

Analyse av effekttopper og minskning av effekttopper i fjernvarmesystemer

Stian Helgerud

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2018

Hovedveileder: Natasa Nord, EPT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for energi- og prosesseteknikk

Prosjektbeskrivelse



Norges teknisk-
naturvitenskapelige universitet

Institutt for energi- og prosesssteknikk

EPT-M-2018- 39

MASTEROPPGAVE

for

Student Stian Helgerud

Våren 2018

Analyse av effekttopper og minskning av effekttopper i fjernvarmesystemer

Analysis of the heat rate peaks and peak shaving in district heating systems

Bakgrunn og målsetting

Fortum Oslo Varme (FOV) arbeider aktivt for å kunne redusere effekttopper i fjernvarmenettet. Dette gir spesielt stort utslag om morgenen, og på kalde dager er det nødvendig for fjernvarmeselskapet å bruke dyr spisslast for å dekke disse relativt kortvarige effekttoppene samtidig som fjernvarmenettet og pumper må dimensjoneres for å ta disse kortvarige toppene. Et av tiltakene for å minske effekttopper er å lagre varme i bygninger. Det betyr å utnytte lagringspotensiell som finnes i bygningskropp og selve bygning. På basis av energisignatur for hver enkel bygning, er det mulig å vurdere potensiell for termisk lagring i selve bygning. Målet med oppgaven er å undersøke nærmere hva som er reelle potensialer for termisk lagring i bygninger hos en del av kunder hos FOV. Under prosjektoppgave har studenten samlet data om energi behov og energisignatur kurver ved FOV. Studenten skal fortsette å samle mer data om varmebehov og kunder på timesbasis. Data skal analyseres for å definere typiske kunder. Oppgaven er knyttet til bedriften Fortum Oslo Varme og ett prestisje forskningsprosjekt, UnDID, om smart fjernvarme.

Målet med oppgaven er å analysere grensesnitt mellom kunder og fjernvarmesystem for å minske effekttopper ved å benytte seg bedre av lagrings kapasiteter i selve bygningsmasse og å muliggjøre pålitelig varmeleveranse, god termisk komfort samt med energieffektivisering i fjernvarmen i Oslo.

Opgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Litteraturstudium av følgende temaer: varme- og kjølebehov i bygninger, løsninger for kundesentraler, smarte termiske netter/lavtemperaturnett (komponentene, måling, styring, osv), utfordringer i drift, osv.
2. I samarbeid med Fortum Oslo Varme, definere bygninger eller kunder som skal analyseres. Det er viktig at historiske driftsdata er tilgjengelige og at kunde profiler er ulike.
3. Utvikle metodikk for estimering av potensielle for termisk lagring i bygningsmasse. Metodikk skal ta utgangspunkt i energisignatur kurver og historiske data.
4. Simulere ulike kunder ved hjelp av utviklet metodikk.
5. Utarbeide en strategi for hvordan FOV kan bruke energilagring i bygningsmasse mer aktiv.
6. Oppsummere og presentere resultater.
7. Utarbeide draft til en artikkel.

” - ”

side 1 av 2

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sende instituttet en detaljert fremdrift- og eventuelt forsøksplan for oppgaven til evaluering og eventuelt diskusjon med faglig ansvarlig/veiledere. Detaljer ved eventuell utførelse av dataprogrammer skal avtales nærmere i samråd med faglig ansvarlig.

Besvarelsen redigeres mest mulig som en forskningsrapport med et sammendrag både på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse etc. Ved utarbeidelsen av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Med henblikk på lesning av besvarelsen er det viktig at de nødvendige henvisninger for korresponderende steder i tekst, tabeller og figurer anføres på begge steder. Ved bedømmelsen legges det stor vekt på at resultatene er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte, og at de er diskutert utførlig.

Alle benyttede kilder, også muntlige opplysninger, skal oppgis på fullstendig måte. For tidsskrifter og bøker oppgis forfatter, tittel, årgang, sidetall og eventuelt figurnummer.

Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg fra Institutt for energi- og prosesssteknikk.

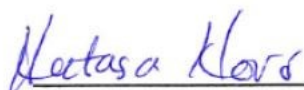
Risikovurdering av kandidatens arbeid skal gjennomføres i henhold til instituttets prosedyrer. Risikovurderingen skal dokumenteres og inngå som del av besvarelsen. Hendelser relatert til kandidatens arbeid med uheldig innvirkning på helse, miljø eller sikkerhet, skal dokumenteres og inngå som en del av besvarelsen. Hvis dokumentasjonen på risikovurderingen utgjør veldig mange sider, leveres den fulle versjonen elektronisk til veileder og et utdrag inkluderes i besvarelsen.

I henhold til "Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet" ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater og data til undervisnings- og forskningsformål, samt til fremtidige publikasjoner.

Besvarelsen leveres digitalt i DAIM. Et faglig sammendrag med oppgavens tittel, kandidatens navn, veileders navn, årstall, institutt navn, og NTNUs logo og navn, leveres til instituttet som en separat pdf-fil. Etter avtale leveres besvarelse og evt. annet materiale til veileder i digitalt format.

- Arbeid i laboratorium (vannkraftlaboratoriet, strømningsteknisk, varmeteknisk)
 Feltarbeid

NTNU, Institutt for energi- og prosesssteknikk, 15. januar 2018



Natasa Nord

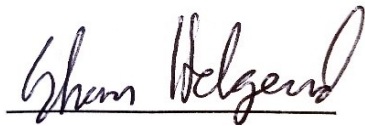
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder(e): Westin Anders, Fortum Oslo Varme, Anders.Westin@fortum.no

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet i det avsluttende semesteret av et toårig masterprogram ved institutt for energi- og prosessteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) i Trondheim. Belastningen på oppgaven utgjør 30 studiepoeng.

Jeg vil takke veilederen min Natasa Nord for oppfølging underveis i prosjektet. Jeg vil også takke veileder Anders Westin fra Fortum Oslo Varme som har sendt meg nyttig dataunderlag og informasjon. Han har bidratt med innspill om hva Fortum Oslo Varme syntes var viktig å fokusere på, og oppbygningen av masteroppgaven har derfor blitt mer relevant. I tillegg vil jeg takke Johan Kensby som har bidratt med datagrunnlag, innspill og veiledning knyttet til potensialstudiet. Til slutt vil jeg takke Jørgen Aarstad fra Fortum Oslo Varme som har hjulpet meg med produksjonssimuleringer.

A handwritten signature in black ink, reading "Stian Helgerud", written over a horizontal line.

Stian Helgerud

Sammendrag

Fortum Oslo Varme leverer fjernvarme til privatboliger og næringsbygg i Oslo-området. For et fjernvarmeselskap er det utfordringer i drift knyttet til effekttopper i nettet. Det forekommer hovedsakelig om morgenen og på kalde dager. Dyr spisslast må benyttes for å dekke disse kortvarige effekttoppene.

Ett tiltak for å redusere effekttoppene i nettet kan være å utnytte bygningenes termiske lagringskapasitet. Det vil si at enkelte bygg kan tilføres mindre varme enn det faktiske behovet i en kortere periode, gjennom å hente ut lagret varme i bygget. Dette kan skje uten å påvirke den termiske komforten. Tilgjengelig kundeinformasjon har gjort det mulig å analysere potensialet for varmelagring og effektreduksjon i et utvalg av kundene til Fortum Oslo Varme.

Potensialstudiet tar for seg 400 utvalgte kundesentraler, bestående av 200 kundesentraler for næringsbygg og 200 for boligbygg, som er vurdert egnet for termisk lagring. Termisk lagringskapasitet for disse byggene er beregnet å utgjøre 482 MWh. De 200 største kundesentralene med tilhørende bygg står for over 70 prosent av total kapasitet. Maksimalt oppladnings- og utladningspotensial er henholdsvis 34 MW og 48 MW. Med maksimal utnyttelse vil denne kapasiteten være stor nok til å redusere effekttoppene i fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme med 48 MW i 10 timer.

Det er undersøkt hvordan laststyring og termisk lagring i bygg kan påvirke årlig effektbehov og produksjon i fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme. Utgangspunktet for analysen var et kaldt år (2010) med totalt energibehov på 1,95 TWh. Med laststyring ble maksimal effekt redusert fra 714 MW til 683 MW. Dette ga også utslag på brenselmiksen i fjernvarmeproduksjonen. Bruken av spisslastkilder som biodiesel, bioolje, naturgass og pellets ble redusert og produksjon fra stabile grunnlastkilder og elkjeler økte. Dette reduserer lokal luftforurensing.

Produksjonssimulering med laststyring resulterte i en årlig besparelse i produksjonen som tilsvarte 2,39 MNOK. Med laststyring ble brukstiden forbedret fra 2726 timer til 2849 timer. Termisk lagring i bygg avlaster fjernvarmenettet og forbedrer driftsforholdene til Fortum Oslo Varme i kalde perioder når effektbehovet er stort.

Abstract

Fortum Oslo Varme supplies district heating to residential and commercial buildings in Oslo. A district heating company has challenges in the operation related to heat rate peaks in the network. Peaks occurs mainly in the morning and during cold days. Expensive fuel must be used to cover these peaks.

The buildings thermal storage capacity can be used to reduce heat rate peaks in the network. This means that some buildings can be supplied with less heat than the actual need for a shorter period, by discharged stored heat in the building, without affecting thermal comfort. Available data from Fortum Oslo Varme has made it possible to analyse the potential heat storage and power reduction for selected customers.

The potential study contains 400 selected customer substations, consisting 200 substations for commercial buildings and 200 for residential buildings. These buildings are potentially suitable for thermal storage. Total thermal storage capacity was calculated to be 482 MWh. The 200 largest substations covered 70 percent of total capacity. The maximum charge and discharge rate was 34 MW and 48 MW, respectively. This capacity will be large enough to reduce the power peaks in the district heating network with 48 MW for 10 hours with maximum utilization.

Load shifting and thermal storage in buildings are analysed and used to find out how annual power requirements affect the production in the district heating network in Oslo. A cold year (2010) with total energy requirements of 1.95 TWh was analysed. Maximum power was reduced from 714 MW to 683 MW with load shifting. Use of load shifting also results in change of fuel mix in the district heating production. Peak load fuel as biodiesel, bio-oil, natural gas and pellets was reduced. Production from stable base load sources and electricity increased and local air pollution will be reduced.

Production simulation with load shifting resulted in an annual saving of 2.39 MNOK. The utilization time was improved from 2726 hours to 2849 hours with load shifting. In cold periods where the power requirement is high, thermal storage relieves the district heating network and operating conditions are improved.

Symbolforklaring

Symbol	Forklaring	Enhet
A	Areal	m^2
LMTD	Logaritmisk middeltemperaturdifferanse	K
K	Varmeoverføringskoeffisient	W/m^2K
$K_{s(n)}$	Sammenlagringsfaktor	-
K_t	Effekttapsfaktor	-
$P_{a,maks}$	Maksimal effekt hos hver enkelt kundesentral	kW
P_{nett}	Maksimalt effektbehov ut av varmesentralen	kW
P_v	Varmeoverføringseffekt for varmeveksleren	kW
P_{vv}	Effektbehov for varmt tappevann	kW
Q	Varmemengde	J, kWh
V	Volum	m^3
\dot{V}	Volumstrøm	m^3/h
c_p	Spesifikk varmekapasitet	J/kgK
\bar{c}_p	Gjennomsnittlig varmekapasitet	J/kgK
k	Konstant	J/m^3K
k_v	Ventilkarakteristikk	m^3/h
\dot{m}_p	Massestrøm på primærsiden av varmeveksleren	kg/s
\dot{m}_{vv}	Massestrøm varmtvann	kg/s
t_{kv}	Temperatur kaldtvann	$^{\circ}C$
t_{vv}	Temperatur varmtvann	$^{\circ}C$
t_r	Returtemperatur	$^{\circ}C$
t_t	Turtemperatur	$^{\circ}C$
p	Trykkfall	bar
ΔT	Temperaturdifferansen	K
ΔT_1	Største temperaturdifferanse	K
ΔT_2	Minste temperaturdifferanse	K
$\bar{\rho}$	Gjennomsnittlig tetthet	kg/m^3

Liste over figurer

Figur 1: Fjernvarmeproduksjon fra brensel og ut til sluttbruker.....	1
Figur 2: Oversikt over energikildene brukt i fjernvarmeproduksjonen til FOV i 2017.	2
Figur 3: Varmebehov til rom, ventilasjon og tappevann.....	4
Figur 4: Eksempel på energisignaturer.....	6
Figur 5: Døgn- og månedsvariasjoner for tappevannsforbruk.	7
Figur 6: Effektprofil gjennom en dag for et boligbygg(t.v.) og et næringsbygg(t.h.).....	9
Figur 7: Eksempel på et varighetsdiagram.....	10
Figur 8: Ulike abonnentsentraler for fjernvarme. Gruppesentral, bygningssentral og leilighetssentral.....	13
Figur 9: Grunnleggende systemskisser for en abonnentsentral.....	14
Figur 10: Løsninger for abonnentsentral med forvarming av tappevann.	15
Figur 11: Parallellkobling av radiatorkretsen og varmebatteriet.....	17
Figur 12: Serie/parallellkobling av radiatorkretsen og varmebatteriet.....	17
Figur 13: Serie/parallellkobling av varmeveksleren for radiatorsystemet og varmebatteriet som er koblet på primærsiden.	18
Figur 14: Vannstrømning for tur/retur på primær- og sekundærsiden i platevarmeveksler.....	19
Figur 15: Karakteristikk for varmeveksler og ventil.	21
Figur 16: Fyringskurve for et 60/40 radiatorsystem.....	23
Figur 17: Fyringskurve for et 60/40 radiatorsystem med forvarming av tappevann.....	24
Figur 18: Fyringskurve for et fjernvarmenett regulert etter utetemperaturen.	25
Figur 19: Fjernvarmeproduksjon til FOV for 2016.....	31
Figur 20: Produksjonsfordeling av energikilder gjennom en kald dag.	32
Figur 21: Effektbehov for fjernvarmeproducent og forbruker med aktiv nattsenkning.	33
Figur 22: Prinsippet som ligger til grunn for å utnytte seg av termisk lagring i bygg.	34
Figur 23: Informasjon og datagrunnlag i tilsendte regneark.	37
Figur 24: Gjennomsnittlige timesverdier for utetemperatur i Oslo gjennom et år.	38
Figur 25: Modell for energisignatur, årlig effektforbruk og varighetskurve.....	40
Figur 26: Metode for å beregne en kundegrupes totale termiske lagringskapasitet.	41
Figur 27: Modell for beregning av oppladning- og utladningspotensialet.....	42
Figur 28: Total energisignatur for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme for dag og natt. ..	47
Figur 29: Årlig effektbehov fra generert modell (t.v.) og faktisk behov (t.h.).....	48
Figur 30: Årlig effektbehov for kundesentralene til Fortum Oslo Varme.	49

Figur 31: Varighetsdiagram for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme.....	50
Figur 32: Differanse mellom effektbehov på natt og dag.	51
Figur 33: Varighetskurve for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme med og uten nattsenkning.	52
Figur 34: Energisignatur for et næringsbygg.	54
Figur 35: Oppladning- og utladningspotensialet for et utvalgt næringsbygg.....	55
Figur 36: Korreksjonsfaktor for å genere døgnvariasjon for et næringsbygg.	56
Figur 37: Effektbehov for et næringsbygg med og uten døgnkorreksjon.	56
Figur 38: Effektførøpet gjennom en uke for et næringsbygg med og uten laststyring.	57
Figur 39: Korreksjonsfaktor for å genere døgnvariasjon for et boligbygg.	59
Figur 40: Effektbehov for boligblokker med og uten døgnkorreksjon.	60
Figur 41: Effektførøpet gjennom en uke for boligblokker med og uten laststyring.	60
Figur 42: Termisk lagringskapasitet for byggene i fase 1.....	62
Figur 43: Oppladning- og utladningspotensial for byggene i fase 1.	63
Figur 44: Korreksjonsfaktor for å generere døgnvariasjon for det totale fjernvarmenettet.	64
Figur 45: Effektbehov for en kald dag med og uten laststyring i fase 1.	65
Figur 46: Effektbehov for en kald uke med og uten laststyring i fase 1.	66
Figur 47: Termisk lagringskapasitet for byggene i fase 2.....	67
Figur 48: Oppladning- og utladningspotensial for byggene i fase 2.....	67
Figur 49: Effektbehov for en kald dag med og uten laststyring i fase 2.	68
Figur 50: Effektbehov for en kald uke med og uten laststyring i fase 2.	69
Figur 51: Varighetskurve uten laststyring og endring med laststyring i fase 2.....	70
Figur 52: Effektbehov for en gjennomsnittlig kald uke og effektpåvirkning med laststyring.	71
Figur 53: Varighetskurve for en gjennomsnittlig kald uke og påvirkning med laststyring.	72
Figur 54: Endring av energiforbruk fra ulike energikilder i fjernvarmeproduksjonen for en gjennomsnittlig kald uke.	73
Figur 55: Produksjonsfordeling av energikilder for en kald dag.....	74
Figur 56: Produksjonsfordeling av energikilder for en kald dag med laststyring.....	74
Figur 57: Effektbehov for en ekstrem kald uke og effektpåvirkning med laststyring.	76
Figur 58: Varighetskurve for en ekstrem kald uke og effektpåvirkning med laststyring.....	77
Figur 59: Endring av energiforbruk fra ulike energikilder i fjernvarmeproduksjonen for en ekstrem kald uke.....	78
Figur 60: Årlig effektbehov med modulert forbruk og effektpåvirkning med laststyring.	79
Figur 61: Endring av energikildeforbruk i fjernvarmeproduksjonen for ett år.	79

Liste over tabeller

Tabell 1: Dimensjonerende spesifikt varmeeffektbehov (W/m^2) for temperaturavhengig varmebehov.	6
Tabell 2: Termiske egenskaper for utvalgte materialer.	11
Tabell 3: Krav til temperaturforhold for eksisterende bygg.	22
Tabell 4: Krav til temperaturforhold for nye bygg som knytter seg til fjernvarmenettet.	23
Tabell 5: Temperatur og trykkforhold i fjernvarmenettet til FOV.	24
Tabell 6: Eksempel på to energisignaturer som er generert for en kundesentral.	39
Tabell 7: Kostnad med og uten laststyring for et næringsbygg.	58
Tabell 8: Kostnad med og uten laststyring for boligblokker.	61

Innholdsfortegnelse

Prosjektbeskrivelse.....	I
Forord	III
Sammendrag.....	IV
Abstract	V
Symbolforklaring	VI
Liste over figurer.....	VII
Liste over tabeller.....	IX
1 Innledning.....	1
1.1 Prosjekt mål	2
1.2 Begrensninger	3
2 Litteraturstudie	4
2.1 Varme- og kjølebehov	4
2.1.1 Varmebehov i bygninger.....	4
2.1.2 Kjølebehov i bygninger.....	8
2.1.3 Andre varme- og kjølebehov.....	8
2.1.4 Total varmelast i bygg	8
2.1.5 Termisk lagring i bygg.....	11
2.2 Abonnentsentralen	12
2.2.1 Tekniske løsninger for en abonnentsentral	13
2.2.2 Sentrale komponenter i abonnentsentralen	18
2.2.3 Temperatur- og trykkforhold	22
2.2.4 Energimåling.....	25
2.3 Smarte termiske nett	26
2.3.1 Historisk utvikling	26
2.3.2 Fjerde generasjon fjernvarme.....	27
2.3.3 utfordringer	27

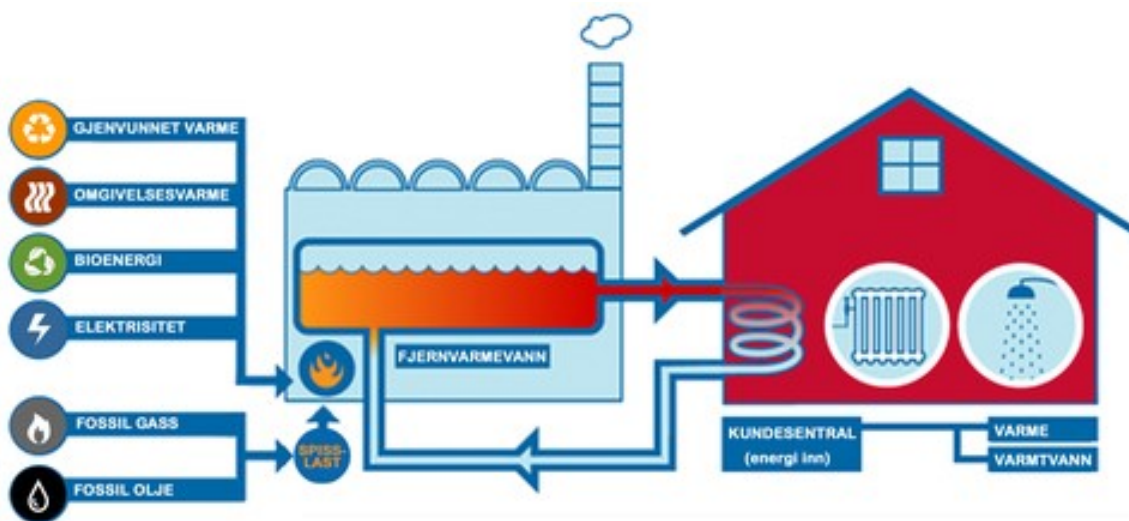
2.4	Utfordringer og muligheter for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme	30
2.4.1	Prismodell	30
2.4.2	Produksjonsforhold	31
2.4.3	Problemet med nattsinking.....	32
2.4.4	Fortum Oslo Varme i utvikling.....	33
2.5	Tidligere arbeid.....	34
3	Metode og analyse av datagrunnlaget	36
3.1	Metode	36
3.1.1	Databehandling	36
3.1.2	Håndtering av oppgaven	36
3.2	Analyse av datagrunnlaget.....	36
3.2.1	Datagrunnlag.....	36
3.2.2	Værdata for Oslo.....	38
3.2.3	Effektbehov og potensialstudiet.....	38
3.2.4	Kundeanalyse av ulike forbrukere	42
3.2.5	Utvelgelse av bygg.....	43
3.2.6	Implementeringsstrategi for laststyring	45
3.2.7	Produksjonssimulering med laststyring	45
4	Resultater.....	47
4.1	Fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme	47
4.1.1	Omfanget av nattsinking hos kundesentralene.....	51
4.2	Kundeanalyse av ulike forbrukere	53
4.2.1	Næringsbygg	53
4.2.2	Boligblokk.....	58
4.3	Potensialstudiet og implementeringsstrategi	61
4.3.1	Potensialet med 50 kundesentraler.....	62
4.3.2	Potensialet med 400 kundesentraler.....	66

4.4 Produksjonssimuleringsmodellen til Fortum Oslo Varme	70
4.4.1 Simulering med laststyring for en gjennomsnittlig kald uke.....	71
4.4.2 Simulering med laststyring for en ekstrem kald uke.....	75
4.4.3 Simulering med laststyring for ett helt år	78
5 Konklusjon	81
6 Videre arbeid	82
Referanseliste	83
Vedlegg	I
Vedlegg 1 – Grunnlag for termisk lagring i bygg og laststyring.....	II
Vedlegg 2 – Utarbeidet utkast til artikkel.....	III

1 Innledning

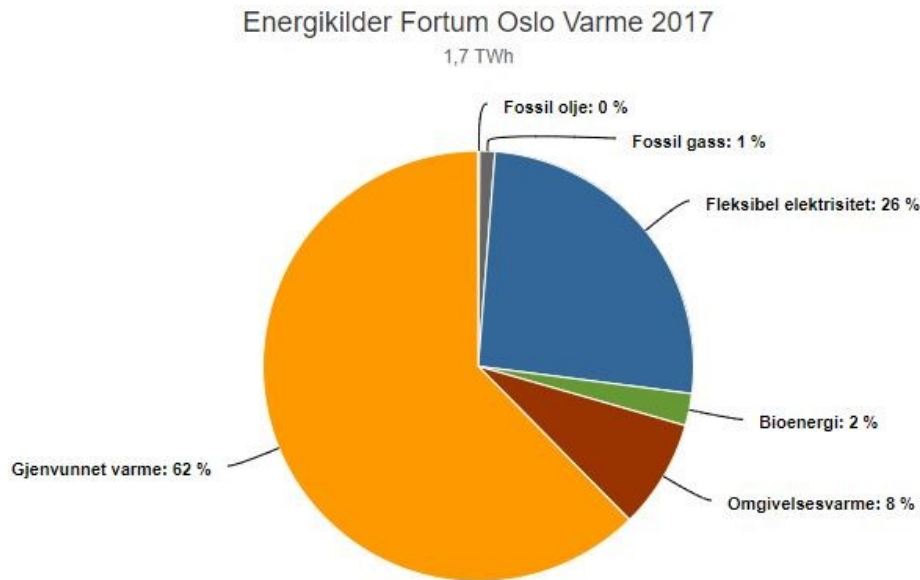
Fortum Oslo Varme (FOV), tidligere Hafslund Varme, er ledende leverandør av fjernvarme i Norge, og leverer fjernvarme til privatboliger og næringsbygg i Oslo-området. 883 boligblokker, 3300 eneboliger/rekkehus og 1100 næringsbygg forventer stabil og pålitelig varme med fjernvarme som energibærer. Dette tilsvarer om lag 20 prosent av totalt oppvarmingsbehov og 25 prosent av maksimalt effektbehov i Oslo. Produksjonen av fjernvarme tilsvarer 1,7 TWh og FOV har som mål å bygge ut til over 2 TWh [1].

