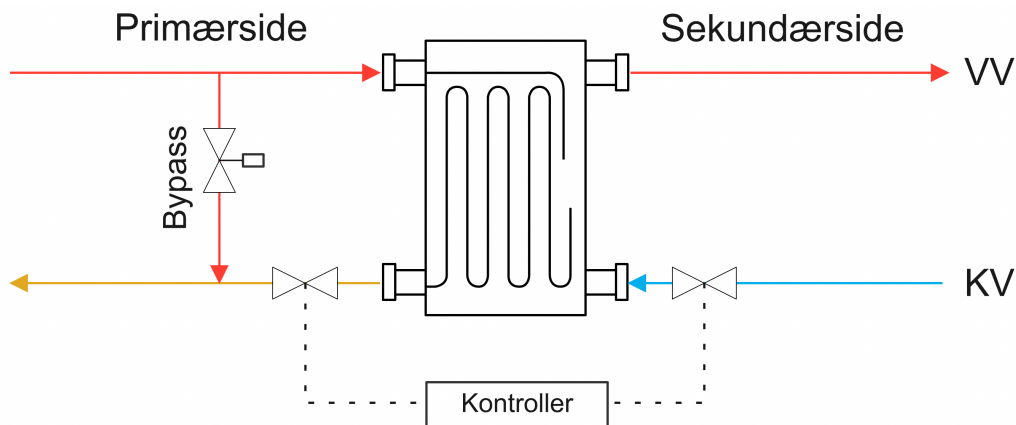
For å forsyne eksisterende bygninger med lavtemperert fjernvarme er det i hovedsak to ulike fremgangsmåter som går igjen i prøve-prosjekter og erfaringslitteratur fra eksisterende anlegg;

- Løsning 1: Selve bygningen og/eller tekniske systemer i bygningen oppgraderes for å tilpasses forsyning med lavere temperatur enn før

- Løsning 2: Tur-temperaturen økes til nødvendig temperatur lokalt ved hjelp av en booster-varmepumpe

### Løsning 1

For bygninger som skal forsynes med lavtemperert fjernvarme er beredning av varmt tappevann en sentral problemstilling. En av grunnene til at eksisterende fjernvarmesystemer distribuerer temperaturer opp til over  $100^{\circ}\text{C}$  er for å ha muligheten til å varme opp tappevann til såpass høy temperatur at problemer relatert til legionella-vekst i varmtvannsberedere elimineres. I testprosjektene med lavtemperert fjernvarme som forsyning til bolighus, nevnt i rapporten *Guidelines for Low-Temperature District Heating* [45], har eksisterende akkumulatortanker blitt erstattet med direkte oppvarming av tappevann. Dette er en løsning hvor kaldtvann varmes opp direkte mot fjernvarmenettet i en høy-effektiv varmeveksler kun når det tappes vann. Siden det ikke blir akkumulert varmt tappevann unngår man legionella-problematikk så lenge vannvolumet i rørsystemet (hvor vann kan bli stående over tid) er lavt nok. Et eksempel på direkteoppvarming som blir gitt er skissert i Figur 2.19.



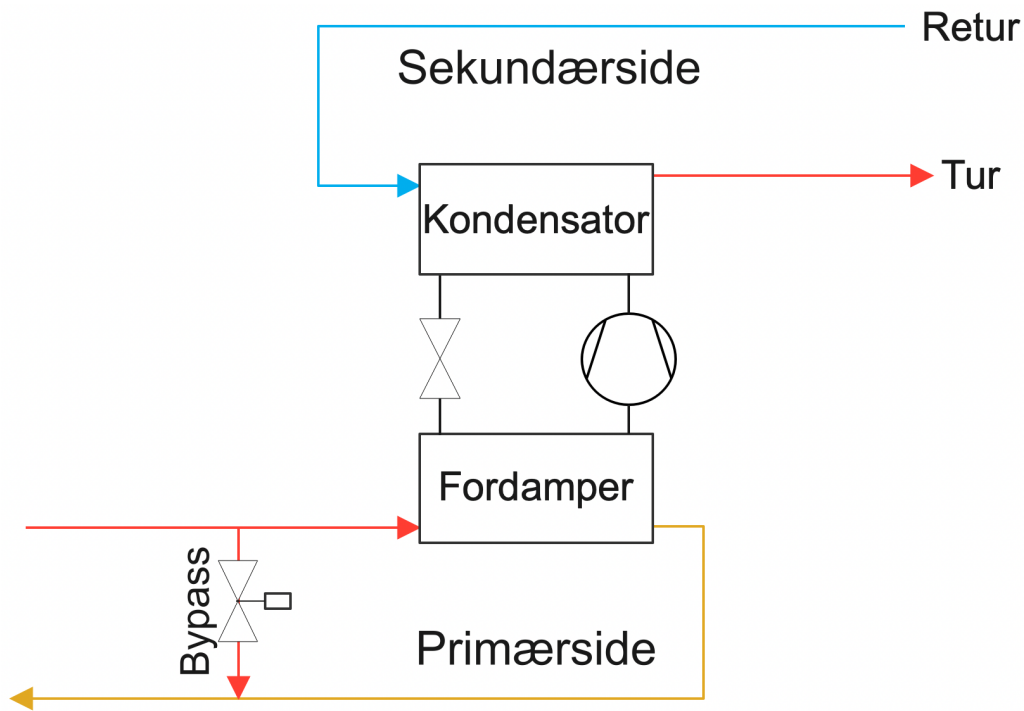
Figur 2.19: Skisse av systemløsning for direkteoppvarming av varmtvann

Videre må varmeanlegget i bygget være tilpasset lav temperatur, noe som gjør gulv-oppvarming spesielt aktuelt. Radiatorer tilpasset lav temperatur benyttes også. Generelt sett er det behov for å oppnå lav nok returtemperatur på primærsiden som blir påvirket av oppvarmingsbehovet og energiuttaket i tilkoblede bygninger. Dette er hovedsakelig et problem i sommersesongen når oppvarmingsbehovet i bygninger er lavere og tidvis fraværende.

### Løsning 2

I eksisterende bygninger er alternativet til å tilpasse oppvarmingssystemene til lavere temperaturer å installere en booster-varmepumpe som kan øke temperaturen opp til nødvendig nivå. Det er flere muligheter for systemoppbygninger i et slikt oppsett, og skissen i Figur 2.20 viser én av disse. Her skjer veksling mot primærsiden i booster-varmepumpens fordampere.





Figur 2.20: Skisse av systemløsning for temperaturøkning ved hjelp av booster-varmepumpe

### 2.6.2 Legionella

I forbindelse med oppvarming av tappevann er Legionella-bakterier et sentralt tema. Legionella er en slekt av bakterier hvorav enkelte arter kan forårsake lungesykdommen Legionærsyke eller Pontiac-feber. Bakterien Legionella pneumophila smitter via aerosoler (dråpesmitte), og dødeligheten ved Legionærsyke er betydelig [46].

Legionellabakterier har best vekstvilkår i temperaturspennet 20 - 50°C. Formering er begrenset ved temperaturer under 20°C, og erfaringer viser at legionellabakterien hverken etablerer seg eller vokser i vannsystemer der temperaturen er over 60°C[47]. Hastigheten på utdøing av bakteriene øker riktignok betydelig når temperaturene når over 65 - 70°C, og FHI anbefaler en vanntemperatur på minimum 70°C i varmtvannsberedere [48]. Dette har sammenheng med at temperaturene i en varmtvannsbereder kan variere mellom ulike lag og områder i tanken.

## 2.7 Grunnvann som energikilde

Basert på grunnvannsrapporten av NGU for Oppdal Kommune presentert under Delkapittel 2.3.5 [18] vil det sees nærmere på hvordan slike systemer fungerer, og hvilke forutsetninger som er viktige å sette søkelyset på. Senere i oppgaven blir bruk av grunnvann som energikilde via et åpent system som beskrevet i Delkapittel 2.4.2 sentralt.

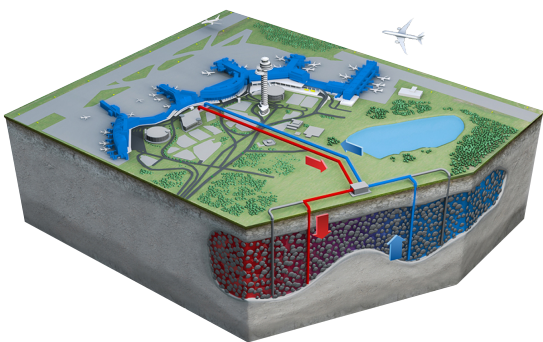
### 2.7.1 Akvifer

En akvifer, fra Latin: ”vann-bærende”, er et område av stein og/eller sedimenter som inneholder og kan avgi økonomisk gunstige mengder med grunnvann [49]. Blant de viktigere parameterne i en akvifer omtales hydraulisk konduktivitet (K) og magasineringssegenskaper (S). Magasineringssegenskapene er et mål på antall m<sup>3</sup> grunnvann som en enhet med akvifer kan gi fra seg eller ta opp hvis trykkehøyden endres med +/- 1m. Hydraulisk konduktivitet er et mål på akviferens evne (et porøst medium) til å transportere væske [49].

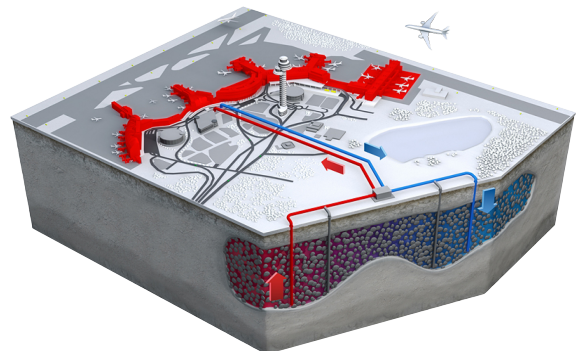
### 2.7.2 Aquifer Thermal Energy Storage

Aquifer thermal energy storage (ATES) er en løsning for lagring og bruk av termisk energi i grunnen. Systemet baserer seg på å hente varme fra akviferen på vinteren, på samme måte som en standard grunnvarmepumpe-løsning. På sommeren når det er behov for kjøling, reverseres sløyfen. Da vil systemet hente ut tilstrekkelig varme via en varmeveksler i bygget og lagre denne termiske energien i selve akviferen, som igjen kan benyttes på vinteren for oppvarmingsformål. Skisser av ATES er gitt i Figur 2.21 og Figur 2.22.

Paksoy et al. [50] viser til en økning i COP på 60% i COP ved å benytte en varmepumpeløsning basert på ATES i motsetning til en standard luft-til-luft varmepumpe.



Figur 2.21: ATES - Sommer [51]



Figur 2.22: ATES - Vinter [51]

Dincer og Rosen nevner [52] at mengden energi som kan lagres i en akvifer er avhengig av de lokale forholdene for grunnvannsstrømmer, termisk konduktivitet og temperaturendringer.

Videre nevnes det at ved å benytte ATES kan kostnadene for kjøle- og oppvarmingsbehov reduseres med henholdsvis 80% og 40%, samtidig som utslipp av klimagasser og ozonnedbrytende stoffer kraftig reduseres. I tillegg kan ATES-systemer brukes til å balansere og stabilisere energisystemet ved å lagre overskuddsenergi fra fornybare energikilder for senere bruk [52].

### 2.7.3 Varmepumpeprosessen i et åpent grunnvarmesystem

NVE-rapporten *Kostnader i energisektoren* [53] oppgir en effektfaktor (COP) på grunnvannsbaserte varmepumper til å være i intervallet mellom 2.7 til 3.1 for utgangstemperatur mellom 50 og 70°C og kapasitet mellom 0.15 og 1 MW.

Generelt benyttes Ligning 2.4 for å beregne kondensator- og/eller fordamperkapasitet i en varmepumpe:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (2.4)$$

hvorav

- $\dot{Q}$ : Varmeeffekt [kW]
- $\dot{m}$ : Massestrøm [kg/s]
- $c_p$ : Spesifikk varmekapasitet til mediet [kJ/kg·K]
- $\Delta T$ : Temperaturdifferanse mellom innløp og utløp av kondensator [K]

Varmepumpens effektfaktor, COP, er definert som

$$COP = \frac{\dot{Q}_{kondensator}}{W_{kompressor}} \quad (2.5)$$

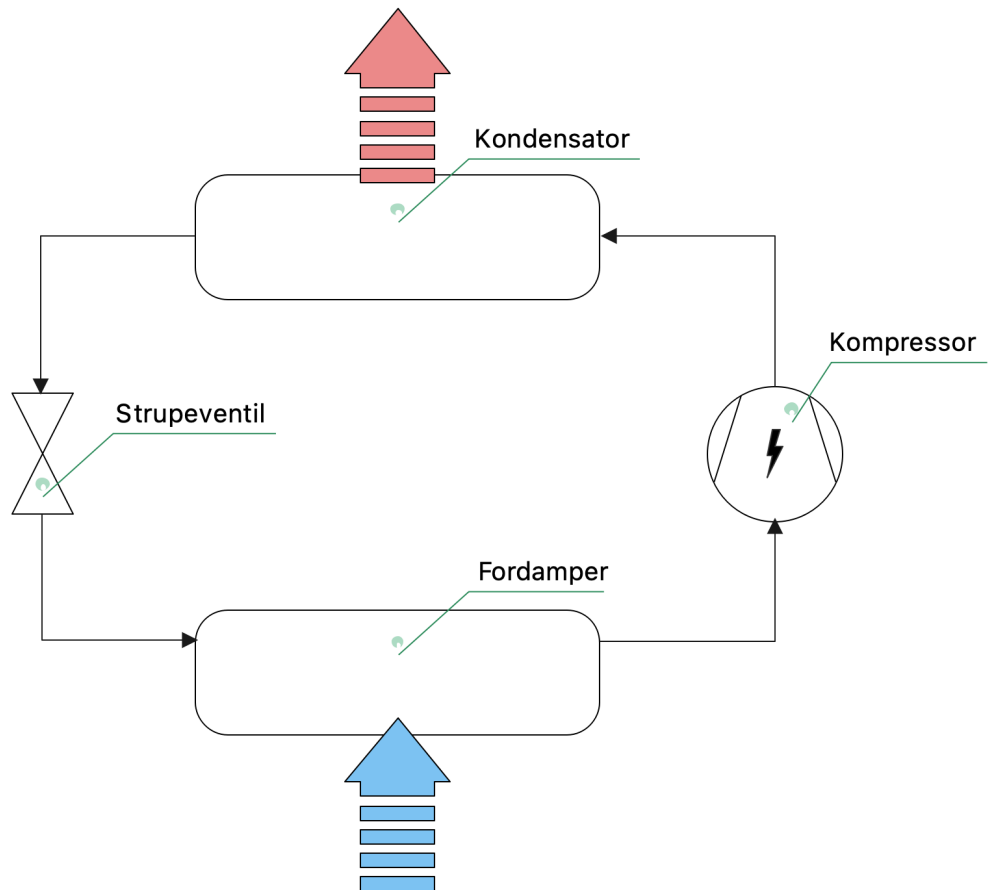
Videre er forholdet mellom fordamper- og kondensatorkapasitet gitt i Ligning 2.6

$$\dot{Q}_{fordamper} = \dot{Q}_{kondensator} - W_{kompressor} \quad (2.6)$$

hvorav

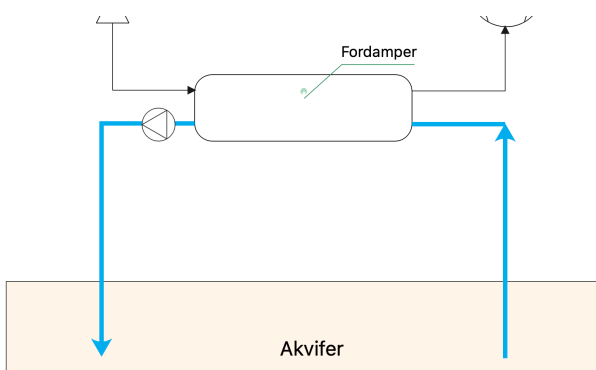
- $COP$ : Varmefaktor [-]
- $\dot{Q}_{kondensator}$ : Kondensatoreffekt [kW]
- $\dot{W}_{kompressor}$ : Kompressorarbeid [kW]
- $\dot{Q}_{fordamper}$ : Fordampereffekt [kW]

For å utnytte grunnvann til oppvarming benyttes varmepumpeprosessen for å løfte temperaturen opp til ønsket nivå. En grunnleggende varmepumpeprosess er skissert i Figur 2.23.

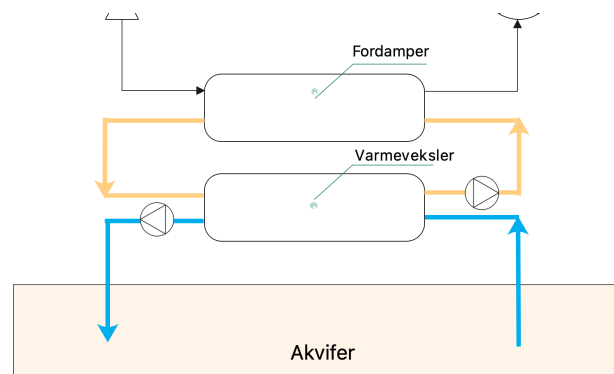


Figur 2.23: Grunnleggende varmepumpeprosess

Varmen som er lagret i grunnvannet tas opp ved sirkulasjon gjennom fordamperen før det sendes tilbake til akviferen. Avhengig av grunnvannets kvalitet kan det som tidligere nevnt oppstå utfelling av salter og stoffer i vannet som over tid kan bidra til redusert virkningsgrad på systemet og økt slitasje på utstyret. Nettopp av denne grunn er det ikke uvanlig å etablere en sekundærkrets slik at grunnvannet ikke har direkte kontakt med fordamperen, men avgir sin varme til et sekundærmedium i en egen varmeveksler. Forskjellen på disse løsningene er illustrert i Figur 2.24 og Figur 2.25.



Figur 2.24: Grunnvann direkte inn til fordamper



Figur 2.25: Grunnvann indirekte til fordamper via sekundærkrets

Ved bruk av indirekte system vil selve varmpumpen skånes for oppsamling av utskilte stoffer, og vedlikeholdet relatert til dette kan utføres i egne lukkede sekundærsystem. Dannelser av uønskede utskillinger som kan samle seg opp i varmeveksleren er avhengig av de kjemiske egenskapene til grunnvannet.

#### 2.7.4 Grunnvannskvalitet

Kvaliteten på grunnvann blir påvirket av kjemiske prosesser som avhenger av hvilke løsmasser og bergarter det kommer i kontakt med [54]. Grunnvann består av mange stoffer som potensielt kan lede til driftsproblematikk, særlig i åpne systemer. Disse problemene kan finne sted både i brønnsystemet, under varmeveksling eller i selve akviferen. Eksempelvis hevder Gustafson i sin rapport *Brunnsystem för värmelagring och varmeutvinning i akviferen* [55] at jern og mangan i grunnvann alltid medfører en risiko for igjentetting av sirkulasjonsnett i et grunnvannssystem. Disse vil skilles ut ved tilgang til oksygen og krever at systemet er lufttett. Gustafson viser til studier som anbefaler en øvre grense for jerninnhold lik 0,3 mg/l, men at også dette kan føre til oksidasjon [55]. Om grunnvannet benyttes til drikkevann må drikkevannsforskriften som skal verne om menneskers helse følges [56]. For varmesystemer finnes dog ingen lovverk tilknyttet vannkvalitet.

I en svensk rapport av Lindblad-Påsse [57] er det sett nærmere på jernutfellingsproblematikk i grunnvannsbaserte oppvarmingssystemer. Vannkvalitet nevnes som hovedårsak til problemer med slike systemer, og halvparten av de studerte anleggene i rapporten hadde alvorlige problemer knyttet til jernutfellinger. Det fremgår at flere av systemene som ble undersøkt ikke hadde tatt vannprøver i forkant av prosjektering og igangkjøring.

#### 2.7.5 Kjente årsaker til driftsproblemer

I følge Grunnvann i Norge, veileder 13 [58] er korrosjon og nedgang i kapasitet hovedkategoriene av problemer i selve borehullet for utnyttelse av grunnvann. Det pekes i veilederen på god utforming, gode driftsrutiner, fast vedlikehold og overvåkning som viktige hensyn å ta. I deres spørreundersøkelse fra 1991 hvor eiere av 134 borehull fordelt på 38 vannanlegg deltok, viser statistikken at 1/3 av anleggene ikke hadde resultater fra prøvepumping før etablering av anlegget, og i bare fire av tilfellene eksisterte det program for regelmessig vedlikehold av brønner [58].

Lindblad-Påsse [57] lister opp i sin rapport at problemer med gjentetting på deres undersøkte grunnvannssystemene typisk resulterer i at:

- Grunnvannsnivået synker i produksjonsbrønnen
- Det tas ut for lav vannmengde fra produksjonsbrønnen
- Trykket øker i infiltrasjonsbrønnen
- Varmepumpe og varmeveksler avgir for liten effekt

Banks [49] har satt opp følgende liste over utbredte designfeil av åpne grunnvannssystem:

- Mangel på spesialistvurderinger innenfor hydrologi og grunnvann

- Over-optimisme vedrørende akviferens hydrauliske egenskaper
- Mangelfull fokus på behandling av returvann og undervurdering av behovet for spesialister på returbrønn på lik linje med produksjonsbrønn
- Lite hensyn til at grunnvannets kjemi og mikrobiologi kan påvirke systemets ytelse over tid
- Mangelfull håndtering av trykkforhold og avgitte gasser i retursystemet
- Lavt fokus på ”termisk brudd”

Med termisk brudd menes det potensielle problemet med at nedkjølt og brukt returvann som føres tilbake til akviferen kan strømme inn mot produksjonsbrønnen. Dette gjør at produksjonsbrønnen utnytter vann med lavere temperatur, som naturlig nok påvirker systemets effektivitet.

### 2.7.6 Økonomisk potensial

Ramstad publiserte på oppdrag fra NVE en rapport i 2011 som kartla det økonomiske potensialet for grunnvarme i Norge [59]. Bakgrunnen for rapporten var en del av NVEs arbeid med å kartlegge potensialet for fornybare energikilder i Norge. Hovedkonklusjonen var at alt av varme og kjølebehov i Norge kan dekkes av grunnvarmebaserte varmepumpeløsninger. Som en del av oppdragsrapporten ble det også utarbeidet en kostnadsanalyse som i hovedsak viste at grunnvarmebaserte løsninger vil være å foretrekke sammenlignet med andre konkurrerende teknologier for oppvarming og kjøling. For middels til store anlegg hvor de geologiske forutsetningene ligger til rette viste rapporten at åpne løsninger basert på grunnvann hadde størst lønnsomhet.

Rapporten viste også at lønnsomheten i slike systemer øker med kapasiteten til anleggene. I tillegg ble det vist til at anlegg som både leverer varme og kjøling hadde størst lønnsomhet. Analysen legger også til at vannbårne distribusjonssystem er avgjørende for å utnytte grunnvarme som en ressurs. Investeringskostander ved å implementere vannbårne varmesystemer er derfor ikke tatt hensyn til i kostnadsanalysen. Rapporten trekker frem mangel på vannbårne varmeanlegg i kombinasjon med lite kunnskap om grunnforhold og separate investerings- og driftsbudsjett som de største barrierene for implementasjon av grunnvarmebaserte oppvarming- og kjølesystemer [59].

### 2.7.7 Erfaringer fra Danmark

I en rapport som oppsummerer retningslinjer for lavtemperert fjernvarme basert på erfaringer fra en rekke testprosjekter i Danmark [45] vises det til at flere demonstrasjonsprosjekter med turtemperatur noe over 50°C kan møte behovene for oppvarming av både tappevann og rom. Noen av fordelene som nevnes er at nye og rehabiliterte bygninger har et lavere energiforbruk som for tradisjonelle fjernvarmenett med høy temperatur vil bety et betydelig økt varmetap om opprinnelige behov senkes. Videre åpner et lavtemperatur-system for å benytte et større antall fornybare varmekilder og varmepumpeløsninger. For fremtidige bygningsmasser kan lavtemperert fjernvarme fungere som et godt argument for å investere i energieffektive bygg.

### 2.7.8 Grunnvann til oppvarming og kjøling i Melhus og Elverum

Optimal ressursutnyttelse av grunnvann til oppvarming og kjøling i Melhus og Elverum (ORMEL) er et samarbeidsprosjekt mellom Melhus kommune, Elverum kommune, NTNU, NGU og Asplan Viak. NGU opplyser i en av rapportene for prosjektet at formålet med prosjektet er å *fremskaffe et faglig solid og bærekraftig grunnlag for optimal utnyttelse og forvaltning av grunnvannsressursene i de to kommunesentrene* [60].

Både Melhus og Elverum er kommuner som utnytter grunnvannsressursene sine i stor grad og ORMEL - prosjektet har fulgt opp disse eksisterende anleggene. Det blir foreslått utbedringer for hvordan anleggene skal utformes, driftes og vedlikeholdes i framtiden. En videreføring av prosjektet er gjennomført i gjennom ORMEL 2 hvor formålet var å forbedre driften av de grunnvannsbaserte varmesystemene.

Da prosjektet er et samarbeid med NTNU, har det siden oppstart i 2015 blitt gjennomført flere masteroppgaver og doktorgrader omhandlende prosjektet. Masteroppgaven *Praktisk guide for grunnvarmeanlegg basert på oppumpet grunnvann* [41] oppsummerer viktigheten av tilstrekkelige hydrogeologiske forundersøkelser i kombinasjon med oppfølging under driftsfasen ved slike anlegg. I tillegg pekes det på utfordringene knyttet til vannkvalitet, brønnutforming, termisk brudd og endringer i grunnvannspeilet.

Masteroppgaven *Grunnvansvarmepumpe i fjernkjøle- og fjernvarmesystemer* [61] omtaler at graving av grøfter og legging av rør til selve distribusjonskretsen var den dyreste delen av utbyggingen, basert på konseptutredning av Asplan Viak. Det blir derfor foreslått å løse utbygging av et slikt distribusjonsnett samtidig som utbygging av annen infrastruktur, slik som vann og avløp.

Utredningene spesifiserer videre viktigheten av å kartlegge behovet for varme og kjøling grundig. Dette gjelder både for eksisterende bygninger og fremtidig bygningsmasse. I tillegg ses det på som avgjørende å foreta nøye detaljprosjektering og undersøkelser av grunnforholdene for å gjennomføre et suksessfullt og lønnsomt prosjekt. Det fremlegges også tanker om å gå i dialog med Enova for å undersøke økonomiske støttemuligheter [61].

## 2.8 Økonomi

### 2.8.1 Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering

*Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering* er en publikasjon fra NVE fra 2015 som presenterer kostnader tilknyttet produksjons- og overføringssystemet for energisektoren i Norge. Rapporten fokuserer også på fremtidig kostnadsutvikling for kraft og varmeproduksjon, i tillegg til å presentere kostnader for energieffektiviseringstiltak på sluttbrukersiden [53].

For å vurdere lønnsomheten av ulike tiltak og implementasjoner benytter rapporten LCOE (Levelized Cost of Energy) som beregningsmetode. LCOE kan oversettes til energikostnaden over levetiden og uttrykker de totale kostnadene fordelt på den samlede produksjonen gjennom levetiden av anlegget. I følge rapporten representerer LCOE *Inntekten eller sparte kostnader som er nødvendig for å oppnå break even for energiproduksjon eller energieffektivisering*. LCOE beregnes ut ifra Ligning 2.7 nedenfor.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.7)$$

hvorav

- $I_t$ : Investerings- og utviklingskostnader [NOK]
- $M_t$ : Drifts- og vedlikeholdskostnader [NOK]
- $F_t$ : Energi- og brenselkostnader [NOK]
- $E_t$ : Energi produsert [kWh]
- $n$ : Økonomisk levetid i år [-]
- $r$ : Diskonteringsrente [-]

LCOE kan også forklares som nåverdien til alle kostnader påløpt over levetiden fordelt på nåverdien av all energi produsert over levetiden. Nåverdi er en økonomisk beregningsmetode for å undersøke lønnsomheten i en investering. Nåverdien representerer verdien i dag av et framtidig beløp. Dersom nåverdien er positiv vil investeringen være økonomisk lønnsom. Beregningsmetode presenteres i Ligning 2.8 nedenfor.

$$NV = \sum_{n=1}^t \frac{B}{(1+r)^t} - I \quad (2.8)$$

hvorav

- $NV$ : Nåverdi [NOK]
- $B$ : Årlige besparelser [NOK]
- $r$ : Diskonteringsrente [-]



- $I$ : Investeringskostnad [NOK]
- $t$ : Tid [år]

Ved intern finansiering, vil diskonteringsrenten  $r$  beregnes ut i fra Ligning 2.9 nedenfor. Diskonteringsrenten tar hensyn til både inflasjon og avgifter, men tar i tillegg hensyn til svingninger i den relative energiprisen i forhold til inflasjon.

$$r = \frac{1}{1+e} \cdot \left[ \frac{r_n(1-s) - i}{(1+i)} - e \right] \quad (2.9)$$

hvorav

- $r$ : Diskonteringsrente [-]
- $e$ : Relativ energiprisøkning [-]
- $r_n$ : Prosentvis økonomisk krav om retur [-]
- $i$ : Inflasjon [-]

Rapporten fra NVE inneholder altså utregninger av lønnsomhet beregnet ved LCOE for mange forskjellige energiforsyningsteknologier og energiøkonomiseringstiltak for bygg. Et utvalg av disse presenteres nedenfor. Tabell 2.5 presenterer først kostnadene over levetiden for et varmepumpenanlegg basert på grunnvann med forskjellige kapasiteter.

Tabell 2.5: Kostnader over levetiden for et varmepumpesystem basert på grunnvann [53]

Grunnvann						
Kapasitet	Enheter	0,01	0,15	1	5	10
<b>A. Utgangstemperatur 50 °C</b>						
Effektfaktor		2,9	2,9	3,1	3,5	3,5
Fullasttimer	timer/år	3 200	3 200	4 000	4 000	4 000
<b>Investeringskostnader</b>						
Anleggskostnader	kr/kW <sub>v</sub>	18 628	14 782	12 992	12 691	12 141
Byggetidsrenter	kr/kW <sub>v</sub>	555	441	520	508	486
<b>Sum investeringskostnader</b>	kr/kW <sub>v</sub>	<b>19 183</b>	<b>15 222</b>	<b>13 512</b>	<b>13 199</b>	<b>12 627</b>
<b>Faste driftskostnader</b>	kr/kW <sub>v</sub>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>20</b>
<b>Variable kostnader eks brensel</b>	øre/kWh <sub>v</sub>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,0</b>
Spesifikt brenselforbruk	kWh <sub>el</sub> /kWh <sub>v</sub>	0,34	0,34	0,32	0,29	0,29
Kraftpris	øre/kWh <sub>el</sub>	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh <sub>el</sub>	26,2	26,2	12,0	12,0	12,0
El-avgift	øre/kWh <sub>el</sub>	12,4	12,4	0,5	0,5	0,5
<b>Brenselskostnader inkl el-avgift</b>	øre/kWh <sub>v</sub>	<b>21,8</b>	<b>21,8</b>	<b>12,0</b>	<b>10,6</b>	<b>10,6</b>
<b>LCOE</b>	<b>øre/kWh<sub>v</sub></b>	<b>79,4</b>	<b>68,1</b>	<b>44,8</b>	<b>42,7</b>	<b>41,0</b>
<b>B. Utgangstemperatur 70 °C</b>						
Fullasttimer	timer/år	3200	3200	4000,0	5000,0	5000,0
Effektfaktor		2,4	2,7	2,9	3,6	3,6
<b>Investeringskostnader</b>						
Anleggskostnader	kr/kW <sub>v</sub>	18 250	14 420	14 236	16 553	16 017
Byggetidsrenter	kr/kW <sub>v</sub>	544	430	569	662	641
<b>Sum investeringskostnader</b>	kr/kW <sub>v</sub>	<b>18 794</b>	<b>14 850</b>	<b>14 805</b>	<b>17 215</b>	<b>16 657</b>
<b>Faste driftskostnader</b>	kr/kW <sub>v</sub>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>30,0</b>	<b>30,0</b>	<b>20,0</b>
<b>Variable kostnader eks brensel</b>	øre/kWh <sub>v</sub>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1</b>
Spesifikt brenselforbruk	kWh <sub>el</sub> /kWh <sub>v</sub>	0,42	0,37	0,34	0,28	0,28
Kraftpris	øre/kWh <sub>el</sub>	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh <sub>el</sub>	26,2	26,2	12,0	12,0	12,0
El-avgift	øre/kWh <sub>el</sub>	12,4	12,4	0,5	0,5	0,5
<b>Brenselskostnader inkl el-avgift</b>	øre/kWh <sub>v</sub>	<b>26,3</b>	<b>23,4</b>	<b>12,8</b>	<b>10,3</b>	<b>10,3</b>
<b>LCOE</b>	<b>øre/kWh<sub>v</sub></b>	<b>82,9</b>	<b>68,7</b>	<b>48,6</b>	<b>43,6</b>	<b>42,1</b>

Tabellen tar utgangspunkt i to ulike scenarier, med henholdsvis utgangstemperatur 50°C og 70°C. For hver av disse presenteres det kostnader for ulike kapasiteter på anlegget. Internation Energy Agency (IEA) [62] nevner at COP for varmepumper kan øke med 40-60 % fram mot 2050 og at kostnadene for installasjon kan reduseres med 30-40% i samme periode. Videre i Tabell 2.6 presenteres kostnader for en komplett fjernvarmetrasé.

Tabell 2.6: Kostnader for komplett fjernvarmetrasé [53]

Priser komplett fjernvarmetrasé (kr/meter grøft)									
Dimensjon	DN50	DN65	DN80	DN100	DN125	DN150	DN200	DN250	DN300
<b>Basiskostnader</b>									
- Gravearbeider	850	900	950	1 100	1 200	1 350	1 600	2 000	2 200
- Rørleggerarbeider	600	700	750	900	1 000	1 250	1 600	2 150	2 600
Eventuelle påslag									
<b>Gravearbeider</b>									
- Påslag Asfaltert område	1190	1230	1270	1370	1420	1570	1730	1930	2040
- Påslag kommunal vei	1340	1380	1430	1540	1600	1760	1940	2170	2290
- Påslag Fylkesvei	1670	1720	1780	1910	1980	2180	2400	2670	2820
- Påslag sentrum - Ny bebyggelse	100	110	130	150	170	190	210	240	270
- Påslag sentrum - Eldre bebyggelse	170	190	210	240	270	300	330	370	410
<b>Rørleggerarbeider</b>									
- Påslag Sentrum - Ny bebyggelse	120	140	150	180	500	625	800	1 075	1 300
- Påslag sentrum - Eldre bebyggelse	240	280	300	360	600	750	960	1 290	1 560
<b>Prosjektering og byggeledelse</b>	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%

Som figuren viser er det mulig å få ut priser i NOK/meter grøft for dimensjon på rør fra DN50 til og med DN300. Tabellen viser til basiskostnader for grave - og rørleggerarbeid i tillegg til eventuelle påslag avhengig av hvor traséen skal legges. Prosjektering og byggeledelse er satt som 15% av total kostnad. Tabell 2.7 presenterer kostnader for komplette kundensentraler for et termisk energiforsyningsanlegg.

Tabell 2.7: Kostnader for komplette kundensentraler [53]

Kostnad for komplett kundesentral		
Størrelse [kW]	Pris [NOK]	Pris* [kr/kW]
100	110 000	1 100
200	114 000	570
300	118 000	393
400	122 000	305
500	125 000	250
600	129 000	215
700	133 000	190
800	136 000	170
900	140 000	156
1000	143 000	143
1200	150 000	125
1500	159 000	106

Tabellen viser til kostnader for komplette kundensentraler. Det vises til kostnader i NOK/kW ved ulike kapasiteter for kundensentraler. Tabell 2.8 presenterer til slutt kostnader for el-kjel.

Tabell 2.8: Kostnader for el-kjel [53]

Elkjel						
Ytelse	Enheter MW	0,01	0,15	1	10	20
<b>Virkningsgrad</b>		98 %	98 %	98 %	98 %	98 %
<b>Fullasttimer</b>	timer/år	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
<b>Investeringskostnader</b>						
Kjel	kr/kW	1 300	530	250	355	245
Installasjon	kr/kW	1 000	400	75	15	10
Prosjektering og administrasjon	kr/kW	406	176	148	90	61
Trafo og nettilknytning	kr/kW	122	245	660	230	150
Byggetidsrenter	kr/kW	113	54	45	28	19
<b>Sum investeringskostnader</b>	kr/kW	2 942	1 405	1 178	718	484
<b>Faste driftskostnader</b>	kr/kW/år	400	30	4	4	2
<b>Variable kostnader eks brensel</b>	øre/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Spesifikt brenselforbruk	kWh <sub>el</sub> /kWh <sub>v</sub>	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Kraftpris	øre/kWh <sub>el</sub>	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
Nettleie	øre/kWh <sub>el</sub>	26,2	26,2	12,0	12,0	12,0
El-avgift	øre/kWh <sub>v</sub>	12,6	12,6	0,5	0,5	0,5
<b>Brenselkostnader inkl el-avgift</b>	øre/kWh <sub>v</sub>	64,5	64,5	37,9	37,9	37,9
<b>LCOE</b>	øre/kWh	<b>90,3</b>	<b>70,7</b>	<b>42,0</b>	<b>40,7</b>	<b>39,9</b>

Det presenteres kostnader ved investering av el-kjel ved ulike kapasiteter. Det vises til investeringkostnader, faste driftskostnader, variable driftskostnader og brenselkostnader inkludert el-avgift.

### 2.8.2 Energiøkonomisering

Energiøkonomisering (ENØK) innebærer hvordan energimessige tiltak kan redusere kostander for sluttbruker uten å gå utover termisk komfort eller opplevd innelima. Enova er et statsforetak som ble etablert i 2001 og har som formål å gi økonomisk støtte til klimavennlige løsninger i prosjekter. Enova skriver på sine nettsider at de delte ut 4.6 milliarder NOK i støtte til mer enn 5 500 klimaprosjekter i 2021 [63]. Enova gir økonomisk støtte til byggeprosjekter som implementerer ENØK tiltak og har siden oppstarten i 2001 gitt støtte til mer enn 4 000 energioppgraderinger av eksisterende bygninger, som tilsvarer 5 milliarder NOK i støtte [64].

## 2.9 Strømtariffer

I Norge opereres det med tre ulike strømtariffer hvorav disse er spotpris, variabel kraftpris og fastpris. En kort introduksjon av disse presenteres nedenfor.

### Spotpris

Spotpris er en strømvtales hvor man betaler den reelle spotprisen på Nord Pool-børsen. Samtidig betaler man et påslag i øre/kWh eller et månedlig beløp. Strømregningen vil derfor variere både med hensyn på prisene på strømbørsen og forbruket. En spotpris-avtale vil ha store svingninger, men er den strømvtales som har vist seg å være billigst over tid [65]. I følge Oppdals strømlleverandør Ishavskraft sine nettsider opererer de i skrivende stund med et påslag på 5.62 øre/kWh [66].

### Standard variabel kraftpris

Standard variabel kraftpris er en strømvtales hvor svingninger og endringer i prisen bestemmes av strømlleverandørene. Den største bakdelen med en slik avtale er at den over tid viser seg

å være dyrere enn en spotpris-avtale. Fordelen er at man får beskjed om prisendringene på forhånd, noe som er med å skape forutsigbarhet for forbruker [67].