Fjernvarmeproduksjonen til FOV baserer seg hovedsakelig på overskuddsvarme fra to avfallsforbrenningsanlegg. Det hentes også ut varme fra byens kloakk ved hjelp av to varmepumper. I perioder der effektbehovet er stort, finnes det spisslastkjeler og spisslastsentraler med fleksible energikilder som olje og gass samt rene el-kjeler. De senere årene har FOV økt kapasiteten til bioolje- og pelletsfyrte kjeler, men under ekstremforhold er man fortsatt avhengig av en liten andel fossilt brensel for å dekke topplasten [2]. Figur 1 viser en oversikt over energikildene i fjernvarmeproduksjonen til FOV og hvordan varmen fordeles via et distribusjonsnett ut til sluttbrukerne [3].



Figur 1: Fjernvarmeproduksjon fra brensel og ut til sluttbruker [3].

Energikildene som ble brukt i produksjonen av fjernvarme i Oslo for 2017 illustreres i Figur 2. Tall fra 2017 viser at andelen av fossilt brensel til fjernvarmeproduksjon var 1%. Gjenvunnet varme dekket over 60% av den totale fjernvarmeproduksjonen. I tillegg stod elektrisitet fra el-kjeler for en stor andel av produksjonen. Omgivelsesvarme tilsvarer produksjonen fra varmepumpene som henter ut varme fra kloakken [4].



Figur 2: Oversikt over energikildene brukt i fjernvarmeproduksjonen til FOV i 2017 [4].

Regjeringen innfører forbud mot bruk av fossil olje til oppvarming av bygninger fra 2020. Dette gjelder både for grunnlast og spisslast. Utfasing av oljefyring kan bety at flere kobler seg til fjernvarmenettet. Dette medfører høyere belastning på nettet og det vil kreve mer av FOV for å sikre forsyningssikkerhet til kundene. Forskriften gjelder foreløpig ikke for fjernvarmeanlegg med nominell termisk effekt høyere enn 1 MW. Det er ventet at regjeringen vil komme med ytterligere restriksjoner knyttet til bruk av fossil olje i fjernvarmeproduksjonen [5].

For et fjernvarmeselskap som FOV er det utfordringer i drift knyttet til effekttopper i nettet. Det forekommer hovedsakelig om morgenen og på kalde dager. Dyr spisslast må benyttes for å dekke disse kortvarige effekttoppene. I tillegg må komponentene i nettet dimensjoneres for den maksimale effekten som kan forekomme.

På bakgrunn av FOV sitt ønske om å komme nærmere sin sluttbruker og ønske om å redusere bruken av spisslastkjelene, skal potensialet for termisk lagring i bygg og laststyring vurderes i denne oppgaven.

1.1 Prosjektmål

Målet med oppgaven er å vurdere potensialet for termisk energilagring hos fjernvarmekunder i Oslo. Det skal undersøkes hva som er reelle potensialer for termisk lagring i bygg og hvor

store utladningseffektene er for utvalgte kundesentraler. Med aktiv regulering kan dette bidra til å redusere effekttopper i fjernvarmenettet til FOV. Dette skal kunne gjennomføres samtidig som det muliggjør pålitelig varmeleveranse, god termisk komfort samt bidrar til energieffektivisering av fjernvarmen i Oslo.

1.2 Begrensninger

Denne masteroppgaven fokuserer på muligheter som ligger i termisk lagring i bygningsmassen, og ser ikke på andre alternativer som også finnes. Byggene som er vurdert egnet for termisk energilagring er valgt ut på bakgrunn av teoretisk underlag, tilsendt kundebeskrivelse og visuelle observasjoner. Det kan være andre tekniske utfordringer som begrenser termisk energilagring og laststyring for et potensielt egnet bygg eller kundesentral. Det er ikke gjennomført fysiske målinger på byggene. Presenterte verdier er basert på historisk energiforbruk og resultater fra tidligere studier og erfaringer. Effektpotensialene må verifiseres ved å utføre fysiske tester på byggene. Som en forenkling er alle utvalgte bygg gitt den samme varmekapasiteten. Byggenes varmekapasitet begrenses av mange faktorer, og det vil derfor være avvik fra teoretiske vurderinger og reelle verdier.

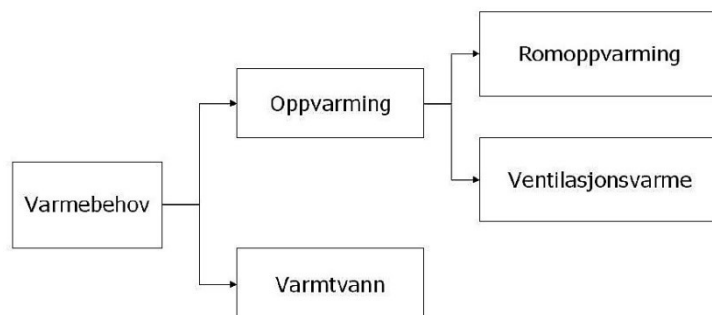
2 Litteraturstudie

2.1 Varme- og kjølebehov

FOV ønsker å få bedre kontroll over kundene sine og drifte fjernvarmenettet optimalt. Da er det viktig å forstå hvordan forbrukerne i byggene oppfører seg og hvordan de tekniske løsningene i byggene virker. Det gjelder blant annet dagligdagse rutiner, varmebehov, tappevannsløsninger, ventilasjonsstyring, dimensjonerende effekter og oppvarmingsmetode i bygget. Dette må analyseres før man kan begynne å se på potensielle tiltak for å redusere effekttoppene i fjernvarmenettet. I denne litteraturdelen skal først flere av disse temaene presenteres slik at man får en bedre forståelse fra forbrukeren sin side.

2.1.1 Varmebehov i bygninger

Varmebehovet i et bygg kan deles inn i to hoveddeler, se Figur 3. Det er oppvarmingen som skal til for å skape termisk komfort og behovet for varmtvann. Disse to postene kan i sin helhet dekkes av termisk energi [6]. I Norge er det vanlig å anta at spesifikt oppvarmingsbehov i et bygg tilsvarer om lag 70% av det totale energibehovet [7]. En forskningsrapport som baserte seg på norske forhold vurderte at et boligbygg har et totalt spesifikt varmebehov tilsvarende 119 kWh/m². Et kontorbygg bruker typisk 140 kWh/m², mens bygg som sykehus og store treningsanlegg har et høyt varmebehov opp mot 280 kWh/m². Multifunksjonelle bygninger ble vurdert til å ha et varmebehov på 154 kWh/m² [7].



Figur 3: Varmebehov til rom, ventilasjon og tappevann [6].

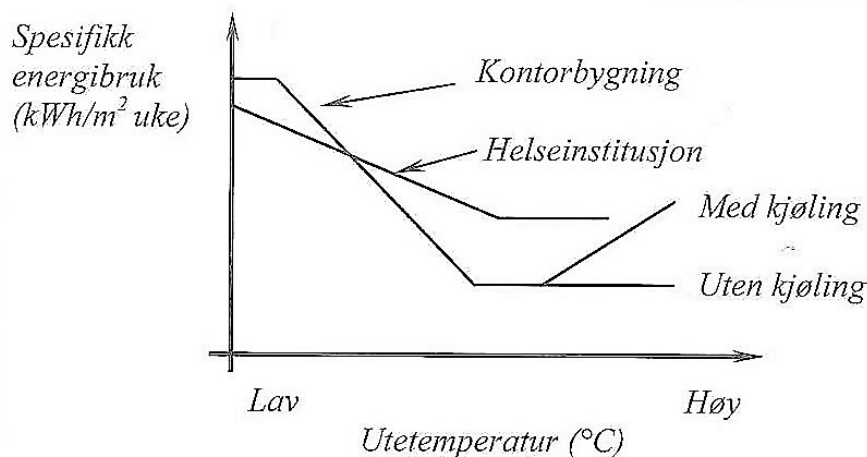
Oppvarming av rom og ventilasjonsvarme

Hensikten med oppvarming er å skape termisk komfort og et komfortabelt inneklima til enhver tid. Termisk komfort avhenger av mange faktorer. Blant annet forbrukerens bekledding og aktivitetsnivå, strålingskilder og temperatur på romflater, samt diverse parametere for luftkvalitet [8].

Varmebehovet til ventilasjon og romoppvarming påvirkes av det lokale klimaet. Lav utetemperatur øker byggets varmebehov. Lokale vindforhold vil også til en viss grad påvirke oppvarmingsbehovet. Varmetilskuddet skal kompensere for varmetap gjennom vegger og vinduer (transmisjonstap), oppvarming av tilført kald ventilasjonsluft og utilsiktet luftutskifting (infiltrasjonstap). Interne laster og solinnstråling kan dekke oppvarmingsbehovet i perioder med høy utetemperatur, men under de kaldeste månedene øker behovet for tilført varme. Det samme gjelder for effektbehovet til oppvarming. Det vil si at både energi- og effektbehovet til oppvarming kan betraktes som en direkte funksjon av utetemperaturen, der lavere utetemperatur medfører et større oppvarmingsbehov [9].

På bakgrunn av dette er det mulig å generere en energisignatur for et bygg (Figur 4).

Energisignaturen sammenligner effekt- eller energiforbruk bygget forventes å bruke for en utvalgt tidsperiode, vanligvis per uke, ved forskjellige utetemperaturer. Dette gjør det mulig å vurdere om virkelig forbruk ligger under eller over forventet forbruk. Ved aktiv bruk av energisignaturen opp mot virkelige energimålinger, kan man oppdage perioder med høyere forbruk enn forventet. Eventuelle systemfeil kan oppdages og tiltak kan iverksettes for å redusere forbruket. Kurven vil flate ut når utetemperaturen er så høy at solinnstråling og interne laster kan dekke oppvarmingsbehovet. Det er med andre ord ikke noe oppvarmingsbehov fra varmesystemet ved utetemperatur høyere enn temperaturen ved knekkpunktet til kurven. Svakheten til energisignaturen når man sammenligner energiforbruk over en periode er at den ofte tar utgangspunkt i gjennomsnittstemperaturen over en periode, og den tar ikke hensyn til termisk magasinerings i bygningskonstruksjonen. Energisignaturen tar heller ikke hensyn til vindforhold. Dette kan redusere påliteligheten til resultatene [8].



Figur 4: Eksempel på energisignaturer [8].

Ved beregning av dimensjonerende effektforbruk til oppvarming benyttes det en dimensjonerende utetemperatur for det området bygget er lokalisert. Det kan enten dimensjoneres for ett, to, tre eller fire dager sammenhengende kalde dager. I Oslo er denne dimensjonerende utetemperaturen henholdsvis $-21,8^{\circ}\text{C}$, $-20,6^{\circ}\text{C}$, $-19,8^{\circ}\text{C}$ og $-18,6^{\circ}\text{C}$ [10]. Vanligvis benyttes det dimensjonerende middeltemperatur for de tre kaldeste dagene [11].

I Tabell 1 er dimensjonerende spesifikt varmeeffektbehov for rom- og ventilasjonsoppvarming presentert for bygg i et osloklima, bygd etter TEK10- og passivhusstandard. Effektbehovet halveres for nesten samtlige bygg i den nye passivhusstandard. For eldre bygg som er bygd i henhold til tidligere krav, vil normalt dimensjonerende spesifikt effektbehov være større enn verdiene i venstre kolonne [12].

Tabell 1: Dimensjonerende spesifikt varmeeffektbehov (W/m^2) for temperaturavhengig varmebehov [12].

	TEK10-standard [W/m²]	Passivhus-standard [W/m²]
Enebolig	36	19
Boligblokk	30	15
Sykehjem	65	30
Kontorbygg	57	31

Oppvarming av tappevann

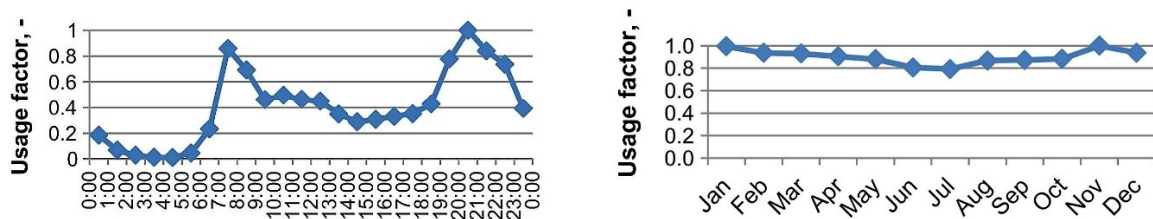
Typisk ønsket temperatur på tappevann er $55\text{--}60^{\circ}\text{C}$. Denne temperaturen er høy nok for å tilfredsstille hygieniske behov og for å bekjempe legionellabakterien som lever naturlig i vann mellom $20\text{--}45^{\circ}\text{C}$. Temperaturen er også lavere enn 65°C som kan forårsake skade på hud, og

man unngår problemet med kalkutfelling i vannet som kan oppstå hvis kalkkonsentrasjonen i det kalde vannet er høyt [9].

Ligning (1) viser hvordan effektbehovet til tappevannsoppvarming (kW) beregnes. Fra ligningen ser man at effektbehovet er avhengig av temperaturredifferansen (K), spesifikk varmekapasitet for vann (J/kgK) og massestrømmen til det varme vannet (kg/s).

$$P_{vv} = \dot{m}_{vv} \cdot c_p \cdot (t_{vv} - t_{kv}) \quad [kW] \quad (1)$$

Behovet for tappevann har ikke den samme årsvariasjonen som rom- og ventilasjonsoppvarming. Den er temperatuavhengig. Behovet ligger mer stabilt og kan ses på som en grunnlast, selv om det er noe lavere behov i de varme månedene. Forklaringen er at folk tilbringer mer tid ute og reiser mer [13]. Det er allikevel store dagsvariasjoner for tappevann. Fra natt der det ofte ikke er noe behov til morgen og kveld der behovet er stort. Figur 5 viser et eksempel på dags- og månedsvariasjoner for tappevannsforbruk i et leilighetskompleks basert på omfattende målinger [14]. De store dagsvariasjonene fremgår tydelig, og trenden med at tappevannsbehovet reduseres i sommermånedene vises i figuren. Dagsvariasjonene for tappevann varierer også veldig fra om forbrukeren er et kontorbygg eller en leilighet. Utfordringen blir å holde en stabil temperatur til enhver tid det er behov for tappevann [9]. Den tekniske løsningen for tappevann i abonnentsentralen må derfor dimensjoneres for maksimalt tappevannsforbruk som sannsynligvis vil forekomme [13].



Figur 5: Døgn- og månedsvariasjoner for tappevannsforbruk [14].

NS3031 presenterer veiledende verdier for forventet effektbehov til tappevannsoppvarming for ulike boligtyper. Typisk effektbehov for en boligblokk er 5,1 W/m². Et kontorbygg har lavere tappevannsbehov og kan forventes å bruke 1,6 W/m². Et idrettsbygg har et stort behov for tappevann og veiledende effektbehov er satt til 18,9 W/m² [6].

2.1.2 Kjølebehov i bygninger

Behovet for kjøling i bygg påvirkes av varmetransmisjonstilskudd, infiltrasjonstilskudd og kjøling av tilført varm ventilasjonsluft, samt andre interne laster. Disse tilskuddene er med på å redusere oppvarmingsbehovet på kalde dager, men på varme sommerdager vil det kreves kjøling for å oppnå termisk komfort.

I Figur 4 illustreres det at et bygg med kjølebehov vil ved høy utetemperatur kreve økt effektforbruk. Denne økningen tilsvarer effekten som skal til for å dekke kjølebehovet til bygget. For et kontorbygg i Oslo som er bygd etter TEK10-standarden antas det et årlig spesifikt kjølebehov på 9 kWh/m² og dimensjonerende spesifikt kjøleeffektbehov tilsvarende 30 W/m² [12].

Kjølebehovet er større i land med varmere klima, men også i Norge er det behov for kjøling. Fjernkjøling kan bidra til å dekke deler av kjølebehovet og det har vært en vekst i leveranse av fjernkjøling. Tall fra SSB viser at produksjonen av fjernkjøling de siste 10 årene har økt fra 73 GWh i 2006 til 182 GWh i 2016 [15].

2.1.3 Andre varme- og kjølebehov

I tillegg til oppvarming og kjøling av bygg kan fjernvarme dekke flere spesielle behov. Flere industrielle prosesser kan utnytte fjernvarme i sin virksomhet. Der det kreves temperaturer over levert fjernvarmetemperatur, kan fjernvarme brukes i en forvarmingsprosess.

Returtemperaturen er i visse tilfeller høy nok til å kunne gjenbrukes i nettet.

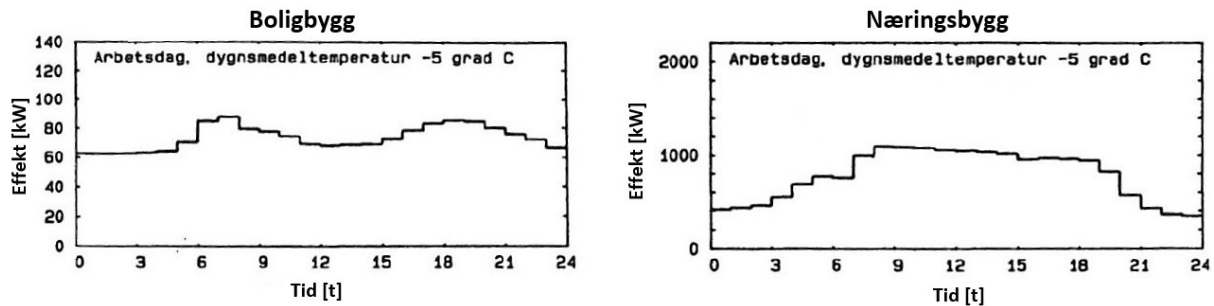
Gatevarme, oppvarming av fotballbaner og oppvarming av frostsatte deler på jernbanen er aktuelle varmebehov fjernvarme kan dekke i land med et kaldt klima. Ved å smelte snø og is reduserer man risikoen for ulykker og kostnader i forbindelse med brøyting.

Bygg med store datarom har et kjølebehov året rundt. I tillegg er det flere industrielle prosesser som krever kjøling [9].

2.1.4 Total varmelast i bygg

Varmelasten til et bygg tilsvarer byggets totale effektbehov til enhver tid. Det vil være store sesongvariasjoner i byggets varmelast gjennom året. Byggets funksjon og belastning vil være avgjørende for hvor stor den maksimale varmelasten og det totalt energiforbruk blir. I tillegg vil det være uke- og døgnvariasjoner. Årsaker til variasjonene kan være nattsinking eller at

bygget belastes mindre i perioder. Figur 6 viser et eksempel på hvordan varmelastvariasjonene for et boligbygg og et næringsbygg fordeler seg utover et døgn. Et boligbygg vil typisk ha en effekttopp om morgenen og en litt mindre effekttopp om ettermiddagen. For et næringsbygg vil effekttoppen inntreffe om morgenen for så å avta noe utover dagen, før varmelasten reduseres om kvelden.



Figur 6: Effektprofil gjennom en dag for et boligbygg(t.v.) og et næringsbygg(t.h.) [13]

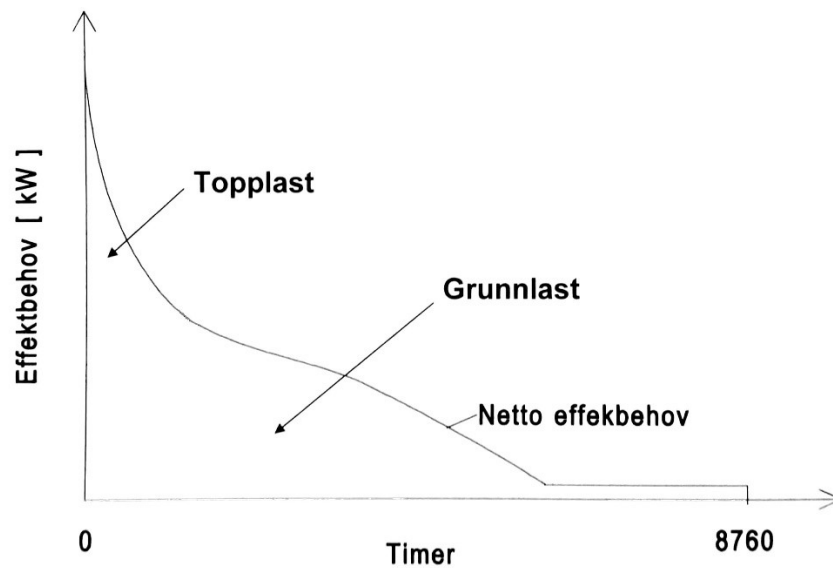
Hver forbruker har et ulikt lastmønster, men mange vil ha lignende karakteristikk. Ligning (2) beskriver maksimal effektbelastning (kW) på nettet. Effekttoppene til den dominerende profilen i nettet vil bestemme den maksimale belastningen, det vil si summen av lastene blir den totale varmelasten for alle byggene som er koblet til det samme fjernvarmenettet. Heldigvis forekommer ikke effekttoppen for samtlige kunder på akkurat samme tidspunkt, og maksimal effekt for kundesentralene sammenlagres utover et større tidsperspektiv. Summen av to effekttopper som ikke skjer til samme tid vil derfor ikke kreve like stor effektleveranse som om de hadde forekommet samtidig. Faktoren for sammenlagring, k_s , reduseres hvis det er mange kundesentraler koblet til samme nett. Effekttapsfaktoren k_t tilsvarer varmetapet i systemet og har en verdi større enn 1,0 [16].

$$P_{nett} = \sum_{a=1}^n P_{a,maks} \cdot K_{S(n)} \cdot k_t \quad [kW] \quad (2)$$

I et større fjernvarmenettverk er antatt årlig varmetap i størrelsesordenen 10 prosent av total varmeproduksjon. Effekttapet som følger med varmetapet vil være rundt 2-3 prosent [16].

Varmemengden i fjernvarmenettet skal tilfredsstille den totale varmelasten til enhver tid. Det er derfor viktig for fjernvarmeleverandøren å kjenne til de typiske kundeprofilene. Slik kan fjernvarme produsentene regulere produksjonen for å oppnå pålitelig varmeleveranse til alle forbrukerne [13].

Effektbehovet for en kundesentral eller summen av alle kundesentraler for ett år kan presenteres i et varighetsdiagram. Tilgjengelige målte eller beregnede timesverdier sorteres etter størrelse og et eksempel på et varighetsdiagram vises i Figur 7.



Figur 7: Eksempel på et varighetsdiagram [8].

Effekttoppene for kalde vinterperioder er lengst til venstre i diagrammet, mens effektbehovet for varme sommernetter havner lengst til høyre i diagrammet. I fjernvarmeproduksjonen vil fleksible energikilder måtte dekke topplasten, mens stabile energikilder dekker grunnlasten. Et varighetsdiagram vil variere fra år til år fordi effektbehovet påvirkes av utetemperaturen. Benyttes et varighetsdiagram for dimensjonering av varmeanlegg bør det derfor tas hensyn til at utetemperaturprofilen varierer fra år til år [9].

Brukstiden kan beregnes ut ifra verdiene i et varighetsdiagram med ligning (3).

$$Brukstid = \frac{\text{Årlig produksjon/forbruk [kWh]}}{\text{Maksimalt effektbehov [kW]}} [t] \quad (3)$$

Brukstiden er avhengig av totalt energiforbruk og maksimalt effektbehov. Brukstiden er et uttrykk som beskriver kapasitetsutnyttelsen til et varmeanlegg. Den uttrykker antall timer i året anlegget må være i full drift for å dekke energibehovet. En reduksjon av maksimal effekt medfører at brukstiden øker. For et slikt tilfellet vil produksjon fra fleksible topplastkjeler reduseres og driftsforholdene forbedres. Ved beregning av brukstiden for det totale fjernvarmenettet er det naturlig å bruke verdier i størrelsen MW og MWh.

2.1.5 Termisk lagring i bygg

Termisk energilagring kan deles inn i sesonglagring av varme og kortvarig energilagring. Et bygg kan fungere som et kortvarig termisk energilager. Måten dette gjøres på er å ha varierende lastperioder gjennom døgnet. Når bygget tilføres enten varme eller kjøling som er større enn behovet, vil bygningsmassen, inneluften og det vannbårne rørsystemet kunne fungere som et energilager. Bygget lades opp. Dette gjør det mulig å senke lastkurven i andre perioder av døgnet uten at det går ut over den termiske komforten. Bygget lades ut i denne perioden. Fordelen med dette er at man kan fordele effekttoppene utover døgnet i stedet for å ha de store effekttoppene når behovet i nettet er størst [9].

Hvor mye termisk energi bygget klarer å avgi eller ta til seg gitt en temperaturdifferanse, avhenger av byggets varmelagringsevne. Termiske materialegenskaper avgjør om et bygg er egnet for termiske energilagring. Mengden av tilført varme som kreves for å oppnå en gitt temperaturdifferanse kalles varmekapasitet. Materialer med stor varmekapasitet kan lagre mer varme. Materialets konduktivitet eller ledningsevne sier noe om hvor effektivt varme forplanter seg. Varmestrømstettheten og akkumulert varme avgjøres av termisk effusivitet. Et materiale med høy termisk effusivitet vil oppleve en større endring av overflatetemperaturen med en endring av materialets varmeinnhold. Forholdet mellom materialets konduktivitet og varmekapasitet kalles termisk diffusivitet. Termisk diffusivitet sier noe om hvor raskt en temperaturendring på overflaten trenger inn i materialet. En høy verdi for termisk diffusivitet vil si at materiale er mer følsomt for temperaturendringer [8]. Termiske egenskaper for utvalgte materialer er gitt i Tabell 2.