### Fastpris

Fastpris er en strømvtaale hvor man betaler en fast pris per kWh strøm. På denne måten vil en slik avtale skape mer forutsigbarhet for forbruker. En av bakdelene med en slik avtale er at den ofte selges med bindingstid, og det vil derfor påløpe et gebyr dersom man sier opp avtalen før bindingstiden er over [68]. Fast pris kan være gunstig i perioder med dyr strøm, men også ugunstig om strømprisen skulle synke.

### Ny nettleiemodell 2022

Fra 1. juli 2022 ble det rullet ut en ny nettleiemodell i Norge. Tidligere har nettleien bestått av to deler; et fastledd og et energiledd. Fastleddet var en fast pris som nettselskapet bestemte, og energileddet utgjorde en pris per kWh strømforbruk. Nytt av 2022 vil fastleddet variere mellom nettkunder basert på en tredagersperiode med det største forbruket i gitte måned. Energileddet vil fortsatt utgjøre en pris per kWh, men prisen vil variere etter når på døgnet strømmen blir brukt. Med den nye modellen vil det lønne seg å ha et jevnt forbruk som er spredt ut over tider på døgnet hvor det ikke er typisk å bruke mye strøm [69].

På dette viset kan personer som har brukt like mange kWh i løpet av en måned belastes ulikt, alt etter om det er brukt lite strøm over lengre tid eller mye strøm på kort tid. Målet med denne modellen er i følge NVE å oppfordre til et jevneret strømforbruk blant befolkningen, som minker behovet for utbygging og oppgradering av strømmettet.

#### 2.9.1 Utvikling

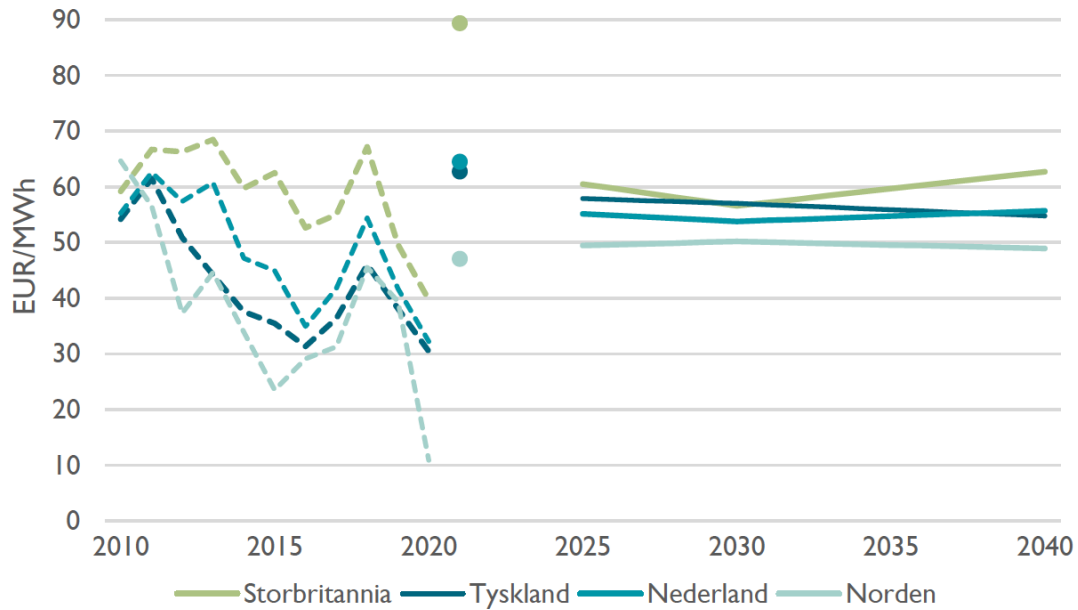
Statistisk sentralbyrå oppgir på sine nettsider at kraftprisene i sluttbrukermarkedet for husholdinger inklusive total pris for kraft, nettleie og avgifter har økt med 42% de siste 12 månedene fra 1. kvartal 2022 [70].

NVE publiserer hvert år en ny rapport som omhandler en langsiktig kraftmarkedsanalyse i årene fremover. I skrivende stund er rapport nr.29/2021 *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040 - Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene* siste tilgjengelige utgave [71]. I denne rapporten konkluderer NVE med at Norge kan forvente høyere kraftpriser enn man har sett historisk. Dette argumenteres i hovedsak med at utvekslingskapasiteten økes mellom Norge og Europa, samtidig som en høy CO<sub>2</sub>-pris er forventet i årene som kommer. En høyere CO<sub>2</sub>-pris vil sørge for dyrere kraftproduksjon fra fossile energikilder, som igjen sørger for høyere kraftpriser.

Prisene frem mot 2040 vil derfor bestemmes av en kombinasjon mellom ny utbygging av fornybare energikilder og prisene på CO<sub>2</sub>. NVE nevner videre at dersom det bygges ut mer fornybare energikilder enn det er tatt høyde for i rapporten, vil de høye CO<sub>2</sub>-prisene ha mindre betydning for utviklingen av kraftprisene og prisene vil være lavere enn antatt. Over et lenger perspektiv estimerer rapporten med at kraftprisene vil øke jevnt mot 2030, men deretter falle som et resultat av økende satsing og produksjon fra fornybar kraft.

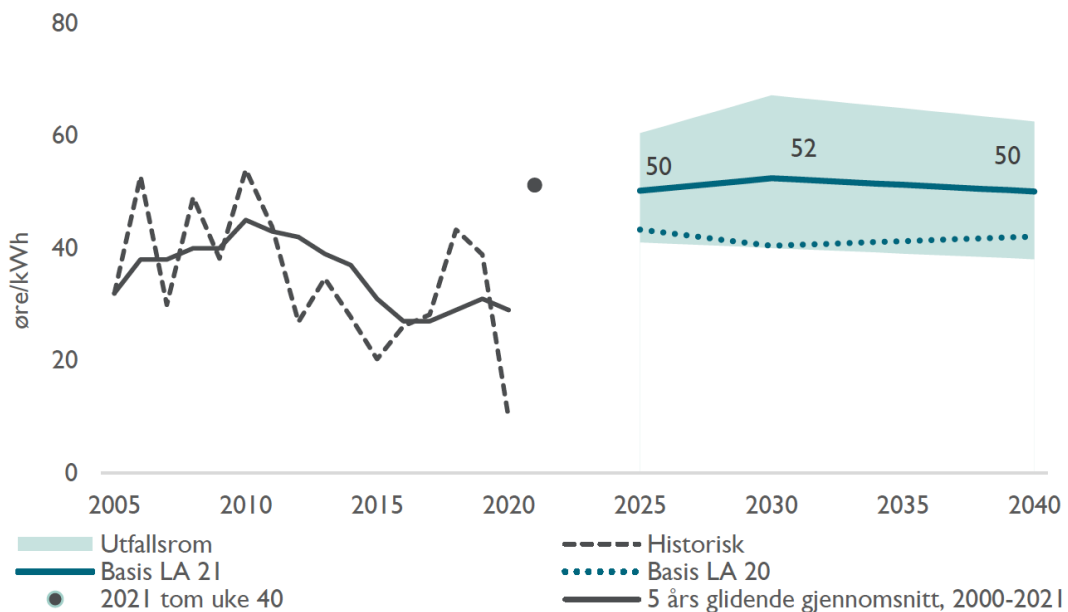
Rapporten nevner også at trendene de siste årene har utviklet seg i en retning hvor kraftprisene varierer mer på kort sikt. År 2020 var preget av mye nedbør og tilsvarende rekordlave kraftpriser,

mens år 2021 viste det stikk motsatte. Figur 2.26 nedenfor viser de gjennomsnittlige kraftprisene ved striplede linjer i utvalgte europeiske land fra år 2010 til og med 2021. De heltrukne linjene viser forventede kraftpriser frem til 2040.



Figur 2.26: Gjennomsnittlige reelle kraftpriser og forventede kraftpriser i europeiske land fram mot 2040 [71]

Da markedsanalysen fra NVE er utarbeidet i år 2021, tar rapporten ikke høyde for nye forbehold som har påvirket kraftmarkedsprisen fra 2022 av. Med dette menes i hovedsak den pågående krigen i Ukraina som har sørget for svært høye gasspriser, som igjen får ringvirkninger for kraftmarkedsprisen i Europa. Figur 2.27 nedenfor viser gjennomsnittlige reelle kraftpriser fra 2005 til og med uke 40 i 2021 på venstre side av grafen. På høyre side av grafen vises et anslag for hvordan kraftprisene vil utvikle seg i Norge frem mot 2040.



Figur 2.27: Gjennomsnittlige reelle kraftpriser og forventede kraftpriser i Norge fram mot 2040 [71]

Som grafen over viser ser man at NVE sitt anslag frem mot 2040 fra kraftmarkedsanalysen i 2021 ligger omtrent 10 øre/kWh høyere enn kraftmarkedsanalysen fra 2020. Dette skyldes i hovedsak at høyere CO<sub>2</sub>-priser fremover, er lagt til grunn i kraftmarkedsanalysen fra 2021 enn fra 2020. Analysen estimerer at kraftprisen for Midt-Norge gjennomsnittlig vil ligge på 50 øre/kWh i 2040. Maksimal gjennomsnittlig kraftpris i perioden som er analysert vil ligge på 52 øre/kWh i år 2030. Dersom man tar forbehold mot svært høye brensel og CO<sub>2</sub>-priser vil kraftprisen gjennomsnittlig ligge på 63 øre/kWh både i år 2030 og år 2040.

Statnett utarbeider også en langsiktig markedsanalyse som inkluderer hvordan forbruk, produksjon, utslipp og kraftpriser vil utvikles seg i fremtiden [72]. I sin nyeste markedsanalyse fra 2020 *Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2020-2050* konkluderer de i likhet med NVE at de gjennomsnittlige kraftprisene vil øke noe frem mot 2040. Deretter viser analysen at prisene senkes i takt med utbygging av mer fornybar kraftproduksjon samt bedre og rimelige muligheter for energilagring.

Statnett har i sitt basisscenario estimert en gjennomsnittlig kraftpris i Sør-Norge på mellom 35-40 €/MWh fra 2030. Prisene i Midt-Norge vil ligge en del lavere enn dette, men nærmer seg prisene i Sør-Norge mot 2040 [72]. Statnett spesifiserer hvor stor usikkerhet det er i å utarbeide et estimat for kraftprisene i Norge og Europa. De fremlegger derfor et utfallsrom for de norske kraftprisene som ligger mellom 30 €/MWh til i overkant av 50 €/MWh fram mot 2040.

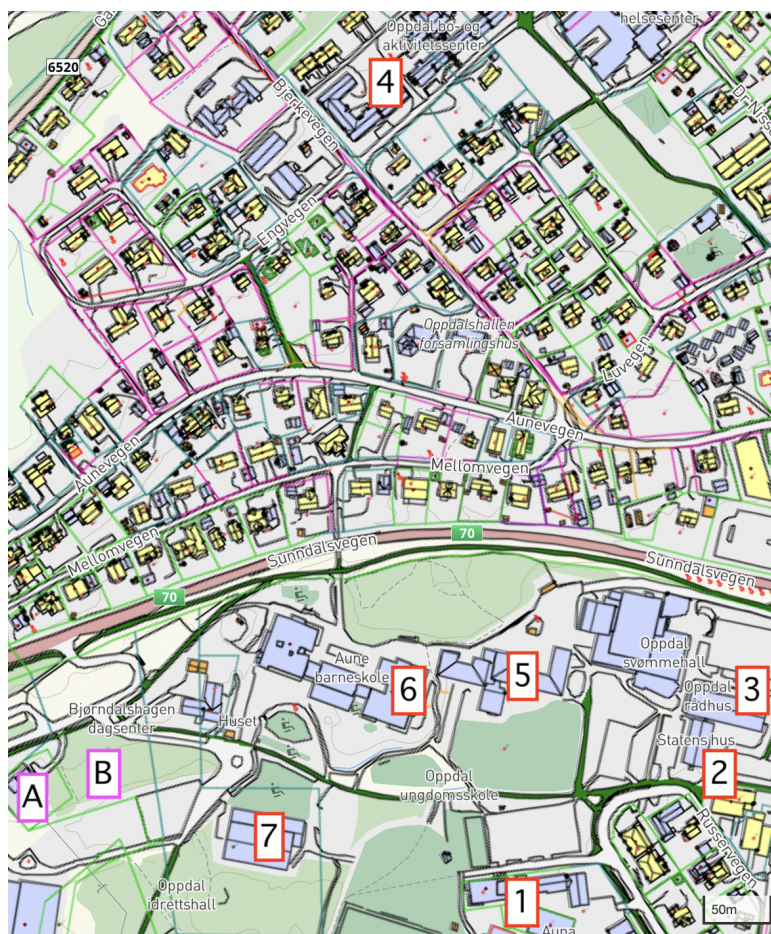


### 3. Område - og bygningsoversikt

Tabell 3.1 inneholder en oversikt over hvilke bygninger som er tiltenkt å kobles til et fremtidig fjernvarmenett og deres respektive bruksareal (BRA). Nummerering av bygningene gjenspeiler områdeoversikten i Figur 3.1. Kulturhuset med svømmehall driftes av et eget foretak og har ingen tilgjengelig informasjon via kommunens web-hotell eller i SD-anlegg. Som nevnt i avgrensninger blir ikke dette bygget en del av oppgaven.

Tabell 3.1: Bygningenes bruksareal

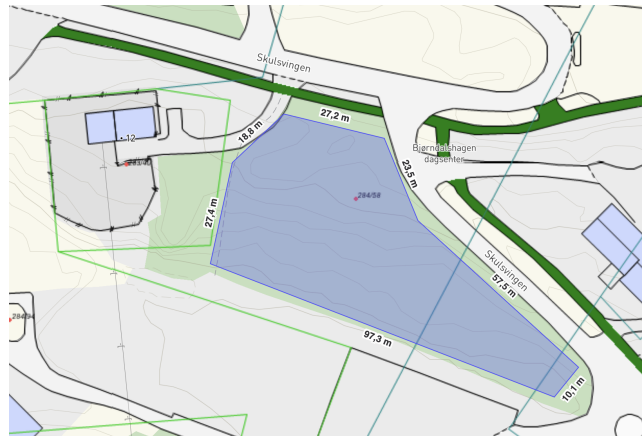
Bygningsinformasjon		
#	Navn	BRA [m <sup>2</sup> ]
1	Distriktsmedisinsk	3000
2	Statens hus	1780
3	Rådhus	3560
4	BOAS	4737
5	Ungdomsskole	3644
6	Barneskole og barnehage	4500
7	Idrettshall	1732
A	Hovedtrafo	-
B	Ønsket energisentral	-



Figur 3.1: Områdeoversikt med nummerering



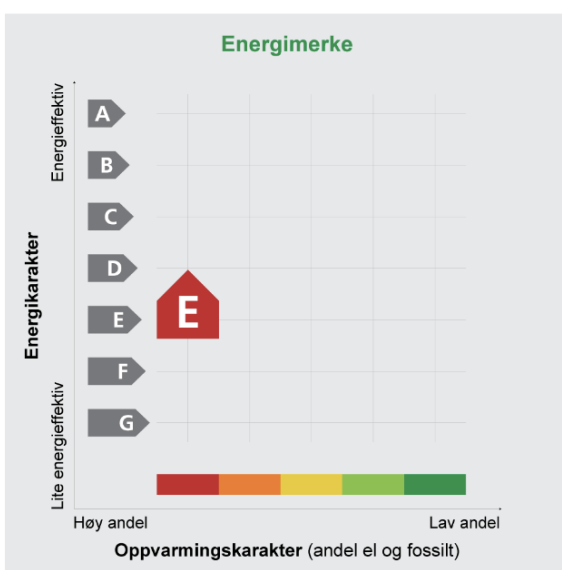
Figur 3.2 viser kart over det omtrent 3150m<sup>2</sup> store området som kommunen ønsker å benytte som plassering for energisentral.



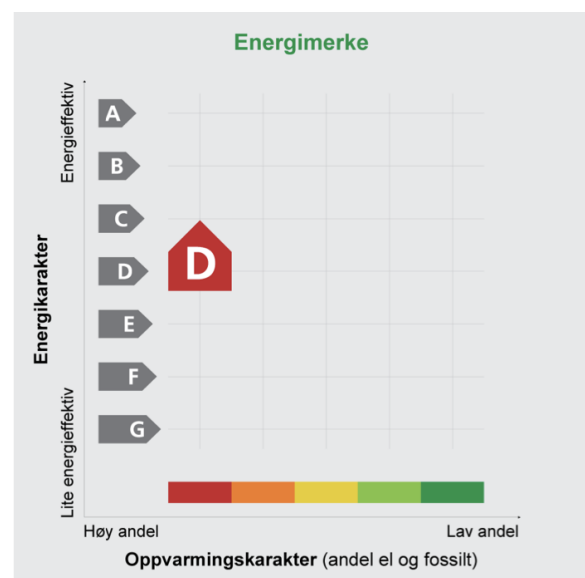
Figur 3.2: Tilgjengelig og ønsket område for energiforsyningsentral (pkt. B i områdeoversikt)

Det er forholdsvis korte avstander mellom de sentrumsnære kommunale bygningene i områdeoversikten. Fra rådhuset (bygg #3) og til idrettshallen (bygg #7) er det omtrentlig 350m i luftlinje. Rådhuset benytter elektriske panelovner til oppvarming og kommunens idrettshall er oppvarmet via ventilasjonsluft ved hjelp av elektrisk varmebatteri. Fordelaktig for kommunen er at det er etablert vannbårne systemer i flere av bygningene, som betyr at området er tilpasningsdyktig for å endre til ny energiforsyningsteknologi.

Norconsult utførte i 2019 en energiattest av Rådhuset og Statens hus med tilhørende energimerking. Resultater viste at Rådhuset hadde et årlig målt energibruk på 588 857 kWh pr. år, hvorav alt ble dekt av elektrisitet [6]. Resultatene fra energiattester viser at begge kontorbyggene har rød oppvarmingskarakter og tilhørende lav energikarakter, vist i Figur 3.3 og Figur 3.4.



Figur 3.3: Energimerke Rådhus [6]



Figur 3.4: Energimerke Statens hus [6]

## 3.1 Ledningskart

Figur 3.5 viser en oversikt over det eksisterende ledningsnett i det aktuelle området i Oppdal sentrum.



Figur 3.5: Ledningsnett over aktuelt område i Oppdal sentrum

Som tidligere nevnt kan den største investeringskostnaden ved utbygging av et fjernvarmenett være selve gravingen og legging av rør i grunn [61]. Det anbefales derfor å implementere bygging av et distribusjonsnett for fjernvarme samtidig som utbygging eller rehabilitering av annen infrastruktur i grunn slik som vann og avløp.

## 3.2 Kategorisering

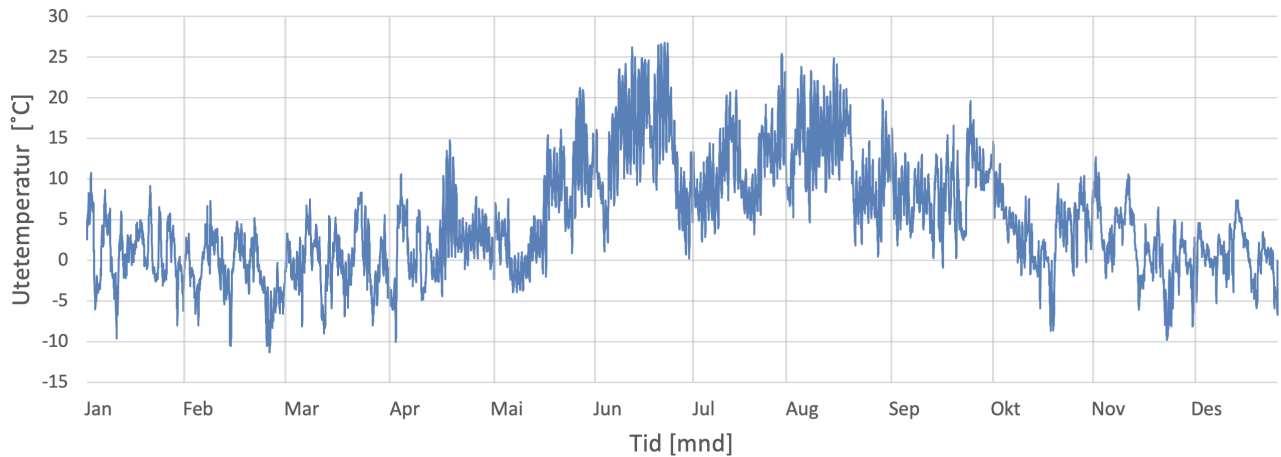
For å kategorisere bygningsmassen som befinner seg i det avgrensede området er det tatt i betraktning hvilken bruk som er tiltenkt bygningene, med utgangspunkt i Statistisk Sentralbyrå (SSB) sin standard for inndeling av bygninger etter funksjon [73]. Endelig inndeling er gitt i Tabell 3.2.

Tabell 3.2: Bygningskategorisering

Kategori	Bygg
Kontorbygning	Rådhus Statens hus Distriktsmedisinsk
Skolebygning	Ungdomsskole Barneskole og barnehage
Idrettsbygning	Idrettshall
Bo- og behandlingssenter	Oppdal bo- og aktivitetssenter (BOAS)

### 3.3 Klima

Oppdal er en fjellkommune med kontinentalt klima som gir varme sommere og kalde vintre. Figur 3.6 viser lufttemperaturen i 2020 som Meteorologisk Institutt målte ved Sæter målestasjon på Oppdal [74]. Høyeste temperatur på 26.8°C ble målt 27. juni, og laveste temperatur på -11.3°C ble målt 25. februar. Disse måledataene benyttes som input klimafil ved simulering av energiforsyningsanlegget.



Figur 3.6: Lufttemperatur ved Sæter målestasjon på Oppdal i 2020



## 4. Metode

### 4.1 Samarbeid med Oppdal kommune

Gjennom prosjekt- og masteroppgave ble det opprettholdt jevnlig kontakt med kommuneansatte i Oppdal. Dette har vært avholdt møter både digitalt og fysisk samtidig som det har vært mailkorrespondanse. Det ble avholdt en hel møtedag med avdelingsleder og arbeidsleder for Tekniske løsninger i Oppdal Kommune, hvor målet var å avgrense oppgaven i fellesskap og sikre at produktet av oppgaven ble mest mulig nyttig for oppdragsgiver. I den forbindelse ble det også gjort en befaring i området hvor det ble utpekt en gunstig og ønsket plassering av en fjernvarmesentral. Området som ble illustrert i områdeoversikten under Figur 3.2 er et avgrenset grønt-område vist i Figur 4.1 som både ligger i nær tilknytning til oppgavens bygninger og samtidig ligger i umiddelbar nærhet til områdets hovedtrafo.



Figur 4.1: Ønsket område for etablering av energisentral

Det var også viktig å fastslå hvilke kommunale bygninger som er mest aktuelle for tilkobling til et fremtidig fjernvarmenett og hva som kjennetegner bygningene i dag. For å kunne komme frem til en dimensjon og et design på et slikt system ble det nødvendig å innhente informasjon som energibehov, effektbehov og nåværende energiforsynings- og distribusjonssystemer. Oppdal Kommune benytter IWMAC som programvare for sitt sentrale driftsanlegg (SD-anlegg), og det ble gitt lesetilgang til dette systemet for å kunne samle inn brukshistorikk for enkelte bygninger. Her er det også mulig å uthente historiske data for utetemperaturer og andre overvåkede parametre.

## 4.2 Strømvtaale og kostnader

For å kartlegge hvilken strømvtaale Oppdal Kommune benytter seg av og hvordan kostnadene for strøm og nettleie er fordelt ble det etterspurt innsyn i kundeportalen hos strømleverandøren. Oppdal er kunde hos Ishavskraft som viste seg å tilby god oversikt over historiske forbruk og kostnader i sin kundeportal. Kundeforholdet med Ishavskraft er relativt nytt, og det er hovedsakelig komplette årlige forbruksdata for Oppdal i perioden 2020-2022 som blir brukt som datagrunnlag.

I Delkapittel 5.3 blir analyse av prisfordelingen mellom kraft og nettleie presentert som prosent av totale fakturabeløp for hver måned mellom januar 2020 og januar 2023. Fakturabeløpene omfavner det totale strømforbruket i alle kommunale bygg i Oppdal. Videre presenteres utviklingen av strømpris i samme periode, hvor månedsverdiene oppgitt i strømselskapets kundeportal er satt etter forholdet mellom forbruk og kostnad. I følge Ishavskraft sine nettsider følger strømprisene i spotpris-avtalen timesverdier for prisen hos Nord Pool, og opererer i skrivende stund med et påslag på 5.62 øre [66].

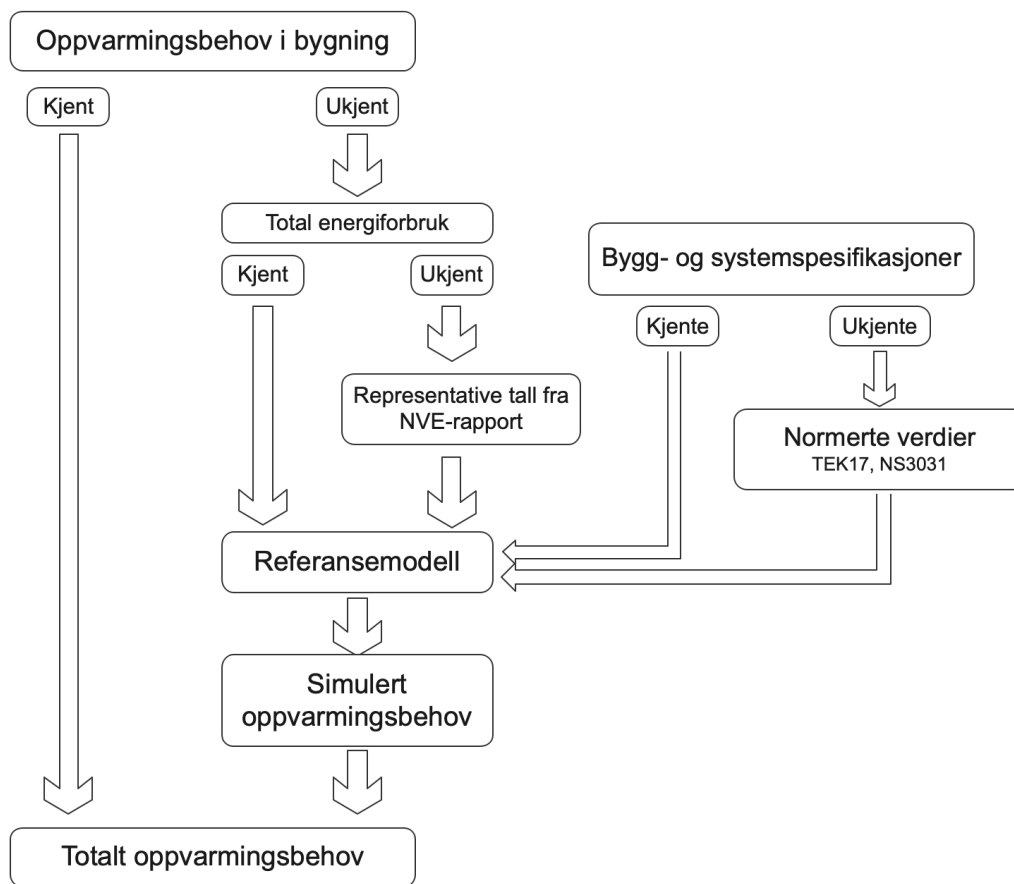
For beregninger av årlige besparelser, nåverdi og LCOE på investeringer knyttet til energiforsyning og bygningsrehabilitering ble det valgt å benytte døgnverdier for strømkostnad i 2022 hentet fra Nord Pool, for å få bedre oppløsning enn gjennomsnittlige månedsverdier som Ishavskraft tilbyr. Videre er det lagt på øvrige kostnader på disse prisene basert på månedlig prosentandel nettleie og øvrig kostnad som er beregnet fra historiske faktura. I 2020 hadde Oppdal fastpris på strøm, og strømprisene var lave sett i sammenheng med påfølgende år. 2020 er derfor et år med forutsigbare lave strømpriser opp mot 2022 med store svingninger og uforutsigbarhet. Forskjellen i kostnader og besparelser ved bruk av disse to ulike prishistorikkene blir sentral i den økonomiske analysen.

Det er plausibelt å anta at prisfordelingen mellom kraft og nettleie kan se annerledes ut om det hadde vært mulig å se på kostnadene for oppvarming isolert sett, tatt i betraktning nye nettleiemodeller som påvirkes av effekttopper. I tillegg er flere bygninger enn studiens fokus inkludert i datagrunnlaget, som omfavner bygninger med ukjente effektbehov.

## 4.3 Energidata fra bygninger

For å sammenfatte data på bygningenes energibehov og oppvarmingsbehov ble det nødvendig å benytte flere fremgangsmåter, illustrert i Figur 4.2. I nyere bygninger er det typisk enklere å oppdrive dokumentasjon til forvaltning (FDV) elektronisk, mens i eldre bygninger kan dokumentasjon være i papirformat og i tillegg mangelfull i forhold til dagens praksis for FDV-dokumentasjon. For Rådhuset og Statens hus som ikke er koblet opp mot et energifølgingsystem (EOS), ble årlig totalt energiforbruk fastsatt på bakgrunn av data fra energimerkingsrapporter utarbeidet av Enova. For distriktsmedisinske senter ble det også oppdrevet totalt energiforbruk for 2019 via kommunens web-hotell. For å kunne anslå spesifikke verdier for oppvarmingsenergi i kontorbyggkategorien ble prosentandelen oppvarming fra simuleringsresultater av referansemodellen for kontorbygg multiplisert med deres totale forbruk. For skolebygninger samt BOAS ble det uthentet historiske data fra deres EOS-systemer for å finne oppvarmingsbehovene fra tidligere år. Grunnet korona-pandemi og nedstegingsperioder ble 2019 valgt som siste år med antatt normalt forbruksmønster. For idrettshallen finnes det ingen data på strømforbruk i web-hotellet, og det er ikke tilkoblet EOS. Her antas både totalforbruk

fra idrettsbyggene som ble sett på i NVE-rapporten beskrevet i Delkapittel 2.2.1, og oppvarmingsandel senere basert på simulering av referansemodellen for idrettsbygg.



Figur 4.2: Generell metodikk for å finne totalt oppvarmingsbehov i området

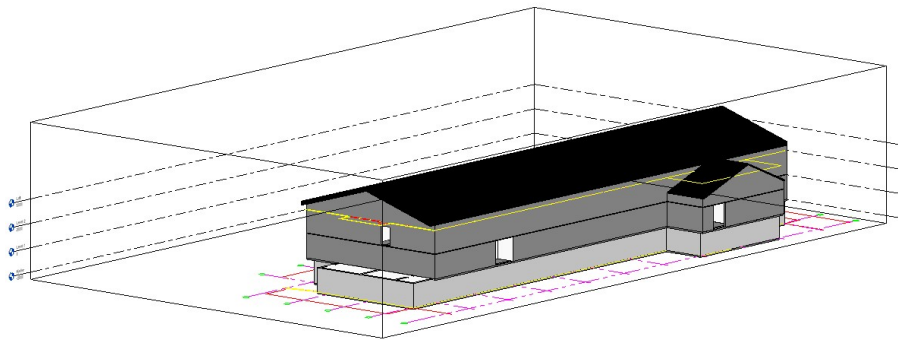
For å kunne fordele totalforbruket til byggene uten EOS realistisk utover ett år, ble årsprofiler estimert til å være et gjennomsnitt av årsprofilene til bygninger med EOS-data. Årsprofilen som ble utarbeidet presenteres i Delkapittel 4.6.1.

## 4.4 Etablering av referansem modeller

Valg av hvilke bygningskategorier som skal simuleres ble tatt på bakgrunn av hvilke bygninger som ikke hadde tilstrekkelig forbruksdata tilgjengelig. I denne oppgaven var det også de eldste bygningene som manglet EOS-data, hvorav alle ligger innenfor kategorien kontorbygning og idrettsbygning. Undervisningbyggene samt BOAS fremstår mer moderne, og har samtidig gode måledata over tidligere årsforbruk.

### 4.4.1 Rådhus

Rådhuset var tidlig i prosjektarbeidet uthevet av kommunen som en bygning det var interessant å se på, da det var tiltenkt å bytte til vannbåren varmesystem i bygget. Rådhuset er fordelt over fire etasjer med brannstasjon i kjeller, kontorlokaler i 2. og 3. etasje, og møterom samt kantine i loftetasjen. Bygget har et oppvarmet BRA på 3560m<sup>2</sup> og ble bygd i 1977. På bakgrunn av at det fantes tekniske data og noe forbruksdata for rådhuset ble det bestemt å lage en detaljert modell som representerer det faktiske bygget, med utgangspunkt i 2-dimensjonale plantegninger det ble gitt tilgang til. For å produsere modellen av rådhuset ble bygningen først detaljtegnet i Autodesk Revit fra bunnen av, vist i Figur 4.3.



Figur 4.3: Modell av Oppdal Rådhus produsert i Autodesk Revit

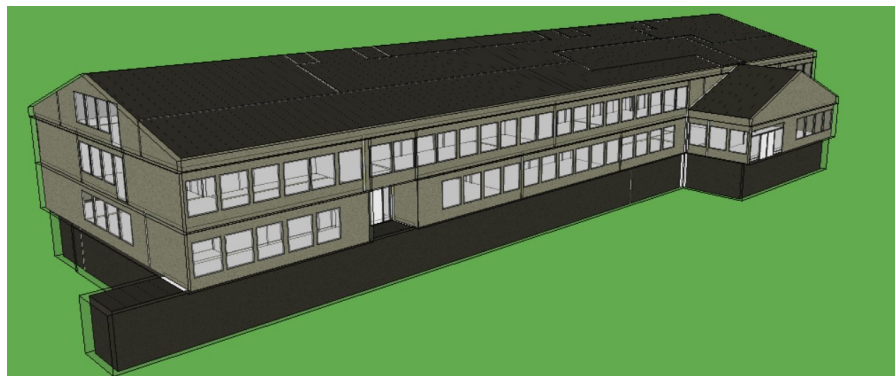
Revit-modellen ble eksportert ut som IFC-fil og videre importert inn i IDA-ICE som underlag for å utvikle bygningkropp og innvendig soneinndeling i eksakt målestokk. U-verdier og fysiske egenskaper for bygning og bygningsdeler ble valgt ut ifra dokumentasjon på energimerking av rådhuset som ble gjennomført i 2019, gjengitt i Tabell 4.1.

Tabell 4.1: Bygningsmessig informasjon benyttet i Energimerkingsrapport

Informasjon	Verdi
U-verdi for yttervegg	0.35 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi for tak	0.41 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi for gulv	0.19 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi for vinduer, dører og glassfelt	1.34 W/(m <sup>2</sup> ·k)
Normalisert kuldebroverdi	0.14 W/(m <sup>2</sup> ·k)
Normalisert varmekapasitet	25.7 Wh/(m <sup>2</sup> ·k)
Lekkasjetall	6 l/h
Temperaturvirkningsgrad for varmegjenvinner	80%
SFP	4.00 kW/(m <sup>3</sup> /s)
Årsgjennomsnittlig systemvirkningsgrad for oppvarmingssystemet	89%

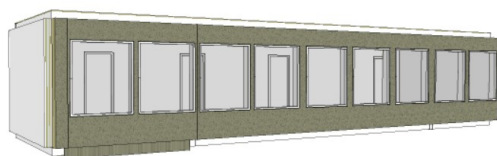


Årlig energiforbruk er kjent fra energimerkingsrapport, slik at modellen kan tilpasses disse verdiene for å tilsvare faktiske forhold best mulig. Alle tekniske data tilhørende ventilasjonsanlegget i bygningen er hentet fra datablader fra produsent som ble gjort tilgjengelig via kommunens webhotell. IDA ICE-modellen av Rådhuset er vist i Figur 4.4.

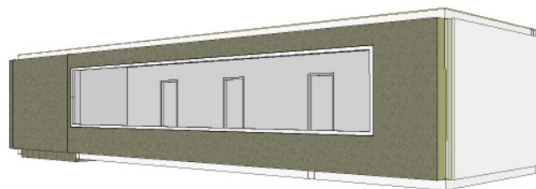


Figur 4.4: IDA ICE-modell av Oppdal Rådhus

For å redusere simuleringstiden i IDA ICE ble rom med like bruksmønster, internbelastninger og ytre påkjenninger slått sammen til større kombinerte soner. Et typisk eksempel på dette er rad av cellekontor langs samme yttervegg. I disse sonene kan også vinduer slås sammen til ett stort vindu med tilsvarende vindusareal som de separate, vist i Figur 4.5 og Figur 4.6.



Figur 4.5: Separate vinduer



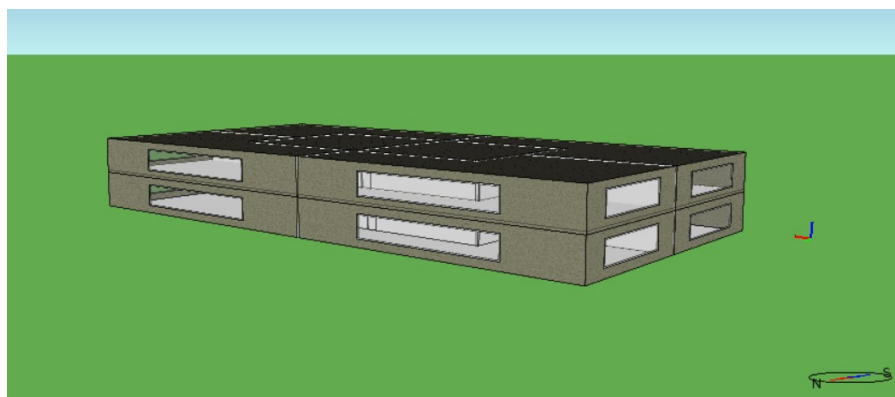
Figur 4.6: Sammenslått vindu

Ved bruk av den eksakte modellen ble det raskt klart at størrelsen og derav antallet soner og bygningsdeler ble uhåndterlig i form av lang tidsbruk for å gjøre flere simuleringer med små justeringer steg for steg. Simuleringstiden ble også veldig lang på tross av tiltak for å redusere den. Som alternativ ble det besluttet å utvikle en nedskalert og mer generell modell av kontorbygg.



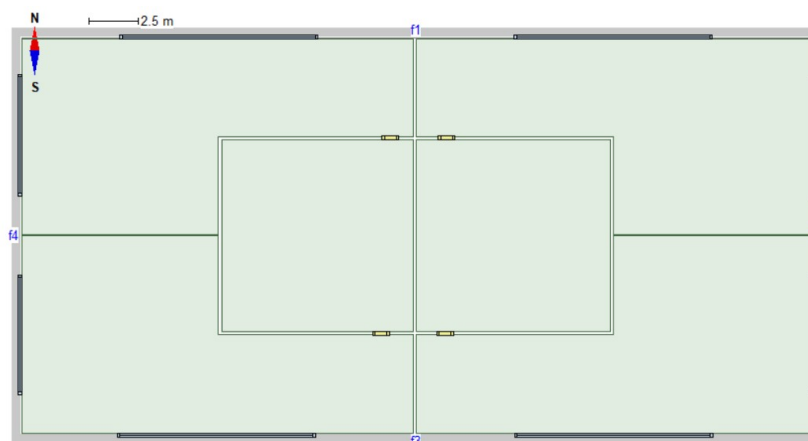
### 4.4.2 Generell kontormodell

Ved utvikling av en generell referansemodell for kontorbygninger i Oppdal sentrum, vist i Figur 4.7, ble det tatt utgangspunkt i tilgjengelig bygnings- og bruksinformasjon om Rådhuset og Statens hus. Siden bygningene har to vidt forskjellige byggeår ble det brukt middelverdier mellom deres respektive tekniske forskrifter, som ble finjustert for å resultere i det årlige forbruket i bygningene som er kjent.



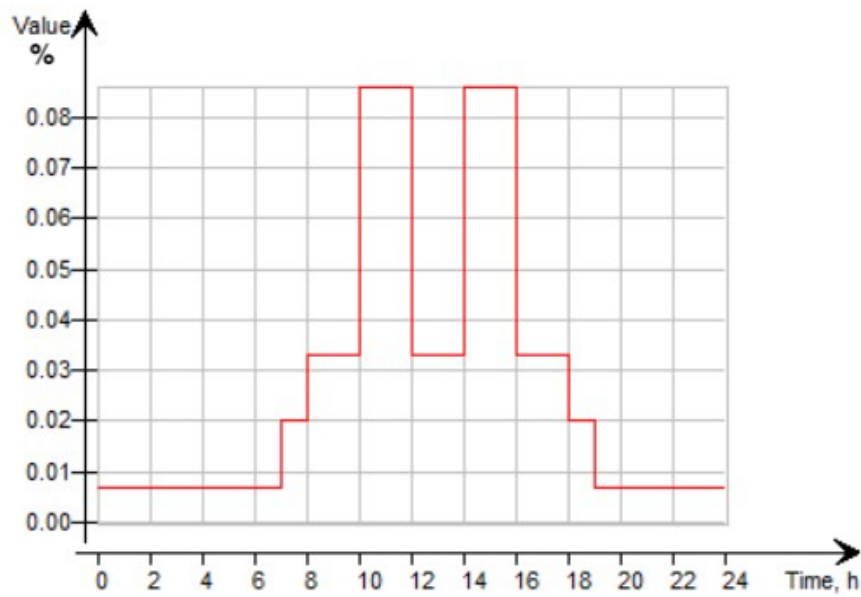
Figur 4.7: IDA ICE-modell av kontorbygg

Spesifikk årlig energiforbruk for Rådhuset og Statens hus er henholdvis  $165.4 \text{ kWh/m}^2$  og  $157.8 \text{ kWh/m}^2$ , hvorav rådhuset har omtrent dobbelt så stort BRA. Målet for referansemodellen var derfor å ende opp på et spesifikt årlig energiforbruk i intervallet  $160\text{-}165 \text{ kWh/m}^2$ . Den generelle kontormodellen er på to etasjer, hvor hver etasje er delt inn i fire hjørnesoner og to indre soner, vist i Figur 4.8.



Figur 4.8: Soneinndeling av referansemodell for kontorbygg

Energiforbruk for tappevann, personbelastning, bruksmønster for teknisk utstyr og belysning er bestemt iht. NS3031, ref. Tabell 2.1. Det er installert én enhet med lys og teknisk utstyr pr.  $\text{m}^2$ , og videre er effekten av disse justert time for time etter normalisert spesifikk timesforbruk. Eksempelvis er det lagt inn  $100\text{W}$  med teknisk utstyr pr.  $\text{m}^2$ , og bruksmønsteret vist i Figur 4.9 vil tilsvare at det brukes  $2 \text{ Wh/m}^2$  ( $2\%$  av  $100 \text{ W/m}^2$ ) i timen fra kl. 07 til kl. 08.



Figur 4.9: Spesifikk energiforbruk gjennom dagen for teknisk utstyr i kontormodellen, gitt i prosent av  $100\text{W}/\text{m}^2$

Estimerte tekniske verdier basert på byggeår og endelige input-data for justering av modellen opp mot ønsket spesifikk energiforbruk er gitt i Tabell 4.2.

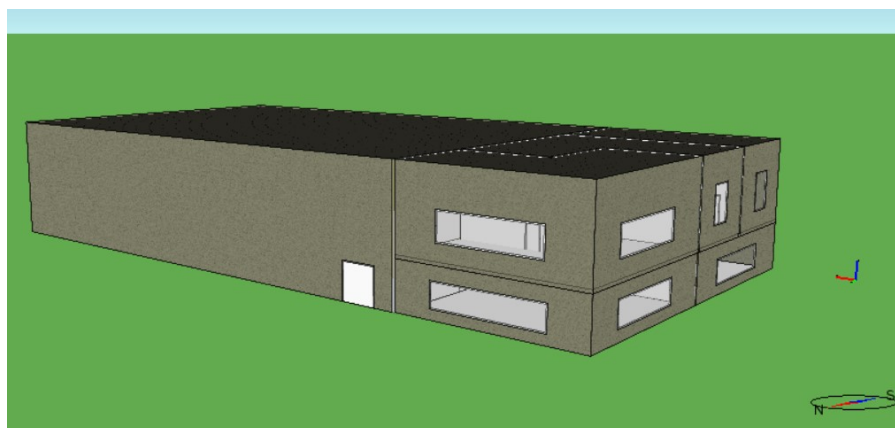
Tabell 4.2: Input-data for referanse kontormodell

Kategori	Estimert	Endelig verdi
U-verdi for yttervegg	$0.53 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	$0.30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
U-verdi for tak	$0.34 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	$0.21 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
U-verdi for gulv	$0.20 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	$0.17 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
U-verdi for vidner, dører og glassfelt	$2.00 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	$1.40 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
Normalisert kuldebroverdi	-	$0.14 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
Lekkasjetall	-	6 /h
Temperaturvirkningsgrad for varmegjenvinner	81%	80%
SFP	$2.0 \text{ kW}/(\text{m}^3/\text{s})$	$1.7 \text{ kW}/(\text{m}^3/\text{s})$
Virkningsgrad vifter	0.6	0.7
Maks personbelastning	-	1 person / $15\text{m}^2$
Settpunkt oppvarming	-	$21^\circ\text{C}$
Energiforbruk varmtvann	-	$5 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{år}$

Rådhuset har relativt nytt ventilasjonssystem, men for Statens hus er spesifikasjonene ukjente. Luftmengder er derfor satt iht. NS3031 på lik linje med kuldebroverdi og lekkasjetall. SFP og varmegjenvinningsgrad for ventilasjon er nedjustert noe fra Rådhusets aggregater for å tilsvare et gjennomsnitt av Rådhusets moderne anlegg og Statens hus sine ukjente anlegg. Det benyttes konstante luftmengder (CAV) i begge kontorbyggene.

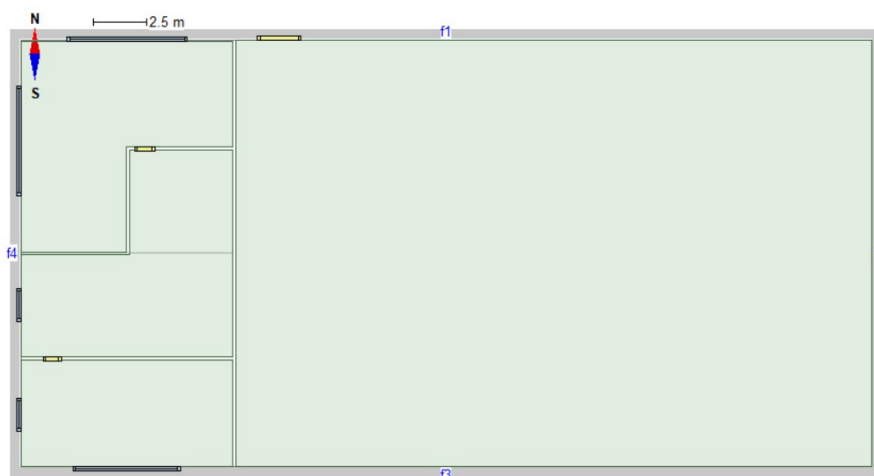
### 4.4.3 Idrettsbygg

Oppdal sentrum har i utgangspunktet to idrettshaller, hvorav en av dem er oppført i 2019 og eies og driftes av Trøndelag Fylkeskommune. Referansemodellen for idrettsbygg, vist i Figur 4.10, er derfor kun basert på kommunens egne idrettshall, da det er denne kommunen i første omgang vil ha interesse av å oppgradere og tilkoble et sentralt energiforsyningsystem eid av kommunen.



Figur 4.10: IDA ICE-modell av idrettsbygg

Idrettsbyggmodellen består i hovedsak av en stor fotballhall og i tillegg to etasjer med plass til fellesareal og kontor. Planløsningen er gitt i Figur 4.11, som i likhet med kontormodellen er en generalisert planløsning.



Figur 4.11: Soneinndeling av idrettsbygg

Hallen er i følge teknisk avdeling v/ Oppdal en gammel lagerbygning omgjort til idrettshall som er oppvarmet av ventilasjonsluft. På bakgrunn av denne informasjonen vil det benyttes forholdsvis høye U-verdier og lekkasjetall basert på TEK69 som tilsvarer byggestandarden i oppføringsåret. Siden hverken oppvarmingsbehov eller årlig energiforbruk er kjent for bygget

er årlig forbruk referansemodellen skal ha basert på to sammenlignbare bygninger innenfor kategorien idrettsbygg i NVE-rapporten [11], og satt til omtrentlig 250 kWh/m<sup>2</sup>. Dette utgjør mellomstjket mellom totalforbruket i det eldste bygget NVE undersøkte og en skatepark med stor takhøyde og relativt stort oppvarmingsbehov. Oppvarmingsandelen er derfor antatt å ligge i intervallet 50-60%.

Fellesarealer i hallen er tiltenkt å fungere likt som sonene i kontormodellen, mens luftmengder og settpunkttemperatur for oppvarming i selve hallen er satt iht. veileder for planlegging og bygging av idrettshaller [75].

Tabell 4.3: Inputdata for referansemodell av idrettsbygg

Kategori	Estimert	Endelig verdi
U-verdi for yttervegg	0.80 W/(m <sup>2</sup> ·K)	0.72 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi for tak	0.45 W/(m <sup>2</sup> ·K)	0.42 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi for gulv	-	0.41 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi for vidner, dører og glassfelt	2.90 W/(m <sup>2</sup> ·K)	2.60 W/(m <sup>2</sup> ·K)
Normalisert kuldebroverdi	-	0.10 W/(m <sup>2</sup> ·K)
Lekkasjetall	-	6 /h
Temperaturvirkningsgrad for varmegjenvinner	75%	79%
SFP	2.0 kW/(m <sup>3</sup> /s)	1.8 kW/(m <sup>3</sup> /s)
Virkningsgrad vifter	0.6	0.6
Maks personbelastning hall	-	40 pers
Settpunkt oppvarming hall	-	18°C
Årlig energiforbruk varmtvann	-	10 kWh/m <sup>2</sup>

#### 4.4.4 Oppgradering av referansemodeller

For å estimere energibesparelser i bygningene ved rehabilitering er det valgt ut to scenario for endringer som referansemodellene skal oppdateres etter:

- Scenario 1 - Nytt ventilasjonsanlegg med behovsstyring (DCV)
- Scenario 2 - TEK17-bygg inkludert scenario 1

Disse er delvis basert på tiltak som blir anbefalt i energimerkingsrapportene for kontorbygg, tidligere presentert i Tabell 2.2. Videre er også oppgradering av teknisk utstyr sterkt anbefalt i henhold til SINTEF-rapporten i Delkapittel 2.2.4. Resultatene av disse simuleringsscenariene brukes som underlag for valg omkring det sentrale energiforsyningsanlegget som simuleres i Matlab. Tiltak fra brukere som slukking av lys blir ikke direkte simulert men vil bli diskutert som en del av simuleringresultatene.

Siden det ikke er tatt hensyn til inneklimate og kjølebehov i bygningene i denne oppgaven ble det ikke naturlig å kontrollere luftmengdene etter temperatur og CO<sub>2</sub> direkte, men etter personbelastningsmønster. Minimumsluftmengder er satt iht. "utenfor driftstid" i kontorbygg fra NS3031 lik 2 m<sup>3</sup>/(h · m<sup>2</sup>), som forøvrig også er lik for idrettsbygg. Øvrige inputverdier som oppdateres iht. TEK17 i modellene er gitt i Tabell 4.4.

Tabell 4.4: Inputdata for oppgradering av referansebygg etter TEK17

<b>Scenario 1</b>	
SFP	1.5 kW/(m <sup>3</sup> /s)
Virkningsgrad vifte	0.8
Temp.virkningsgrad varmegjenvinner	0.82
<b>Scenario 2</b>	
U-verdi vegg	0.18 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi tak	0.13 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi vindu	0.8 W/(m <sup>2</sup> ·K)
U-verdi gulv	0.1 W/(m <sup>2</sup> ·K)
Norm. kuldebro	0.07 W/(m <sup>2</sup> ·K)
Infiltrasjon 50pa	0.6 /h

For idrettsbyggmodellen er selve hallen forsynt av eget ventilasjonsaggregat som styres etter dens bruksmønster mens fellesarealene/kontorene følger kontorbygg. Hallen er derfor oppvarmet kun av ventilasjonsvarme samt noe tilskudd fra belysning og personer.

## 4.5 Utarbeidelse av simuleringsmodell

For å simulere et potensielt fjernvarmesystem i Oppdal sentrum er det utviklet en kodebasert modell i Matlab for å belyse følgende hovedpunkter:

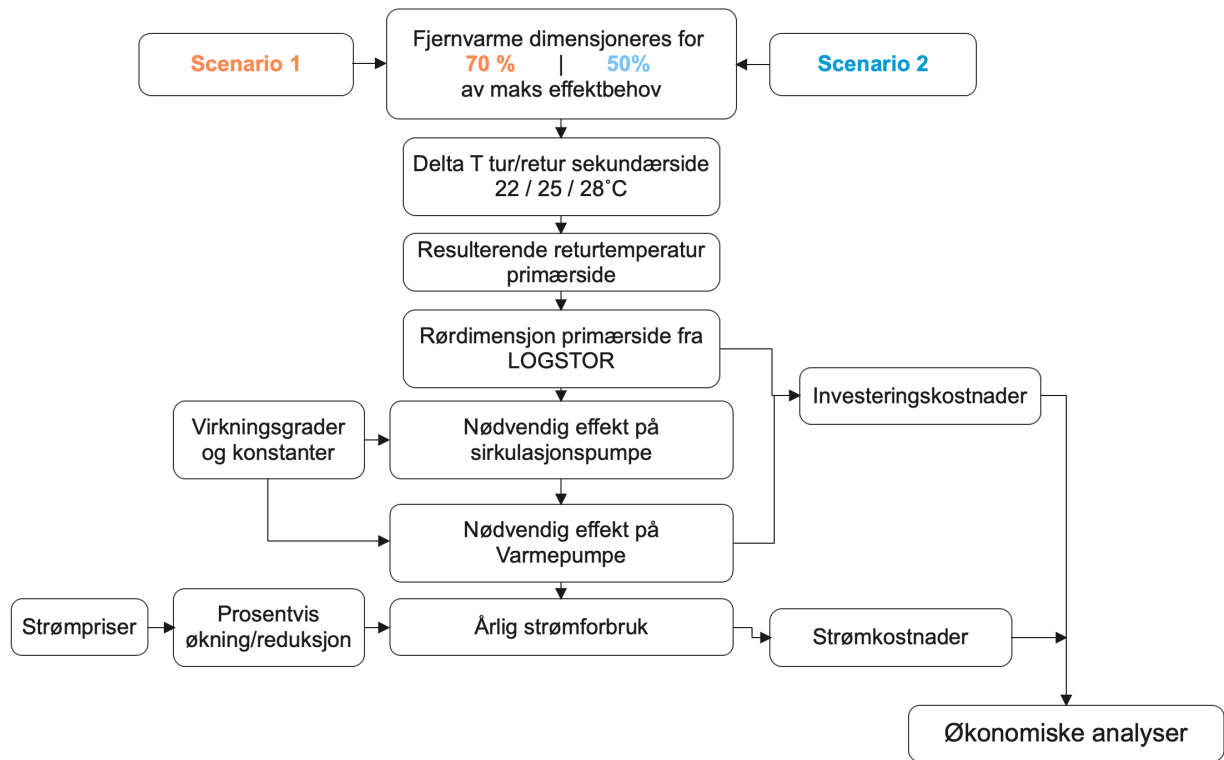
- Behov for spisslast basert på hvor stor andel av energi- og effektbehovet fjernvarmesystemet dekker
- Årsprofil for energiforbruk i systemet, herunder pumpe- og kompressorarbeid
- Returtemperatur i fjernvarmenettet basert på returtemperatur i varmesystemet
- Massestrøm på primærsiden gjennom året med resulterende hastighet og friksjonstap
- Nødvendig uttak av grunnvann basert på kondensator- og fordamperkapasitet
- Nødvendige størrelse på komponenter, herunder pumpe for grunnvann, pumpe for sirkulasjon og varmepumpe ved energisentralen
- Strømkostnader basert på reelle strømpriser og økning av disse

Oppdal har som nevnt vannbårne varmesystemer i mange av sine bygninger med el-kjeler som er dimensjonert for å dekke alt av effektbehov. En av føringene for undersøkelsen av muligheter for fjernvarme er at investeringene og systemoppbygningen må holdes på et slikt nivå at kommunen har råd til å gjennomføre prosjektet, uten at noen eksakt kostnadsramme er lagt til grunn. Grunnvann som energikilde er som nevnt valgt på bakgrunn av gode funn i NGU-rapporten omtalt i Delkapittel 2.3.5.

For å benytte resultater fra fjernvarmemodellen til økonomiske analyser er det valgt å se på to ulike caser som skiller seg ut ved å dekke en ulik andel av effektbehovet for oppvarming. Fra simuleringer i IDA ICE er det estimert en nedgang i totalt varmebehov i området opptil 30,8% ved enkelte rehabiliteringstiltak. Det betyr at et fjernvarmesystem som dimensjoneres for å dekke opp mot alt av dagens varmebehov vil ha rom for fremtidige tilkoblinger etterhvert som disse rehabiliteringene blir iverksatt. På bakgrunn av dette er det valgt å se på ett scenario hvor det implementeres et fjernvarmesystem som dekker 70% av dagens effektbehov, og ett scenario som dekker 50%. Disse dekker henholdsvis 97 og 85% av områdets varmebehov.

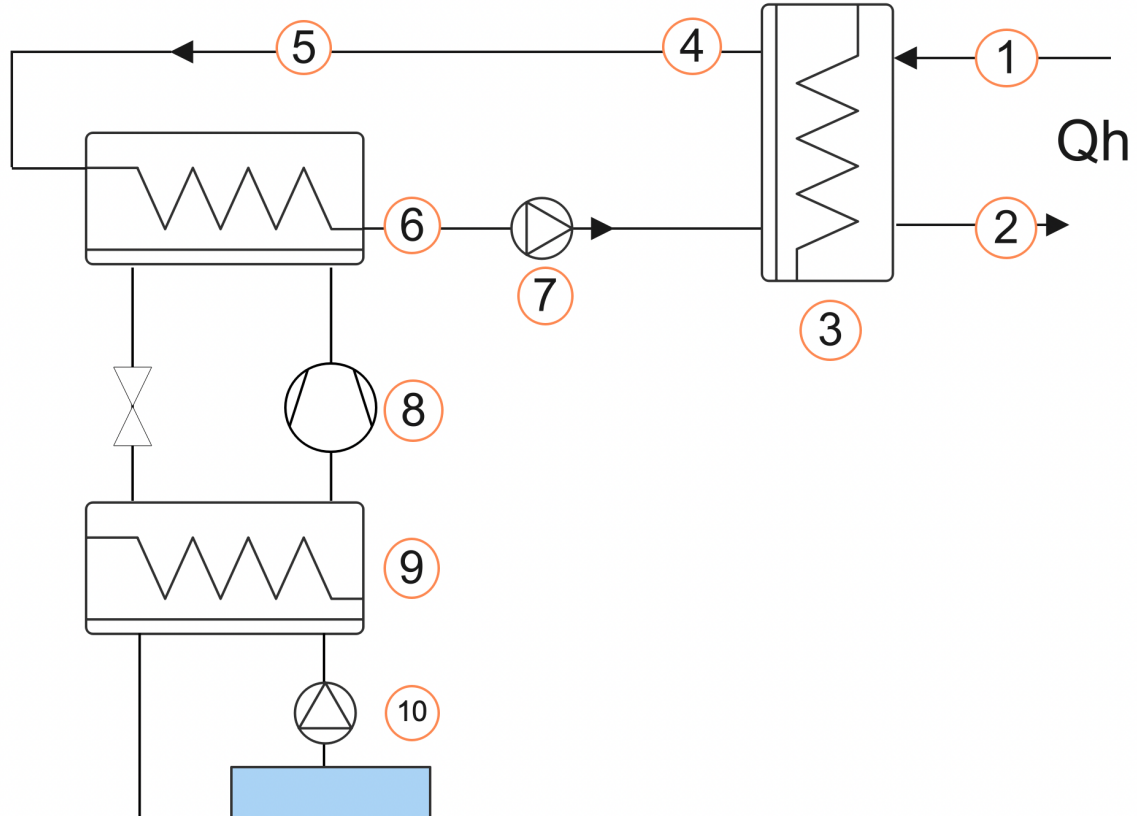
Ved å la fjernvarme dekke ulike prosenter av effektbehovet kan innvirkningen på investeringskostnadene analyseres, samtidig som andelen dekning av varmebehov vil bety variasjon i årlige besparelser. Jo mindre andel som dekkes av dagens varmebehov, jo mer rehabilitering trengs det før behovet for spissing med el-kjel forsvinner, og et større antall abonnenter kan koble seg til systemet.

Analyse av de to hovedscenariene og oversikt over hvilke parametre som inngår er skissert i Figur 4.12.



Figur 4.12: Metode for simulering av fjernvarmenett for økonomisk analyse

Systemet som er simulert er avgrenset som vist i 4.13 og forklares punkt for punkt under illustrasjonen.



Figur 4.13: Skisse av hvordan fjernvarmesystemet er simulert

### 1: Returtemperatur sekundærside

Returtemperatur på sekundærsiden er bestemt etter turtemperatur på sekundærsiden (mer info under punkt 2) og er satt til å ha en fast  $\Delta T$  i forhold til denne. I og med at det totale varmebehovet  $Q_h$  i området kommer fra ulike bygningstyper, samtidig som fordelingen mellom vann- og romoppvarming ikke er kjent for samtlige, ble det bestemt å analysere hvilken påvirkning ulike returtemperaturer på sekundærsiden har for kostnader og besparelser på primærsystemet.

Ved en omtrentlig turtemperatur på  $60^\circ\text{C}$  i sekundærnett blir  $\Delta T$  lik 22, 25 og  $28^\circ\text{C}$  analysert. Videre blir  $\Delta T$  nedjustert med  $5^\circ\text{C}$  på sommeren, som skal representere problematikken omkring høyere returtemperatur enn ønsket i primærnett i sommerhalvåret når behovene er lavest, nevnt i Delkapittel 2.6.1.

### 2: Turtemperatur sekundærside

Turtemperaturen i varmesystemet på sekundærsiden er satt lik loggdata over ett år for varmesystemet i Aune Skole, som har EOS-data med temperaturlogg for hovedstokken som forsyner både romoppvarming og tappevannsoppvarming. Denne temperaturen kunne vært satt til en fast temperatur for simuleringen sin del, men ble valgt å holde dynamisk for å gi et mer nøyaktig bilde på de faktiske temperaturforholdene gjennom året i et eksisterende varmeanlegg i Oppdal.

Temperaturen er logget forholdsvis jevnt ved  $60^\circ\text{C}$  gjennom hele året og derfor er turtemperatur på primærsiden satt til å være minimalt  $60^\circ\text{C}$  på sommeren. Mer om dette under punkt 6.

### 3: Varmeveksler

Varmeveksleren tilsvarende 7 abonnentsentraler og har derfor  $7 \times 25\text{kPa}$  trykktap over seg iht. Statkraft sine data for sekundærnett i Trondheims fjernvarmenett nevnt i Delkapittel 2.5.7. Veksleren er satt til å ha en konstant temperaturvirkningsgrad lik 0.85.

### 4: Returtemperatur på primærsiden

Returtemperaturen på primærsiden kalkuleres i denne modellen etter temperaturvirkningsgrad gitt i Ligning 4.1.

$$T_{rp} = T_{tp} - \epsilon_{vv} \cdot (T_{tp} - T_{rs}) \quad (4.1)$$

hvor  $T_{rp}$  er returtemperatur på primærsiden,  $T_{tp}$  er turtemperatur på primærsiden,  $\epsilon_{vv}$  er temperaturvirkningsgraden til varmeveksleren og  $T_{rs}$  er returtemperatur på sekundærsiden. Virkningsgraden til varmeveksleren er som nevnt konstant lik 0.85.

### 5: Rørdimensjon og strømning

For å bestemme rørdimensjon i primærnett er det valgt å benytte online-kalkulator fra LOGSTOR, som velger passende dimensjon basert på rørtype, dimensjonerende tur og returtemperatur, maksimal R-verdi, makshastighet samt maksimalt effektbehov. Hastighet og R-verdi



er i alle tilfeller satt til henholdsvis 2 m/s og 200 Pa/m iht. Delkapittel 2.5.7. Massestrøm i systemet reguleres til enhver tid etter effektbehovet i gitte tidspunkt, i kombinasjon med  $\Delta T$  på primærsiden i dette øyeblikket.

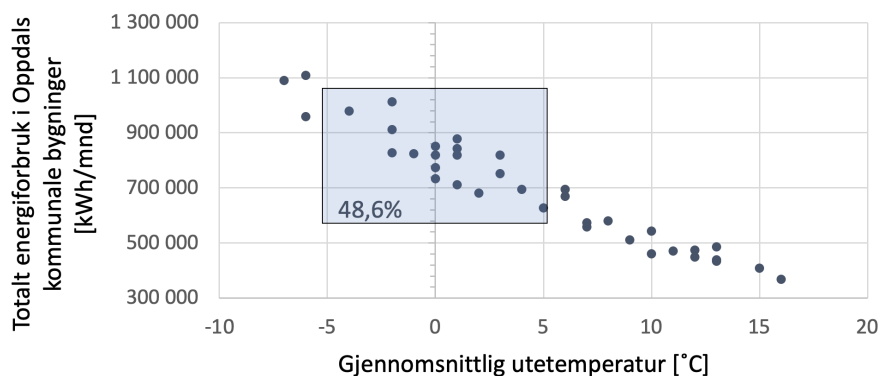
Friksjonstap i Pa bestemmes etter Ligning 4.2

$$\Delta p_{frikisjon} = \frac{8 \cdot f \cdot L}{d^5 \cdot \pi^2 \cdot \rho} \cdot \dot{m}^2 \quad (4.2)$$

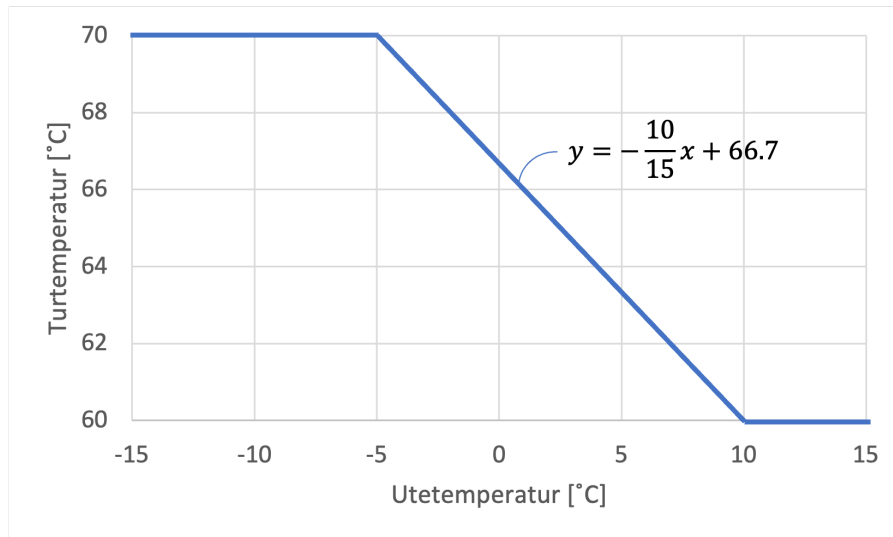
Totaltrykktapet inkluderer også trykktap gjennom komponenter. I varmeveksleren er det satt et trykktap lik 175 kPa som er tenkt å tilsvare syv abonnentsentraler med dimensjonerende trykkfall på 25 kPa. Dette er tekniske data som Statkraft opererer med for sekundærnettet til boliger i Trondheim, nevnt i Delkapittel 2.5.1. I denne oppgaven blir det ikke tatt hensyn til beregning av trykktap basert på avanserte strømningsmønstre, og friksjonsfaktoren er følgelig satt konstant lik 0.025 basert på metodikk i en relevant forskningsartikkel om lavtemperert fjernvarme [76]. Videre er trykktap gjennom kondensator satt til 100 kPa basert på samme artikkel.

## 6: Turtemperatur på primærnettet

For å velge en passende turtemperatur for fjernvarmen er det undersøkt hvilke turtemperaturer som går igjen i varmesystemet i bygningene som har EOS-data tilgjengelig. Det fremgår, naturlig nok, at det er variasjoner på turtemperaturene alt etter hvor moderne systemene er og i hvilken tilstand selve bygningen er. Et stort pluss for området er at ingen av bygningene har turtemperatur på varmesystemer som strekker seg over 70°C selv i de kaldeste vinterperiodene. På bakgrunn av dette er det valgt å sette en turtemperatur på 70°C ved utetemperatur -5°C og under, som utekompanseres ned til 60°C ved utetemperatur 10°C og oppover. Øvre og nedre utetemperatur er satt med hensyn til hvilke gjennomsnittlige utetemperaturen som er registrert for alle månedlige forbruk i perioden 2020-2023 som presenteres i Figur 4.14. Av alle månedsforbruk faller 48,6% av månedene innenfor intervallet av gjennomsnittlig utetemperaturer mellom -5 og 5°C, vist i Figur 4.14. Resulterende utekompanseringskurve og tilhørende ligning er vist i Figur 4.15, hvor 10°C er satt som øvre grense.



Figur 4.14: Månedlige forbruk etter gjennomsnittlig utetemperatur - 2020-2023



Figur 4.15: Utekompaneringskurve for primærnett

## 7: Pumpearbeid fjernvarme

Pumpearbeid i kW bestemmes av volumstrøm og totalt trykktap etter Ligning 2.1.

$$P = \frac{\Delta p_{tot} \cdot \dot{V}}{n_{pumpe} \cdot 1000} \quad (2.1)$$

Både friksjonstap og volumstrøm vil variere basert på massestrøm, mens øvrige trykktap i komponenter er konstanter. Pumpa er satt til å ha en virkningsgrad lik 0.87 som iht. Delkapittel 2.5.3 tilsvarer energiklasse IE3 for en pumpemotorer på 3-4 kW. Resulterende komponentstørrelse bestemmes etter samme formel med bruk av av maksverdier for totalt trykktap og volumstrøm.

## 8: Kompressorarbeid

For å bestemme kompressorarbeid blir først kondensatorytelse bestemt. I modellen er kondensatoreffekten  $\dot{Q}_h$  bestemt av  $\dot{m}$  og  $\Delta T$  på lik linje med primærsiden av varmeveksleren mot sekundærsiden.

$$\dot{Q}_h = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (2.4)$$

For å inkludere varmetap i modellen er W/m som beregnes av LOGSTOR-kalkulatoren for dimensjonerende forhold omkalkulert til et varmetap i kW ved å gange med rørlengde L. kW-verdiene, gitt i Tabell 4.6 i neste kapittel legges til i oppvarmingsbehovet time for time for å utgjøre en andel kWh som varmepumpen må levere.

Når kondensator kapasitet er fastsatt, bestemmes både kompressorarbeid og fordamperskapasitet etter Ligning 2.5 og Ligning 2.6 med utgangspunkt i en konstant COP lik 3 for varmepumpa.

Denne verdien er valgt på bakgrunn av effekt faktoren som benyttes av NVE nevnt i Delkapittel 2.7.3.

$$COP = \frac{\dot{Q}_{kondensator}}{W} \quad (2.5)$$

$$\dot{Q}_{fordamper} = \dot{Q}_{kondensator} - W \quad (2.6)$$

### 9 og 10: Fordamperforhold og grunnvannspumping

Basert på grunnvannsmålingene ved kommunehuset i Oppdal som viser stabile temperaturer omkring 6°C og tidvis høyere, nevnt i Delkapittel 2.3.5, er det valgt å sette  $\Delta T$  konstant lik 5°C for å holde grunnvannet over frysepunktet.

Da kan nødvendig massestrøm av grunnvann gjennom fordamperen beregnes

$$\dot{m}_{grunnvann} = \frac{\dot{Q}_{fordamper}}{c_p \cdot 5K} \quad (2.4)$$

For pumpearbeidet er høydeforskjell neglisjert mellom reservoaret det pumpes opp fra og tilbake til. Pumpearbeidet bestemmes da etter samme metode som i punkt 7, hvor trykktapet i fordamperen settes lik trykktapet i kondensatoren, og hastigheten er også her dimensjonert for maksimalt 2 m/s.

Tabell 4.5 viser en oppsummering av konstanter som benyttes i alle Matlab-simuleringer av energiforsyningsanlegget.

Tabell 4.5: Oppsummering av inputverdier for simuleringsmodell

Input	Verdi	Enhet
Dimensjonerende turtemperatur på fjernvarme	70	°C
Dimensjonerende returtemperatur på fjernvarme	40	°C
Varmekapasitet på vann	4.2	kJ/(kg·K)
Massetetthet på vann	1000	kg/m <sup>3</sup>
Lengde fjernvarmegrøft	1350	m
Friksjonskoeffisient	0.025	-
Virkningsgrad for pumper	0.87	-
Virkningsgrad for varmevekslere	0.85	-
Virkningsgrad for el-kjel	0.98	-
COP	3	-
$\Delta T$ i fordamper for grunnvann	5	K

Varmekapasitet og massetetthet for vann er satt konstant etter standard trykk og temperatur på 101.325 kPa og 0°C.

Varmetapet som er lagt til for ulike returtemperaturer på sekundærsiden og følgende endringer i returtemperatur på primærsiden (pkt. 8) er gitt i Tabell 4.6.

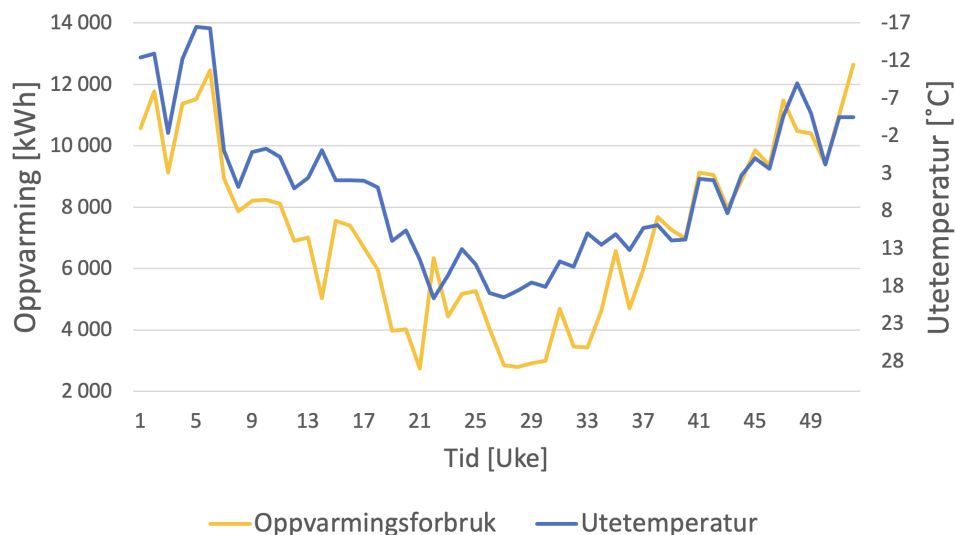
Tabell 4.6: Varmetap i primærnettet ved ulike returtemperaturer på sekundærside

	Vinter		Sommer	
	Koeff. [W/m]	Varmetap [kW]	Koeff. [W/m]	Varmetap [kW]
$\Delta T$ 28/23°C <sup>[1]</sup>	10.1	27.2	6.8	18.2
$\Delta T$ 28/23°C <sup>[2]</sup>	8.8	23.8	5.9	15.9
$\Delta T$ 25/20°C	10.4	27.9	7.0	19.0
$\Delta T$ 22/17°C	10.6	28.7	7.3	19.7
<sup>[1]</sup> DN65 <sup>[2]</sup> DN50				

## 4.6 Metodikk for økonomisk analyse

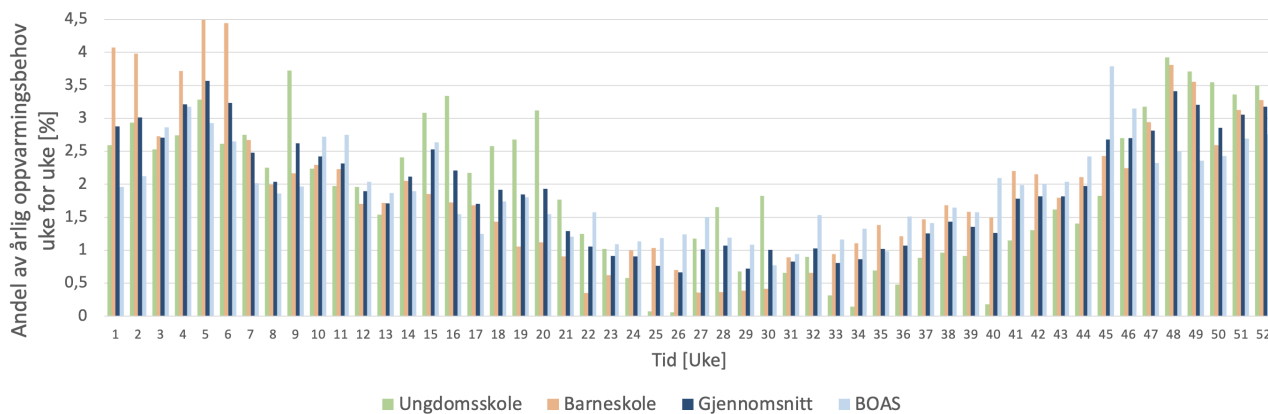
### 4.6.1 Års- og døgnprofiler

På bakgrunn av store variasjoner i tilgjengelig loggedata for energi- og oppvarmingsbehov for bygningene ble det nødvendig å estimere hvordan forbruk til oppvarming fordeler seg over året for bygg som manglet denne informasjonen. Ved å ta utgangspunkt i de bygningene som har gode energimålinger med høy oppløsning, ble det laget profiler for oppvarmingsbehov opp mot utetemperatur som kan generaliseres for flere bygningskategorier. Figur 4.16 viser eksempelvis årlig profil som er antatt representativ for undervisningbygg i området.



Figur 4.16: Ukentlig oppvarming og utetemperatur for barneskole/barnehage, 2019

Ved å sammenligne de årlige energiprofilene for tre bygninger fra to ulike bygningskategorier, ser man at trendfordelingen for når forbruket er størst og minst følger hverandre forholdsvis tett. I Figur 4.17 illustreres ukentlige prosentandeler av totalforbruk for undervisningbygg og BOAS uke for uke. Gjennomsnittet av disse forbruksprofilene brukes videre for bygninger som mangler denne informasjonen. Dette er nødvendig som input-data for både simulering av energiforsyning og beregning av årlig besparelser opp mot strømpriser måned for måned.