Tabell 2: Termiske egenskaper for utvalgte materialer [8].

Materiale	Tetthet [kg/m ³]	Spesifikk varmekapasitet [J/kg·K]	Termisk konduktivitet [W/m·K]	Termisk effusivitet [J/m ² ·K·s ^{0,5}]	Termisk diffusivitet [m ² /s]
Stål	7 800	450	50	13 000	151·10 ⁻⁶
Aluminium	2 800	880	160	20 000	65·10 ⁻⁶
Betong	2 300	1 000	1,7	2 000	0,75·10 ⁻⁶
Porebetong	500	1 000	0,15	275	0,30·10 ⁻⁶
Teglstein	1 600	830	0,60	900	0,45·10 ⁻⁶
Tre (gran, furu)	500	1 600	0,13	325	0,16·10 ⁻⁶

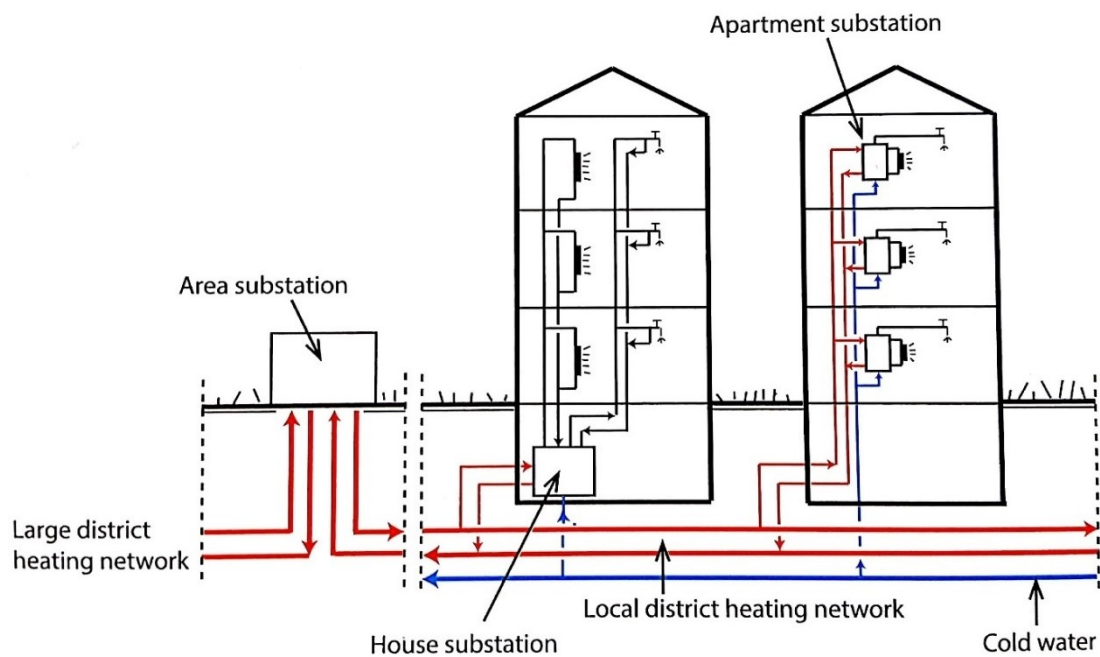
På bakgrunn av materialegenskaper for utvalgte materialer egner bygg i betong seg godt for termisk energilagring. Bygg med stålkonstruksjon vil være lite egnet for termisk lagring.

Hvor raskt varmeoverføringen skjer, avhenger av varmetregheten til bygget som uttrykkes med tidskonstanten til bygget. Dette begrenses av byggets varmekapasitet gitt i (Wh/K) og varmetransportkoeffisienten (W/K). Tidskonstanten til bygget vil være den tiden det tar å oppnå 63% av endelig temperaturendring etter en belastningsendring. Tidskonstanten for en bygning kan finnes ved måling. Dette gjøres ved å skru av varmesystemet for en kald dag og undersøke hvor raskt innetemperaturen synker [8]. En tung bygning vil ha tregere temperatursvingninger, mens i en lett bygning vil varmeoverføringen skje raskere. NS3031 presenterer veiledende verdier for bygningers normaliserte varmekapasitet. For en tung bygning av betong er veiledende verdi satt til 112 Wh/m²K. En middels tung bygning vil ha verdier rundt 65 Wh/m²K, og en lett bygning 34 Wh/m²K [6].

2.2 Abonnentsentralen

For at et bygg eller en leilighet skal kunne benytte seg av fjernvarme til oppvarming trengs det en kundesentral (abonnentsentral) for å motta fjernvarmen. En abonnentsentral kan defineres som en enhet som transformerer energi ned fra et høyere til et lavere nivå. For fjernvarme betyr det at trykk og temperatur senkes via en eller flere varmeveksler(e), avhengig av hvordan kundesentralen er utformet. Dette reduserer belastningene på komponentene, og kostnader til komponentene reduseres uten at det medfører høyere risiko for systemfeil. I Skandinavia anses det som for dyrt å utstyre hver enkelt leilighet med en egen sentral. Det er derfor vanligst å ha en sentral per bygg. Den største ulempen med denne løsningen er at det gjør det vanskeligere å utføre energimålinger for hver enkelt leilighet. I de senere årene har prefabrikkerte abonnentsentraler gjort det enklere å koble seg på fjernvarmenettet [9].

Flere abonnentsentraler kan også være koblet sammen som en gruppesentral. Sentralene som er koblet til samme gruppesentral vil danne et lokalt fjernvarmenett. Temperaturen i det lokale nettet senkes og kostnader til rørsystem reduseres. Figur 8 viser en systemskisse for de ulike typene abonnentsentralene og hvordan fjernvarme tur/retur og kaldt vann fordeles ut til de forskjellige sentralene [13].



Figur 8: Ulike abonnentsentraler for fjernvarme. Gruppesentral, bygningssentral og leilighetssentral [9].

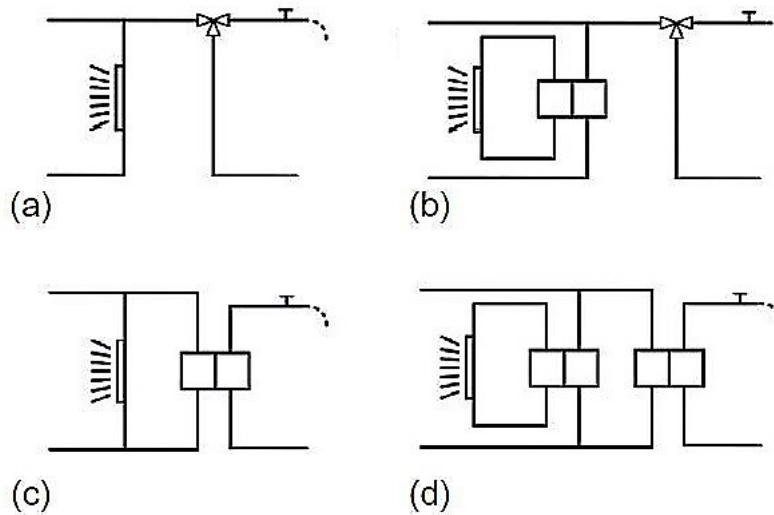
Videre skal varmen distribueres ut til varmeavgivere i bygget. Bygget må være utstyrt med et vannbårent varmedistribusjonssystem for å kunne utnytte seg av fjernvarmen. For romoppvarming kan varmen fordeles via radiatorer, konvektorer eller viftekonvektorer. I tillegg kan et gulvvarmesystem bidra til å oppnå komforttemperatur. Ventilasjonssystemet må ha installert varmebatterier som er koblet til det vannbårne systemet. Oppvarming av varmt tappevann må også kobles til abonnentsentralen for full utnyttelse av fjernvarmen.

2.2.1 Tekniske løsninger for en abonnentsentral

Det er flere måter å organisere abonnentsentralen for fjernvarme på. De fire tradisjonelle måtene er forenklet skissert uten viktige komponenter i Figur 9. Oppvarmingssystemet og tappevannsløsningen i bygget kan enten kobles direkte, indirekte via en eller flere varmevekslere eller en kombinasjon av disse to. Det er både fordeler og ulemper med alle løsningene, men felles for alle systemene er noen felles krav man ønsker å oppnå:

- Avkjøling av primærvannet i kundesentralen bør være så stort som mulig over alle varmelastene i sentralen.

- Tappevannskapiteten for varmtvann skal tilfredsstillere behovet til bygget. Dette gjøres ved å opprettholde tappevannstemperaturen til enhver tid.
- Redusere konsekvensene ved eventuelle lekkasjer i varmevekslere og radiatorkretser.
- Sentralen bør være utformet slik at energimålinger blir så nøyaktig som mulig.
- Lave investerings- og vedlikeholdskostnader [13].



Figur 9: Grunnleggende systemskisser for en abonnentsentral [17].

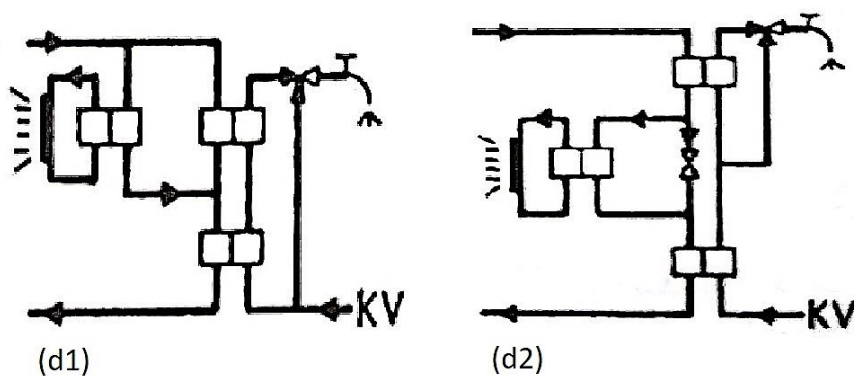
System (a) er den enkleste løsningen. Det er ingen varmeveksling, som vil si at fjernvarmen går direkte til både oppvarming av tappevann og romoppvarming. Hovedargumentet for dette systemet er lave kostnader på grunn av et enkelt rørsystem og få komponenter. Allikevel er denne løsningen sjeldent brukt fordi både vann- og energiforbruket er høyt sammenlignet med det man faktisk får utnyttet til oppvarming.

System (b) er en annen løsning med åpen krets til tappevann. Det er her heller ingen utnyttelse av returvannet til tappevannsoppvarming, men i dette tilfellet er romoppvarming koblet som en indirekte krets. Dette systemet er også sjeldent brukt. For å dekke oppvarmingsbehovet kreves det i de fleste tilfeller større rørdimensjoner enn de som produseres på markedet.

System (c) med lukket krets til tappevann og direkte kobling til romoppvarming er en mer brukt løsning. Spesielt i land som Tyskland og Danmark der turtemperaturen til fjernvarmen kan tilsvare turtemperaturen til radiatorkretsen. Dette vil medføre reduksjon i kostnader knyttet til en ekstra varmeveksler og utvidet rørsystem.

I Sverige og Norge er system (d) den mest brukte løsningen. På grunn av et kaldere klima er kravene til driftssikkerhet høyere, som kan rettferdiggjøre høyere installasjonskostnader. Det er en indirekte og lukket krets, som betyr veksling til både romoppvarming og oppvarming av tappevann. Vekslerne er parallellkoblet. Fordeler med en indirekte og lukket krets er at trykk og temperaturforhold i byggets rørsystem reduseres. Dette reduserer faren for lekkasjer og skade på komponenter [9].

Videre kan system (d) videreutvikles slik at man får mulighet til å forvarme tappevannet med returtemperaturen fra radiatorveksleren. System (d1) og (d2) som vises i Figur 10 er to koblingsløsninger for forvarming av tappevann.



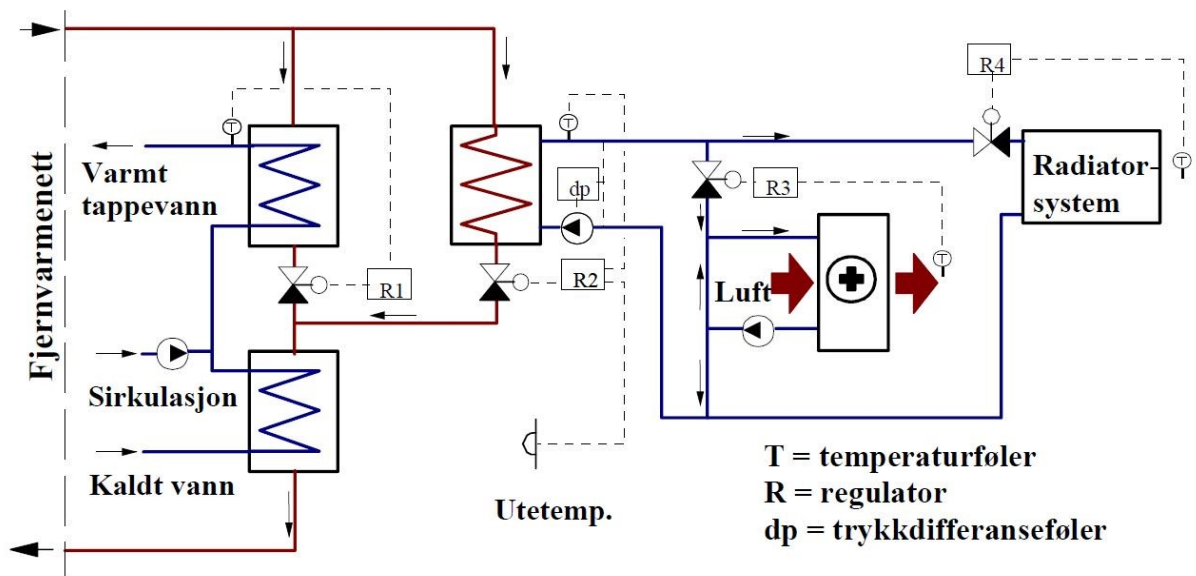
Figur 10: Løsninger for abonnentsentral med forvarming av tappevann.

Den vanligste typen er system (d1), en såkalt 2-stegskobling. Det er en utvidet parallellkobling mellom romoppvarming og tappevann. Fordelen med denne løsningen er at på tidspunkt der tappevannsforbruket er lavt og returtemperaturen fra romoppvarmingsveksleren høy, kan kapasiteten være nok til å dekke hele effektbehovet for oppvarming av tappevann. Ulempen er at det kreves lengere rørsystem og en ekstra varmeveksler øker kostnadene. I perioder der oppvarmingsbehovet er stort vil returtemperaturen fra radiatorveksleren bidra til forvarming av tappevann før ettervarmeren tar seg av det resterende effektbehovet. Totalt vil denne løsningen kreve et mindre fjernvarmeforbruk enn den enkle parallellkoblingen (system d). De tilfellene der ettervarmeren for tappevann er overflødig kan en direkte kobling til kaldtvann justere temperaturen ved hjelp av en blandingsventil til ønsket settpunkt. Dette for å unngå uønsket høy tappevannstemperatur. Rent termodynamisk er denne løsningen ugunstig fordi belastningen fra forvarmeveksleren reduseres, noe som medfører høyere returtemperatur ut fra abonnentsentralen.

Variant (d2) er en 3-stegskobling som også gir mulighet til forvarming av tappevann. På primærsiden av radiatorkretsen er det et bypassrør som kan reguleres avhengig av tappevannsforbruket. Ved mindre tappinger er denne stengt, mens ved økende effektbehov til tappevann kan denne åpnes for å øke forvarmingseffekten. Returvarmen fra radiatorkretsen kan fortsatt bidra til forvarmingsprosessen. Ved kortvarig effektbehov til tappevannsoppvarming reguleres temperaturen med 3-veisventilen som er plassert etter ettervarmeveksleren. Denne reguleringen er raskere enn å styre med bypassventilen. Ulempen med denne systemløsningen er at ved lavt tappevannsbehov veksles turtemperaturen i abonnentsentralen minimalt med ettervarmeveksleren. Dette medfører at tappevannet kommer i kontakt med en høyere temperatur enn anbefalt og det kan oppstå kalkutfelling (Oppvarming av tappevann). Det vil si at i områder der kalkinnholdet i vannet er høyt, er ikke denne løsningen å anbefale. I system (d1) ville ikke dette være noe problem på grunn av en lavere turtemperaturen inn på ettervarmeren.

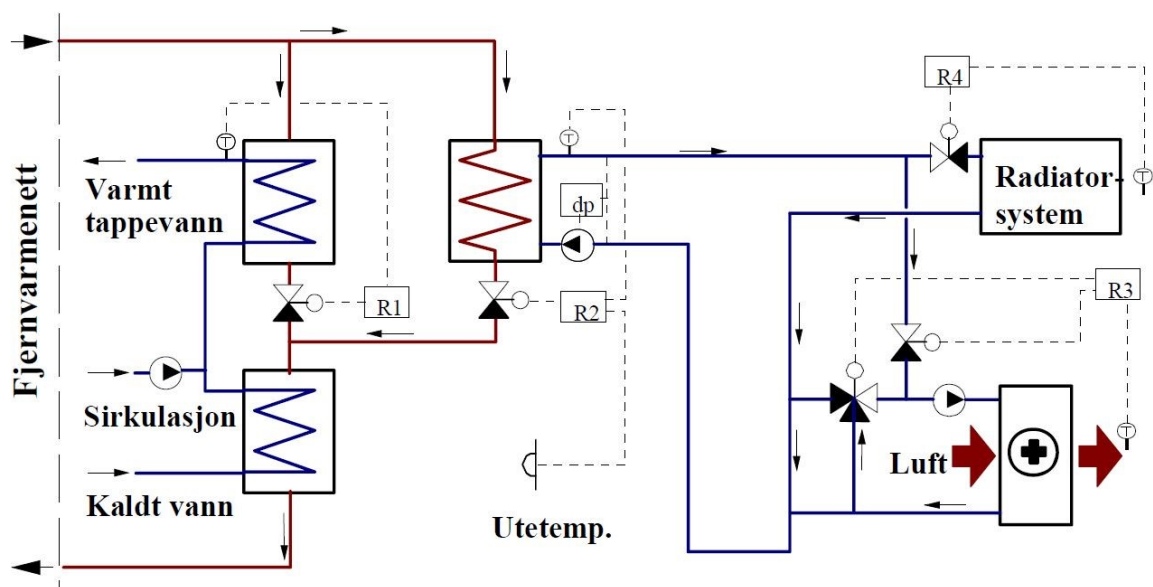
Bygg med ventilasjonsoppvarming krever en organisering til varmebatteriet i kundesentralen. Det er flere systemløsninger for kobling av varmebatteriet, men tre typiske løsninger er illustrert i Figur 11, Figur 12 og Figur 13. Alle tre løsningene bygger videre på systemet i Figur 10 med forvarming av tappevann.

I systemløsningen i Figur 11 er radiatorkretsen og varmebatteriet koblet i parallell på sekundærsiden av romoppvarmingsveksleren. Dette er en løsning som er mye brukt i kundesentraler. Oppvarmingssystemets returtemperatur avgir varme til forvarming av tappevann. Varmebatteriet og radiatorkretsen er koblet i parallell. Det vil si at radiatorsystemet avgjør returtemperaturen fra denne kretsen på grunn av behovet for høyere temperaturforhold. I bygg med stort tappevannsforbruk som hoteller, boligblokker og sykehus, vil dette være en anbefalt løsning.



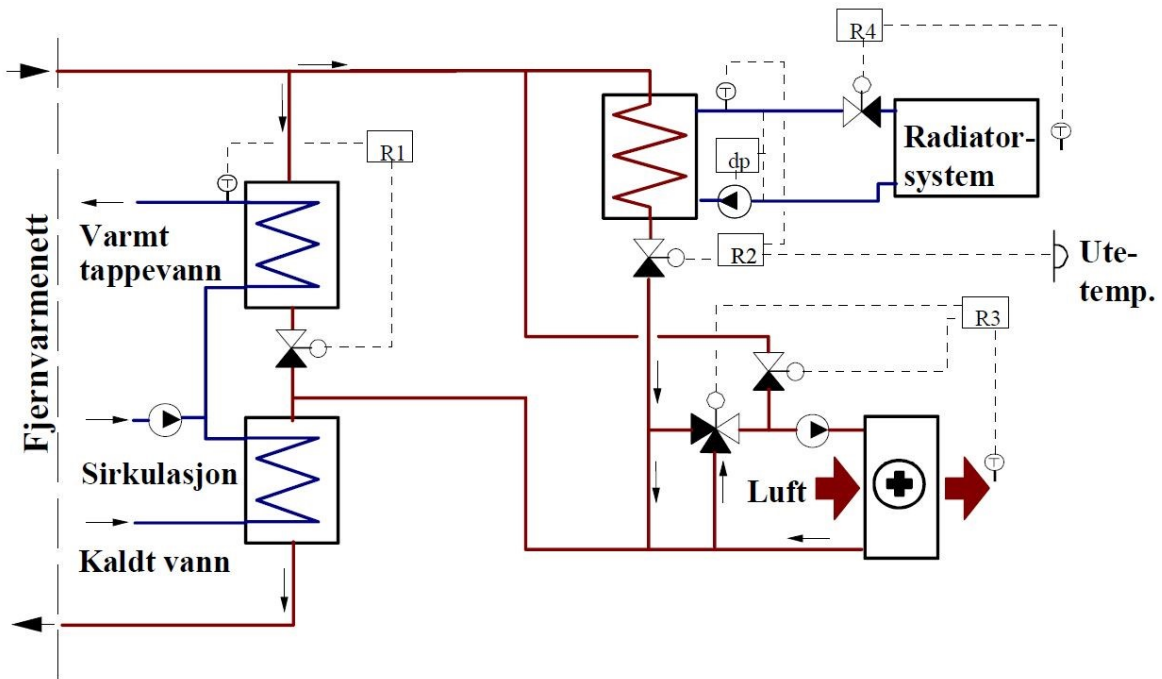
Figur 11: Parallellkobling av radiatorkretsen og varmebatteriet [16].

Det er mulig å optimalisere denne løsningen for å oppnå en mer effektiv sentral. Dette kan oppnås med å koble varmebatteriet i serie/parallell med radiatorsystemet, som vist i Figur 12. I et slikt system kan returvannet fra radiatorkretsen bidra til å varme opp ventilasjonsluften. Dette vil fungere i de tilfellene der returvannet fra radiatorkretsen har høy nok temperatur til å varme opp ventilasjonsluften. Under forhold der dette ikke er tilfelle vil seriekoblingen enkelt løse dette problemet ved å tilføre høyere turtemperatur inn på varmebatteriet. For å unngå denne situasjonen for ofte, bør varmebatteriet dimensjoneres for lavere temperaturforhold enn i systemløsningen med enkel parallellkobling.



Figur 12: Serie/parallellkobling av radiatorkretsen og varmebatteriet [16].

For å maksimere utnyttelsen av fjernvarmepotensialet kan man bruke løsning som er illustrert i Figur 13. Her er varmebatteriet koblet til primærsiden og lagt i serie/parallell med radiatorveksleren. Dette vil medføre høyere trykkforhold i kretsen til varmebatteriet som kan øke risikoen for systemfeil. Et varmebatteri er lagd for å tåle opp mot 16 bar, så dette må vurderes opp mot fjernvarmenettet før man bestemmer seg for en slik løsning [8].



Figur 13: Serie/parallellkobling av varmeveksleren for radiatorsystemet og varmebatteriet som er koblet på primærsiden [16].

Mulige systemløsninger er mange, og avhenger ofte av geografiske begrensninger eller oppvarmingsbehov. Det finnes også flere systemer med kombinasjoner av serie- og parallellkoblinger avhengig av effektbehovet til de ulike oppvarmingssystemene. Bygg med andre oppvarmingsbehov krever en kobling fra abonnentsentralen opp mot dette. I tillegg er det flere løsninger for tappevannsberedere, enten forrådsbereder som er en standard lagringstank, eller gjennomstrømningsbereder som varmer tappevannet etter behov [13].

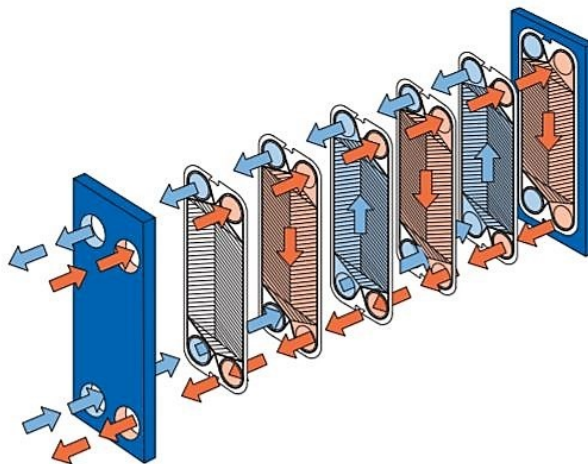
2.2.2 Sentrale komponenter i abonnentsentralen

Varmeveksler

For å overføre varme fra primærsiden til sekundærsiden i byggets kundesentral, brukes det en eller flere varmevekslere. Det finnes forskjellige typer varmevekslere. Hovedtypene er rørvarmeveksler og platevarmeveksler. Rørvarmevekslere krever et større areal for å overføre

varme, derfor er platevarmeveksler den desidert mest brukte tekniske løsningen i abonnentsentraler. Den er kompakt, billig og skal levere stabil varme til oppvarming og tappevann. Høy vannhastighet gjennom veksleren reduserer faren for begroing og redusert varmeoverføring. Det finnes både medstrøms- og motstrømsplatevarmevekslere. Motstrømsvarmeveksler gir den mest effektive varmeoverføringen.