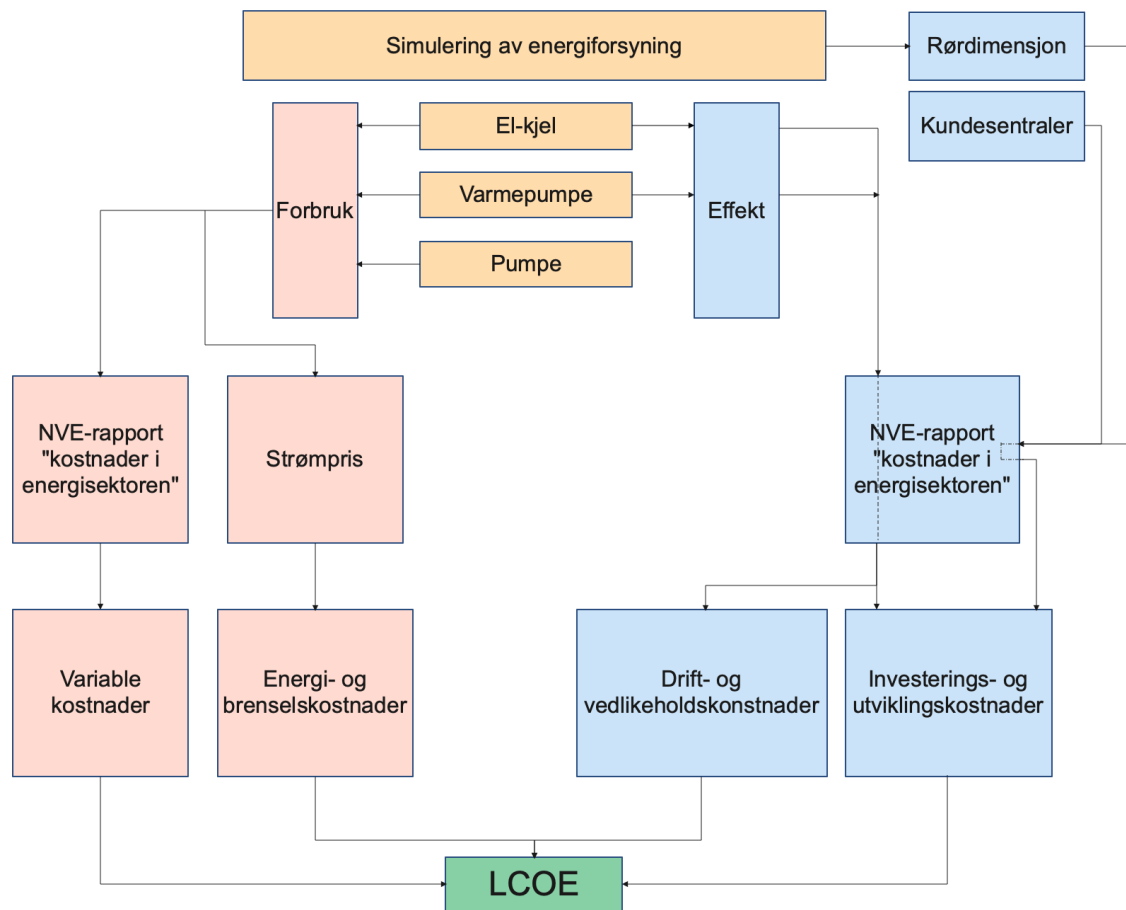
Figur 4.17: Gjennomsnittlig ukentlig prosentandel av årlig varmebehov i utvalgte bygg, 2019

### 4.6.2 Økonomisk analyse av simulert energiforsyningsanlegg

I den økonomiske analysen for det simulerte energiforsyningsanlegget vil Case 1 og Case 2 bli sammenlignet opp mot en Basiscase som skal representere oppvarmingssystemet som de aktuelle byggene i Oppdal har per dags dato. Case 1 dimensjoneres for at fjernvarme dekker 70% av maks effektbehov for oppvarming mens Case 2 dimensjoneres for 50% dekningsgrad. Basiscase tar utgangspunkt i at alle byggene benytter el-kjel med 100% dekningsgrad. Noen av resultatene vil også bli undersøkt opp mot sensitivitetsanalyser, for å se på hvordan en økning eller nedgang i strømpris vil påvirke resultatene.

For den økonomiske analysen er energikostnad over levetiden (LCOE) benyttet for å sammenligne de ulike casene opp mot hverandre. LCOE kan forklares som nåverdien til alle kostnadene påløpt over levetiden fordelt på nåverdien til all energi produsert over levetiden. Beregningsmetode for LCOE er beskrevet nærmere i detalj under Delkapittel 2.8.1.

Figur 4.18 viser generell metodikk som blir benyttet i oppgaven for å beregne energikostnaden over levetiden for de ulike casene.



Figur 4.18: Generell metodikk for å beregne kostnader som inngår i LCOE

Simulering av energiforsyning gir nødvendig informasjon om energi- og effektforbruk for de ulike delene av anlegget, som videre blir benyttet til å bestemme de ulike kostnadene som inngår i beregningene for LCOE. Kostnader for el-kjel og varmpumpe benytter både nødvendig energi- og effektforbruk for å innhente de respektive kostnadene fra NVE rapporten *Kostnader i energisektoren*[53]. Energiforbruk blir sammen med strømpris benyttet til å bestemme energi-

og brenselkostnader. Simuleringsmodellen i kombinasjon med LOGSTOR sin har kalkulator gjort det mulig å fastsette rørdimensjon på distribusjonsnett og tilhørende kostnader for distribusjon. Investeringskostnad for kundensentraler blir også bestemt ut ifra NVE-rapporten.

Analyse av energikostnader over levetiden er gjort ved å se på hele anlegget under ett, fordelt på varmpumpe, el-kjel, distribusjonsnett og kundensentraler. Både investerings- og utviklingskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, variable kostnader, økonomisk levetid og diskonteringsrente er innhentet som erfaringstall fra NVE sin rapport [53] for alle 3 casene. Investeringskostnad, faste og variable kostnader samt energi og brenselkostnader for pumper blir neglisjert i beregningene. Resultatene viser til svært lav prosentandel pumpearbeid opp mot totalt levert varme, hvorav simuleringen med størst andel tilsvarer 3.6%.

Energi - og brenselkostnader beregnes med utgangspunkt i historiske strømkostnader i Oppdal kommune, analysert i Delkapittel 5.3. Årlig oppvarmingsbehov i kWh fordeles mellom månedene gjennom ett år etter årsprofilen som ble presentert i Delkapittel 4.6.1, før hvert månedsforbruk ganges med sin respektive måneds strømkostnad i NOK/kWh. Eksempel på bruk av regnearket er presentert i Delkapittel 9.4 i Appendix.

Årlig oppvarmingskostnad hvis bygningene kun benytter el-kjel (Basiscase) er beregnet med strømpriser fra både 2020 og 2022. Videre vil implementering av fjernvarme fra varmpumpe redusere energiforbruket, som igjen tilsvarer en reduksjon av disse kostnadene. Andel dekning av el-kjel og fjernvarme fås fra simuleringsresultatene, før energikostnadene allokeres mellom disse.

Videre er det benyttet teknisk levetid på 40 år. *Kostnader i energisektoren* [53] oppgir levetid på el-kjel og grunnvarmpumper til å være 20 år. En annen rapport fra NVE *Fjernvarmens rolle i energisystemet* peker på at levetiden på et fjernvarmenett minst er på 30-40 år. For derfor å kunne sammenligne dagens oppvarmingsanlegg med et potensielt fjernvarmeanlegg med en grunnvannsbasert varmpumpe i Oppdal, er det valgt å utføre beregningene med en levetid lik 40 år for alle tre casene. Dette løses ved å investere i el-kjeler og varmpumpe 2 ganger. Den andre investeringen diskonteres mht. at den vil gjøres 20 år frem i tid, som beregnes ut ifra nåverdimetoden presentert i Ligning 2.8 under Delkapittel 2.8.1.

Da erfaringstallene i rapporten til NVE kun oppgis for et fåtall antall kapasiteter og størrelser, har det vært nødvendig å benytte interpolasjon for å utarbeide mer realistiske kostnader. Ligning 4.3 blir benyttet for interpolering.

$$Y_3 = Y_1 + \frac{X_3 - X_1}{X_2 - X_1} * (Y_2 - Y_1) \quad (4.3)$$

Videre blir et utvalg av de aktuelle verdiene fra *Kostnader i energisektoren* som blir benyttet i den økonomiske analysen presentert. Mer utfyllende tabeller er tidligere presentert under Delkapittel 2.8.1.

### El-kjel

For å undersøke lønnsomheten for et fremtidig fjernvarmeanlegg basert på en grunnvannsbasert varmpumpe er det avgjørende å regne på lønnsomheten på anlegget som byggene i Oppdal

har per dags dato. I Tabell 4.7 presenteres et utvalg av nøkkeltall for kostnader for investering av el-kjeler.

Tabell 4.7: Kostnader for el-kjel

Kostnader	Enhet	0.01 MW	0.15MW
Sum Investeringskostnader	NOK/kW	2 942	1 405
Faste driftskostnader	NOK/kW/år	400	30
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	0.1	0.1

Tabellen viser til investeringskostnader, faste driftskostnader og variable kostnader eksklusive brensel for el-kjel med kapasitet på 10 og 150 kW.

### Varmepumpe

Kostnadene for grunnvannsvarmepumpe baseres på erfaringstall fra Tabell 4.10.

Tabell 4.8: Kostnader for grunnvannsbasert varmpumpeanlegg

Kostnader	Enhet	0.15 MW	1 MW
Sum Investeringskostnader	NOK/kW	14 850	14 805
Faste driftskostnader	NOK/kW	40	30
<b>Sum faste kostnader</b>	NOK/kW	14 890	14 835
Variable kostnader eks brensel	øre/kWh	1.5	1.2

Tabellen viser til investeringskostnader og variable kostnader eksklusive brenselkostnader for en grunnvannsvarmepumpe med kapasitet på 150 kW og 1000 kW.

### Fjernvarmetrasé

Tabell 4.9 presenterer kostnader for en komplett fjernvarmetrasé for aktuelle rørdimensjoner. Det vises til kostnader for grave- og rørleggerarbeid, i tillegg til eventuelle påslag.

Tabell 4.9: Kostnader for komplett fjernvarmetrasé

Kostnader [NOK/m]	DN50	DN60	DN80
Gravearbeid	850	900	950
Rørleggerarbeid	600	700	750
<b>Eventuelle påslag - Gravearbeid</b>			
Påslag - Asfaltert område	1 190	1230	1270
Påslag - Kommunal vei	1 340	1 380	1 430
Påslag - Fylkesvei	1 670	1 720	1 780
Påslag - Sentrum - Ny bebyggelse	100	110	130
Påslag - Sentrum - Eldre bebyggelse	1 190	1 230	1 270
<b>Eventuelle påslag - Rørleggerarbeid</b>			
Påslag - Sentrum - Ny bebyggelse	120	140	150
Påslag - Sentrum - Eldre bebyggelse	240	280	300
Prosjektering og byggeledelse [%]	15	15	15



Figuren viser til basiskostnader for grave- og rørleggerarbeid ved legging av trasé i urørt terreng. Det vises videre til eventuelle påslag som må påregnes dersom arbeidet utføres utenfor slikt terreng. Prosjektering og byggeledelse utgjør en merkostnad på 15% av brutto kostnad. Da distribusjonsnett for fjernvarme tiltenkes å legges i samme trasé som annen infrastruktur, ser man ut ifra ledningskartet til kommunen i Figur 3.5 at aktuelle traséer vil ligge ved eller under asfaltert område. Påslag for gravearbeid i asfaltert område blir derfor medtatt. Det sees på som mulig å unngå trasé ved ny eller eldre bebyggelse, slik at eventuelle påslag for grave- og rørleggerarbeid i sentrum ikke medtas.

### Kundesentraler

Tabell 4.10 presenterer kostnader for kundesentraler med ulike kapasiteter.

Tabell 4.10: Kostnader for komplette kundesentraler

Størrelse [kW]	Pris [NOK]	Pris [NOK/kW]
100	110 000	1 100
200	114 000	570
300	118 000	393
400	122 000	305
500	125 000	250
600	129 000	215

Som tidligere nevnt i Delkapittel 4.5 er det for simpelhetens skyld tatt hensyn til én stor felles kundesentral i simuleringsmodellen av systemet. Vedrørende selve investeringskostnadene for kundesentraler er man derimot avhengig av å allokere ut, slikt at én kundesentral dekker bygningenes respektive effektbehov. Da det kun er tilgjengelig totalt effektbehov for alle byggene, vil et røft estimat for kostnadene være å dele dette effektbehovet på alle byggene. Ved å allokere det totale effektbehovet for oppvarming til alle 7 byggene, ender man opp med et effektbehov på 75.7 kW per bygg. Som man ser fra Tabell 2.7 er laveste tilgjengelige størrelse på kundesentraler på 100 kW, noe som tilsier at prisen i kr/kW for kundesentraler med størrelse 100 kW blir benyttet i økonomiberegningene.

### 4.6.3 Rehabilitering av bygg

For å se på investeringskostnader knyttet til rehabiliteringstiltakene som er simulert i idretts- og kontorbygninger er det valgt å benytte spesifikke kostnader for etterisolering, utskifting av vinduer og oppgradering til behovsstyrt ventilasjon. Prisene ganges opp med kvantum fra de aktuelle byggene i studien, hvor kontorbygninger sees på sammenlagt. For Oppdal DMS lyktes det ikke å oppdrive areal på vegger, tak og vinduer. For dette bygget blir derfor investeringskostnad for etterisolering og vindusskift antatt å koste like mye pr. BRA som det ender opp med å gjøre for Statens Hus og Rådhuset når disse blir kalkulert.

Tabell 4.11: Verdier for rehabiliteringsinvestering

Beskrivelse	Idrett	Kontor	Enhet
Etterisolering	4500		NOK/m <sup>2</sup> overflate
Vindusskift	5272		NOK/m <sup>2</sup> vindu
Behovsstyrt ventilasjon	1028	1496	NOK/m <sup>2</sup> BRA
Areal vegg og tak *	3000	2900	m <sup>2</sup>
Areal vindu *	18,2	293,8	m <sup>2</sup>
Bruksareal	1732	8340	m <sup>2</sup>

\* ekskludert Oppdal DMS

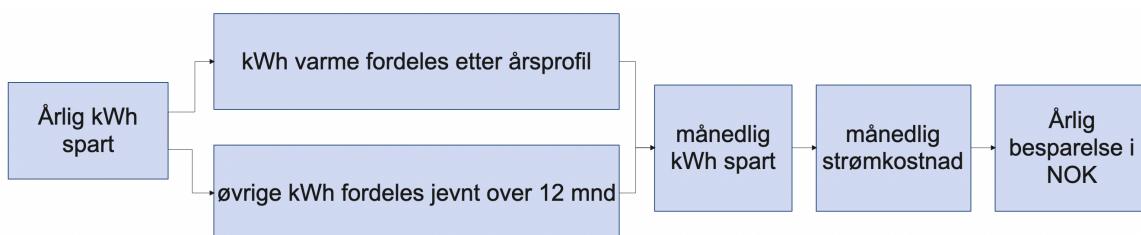
Estimert kvadratmeterpris for etterisolering er hentet fra Byggstart.no [77] og omfatter total-kostnaden for isolering av både vegg og tak med tilhørende utskifting av tak og fasade. Øvrige priser er hentet fra Norsk Prisbok[78] i postene ”Komplett luftbehandling for kontordel” og ”Vindu, tre, U-verdi = 0.7”. Når investeringskostnadene er kalkulert for kontor- og idrettsbygg beregnes årlige besparelser basert på månedlige strømkostnader fra 2020 og 2022. Dette gir grunnlag for å kalkulere NV for investeringene etter Ligning 2.8.

$$NV = \sum_{n=1}^t \frac{B}{(1+r)^n} - I \quad (2.8)$$

hvorav

- $NV$ : Nåverdi [NOK]
- $B$ : Årlige besparelser [NOK]
- $r$ : Diskonteringsrente [-]
- $I$ : Investeringskostnad [NOK]

Årlige besparelser for kontor- og idrettsbygg ved simulerte rehabiliteringstiltak beregnes etter Figur 4.19, hvor nevnte årsprofil er beskrevet nærmere i Delkapittel 4.6.1.



Figur 4.19: Metodikk for beregning av årlige besparelser ved rehabilitering

# 5. Resultater

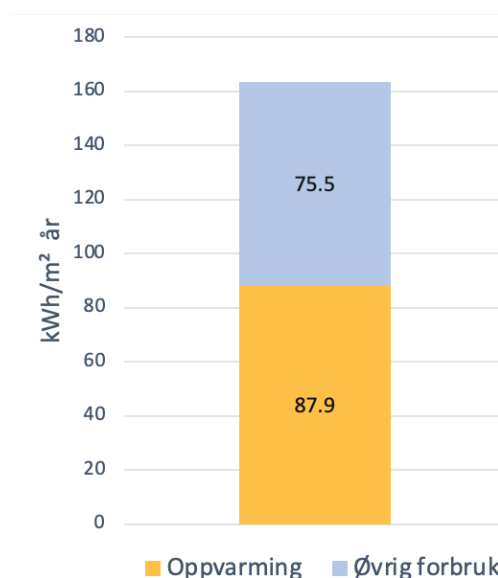
I dette kapitlet vil resultater av bygningssimulering og simulering av fjernvarmenettet bli presentert. I tillegg vil det presenteres resultater fra den økonomiske analysen.

## 5.1 Bygningssimulering

Her vil resultater fra simulering av rehabilitering for kontor- og idrettsbygg bli presentert. Mot slutten av kapitlet vil det presenteres en oppsummering av energibruk for alle bygningene.

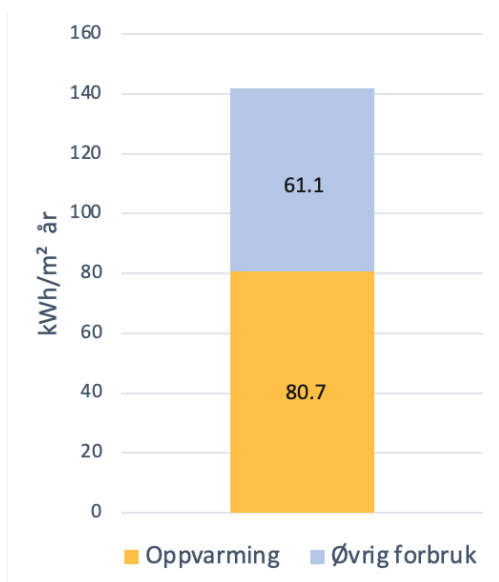
### 5.1.1 Simulering av kontorbygg

Resultater fra simulering av referansemodellen for kontorbygg er vist i Figur 5.1. Spesifikt årlig totalforbruk er simulert til  $163.4 \text{ kWh/m}^2$ , og oppvarmingsandelen er 53,8%.

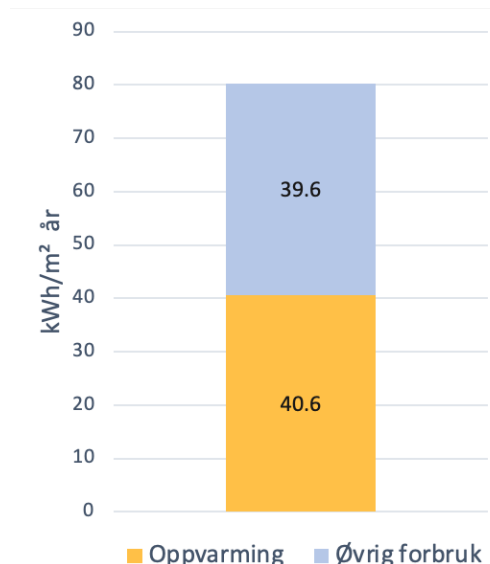


Figur 5.1: Simulert energiforbruk for referansebygg - Kontorbygg

Sett opp mot at Statens Hus og Rådhuset har spesifikke årlige energiforbruk på henholdsvis  $165.4 \text{ kWh/m}^2$  og  $157.8 \text{ kWh/m}^2$  fremstår referansemodellen godt justert til å representere disse. Scenario 1 med oppgradert ventilasjonsanlegg og DCV er vist i Figur 5.2. Scenario 2 hvor bygget i tillegg oppgraderes til TEK17-standard er vist i Figur 5.3.



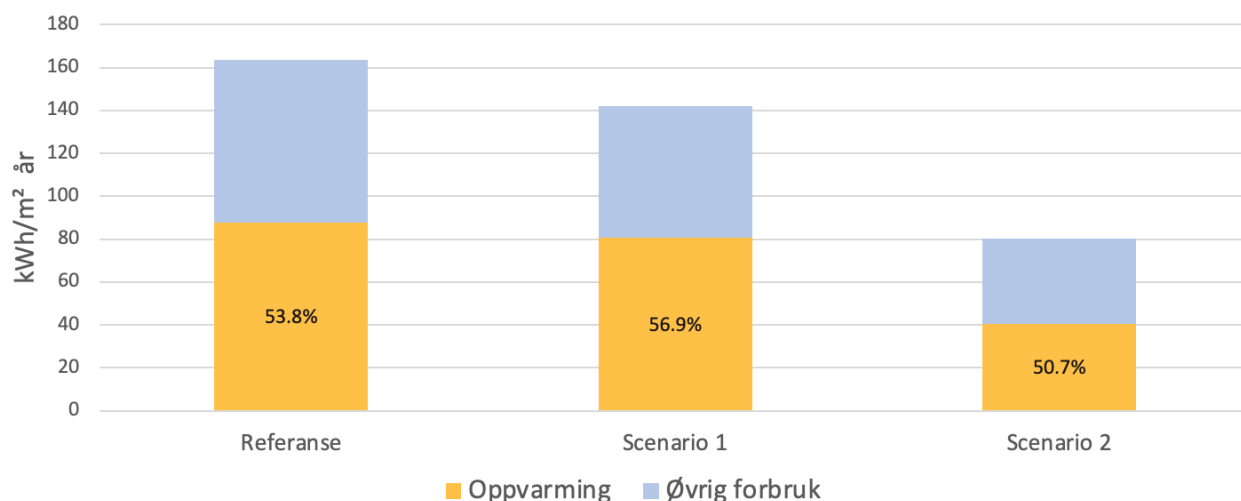
Figur 5.2: Oppgradert ventilasjon



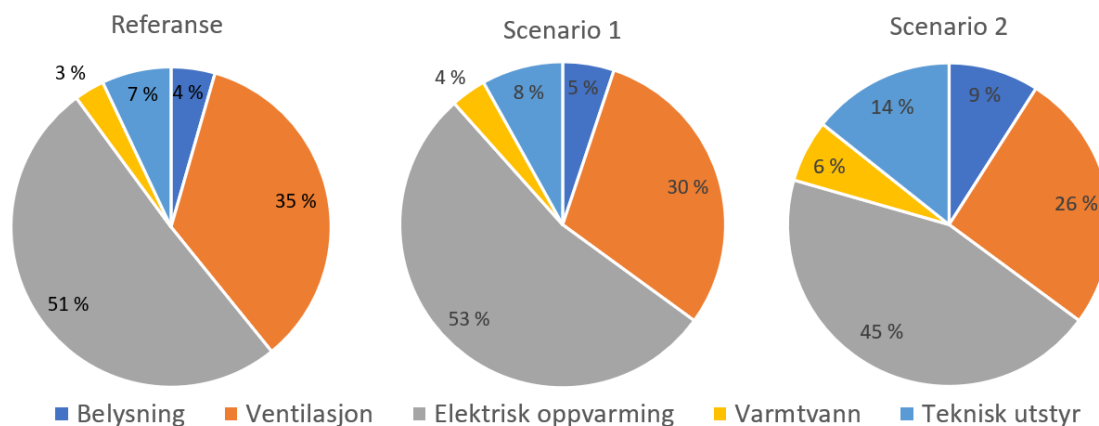
Figur 5.3: TEK17-standard

Scenario 1, til venstre, gir spesifikt årlig totalforbruk på 141.9 kWh/m<sup>2</sup>, som tilsvarer en reduksjon på 13.2% hvor ny oppvarmingsandel er 56.9%. Reduksjonen består av redusert forbruk for ventilasjonsaggregatet samt lavere luftmengdebehov og dermed redusert behov for oppvarming av luft. Ved å oppgradere bygningskroppen til TEK17-standard reduseres det spesifikke totale energibehovet med ytterligere 61.7 kWh/m<sup>2</sup> ned til 80.2 kWh/m<sup>2</sup>. Totalt sett utgjør dette en reduksjon på 50.9% i totalforbruk fra referansemodellen, og oppvarmingsandelen blir i dette tilfellet 50.7%. Oppvarmingsbehov er da redusert 53.8%.

Figur 5.4 viser referansemodellen opp mot Scenario 1 og Scenario 2 side om side. Figur 5.5 viser inndeling av forbruk etter kategorier.



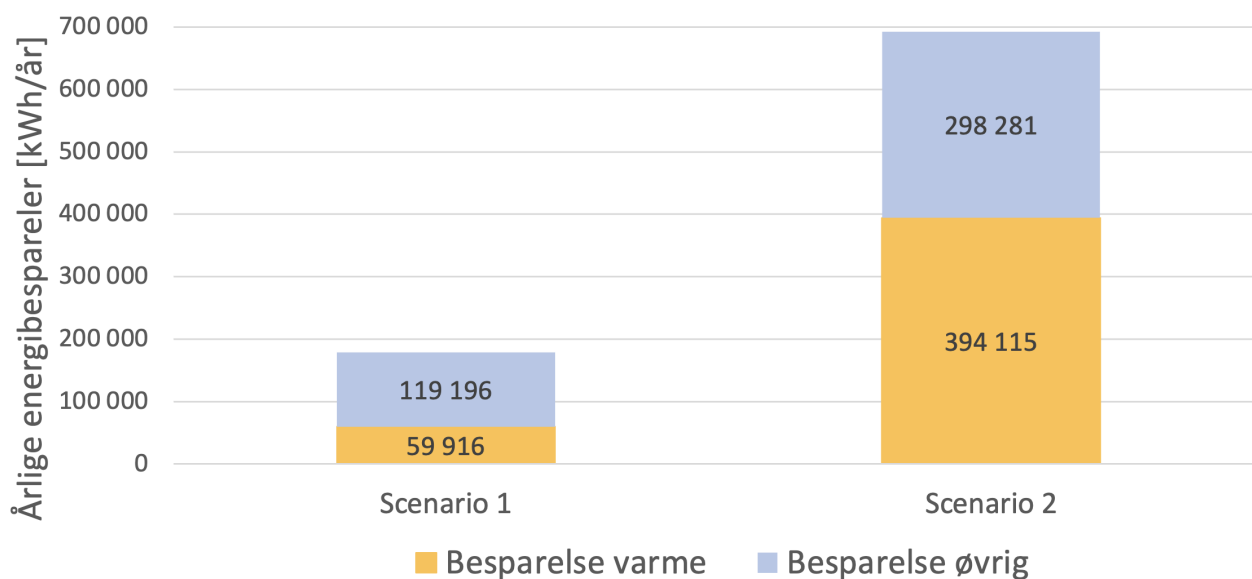
Figur 5.4: Forbedring i energiforbruk for kontorbygg



Figur 5.5: Prosentfordeling av årlig energiforbruk etter kategori for kontorbyggmodellene

Naturlig nok vil elektrisk forbruk dedikert til teknisk utstyr, belysning og varmtvann utgjøre en større prosentandel av forbruket i Scenario 1 og Scenario 2 siden de er satt til konstante verdier i disse simuleringene, og andre poster reduseres. Det fremgår også at reduksjon i ventilasjonsandelen reduseres 5% for Scenario 1, og ytterligere 4% for Scenario 2. Bak disse prosentene ligger en nedgang i ventilasjonsforbruk på henholdsvis 14.3 kWh/m<sup>2</sup> og 21.5 kWh/m<sup>2</sup>. Energi-merkingsrapportene for to av kontorbyggene anbefaler å slukke lys og PC'er så godt det lar seg gjøre. I et oppgradert TEK17-bygg med moderne ventilasjonssystem vil teknisk utstyr og belysning utgjøre 23% av det totale årlige energiforbruket, og teknisk utstyr står for størst andel.

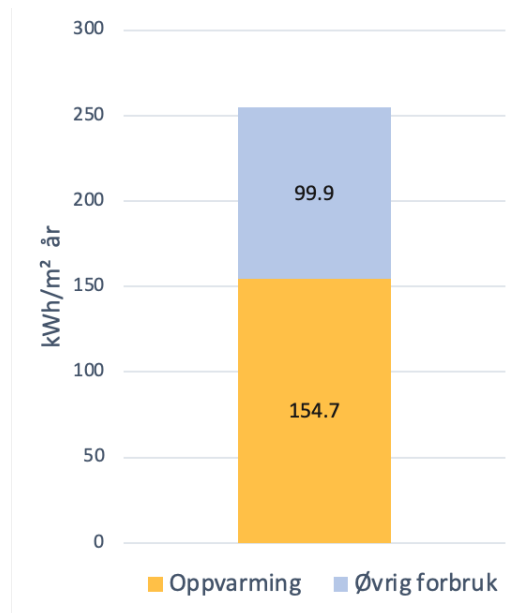
For grunnlag til økonomisk analyse i Delkapittel 5.4 blir effektene av rehabiliteringstiltak som er simulert i referansemodellen benyttet for å se på besparelsen i reelle kontorbygg med deres BRA. Statens Hus, Rådhuset og Distriktsmedisinsk Senter (DMS) blir i denne sammenheng sett på sammenlagt, hvor DMS er antatt å ha samme spesifikke forbruk som referansemodellen. Kontorene har da et årlig totalforbruk på 1 359 876 kWh, og årlige besparelser for hvert scenario er gitt i Figur 5.6.



Figur 5.6: Årlige besparelser i kWh for rehabilitering av Oppdals kontorbygg

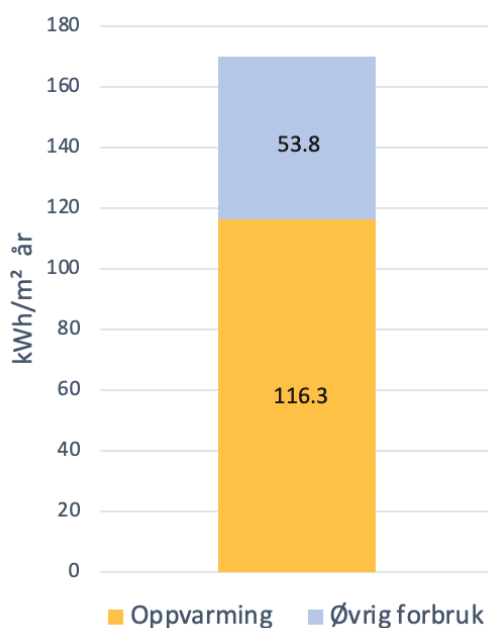
### 5.1.2 Simulering av idrettsbygg

Resultater fra simulering av referansemodellen for idrettsbygg er vist i Figur 5.7. Spesifikt årlig totalforbruk er 254.6 kWh/m<sup>2</sup>, og oppvarmingsandelen er 60.8%. Sammenlignet med det eldste idrettsbygget sett på i NVE-rapporten [11] ligger det spesifikke forbruket på omtrent 60 kWh/m<sup>2</sup> høyere mens oppvarmingsandelen ser ut til å samsvare godt. Høyt totalforbruk kan forklares ved at idrettshallen i Oppdal opprinnelig var en lagerbygning i tillegg til å være over 40 år gammel.

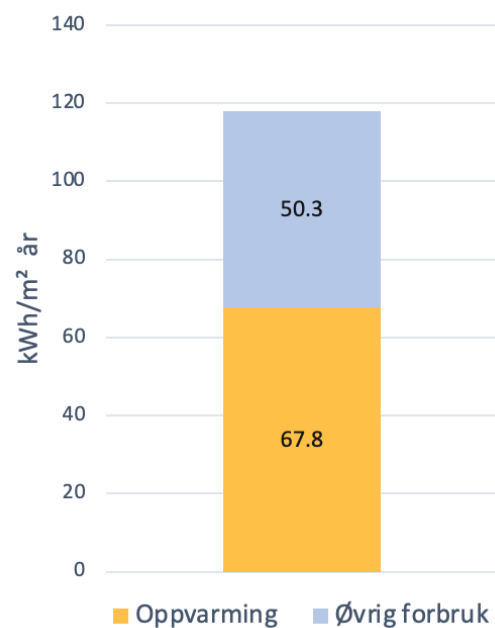


Figur 5.7: Energiforbruk for referansebygg - Idrettsbygg

Scenario 1 med oppgradert ventilasjonsanlegg med DCV og Scenario 2 med TEK17-oppgradering for idrettsbygg er vist i henholdsvis Figur 5.8 og Figur 5.9.



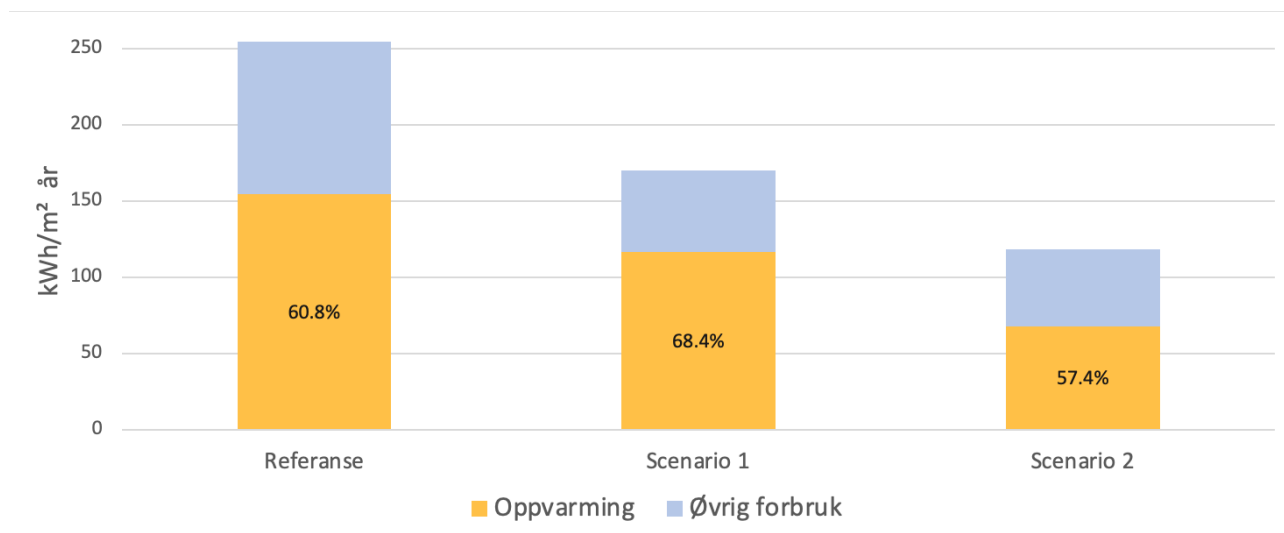
Figur 5.8: Oppgradert ventilasjon



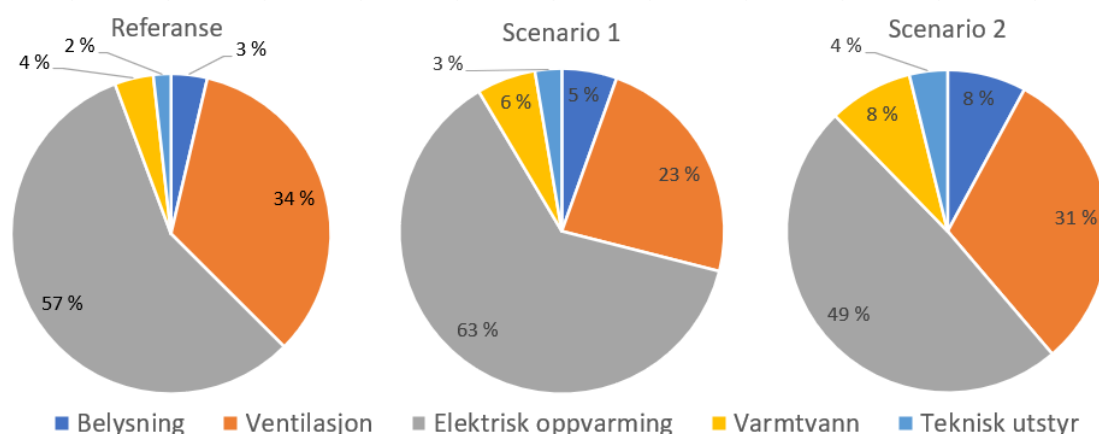
Figur 5.9: TEK17-standard

For Scenario 1, til venstre, reduseres det totale årlige spesifikke energiforbruket med 84.6 kWh/m<sup>2</sup> ned til 170.1 kWh/m<sup>2</sup>. Av dette går 68.4% til oppvarming. For Scenario 2 blir spesifikt årlig forbruk av energi i idrettsbygg 118.1 kWh/m<sup>2</sup>, hvor 57.4 % går til oppvarming. Totalforbruket er i dette tilfellet redusert 53.7% sammenlignet med referansemodellen, og oppvarmingsbehovet er redusert med 56.2%.

Hvert scenario opp mot referansemodellen er presentert i Figur 5.10. Kategorisering av forbruket er vist i Figur 5.11.



Figur 5.10: Reduksjon i spesifikt energiforbruk for idrettsbygg

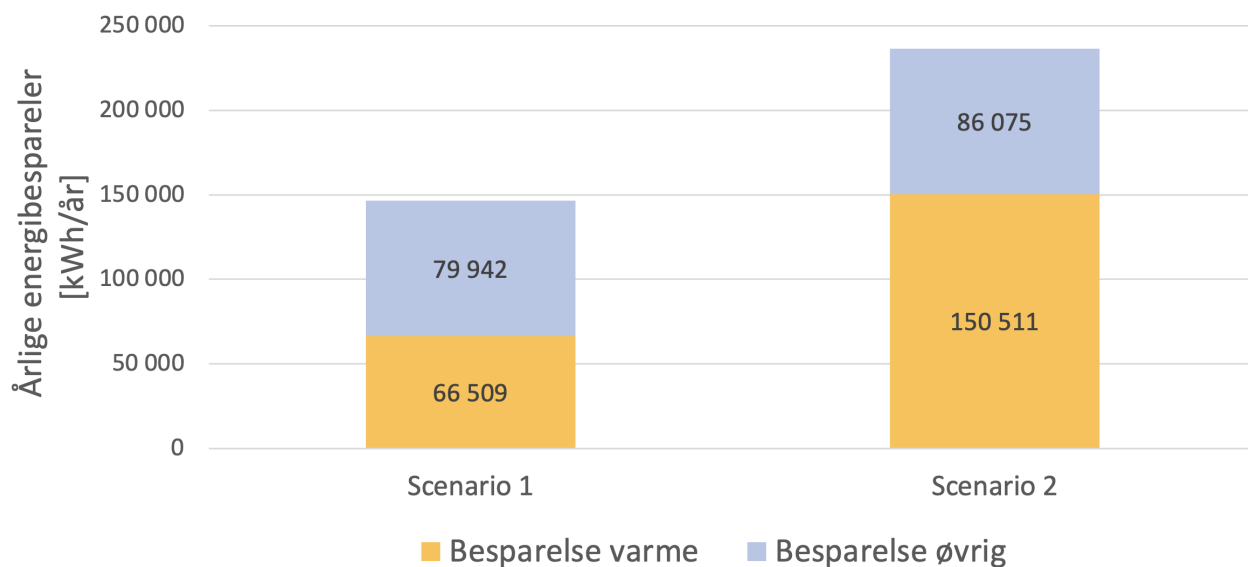


Figur 5.11: Prosentfordeling av årlig energiforbruk etter kategori for idrettsbygg

I motsetning til kontorbygg vil ikke andelen elektrisitetsforbruk til ventilasjonsaggregatet reduseres like mye ved oppgradering til TEK17, da luftmengdekravene i en idrettshall er relativt høye uavhengig av byggestandard. Isolert sett er likevel oppgradering av ventilasjonsaggregatet og bruk av behovsstyring mer strømbesparende i idrettsbyggene oppimot kontorbygg. Av brukertiltak som bør prioriteres utgjør belysning en dobbelt så stor andel av totalforbruket i forhold til teknisk utstyr i Scenario 2. Ved å oppgradere ventilasjonsanlegget og benytte behovsstyring

blir andelen øvrig forbruk nesten halvert, mens for Scenario 2 med TEK17-standard på bygget vil energibesparelsene ligge nærmest utelukkende i oppvarmingsandelen.