For industri, bygg med stort oppvarmingsbehov og komplekse anlegg benyttes det pakkingsforseglede platevarmevekslere. Den består av rillede plater som er presset sammen av bolter. Platene er som oftest av rustfritt stål, men hvis vannet på primærsiden har et høyt saltinnhold bør det brukes plater av titan for å redusere risikoen for rust. I hvert hjørne er det egne kanaler med gummipakning for tur- og returvann fra primærside og sekundærside. Væske strømmer inn i kanalene og rillene i platene fører til en turbulent strømning som skaper en mer effektiv varmeoverføring, se Figur 14. Platene kan tas inn og ut for rensing, og det kan ettermonteres flere plater. Varmeoverføringseffekten øker med arealet til varmeveksleren, som betyr at hvis effektbehovet øker er det enkelt å øke kapasiteten til varmeveksleren.



Figur 14: Vannstrømning for tur/retur på primær- og sekundærsiden i platevarmeveksler [18].

Loddete platevarmevekslere brukes i dag i de fleste abonnentsentraler. Veksleren er mer kompakt enn typen med pakning. Mellom de rillede platene legges det et tynt kobberbelegg. Under varmeoverføringen fungerer kobberet som kontaktpunkter og øker varmeoverføringseffekten. Platene og koblingene er loddet sammen og veksleren kapsles i en vakuumnovn. Fordelen med dette er at stort sett hele materialet kan brukes til varmeoverføringen. Ulempen er at man ikke har den samme fleksibiliteten med tanke på

platene som for varmeveksleren med pakning. Det betyr at det ikke er mulig å rense platene på samme måte. I stedet brukes det et selvrensende system [9].

Ved dimensjonering av varmeveksleren viser ligning (4) varmeoverføringseffekt (kW) uttrykt med varmeoverføringstallet (W/m^2K), varmevekslerarealet og logaritmisk middeltemperaturdifferanse (K). I tillegg kan varmeoverføringseffekten uttrykkes med massestrøm (kg/s), varmekapasiteten til vann og temperaturdifferansen (K) mellom tur- og returstrømmen på primærsiden av veksleren.

$$P_v = K \cdot A \cdot LMTD = \dot{m}_p \cdot c_p \cdot (t_t - t_r) [kW] \quad (4)$$

Logaritmisk middeltemperaturdifferansen bestemmes med temperaturdifferansen på turtemperaturene og returtemperaturene og beregnes etter ligning (5). ΔT_1 (K) tilsvarer den største temperaturdifferansen og ΔT_2 (K) representerer den minste temperaturdifferansen.

$$LMTD = (\Delta T_1 - \Delta T_2) / \ln(\Delta T_1 / \Delta T_2) [K] \quad (5)$$

Driftsforholdene for varmeveksleren blir bedre ved lavere LMTD, men det vil kreve et større varmevekslerareal for å oppnå ønsket effekt. Dette medfører høyere kostnader. Det gjelder derfor å finne en balanse mellom LMTD og areal for den valgte varmeveksleren som skal til for å dekke effektbehovet [13].

Ventiler

Varmesystemene i abonnentsentralen kan enten reguleres med turtemperaturstyring eller mengderegulering. For å oppnå et mer effektivt og pålitelig system benyttes det ofte en kombinasjon av disse reguleringsprinsippene [16]. Systemer med turtemperaturstyring vil ha tilnærmet konstant vannstrøm og mengderegulerte systemer vil ha tilnærmet konstant turtemperatur.

Det brukes enten mekaniske eller motoriserte ventiler i en abonnentsentral. For tappevannsregulering installeres det som oftest en mekanisk ventil. Den mekaniske ventilen

arbeider etter et angitt settpunkt og regulerer mengden basert på temperaturkravet til tappevannet. Denne har en enkel regulator og det kan forekomme avvik fra ønsket settpunkt. Fordelen er at den er rask, som gjør den ideell for tappevannsregulering.

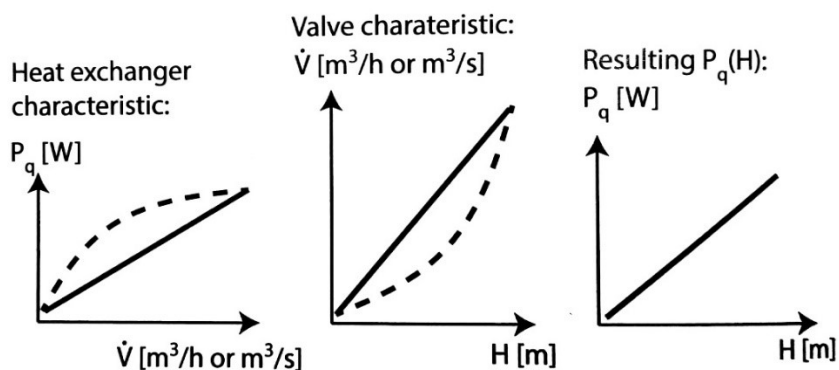
For turtemperaturstyring kreves det i de aller fleste tilfellene en motorisert ventil. Radiatorkretsen arbeider typisk etter turtemperaturstyring med en utekompensert kurve. Ventilen kan fjernstyres fra varmeproduksjonsentralen via et styringssystem.

Vannstrømmen gjennom radiatorene reguleres med en termostatisk ventil som er en type mekanisk ventil [13].

Kapasiteten til reguleringsventilen uttrykkes med en k_v -verdi som representerer ventilkarakteristikken. Denne verdien tilsvarer volumstrømmen ved en trykkdifferanse på 1 bar. Ligning (6) viser hvordan k_v -verdien (m^3/h) kan uttrykkes med volumstrøm (m^3/h) og trykkfall (bar). Ønsker man for eksempel å finne volumstrømmen ved et trykkfall forskjellig fra 1 bar, kan man benytte ligning (6) hvis ventilkarakteristikken er kjent [9].

$$k_v = \dot{V} / \sqrt{\Delta p} \quad [m^3/h] \quad (6)$$

Det er ønskelig at karakteristikene til varmeveksleren og ventilen kompensere for hverandre slik at samlet karakteristik resulterer i en tilnærmet lineær kurve. Figur 15 viser en slik sammenheng. Hvis karakteristikken for varmeveksleren er lineær kreves det en lineær karakteristik for ventilen. Der karakteristikken til varmeveksleren er buet vil det kreves en ventil med omvendt karakteristik for å oppnå en lineær total karakteristik [9].



Figur 15: Karakteristikk for varmeveksler og ventil [9].

2.2.3 Temperatur- og trykkforhold

Det er to hovedregler for temperaturforholdene i abonnentsentralen. Turtemperaturen bør ikke være høyere enn nødvendig og returtemperaturen bør holdes så lav som mulig. Dette medfører mindre varmetap i rørsystemet og driftsforholdene for komponenter forbedres noe som resulterer i et mer energieffektivt system. Konseptet med å redusere returtemperaturen refereres ofte til begrepet å forbedre ΔT . I et eksisterende nett vil en større temperaturdifferanse medføre lavere pumpeeffekt for å oppnå sirkulasjon, og kapasiteten i nettet øker. Det er verdt å merke seg at en større temperaturdifferanse ikke nødvendigvis vil resultere i bedre driftsforhold. Hensikten er å redusere gjennomsnittstemperaturen mellom tur- og returtemperaturen.

Turtemperaturen i abonnentsentralen avhenger av driftstemperaturen i fjernvarmenettet. Det vil si at en abonnentsentral ikke kan påvirke denne temperaturen direkte. Indirekte kan en sentral påvirke turtemperaturen ved å for eksempel ha et romoppvarmingssystem med en lavere dimensjonerende temperatur. Da kan fjernvarmeselskapet redusere temperaturforholdene i fjernvarmenettet. Det er verdt å merke seg at dette vil kreve tiltak fra forbruker sin side. Aktuelle tiltak kan for eksempel være forbedret isolasjon på rør, tiltak i selve bygget som reduserer energiforbruket og utbedringer på radiatorsystemet.

Det samme gjelder derimot ikke for returtemperaturen i sentralen. Returtemperaturen ut fra kundesentralen er et resultat av returtemperaturene fra alle varmelastene i sentralen. Den påvirkes av hvordan oppvarmingssystemene i bygget er designet og styres. [9].

FOV stiller krav til temperatur- og trykkforhold for abonnentsentralene som er koblet til fjernvarmenettet. Det stilles krav til tur- og returtemperatur for de ulike oppvarmingssystemene. For nye bygg som kobler seg på fjernvarmenettet skal det dimensjoneres for lavere temperaturforhold. Kravene i Tabell 3 og Tabell 4 er maksimaltemperaturer og anlegg kan være dimensjonert for lavere temperaturforhold.

Tabell 3: Krav til temperaturforhold for eksisterende bygg [19].

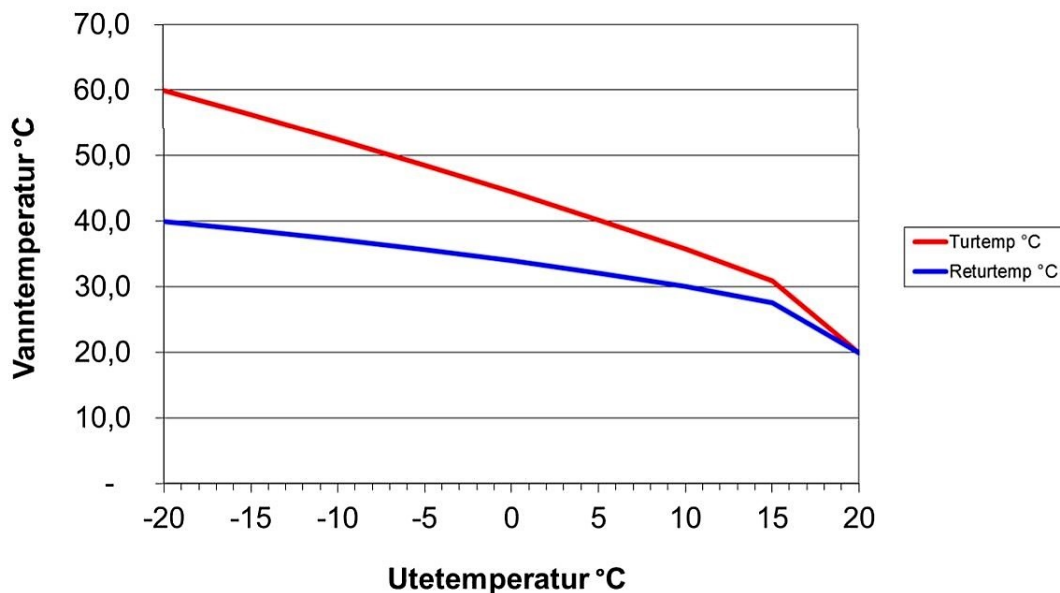
System	Turtemperatur [°C]	Returtemperatur [°C]
Radiatorer	80	60
Varmebatteri	80	60
Gulvvarme	35	30
Gatevarme	35	20

Tabell 4: Krav til temperaturforhold for nye bygg som knytter seg til fjernvarmenettet [19].

System	Turtemperatur [°C]	Returtemperatur [°C]
Radiatorer	60	40
Varmebatteri	60	40
Gulvvarme	35	30
Gatevarme	35	20

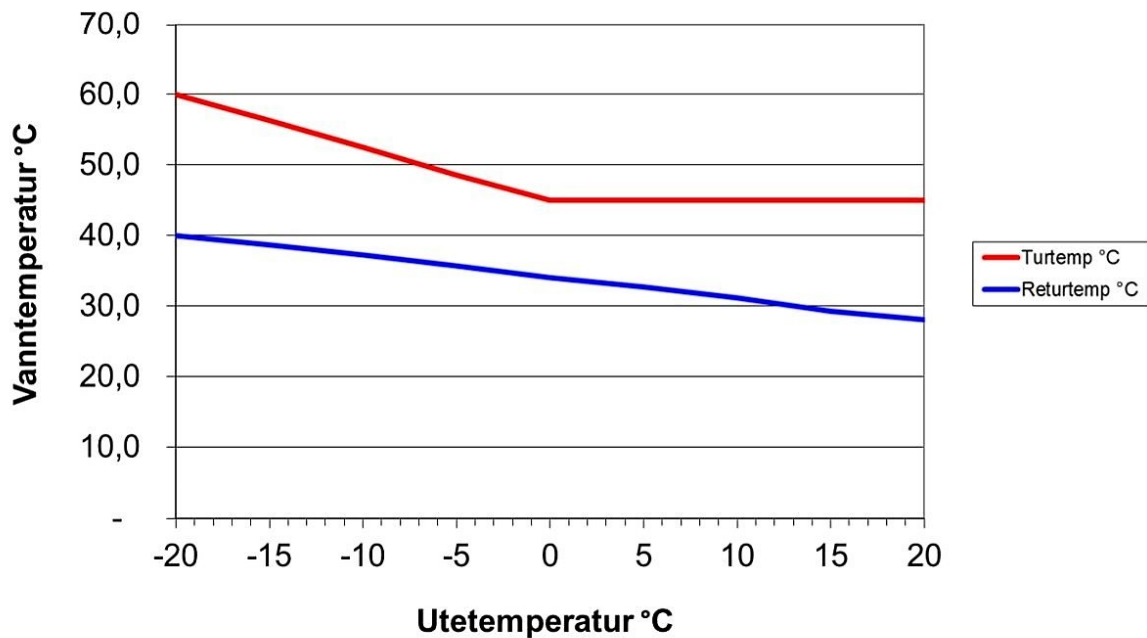
For eksisterende bygg aksepteres det et 80/60 system for romoppvarming og ventilasjonsoppvarming. Dette vil tilsvare et høytemperaturanlegg. Nye anlegg har krav til et 60/40 system [8]. Gulvvarme og gatevarme har de samme temperaturkravene for alle abonnentsentraler.

Figur 16 viser en standard fyringskurve for et 60/40 anlegg. Det er en utekompensert kurve som varmesystemet skal regulere etter der 60/40 tilsvarer tur- og returtemperatur ved dimensjonerende utetemperatur på -20°C. Ved høyere utetemperaturer justeres temperaturforholdene ned i henhold til kurven i Figur 16.



Figur 16: Fyringskurve for et 60/40 radiatorsystem [19].

Denne kurven kan ikke brukes hvis det benyttes forvarming av tappevann fra radiatorkretsen, eller hvis det står på gulvvarme hele sommeren. Da må det brukes en fyringskurve tilsvarende som vist i Figur 17.



Figur 17: Fyringskrurve for et 60/40 radiatorsystem med forvarming av tappevann [19].

Settpunkt for tappevann har FOV satt til 65°C. Det forventes direkte veksling uten bruk av akkumulatortank. Har bygget særskilte behov om høyere temperaturforhold kan det installeres en ettervarmer for å heve temperaturen ytterligere.

Det installeres vanligvis to varmevekslere, en for varmeanlegg og en for oppvarming av tappevann. Kravene for trykkforhold over disse vekslerne er henholdsvis 20 kPa og 30 kPa.

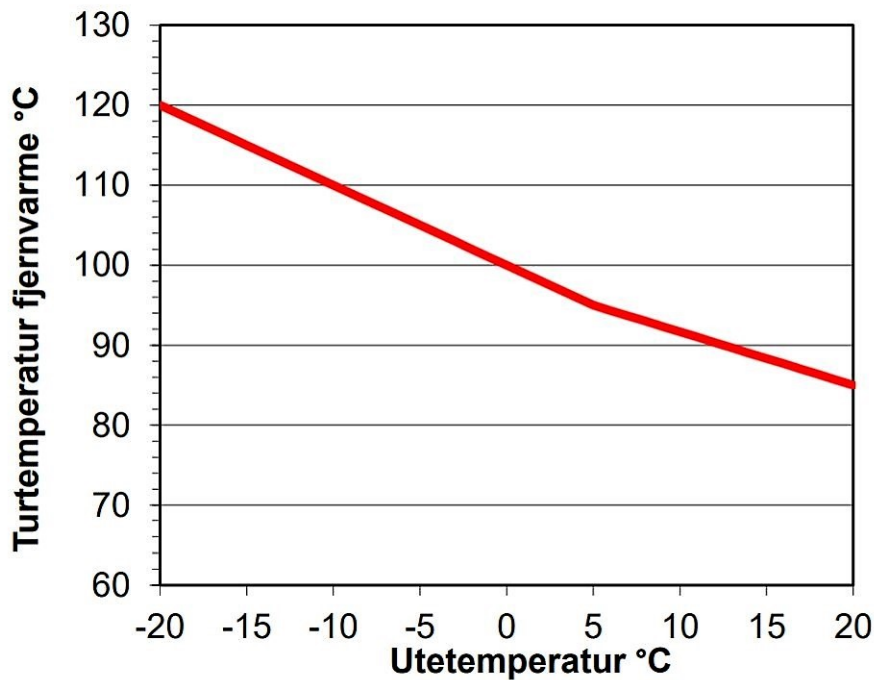
Tabell 5 viser dimensjonerende verdier for trykk og temperatur. Konstruksjonstrykket er 25 bar, og dimensjonerende temperatur er 120°C. Om sommeren reduseres turtemperaturen ned til mellom 75-85°C.

Tabell 5: Temperatur og trykkforhold i fjernvarmenettet til FOV [19].

Temperatur/trykkbeskrivelse	Dimensjonerende verdier
Konstruksjonstrykk	25 bar
Konstruksjonstemperatur	120°C
Konstruksjonstemperatur ved utetemperatur -20°C	120°C
Turtemperatur sommer	75-85°C

Det brukes en utekompensert kurve for regulering av turtemperaturen i fjernvarmenettet. Dette er for å optimalisere driftsforholdene i mengderegulerte systemer til enhver tid [16]. Et eksempel på en slik type regulering er vist i Figur 18. Der ser man at ved utetemperatur -20°C

vil temperaturen på fjernvarmen være 120°C. Ved utetemperatur 20°C reduseres temperaturen på fjernvarmen ned til 85°C [19].



Figur 18: Fyringskurve for et fjernvarmenett regulert etter utetemperaturen [19].

2.2.4 Energimåling

Det er lovpålagt å utføre energimålinger i kundesentralen. Måten dette utføres på er ved hjelp av et måleinstrument som registrerer volumstrøm og temperaturforskjellen mellom tur/retur temperaturen på primærsiden i kundesentralen. En flowmåler beregner volumstrømmen basert på ultralydteknologi og to temperatursensorer måler temperaturene inn og ut av kundesentralen. En energikalkulator mottar signalene fra alle tre sensorene og beregner etter ligning (7) energien (J, kWh) bygget tar ut til enhver tid. Parameterne som inngår i ligningen er altså temperaturdifferansen mellom tur- og returtemperaturen (K), volumet av væsken (m^3) som passerer fra en måling til neste måling og konstanten $k (\bar{\rho} \cdot \bar{c}_p)$, som består av en representativ gjennomsnittlig verdi for varmekapasitet (J/kgK) og tetthet (kg/m^3) til vann.

$$Q = \int_0^V k \cdot V \cdot \Delta T \quad [J, kWh] \quad (7)$$

Det er utfordringer forbundet med energimåling av fjernvarme. Flere parametere endres kontinuerlig og den antatte konstanten er egentlig ikke konstant. I tilfeller der det tilføres

glykol i kretsen for frostsikring vil denne konstanten ha en enda større usikkerhet. Nøyaktigheten kan derfor ikke forventes å være på samme nivå som for elektrisitetmåling. Maksimalt tillatt avvik er ± 5 prosent. Det er øvre grense for klasse 2 i standarden EN 1434, som setter krav til måleinstrumenter brukt for fjernvarmemarkedet.

Plassering av sensorene er også av betydning for målersikkerheten. Sensorene bør monteres i god avstand fra pumper, ventiler og bend i rørsystem. Luftansamlinger og ujevn strømning kan påvirke målesikkerheten. Flowmåleren bør være montert på returstrømmen der det vil være best driftsforhold for måleren. Eventuelt kan det monteres en ekstra flowmåler på turstrømmen for å kompensere for lekkasjer i kundesentralen og i bygget [9].

2.3 Smarte termiske nett

Klima og miljødepartementet kom med følgende uttalelse i 2014 om et varslet grønt skifte:

«De globale klima- og miljøutfordringene krever omstilling til et samfunn hvor vekst og utvikling skjer innen naturens tålegrenser. Det må skje en overgang til produkter og tjenester som gir betydelig mindre negative konsekvenser for klima og miljø enn i dag. Samfunnet må igjennom et grønt skifte. Det vil være krevende, men fullt mulig [20].»

Et grønt skifte påvirker også fjernvarmemarkedet. Nøkkelen for å oppnå dette er innovativ tenking og teknologiutvikling. Fjernvarmekonseptet har vært gjennom en utviklingsprosess og er stadig på jakt etter nye løsninger som forbedrer effektiviteten i fjernvarmenettet [20].

2.3.1 Historisk utvikling

Første generasjon fjernvarme baserte seg på damp som energibærer. Konseptet oppstod i USA rundt 1880, og helt fram til 1930 ble denne teknologien benyttet av stort sett alle fjernvarmeleverandørene. Typiske komponenter i et slikt system var damprør lagt i betongkanaler, kondensatavledere og kompensatorer for å takle de massive kreftene i rørsystemet på grunn av høye trykk- og temperaturforhold. I dag er det kun noen få steder som bruker denne teknologien for fjernvarme. Det anses som lite energieffektivt og det er også stor risiko knyttet til damp under trykk.

Rundt 1930 skjedde det en revolusjonerende utvikling innenfor fjernvarmeteknologien. Damp som energibærer ble byttet ut med varmt vann under trykk som holdt temperatur over 100°C.

Dette var starten på det fjernvarmenettet man kjenner til i dag, og teknologien går under begrepet andre generasjon fjernvarme. Rørsystemet ble fortsatt lagt i betongkanaler. For varmeoverføring benyttet man seg av store rørvarmevekslere, og gjennomgående fellesnevner for resterende komponenter var at de var store og lagd av tunge materialer. Helt fram til 1970 fulgte man dette prinsippet. Det finnes fortsatt rester av slike systemer i gamle fjernvarmenett som ble bygd og de baserte seg på varmt vann som energibærer.

På slutten av 70-tallet oppstod det en ny trend. Energibæreren var fortsatt varmt vann under høyt trykk, men med temperaturforhold under 100°C i de fleste tilfeller. Prefabrikkerte rør og kundesentraler ble masseprodusert og rørsystemet ble lagt direkte i bakken. Det ble tatt i bruk mer kompakte platevarmevekslere og komponenter ble produsert i lettere materialer. Dette er tredje generasjon fjernvarme og er det fjernvarmenettet vi har i Oslo i dag [21].

2.3.2 Fjerde generasjon fjernvarme

Fjernvarme bygger fortsatt på mange av de gamle prinsippene, men trenden har hele tiden vært lavere temperaturer. I en framtidig verden med kraftig reduserte fossile utslipp må samfunnet utnytte flere av de fornybare ressursene som finnes. Dette gjelder også for fjernvarmebransjen. Ved å senke driftstemperaturen i nettet ytterligere oppstår det muligheter for utnyttelse av flere fornybare energikilder og lavtemperatur spillvarme fra industri og datasenter. Teknologien må videreutvikles for å nå disse målene, og man står nå i et skifte mellom tredje og fjerde generasjon fjernvarme [21].

2.3.3 utfordringer

For at fjernvarmenettet skal bli et smart termisk nett må man først definere strukturen på hvordan man ser for seg et framtidig bærekraftig energisystem. Det gjelder både muligheter, begrensninger og utfordringer som finnes. Deretter må det eksisterende systemet analyseres. Man må finne de delene som kan passe inn og de delene som begrenser et nytt framtidig nett. Til slutt må det nye nettet skilles fra disse eksisterende begrensede delene slik at man oppnår et smart termisk nett [9].

Det er fem konkrete utfordringer som må håndteres før man kan oppnå et fjerde generasjon fjernvarmenett:

1. Levere lavtemperatur fjernvarme til både eksisterende bygg og lavenergibygg.

2. Distribuere fjernvarme med lavt varmetap i nettet.
3. Utnytte lavtemperatur energikilder.
4. Bli en del av et stort smart energisystem.
5. Sikre gode rammer som motiverer for planlegging og investering i det framtidige bærekraftige energisystemet [21].

Levere lavtemperatur fjernvarme til både eksisterende bygg og lavenergibbygg

Fjernvarmeselskapene må fortsette å levere høytemperatur fjernvarme så lenge etterspørselen fra bygg er til stede. Det vil si at det er enklere sagt enn gjort å redusere turtemperaturen på primærsiden av varmeveksleren. For å nå målet om lavtemperatur fjernvarmenett må det gjøres tiltak i eksisterende og nye bygg. Tiltakene innebærer å redusere byggets totale effekt- og energiforbruk, forbedre systemløsninger og komponenter, og optimalisere styring og drift av anlegget.

Behovet for romoppvarming må reduseres og fordeles mer jevnt utover året. I Norge der det er store temperaturforskjeller mellom sommer og vinter blir dette en utfordring, men med forbedret isolasjon vil det være mulig å dekke oppvarmingsbehovet med en lavere turtemperatur. Dette vil medføre økt kapasitet i nettet og flere kan koble seg til samme nett. Klarer man å senke byggets temperaturetterspørsel vil det være mulig å ha romoppvarmingssystemer med turtemperatur på 40°C og returtemperatur helt ned på 20-22°C som tilsvarer romtemperaturen. Varmekabler i gulv og vegger kan levere nok varme under disse temperaturforholdene [21]. Bygg med gamle radiatorsystemer vil kunne dekke oppvarmingsbehovet med disse temperaturforholdene store deler av året, men gjennom de kaldeste periodene kreves det en økt turtemperatur for disse systemene [22].

I tillegg bør romoppvarmingssystemene i bygget deles inn i soner og ha en regulator som baserer seg på værprognoser for å beregne forventet oppvarmingsbehov [21]. På denne måten sikrer man optimal vannstrøm i radiatorsystemet i forhold til effektbehovet. Dette vil øke den hydrauliske balansen i oppvarmingskretsen [22]. Effekttoppene kan reduseres og fordeles utover dagen ved å benytte seg av termisk energilagring i bygg [21]. Fjernvarmenettet inneholder også store vannmengder som i seg selv utgjør et varmelager, og som eventuelt kan suppleres med akkumulatortanker [23].

Systemet for oppvarming av tappevann bør designes uten akkumulatortank i kundesentralen. Legionellaproblematikken kan unngås ved å benytte små rørdimensjoner og ha kort avstand fra varmeveksleren til der selve tappingen skjer. Dette gjør det mulig å redusere settpunktet

for tappevann til 40-50°C. Oppnår man dette vil det fremtidige fjernvarmenettet kunne driftes helt ned til 45-55°C [21]. Riktignok kan tappevannsløsning med akkumulatortank også fungere med lavtemperatur fjernvarme uten fare for legionella [22].

Distribuere fjernvarme med lavt varmetap i nettet

Tettere befolkningsvekst og urbanisering gjør det mulig å oppnå et smartere fjernvarmenett. Fremtidens fjernvarmenett vil kunne ha driftstemperaturer på 50/20 med forbedret rørsystem, redusert energiforbruk i bygg og optimaliserte systemløsninger. Reduseres behovet fra forbrukeren sin side vil man kunne distribuere fjernvarme i rør med mindre dimensjoner. Problemer i forbindelse med trykkforhold i rørsystemet kan håndteres med å installere flere pumper i nettet eller kundesentralene.

Klarer man på sikt å oppnå individuelle timesbaserte effektmålinger for hvert bygg vil man kunne få til en mer rettferdig prissetting for forbrukerne. Det vil også motivere til å holde effektforbruket nede og utnytte alternative lokale energikilder. Slik kan distribusjonsnettet driftes på lavere temperaturer [21].

Utnytte lavtemperatur energikilder

Flere lavtemperatur-energikilder kan utnyttes i et smart termisk nett med lav driftstemperatur. Fornybare energikilder som sol- og geotermisk energi kan brukes i større grad. Industri og andre bygg med overskuddsvarme eller lokal fornybar energiproduksjon kan fungere som en tredjepart innenfor fjernvarme. Ved å være et mellomledd mellom fjernvarmeselskapet og andre bygg kan lavtemperatur varme tilføres fjernvarmenettet. Disse byggene vil både være forbruker og produsent av fjernvarme [7].

Bli en del av et stort smart energisystem

Koordinering mellom elektrisitetsnettet og fjernvarmenettet vil kunne optimalisere produksjon av energi fra fornybare energikilder. Dette er spesielt viktig for elektrisitetsnettet som hele tiden må produsere og levere etter tilbud og etterspørsel. Produksjon av fjernvarme kan bli en del av denne totale pakken. Mulige former for energilagring og anvendelse av flere former for fornybare energikilder og overskuddsvarme kan bidra til en mer kostnadseffektiv produksjon [21].

Sikre gode rammer som motiverer for planlegging og investering

Det bør gjøres et grundig forarbeid for hvilke områder det lønner seg å investere i et fjerde generasjons fjernvarmenett og områder der det ikke er lønnsomt. Forbedret måleteknikk og nye datahåndteringsverktøy kan gi fjernvarmeselskapene bedre oversikt over hvordan energiforbruket er fordelt i nettet. I renoveringsprosesser og utbygging av nye bygg bør alternativet for et fjerde generasjons fjernvarmenett være med i prosjekteringsprosessen. Gode rammevilkår for lån og tilskudd kan bidra til å gjøre det gunstig å vurdere nye løsninger [21].

2.4 utfordringer og muligheter for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme

Innledningsvis ble det presentert en overordnet oversikt over hvilke energikilder som inngår i fjernvarmeproduksjon til FOV. Det er også presentert dimensjonerende trykk- og temperaturforhold i fjernvarmenettet. Videre skal noen av utfordringene forbundet med å drifte fjernvarmenettet presenteres. I tillegg skal det ses på hvordan FOV arbeider med å forbedre effektiviteten og strukturen i fjernvarmenettet sitt.

2.4.1 Prismodell

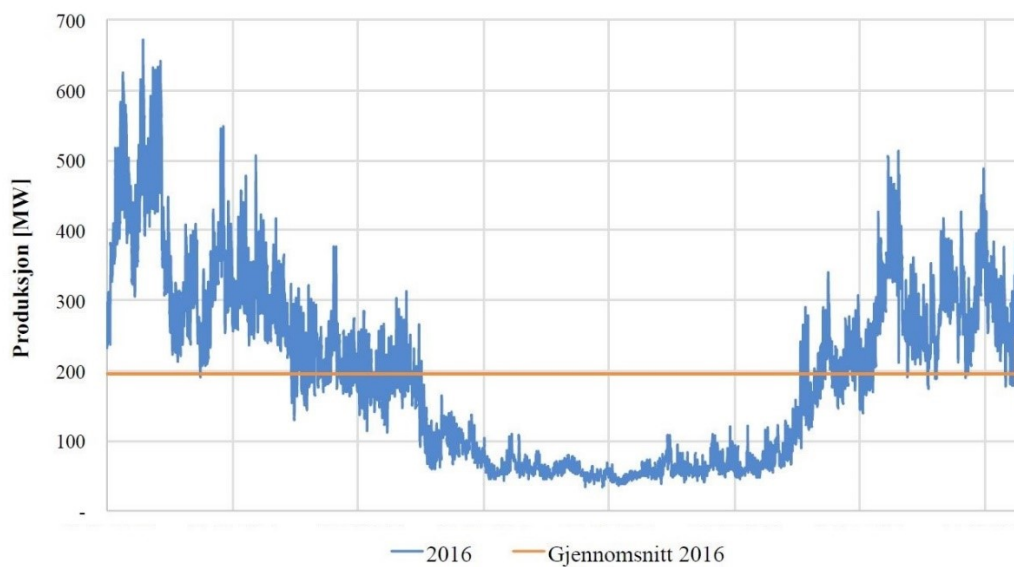
Fjernvarmeprisen reguleres etter elektrisitetsmarkedet. Dette er lovfestet i Energiloven (1990). Det betyr at fjernvarmeprisen aldri skal overstige prisen for strøm i det samme området. I tillegg til dette garanterer FOV fem prosent rabatt på kraftprisen for osloområdet. Denne rabatten reduserer det såkalte energileddet. Borettslag, eneboliger og rekkehus betaler for energiforbruket. I januar 2018 var prisen på energileddet for borettslag og sameier 90,94 øre/kWh inklusiv mva. Næringsbygg har i tillegg til energileddet også et effektledd. Dette leddet beregnes ut ifra den høyeste registrerte effekttoppen for den foregående måneden. Energileddet for næringsbygg har en lavere sats i forhold til borettslag. I januar 2018 var energileddet for næringsbygg 56,70 øre/kWh eksklusiv mva. og effektleddet tilsvarte 150 kr/kWh/mnd. Effektleddet varierer fra måned til måned og har sin høyeste sats for de kaldeste månedene i året [24].

Enkelte fjernvarmeselskaper har innført et tredje ledd for næringsbygg de kaldeste månedene i året, volumleddet. Tanken bak dette er å motivere kunder til å ha godt innregulerte anlegg med lavt vannforbruk. Dette resulterer i forbedret ΔT og lavere returtemperatur ut av kundesentralen [25].

NVE sitt nye høringsforslag om kontroll av nettvirksomhet kan bety en endring av dagens prismodell [26]. Det kan gå mot timesregulerte energipriser som vil si at energiforbruk på ugunstig tidspunkt i døgnet vil gi besparelser for kunden. Det er også kommet med forslag om at næringsbygg med lav brukstid vil få en høyere nettleie. Kunder som har mer kontroll på effektuttaket belønnes med lavere nettleie.

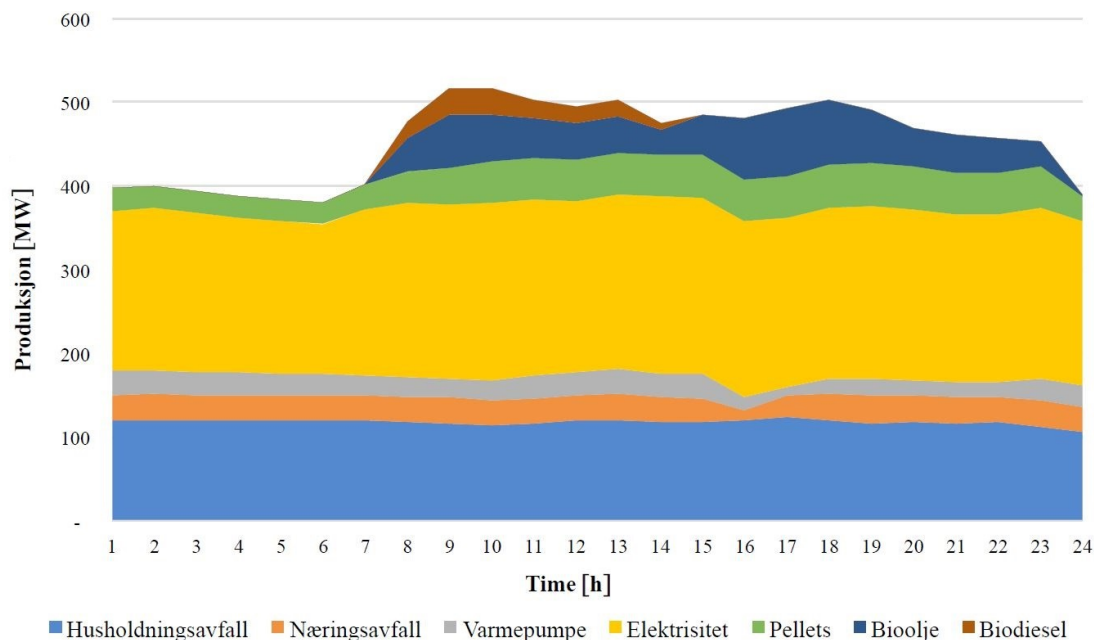
2.4.2 Produksjonsforhold

I en masteroppgave skrevet for FOV tidligere i år, ble fjernvarmeproduksjonen i 2016 bearbejdet og presentert [27]. Resultatet, vist i Figur 19, illustrerer stor produksjonsvariasjon mellom kalde og varme perioder. Største timesmåling var på 670 MW, mens minste timesmåling var helt nede på 30 MW. Årlig gjennomsnittsproduksjon var på tett opp mot 200 MW.



Figur 19: Fjernvarmeproduksjon til FOV for 2016 [27].

Videre i masteroppgaven ble produksjonsfordelingen for en kald dag presentert (Figur 20).

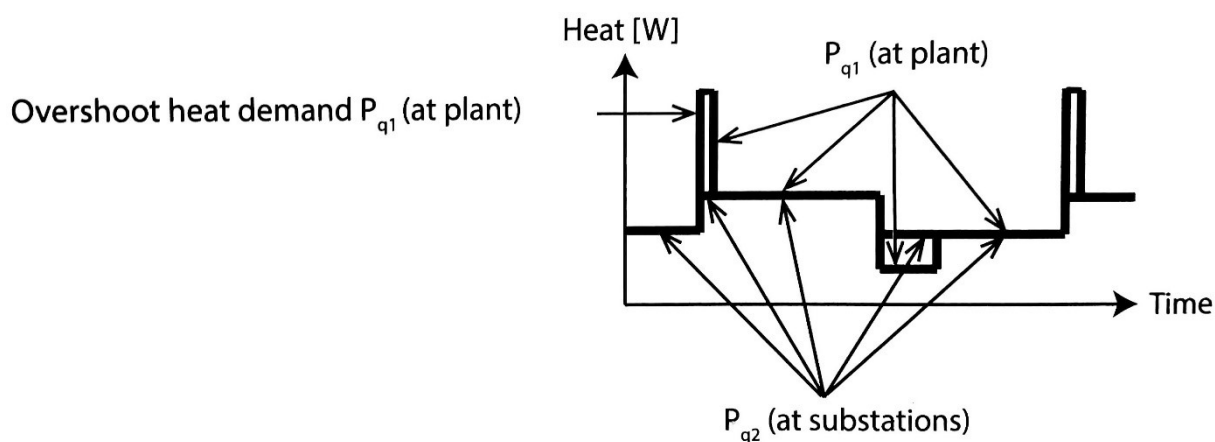


Figur 20: Produksjonsfordeling av energikilder gjennom en kald dag [27].

Studerer man effektproduksjonen ser man at effektøkningen starter kl. 7, har sin høyeste verdi i morgentimene, for så å variere utover dagen med noen mindre effekttopper hele dagen fram til kl. 24. I denne perioden kreves det produksjon fra bioolje i tillegg til elektrisitet fra el-kjeler, gjenvunnet omgivelsesvarme fra varmepumper, pellets og næringsavfall for å dekke effektbehovet. For perioden mellom kl. 7 og 15 var det også nødvendig å benytte seg av biodiesel for å dekke effektbehovet. Dette illustrerer en dagsituasjon FOV ønsker å unngå så langt det lar seg gjøre.

2.4.3 Problemet med nattsenking

Nattsenking av varmesystemet har vært et populært tiltak for å redusere energiforbruket til et bygg. For fjernvarmeproduzenten medfører dette at den totale varmelasten øker enda mer i morgentimene, når oppvarmingssystemene er tilbake på full effekt. Figur 21 illustrerer denne problematikken. Mesteparten av dagen ligger effektbehovet for produksjon og forbrukere på samme nivå, men i to korte perioder på morgen og kveld så samsvarer ikke grafene. Om morgenen oppstår det en kraftig økning av effektbehovet for produksjonen, mens om kvelden når systemene senkes vil det oppstå et litt mindre fall i forhold til forbrukerne [9].



Figur 21: Effektbehov for fjernvarmeprodusent og forbruker med aktiv nattsenking [9].

Det har vist seg at gevinsten ved nattsenking ikke er så stor som man først skulle tro. I en Enova-rapport ble et kontorbygg i Oslo av Normalhus-standard simulert gjennom et år både med og uten nattsenking. Resultatet av simuleringen var at nattsenking ikke ga spesielt stor energibesparelse, og effektbehovet for varmeanlegget økte med 10 prosent [12].

I Østerrike ble det gjennomført en studie som undersøkte hvordan laststyring på forbrukersiden kan redusere effekttoppene om morgenen [28]. Effektbehovet for fem kundesentraler med full nattsenking ble sammenlignet med en situasjon der byggene ble ladet opp om natten. Med laststyring ble faktoren for sammenlagring redusert og effektbehovet om morgen minsket. Resultatet viste at med 2 prosent økning av energiforbruket kunne effekttoppen om morgenen reduseres med opptil 35 prosent. Dette understreker potensialet for laststyring i et fjernvarmenettverk.

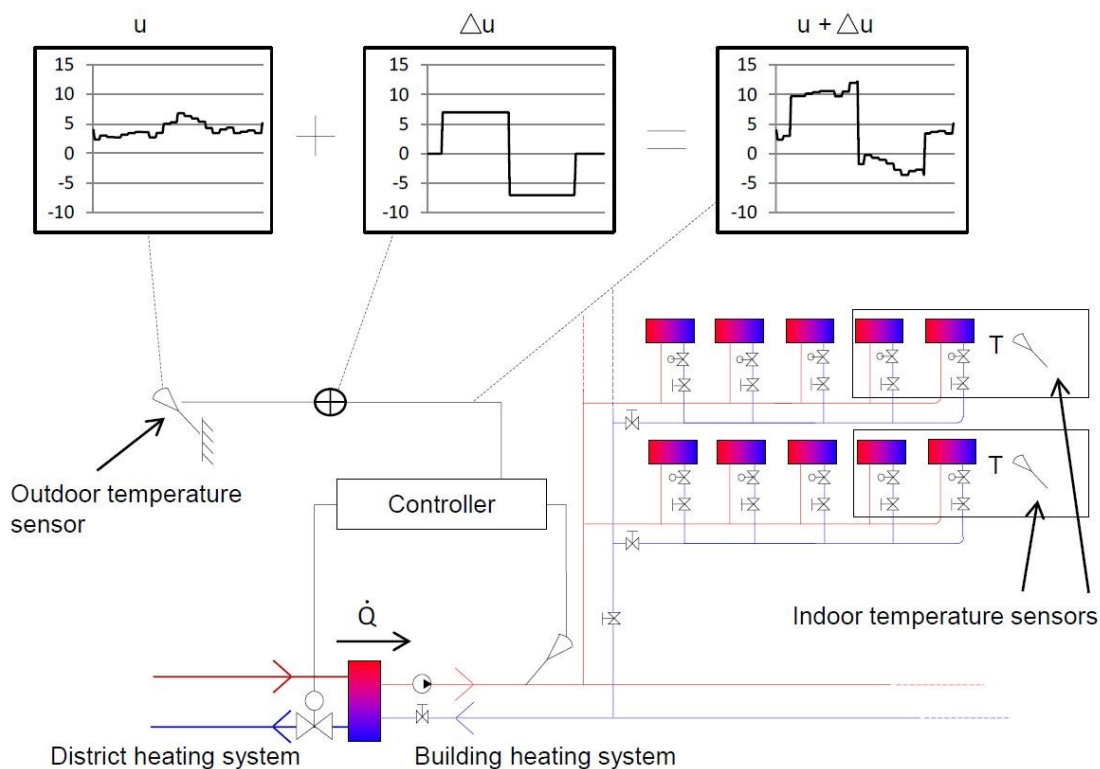
2.4.4 Fortum Oslo Varme i utvikling

FOV arbeider kontinuerlig med å forbedre effektiviteten i fjernvarmenettet. Et spennende prosjekt på Furuset, som ble presentert under fjernvarmedagene tidligere i år, viser at FOV tar det grønne skiftet på alvor. Planen er å etablere et lokalt lavtemperatur-fjernvarmenett som baserer seg på lokal overskuddsvarme. I tillegg ses det på muligheten for et høytemperatur-sesonglager, som kan lagre overskuddsvarmen om sommeren for så å ta det ut når effektuttaket i nettet er høyt [29].

I dag kan FOV styre regulatoren hos 614 kundesentraler. For å optimalisere varmesystemene hos flere kundesentraler som vil medføre optimalisert drift av nettet, kan det være aktuelt å utvide dette antallet.

2.5 Tidligere arbeid

Johan Kensby undersøkte bygg i Gøteborg som kortvarig termisk energilager i sin doktorgradsavhandling [30]. Byggene som ble testet var betongbygg fra 1950-tallet, med radiatorsystem og uten ventilasjonssystem. Årlig oppvarmingsbehov var omtrent 150 kWh/m^2 for alle byggene. Forsøkene gikk ut på å manipulere fyringskurven gjennom dagen, og på den måten lade bygget opp og ut. Kriteriet for testen var at variasjonen i innetemperaturen skulle være mindre enn $\pm 0,5^\circ\text{C}$. Resultatet av testene var at byggene tålte en opp- og nedjustering av fyringskurven på $\pm 7^\circ\text{C}$ uten at det gikk ut over den termiske komforten. I ettertid har det vist seg at ved utladning kan fyringskurven justeres med $+10^\circ\text{C}$ (Vedlegg 1). Justeringen ble gjennomført gjennom en 21-timers syklus, med 9 timer utlading, 9 timer opplading og 3 timer normal drift. Dette vises i Figur 22, der regulatoren mottar signaler fra utetempersensoren (u) og endringen (Δu). Ved å ha en 21-timers syklus vil effekttoppene havne på forskjellige tidspunkt gjennom hele uken [30].



Figur 22: Prinsippet som ligger til grunn for å utnytte seg av termisk lagring i bygg [30].

Potensialet for termisk lagring ble også testet og resultatet for samtlige bygg var omtrent det samme. Han kom fram til at termisk lagring per oppvarmet areal var 0,01 (0,094) kWh/m², med akseptabel endring av innnetemperaturen. Forenklet kan dette resultatet benyttes for lignende bygg [30].

I en masteroppgave for daværende Hafslund Varme i 2017 [27], ble det forsøkt å undersøke potensialet for termisk lagring med en lignende metode for to kontorbygg i Oslo. Resultatet av testene var at det gikk an å redusere varmetilførselen til radiatorsystemet over en periode på 6 timer, uten betydelig endring av innnetemperaturen. Gjennomsnittlig reduksjon av effektuttaket for de to byggene var 4,2 W/m² og 12 W/m². Byggenes varmekapasitet ble beregnet til 0,021 kWh/m² og 0,034 kWh/m² [27]. Dette vil gi et betydelig mindre potensial enn resultatene fra testene i Gøteborg antyder.

3 Metode og analyse av datagrunnlaget

3.1 Metode

3.1.1 Databehandling

Excel er valgt som databehandlingsverktøy. All kundeinformasjon fra FOV ble tilsendt via regneark i Excel. Av praktiske og erfaringsmessige hensyn ble det besluttet å fortsette arbeidet med utgangspunkt i disse regnearkene.

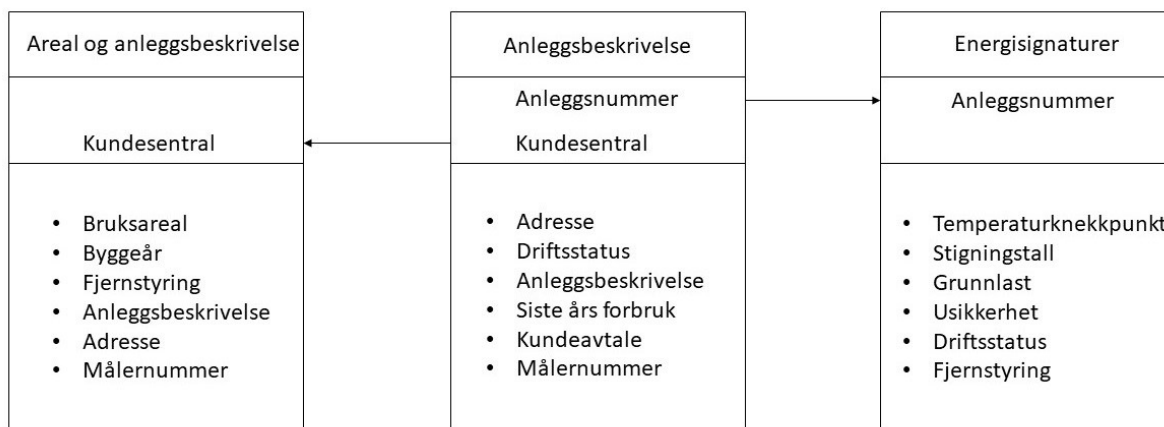
3.1.2 Håndtering av oppgaven

Basert på historisk energiforbruk har det svenske selskapet Utilifeed generert energisignaturer for 2032 kundesentraler tilknyttet fjernvarmenettet til FOV. Fortum Oslo Varme har bidratt med utfyllende kundeinformasjon. Dette har gjort det mulig å både undersøke det totale fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme, samt gå i dybden på utvalgte kundesentraler og kundegrupper. Datagrunnlag og teoretisk underlag er lagt til grunn for utarbeidelse av metodikk for laststyring og beregninger av effektpotensialer og termisk energilagring. Utfyllende kundeinformasjon har åpnet opp for å kunne vurdere hvilke kundesentraler som potensielt egner seg for termisk energilagring i en potensialstudie. Kombinasjonen av utarbeidet metodikk for laststyring og produksjonssimuleringsmodellen til FOV skal bidra til å analysere og vurdere hvordan laststyring både kan påvirke effektoppene og fjernvarmeproduksjonen i Oslo.

3.2 Analyse av datagrunnlaget

3.2.1 Datagrunnlag

Datagrunnlaget som ligger til grunn for oppgaven er satt sammen av tre tilsendte regneark. Nøkkelinformasjonen i regnearkene vises i Figur 23.



Figur 23: Informasjon og datagrunnlag i tilsendte regneark.

Det ene regnearket inneholdt kundeinformasjon om hver enkelt kundesentral. Det ga informasjon om kundesentralens tilhørende adresse og om anlegget var i drift eller var frakoblet. Videre inneholdt det en anleggsbeskrivelse for enkelte kundesentraler, som ga utvidet forklaring om hvilket bygg fjernvarmen ble levert til eller til hvilken oppvarmingspost fjernvarmen dekket. Siste års forbruk og hvilken avtale kundesentralen har med FOV ble også gitt.