På lik linje med kontorbygg har effektene av rehabiliteringstiltak som er simulert i referansemodellen blitt benyttet for å se på besparelser i idrettshallen med sitt respektive BRA. Idrettshallen har et årlig totalforbruk på 440 972 kWh, basert på det spesifikke forbruket i referansemodellen på 254.6 kWh/m<sup>2</sup>. Årlige besparelser i kWh for hvert scenario er gitt i Figur 5.12.



Figur 5.12: Årlige besparelser i kWh for rehabilitering av Oppdals idrettshall



### 5.1.3 Energibruk alle bygninger

Tabell 5.1 viser en oppsummering av totalt og spesifikt oppvarmingsbehov som er kartlagt for utvalgte bygninger.

Tabell 5.1: Bygningsareal og energibruk for oppvarming

Spesifikt årlig oppvarmingsbehov				
#	Navn	BRA [m <sup>2</sup> ]	Varmebehov [kWh]	Spesifikt varmebehov [kWh/m <sup>2</sup> ]
1	Rådhus	3 560	316 782	88.9 *
2	Statens hus	1 780	151 078	84.9 *
4	Ungdomsskole	3 644	223 340	61.3
5	Barneskole og barnehage	4 500	366 006	81.3
6	Distriktsmedisinsk	3 000	263 700	87.9 *
7	Idrettshall	1 732	267 940	154.7 *
8	BOAS	4 757	188 915	39.73
SUM		22 973	1 777 761	

\* basert på simulering av referansemødel

Idrettshallen har størst spesifikt varmebehov, men dette er samtidig grunnet antagelser om at bygget har et spesifikt energibehov i mellomstaket av to representative idrettsbygg med høyt forbruk fra NVE-rapporten vist i Figur 2.4.

En oversikt over energiforbruk etter rehabilitering av kontor- og idrettsbygg er gitt i Tabell 5.2

Tabell 5.2: Bygningsareal og energibruk for oppvarming i rehabiliterte bygg

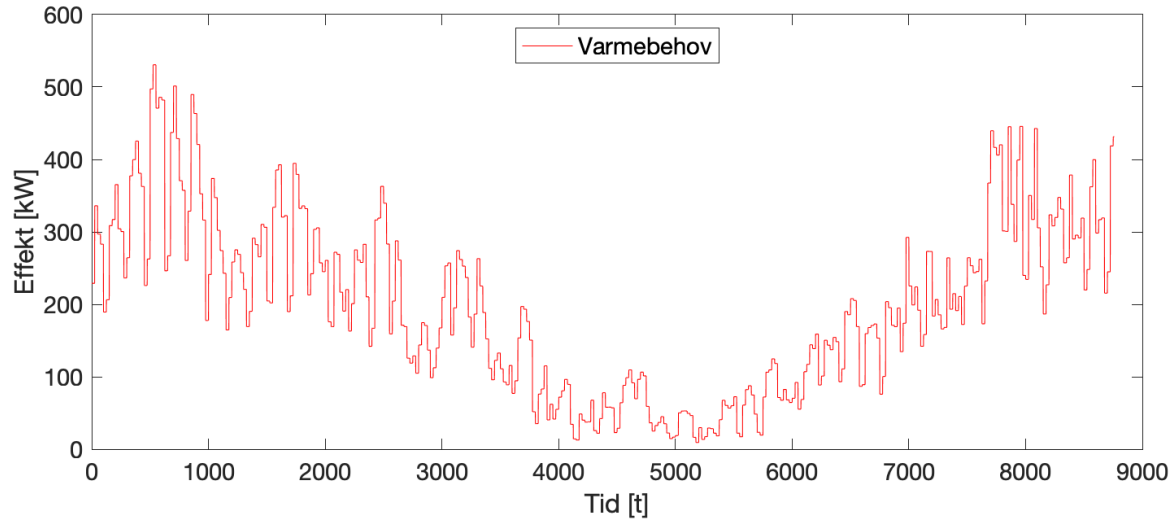
Spesifikt årlig oppvarmingsbehov				
#	Navn	BRA [m <sup>2</sup> ]	Varmebehov [kWh]	Spesifikt varmebehov [kWh/m <sup>2</sup> ]
1	Rådhus	3 560	144 358	40.55 *
2	Statens hus	1 780	72 179	50.55 *
4	Ungdomsskole	3 644	223 340	61.3
5	Barneskole og barnehage	4 500	366 006	81.3
6	Distriktsmedisinsk	3 000	121 650	40.55*
7	Idrettshall	1 732	117 377	67.77 *
8	BOAS	4 757	188 915	39.73
SUM		22 973	1 233 707	

\* basert på simulering av rehabiliteringstiltak

Resultatene ovenfor viser til en nedgang i oppvarmingsbehov på 30.6%. Som tidligere nevnt vil idrettshallen ha størst besparelespotensial ved oppgradering til TEK17 med DCV. Bygget er simulert til å redusere totalforbruket med hele 56%. Det er riktignok ikke simulert tiltak for bygningene som har god EOS-data tilgjengelig, nevnt i Delkapittel 4.4. Det er derfor viktig å påpeke at reduksjonen gjelder kun for kontor- og idrettsbygg. Reduksjonen av oppvarmingsforbruk i bygningsmodellene blir videre benyttet for analyse av økonomisk lønnsomhet i Delkapittel 5.4.

## 5.2 Energiforsyning

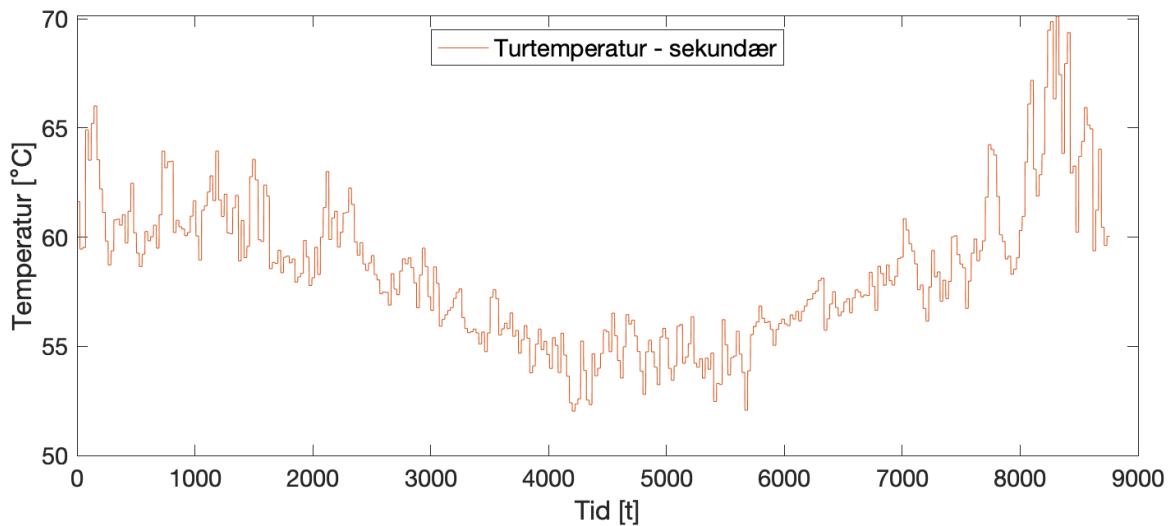
I dette kapitlet vil resultater fra simulering av energiforsyningsanlegget bli redegjort for, hvor fjernvarmesystemet i Case 1 dekker 70% av maksimalt effektbehov for oppvarming og Case 2 dekker 50%. Først presenteres dagens totale oppvarmingsbehov over ett år for alle byggene i Oppdal sentrum som studien omfavner, vist i Figur 5.13. Dette er inputdata for alle simuleringene som følger, med et årlig oppvarmingsbehov på 1.78 MWh. I tillegg kommer en kort gjentakelse av metodikk for simuleringene.



Figur 5.13: Gjeldende effektbehov for oppvarming time for time

Oppvarming i området har et maksimalt effektbehov lik 530.7 kW. Ved å oppgradere enkelte av byggene til TEK17-standard og installere nye ventilasjonsanlegg, ser man en nedgang i varmebehovet opptil 30%. Som tidligere vist under Delkapittel 5.1.3 tilsier dette en nedgang fra 1.78 MWh til 1.23 MWh, som er tiltenkt å gi rom for tilkobling av nye abonnenter fremfor nedskalering av systemet.

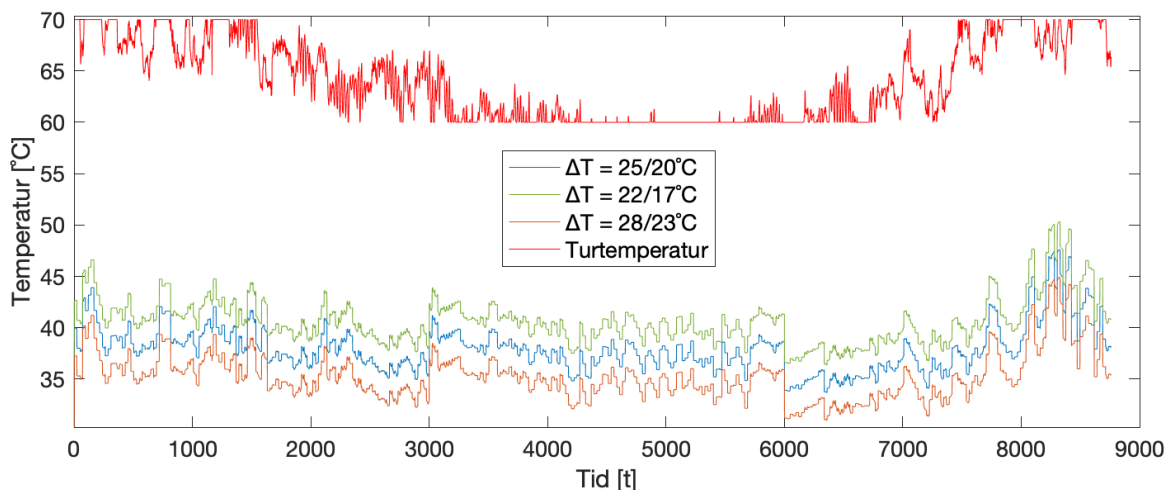
Figur 5.14 viser turtemperatur i varmesystemet fra Aune Skole fra 2019, som går til både rom- og tappevannsoppvarming. Som nevnt under Delkapittel 4.5 blir denne turtemperaturen benyttet som turtemperatur på sekundærside i Matlab-modellen, som videre legger føringer for returtemperatur på sekundærsiden gitt av tre ulike tilfeller av  $\Delta T$  mellom tur- og returtemperatur. Videre vil de analyserte returtemperaturene på sekundærside påvirke returtemperaturen på primærsiden via varmeveksling.



Figur 5.14: Logg over turtemperatur i varmeanlegget ved Aune Skole

Ved de første månedene av året ser man at temperaturen stort sett ligger mellom 60 og 65°C. Utover mot våren synker temperaturen under 60°C og ligger relativt jevnt rundt 55°C gjennom sommeren. Deretter øker temperaturen igjen mot høsten, og i starten av desember har man en kort periode med temperaturer opp mot 70°C. Det vises altså her at turtemperaturen varierer fra i overkant av 52°C på sommeren og opp mot 70°C mot slutten av året. Siden turtemperaturen som er satt til å bestemme returtemperatur på sekundærsiden er lavest på sommeren, settes  $\Delta T$  til 5°C mindre i sommerhalvåret for å ikke ha en lavere returtemperatur på primærsiden på sommer oppimot vinter. Alt som videre nevnes omkring  $\Delta T$ -verdier vil altså omhandle valg av temperaturforhold på sekundærsiden.

I Figur 5.15 presenteres tur- og returtemperatur på fjernvarmen ved bruk av ulike  $\Delta T$  på sekundærsiden, som videre benyttes for å analysere hvilken innvirkning dette har på driftssituasjonen.



Figur 5.15: Tur- og returtemperatur på fjernvarmen ved ulike  $\Delta T$  på sekundærside

I starten av året når utetemperaturen ligger under -5°C, ligger turtemperaturen på 70°C og i periodene på sommerhalvåret når utetemperaturen ligger over 10°C ligger turtemperaturen på 60°C i henhold til utekompenseringskurven. Gjennomsnittlig turtemperatur for fjernvarmen over hele året ligger rett i underkant av 64°C. For  $\Delta T$  lik 25/20°C ligger returtemperaturen på

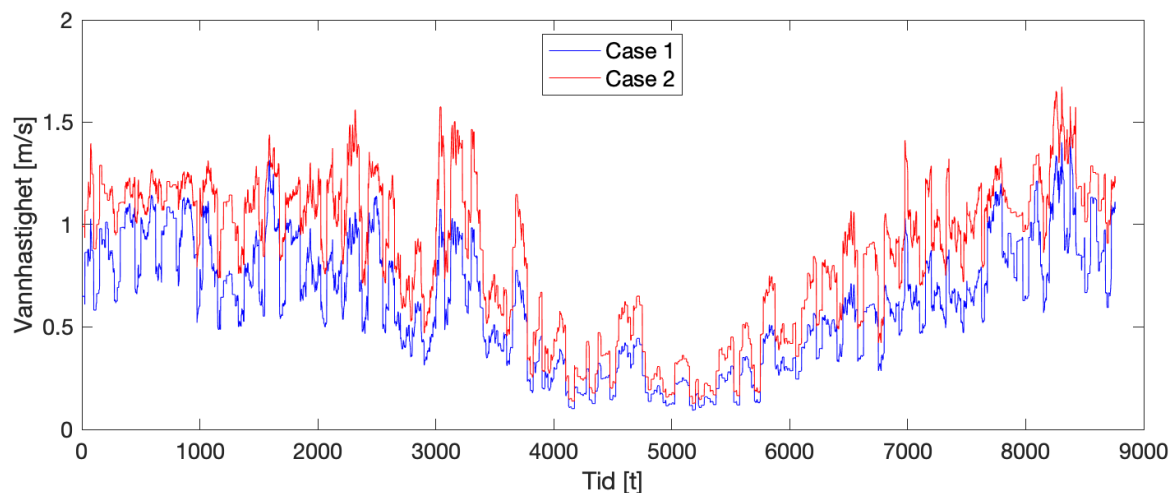
primærsiden rett i underkant av  $40^{\circ}\text{C}$  store deler av året, og gjennomsnittstemperaturen blir  $39.4^{\circ}\text{C}$ . I midten av desember måned ligger temperaturen periodevis i overkant av  $47^{\circ}\text{C}$ . Dette er et resultat av at turtemperaturen på sekundærnettet som returen styres etter ligger høyt opp mot  $70^{\circ}\text{C}$  i samme periode, som tidligere vist i Figur 5.14. Videre er ”hoppene” i temperatur ved  $t=3000$  og  $t=6000$  konsekvens av valget om å benytte en mindre  $\Delta T$  i sommerhalvåret, som skal representere problemer med å oppnå tilstrekkelig lav returtemperatur på primærsiden om sommeren. Ved å justere  $\Delta T$  opp eller ned med  $3^{\circ}\text{C}$  til  $\Delta T 22/17$  og  $\Delta T 28/23$  vil dette tilsvare  $2.7^{\circ}\text{C}$  opp og ned på primærsiden. Måten denne modellen er bygget opp på gjør naturlig nok at de resulterende returtemperatur på primærsiden vil følge hverandre med lik trend gjennom året.

Tabell 5.3 viser dimensjoner på fjernvarmerør som er benyttet for de ulike  $\Delta T$ -tilfellene på sekundærside for begge caser som er simulert. Rørdimensjonene er bestemt fra LOGSTOR sin kalkulator etter kriteriene  $\Delta P < 200 \text{ Pa/m}$  og  $q < 2 \text{ m/s}$  ved gitte temperaturforhold.

Tabell 5.3: Rørdimensjoner for ulike caser og temperaturer ( $\Delta T$  sommer/vinter)

Case	$\Delta T 25/20^{\circ}\text{C}$	$\Delta T 22/17^{\circ}\text{C}$	$\Delta T 28/23^{\circ}\text{C}$
1	DN65	DN65	DN65
2	DN65	DN65	DN50

Det vises til at DN65 er anbefalt dimensjon for alle temperaturtilfellene i Case 1, samt for to av tre tilfeller i Case 2. For  $\Delta T 28/23^{\circ}\text{C}$  ved Case 2 er det derimot mulig å gå ned én standarddimensjon til DN50 grunnet lavere massestrøm, og fortsatt oppfylle de gitte betingelsene. Vannhastighet for Case 1  $\Delta T 25^{\circ}\text{C}$  og Case 2  $\Delta T 28^{\circ}\text{C}$  presenteres i Figur 5.16, som representerer to ulike rørdimensjoner.

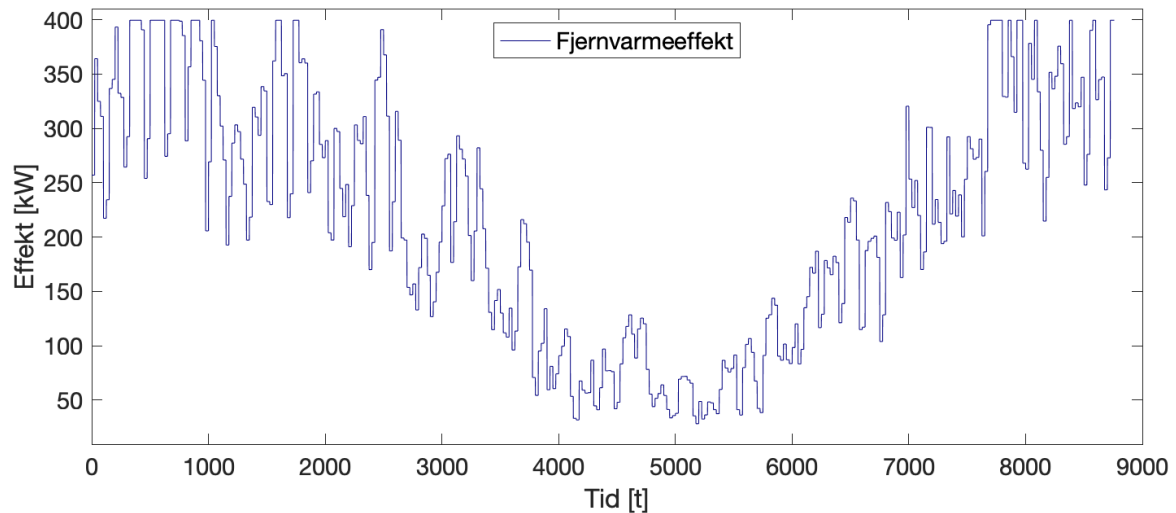


Figur 5.16: Vannhastighet for Case 1 og Case 2 [m/s]

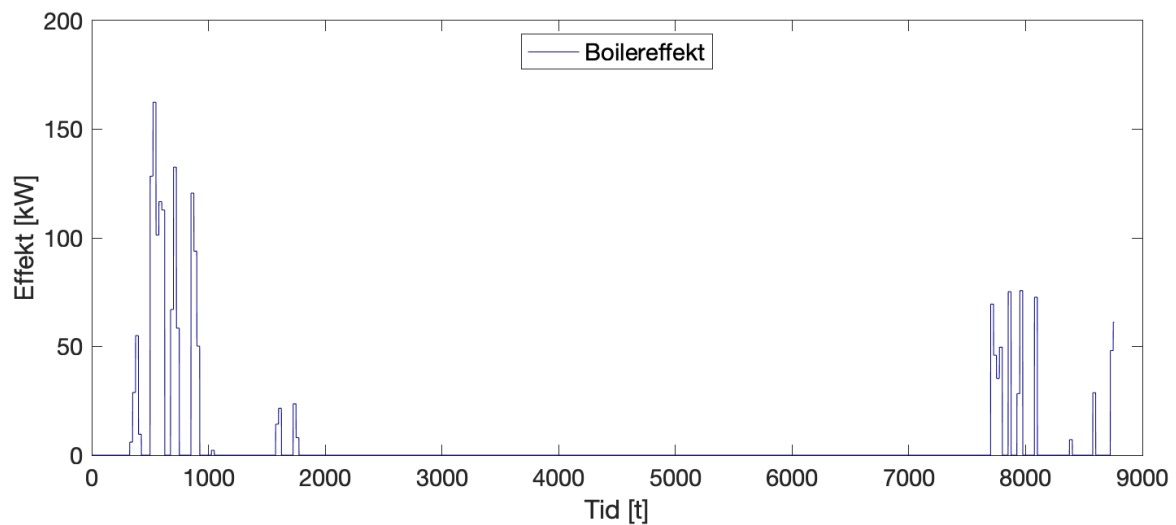
Figuren viser at hastigheten ligger godt under kriteriet på  $q < 2 \text{ m/s}$  for både Case 1 og Case 2. For Case 1 ligger maksimal hastighet rett i underkant av  $1.4 \text{ m/s}$  og for Case 2 ligger maksimal hastighet på  $1.66 \text{ m/s}$ . Man ser også fra figuren at vannhastigheten ved Case 2 svinger over større verdier enn ved Case 1. I tillegg ser man hvordan differansen i vannhastighet mellom Case 1 og Case 2 er større på vinterhalvåret enn på store deler av sommerhalvåret hvor hastigheten vises å være relativt lik.

### 5.2.1 Case 1 - 70% effektdekningsgrad

Case 1 tar som nevnt i Delkapittel 4.5 utgangspunkt i en dekningsgrad for fjernvarmen på 70% av maksimalt effektbehov for oppvarming. Resten av effektbehovet dekkes som spisslast av el-kjel i de respektive byggene. Effektbehov for fjernvarme og el-kjel samt grunnvannsuttak blir kun presentert for 25/20°C på sekundærsiden før alle resultater oppsummeres i en utledende tabell. Årlige grafer for effektbehov som dekkes av fjernvarme og el-kjel er presentert i henholdsvis Figur 5.17 og Figur 5.18.



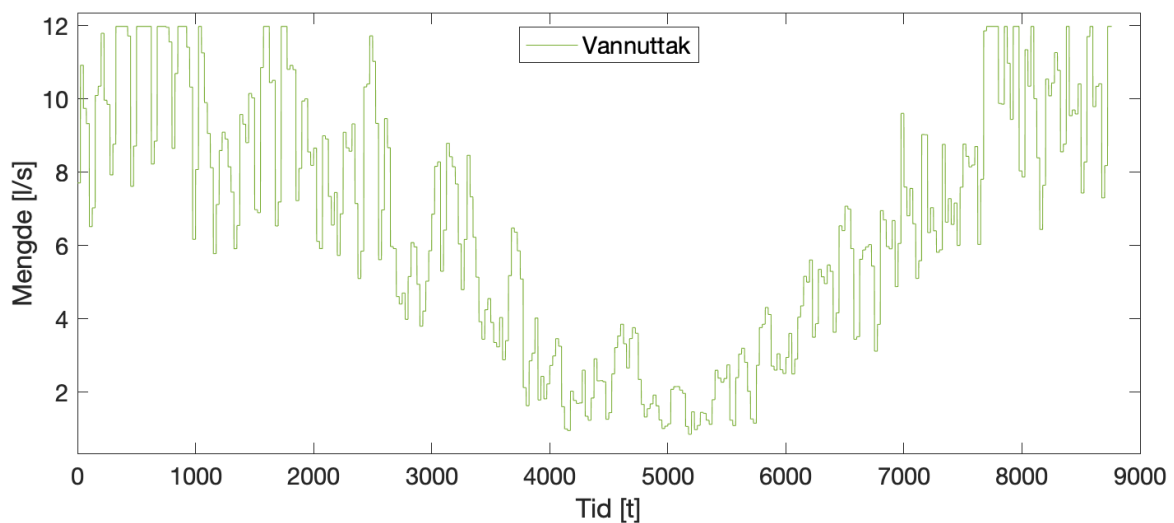
Figur 5.17: Fjernvarmeeffekt i løpet av året



Figur 5.18: El-kjeleffekt i løpet av året

Store deler av behovet for spisslast forekommer omkring månedsskiftet januar og februar samt siste halvdel av november. I de samme periodene ser man at fjernvarmen leverer maksimal effekt lik 399.4 kW. Utenom disse nevnte periodene, ser man i sammenheng med Figur 5.13 hvordan fjernvarmen regulerer seg igjennom året for å dekke nødvendig oppvarmingsbehov. Levert energi fra kondensatoren over året ligger på 1 950 000 kWh, hvorav 217 900 kWh går tapt i distribusjonsnettets grunnet varmetap. Dette tilsvarer at 11.2% av levert energi fra kondensatoren går tapt som varmetap. Dette er et noe høyt tall i forhold til at Statkraft oppgir et gjennomsnittlig varmetap i fjernvarme på typisk 5-10% [34], men samtidig sammenfallende med SSB-statistikk over varmetap i fjernvarmeproduksjon i Norge [35]. Prosentvis varmebehov dekket av fjernvarmen ender i denne casen opp på 97.4%, noe som viser til at 1 733 000 kWh av varmebehovet blir dekket av fjernvarme. Dette betyr at energiforbruket igjennom året fra el-kjeler ligger så lavt som 47 000 kWh.

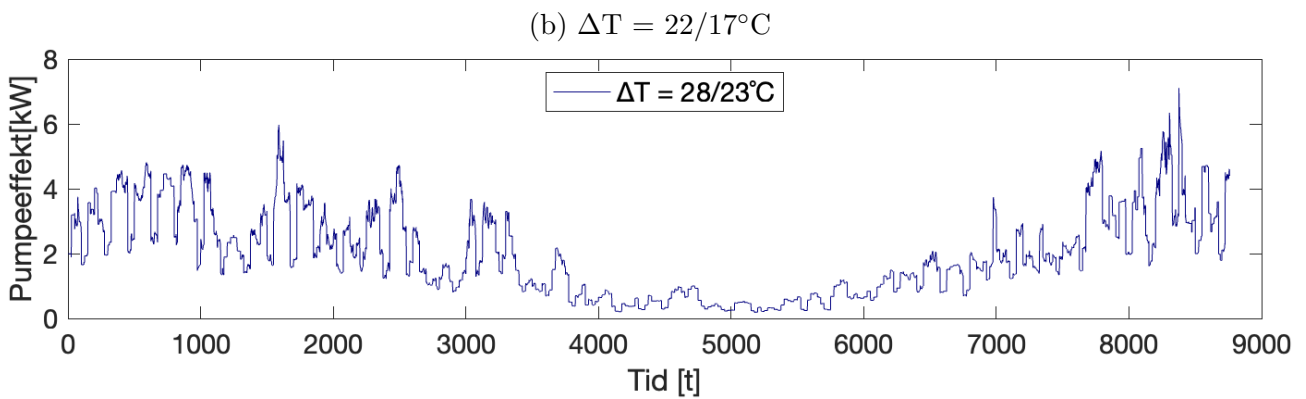
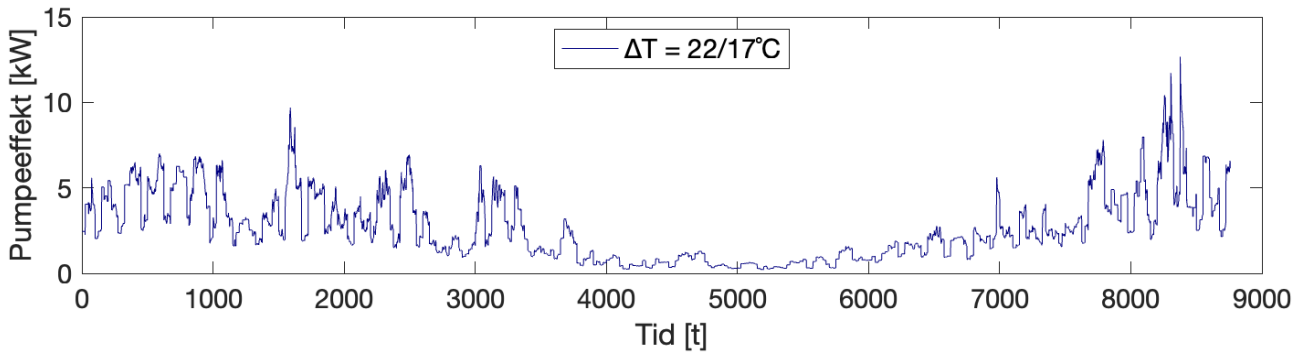
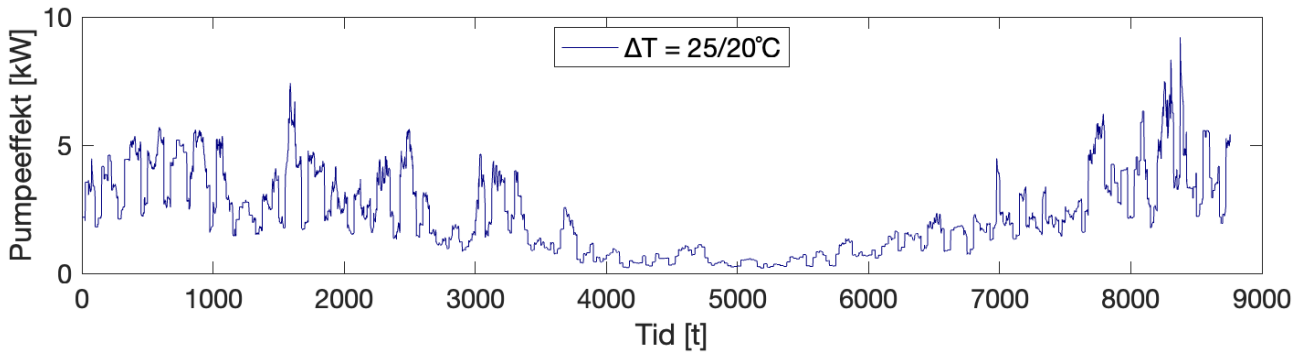
Nødvendig uttak av grunnvann for å forsyne fordamperen er presentert i Figur 5.19.



Figur 5.19: Nødvendig grunnvannsuttak

Maksimalt nødvendig vannuttak ligger i underkant av 12 l/s i perioder hvor varmepumpa yter maksimalt. Videre ser man hvordan vannuttaket reguleres i forhold til nødvendig fordampereffekt i varmepumpen. Mot sommeren hvor fjernvarmeeffekten ligger ned mot 30 kW i enkelte perioder, ser man at nødvendig vannuttak ligger under 1 l/s.

Figur 5.20 viser total pumpeeffekt for hele anlegget med ulik  $\Delta T$  på sekundærsiden.



Figur 5.20: Total pumpeeffekt

Fra Figur 5.20a ser man at pumpeeffekten ligger mellom 1.5 og 5.5 kW de første 3 månedene av året. Utover mot sommeren synker pumpeeffekten markant, og ligger stort sett under 1 kW hele sommeren. Laveste verdi ligger på 0.23 kW ved starten av juli. Pumpeeffekten er størst i midten av desember på 9.20 kW. Totalt energiforbruk for pumpearbeid over året ligger her på 19 747 kWh. I Figur 5.20b og Figur 5.20c vises pumpeeffekt for henholdsvis  $\Delta T$  22/17 og  $\Delta T$  28/23. For 22/17 ser man at makseffekten i desember går opp til 12.67 kW, og en minimumseffekten på 0.25 kW. Årlig pumpearbeid har da økt med 3 460 kWh. For 28/23 går makseffekten ned til 7.11 kW og minimumseffekten ned til 0.21 kW, som gir en reduksjon i pumpearbeid på 2 393 kWh. Fra den laveste til høyeste returtemperaturen på sekundærsiden vil en økning på 6°C altså tilsvare 5 850 kWh ekstra årlig pumpearbeid på primærsiden. Alle tre grafene viser til årlige pumpeforbruk i intervallet 17 000 - 23 500 kWh.

Tabell 5.4 viser en oppsummering av de viktigste resultatene fra analysen med ulike  $\Delta T$ . Faktiske verdier vises ved  $\Delta T$  25/20°C, mens verdier for  $\Delta T$  28/23 og 22/17° presenteres som en økning eller nedgang i forhold til  $\Delta T$  25/20°.

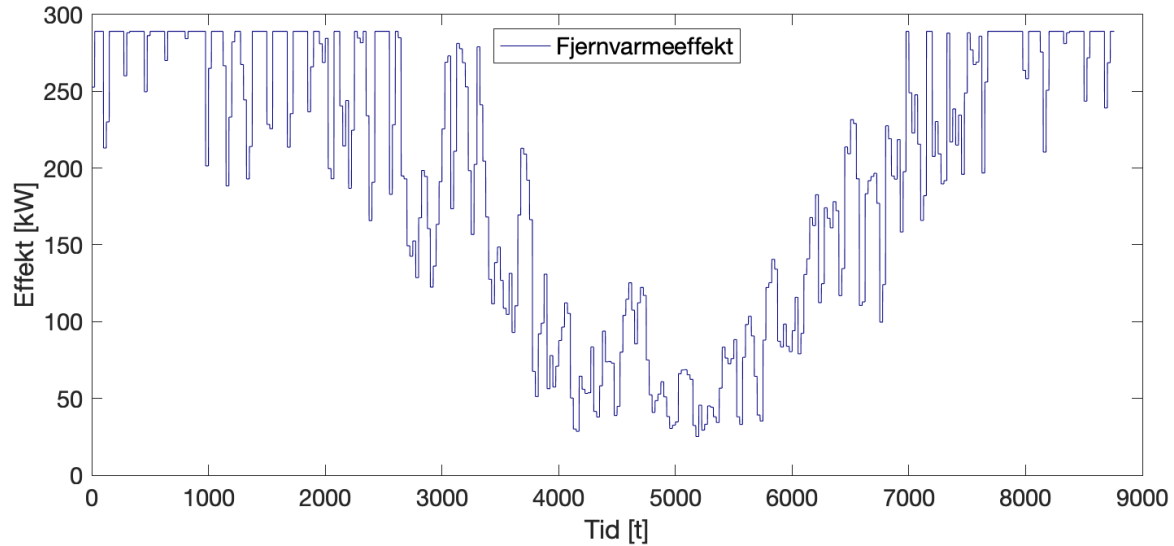
Tabell 5.4: Oppsummering av resultater ved ulike  $\Delta T$  på sekundærsiden

Case 1	$P_{kond}$ [kW]	$W_{komp}$ [kWh]	$P_{pumpe}$ [kW]	$W_{pumpe}$ [kWh]	$Q_{vann}$ [l/s]
$\Delta T$ 28/23 °C	-0.7	-2 395	-2.09	-2 393	-0.03
$\Delta T$ 25/20 °C	399.4	703 556	9.20	19 747	11.98
$\Delta T$ 22/17 °C	+0.8	+2 423	+3.47	+3 460	+0.03

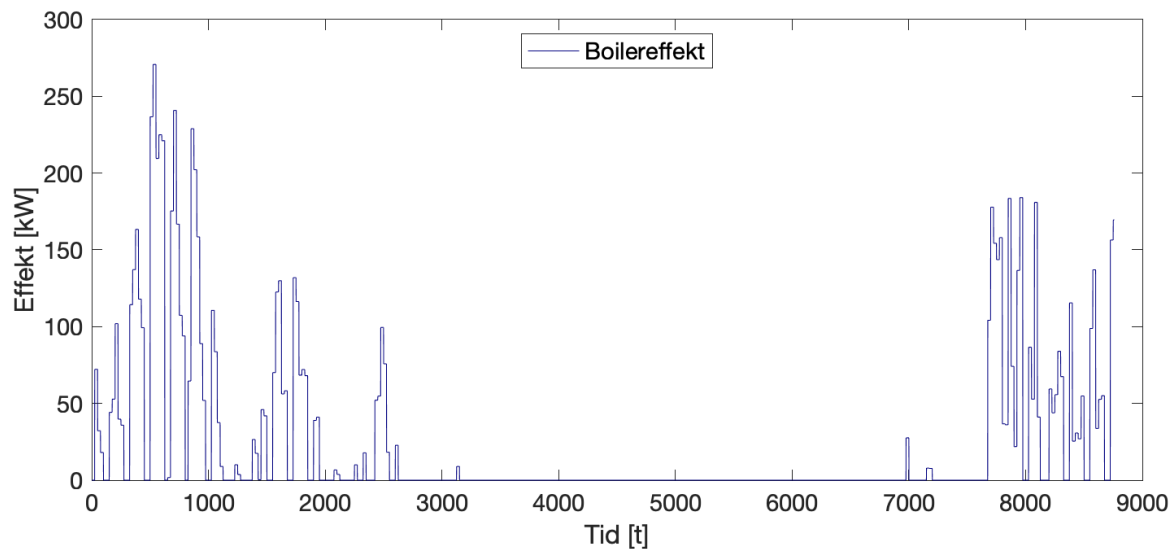


### 5.2.2 Case 2 - 50% effektdekningsgrad

Her presenteres resultater hvor fjernvarmen har en dekningsgrad på 50% av maksimalt effektbehov for oppvarming. Resterende effektbehov dekkes som tidligere av el-kjel. Effektbehov for fjernvarme, el-kjel og grunnvannsuttak presenteres kun for  $\Delta T$  lik 28/23°C med rørdimensjon DN50 for alle resultater oppsummeres i en utledende tabell. Figur 5.21 og Figur 5.22 viser årlig effektbehov for henholdsvis fjernvarme og el-kjel.



Figur 5.21: Fjernvarmeeffekt i løpet av året



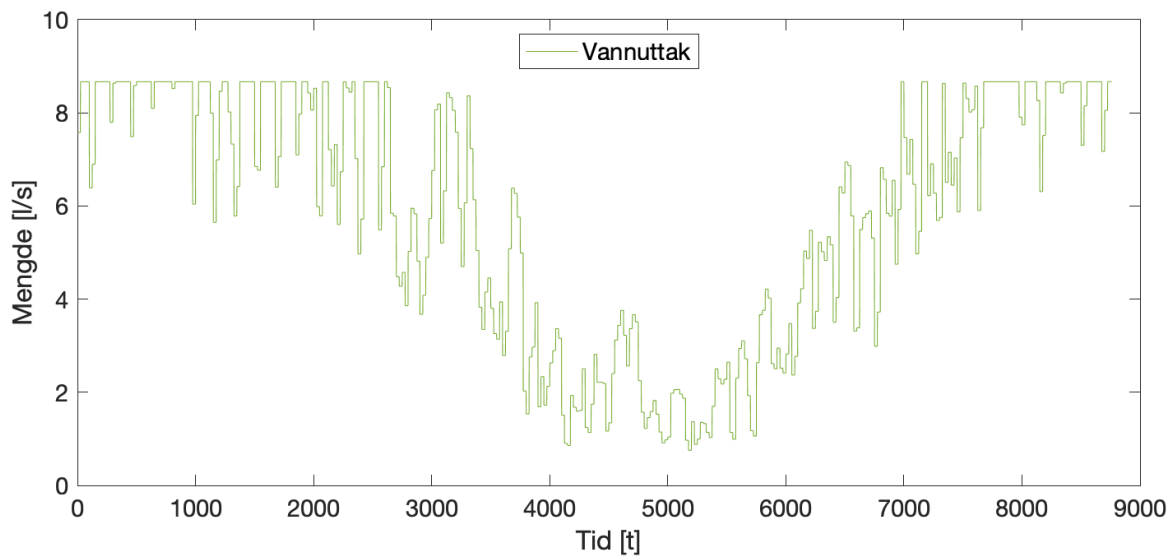
Figur 5.22: El-kjeleffekt i løpet av året

Det vises til et maksimalt effektbehov fra fjernvarmen på 289.1 kW, som er en nedgang i nødvendig kapasitet fra Case 1 på 27%. På sommerhalvåret blir behovet for fjernvarme tilnærmet likt som Case 1, med små variasjoner i varmetap, da det totale effektbehovet ligger under 50% av maksimalt behov og det derfor ikke anvendes spisslast. I periodene med størst oppvarmingsbehov ser man fra Figur 5.22 tidspunktene og omfanget av spisslast fra el-kjel.