Et annet regneark inneholdt kundesentralene sitt totale bruksareal, byggeår og om det var installert en regulator slik at FOV har mulighet til å fjernstyre fyringskurven til kundesentralen. Det var også her en anleggsbeskrivelse for flere kundesentraler som beskrev bygget, eller om kundesentralen dekket et større område eller flere bygg i nabolaget. Hvis det var en gruppesentral som forsynte både boligblokker, rekkehus og småhus med fjernvarme var det lagt til en kommentar på det.

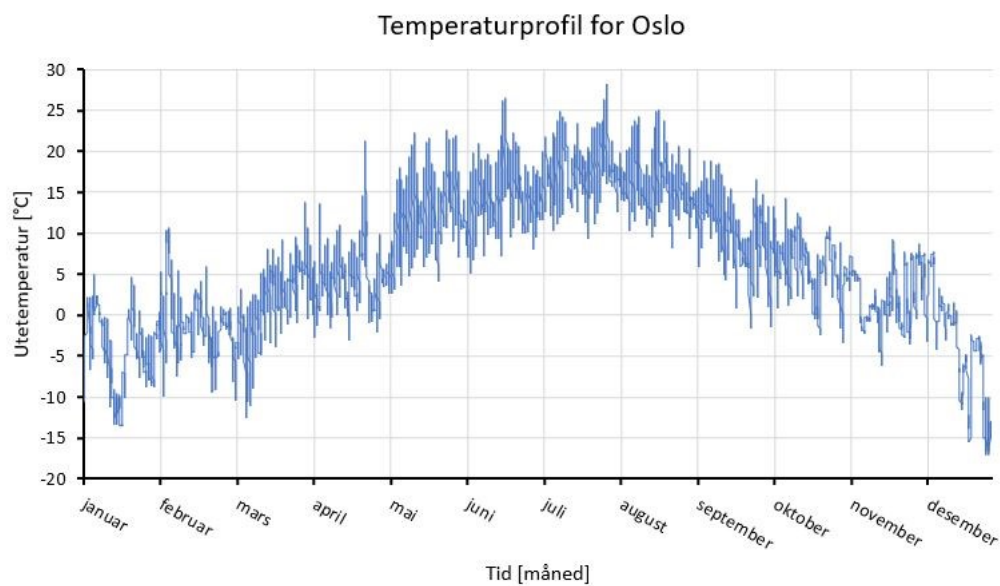
Det siste regnearket var utarbeidet av Utilifeed, og inneholdt to energisignaturer for hver kundesentral. En energisignatur som representerer dag og en for natt. Energisignaturene er generert på bakgrunn av historisk energiforbruk.

Alle energisignaturene var merket med anleggsnummeret til den tilhørende kundesentralen. Det samme anleggsnummeret var også gitt i det første regnearket. Dette gjorde det mulig å koble energisignaturene til en adresse. På denne måten fikk energisignaturene utfyllende informasjon om historisk energiforbruk, kundeavtale og noen fikk en utvidet beskrivelse av kundesentralen. Regnearket med informasjon om bruksareal inneholdt kundesentralens navn som var en kombinasjon av tall og bokstaver. Dette var også gitt i det første regnearket. På

denne måten kunne det siste regnearket kobles opp mot de to andre. Energisignaturene hadde nå nok informasjon for å kunne brukes i videre analyser.

3.2.2 Værdata for Oslo

Temperaturprofilen for Oslo har spilt en sentral rolle i alle delene av analysen. Utgiveren av IDA ICE har en klimafil for Oslo, og det er denne som er benyttet som grunnlag i dette studiet. Figur 24 viser en grafisk framstilling av gjennomsnittlige timesverdier som er gitt for utetemperaturen i Oslo gjennom et år. Temperaturspranget er stort, fra utetemperaturer ned mot -17°C for de kaldeste dagene og helt opp mot 28°C for de varmeste dagene. Gjennomsnittstemperaturen er $6,6^{\circ}\text{C}$.



Figur 24: Gjennomsnittlige timesverdier for utetemperatur i Oslo gjennom et år [31].

3.2.3 Effektbehov og potensialstudiet

I arbeidet med å analysere effektbehovet i fjernvarmenettet til FOV er energisignaturene lagt til grunn. Det er generert to energisignaturer for samtlige kundesentraler. Den ene energisignaturen representerer natt, som i dette tilfellet strekker seg fra 20:00 til 04:00. Den andre energisignaturen gjelder for resten av dagen. Eksempel på verdier som er gitt for hver enkelt kundesentral er vist i Tabell 6.

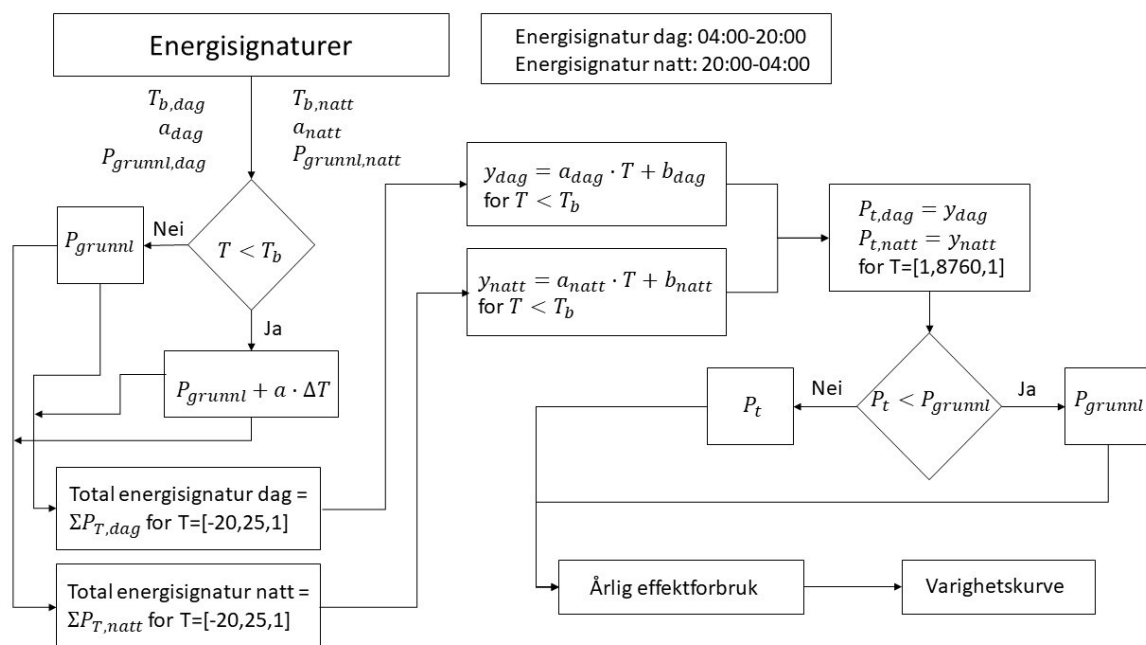
Tabell 6: Eksempel på to energisignaturer som er generert for en kundesentral.

Grunnlast natt [kW]	Stigningstall natt [kW/°C(under T balanse)]	T_balanse natt [°C]	r2 natt	Grunnlast dag [kW]	Stigningstall dag [kW/°C(under T balanse)]	T_balanse dag [°C]	r2 dag
55,45	19,83	15,60	0,801	61,93	21,79	16,74	0,790

Det er tre parametere som inngår i energisignaturen. Grunnlasten (kW) tilsvarer det minste effektbehovet som forekommer uavhengig av utetemperaturen. Balansetemperaturen (°C) som er gitt representerer knekkpunktet for energisignaturen. I de tilfellene der utetemperaturen er høyere enn denne temperaturen vil ikke kundesentralen ha behov for rom- og ventilasjonsoppvarming. Interne laster og solinnstråling kan i dette tilfellet dekke oppvarmingsbehovet. Ved utetemperaturen lavere enn denne temperaturen vil effektbehovet øke i takt med stigningstallet (kW/°C). For hver energisignatur er bestemmelseskoeffisienten r^2 gitt. Denne representerer sammenhengen mellom målt og beregnet verdi, der verdier opp mot 1,0 tilsvarer en god modell. Dette gir en indikasjon på kvaliteten til hver enkelt energisignatur.

Noen energisignaturer har fått negativ grunnlast. Dette kan forekomme for bygg med ikke-lineær tilkobling eller at tidsoppløsningen til måldataen har skapt problemer. I potensialstudiet vil ikke dette medføre noe problem fordi det er radiatorsystemet som er av interesse med tanke på fjernstyring. Energisignaturen for natt representerer romoppvarmingsystemet med forbehold om nattsinking eller kraftig reduksjon av ventilasjonssystemet på natt.

Figur 25 viser hvordan man kan beregne og grafisk framstille årlig effektforbruk for en enkelt kundesentral eller en gruppe kundesentraler ut i fra energisignaturene.



Figur 25: Modell for energisignatur, årlig effektforbruk og varighetskurve.

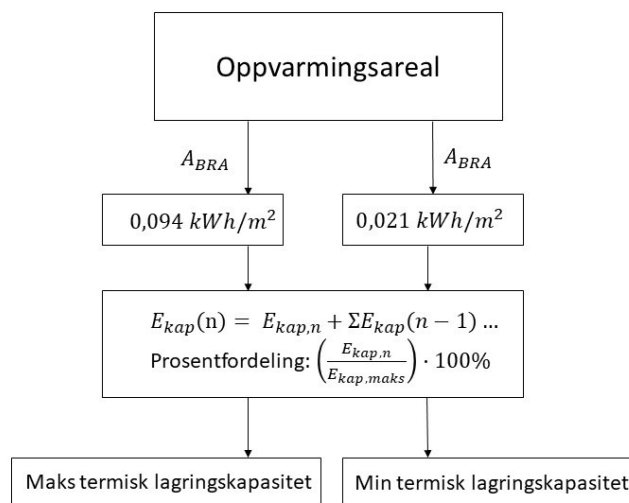
Fra energisignaturen brukes verdiene for temperaturknekkpunktet (t_b), stigningstallet (a) og grunnlasten (P_{grunnt}) for dag og natt. Det er ønskelig å finne ut av hva effektbehovet er ved ulike utetemperaturer. Utgangspunktet er en utetemperaturskala med hele verdier fra -20°C til 25°C . Effektbehovet vil øke i takt med stigningstallet for temperaturer som er lavere enn temperaturknekkpunktet. Ser man på en gruppe kundesentraler gjøres denne beregningen for samtlige energisignaturer i analysen, før effektbehovet ved tilsvarende utetemperatur legges sammen. Effektbehovet kan plottes mot utetemperatur.

Ligningen for den lineære linjen fra temperaturknekkpunktet til -20°C benyttes videre i analysen. Både ligningen for dag og natt brukes videre for å beregne årlig effektbehov. Det beregnes ut ifra timesbaserte utetemperaturverdier for et helt år. For timer i døgnet som er definert som dag brukes ligningen for dag og tilsvarende for natt. For å korrigere for eventuelle effektverdier som faller under verdien for grunnlasten settes det en begrensning at effektbehovet for disse timene tilsvarer grunnlasten. Årlig effektforbruk plottes med hensyn på timer i året. Dette gir en grafisk framstilling av hvordan effektbehovet varierer gjennom året.

Ved å sortere effektverdiene fra størst til minst, kan man grafisk framstille et varighetsdiagram for kundesentralen eller gruppen av kundesentraler som analyseres. Det gir en indikasjon på hvor mange timer i året ett gitt effektbehov forekommer. Ut i fra

varighetsdiagrammet kan man se hvordan effektbehovet er fordelt og man kan beregne brukstiden for den årlige belastningen.

Potensialet for termisk lagringskapasitet er avhengig av bygningens varmekapasitet gitt i (Wh/m^2) eller (kWh/m^2). Denne verdien er unik for hvert enkelt bygg. Avhengig av bygningens konstruksjon, material og oppvarmingssystem vil denne verdien variere. Verdier fra to tidligere studier forbundet med termisk energilagring er benyttet som en forenkling i dette potensialstudiet. Ved å multiplisere varmekapasitetstallet (kWh/m^2) med bygningens oppvarmede bruksareal (A_{BRA}) finner man termisk lagringskapasitet for hvert enkelt bygg. Metoden illustreres i Figur 26.



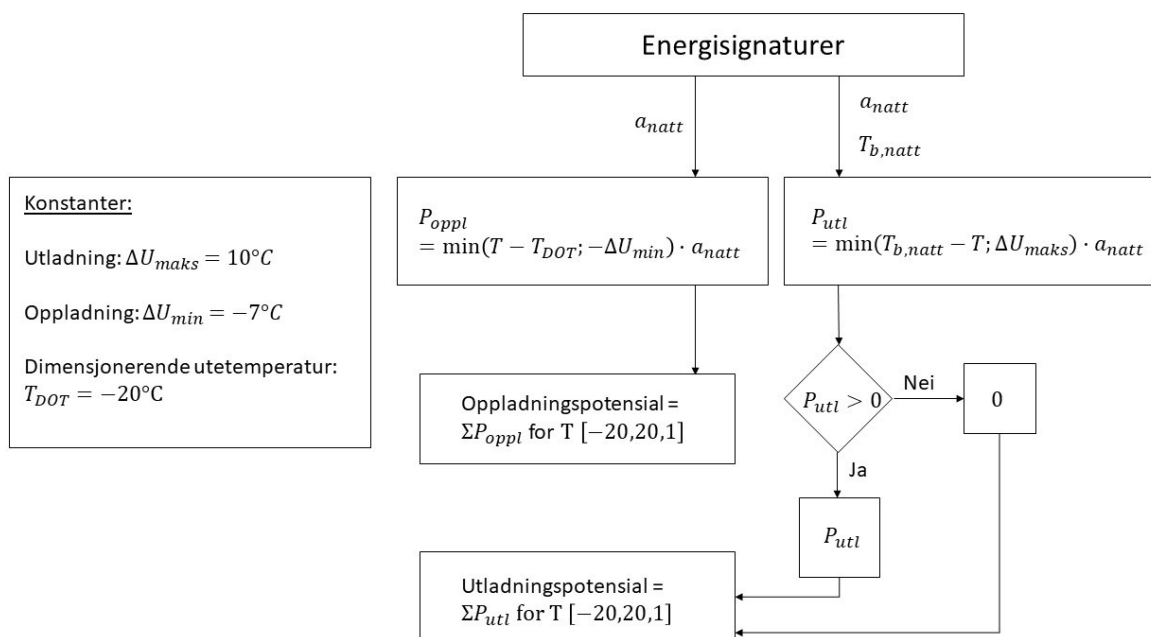
Figur 26: Metode for å beregne en kundegruppes totale termiske lagringskapasitet.

Ved hvilken effekt byggene kan lades opp og ut avhenger av energisignaturen og utetemperatur. I vurderingen av dette er det tatt utgangspunkt i informasjon gitt i Vedlegg 1 om at ved opplading av bygg kan fyringskurven manipuleres med inntil -7°C og ved utlading kan den justeres med inntil $+10^{\circ}\text{C}$. Dette kan skje uten å påvirke den termiske komforten. Energisignaturen for natt, som representerer romoppvarmingssystemet, er benyttet fordi varmelagring i det vannbårne varmesystemet er mye bedre egnet enn varmelagring i ventilasjonssystemet.

Den maksimale effekten bygget kan lades opp med tar utgangspunkt i dimensjonerende utetemperatur (T_{DOT}), som er dimensjonerende temperatur for oppvarmingssystemet. Denne er satt til -20°C . Det har ingen effekt å redusere utetemperaturen lavere enn dimensjonerende

utetemperatur. Maksimal oppladningseffekt forekommer for utetemperaturer som er høyere enn dimensjonerende utetemperatur + 7°C.

Den maksimale effekten bygget kan lades ut med begrens av utetemperaturen ved knekkpunktet til energisignaturen. Oppjustering av fyringskurven over denne temperaturen har ingen effekt, da varmesystemet ikke avgir noe varme ved disse temperaturene. Maksimal utladningseffekt forekommer for utetemperaturer som er lavere enn temperaturen ved balansetemperaturen - 10°C. Metoden for å beregne oppladnings- og utladningspotensialet er vist i Figur 27.



Figur 27: Modell for beregning av oppladning- og utladningspotensialet.

3.2.4 Kundeanalyse av ulike forbrukere

Metoden som ligger til grunn for å beregne effektbehov og for å studere potensialet av termisk energilagring i bygg ved hjelp av laststyring kan også benyttes for en enkel kundesentral. Før det kan planlegges en implementeringsstrategi i stor skala må det undersøkes hvordan laststyring påvirker effektbehovet og energibehovet til kunden. Det er uheldig hvis kunden opplever økt forbruk som resulterer i en dyrere fjernvarmeregning. Ved å analysere energi- og effektforløpet med og uten laststyring kan man gjøre seg noen forventninger om hvordan

laststyring vil fungere i praksis for kunden og hvordan eventuelle økte kostnader skal kompenseres.

3.2.5 Utvelgelse av bygg

Det er mange hensyn å ta i arbeidet med å velge ut gunstige bygg for videre analyser. Basert på erfaringer fra Johan Kensby i Utilifeed, det teoretiske grunnlaget og egne antakelser er flere forhold vurdert. For at et bygg eller en kundesentral skal egne seg for termisk lagring og lastregulering bør det oppfylle følgende fire kriterier:

1. Fokuserer på bygg der så stor del av varmelasten som mulig er på radiatorsystemet eller gulvvarme.
2. Fokuserer på bygg med stor varmelast.
3. Fokuserer på bygg som defineres som «tung.»
4. Unngå bygg med avansert ventilasjonssystem.

Disse fire kriteriene oppfylles som regel av store leilighetsbygg eller boligblokker, men andre bygg kan også falle innenfor disse kriteriene.

Det er viktig å sjekke ut hvordan sekundærsiden av kundesentralen ser ut. Det er styring av radiatorsystemet og eventuell gulvvarme som er av interesse for dette arbeidet. Derfor er det viktig at radiatorvarmen kan styres separat fra ventilasjonsvarmen. Bygg med stor varmelast vil kunne påvirke effekttoppene i større grad enn bygg med mindre varmelast. Bidraget fra noen få kundesentraler med stor varmelast vil derfor utgjøre betydelig mer enn mange potensielt gunstige bygg med mindre varmelast. Det er ønskelig å finne tunge bygg med gunstige termiske egenskaper for videre analyser. Disse byggene vil egne seg bra for termisk lagring. Et tungt bygg vil ha en større tidskonstant og derfor holde innetemperaturen mer stabilt over en lengre tidsperiode i forhold til et «lett» bygg. Tunge bygg er typisk bygd i betong mens et lett bygg er i et materiale som for eksempel stål. Til slutt bør bygg med avansert ventilasjonssystem unngås, det vil si at ventilasjonen reguleres etter innetempersensorer eller lignende. Dette er for å unngå at ventilasjonssystemet kompenserer for eventuelle endringer i innetemperaturen som er forårsaket av laststyringen. I tillegg bør det sjekkes ut om det er eventuelle andre praktiske hensyn å ta. Det er fordel med et velfungerende system, at det allerede er mulig å fjernstyre kundesentralen og at det finnes innetemperturgivere i bygget.

På bakgrunn av disse begrensningene er det mulig å vurdere hvilke av de 2032 kundesentralene som potensielt kan egne seg å utføre tester på og etter hvert implementere laststyring på.

Det er også enkelte type kundesentraler som vurderes til å egne seg dårlig for et slikt prosjekt. Kundesentraler som har spesifiserte oppvarmingsposter som gatevarme, ventilasjonsoppvarming og tappevann er ikke aktuelle. Det finnes også energisignaturer for store varmesentraler. Dette er varmesentraler som FOV leverer fjernvarme til og som videre forsyner et større område med ulike type bygg og oppvarmingsbehov. Hvis man skulle vurdert varmesentralene som aktuelle kunne en eventuell løsning vært å installere en akkumulatortank på primærsiden av varmesentralen, slik at denne kunne lades opp i perioder der effektbehovet er lite, for så å lades ut når behovet er stort. Når det gjelder termisk lagring i bygg som dette arbeidet tar for seg, vil ikke disse kundesentralene egne seg. Kundesentraler ute av drift og bygg som har vist seg å være under omfattende rehabilitering er ikke tatt med i vurderingen. Det finnes også gruppesentraler som forsyner både småhus, rekkehus og boligblokker. Laststyring for disse kundesentralene kan by på problemer på grunn av de store variasjonene fra bygg til bygg, både når det gjelder oppvarmingsbehov, areal, bygningsstruktur og bygningsmateriale. Kundesentraler med en energisignatur som tilsier at utetemperatur påvirker oppvarmingsbehovet i mindre grad, det vil si at stigningstallet til energisignaturen er lav, er utelukket. Disse kundesentralene er ikke på samme måte som andre kundesentraler med på å påvirke effekttoppene gjennom de kaldeste periodene når effektbehovet er størst. I tillegg er det vanskelig å vurdere energisignaturer med veldig lav reliabilitet. Dette kan tyde på at det er en feil i anlegget eller at bygget har spesielle bruksområder som gir liten sammenheng mellom utetemperatur og oppvarming.

Andre forbehold og hensyn som er lagt til grunn i utvelgelsen går på om bygget har fjernstyring. I utgangspunktet vil bygg med fjernstyring være av mest interesse, men viser det seg at et bygg uten mulighet for fjernstyring potensielt kan være gunstig vil det tas med i betraktningen. FOV har indikert at det kan være aktuelt å tilrettelegge for fjernstyring for potensielle passende bygg uten fjernstyring. Byggeår for bygget kan også ha en betydning. Nye energieffektive bygg med velfungerende varmeanlegg kan vise seg å være mindre egnet enn eldre bygg med høyt forbruk og mindre kontroll på oppvarmingsforbruket.

FOV tilbyr ulike kundeavtaler avhengig av om det er et næringsbygg eller et borettslag/sameie. Boligblokker betaler kun for energileddet, mens næringsbygg betaler i tillegg for et effektledd. Det må undersøkes hvordan laststyring påvirker disse to

prismodellene før man kan vurdere hvordan eventuelle økte kostnader for kunden skal kompenseres. Laststyring av byggene vil medføre et større forbruk enn det faktiske behovet under oppladning, mens under utladning vil energiforbruket være mindre enn det faktiske behovet. For at FOV skal være sikker på at disse periodene utligner for hverandre og at kundene ikke opplever en for stor økning i energiforbruk, kan det være aktuelt å gi disse kundene en rabatt som kompenserer for eventuelle økte kostnader. Når det gjelder næringsbygg som betaler for effektleddet i tillegg til energileddet, må det undersøkes hvordan effekttoppene påvirkes av laststyringen. Effekttuttaket i oppladningsperioden er høyere enn det faktiske behovet, men dette kan kompenseres av et lavere effekttuttak i utladningsperioden. For at det skal være mulig å inkludere næringsbygg i prosjektet må effekttuttaket med og uten laststyring analyseres. Eventuelle økninger i effektleddet må kompenseres slik at kunden ikke opplever en dyrere fjernvarmeregning.

3.2.6 Implementeringsstrategi for laststyring

Det er valgt å dele potensialstudie for termisk lagring og laststyring inn i to faser. På den måten ser man hvordan laststyring påvirker fjernvarmenettet og effekten av å øke antall kundesentraler i prosjektet går tydelig fram. For FOV skal fase 1 gi en bedre forståelse av konseptet, gi muligheter for å opparbeide seg erfaring og verifisere antakelsene. Videre skal kundesentralene i fase 2 ha et stort nok potensial til at det kan utgjøre en betydelig forskjell på dagens situasjon. Dette er valgt etter å ha vært i kontakt med Stockholm Exergi som har startet å teste ut laststyring for utvalgte kundesentraler. De startet implementeringen med en testfase for noen utvalgte bygg, for så å planlegge en oppskalering av omfanget for termisk lagring og laststyring i fjernvarmenettet [32].

Kundesentralene som skal inngå i fasene bestemmes på bakgrunn av resultater fra kapittel 4.2 Kundeanalyse og vurderinger som er gjort i kapittel 3.2.5 Utvelgelse av bygg. Det gjøres en totalvurdering for hva som virker mest fornuftig å gå videre med.

3.2.7 Produksjonssimulering med laststyring

Videre skal det undersøkes hvordan laststyring i to faser kan påvirke effekttoppene i fjernvarmenettet. Det skal først gjøres analyser i en egenprodusert modell for å få en bedre forståelse for hvordan laststyring kan fungere i praksis. På denne måten får man en bedre

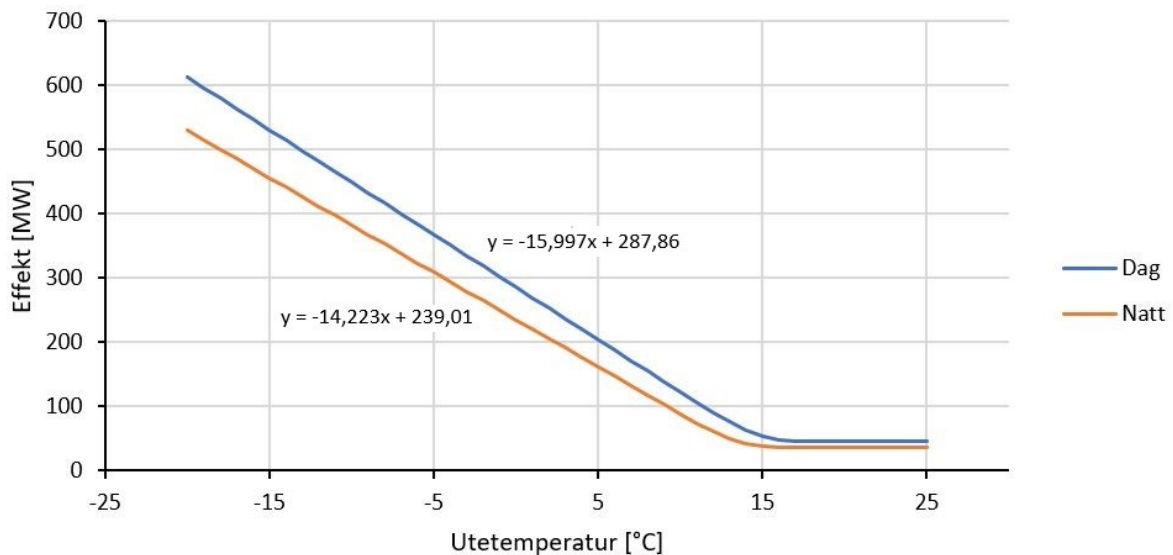
oversikt over potensialet og hvor mye termisk lagring i bygg kan avlaste effektbehovet i nettet. Det vil også avdekke utfordringer som kan oppstå med laststyring i stor skala.

Etter å ha testet laststyring i egenprodusert modell har Fortum Oslo Varme stilt produksjonssimuleringsmodellen sin til disposisjon for simuleringer med laststyring. Vurderinger som ble gjort i utarbeidelsen av egenprodusert modell med tanke på effektbehov og timesvariasjoner vil kunne bli bekreftet opp mot modellen til Fortum Oslo Varme. Dette gjør det i tillegg mulig å analysere hvordan brenselsmiksen i fjernvarmeproduksjonen endres med laststyring. Et styreskjema for laststyring vil bli satt opp basert på tidligere observasjoner fra simuleringer i egenprodusert modell. En produksjonsplanlegger på Fortum Oslo Varme vil ha mulighet til å kjøre simuleringene i deres modell. Analyser av simuleringene vil gi en mer omfattende forståelse for omfanget og potensialet som ligger i termisk energilagring i bygg.

4 Resultater

4.1 Fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme

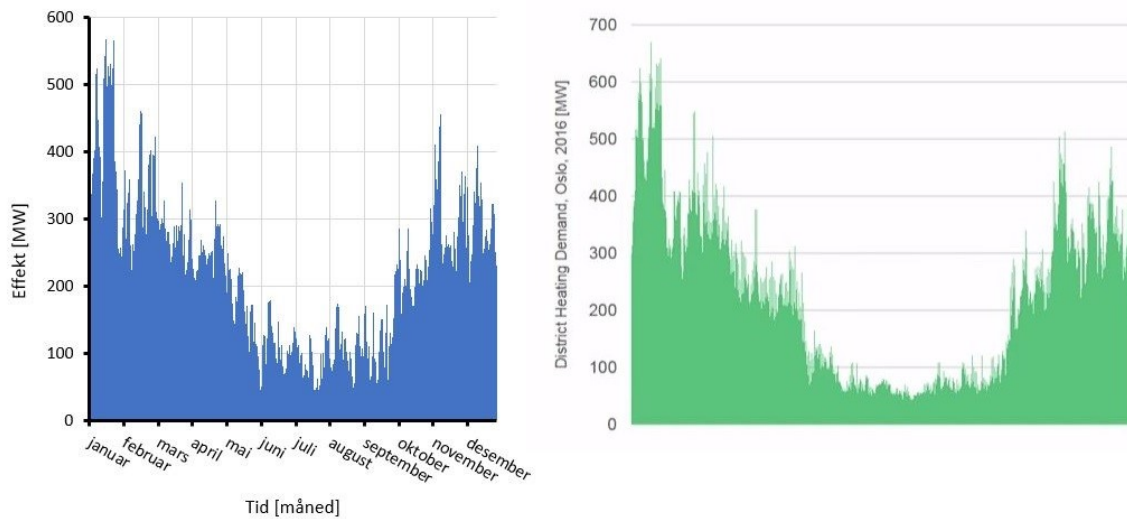
Den totale belastningen på fjernvarmenettet til FOV bestemmes av kundesentralene som er tilknyttet nettet. Basert på energisignaturene for samtlige kundesentraler har det blitt beregnet en energisignatur for hele fjernvarmenettet sett fra kundesentralsiden. I Figur 28 vises den totale energisignaturen for både dag og for natt.



Figur 28: Total energisignatur for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme for dag og natt.

Grunnlasten i fjernvarmenettet ligger på i underkant av 50 MW, og noe lavere om natten. Dette tilsvarer de varmeste periodene da det kun er behov for tappevannsoppvarming. For utetemperaturer lavere 16°C vil kundesentralene gradvis ha behov for romoppvarming avhengig av knekkpunkttemperaturene til hver enkelt kundesentral. Oppvarmingsbehovet går fra å være kun temperaturuavhengig til å få et økende temperaturavhengig oppvarmingsbehov. Ved 0°C vil effektbehovet for dag og for natt være henholdsvis 300 MW og 250 MW. Under de kaldeste periodene helt ned mot -20°C vil effektbehovet ha doblet seg. For dag vil effektbehovet ligge på 600 MW, mens for natt vil det være i overkant av 500 MW. Energisignaturene fra Figur 28 kan brukes til å fremstille hvordan effektbehovet varierer gjennom et år. Reelle verdier for effektbehovet til FOV i 2016 ble presentert av Eirik Folkvord Tandberg på Enovakonferansen i 2018 [33]. For å verifisere modellen opp mot det

faktiske effektbehovet til FOV er det benyttet timesverdier for utetemperaturen i 2016. Figur 29 sammenligner årlig effektbehov som er generert fra modellen og verdier fra FOV.

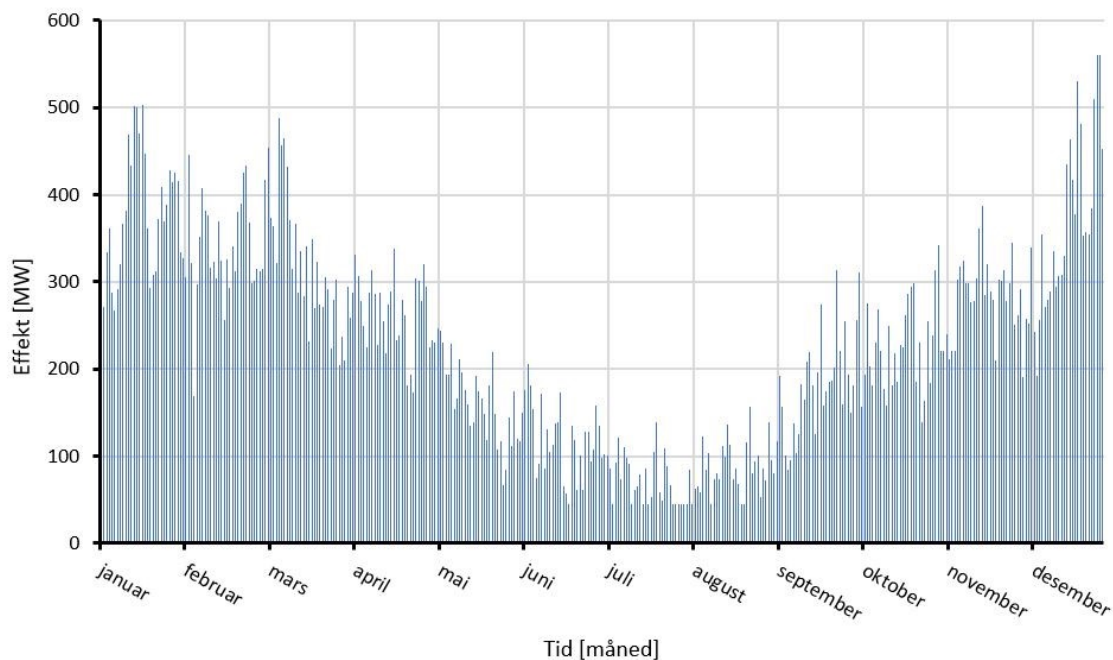


Figur 29: Årlig effektbehov fra generert modell (t.v.) og faktisk behov (t.h.).

Som man kan se fra Figur 29 er det en svakhet i modellen ved at effekttoppene ikke stemmer overens for de aller kaldeste periodene. Høyeste effekttopp for det faktiske behovet er 670 MW, mens fra modellen er effekttoppen 570 MW. Dette betyr at effektverdiene er noe lavere enn det faktiske behovet. For de varmeste periodene er modellen litt for sensitiv for temperaturvariasjoner som ligger like under knekkpunkttemperaturen. Det medfører at for disse periodene vil effektbehovet ligge høyere enn det faktiske behovet. Med tanke på videre analyser vil ikke dette by på noen problemer fordi laststyring hovedsakelig vil være aktuelt for de kaldere periodene. For perioder med middels effektbehov treffer modellen bedre på hva faktisk effektbehov er forventet å være.

Det var enkelte kundesentraler som ikke hadde fått generert en fullstendig energisignatur og kundesentraler ute av drift ble også utelatt fra denne analysen. Tar man med usikkerheten til hver enkelt energisignatur med i betraktningen vil det være avvik fra modellen i Figur 28 og til det faktiske effektbehovet ved en gitt utetemperatur. Allikevel kan dette gi en indikasjon på hvordan dagens situasjon er.

Timesverdier for utetemperaturen i Oslo fra Figur 24 gir et bedre bilde på hvordan et gjennomsnittså vil se ut. For videre analyser benyttes denne temperaturprofilen. Figur 30 viser årlig effektbehov for FOV sine kundesentraler.



Figur 30: Årlig effektbehov for kundesentralene til Fortum Oslo Varme.

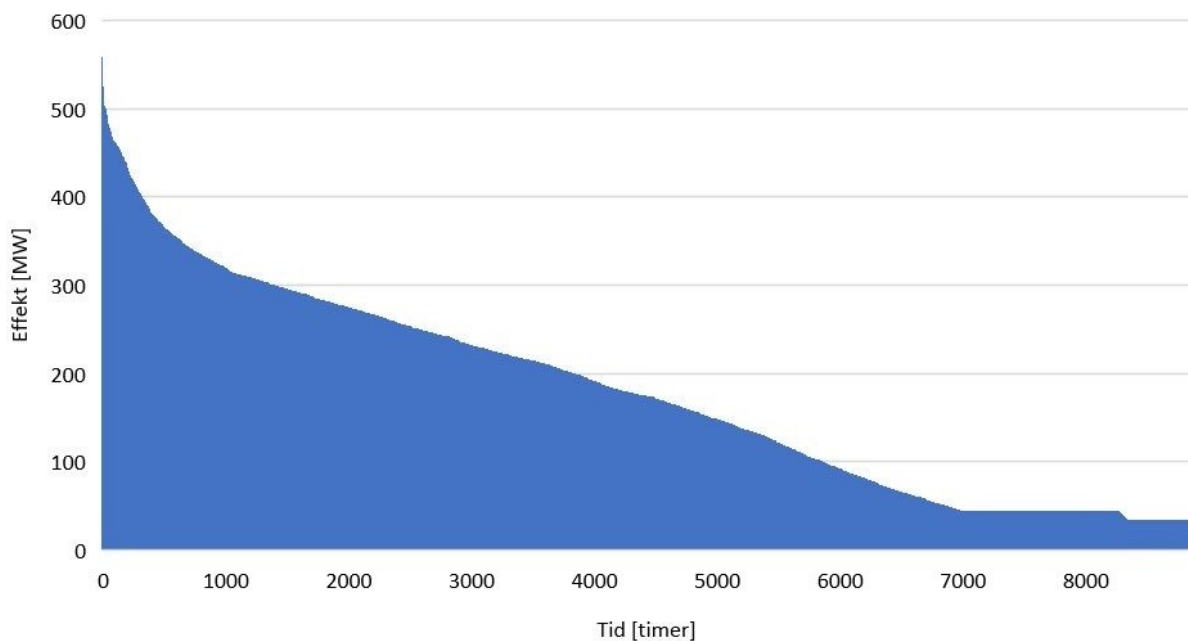
Det er store variasjoner i effektforbruk gjennom året. For de kaldeste periodene strekker behovet seg opp mot 500 MW, og har sin høyeste verdi på 560 MW. Gjennomsnittet ligger på 180 MW og det laveste beregnede behovet er 35 MW. Sammenligner man disse verdiene opp mot produksjon, som er vist i Figur 19 og reelt effektbehov i Figur 29, ser man at effekttoppen på 560 MW er lavere enn høyeste målt effekt som var på 670 MW. Det er flere faktorer som bidrar til denne differansen. Temperaturprofilen som er lagt til grunn i denne analysen er ment å representere et gjennomsnittså. I tillegg er effektprofilen i Figur 30 sett fra kundesentralsiden, mens det i Figur 19 er fra produksjonssiden som er illustrert. Det forventes et tap i fjernvarmeleveransen fra leverandør til sluttbruker. Til slutt er det en svakhet i energisignaturene med tanke på at enkelte høye timesverdier forsvinner under genereringen av energisignaturen.

Ser man på periodene med lavere effektforbruk samsvarer disse bedre med produksjonsdataene. Den laveste verdien for produksjon ble målt til 30 MW, mens i denne beregningen ligger det laveste effektbehovet på 35 MW. Dette kan skyldes på samme måte som for de høye verdiene at noen lave timesverdier forsvinner i energisignaturen.

Gjennomsnittet for produksjon var 200 MW, mens det i Figur 30 er beregnet at gjennomsnittet ligger på 180 MW. Det kan tyde på at den beregnede energisignaturen ligger noe lavere enn hvordan de faktiske forholdene for hele fjernvarmenettet er. Det kan forklares

med at enkelte kundesentraler er tatt bort og fjernvarmeleveranse til eneboliger er ikke med i denne undersøkelsen. Allikevel gir dette et overordnet bilde på totalbelastningen fra kundesentralene. Periodene med lavere effektbehov samsvarer bedre med produksjonssituasjonen i forhold til de høye toppverdiene.

Sorteres timesverdiene kan effektbehovet presenteres i en varighetskurve, som vist i Figur 31.



Figur 31: Varighetsdiagram for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme.

Varighetskurven viser at det er få timer i året der effektbehovet ligger over 500 MW. I perioden fra 0 til 500 timer, som er der effektbehovet er størst, reduseres kurven med et høyt stigningstall. Det er denne perioden som byr på utfordringer for FOV, da belastningen på fjernvarmenettet ligger opp mot maksimal kapasitet, og det oppstår behov for å kjøre topplastkjeler med dyr spisslast for å dekke effektbehovet. Deretter fra 500 til 7000 timer av året, reduseres stigningstallet, før det flater ut etter 7000 timer.

80% av energibehovet dekkes med 60% av effektbehovet. For det resterende 20% av energibehovet kreves det 223 MW, som tilsvarer 40% av effektbehovet. Ser man nærmere på den delen av topplasten som tilsvarer 5% av energibehovet, kreves det 112 MW for å dekke denne lille andelen av det totale energibehovet. Med andre ord kreves det 20% av effektbehovet for å dekke 5% av energibehovet gjennom de kaldeste timene i året.

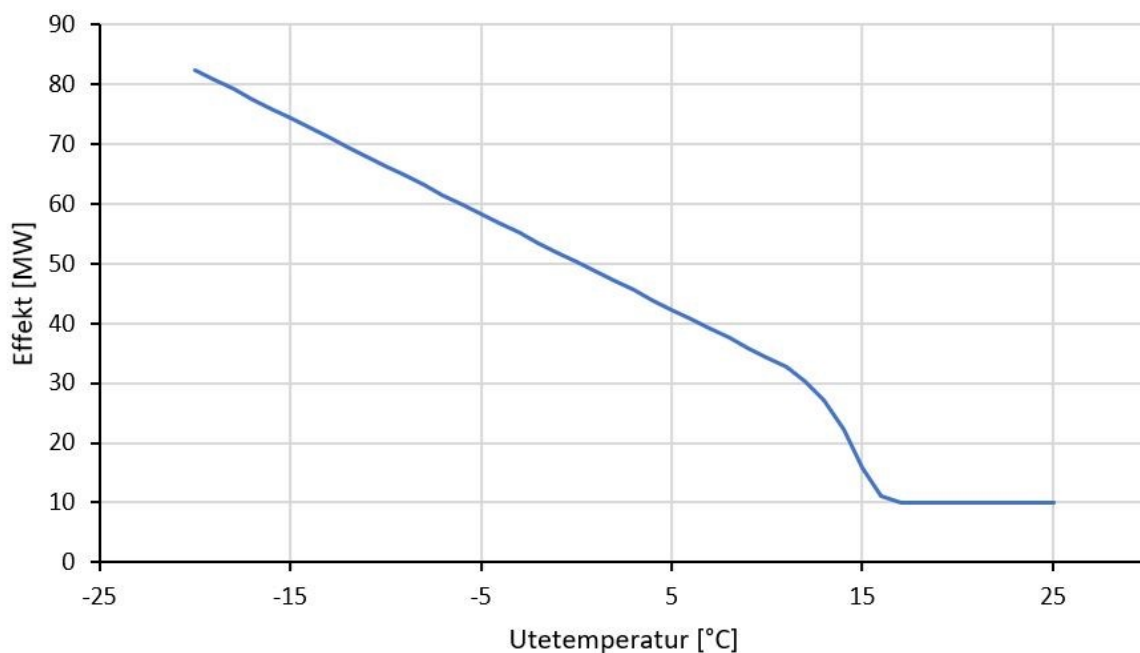
Totalt energibehov er beregnet til å være 1,56 TWh. Sammenligner man dette med produksjonstall fra 2016, er dette noe lavere enn rapportert produksjon som var på 1,7 TWh.

Det kan igjen forklares med at det er enkelte kundesentraler som ikke er med i denne beregningen og usikkerheten til hver enkelt energisignatur. Usikkerheten tatt med i betraktning, så kan allikevel dette gi et bilde på dagens situasjon, og det kan brukes for videre beregninger og i arbeidet med å utarbeide en strategi for videre arbeid.

Brukstid for fjernvarmenettet er beregnet til å være 2816 timer som gir en kapasitetsfaktor på 32,2%.

4.1.1 Omfanget av nattsinking hos kundesentralene

Nattsinking og effektvariasjoner fra natt til dag er noe som byr på utfordringer for FOV. For kundene er det et energibesparende tiltak, men for fjernvarmeleverandøren betyr det en kraftig økning av effektbehovet over en kortere periode. Typiske grep fra kunden sin side er reduksjon av viftehastigheten og luftmengden til ventilasjonsanlegget eller en eventuell temperaturreduksjon av varmeanlegget. I tillegg vil det være timesvariasjoner for tappevann. Undersøker man den totale energisignaturen til FOV og hvordan forholdet mellom effektbehov på dag og natt endres med utetemperatur, er det mulig å få en oversikt over omfanget av nattsinking og hvor mye effektbehovet er forventet å øke fra natt til dag hos kundesentralene. Dette illustreres i Figur 32.

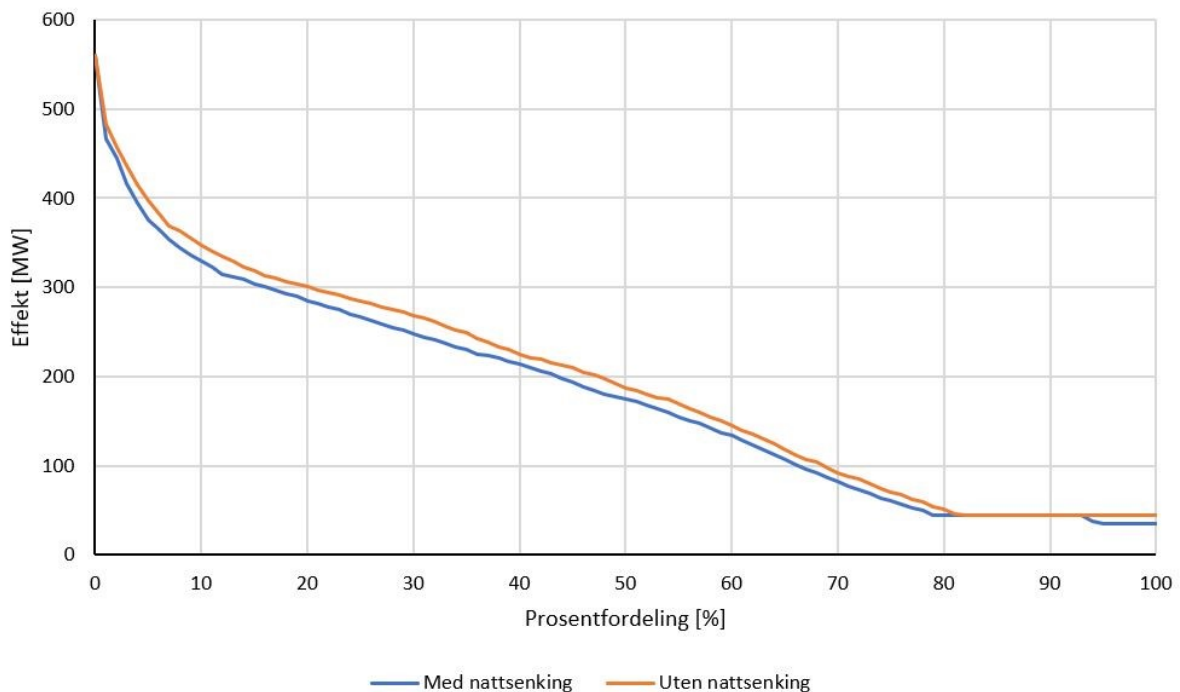


Figur 32: Differanse mellom effektbehov på natt og dag.

Stigningstallet for dag er større enn tilsvarende verdi for natt. Det betyr at for de kaldeste periodene vil økningen hos kundene være størst. Ved -20°C vil forskjellen mellom dag og natt være over 80 MW. I perioder med kun temperaturuavhengig oppvarmingsbehov er forskjellen mellom natt og dag på 10 MW. Dette tilsvarer endringen av tappevannsforbruk fra natt til dag.

Det er kun generert to energisignaturer, en for dag og en for natt. Det betyr at ut i fra denne analysen ikke er mulig å si noe om timesvariasjonene. Allikevel sier dette noe om hvor mye effektbehovet øker fra natt til dag. Alle kundesentralene har ikke det samme tidsprogrammet på varme- og ventilasjonsanlegget sitt, men det er forventet at store deler av denne økningen vil skje over en relativt kort tidsperiode. Ved utetemperaturer helt ned mot -20°C , der kapasiteten i fjernvarmenettet allerede er tungt belastet, vil dette kunne medføre økt bruk av topplastkjeler for en kortere periode.

Tenker man seg et scenario der det ikke ble praktisert nattsenking, og det i stedet kun er energisignaturen for dag som gjelder, får man et varighetsdiagram som vist i Figur 33. Figuren sammenligner varighetskurvene for situasjonen med nattsenking og uten.



Figur 33: Varighetskurve for fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme med og uten nattsenking.

Energiforbruket vil være større enn det faktiske behovet og større enn med situasjonen der nattsenking blir praktisert. Det totale energibehovet øker fra 1,56 TWh til 1,69 TWh. Det

maksimalt effektbehov er uendret og er fortsatt 560 MW. Dette vil gi en bedre kapasitetsfaktor. Kapasitetsfaktoren er beregnet til å være 34,4% i dette tilfellet, som gir en brukstid på 3013 timer for det totale fjernvarmenettet. Fordelen med et slikt scenario er at man unngår de store sprangene i effektbehov fra natt til dag, og det er utetemperaturen som styrer effektbehovet i større grad.

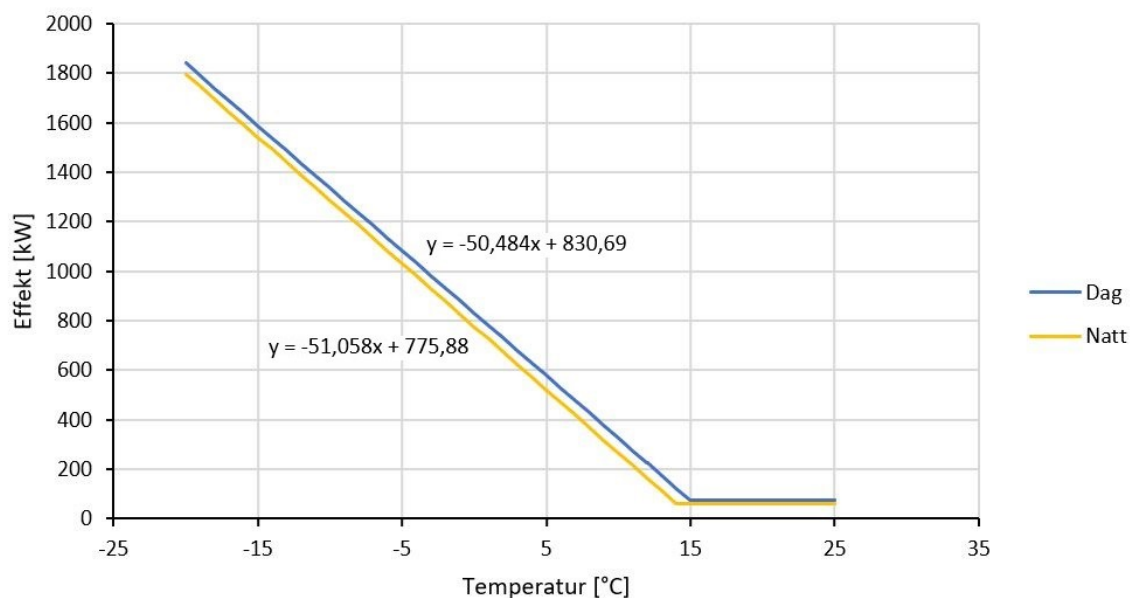
I dette scenarioet dekkes 80% av energibehovet med 63% av effektbehovet, som er en økning med 3% fra situasjonen med nattsinking. Ser man nærmere på topplasten som tilsvarer 5% av energibehovet, vil det kreves 102 MW eller 18% av maksimalt effektbehov for å dekke denne andelen. Det er en reduksjon på 2% fra den foregående analysen.