Sammenlignet med Case 1 i Figur 5.18 ser man flere perioder i løpet av året hvor det er nødvendig med spisslast fra el.kjel. I tillegg er maksimalt nødvendig effektbehov fra el-kjel økt til 270 kW, sammenlignet med Case 1 på 162 kW.

Årlig energi levert av kondensatoren i fjernvarmesystem ender i Case 2 opp på 1 704 300 kWh, hvorav 184 500 kWh tilsvarer varmetap i nettet. Dette tilsier at fjernvarmen klarer å dekke 85% av områdetets varmebehov. Årlig energiforbruk dekt av el-kjel ligger på 212 130 kWh som er en økning på nesten 351% sammenlignet med Case 1. Varmetap isolert sett er i dette tilfellet redusert med 15.3% og tilsvarer nå 10.8% av levert kondensatorenergi. I likhet med Case 1 virker disse estimatene reelle basert på SSB-statistikk [35].

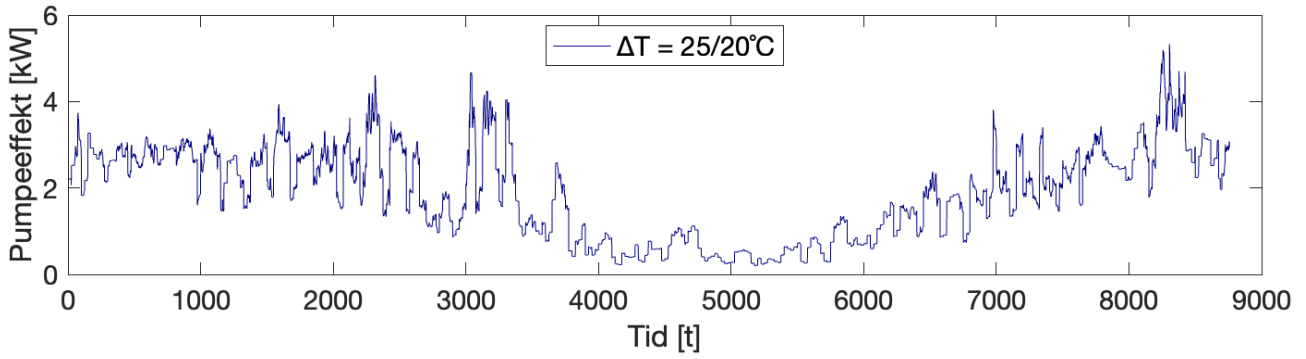
Figur 5.23 viser vannuttak som er nødvendig for å dekke fordamperbehovet i varmepumpe.



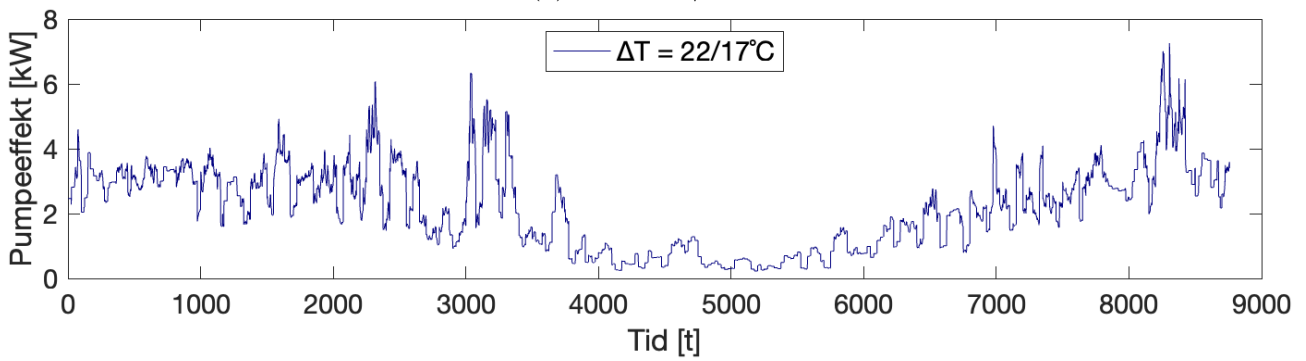
Figur 5.23: Nødvendig grunnvannsutttak - Case 2

Figuren viser til at vannuttaket maksimalt ligger på 8.67 l/s i store deler av de første 3 månedene, samt noen perioder på slutten av året. Sammenlignet med Case 1 i Figur 5.19, ser man at vannuttaket i kalde perioder vil ligge forholdsvis stabilt. Dette skyldes at varmepumpen i større grad enn Case 1 vil gå på sin maksimale effekt, da effektbehovet oftere vil være større enn varmepumpeeffekten. Mot sommeren ligger vannuttaket i enkelte perioder helt ned i 0.75 l/s når fjernvarmeeffekten når sin bunn på omtrent 25 kW.

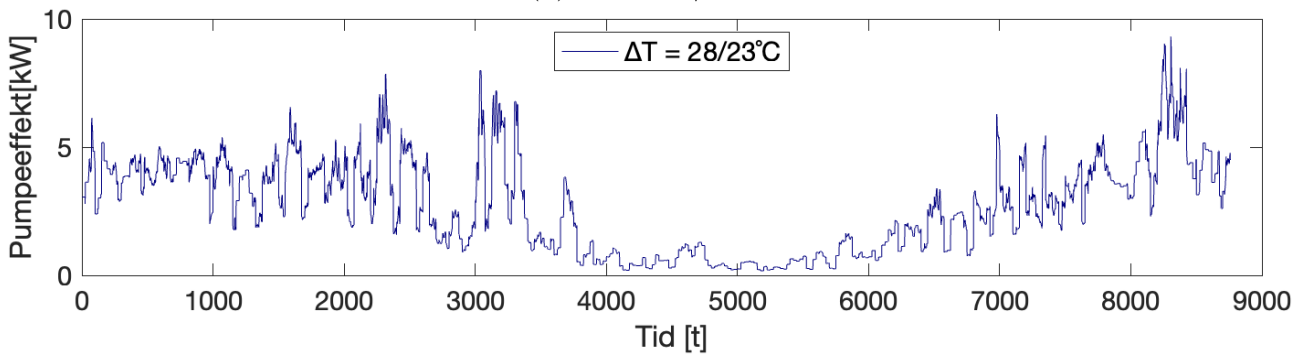
Figur 5.24 presenterer total pumpeeffekt for anlegget ved ulike  $\Delta T$  på sekundærsiden.



(a)  $\Delta T = 25/20^\circ\text{C}$



(b)  $\Delta T = 22/17^\circ\text{C}$



(c)  $\Delta T = 28/23^\circ\text{C}$

Figur 5.24: Pumpeeffekt Case 2

Nødvendig pumpeeffekt for ulik  $\Delta T$  på sekundærsiden vil for Case 2 naturlig nok bli lavere enn for Case 1. Samtidig, for  $\Delta T$  28/23 hvor det benyttes DN50-rør, vil maksimal effekt for pumper øke med 4 kW i forhold til  $\Delta T$  25/20 som benytter DN65 og har maksimal effekt lik 5.3 kW. Sammenlignet med Case 1, ser man altså at pumpeeffekten øker istedet for å minke mellom disse temperaturdifferansene, som betyr at reduksjon i dimensjon vil ha større påvirkning enn 3°C senking av returtemperatur på sekundærside. På samme vis vil årlig pumpearbeid gå opp med 7 019 kWh fra  $\Delta T$  25/20 til  $\Delta T$  28/23, men netto arbeid for pumpe og kompressor reduseres med 5 328 kWh. Steget fra  $\Delta T$  25/20 til  $\Delta T$  22/17 gir en økning i årlig pumpeforbruk lik 2 586 kWh med 1.9 kW høyere installert effekt. Alle tre grafene viser til årlig pumpeforbruk i intervallet 16 500- 23 500 kWh.

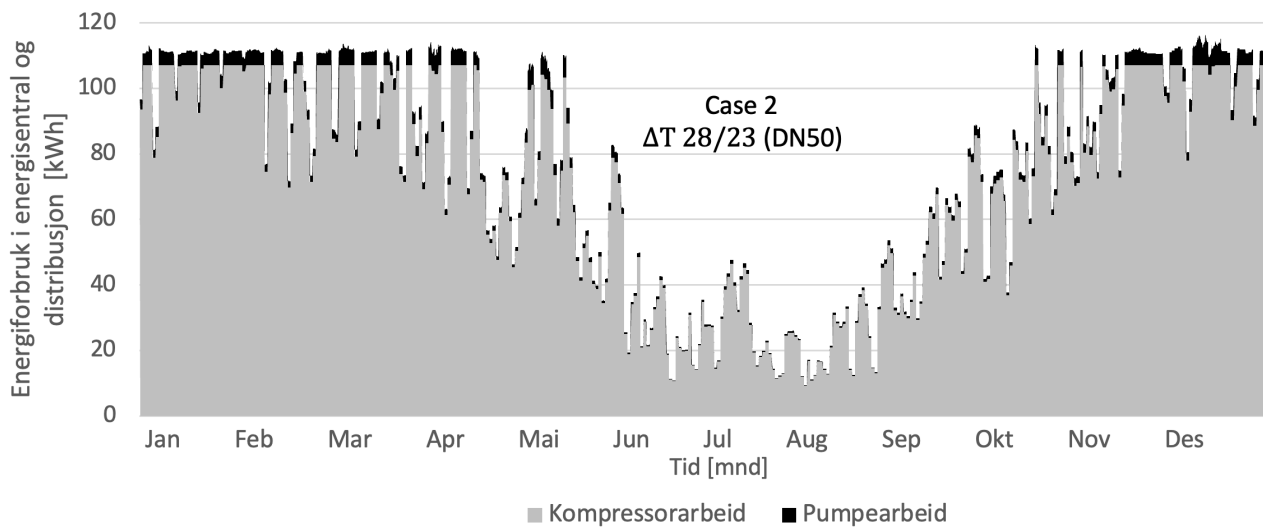
Tabell 5.5 viser en oppsummering av de viktigste resultatene fra analysen med ulik  $\Delta T$ . Faktiske verdier vises ved  $\Delta T$  25/20°C, mens verdier for  $\Delta T$  28/23 og 22/17°C presenteres som en økning eller nedgang i forhold til  $\Delta T$  25/20°C.

Tabell 5.5: Oppsummering av resultater ved ulik  $\Delta T$  på sekundærsiden

Case 2	$P_{kond}$ [kW]	$W_{komp}$ [kWh]	$P_{pumpe}$ [kW]	$W_{pumpe}$ [kWh]	$Q_{vann}$ [l/s]
$\Delta T$ 28/23 °C	-4.2	-12 347	+4.0	+7 019	-0.12
$\Delta T$ 25/20 °C	293.3	643 582	5.3	16 593	8.79
$\Delta T$ 22/17 °C	+0.7	+2 423	+1.9	+2 586	+0.03

Fra resultatene er det utfordrende å vurdere hvilken Case som kommer best ut av analysen ved de parameterene som er undersøkt. Case 1 kommer fordelaktig ut ved en høyere dekningsgrad av totalt energibehov igjennom året, selv om Case 2 også oppnår en respektiv høy dekningsgrad på 85%. En høy energidekningsgrad kommer som et resultat av en høy dekningsgrad av effektbehovet ved begge casene i kombinasjon med hvordan årsprofilen av oppvarmingsbehovet ser ut. For å underbygge dette ser man fra Case 1 at tidspunkter i løpet av året hvor effektbehovet er over 70% av maksimalt effektbehov kun er på 227 timer, som tilsier 2.6% av tiden.

Som en konsekvens av en høyere oppvarmingsandel dekt av fjernvarme ved Case 1, ser man et høyere pumpearbeid i forhold til Case 2 for alle temperaturforhold på sekundærside som er undersøkt, gitt lik rørdimensjon. Energibruk for pumpearbeid ligger prosentvis lavt sammenlignet med totalt energiforbruk i anlegget, hvor Case 2 med  $\Delta T$  28/23°C får den høyeste andelen tilsvarende 3,6% av systemets energiforbruk, vist i Figur 5.25. Sammenligning av  $\Delta T$  28/23 for begge caser viser at selv om fjernvarmen i Case 2 skal dekke 20% mindre av maksimalt effektbehov, vil årlig pumpearbeid i Case 2 likevel bli størst grunnet reduksjon i rørdimensjon.



Figur 5.25: Andel pumpearbeid av totalt energiforbruk i energisentral og distribusjon

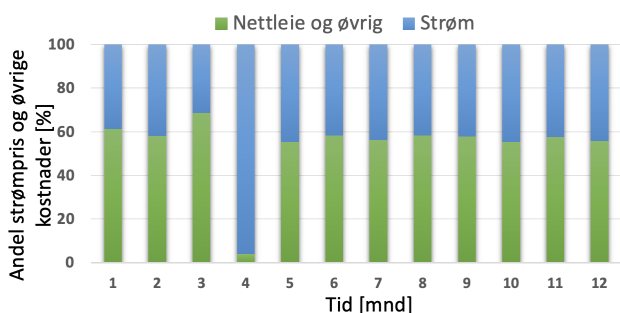
Videre viser Case 1 og 2 til små forskjeller i andel varmetap av total varme levert, hvor begge havner på omtrentlig 11%. Samtidig gir endringene av  $\Delta T$  på sekundærsiden små utslag på varmetap, som for DN65 reduseres med omtrentlig 2 000 kWh/år per °C sekundærreturen senkes.

## 5.3 Strømkostnader og forbruk

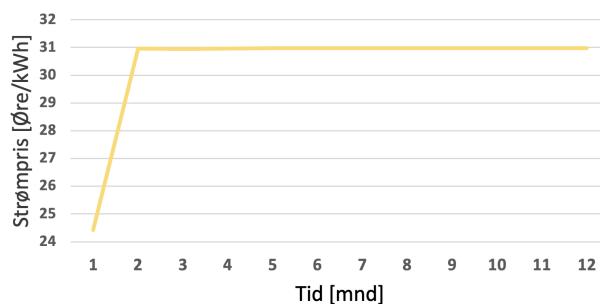
I dette kapittelet presenteres data for strømkostnader, strømpriser og forbruk for alle kommunale bygninger i Oppdal kommune. Dette omfavner en større andel bygg enn oppgavens avgrensninger, men gir gode nøkkeltall for analyse av fremtidige besparelser. Strømpriser er gitt i månedlige snittverdier, og forbruk representerer totalt forbruk av strøm.

### 5.3.1 Strømkostnad - 2020

I 2020 utgjorde andelen nettleie og øvrige kostnader av de totale kostnadene et gjennomsnitt på 58.4%, hvor høyeste og laveste andel var henholdsvis 55.3% og 68.6%. April er ekskludert i disse tallene da totalkostnadene besto av en unormalt høy andel strømkost. I følge Oppdal Kommune var dette et resultat av en overgangsfase hvor flere bygninger ble inkludert i avtalen med Ishavskraft, som resulterte i en etterbetaling av nettleie. Månedsverdiene fremgår i Figur 5.26. I Figur 5.27 fremgår det at kommunen har fastprisavtale på strøm i 2020, og at prisen fra februar til desember lå rett i underkant av 31 øre/kWh.

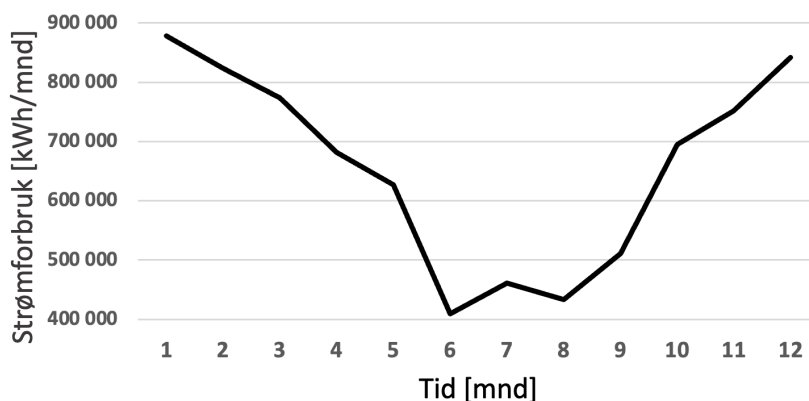


Figur 5.26: Andel strøm og øvrige kostnader av totale strømkostnader i Oppdal - 2020



Figur 5.27: Strømpriser for kommunale bygg i Oppdal - 2020

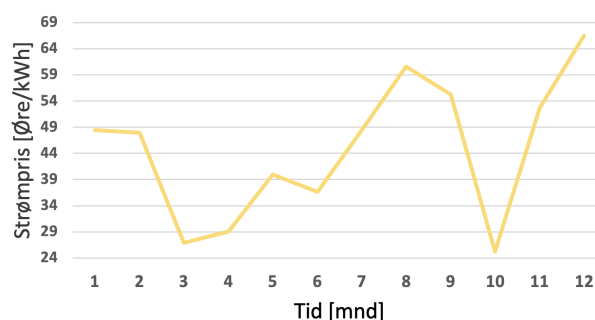
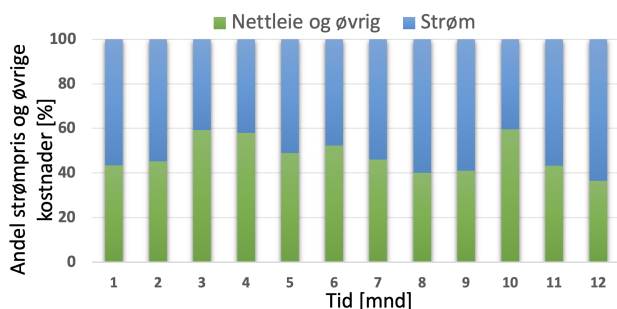
Høyeste og laveste månedsforbruk for 2020 ble registrert i henholdsvis januar med 878 161 kWh og juni med 408 916 kWh, vist i Figur 5.28.



Figur 5.28: Månedlig strømforbruk for kommunale bygg i Oppdal - 2020

### 5.3.2 Strømkostnad - 2021

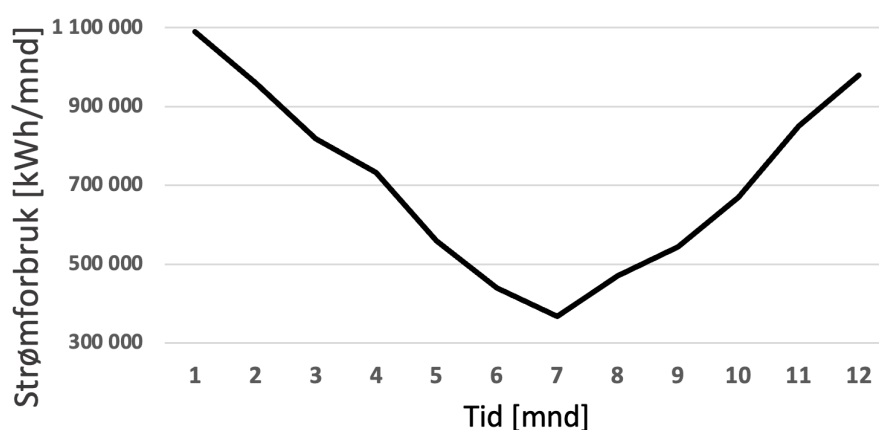
I 2021 gikk Oppdal kommune bort fra fastprisavtale på strøm til fordel for spotprisavtale. Månedsverdier for strømpris gjennom året utgjør et gjennomsnitt på 44,8 øre/kWh, hvor høyeste og laveste verdi er registrert i henholdsvis desember med 66,5 øre/kWh og oktober med 25,2 øre/kWh vist i Figur 5.30. Andel nettleie opp imot totale strømkostnader er i snitt over året 47,9%, en nedgang på 10,5 prosentpoeng fra 2020, vist i Figur 5.29.



Figur 5.29: Andel strøm og øvrige kostnader av totale strømkostnader i Oppdal - 2021

Figur 5.30: Strømpriser for kommunale bygg i Oppdal - 2021

Månedlig forbruk i 2021 var på sitt høyeste i januar med 1 090 076 kWh og sitt laveste i juli med 368 018 kWh, vist i Figur 5.31. Totalt over året har forbruket økt til sammenligning med 2020, men samtidig er det usikkert hvor stor andel av dette som er en reell økning i forbruk eller konsekvens av at nye bygninger ble lagt inn i strømvavtalen i april 2020.

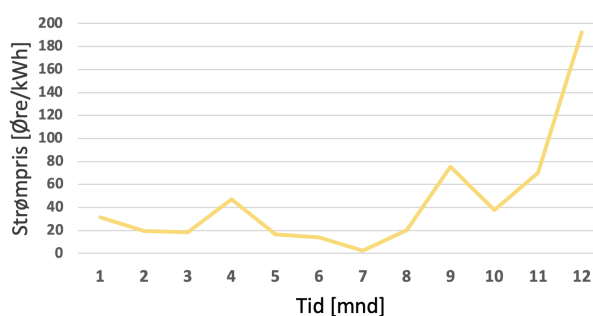
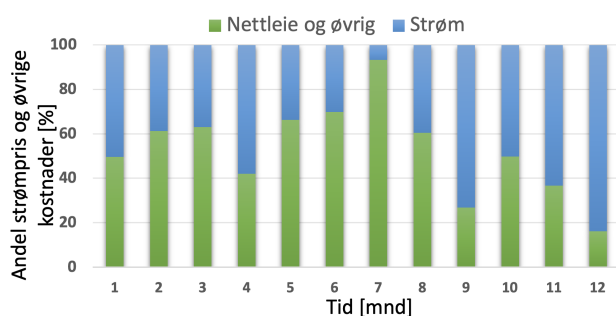


Figur 5.31: Månedlig strømforbruk for kommunale bygg i Oppdal - 2021

### 5.3.3 Strømkostnad - 2022

2022 ble et noe mer turbulent år hva gjelder strømpriser, vist i Figur 5.33. Fra januar til august er gjennomsnittlig strømpris 21.2 øre/kWh, som er lavere enn noen månedsverdi i 2020 og 2021. Et stort bidrag til dette er snittprisen i juli som er helt nede i 2.5 øre/kWh, men fire øvrige måneder ligger også under 20 øre/kWh i første halvdel av året. Både i september og november når strømprisen nye høyder over 70 øre/kWh før det i desember stiger helt til en snittverdi på 192.2 øre/kWh. Fra juli til desember øker altså strømprisen med svimlende 7 588%. Det betyr eksempelvis at et forbruk som koster omtrentlig 1 000 000 kr i ren strømpris i desember hadde kostet 13 000 kr i juli.

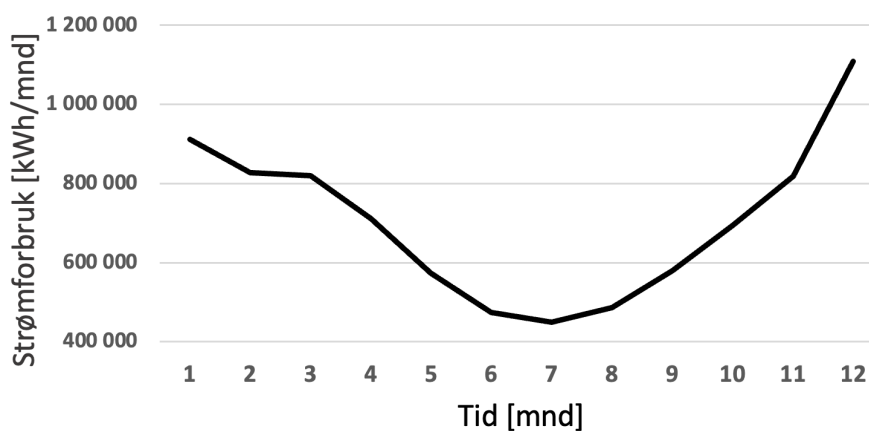
Andelen nettleie og øvrige kostnader gjennom året har en snittverdi på 52.9% og havner i mellomskiktet mellom 2020 og 2021. Utslagene i strømpris gjenspeiles godt i andelsfordelingen mellom strøm og nettleie, vist i Figur 5.32.



Figur 5.32: Andel strøm og øvrige kostnader av totale strømkostnader i Oppdal - 2022

Figur 5.33: Strømpriser for kommunale bygg i Oppdal - 2022

Forbruket i 2022 er i likhet med 2021 på sitt laveste i juli, men i motsetning til tidligere år er forbruket på sitt høyeste i desember og ikke januar. I desember er forbruket 1 109 163 kWh, som er det høyeste månedsforbruket i perioden som er analysert.

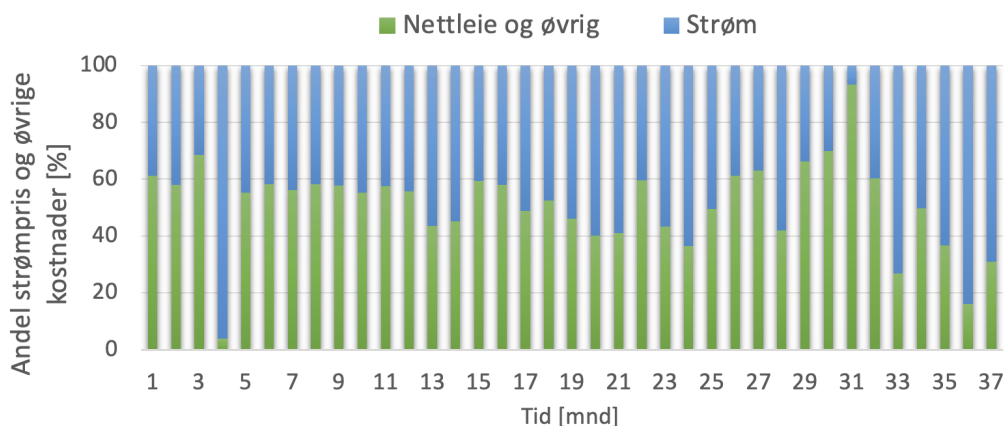


Figur 5.34: Månedlig strømforbruk for kommunale bygg i Oppdal - 2022



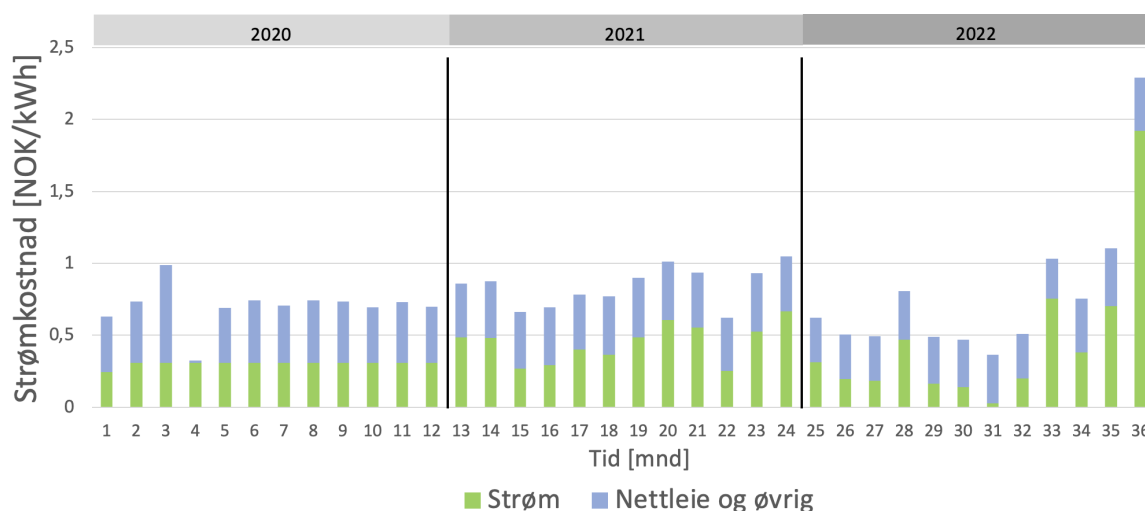
### 5.3.4 Forbruk og kostnader - oppsummert

Strømprisene for 2020 og 2022 viser til størst variasjon blant årene som er analysert, og danner sammen med nettleievariasjonene et godt underlag for økonomisk analyse av bygningsrehabilitering og etablering av energisentral. I Figur 5.35 er prosentfordelingen mellom strømkostnad og øvrige kostnader for alle måneder i perioden januar 2020 til januar 2023 oppsummert. Ved å utelukke april 2020 hvor nettleien var neglisjerbar grunnet etterbetaling fra strømleverandøren, samt juli og desember 2022 hvor strømprisene enten var ekstremt lav eller høy i forhold til normale verdier, er gjennomsnittlig andel øvrige kostnader knyttet til strømforbruk lik 52.2% over hele perioden.



Figur 5.35: Andel strøm og øvrige kostnader av totale strømkostnader i Oppdal - 2020-2022

Totalpris for både strøm og øvrige kostnader med nettleie og avgifter i perioden er presentert i Figur 5.36. De månedlige totalkostnadene per kWh fra 2020 og 2022 benyttes senere i LCOE- og nåverdiberegninger for de økonomiske analysene av energiforsyning og bygningsrehabilitering. Dette er beskrevet i Delkapittel 4.2.



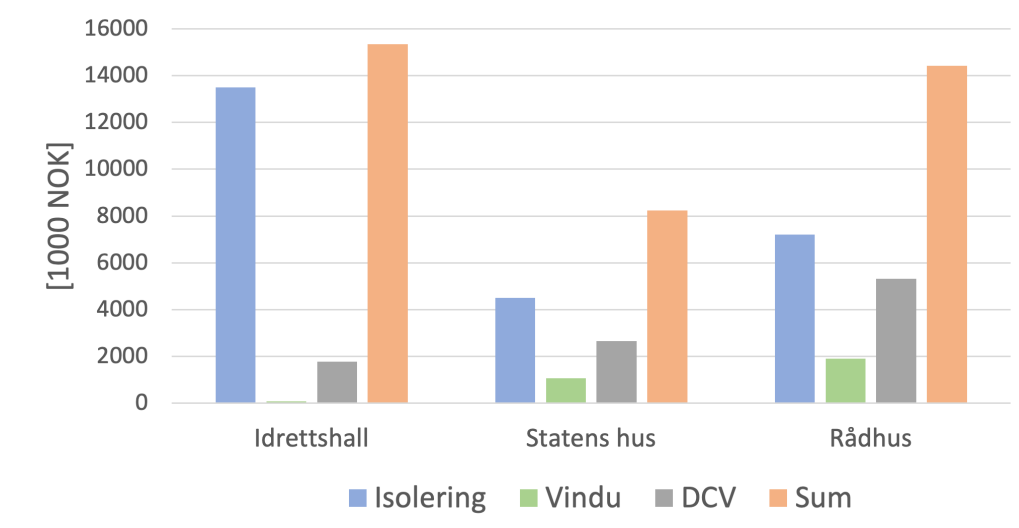
Figur 5.36: Totalpris for strøm og øvrige kostnader 2020-2023

## 5.4 Lønnsomhet - bygningsrehabilitering

I dette delkapittelet presenteres de økonomiske resultatene for rehabilitering av utvalgte bygg i Oppdal sentrum. Investeringskostnad for de ulike rehabiliteringene blir introdusert før den økonomiske lønnsomheten for de ulike tiltakene presenteres.

### 5.4.1 Investeringskostnader

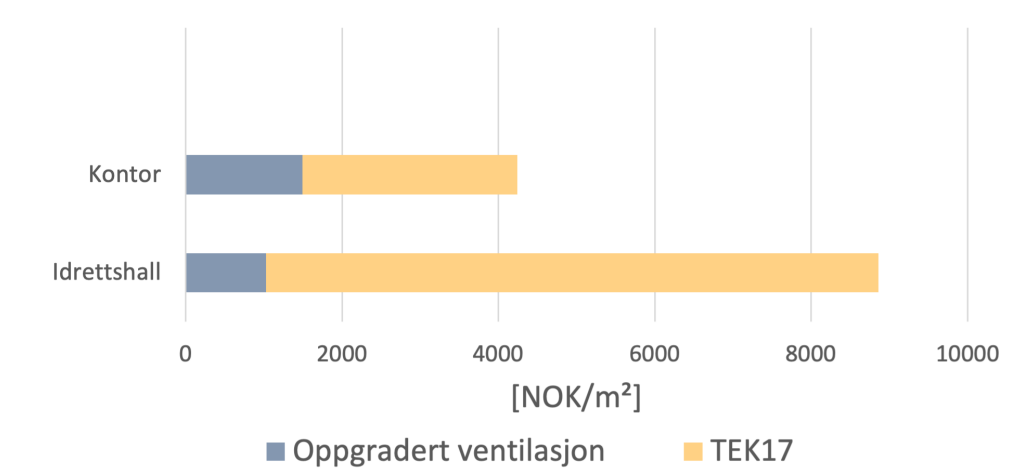
Ved å gange opp spesifikke priser for utvalgte rehabiliteringstiltak for idrettshallen og kontorbyggene får idrettshallen den høyeste total kostnaden, vist i Figur 5.37. Det er tydelig at isolering av vegger og tak på idrettshallen er en stor kostnad på bakgrunn av stor takhøyde og stor grunnflate. Samtidig vises det at utskifting av vinduer og oppgradering av ventilasjon kommer billigst ut for dette bygget. Isolering er også den største kostnadsposten for kontorbyggene, men kostnadene for oppgradering av vindu og ventilasjon er mer fremtredende. Total kostnad for oppgradering av alle tre bygninger ender på 38 008 970 NOK.



Figur 5.37: Kostnader for oppgradering av bygg

Som nevnt i Delkapittel 4.6 er det ikke sett på fordeling av isolerings- og vinduskostnader for DMS. For dette bygget blir det antatt investeringskostnader tilsvarende Statens Hus og Rådhuset regnet om til NOK/m<sup>2</sup>. I Figur 5.38 fremgår det hvordan de spesifikke kostnadene for hver bygningskategori fordeler seg mellom oppgradering av ventilasjon og øvrig oppgradering av bygning til TEK17-standard.

Idrettshallen får en særdeles høyere spesifikk kostnad grunnet de store ytre overflatene i bygget som må rehabiliteres ved etterisolering. TEK17-oppgradering av kontorbyggene omfavner en større kostnad for vindusutskifting og oppgradering av ventilasjon. Derimot ser man at pris for etterisolering og tilhørende arbeid er såpass lav i forhold til idrettsbygg at den spesifikke kostnaden ender opp på mindre enn halvparten.



Figur 5.38: Spesifikk kostnad for oppgradering av ventilasjon og bygning

### 5.4.2 Økonomisk lønnsomhet

I dette kapitlet analyseres lønnsomheten av Scenario 1 og 2 ved bygningsrehabilitering for begge bygningskategoriene, med strømpriser fra år 2020 og 2022. Totale rehabiliteringskostnader som er benyttet i videre beregninger er gitt i Tabell 5.6, hvor spesifikke priser er beskrevet i Delkapittel 4.6.3.

Tabell 5.6: Totale investeringskostnader i NOK for rehabilitering

	Scenario 1	Scenario 2
Idrettsbygg	1 780 496	15 346 923
Kontorbygg	12 476 640	35 393 536

For å få et nøyaktig bilde på lønnsomhet av investeringene beregnes NV av de årlige besparelsene over levetiden, før investeringen trekkes fra. Resulterende NNV er gitt i Tabell 5.7. For Scenario 1 benyttes en levetid på 20 år og Scenario 2 er satt til å ha 60 år levetid. I samme tabell er det gjort sensitivitetsanalyse av diskonteringsrente mellom 2 og 6% for å se på effekten av dette valget.

Tabell 5.7: Sensitivitetsanalyse av diskonteringsrente og strømpris for NNV av bygningsrehabilitering

	Strømpris 2020				Strømpris 2022			
	Scenario 1		Scenario 2		Scenario 1		Scenario 2	
r = 2%	Kontor	-kr 10 374 901	-kr 18 084 352	-kr 10 087 261	-kr 15 279 163			
	Idrett	-kr 60 125	-kr 9 428 905	kr 237 007	-kr 8 288 967			
r = 4%	Kontor	-kr 10 695 555	-kr 23 907 279	-kr 10 490 732	-kr 22 302 462			
	Idrett	-kr 322 590	-kr 11 419 766	-kr 70 790	-kr 10 663 311			
r = 6%	Kontor	-kr 10 944 533	-kr 27 030 361	-kr 10 800 579	-kr 26 041 732			
	Idrett	-kr 526 395	-kr 12 487 550	-kr 309 795	-kr 11 936 773			

Det fremgår at samtlige investeringer har negativ NV med unntak av Scenario 1 for idrettsbygg med strømpriser fra 2022 og diskonteringsrente på 2%. Uavhengig av rentesats viser beregningene at Scenario 1 alltid er mer lønnsomt enn Scenario 2 med god margin. Eksempelvis har Scenario 2 for kontorbygg et potensiale på 578 650 NOK årlige besparelser med strømprisene fra 2022, mens investeringskostnaden har en prislapp på hele 35.4 MNOK. NV av årlige besparelser på 578 650 NOK i 60 år med en diskonteringsrente på 4% utgjør 13.1 MNOK i dagens pengeverdi. Dette betyr at investeringskostnaden på nesten det tre-dobbelte, sørger for at dette er et tapsprosjekt. For alle rentesatser fra 2-6% med begge strømprisene er det kun Scenario 1 for idrettsbygg som nærmer seg positiv NV, mens øvrige tilfeller har negative verdier i millionklassen.

I tillegg er det foretatt sensitivitetsanalyse på hvordan en økning i strømkostnader fra 2022 slår ut på NV. I Tabell 5.8 er en økning på 25, 50 og 75% presentert, med 4% diskonteringsrente.

Tabell 5.8: Sensitivitetsanalyse av økende strømpriser for NNV av bygningsrehabilitering

		Strømpris 2022			
		Scenario 1		Scenario 2	
Strømkost + 25%	Kontor	-kr	9 994 255	-kr	19 029 694
	Idrett	kr	356 636	-kr	9 492 408
Strømkost + 50%	Kontor	-kr	9 497 777	-kr	15 756 925
	Idrett	kr	784 063	-kr	8 321 505
Strømkost + 75%	Kontor	-kr	9 001 300	-kr	12 484 157
	Idrett	kr	1 211 489	-kr	7 150 602

Som tidligere er det rehabilitering av ventilasjonsanlegg i idrettsbygg, Scenario 1, som viser til positiv NV. Samtidig er det full rehabilitering av kontorbygg, Scenario 2, som gjennomgår den største bedringen i NV. Fra opprinnelig NV lik -22.3 MNOK, vist i Tabell 5.7, vil en økning i strømkostnader på 75% utgjøre en forbedring i NV på rett i overkant av 9.8 MNOK for de rehabiliterte kontorarealene. Om man ser på innvirkning av ytterpunktene for diskonteringsrente og strømpriser samtidig, vil full rehabilitering av kontorbygg fortsatt ikke være lønnsomt selv når strømprisene økes med 75% og avkastningskravet settes til kun 2%. I dette tilfellet er det riktignok mer lønnsomt å velge full rehabilitering, da årlige kostnadsbesparelser øker betraktelig og disse årlige innbetalingene samtidig vil holde verdien lenger frem i tid ved lav rentesats. Det er viktig å påpeke at disse analysene omfatter ett idrettsbygg og 3 kontorbygg.

## 5.5 Lønnsomhet - energiforsyningsanlegg

I dette delkapittelet vil økonomisk lønnsomhet for investering i et nytt energiforsyningsanlegg bli beregnet og vurdert. For å undersøke lønnsomheten i et potensielt fjernvarmeanlegg med en grunnvannsbasert varmepumpe i Oppdal sentrum, er det avgjørende å regne på lønnsomheten til varmeanlegget som de aktuelle byggene i Oppdal har per dags dato. Som tidligere nevnt har mange av byggene installert vannbårne oppvarmingsanlegg som forsynes av el.kjel og varmtvannsberedere som spisslast for tappevann. Energikostnad over levetiden for dagens tilfelle, Basiccase, vil derfor presenteres først. Deretter presenteres resultater som viser energikostnad over levetiden for fjernvarmesystemet som dekker 70% og 50% av maksimalt effektbehov for oppvarming.

Analysene baseres på LCOE som angir lønnsomhet over levetiden. Økonomisk levetid og diskonteringsrente blir satt som konstante erfaringstall fra rapporten *Kostnader i energisektoren* [53]. Det medtas en teknisk levetid lik 40 år. Investerings- og utviklingskostnader i tillegg til drift- og vedlikeholdskostnader er også beregnet ut i fra erfaringstall fra samme rapport. Energi- og brenselkostnader er innhentet som reelle verdier fra *Ishavskraft.no*. Det vil også foretas sensitivitetsanalyser hvor det blir sett på hvordan ulike energi - og brenselkostnader påvirker de totale resultatene.

I beregningene ekskluderes kostnader for rehabilitering av bygg og eventuelle besparelsene av dette, men de blir senere vurdert opp mot hverandre. Analysen nedunder tar derfor utgangspunkt i et totalt energibehov for oppvarming over året på 1 780 000 kWh og et maksimalt effektbehov lik 530 kW. Påvirkninger av LCOE vil derfor komme fra hvor stort fjernvarmesystem det investeres i, hvor stor andel av effekt- og energibehovet systemet dekker, strømforbruk og hvilke strømkkostnader som legges til grunn.

## Basiscase - bruk av el-kjeler

Her presenteres energikostnaden over levetiden for Basiscase hvor el-kjel dekker alt varmebehov. Erfaringstall fra NVE-rapporten *Kostnader i energisektoren* [53] oppgir en levetid for el-kjel på 20 år, som betyr at i løpet av levetiden på 40 år som blir valgt for alle analyser, vil investeringskostnad for el-kjel medtas to ganger hvorav den ene investeringen blir diskontert 20 år frem i tid.

Det vil presenteres energikostnad over levetiden med strømpriser fra både 2020 og 2022. Tabell 5.9 viser til input-verdier som er benyttet i utregningene. En mer utfyllende tabell finnes under Appendix i Tabell 9.1.

Tabell 5.9: Økonomiske parametre for basiscase

-	Parametre	Verdi	Enhet
$I_B$	Investerings - og utviklingskostnader	1 714 131	NOK
$M_B$	Drifts - og vedlikeholdskostnader	121 560	NOK
$F_B$	Energi - og brenselkostnader 2020	1 285 164	NOK
$F_B$	Energi - og brenselkostnader 2022	1 583 593	NOK
$E_B$	Energi produsert	1 780 000	kWh
$n$	Økonomisk levetid	40	år
$r$	Diskonteringsrente	0.04	-

Utrekning av energikostnad over levetiden for basiscase med strømpriser fra 2020 vises nedenfor.

$$LCOE_B = \frac{\sum_{t=0}^{40} \frac{1\,714\,131\text{NOK} + 121\,560\text{NOK} + 1\,285\,164\text{NOK}}{(1+0.04)^t}}{\sum_{t=0}^{40} \frac{1\,780\,000\text{kWh}}{(1+0.04)^t}} = \mathbf{0.839\text{ NOK/kWh}} \quad (5.1)$$

Det vises til en LCOE lik 0.839 NOK/kWh. Ved å summere opp for hele levetiden av anlegget på 40 år, tilsier dette en total kostnad lik 59 540 847 NOK. Dersom beregningene gjøres med strømpriser fra 2022 ender LCOE opp på 1.00 NOK/kWh. Dette tilsier en økning i total kostnad på i overkant av 12 MNOK opp til 71 677 989 NOK.

## Case 1 - 70% dekning av effektbehov

Videre presenteres tilsvarende resultater for Case 1. Det er i likhet med Basiccase medtatt en teknisk levetid på anlegget på 40 år. Da levetiden på el-kjel og varmpumpe oppgis til å være på 20 år, vil investeringskostnad for disse også medtas 2 ganger i utregningene. Investeringskostnad for fjernvarmetrasé og kundesentraler medtas derimot bare én gang. Input-verdier som er benyttet i utregning av energikostnad over levetiden for Case 1 presenteres i Tabell 5.10. En mer utfyllende tabell finnes under Appendix i Tabell 9.2.

Tabell 5.10: Økonomiske parametre for Case 1

-	Parametre	Verdi	Enhet
$I_{C1}$	Investerings - og utviklingskostnader	15 508 322	NOK
$M_{C1}$	Drifts - og vedlikeholdskostnader	143 741	NOK
$F_{C1}$	Energi - og brenselkostnader - 2020	444 291	NOK
$F_{C1}$	Energi - og brenselkostnader - 2022	547 460	NOK
$E_{C1}$	Energi produsert	1 780 000	kWh
$n$	Økonomisk levetid	40	år
$r$	Diskonteringsrente	0.04	-

Fra tabellen ovenfor ser man at investerings- og utviklingskostnadene er betydelig høyere enn ved Basiccase. Årlig drifts- og vedlikeholdskostnader er også noe høyere. Man ser derimot at energi- og brenselkostnader for både 2020 og 2022 er betraktelig lavere. Dette skyldes en svært høy dekningsgrad av oppvarmingsbehov fra fjernvarme, vist i Delkapittel 5.2.1. Energiforsyningen over levetiden med strømpriser fra 2020 blir beregnet nedenfor.

$$LCOE_{C1} = \frac{\sum_{t=0}^{40} \frac{15\,508\,322\text{NOK} + 143\,741\text{NOK} + 444\,291\text{NOK}}{(1+0.04)^t}}{\sum_{t=0}^{40} \frac{1\,780\,000\text{kWh}}{(1+0.04)^t}} = \mathbf{0.77\text{ NOK/kWh}} \quad (5.2)$$

Beregningene viser til en energikostnad over levetiden på 0.77 NOK/kWh. Med en økonomisk levetid på 40 år, utgjør dette en total kostnad over levetiden lik 54 840 633 NOK. Med strømpriser fra 2022 ender LCOE opp på 0.828 NOK/kWh. Dette utgjør en økning på 4 126 761 NOK til 58 967 394 NOK, som tilsvarer en prosentvis økning lik 7.5%.

Sammenlignet med Basiccase vises det her til en stor nedgang i energikostnad over levetiden. Med strømpriser fra 2020 ser man en nedgang på 4 700 000 NOK. Med strømpriser fra 2022 vil nedgangen nesten dobles, og utgjøre 12 700 000 NOK.

## Case 2 - 50% dekning av effektbehov

Til slutt presenteres energikostnaden over levetiden for Case 2. I likhet med Case 1 vil investeringskostnadene for el-kjel og varmpumpe medtas 2 ganger for å beregne energikostnaden til hele anlegget over 40 års levetid. Investeringskostnad for fjernvarmetrasé og kundesentraler medtas derimot bare én gang. Verdiene som er benyttet i utregningene presenteres i Tabell 5.11. En mer utfyllende tabell finnes under Appendix i Tabell 9.3.

Tabell 5.11: Økonomiske parametre for Case 2

-	Parametre	Verdi	Enhet
$I_{C2}$	Investerings - og utviklingskostnader	12 706 457	NOK
$M_{C2}$	Drifts - og vedlikeholdskostnader	139 090	NOK
$F_{C2}$	Energi - og brenselkostnader - 2020	539 919	NOK
$F_{C2}$	Energi - og brenselkostnader - 2022	665 294	NOK
$E_{C2}$	Energi produsert	1 780 000	kWh
$n$	Økonomisk levetid	40	år
$r$	Diskonteringsrente	0.04	-

I tabellen ser man en nedgang i investerings- og utviklingskostnader og i drifts- og vedlikeholdskostnader sammenlignet med Case 1. Lavere investerings- og utviklingskostnader oppstår i hovedsak grunnet investering av en fjernvarmetrasé med lavere dimensjon og varmpumpe med lavere kapasitet. I tillegg ser man en oppgang i energi- og brenselkostnader, som oppstår som en konsekvens av høyere dekningsgrad av oppvarmingsbehov via el-kjel sammenlignet med Case 1.

Ut ifra tabellen ovenfor blir energikostnaden over levetiden beregnet i Ligning 5.3.

$$LCOE_{C2} = \frac{\sum_{t=0}^{40} \frac{12\,706\,457kr + 139\,090kr + 539\,919kr}{(1+0.04)^t}}{\sum_{t=0}^{40} \frac{1\,780\,000kWh}{(1+0.04)^t}} = \mathbf{0.734 \text{ kr/kWh}} \quad (5.3)$$

Her viser beregningene ovenfor en energikostnad over levetiden lik 0.734 NOK/kWh. Dette utgjør en total kostnad over levetiden på 40 år lik 52 260 741 NOK. Med strømpriser fra 2022, blir energikostnaden over levetiden på 0,80 kr/kWh, som utgjør en total kostnad lik 56 989 886 NOK. Dette tilsvarer en prosentvis økning på 9% sammenlignet med strømprisene fra 2020.

I Tabell 5.12 vises en oppsummerende oversikt med energikostnadene over levetiden for alle 3 casene med strømpriser fra både 2020 og 2022.

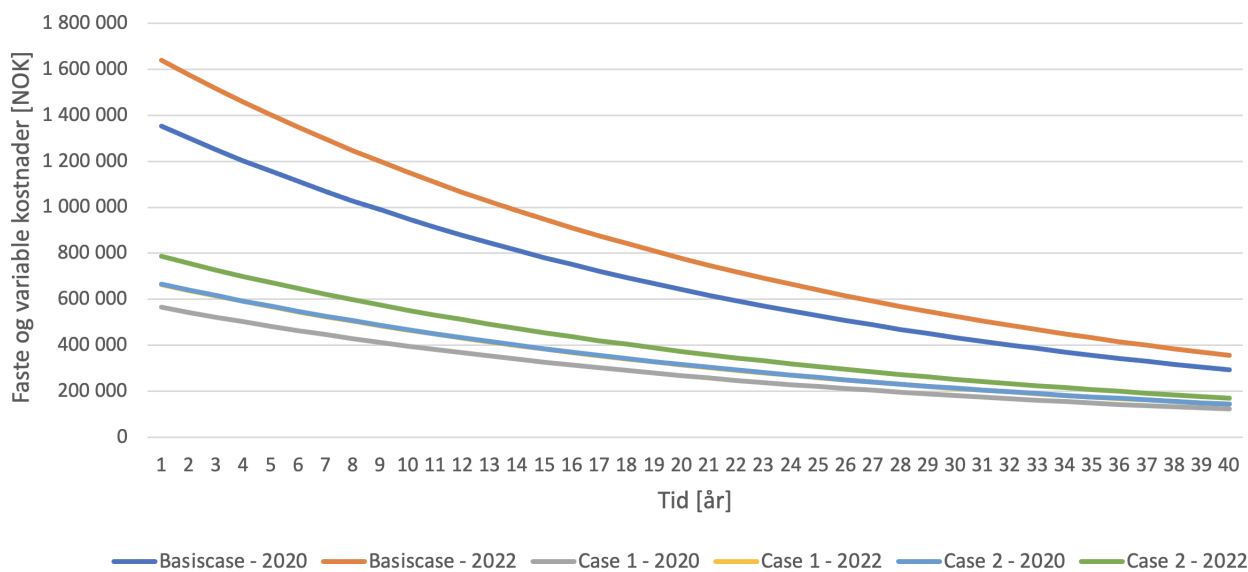
Tabell 5.12: Oppsummering av LCOE ved ulike scenarier med forskjellige strømpriser

	LCOE - 2020	LCOE - 2022	Enhet
Basiscase	0.839	1.00	kr/kWh
Case 1	0.77	0.828	kr/kWh
Case 2	0.734	0.8	kr/kWh



Fra den økonomiske analysen av de tre ulike Casene ser man tydelig hvordan energikostnaden over levetiden er betydelig lavere for Case 1 og 2, enn for Basiscase. Det vises til en reduksjon av totale kostnader fra basiscase til Case 1 på 4 700 000 NOK med strømpriser fra 2020 og hele 12 700 000 NOK med strømpriser fra 2022. Dette skyldes i all hovedsak nedgangen i energi- og brenselkostnader, hvor Basiscase har årlige energi- og brenselkostnader på 840 000 NOK mer enn case 1 med strømpriser fra 2020. Resultatene viser altså hvor utslagsgivende de høye energi- og brenselkostnadene ved Basiscase er, selv om investerings- og utviklingskostnadene for Case 1 er på hele 13 794 000 NOK mer.

Resultatene viser også hvordan energikostnaden over levetiden er lavere for Case 2 enn for Case 1. Med strømpriser fra 2020 er forskjellen 2 580 000 NOK og med strømpriser fra 2022 er forskjellen 1 977 000 NOK. Man ser at investeringskostnaden er 2 585 000 NOK lavere for Case 2, mens årlig energi- og brenselkostnader er på 95 628 NOK mer for Case 2 enn ved Case 1. Dette skyldes i hovedsak en høyere dekningsgrad av varmebehovet fra el-kjel. Siden Case 2 har en høyere dekningsgrad fra direkte elektrisk oppvarming via el-kjel blir lønnsomheten mer påvirket ved å legge til grunn strømprisene fra 2022. Analysen viser til at strømpriser fra 2022 øker energikostnaden for Case 2 med 4 730 000 NOK mens de for Case 1 vil øke med 4 126 000 NOK. De overnevnte poengene kan underbygges av Figur 5.39 som viser faste og variable kostnader for alle Casene med strømpris fra 2020 og 2022. Investeringskostnad er ikke inkludert i figuren.



Figur 5.39: Faste og variable kostnader for Basiscase, Case 1 og Case 2 med strømpriser fra 2020 og 2022

Grafen viser hvordan de årlige faste og variable kostnadene ved Case 2 er høyere enn ved Case 1. Ved år 1 er differansen lik 123 000 NOK. Videre ser man hvordan differansen synker betraktelig utover levetiden. Ved år 40 vises det til en differanse på kun 26 600 NOK. Man kan derimot legge merke til at kostnadene ved Case 1 med strømpriser fra 2020 og Case 2 med strømpriser fra 2022 er nærmest identiske. Samtidig ser man hvordan kostnadene ved Basiscase er betydelig høyere enn ved både Case 1 og Case 2. Forskjellen ved år 1 mellom Case 2 og Basiscase med strømpriser fra 2022 er på hele 850 000 NOK. Differansen mellom strømpriser fra 2020 og 2022 for Basiscase er lik 290 000 NOK.

Avslutningsvis ser man de store besparelsene Oppdal kommune kan få ved å investere i et

fjernvarmenett med en grunnvannsbasert varmepumpe i framtiden. Likeledes er det utfordrende å vurdere Case 1 opp mot Case 2, da energikostnaden over levetiden på 40 år ender opp relativt likt. Likevel ser man fordelene Oppdal kan oppnå ved å velge Case 1 dersom man trekker paralleller opp mot fremtidig bygningsmasse. Distribusjonsnettet er dimensjonert for en høyere kapasitet enn Case 2, som gjør Case 1 fordelaktig dersom ny bygningsmasse skal kobles til i framtiden. Dette kan også underbygges dersom rehabiliteringstiltakene for bygg gjennomføres og det opprinnelige oppvarmingsbehovet senkes med 31 % som vist i Delkapittel 5.1.3. I så tilfelle medfører dette at energiforsyningsanlegget har betydelig ledig kapasitet for ny bygningsmasse å tilkobles.

## 5.6 Oppsummering

Simulering av referansemodell for kontorbygg viser til at rehabilitering ved TEK17 og oppgradering av ventilasjon (Scenario 2) kan halvere strømforbruket og at oppvarmingsbehovet reduseres 53,8%. Rehabilitering av kontorbygningenes 8 340 m<sup>2</sup> BRA har en prislapp på 35.4 MNOK, som opp mot de årlige besparelsene med strømpriser fra 2022 på 579 000 NOK gjør at investeringen er langt fra å bli lønnsom med en levetid på 60 år og diskonteringsrente lik 4%. NV for denne investeringen blir -22.3 MNOK. Investering i oppgradert ventilasjonssystem utgjør en lavere investeringskostnad, men viser samtidig til mindre besparelser i strømforbruk. Årlige besparelser for dette scenariet med en levetid på 20 år, er likevel større i forhold til investeringskostnader sammenlignet med Scenario 2. Dette gjør at NV kommer bedre ut for Scenario 1 enn Scenario 2, og dette skal vise seg å gjelde for både kontor- og idrettsbygg.

Simulering av Scenario 2 for idrettsbygg gir en reduksjon i totalforbruk på 53.7%, og oppvarmingsbehovet er da redusert med 56.2%. Rehabiliteringskostnaden for dette ender på 15.3 MNOK, og gir en årlig besparelse på 199 000 NOK basert på strømpriser fra 2022. Med diskonteringsrente lik 4% får investeringen en negativ NV på -10.6 MNOK, som er nesten 12 MNOK mindre tap enn for tilsvarende rehabilitering av kontor. Oppgradering av ventilasjonsanlegget koster 1.8 MNOK og reduserer det totale strømforbruket med 33%. Dette gir en årlig besparelse på 121 000 NOK, som gir en NV på -71 000 NOK med levetid på 20 år. Ved sensitivitetsanalyse av hvilken diskonteringsrente som benyttes fremgår det at oppgradering av ventilasjonsanlegget i idrettsbygg med strømpriser fra 2022 er det eneste scenariet som oppnår positiv NV når rentesatsen settes lik 2%. Da ender NV opp på 237 000 NOK.

Ved sensitivitetsanalyse med økende strømpriser fremgår det at NV på investering av full rehabilitering ved kontorbygg får desidert best utslag, noe som er naturlig da energibesparelsen i tre kontorbygg er langt over det ene idrettsbygget i analysen. Ser man på prosentvis endring i årlig besparelser for hver bygningskategori så kommer de jevnt ut med en økning på 57% i NOK besparelse når strømprisen øker med 75%.

Den økonomiske analysen av energiforsyning viser til betydelig nedgang i energikostnad over levetiden for et fjernvarmeanlegg opp mot el-kjeler. Ved å investere i et fjernvarmeanlegg tilsvarende Case 1 viser LCOE-beregninger at energikostnaden over levetiden på 40 år kan reduseres med 4.7 MNOK med strømpriser fra 2020 og 12.7 MNOK med strømpriser fra 2022. Dette skyldes i all hovedsak at store besparelser i årlig energi- og brenselskostnader ved bruk av fjernvarme viser seg å veie opp for at investering av et fjernvarmeanlegg er over 7-9 ganger større enn for el-kjeler. Energikostnad over levetiden for Case 1 og Case 2 viser til omtrent 2 MNOK i differanse for 2022-strømpris, og omtrent 2.6 MNOK for 2020-strømpris, hvorav Case 2 kommer best ut i begge tilfeller. Dette viser at en økning i strømpris tilsier at forskjellen minsker, siden Case 2 har en større effekt- og energiandel fra el-kjel og derfor vil bli mer påvirket av høyere strømpris. Det ble også sett på total kostnad ved å kun benytte el-kjeler og ved å øke strømpris fra 2020 til 2022 vises det til en økning på i overkant av 12 MNOK. Dette tilsier at strømpris er en svært sentral faktor i lønnsomhetsvurdering av de ulike investeringene.

Selv om Case 2 viser til en lavere energikostnad over levetiden, er det samtidig viktig å ta i betraktning at Case 1 er dimensjonert for en høyere effektkapasitet. Dette betyr at dersom det blir gjennomført rehabiliteringstiltak i tilkoblede bygninger, vil det være større rom for å koble til nye abonnenter. Uten at det er sett økonomisk på denne fremtidige utviklingen, vil dette være i tråd med Oppdals visjon om å bli et lavutslippssamfunn i 2050 og utnytte grønne

energikilder i større grad. Besparelser i energikostnad over levetiden for Case 1 med strømpris fra 2022 tilsvarer som nevnt 12.7 MNOK, som opp mot NV for investering i bygningsrehabilitering er nok til å dekke tapene ved full rehabilitering av idrettsbygget eller oppgradering av ventilasjonssystemene i over 10 000 m<sup>2</sup> BRA med idretts- og kontorarealer.

Simulering av fjernvarmesystemet viser at valget mellom 50 og 70% dekningsgrad for områdets effektbehov kan øke og minke dimensjonerende vannuttak i kalde perioder med over 3 l/s. Simulering av Case 1 tar på det meste ut over 12 l/s, mens Case 2 behøver mindre enn 9 l/s. Videre er det beregnet at varmetapet for Case 1 og 2 er på omtrent 11% av levert energi fra kondensatoren. Basert på litteraturen antas dette å være et godt estimat gitt at varmetapet i utgangspunktet er basert på verdier i W/m fra LOGSTOR-kalkulator som representerer dimensjonerende sommer- og vinterforhold. Ved å justere returtemperatur på sekundærsiden i anlegget +/- 3°C, fremgår det forholdsvis små konsekvenser for dimensjonering av varmepumpe og sirkulasjonspumpe på primærsiden. Dette betyr at eventuelle endringer i årlig energi- og effektforbruk grunnet dette vil ha liten betydning ved lønnsomhetsberegning over 40 års levetid, og dermed ble utelatt fra kalkulasjonene.

For begge casene med fjernvarmeanlegg vil maksimal kapasitet på kondensator på det meste endres med så lite som 0.8 kW ved en temperaturendring lik 3°C på sekundærsiden. For pumper påvirkes maksimal effekt på det meste med 3.5 kW. Samtidig vil tilfellet med reduksjon av rørdimensjon til DN50 utgjøre mer, hvorav kondensatoreffekt reduseres med 4.2 kW, pumpeeffekt går opp 4 kW og årlig netto arbeid for kompressor og pumper reduseres med 5 300 kWh. Dersom man ser på ytterpunktene i valg av returtemperatur på sekundærside for Case 1, 22/17 og 28/23°C tilsvarende et hopp på 6 °C, vil den største konsekvensen i energiforbruk for pumpe og kompressor uten endring i rørdimensjon sammenlagt være på omtrent 10 700 kWh per år. For alle simulerte tilfeller havner årlig pumpearbeid innenfor intervallet 9 000 - 12 500 kWh.

Avslutningsvis viser resultatene at det er lønnsomt å implementere en grunnvannsbasert varmepumpe med tilhørende fjernvarmenett for de aktuelle byggene i Oppdal sentrum. Som presentert i kommunens varmeplan fra 2003 i Delkapittel 2.3.4 ble det konkludert med at det ikke var lønnsomt å implementere et slikt system. Dette ble argumentert med at byggene som allerede hadde installert vannbårne oppvarmingssystemer var spredt utover et relativt stort område. Det ble derimot spesifisert at det i framtiden kunne bli lønnsomt der som flere av byggene ville implementere vannbårne oppvarmingssystemer. Da det viser seg å være nettopp det i mange av byggene som denne studien omfavner, vil dette argumentet bortfalle. Ved å implementere et slikt anlegg vil dette være i tråd med kommunens ønske om å øke energieffektiviteten, samt andelen og bruken av ulike fornybare energikilder fra klimabudsjettet for 2022 [2].

Det vises derimot til negativ lønnsomhet ved rehabiliteringstiltak for de simulerte byggene. Ser man dette i sammenheng med god lønnsomheten for investering i et energiforsyningsanlegg kan man se for seg et scenario der besparelsene her vil kompensere for tapene ved rehabiliteringstiltak. Resultatene viser til en besparelse over levetiden på hele 14 700 000 NOK med overgang fra Basiccase til Case 2 med strømpris fra 2022. Denne besparelsen kan eksempelvis kompensere for rehabilitering av ventilasjonsanlegg for kontorbyggene med negativ NV lik - 10 490 732 NOK eller rehabilitering etter TEK17 og ventilasjon av Idrettsbygg med negativ NV lik - 10 633 311 NOK. Påvirkningen man ser ved bruk av ulike strømpriser bidrar til å styrke argumentasjonen for å velge nettopp et fjernvarmesystem med en grunnvann som en stabil og forutsigbar energikilde.

Grunnvann som energikilde i et varmpumpeanlegg er riktignok avhengig av at de geologiske forholdene ligger til rette, kan det derfor være aktuelt for Oppdal å redegjøre for potensialet til andre termiske energikilder. Selv om denne oppgaven ikke omfavner flere ulike termiske energikilder antas det at selve fjernvarmenettet med kundensentraler og dens oppbygging til en viss grad vil være gjeldene også for andre energikilder.

## 6. Diskusjon

I dette kapitlet vil antagelser, forenklinger og avgrensninger i oppgaven gjort rede for.

### Simulering av bygninger

Det er først og fremst ikke tatt hensyn til hvordan rehabilitering av kontor - og idrettsbygg i IDA ICE vil påvirke inneklimate og termisk komfort. Dette skyldes i hovedsak at det ikke fantes tilgjengelig data eller informasjon om opprinnelig inneklimate i samtlige bygninger. Dette medfører at endringer på inneklimate og termisk komfort ved å rehabilitere referansemødelene kunne blitt misvisende om utgangspunktet hadde vært feilestimert. Alternativt kunne det blitt gjennomført målinger av inneklimate for de aktuelle byggene, men det ble besluttet at relevansen for oppgaven var liten i forhold til arbeidsmengden for slik type datainnsamling.

Det er derimot verdt å påpeke at en bygning som etterisoleres og oppgraderer vinduer kan medføre en økning i misnøye med det termiske inneklimate slik at det oppstår et kjølebehov. Som en konsekvens av at inneklimate ikke analyseres, ble det nødvendig å behovsstyre ventilasjonsanleggene etter tilstedeværelse, og ikke etter temperatur eller luftkvalitet. Dette innebærer at besparelser som er simulert ved oppgradering av ventilasjonsanlegg og bruk av behovsstyring kan avvike fra realiteten.

### Simulering av energiforsyningsanlegg

Ved simulering av energiforsyningsanlegget ble det også foretatt antagelser. En av de mest kritiske omhandler returtemperaturen i primærsiden i fjernvarmenettet som ble basert returtemperatur på sekundærsiden, som igjen ble basert på en konstant  $\Delta T$  i forhold til turtemperatur på sekundærsiden. I stedet for å benytte en fiktiv returtemperatur ble det derfor besluttet å gjennomføre sensitivitetsanalyser med ulike  $\Delta T$  for å undersøke påvirkninger på resultatene. Disse viste derimot at påvirkningen ved ulike  $\Delta T$  på sekundærsiden er minimale for de økonomiske analysene som ble gjort i denne oppgaven. Sensitivitetsanalyse var spesielt interessant da litteratur trekker fram feil ved regulering som en av de viktigste årsakene til at grunnvannsbaserte varmpumpeanlegg ikke oppnår lav nok returtemperatur på primærsiden. En grundigere studie omkring reguleringsteknikk i disse systemene er derfor å anbefale. Eksempelvis er legionella-problematikk rundt lave temperaturer på sekundærsiden av abonnentsentraler en sentral problemstilling.

I tillegg er oppvarmingsbehovet for bygningene kun kjent som en årlig totalsum, uten at fordeling mellom tappevann- og romoppvarming er kjent. Da energiforsyningsanlegget er ment å forsyne bygninger fra flere ulike bygningskategorier med forskjellig bruksmønster, ble det bestemt å ikke allokere oppvarmingsbehovet mellom vann- og romoppvarming. Det ble vurdert at allokering av det totale oppvarmingsbehovet for samtlige bygninger, for deretter å beregne alle returtemperaturer og derav resulterende returtemperatur i hovedstokken, ville resultere i en potensiell stor feilkilde som ville blitt krevende å både analysere og forsvare.

En annen sentral del av simuleringene hvor det har blitt foretatt forenklinger og antagelser er for varmpumpen. Det ble besluttet å simulere med en konstant COP lik 3 gjennom året. I NVE-rapporten som er benyttet for å fastsette investeringskostnadene for komponentene i energiforsyningsanlegget er det oppgitt COP for ulike kapasiteter for grunnvannvarmepumper

som delvis kan forsvare denne antagelsen. Her oppgis det som vist i Tabell 2.5 for varmpumper med kapasitet på 0.15 MW og 1 MW en COP lik henholdsvis 2.7 og 2.9. Rapporten er flere år gammel, så COP lik 3 er valgt med bakgrunn i fremtidig teknologiutvikling som peker på økende COP-faktorer frem i tid [62]. I praksis vil likevel COP påvirkes av ytelse i forhold til maksimal kapasitet den til enhver tid opererer ved. Det er derfor en forenkling å sette COP konstant når anlegget leverer en mye lavere effekt enn hva den er dimensjonert for store deler av året. Vedrørende resultatene i denne oppgaven vil dette påvirke det simulerte arbeidet kompressoren reelt må yte basert på svingningene i kondensatoreffekt, når kompressoren følger kondensatoren etter konstant COP. Likevel, da noe litteratur viser til en høyere COP enn det som er tatt i betraktning i denne oppgaven, vil det være reelt å anta at resultatene kunne sett enda bedre ut dersom COP hadde vært dynamisk. Konstant COP innebærer også at volumetrisk og isentropisk virkningsgrad for kompressoren ikke er hensyntatt i simuleringene. Videre var det utfordrende å finne god litteratur på trykktap gjennom kondensator og fordamper i en industriell varmpumpe ved varierende strømningsforhold, og konstant trykktap lik 100 kPa for både kondensator og fordamper ble derfor antatt. Denne antagelsen kan være et overestimat som i beste tilfelle kan kompensere helt eller delvis for høydeforskjeller i fjernvarmetraséen som ikke ble hensyntatt i form av økt pumpeløft. Samtidig skal det påpekes at de økonomiske analysene i denne oppgaven neglisjerte endringer i pumper grunnet den lave andelen det utgjorde av totale energi- og effektbehov.

Varmetap i fjernvarmenettet er som beskrevet i Delkapittel 4.5 beregnet ved å benytte kalkulator fra LOGSTOR og derav bestemme en konstant varmetapskoeffisient basert på dimensjonerende temperatur ved sommer og vinter. Svakheten med denne metodikken blir at valgt varmetapskoeffisient ikke er gjeldene ved andre driftsforhold når tur- og returtemperaturene varierer i løpet av året. Likevel viser sensitivitetsanalysen med ulike  $\Delta T$  på sekundærsiden til små endringer i varmetapskoeffisienter. På bakgrunn av dette kan det tenkes at faktiske reelle varmetapskoeffisienter ved ulike driftforhold ville utgjort neglisjerbare forskjeller for de endelig resultatene. Det ble vist at resulterende varmetap som prosentandel av total varme levert sammenfaller med SSB-statistikk[35].

Det ble i tillegg gjort en rekke forenklinger omhandlende grunnvannsuttak fra akviferen. Av de mest utslagsgivende er det antatt en konstant grunnvannstemperatur på  $6^{\circ}\text{C}$  gjennom året og en fast  $\Delta T$  lik 5 gjennom fordamperen. Antakelsene er basert på grunnundersøkelser som ble presentert i rapporten fra NGU [18] som viser til at temperaturen ligger jevnt på  $6^{\circ}\text{C}$  gjennom året. Resultatene fra prøvepumping viser til et vannuttak lik 13 l/s. Sammenlignet med resultater fra simulering som viser til et vannuttak på 12 l/s for Case 1 og 8.67 l/s ved Case 2, ser det ut til at dette kan være gjennomførbart. Samtidig må det understrekes at NGU anbefaler langtids prøvepumping for å kunne verifisere sine resultater. Videre viser litteraturstudiet til at åpne grunnvarmesystem bør utvinne varme fra grunnvannet via en sekundærkrets for å hindre utfellinger fra vannet til fordamperen, som kan redusere effektiviteten. I oppgavens simuleringer er disse forholdene ikke tatt i betraktning, men teorien benyttes likevel som retningslinjer og tips for hvilke hensyn Oppdal Kommune må ta ved etablering av et slikt system. I oppgaven er det heller ikke tatt hensyn til returvannet som skal tilbake til infiltrasjonsbrønnen i akviferen. Banks [49] spesifiserer nettopp mangelfull fokus på behandling av returvannet som en avgjørende årsak til designfeil i åpne grunnvarmesystem. Dette inkluderer også potensielle utfordringer med termiske brudd hvor lavtemperert returvann kan strømme tilbake til produksjonsbrønnen. Dersom Oppdal skal implementere et slikt system i framtiden er det derfor avgjørende at forholdene ligger til rette for returvannet tilbake i akviferen.

Litteraturen peker også på at grunnvannsbaserte varmpumpeanlegg som både dekker et kjøle-

og varmebehov gjerne oppnår bedre lønnsomhet enn rene varmesystemer [59]. Det har tidligere blitt påpekt at denne oppgaven ikke tar hensyn til et potensielt kjølebehov ved rehabilitering av bygg. Det ville derimot vært svært interessant å sett på muligheten med å kombinere dette med termisk lagring via ATES som presentert under Delkapittel 2.7.2. På generelt grunnlag ville lagring av termisk energi ha medført lavere effekttopper som ville begrenset effektandelen fra el-kjel og videre energi- og brenselkostnader.

### Økonomi - generelt

For økonomiske besparelsene ved forbruksreducerende tiltak er det tatt utgangspunkt i totale strømkostnader per kWh fra 2020 og 2022, hvorav nettleie er inkludert. En svakhet ved denne metodikken er at det ikke er tatt hensyn til reduksjon i effekttopper vil gi utslag på nettleie-andelen av strømkostnadene. Det medfører at de økonomiske besparelsene muligens er noe underestimert. Videre, som nevnt i Delkapittel 2.9.1 estimerer både NVE og Statnett i sine prognoser at strømprisene vil øke noe mot år 2040. De spesifiserer at prisene vil øke jevnt mot 2030, men deretter falle igjen som et resultat av økende satsing og produksjon av fornybar kraft. Ved LCOE-beregning for energiforsyningsanlegget er det ikke sett på fremtidige utviklinger av strømpriser, men det er samtidig gått grundig inn på hvilke konsekvenser endringene mellom strømprisene endret seg fra 2020 til 2022, hvor eksakte tall er kjent. Dette gjør at resultatene bidrar til innsikt i hvilke konsekvenser økte strømpriser har for ulike systemsammensetninger. I tillegg anslår NVE at kraftprisene vil variere mer på kort sikt, som bidrar til å styrke argumentasjonen for velge et fjernvarmesystem med en grunnvannsbasert varmpumpe. Samme holdepunkt kan nevnes om eventuelle inkluderinger av termisk lagring.

På generelt grunnlag er det ikke tatt hensyn til pris- eller teknologiutvikling ved de økonomiske beregningene. IEA nevner at COP for varmpumper kan øke med 40-60 % fram mot 2050 og at kostnadene for installasjon kan reduseres med 30-40% i samme periode [62]. Det er derfor mulig å hevde at beregningene ville vist til enda bedre økonomiske lønnsomhet dersom pris- og teknologiutvikling hadde blitt tatt i betraktning.

### Økonomi - bygg

Ved økonomiske beregninger for Scenario 2 av bygningsrehabilitering, hvor både ventilasjon og bygningskropp rehabiliteres, er levetiden på investeringen satt til 60 år. Etterisolering samt utskifting av fasade og tak har lang levetid, mens ventilasjonsanlegget og enheter for behovsstyring ikke er antatt å ha like lang levetid. Det medfører at de negative NV i realiteten kan være enda dårligere, uten at dette antas å påvirke konklusjonen omkring hva som er mest lønnsomt av de ulike tiltakene for idretts- og kontorbygg. Videre kan det tas i betraktning at investeringskostnader for etterisolering av bygg kan reduseres mye om det gjøres i kombinasjon med annet nødvendig vedlikeholdsarbeid på vegger og tak.

### Økonomi - fjernvarme

Selv om energikostnad over levetiden viser til god lønnsomhet for både Case 1 og Case 2 opp mot Basiscase er det flere forhold som må diskuteres rundt beregningsmetode og antagelser som er blitt tatt. Først og fremst er de ulike casene analysert opp mot hverandre med en teknisk levetid på 40 år for å opprettholde sammenligningsgrunnlaget. Da flere av komponentene opprinnelig har lavere levetid, er dette løst ved å multiplisere investeringskostnad med 2, hvor investeringer frem i tid diskonteres. Uten at det er klart hvilke konsekvenser dette kan medføre for de økonomiske



beregningene er det verdt å nevne. Samtidig er ikke resterende verdi av investeringene ved beregning av NV tatt hensyn til. Dersom enkelte komponenter beregnes med en resterende verdi etter sin tekniske levetid, vil resultatene bli påvirket i positiv forstand.

Investeringskostnad for fjernvarmetrasé er en av kostnadene med størst usikkerhet da dette er en stor utgiftspost, og en økning eller nedgang her dermed har stor innflytelsespotensiale på resultatene. Det er usikkert eksakt hvor en slik trasé vil plasseres, som innebærer at antall meter med grøft er et grovestimat. Det skal også nevnes at selv om masteroppgaven *Grunnvannsvarmepumpe i fjernkjøle - og fjernvarmesystemer* konkluderte med at graving av grøfter og legging av rør var den dyreste delen av utbyggingen, er ikke dette tilfellet i denne oppgaven. Det viser seg derimot at investering av varmpumpe er den dyreste delen av investeringen. Dette skyldes nok en kombinasjon av at området som er analysert er begrenset i størrelse, samtidig som det er hensyntatt fremtidige investeringer i komponenter som har lavere levetid enn 40-årsperioden som er kalkulert. Dette innebærer eksempelvis at det investeres i varmpumpe 2 ganger i perioden. Uavhengig av dette er det anbefalt å legge en fjernvarmetrasé samtidig som utbygging eller rehabilitering av annen infrastruktur i grunn for å minske kostnadene. Anta antall meter fjernvarmetrasé påvirker også andre resultater i oppgaven, hvor både trykk- og varmetap direkte avhengig av rørlengde. Økonomiske analyser vedrørende lønnsomhet må derfor sees på med kritisk blick.

Til sist kan investeringskostnad for kundesentraler nevnes, hvor eksakt kapasitet på hver enkelt kundesentral ikke ble beregnet. Områdets effektbehov er likt fordelt mellom byggene for denne beregningen, som tilsvarer at hvert bygg trenger sentral med mindre kapasitet enn den minste kapasiteten som er prissatt i NVE-rapporten [53]. Investeringskostnaden for kundesentraler er antakeligvis noe overestimert på bakgrunn av dette, men samtidig er investeringskostnad for kundesentraler er liten andel av total kostnader.

## 7. Konklusjon

I denne oppgaven viser resultater til at rehabilitering av bygg sørger for stor nedgang i både energi- og effektbehov. Ved å rehabilitere kontorbyggene og idrettsbygget til TEK17-standard og oppgradere ventilasjonsanleggene vises det til en nedgang i årlig oppvarmingsbehov fra 1 778 000 kWh ned til 1 234 000 kWh. Dette tilsier en prosentvis nedgang på 31 %. Idrettshallen vil ha størst besparelespotensial ved oppgradering til TEK17 med DCV. Bygget kan da redusere energiforbruket med hele 56%. Ved simulering av referansemodell for kontorbygg ser man at rehabilitering til TEK17-standard og oppgradering av ventilasjonsanlegg kan halvere strømforbruket, og oppvarmingsbehovet reduseres med hele 53.8%.

Simulering av energiforsyningsanlegget viser også til positive resultater. Simulering av Case 1 som tilsier en dekningsgrad av oppvarmingsbehovet fra fjernvarme på 97.4 % medfører at behovet for energi dekket av el-kjel som spisslast nedjusteres til 47 000 kWh årlig. Ved simulering av Case 2 viser resultatene også til en respektiv høy dekningsgrad av oppvarmingsbehov fra fjernvarme på 85%. Pumpearbeid har et respektivt lavt energi- og effektforbruk opp mot totalt varme levert for begge Casene. Som en konsekvens av et høyere oppvarmingsbehov ved Case 1, ser man et høyere pumpearbeid for to av de tre temperaturdifferansene som er undersøkt sammenlignet med Case 2. Derimot viser  $\Delta T$  28/23°C til et høyere pumpearbeid for Case 2 enn ved Case 1. Dette er en direkte konsekvens av at det ved Case 2 er valgt én standard rørdimensjon lavere som sørger for et høyere trykktap. Sammenlignet med Case 1 ser man en differanse på 4647 kWh over året. Resultatene viser også at varmetap i distribusjonsnett er noe større ved bruk av DN65 i Case 1 sammenlignet med det ene tilfellet i Case 2 hvor det benyttes DN50. Case 2 får i dette tilfellet 15.3% mindre varmetap, samtidig som andelen varmetap av levert kondensatorenergi tilsvarer omtrent 11% for begge casene. Ved et høyere oppvarmingsbehov for Case 1 ser man også til et høyere nødvendig vannuttak fra akviferen enn ved Case 2. Maksimalt vannuttak fra akviferen ender opp på 12 l/s for Case 1 og 8.67 l/s for Case 2. Sammenlignet med prøvepumping av 13 l/s i Oppdal fra 2003 Delkapittel 2.3.5 [18] ser man at disse verdiene kan være mulig å oppnå.

De økonomiske resultatene ved rehabilitering av bygg viser derimot til negative NV for nesten samtlige scenarier undersøkt. Rehabilitering av kontorbygg etter TEK17 med oppgradering av ventilasjonssystemene har en total investeringskostnad på 35.4 MNOK. Ved å benytte strømpriser fra 2022, teknisk levetid på 60 år og diskonteringsrente lik 4 % viser resultatene til en negativ NV i dette tilfellet på hele 22.3 MNOK. Det samme kan sees ved beregning av lønnsomhet ved rehabilitering etter TEK17 og oppgradering av ventilasjonssystemene for idrettsbygg. Her vises det til en negativ NV lik -10.6 MNOK. Ved å derimot kun oppgradere ventilasjonssystemet for idrettsbygget, som reduserer totalt strømforbruk med 33 %, oppnår man en negativ NV på kun - 71 000 NOK med levetid på 20 år. Ved sensitivitetsanalysen av de økonomiske resultatene for rehabilitering av bygg fremgår det at oppgradering av ventilasjon ved idrettsbygget er det eneste scenariet som oppnår positiv NV dersom diskonteringsrenten settes lik 2 %.

Den økonomiske analysen av energiforsyningsanlegget viser derimot til svært god lønnsomhet ved å implementere et grunnvannsbasert varmepumpeanlegg med fjernvarme for de respektive byggene i Oppdal sentrum. Energikostnaden over levetiden for Basiscase som skal representere oppvarmingsanlegget til byggene per dags dato, ender opp på 59.5 MNOK med strømpriser fra 2020 og 71.7 MNOK med strømpriser fra 2022. For Case 1 vises det til en energi- og brenselkostnad over levetiden på 54.8 MNOK med strømpriser fra 2020 og 59 MNOK med strømpriser fra

2022. For Case 2 vises det til en energikostnad over levetiden på 52.3 MNOK med strømpriser fra 2020 og 57 MNOK med strømpriser fra 2020. Dette tilsier en reduksjon i energikostnad over levetiden med Case 2 opp mot Basiccase på 7.3 MNOK med strømpriser fra 2020 og hele 14.7 MNOK med strømpriser fra 2022. Det vises også til en differanse for energikostnad over levetiden mellom Case 1 og 2 på omtrent 2 MNOK med strømpriser fra 2022. Selv om Case 2 har 117 000 NOK høyere årlig energikostnad viser det seg at den høye investeringskostnaden ved Case 1 gjør at Case 2 likevæll er mer lønnsom over levetiden. Man ser derimot at den respektive lønnsomheten mellom Case 2 og Case 1 synker hvis man benytter strømpriser fra 2022. Dette viser til hvordan Case 2 med en høyere effektandel fra el-kjel i større grad blir påvirket av en økning i strømpris. Samme påvirkning ved endring av strømpris går også igjen ved beregning av lønnsomhet for rehabiliteringstiltak for bygg. Basert på den svært gode lønnsomheten en framtidig investering av et nytt energiforsyningsanlegg viser seg å være kan man se for seg scenarier der besparelsene fram i tid kan veie opp for negativ lønnsomhet ved rehabilitering av bygg. Besparelsene i energikostnad over levetiden for Case 2 med strømpriser fra 2022 på 14.7 MNOK viser seg å være nok for å dekke tapene ved full rehabilitering av idrettsbygget eller oppgradering av ventilasjonsanlegg i over 10 000  $m^2$  BRA med idretts- og kontorbygg.

Avslutningsvis ser man fra simuleringer gjort i oppgaven at det viser seg å være lønnsomt å investere i et grunnvannsbasert varmepumpeanlegg med fjernvarme for de respektive byggene i Oppdal Sentrum. Det er det derimot utfordrende å avgjøre hvilken av de to Casene som er mest fordelaktig. Det kan derimot argumenteres med at dersom byggene rehabiliteres og eventuell framtidig bygningsmasse ønsker å koble seg på nettet, vil Case 1 med en høyere kapasitet være å foretrekke selv om lønnsomheten ikke er like god som ved Case 2. Dette vil isåfall være i tråd med Oppdals sin visjon om både å bli et lavutslippssamfunn innen 2050 og ønske om å utnytte grønne energikilder i større grad.

## 8. Videre arbeid

I dette kapittelet presenteres forslag til interessante videreføring av oppgaven basert på arbeidet som er gjort.

- Da det i denne oppgaven kun er sammenlignet overgangen fra el-kjel til en grunnvannsbasert varmepumpe ville det vært interessant å foreta en mer detaljert analyse mellom flere ulike energiforsyningsteknologier. Dette kan innebære forskjellige ulike varmepumpe-løsninger basert på bergvarme, overskuddsvarme, avløpsvann, eller solceller og solfangere. En analyse hvor man undersøker kombinasjoner av ulike termiske energiforsynings-teknologier hadde også vært interessant.
- Som spesifisert i oppgaven krever installasjon av et grunnvannsbasert varmepumpeanlegg nøyaktige og avanserte geologiske forundersøkelser med prøvepumping for å undersøke om de geologiske forutsetningene ligger til rette. En videre undersøkelse om de geologiske forutsetningene ligger til rette for framtidig installasjon av en grunnvannsbasert varmepumpe ville derfor vært nyttig og interessant.
- Denne oppgaven har ikke fokusert på reguleringsteknikk i varmeanleggene i byggene. Da litteratur nettopp spesifiserer feil i reguleringen som den største årsaken til at man ikke oppnår lav nok returtemperatur i primærnettet kunne det vært interessant å undersøke dette nærmere. Videre vil man oppnå en mer dynamisk simuleringmodell hvor bruk av konstanter reduseres.
- Oppgaven har som tidligere nevnt ikke tatt hensyn til potensielle konsekvenser av inneklima og termisk komfort ved rehabilitering av byggene. En videreføring av oppgaven kunne derfor vært knyttet til å analysere disse konsekvensene.
- Da oppgaven viser til hvordan ulike strømpriser har svært stor innvirkning på økonomisk lønnsomhet, ville det vært interessant å sett videre på hvilken påvirkning nedgang i effektbehov ville hatt på effektleddet i sportpris-modellen til kommunen. En grundigere analyse av fremtidige strømpriser vil også være interessant.
- En energiplan for kommunen omhandler også vurderinger omkring CO<sub>2</sub> og andre klimagassutslipp. En naturlig videreføring av oppgaven er å foreta en livssyklusanalyse som undersøker hvilke positive konsekvenser rehabiliteringstiltakene på bygg og nytt energiforsyningsanlegg har på framtidige klimagassutslipp.

# Bibliografi

- [1] Enova. *Alle kommuner bør ha en energi- og klimaplan*. URL: [https://www.enova.no/upload\\_images/6F4A0A3EE001488089C299E05EACB849.pdf](https://www.enova.no/upload_images/6F4A0A3EE001488089C299E05EACB849.pdf). (Accessed: 02.11.2022). 2008.
- [2] Kommunestyret. *Tiltaksdel til klima og energiplan med klimabudsjett 2022*. URL: <https://www.oppdal.kommune.no/globalassets/pdfdokumenter/plan-miljo-og-landbruk/planer/klima-og-energiplan/tiltaksdel-til-klima-og-energiplan-for-oppdal-med-klimabudsjett-for-2022-vedtatt--17.12.21.pdf>. (Accessed: 22.09.2022). 2021.
- [3] Direktoratet for byggkvalitet. *Byggteknisk forskrift (TEK17) med veiledning*. URL: <https://dibk.no/regelverk/byggteknisk-forskrift-tek17/>. (Accessed: 17.09.2022). 2017.
- [4] K. Hofstad. *Norsk Standard*. URL: [https://snl.no/Norsk\\_Standard](https://snl.no/Norsk_Standard). (Accessed: 17.09.2022). 2018.
- [5] Standard Norge. *Beregning av bygningers energiytelse — Metode og data*. URL: <https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=702386>. (Accessed: 17.09.2022). 2014.
- [6] Enova. *Energiattester av Norconsult for Inge Krokanns veg 2 (Rådhuset og Statens hus)*. Tilgang gitt via privat Web-hotell. 2017.
- [7] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Energieffektivisering*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energieffektivisering> (Accessed: 20.10.2022). 2022.
- [8] Stortinget. *Representantforslag om en sterkere satsing på arbeidet for å nå målet om 10 TWh energieffektivisering*. URL: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=68334>. (Accessed: 05.10.2022). 2016.
- [9] S.Ø. Stub og K.A Brenna. *Slik kutter vi energibruken i bygg*. 2017.
- [10] Tekna. *Hva er kravene til passivhus?* URL: <https://www.tekna.no/fag-og-nettverk/bygg-og-anlegg/byggbloggen/krav-til-passivhus/>. (Accessed: 18.09.2022). 2018.
- [11] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Analyse av energibruk i yrkesbygg - Formålsdeling, Trender og drivere - No. 24*. URL: [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_24.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_24.pdf). (Accessed: 08.12.2022). 2016.
- [12] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Energibruk i bygg: Effektiv og fossilfri energibruk i norske bygninger*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-i-bygg/>. (Accessed: 10.02.2023). 2019.
- [13] T. Hong, S.K. Chou og T.Y Bong. *Building simulation: an overview of developments and information sources*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360132399000232>. (Accessed: 13.12.2022). 2000.

- [14] A. Svensson mfl. *Syv energiambisiøse oppraderinger av yrkesbygg*. URL: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2425164>. (Accessed: 07.10.2022). 2013.
- [15] Klima - og miljødepartementet. *Klimaloven*. URL: <https://lovdata.no/lov/2017-06-16-60>. (Accessed: 02.11.2022). 2017.
- [16] Oppdal Kommune. *Kommunedelplan klima - og energi 2019-2030*. URL: [https://www.oppdal.kommune.no/globalassets/pdfdokumenter/plan-miljo-og-landbruk/planer/klima-og-energiplan/klima-og-energiplan-rev002\\_sluttbehandling\\_klima-og-energiplan\\_2018\\_2029.pdf](https://www.oppdal.kommune.no/globalassets/pdfdokumenter/plan-miljo-og-landbruk/planer/klima-og-energiplan/klima-og-energiplan-rev002_sluttbehandling_klima-og-energiplan_2018_2029.pdf). (Accessed: 02.11.2022). 2018.
- [17] J.P. Amundal, G. Asmussen og Ø. Moe. *Varmeplan for Oppdal kommune - Sentrum og Industriområdet*. 2021.
- [18] K. Midttømme mfl. *Bruk av grunnvann som energikilde for Oppdal Sentrum*. URL: <https://www.ngu.no/publikasjon/bruk-av-grunnvann-som-energikilde-oppdal-sentrum>. (Accessed: 14.12.2022). 2002.
- [19] Norges geologiske undersøkelse. *Energibrønner*. URL: <https://www.ngu.no/geologiske-ressurser/grunnvann/energibrønner>. (Accessed: 10.04.2023). u.å.
- [20] B.O. Hilmo, H. Skarphaugen og G. Morland. *Grunnvarme - en energikilde for fremtiden*. URL: <https://www.ngu.no/FileArchive/aarsrapp98/rappnor.98/grunnv.htm>. (Accessed: 01.12.2022). 1998.
- [21] Norges geologiske undersøkelse. *Lukkede systemer*. URL: <https://www.ngu.no/grunnvanninorge/bore-en-bronn/energibronn/lukkede%20systemer>. (Accessed: 05.12.2022). 2021.
- [22] Norges geologiske undersøkelse. *Grunnvarme*. URL: <https://www.ngu.no/emne/grunnvarme>. (Accessed: 05.12.2022). 2015.
- [23] Norges geologiske undersøkelse. *Åpne systemer*. URL: <https://www.ngu.no/grunnvanninorge/bore-en-bronn/energibronn/apne-systemer>. (Accessed: 05.12.2022). 2021.
- [24] Olje- og energidepartementet. *Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven)*. URL: <https://lovdata.no/lov/2000-11-24-82>. (Accessed: 19.01.2023). 2001.
- [25] Statkraft. *Fjernvarme*. URL: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/fjernvarme/>. (Accessed: 01.11.2022). 2022.
- [26] Statistisk Sentralbyrå. *Fjernvarme og fjernkjøling*. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling>. (Accessed: 01.11.2022). 2022.
- [27] With Energy. *District Heating Explained*. URL: <https://withenergy.co.uk/districtheating-explained>. (Accessed: 01.11.2022). 2022.
- [28] R. Ulseth. *SIE 1045 Energisystemer Del 3: Vannbåren varme - systemer og egenskaper*. (Accessed: 06.12.2022). 2000.

- [29] Statkraft Varme AS. *Bestemmelser for kundesentraler og innvendig røranlegg i Statkrafts fjernvarmeanlegg i Norge*. URL: <https://www.statkraftvarme.no/globalassets/0/statkraft-varme/utbygging/tekniske-bestemmelser/tekniske-betemmelser-norge---rev-des-2021-003.pdf>. (Accessed: 03.05.2023). 2021.
- [30] WEG Motors. *New European efficiency regulations*. URL: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h92/h3f/WEG-new-european-efficiency-regulations-50103352-guide-english-web.pdf>. (Accessed: 10.05.2023). 2020.
- [31] Herborner Pumpen. *IE5 and IE3 Motors for Sewage Technology*. URL: [https://www.herborner-pumpen.com/en/info/energie/ie3\\_pumpenmotoren/](https://www.herborner-pumpen.com/en/info/energie/ie3_pumpenmotoren/). (Accessed: 29.04.2023). u.å.
- [32] Norsk fjernvarme. *Fjerdegenerasjons fjernvarme*. URL: <https://www.fjernvarme.no/fakta/fjerdegenerasjons-fjernvarme>. (Accessed: 18.03.2023). u.d.
- [33] LOGSTOR Denmark Holding ApS. *Profile*. URL: <https://www.logstor.com/about-us/profile>. (Accessed: 09.04.2023). u.å.
- [34] Statkraft Varme AS. *Fjernvarme*. URL: [https://www.statkraft.no/globalassets/old-contains-the-old-folder-structure/documents/fjernvarme-09-no\\_tcm10-4580.pdf](https://www.statkraft.no/globalassets/old-contains-the-old-folder-structure/documents/fjernvarme-09-no_tcm10-4580.pdf). (Accessed: 29.04.2023). 2009.
- [35] Statistisk Sentralbyrå. *Fjernvarme og fjernkjøling*. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling>. (Accessed: 25.05.2023). 2023.
- [36] isoplus Fjernvarmeteknik. *Stålrør*. URL: <https://www.isoplus.dk/produkter/staalroer/>. (Accessed: 25.04.2023). u.å.
- [37] LOGSTOR Denmark Holding ApS. *LOGSTOR TwinPipe system*. URL: [https://www.logstor.com/media/6873/twinpipe\\_en\\_p\\_dh.pdf](https://www.logstor.com/media/6873/twinpipe_en_p_dh.pdf). (Accessed: 20.04.2023). u.å.
- [38] LOGSTOR. *LOGSTOR FlexPipe Handbook*. URL: <https://www.logstor.com/media/7218/kingspan-logstor-flexpipe-handbook-specifications-en-eur.pdf>. (Accessed: 02.04.2023). 2022.
- [39] P. Jie mfl. «Optimizing the pressure drop per unit length of district heating piping networks from an environmental perspective». I: *Energy* 202 (2020), s. 117681. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117681>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054422030788X>.
- [40] Statkraft Varme AS. *Bestemmelser for kundesentraler og innvendig røranlegg i Statkrafts fjernvarmeanlegg i Norge*. URL: <https://www.statkraftvarme.no/globalassets/0/statkraft-varme/utbygging/tekniske-bestemmelser/tekniske-betemmelser-norge---rev-des-2021-003.pdf>. (Accessed: 29.05.2023). 2021.
- [41] M.H. Riise. *Praktisk guide for grunnvarmeanlegg basert på oppumpet grunnvann*. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2350389>. (Accessed: 02.02.2023). 2015.

- [42] Danfoss. *Weather compensation*. (Accessed: 16.03.2023). u.å. URL: <https://www.danfoss.com/en/products/dhs/electronic-controls/electronic-controllers-and-application-keys/weather-compensation/#tab-overview>.
- [43] D.S. Østergaard og S. Svendsen. «Costs and benefits of preparing existing Danish buildings for low-temperature district heating». I: *Energy* 176 (2019), s. 718–727. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.186>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219306061>.
- [44] D. S. Østergaard. *Heating of existing buildings by low-temperature district heating*. URL: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/heating-of-existing-buildings-by-low-temperature-district-heating>. (Accessed: 06.03.2023). Technical University of Denmark, Department of Civil Engineering., 2018.
- [45] P. Olsen mfl. *EUDP 2010-II: Full-Scale Demonstration of Low-Temperature District Heating in Existing Buildings. Guidelines for Low-Temperature District Heating*. URL: [https://eudp.dk/files/slutrappporter/guidelines\\_for\\_ltdh-final\\_rev1\\_0.pdf](https://eudp.dk/files/slutrappporter/guidelines_for_ltdh-final_rev1_0.pdf). (Accessed: 21.02.2023). 2014.
- [46] R. Sirevåg. *Legionella*. URL: <https://sml.sn1.no/Legionella>. (Accessed: 22.02.2023). 2022.
- [47] J. E. Pettersen. *Forebygging av legionellasmitte - en veiledning. 4. utgave*. URL: <https://hmts.no/sites/h/hmts.no/files/61a263943f42e32ba1c09271845d70e7.pdf>. (Accessed: 22.02.2023). 2015.
- [48] L. Ø. Angeloff. *Legionellaveilederen: Risikokartlegging og forebyggende tiltak*. URL: <https://www.fhi.no/nettpub/legionellaveilederen/temakapitler/risikokartlegging-og-forebyggende-til/>. (Accessed: 22.02.2023). 2020.
- [49] D. Banks. «An introduction to thermogeology: Ground Source Heating and Cooling, 2nd Edition». I: John Wiley & Sons, 2012. Kap. 8.
- [50] H. O. Paksoy mfl. «Aquifer thermal storage (ATES) for air-conditioning of a supermarket in Turkey». I: 29.12 (2004), s. 1991–1996. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.03.007>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148104001211>.
- [51] Underground Energy. *ATES - Aquifer Thermal Energy Storage*. URL: <https://underground-energy.com/our-technology/ates/>. (Accessed: 19.01.2023). u.d.
- [52] I. Dincer og Rosen M.A. «Thermal energy storage - Systems and Applications». I: John Wiley & Sns, LTD, 2002. Kap. 3.
- [53] Norges vassdrags - og energidirektorat. *Kostnader i energisektoren*. URL: [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015\\_02a.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf). (Accessed: 05.12.2022). 2015.



- [54] Norges geologiske undersøkelse. *Grunnvannskjemi*. URL: <https://www.ngu.no/grunnvanninorge/alt-om-grunnvann/grunnvann-i-norge/grunnvannskjemi>. (Accessed: 31.01.2023). 2018.
- [55] G. Gustafson. *Brunnssystem för värmelagring och värmeutvinning i akviferer*. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/43565055.pdf>. (Accessed: 31.01.2023). 1983.
- [56] Helse- og omsorgsdepartementet. *Forskrift om vannforsyning og drikkevann (drikkevannsforskriften)*. URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-12-22-1868>. (Accessed: 01.02.2023). 2017.
- [57] A.L. Påsse. «Järnutfällningsproblem i grundvattenvärmesystem (R109:86)». I: Statens råd för byggnadsforskning, 1986.
- [58] B. David. «Grunnvannsbrønner: Kontroll, vedlikehold, rehabilitering. GiN-veileder nr. 13 (Skrifter 108)». I: Norges geologiske undersøkelse, 1992. Kap. 2.
- [59] R.K. Ramstad. *Grunnvarme i Norge - kartlegging av økonomisk potensial*. URL: [https://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2011/oppdragsrapportA2011\\_05.pdf](https://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2011/oppdragsrapportA2011_05.pdf). (Accessed: 18.03.2023). 2011.
- [60] Norges geologiske undersøkelse. *Rapport 2016.020: Bakkegeofysiske undersøkelser ved Ydallir og Elverum sentrum, Elverum kommune, Hedmark*. URL: [https://www.ngu.no/upload/Publikasjoner/Rapporter/2016/2016\\_020.pdf](https://www.ngu.no/upload/Publikasjoner/Rapporter/2016/2016_020.pdf). (Accessed: 20.01.2023). 2022.
- [61] C.H. Ophaug. *Grunnvannsvärmepumpe i fjernkjøle- og fjernvarmesystemer*. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2787159?show=full>. (Accessed: 09.04.2023). 2021.
- [62] International Energy Agency. *Technology Roadmap - Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment*. URL: [https://ukerc.rl.ac.uk/Roadmaps/Buildings/buildings\\_roadmap.pdf](https://ukerc.rl.ac.uk/Roadmaps/Buildings/buildings_roadmap.pdf). (Accessed: 24.05.2023). 2011.
- [63] Enova. *Enova årsrapport 2021*. URL: <https://2021.enova.no>. (Accessed: 24.10.2022). 2021.
- [64] Enova. *Potensialet for energieffektivisering i bygg gir grunnlag for nye markeder*. URL: [https://www.enova.no/presse/?\\_ga=2.137638969.847103723.1676366024-944317289.1675412510&\\_gac=1.259098104.1676020283.CjwKCAiA85efBhBbEiwAD7oLQA98Uoz\\_1AQiEMFROR0Iqh5Zr0xC0Lafao0150VLK4mlGR4YYfdNUxoCxIIQAvD\\_BwE](https://www.enova.no/presse/?_ga=2.137638969.847103723.1676366024-944317289.1675412510&_gac=1.259098104.1676020283.CjwKCAiA85efBhBbEiwAD7oLQA98Uoz_1AQiEMFROR0Iqh5Zr0xC0Lafao0150VLK4mlGR4YYfdNUxoCxIIQAvD_BwE). (Accessed: 14.02.2023). 2021.
- [65] Glitre Energi. *Spotpris*. URL: <https://www.glitreenergi.no/strom/stromavtaler-privat/spotpris/>. (Accessed: 06.12.2022). u.å.
- [66] Ishavskraft AS. *Spotpris*. URL: <https://www.ishavskraft.no/privat/avtaler/spotpris/>. (Accessed: 24.02.2023). u.å.
- [67] Glitre Energi. *Variabel Pris*. URL: <https://www.glitreenergi.no/strom/stromavtaler-privat/variabel-pris/>. (Accessed: 06.12.2022). u.å.

- [68] Glitre Energi. *Fastpris*. URL: <https://www.glitreenergi.no/strom/stromavtaler-privat/fastpris/>. (Accessed: 06.12.2022). u.å.
- [69] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Ny nettleie (fra 1. juli 2022)*. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022/>. (Accessed: 20.10.2022). 2022.
- [70] Statistisk sentralbyrå. *Elektrisitetspriser*. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitetspriser>. (Accessed: 10.03.2023). 2023.
- [71] Norges vassdrags - og energidirektorat. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040 – Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. URL: [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021\\_29.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf). (Accessed: 10.03.2023). 2021.
- [72] Statnett. *Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2020-2050*. URL: [https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50\\_revidert.pdf](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf). (Accessed: 14.03.2023). 2020.
- [73] Statistisk Sentralbyrå. *Standard for bygningstype*. URL: <https://www.ssb.no/klasse/klassifikasjoner/31/om>. (Accessed: 05.12.2022). 2000.
- [74] Meteorologisk institutt. *Observasjoner og værstatistikk*. URL: <https://seklima.met.no>. (Accessed: 06.12.2022). 2022.
- [75] Kulturdepartementet. *Idrettshaller - Planlegging og bygging*. URL: [https://www.regjeringen.no/contentassets/dee978d794694506bba23a57d8a76ea8/v-0989b\\_idrettshaller\\_planleging\\_og\\_bygging\\_2016.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/dee978d794694506bba23a57d8a76ea8/v-0989b_idrettshaller_planleging_og_bygging_2016.pdf). (Accessed: 06.12.2022). 2016.
- [76] N. Nord mfl. «Challenges and potentials for low-temperature district heating implementation in Norway». I: *Energy* 151 (2018), s. 889–902. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.094>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218305036>.
- [77] Byggstart. *Etterisolering: Hva koster det?* URL: <https://www.byggstart.no/pris/etterisolering>. (Accessed: 04.05.2023). 2023.
- [78] Norconsult Digital AS og Bygganalyse AS. *Norsk Prisbok*. URL: <https://www.norskprisbok.no/WhatIsNP.aspx>. (Accessed: 06.05.2023). u.å,

# 9. Appendix

## 9.1 El-kjel

### Investeringskostnad - El-kjel [ $I_B$ ]

$$I_B = 2\,942 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} + \frac{75.7\text{kW} - 10\text{kW}}{150\text{kW} - 10\text{kW}} \cdot (1\,405 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} - 2\,942 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}}) = 2\,221 \text{ NOK/kW} \quad (9.1)$$

$$I_B = (2\,221 \text{ NOK/kW} \cdot 530\text{kW}) + \frac{(2\,221 \text{ NOK/kW} \cdot 530\text{kW})}{(1 + 0.04)^{20}} = 1\,714\,357 \text{ NOK} \quad (9.2)$$

### Faste driftskostnader - El-kjel [ $F_B$ ]

$$F_B = 400 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} + \frac{75.7\text{kW} - 10\text{kW}}{150\text{kW} - 10\text{kW}} \cdot (30 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} - 400 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}}) = 226 \text{ NOK/kW} \quad (9.3)$$

$$F_B = 226 \text{ NOK/kW} \cdot 530\text{kW} = 119\,780 \text{ NOK} \quad (9.4)$$

### Variable kostnader - El-kjel [ $V_B$ ]

$$V_B = 0.1 \text{ øre/kWh} \cdot 1\,780\,000 \text{ kWh} \cdot \frac{1 \text{ NOK}}{100 \text{ øre}} = 1\,780 \text{ NOK} \quad (9.5)$$

### Energi og brenselkostnader - 2020 [ $E_{B-2020}$ ]

$$E_{B-2020} = 1\,259\,965 \text{ NOK} \cdot (1(1 - 0.98)) = 1\,285\,164 \text{ NOK} \quad (9.6)$$

### Energi og brenselkostnader - 2022 [ $E_{B-2022}$ ]

$$E_{B-2022} = 1\,552\,542 \text{ NOK} \cdot (1(1 - 0.98)) = 1\,583\,593 \text{ NOK} \quad (9.7)$$

### Oppsummerende tabell

Tabell 9.1: Inputverdier for Basiscase med el-kjel

-	Kostnader	Verdi	Enhet
$I_B$	Investeringskostnad	1 714 131	NOK
$F_B$	Faste driftskostnader	119 780	NOK
$V_B$	Variable kostnader	1 780	NOK
$E_B$	Energi og brenselkostnader 2020	1 285 164	NOK
$E_B$	Energi og brenselkostnader 2022	1 583 593	NOK
$P$	Energi produsert	1 780 000	kWh

## 9.2 Case 1

### Investeringskostnad - Varmepumpe [ $I_{VP_1}$ ]

$$I_{VP_1} = 14\,850 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} + \frac{399.4\text{kW} - 150\text{kW}}{1\,000\text{kW} - 150\text{kW}} \cdot (14\,805 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} - 14\,850 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}}) = 14\,837 \text{ NOK/kW} \quad (9.8)$$

$$I_{VP_1} = (14\,837 \text{ NOK/kW} \cdot 399.4\text{kW}) + \frac{(14\,837 \text{ NOK/kW} \cdot 399.4\text{kW})}{(1 + 0.04)^{20}} = 8\,630\,400 \text{ NOK} \quad (9.9)$$

### Investeringskostnad - Fjernvarmetrasé [ $I_{FV_1}$ ]

$$I_{FV_1} = (900\text{NOK/m} + 700\text{NOK/m} + 1\,230\text{NOK/m}) \cdot 1\,350\text{m} \cdot 1.15 = 4\,393\,575 \text{ NOK} \quad (9.10)$$

### Investeringskostnad - Kundesentraler [ $I_{KS_1}$ ]

$$I_{KS_1} = 110\,000\text{NOK} \cdot 7\text{bygg} = 770\,000 \text{ NOK} \quad (9.11)$$

### Faste driftskostnader - Varmepumpe [ $F_{VP_1}$ ]

$$F_{VP_1} = 40 \frac{\text{NOK}}{\text{kWh}} + \frac{399.4\text{kW} - 150\text{kW}}{1\,000\text{kW} - 150\text{kW}} \cdot (30 \frac{\text{NOK}}{\text{kWh}} - 40 \frac{\text{NOK}}{\text{kWh}}) = 37.1 \text{ NOK/kWh} \quad (9.12)$$

$$F_{VP_1} = 37.1\text{NOK/kWh} \cdot 399.4\text{kW} = 14\,818 \text{ NOK} \quad (9.13)$$

### Variable kostnader - Varmepumpe [ $V_{VP_1}$ ]

$$V_{VP_1} = 1.5 \frac{\text{øre}}{\text{kWh}} + \frac{399.4\text{kW} - 150\text{kW}}{1\,000\text{kW} - 150\text{kW}} \cdot (1.2 \frac{\text{øre}}{\text{kWh}} - 1.5 \frac{\text{øre}}{\text{kWh}}) = 1.4 \text{ øre/kWh} \quad (9.14)$$

$$V_{VP_1} = 1.4\text{øre/kWh} \cdot 1\,950\,000\text{kWh} \cdot \frac{1\text{NOK}}{100\text{øre}} \cdot \frac{1}{\text{COP}} = 9\,100 \text{ NOK} \quad (9.15)$$

### Faste driftskostnader - El-kjel [ $F_{EL}$ ]

$$F_{EL} = 400 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} + \frac{75.7\text{kW} - 10\text{kW}}{150\text{kW} - 10\text{kW}} \cdot (30 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} - 400 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}}) = 226 \text{ NOK/kW} \quad (9.16)$$

$$F_{EL} = 226 \text{NOK}/kW \cdot 530 \text{kW} = \mathbf{119\ 780\ NOK} \quad (9.17)$$

**Variable kostnader - El-kjel [ $V_{EL}$ ]**

$$V_{EL} = 0.1 \text{øre}/kWh \cdot 43\ 000 \text{kWh} \cdot \frac{1 \text{NOK}}{100 \text{øre}} = \mathbf{43\ NOK} \quad (9.18)$$

**Energi og brenselkostnader - 2020 [ $E_{C1-2020}$ ]**

$$E_{C1-2020} = \frac{1\ 259\ 965 \text{NOK} \cdot 0.974}{COP} + 1\ 259\ 965 \text{NOK} \cdot 0.026 \cdot (1(1 - 0.98)) = \mathbf{444\ 291\ NOK} \quad (9.19)$$

**Energi og brenselkostnader - 2022 [ $E_{EL-2022}$ ]**

$$E_{C1-2022} = \frac{1\ 552\ 542 \text{NOK} \cdot 0.974}{COP} + 1\ 552\ 542 \text{NOK} \cdot 0.026 \cdot (1(1 - 0.98)) = \mathbf{547\ 460\ NOK} \quad (9.20)$$

### Oppsummerende tabell

Tabell 9.2: Inputverdier for Case 1

-	Kostnader	Verdi	Enhet
$I_{VP_1}$	Investeringskostnad - VP	8 630 400	NOK
$I_{FV_1}$	Investeringskostnad - FV	4 393 575	NOK
$I_{KS_1}$	Investeringskostnad - KS	770 000	NOK
$I_B$	Investeringskostnad - El	1 714 131	NOK
$M_{VP_1}$	Faste driftskostnader - VP	14 818	NOK
$M_B$	Faste driftskostnader - Elkjel	119 780	NOK
$V_{VP_1}$	Variable kostnader - VP	9 100	NOK
$V_{EL}$	Variable kostnader - Elkjel	43	NOK
$F_{VP_1}$	Energi og brenselkostnader - 2020	444 291	NOK
$F_{EL}$	Energi og brenselkostnader - 2022	547 460	NOK
$P$	Energi produsert	1 780 000	kWh

### 9.3 Case 2

#### Investeringskostnad - Varmepumpe [ $I_{VP_2}$ ]

$$I_{VP_2} = 14\,850 \frac{NOK}{kW} + \frac{283.3kW - 150kW}{1\,000kW - 150kW} \cdot (14\,805 \frac{NOK}{kW} - 14\,850 \frac{NOK}{kW}) = 14\,842 NOK/kW \quad (9.21)$$

$$I_{VP_2} = (14\,842 NOK/kW \cdot 283.3kW) + \frac{(14\,842 NOK/kW \cdot 283.3kW)}{(1 + 0.04)^{20}} = 6\,123\,726 \text{ NOK} \quad (9.22)$$

#### Investeringskostnad - Fjernvarmetrasé [ $I_{FV_2}$ ]

$$I_{FV_2} = (850 NOK/m + 600 NOK/m + 1\,190 NOK/m) \cdot 1\,350m \cdot 1.15 = 4\,098\,600 \text{ NOK} \quad (9.23)$$

#### Investeringskostnad - Kundesentraler [ $I_{KS_2}$ ]

$$I_{KS_2} = I_{KS_1} = 110\,000 NOK \cdot 7 \text{ bygg} = 770\,000 \text{ NOK} \quad (9.24)$$

#### Faste driftskostnader - Varmepumpe [ $F_{VP_2}$ ]

$$F_{VP_2} = 40 \frac{NOK}{kWh} + \frac{293.3kW - 150kW}{1\,000kW - 150kW} \cdot (30 \frac{NOK}{kW} - 40 \frac{NOK}{kW}) = 38 \text{ NOK/kW} \quad (9.25)$$

$$F_{VP_2} = 38 NOK/kW \cdot 293.3kW = 11\,145.4 \text{ NOK} \quad (9.26)$$

#### Variable kostnader - Varmepumpe [ $V_{VP_2}$ ]

$$V_{VP_2} = 1.5 \frac{\text{øre}}{kWh} + \frac{293.3kW - 150kW}{1\,000kW - 150kW} \cdot (1.2 \frac{\text{øre}}{kWh} - 1.5 \frac{\text{øre}}{kWh}) = 1.4 \text{ øre/kWh} \quad (9.27)$$

$$V_{VP_2} = 1.4 \text{ øre/kWh} * 1\,704\,300 kWh \cdot \frac{1 NOK}{100 \text{ øre}} \cdot \frac{1}{COP} = 7\,953 \text{ NOK} \quad (9.28)$$

#### Faste driftskostnader - El-kjel [ $F_{EL}$ ]

$$F_{EL} = 400 \frac{NOK}{kW} + \frac{75.7kW - 10kW}{150kW - 10kW} \cdot (30 \frac{NOK}{kW} - 400 \frac{NOK}{kW}) = 226 \text{ NOK/kW} \quad (9.29)$$

$$F_{EL} = 226 \text{NOK/kW} \cdot 530 \text{kW} = \mathbf{119\ 780\ NOK} \quad (9.30)$$

**Variable kostnader - El-kjel [ $V_{EL}$ ]**

$$V_{EL} = 0.1 \text{øre/kWh} \cdot 212\ 300 \text{kWh} \cdot \frac{1 \text{NOK}}{100 \text{øre}} = \mathbf{212\ NOK} \quad (9.31)$$

**Energi og brenselkostnader - 2020 [ $E_{C2-2020}$ ]**

$$E_{C2-2020} = \frac{1\ 259\ 965 \text{NOK} \cdot 0.85}{COP} + 1\ 259\ 965 \text{NOK} \cdot 0.15 \cdot (1(1 - 0.98)) = \mathbf{539\ 919\ NOK} \quad (9.32)$$

**Energi og brenselkostnader - 2022 [ $E_{C2-2022}$ ]**

$$E_{C2-2022} = \frac{1\ 552\ 542 \text{NOK} \cdot 0.85}{COP} + 1\ 552\ 542 \text{NOK} \cdot 0.15 \cdot (1(1 - 0.98)) = \mathbf{665\ 294\ NOK} \quad (9.33)$$

Tabell 9.3: Inputverdier for Case 2

-	Kostnader	Verdi	Enhet
$I_{VP_2}$	Investeringskostnad Varmepumpe	6 123 726	NOK
$I_{FV_2}$	Investeringskostnad Fjernvarme	4 098 600	NOK
$I_{KS_2}$	Investeringskostnad Kundesentral	770 000	NOK
$I_{EL}$	Investeringskostnad Elkjel	1 714 131	NOK
$M_{VP_2}$	Faste driftskostnader VP	11 145	NOK
$M_{EL}$	Faste driftskostnader Elkjel	119 973	NOK
$V_{VP_2}$	Variable kostnader VP	7 953	NOK
$V_{EL}$	Variable kostnader Elkjel	212	NOK
$F_{VP_2}$	Energi og brenselkostnader 2020	539 919	NOK
$F_{EL}$	Energi og brenselkostnader 2022	665 294	NOK
$E$	Energi produsert	1 780 000	kWh



## 9.4 Regneark for energi- og brenselkostnader

		Totalforbruk kWh 1780000					
Mnd	Månedlig andel oppvarming [%]	Månedlig forbruk[kWh]	NOK/kWh 2020	Månedskost [NOK]	NOK/kWh 2022	Månedskost [NOK]	
Jan	12,0	213535	0,63	134554	0,62	132719	
Feb	11,3	200966	0,74	148019	0,50	101409	
Mar	10,6	187888	0,99	185352	0,50	93012	
Apr	7,2	128862	0,32	41534	0,81	104237	
Mai	5,1	90410	0,69	62578	0,49	44339	
Jun	4,5	80870	0,74	60089	0,47	37939	
Jul	3,4	60451	0,71	42722	0,37	22142	
Aug	4,9	88090	0,74	65360	0,51	44836	
Sep	7,7	136469	0,73	100132	1,03	141003	
Okt	10,5	186549	0,69	129285	0,76	140881	
Nov	11,4	202409	0,73	147856	1,11	223824	
Des	11,4	203503	0,70	142483	2,29	466200	
			<b>Sum NOK</b>	<b>1259964,891</b>		<b>1552542,165</b>	

Figur 9.1: Utdrag fra regnearket som fordeler oppvarmingsbehov og videre beregner årlige energikostnader i NOK