4.2 Kundeanalyse av ulike forbrukere

En kundeanalyse der det blir praktisert laststyring av fyringskurven for en utvalgt kundesentral skal gi en bedre forståelse for hvordan laststyring kan utføres og hvordan det påvirker energi- og effektbehovet til kunden. Et næringsbygg og et boligbygg skal analyseres for å se på eventuelle forskjeller som oppstår på grunn av ulikt lastmønster.

4.2.1 Næringsbygg

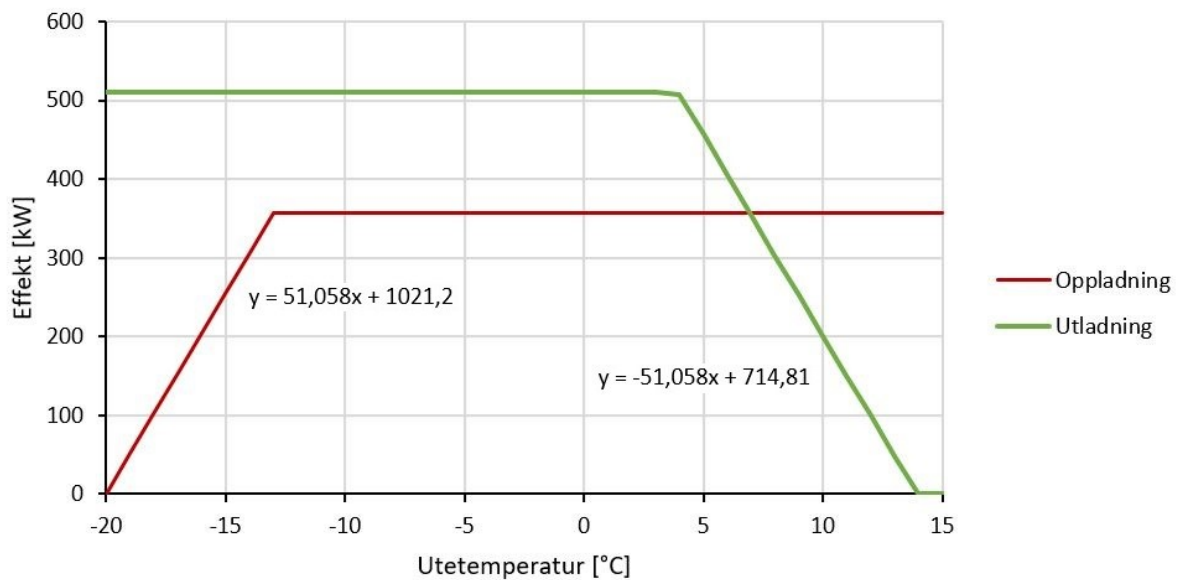
I analysen er det valgt ut et næringsbygg med totalt bruksareal som tilsvarer 34460 m². Tar man utgangspunkt i varmekapasitetstallet 0,094 kWh/m², vil bygget ha en termisk lagringskapasitet på 3,24 MWh. Figur 34 viser næringsbyggets energisignatur for dag og natt.



Figur 34: Energisignatur for et næringsbygg.

Situasjonen for denne kundesentralen er at det skiller lite mellom effektbehov for dag og natt. For utetemperaturer under 14°C for natt og 15°C for dag vil det være et økende temperaturavhengig oppvarmingsbehov. Ved -20°C vil effektbehovet til næringsbygget være omtrent 1,8 MW.

Det er energisignaturen for natt, som skal representere romoppvarmingssystemet, som er interessant med tanke på laststyring. Den begrenser oppladning- og utladningspotensialet til bygget. For opplading av bygg kan fyringskurven manipuleres med inntil -7°C og ved utlading kan den justeres med inntil +10°C. Oppladning- og utladningspotensialet for kundesentralen vises i Figur 35.



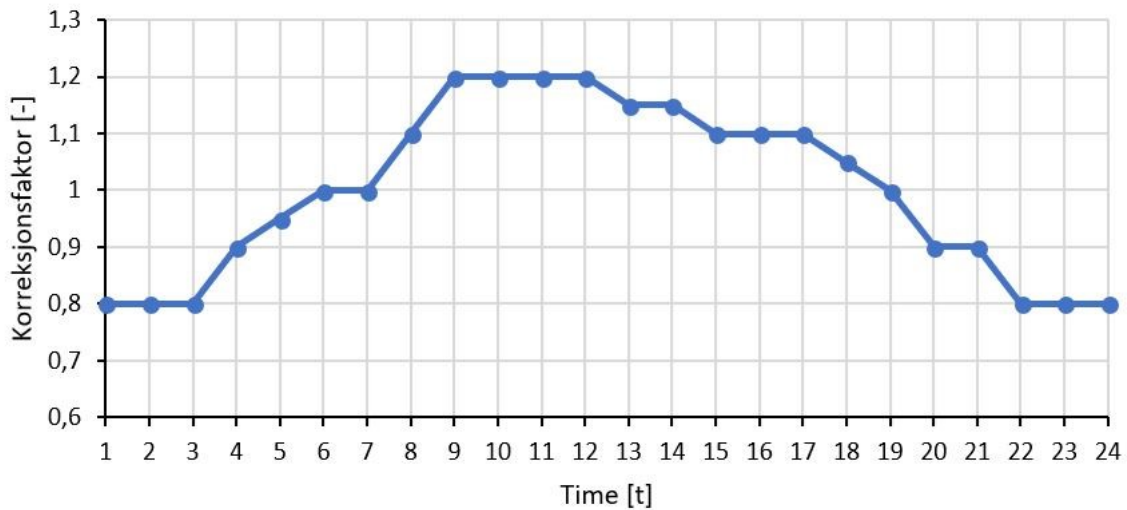
Figur 35: Oppladning- og utladningspotensialet for et utvalgt næringsbygg.

Det er akseptert en større forskyvning av fyringskurven i utladningsfasen i forhold til oppladningsfasen. Utladningspotensialet vil dermed være større enn oppladningspotensialet. Bygget kan med andre ord lades raskere ut i forhold til oppladningshastigheten. Maksimalt utladningspotensial er beregnet til å være 510 kW. Utladningseffekten vil tilsvare maksimalt utladningseffekt ved utetemperaturer mindre enn 4°C. Utladningseffekten for utetemperaturer der fyringskurven ikke kan justeres med +10°C er beskrevet med ligningen som tilhører utladningskurven i Figur 35.

Oppladningspotensialet for utetemperaturer mindre enn -13°C uttrykkes med ligningen for oppladningskurven i Figur 35. Potensialet reduseres lineært ned fra -13°C og ned til null potensial ved den dimensjonerende utetemperaturen -20°C. Ved utetemperaturer høyere enn -13°C vil oppladningseffekt tilsvare maksimal oppladningseffekt som er beregnet til å være 357 kW.

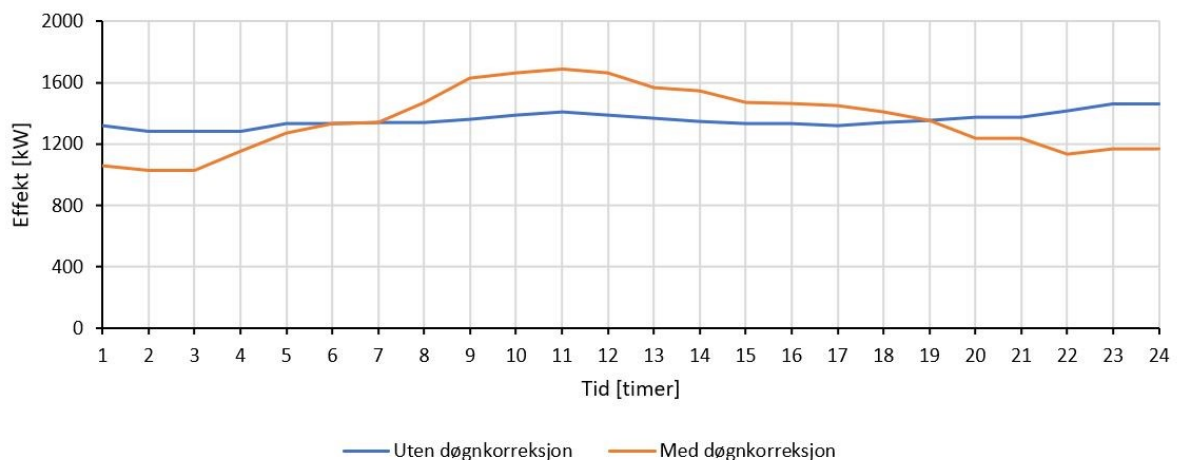
Energisignaturen egner seg bra for å estimere forventet energibehov ved ulike utetemperaturer. En vesentlig svakhet med energisignaturen, som skaper problemer i denne analysen, er at den ikke sier noe om timesvariasjonene i effektbehovet gjennom døgnet. I arbeidet med å analysere hvordan laststyring kan være med på å redusere effekttoppene hos enkeltkunder, må det genereres noen effekttopper gjennom døgnet. Basert på det teoretiske grunnlaget i Figur 6 er det laget en forenklet korreksjonsprofil for effektbehovet til et næringsbygg. Figur 36 viser hvordan et tenkt effektbehov varierer i løpet av et døgn for et

næringsbygg. Denne korreksjonen kan medføre at årlig energiforbruk endres, men i denne undersøkelsen er det effekttoppene som er av interesse.



Figur 36: Korreksjonsfaktor for å generere døgnvariasjon for et næringsbygg.

Effektbehovet for en utvalgt kald dag er illustrert i Figur 37. Uten døgnkorreksjon vil effektforløpet ligge relativt stabilt gjennom hele døgnet. Dette er fordi effektbehovet bare tar utgangspunkt i to ulike energisignaturer og i dette tilfellet er det er liten forskjell mellom energisignaturen for natt og dag. Med døgnkorreksjonen vil det oppstå en tydelig topp om morgenen når effektbehovet fra ventilasjonsvarme og andre varmebehov økes. Effektbehovet reduseres noe utover ettermiddagen og senkes ned på sitt laveste nivå på kvelden.

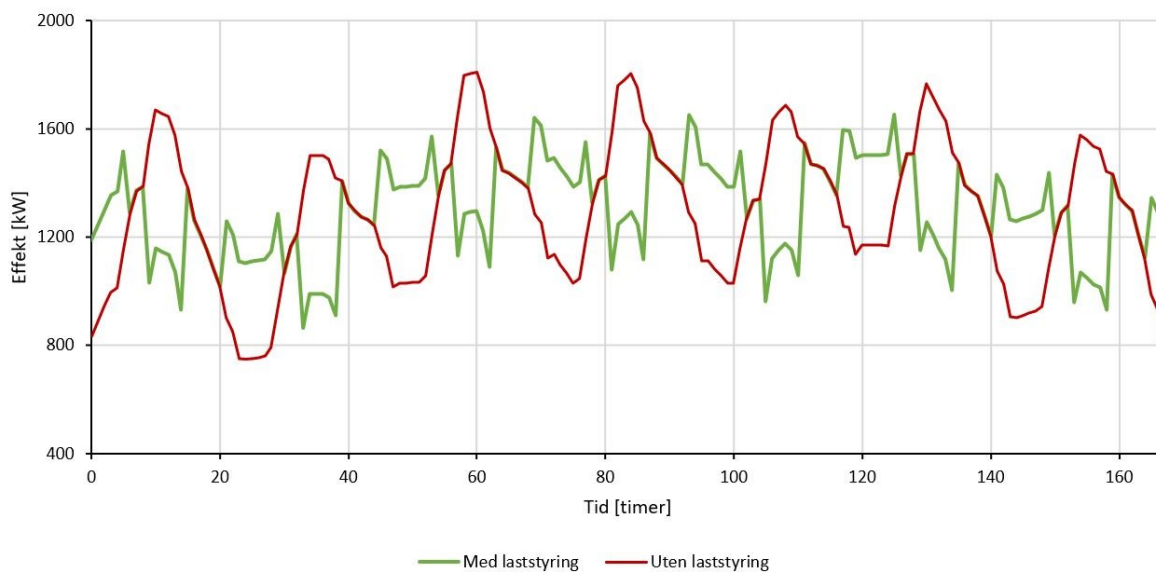


Figur 37: Effektbehov for et næringsbygg med og uten døgnkorreksjon.

Denne effektprofilen er kun et eksempel på hvordan behovet til et næringsbygg kan se ut. Avhengig av tidsinnstillinger på ventilasjonssystemet og eventuelt på varmeanlegget for hvert

enkelt næringsbygg, vil denne profilen variere fra bygg til bygg. Det er ikke tatt hensyn til helger og helligdager.

Når effektbehovet til næringsbygget er korrigert er det undersøkt hvordan laststyring av fyringskurven påvirker effektforløpet. Det er valgt ut en kald uke med en gjennomsnittstemperatur på $-9,5^{\circ}\text{C}$ og temperaturer ned mot -13°C . I denne perioden vil ikke oppladningspotensialet begrenses av utetemperaturen. Termisk lagringskapasitet, oppladning- og utladningspotensial er kjent. Med tilgjengelig maksimal effekt vil bygget kunne lades opp på ca. 9 timer og lades ut over 6 timer. Figur 38 viser hvordan en slik syklus kan kutte effekttoppene om morgenen og i stedet flytte effekttoppene til natten når effektbehovet er mindre.



Figur 38: Effektforløpet gjennom en uke for et næringsbygg med og uten laststyring.

Maksimal effekt er redusert med 157 kW mens energiforbruket gjennom denne perioden har økt med 928 kWh.

Det må vurderes for hvert enkelt tilfelle når på morgenen effekttoppen oppstår for næringsbygget. Det er uheldig for kunden hvis bygget fortsatt er i oppladningsfasen når effektbehovet om morgenen øker. Dette kan resultere i en unødvendig høy effekttopp for kunden som medfører at effektleddet økes. I dette tilfellet er utladningsfasen satt i gang når effektbehovet øker, og utladningspotensialet er utnyttet maksimalt.

Hva dette betyr med tanke på kostnader for kunden vises i Tabell 7. Den utvalgte uken er i januar og priser fra kapittel 2.4.1 Prismodell er benyttet.

Tabell 7: Kostnad med og uten laststyring for et næringsbygg.

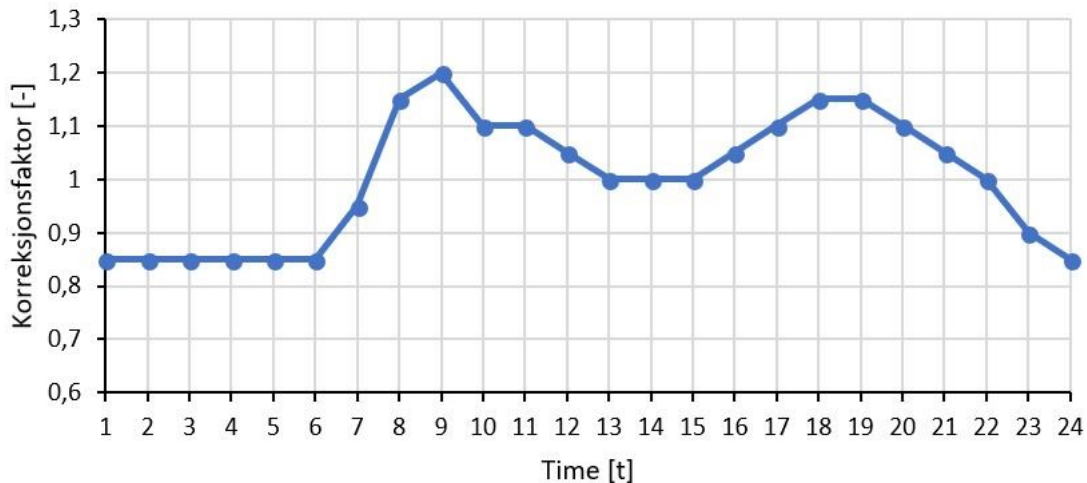
	Forbruk	Pris	Kostnad [kr]
Energi uten laststyring	218068,6 kWh	56,60 øre/kWh	123 427
Energi med laststyring	218996,9 kWh	56,60 øre/kWh	123 952
			525
Effekt uten laststyring	1808,6 kW	150 kr/kW/md.	271 290
Effekt med laststyring	1651,1 kW	150 kr/kW/md.	247 665
			-23 625
		Besparelse	-23 100

Januar er en kald måned og derfor er prisen på effektleddet høy i forhold til sommermånedene. En betydelig reduksjon av maksimal effekt vil medføre en solid besparelse for kunden. Selv om det med laststyring vil kunne medføre et økt energiforbruk, vil besparelser i form av effektreduksjon gagne kunden. For den utvalgte uken vil kunden potensielt ha spart 23 100 NOK. Effektleddet er veldig sensitivt fordi det kun tar utgangspunkt i høyeste timesregistrerte effekt for den foregående måneden. Oppstår det en uheldig situasjon under laststyringen kan det i verste fall for kunden medføre en økning av effektleddet. I denne situasjonen vil kunden oppleve å betale mer enn nødvendig for levert fjernvarme. Et alternativ for å kompensere for et slikt scenario kan være å ikke belaste kunden for den høyeste målte effekttoppen hvis den har oppstått i en oppladningsfase.

4.2.2 Boligblokk

Det vil være interessant å studere hvordan laststyring påvirker en kundesentral som forsyner boligblokker. Tilsvarende analyse som er gjort for et næringsbygg kan gjøres for en boligblokk. På den måten kan man undersøke eventuelle forskjeller som oppstår for en boligblokk og et næringsbygg med laststyring.

Profilen til varmelasten for et boligbygg har en annen døgnvariasjon enn et næringsbygg. Korreksjonsfaktoren for et boligbygg (Figur 39) er generert på bakgrunn av Figur 6.

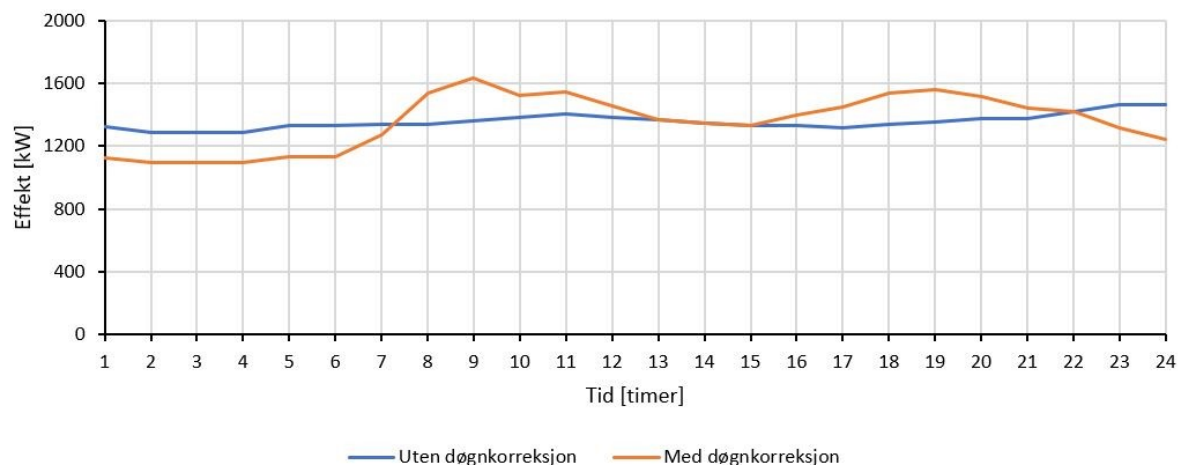


Figur 39: Korreksjonsfaktor for å genere døgnvariasjon for et boligbygg.

Korreksjonsfaktoren viser igjen bare et eksempel på hvordan en typisk husstand vil fordele varmelasten gjennom døgnet. I dette tilfellet vil det være to effekttopper. Den største effekttoppen oppstår om morgenen før det oppstår en noe mindre effekttopp om ettermiddagen. Variasjoner i tappevannsforbruk (Figur 5) og andre varmebehov er med på å bidra til denne døgnvariasjonen.

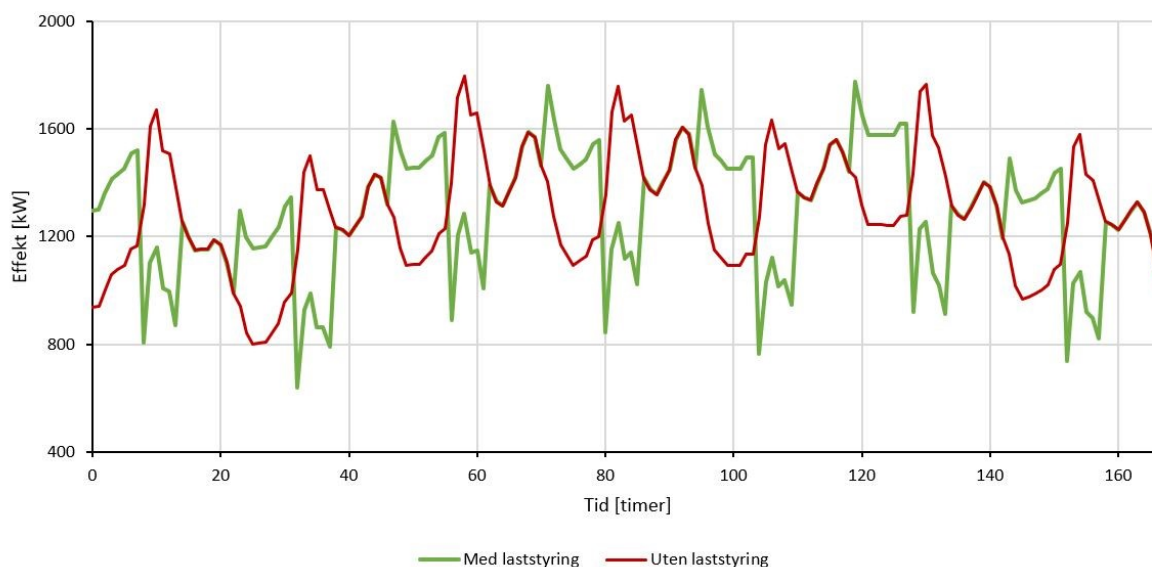
De største kundesentralene som forsyner et område med flere boligblokker har effektbehov tilsvarende energisignaturen i Figur 34. Den termiske lagringskapasiteten for de største boligblokkene i en kundesentral ligger også i samme størrelsesorden som for næringsbygget fra det foregående eksempelet. Variasjonene fra natt til dag kan være større for enkelte kundesentraler, men som en forenkling i denne analysen er det brukt potensialet for næringsbygget i kapittel 4.2.1 Næringsbygg.

Med døgnkorreksjon for kundesentralen som forsyner boligblokkene vil varmelasten kunne fordele seg som vist i Figur 40.



Figur 40: Effektbehov for boligblokker med og uten døgncorreksjon.

Effektprofilen for boligblokkene med og uten laststyring vises i Figur 41. En utfordring med denne profilen er at det er to tydelige effekttopper i døgnet. Det er hovedsakelig effekttoppene om morgenen som er ønskelig å redusere så mye som mulig. Benytter man seg av den samme strategien som for kundesentralen til næringsbygget vil morgentoppen reduseres betydelig. Som man kan se fra Figur 41 oppstår det for noen av de kaldeste dagene en situasjon på kvelden der man starter oppladningen i en fase der effektbehovet fortsatt er relativt stort.



Figur 41: Effektforløpet gjennom en uke for boligblokker med og uten laststyring.

Benytter man seg av maksimal utladningspotensialet for denne perioden, samtidig som man ønsker å lade bygget opp til maksimalt potensial vil det fortsatt for denne kalde perioden ha vært en effektreduksjon av maksimal effekt. I dette tilfellet er maksimal effekt for perioden

reduisert med 20 kW. Viktigere er det at effekttoppen er flyttet fra morgenen når varmebehovet i fjernvarmenettet er stort til natten når behovet er mindre.

For boligkunden har ikke effektreduksjonen noe å si for fjernvarmeregningen. Det er energiforbruket som innvirker på kostnadene. Fra Tabell 8 ser man at i denne perioden har energiforbruket økt med 893 kWh. Dette tilsvarer en økning på 812 NOK for kunden. Dette er en relativt liten prosentandel av den totale kostnaden.

Tabell 8: Kostnad med og uten laststyring for boligblokker.

	Forbruk	Pris	Kostnad [kr]
Energi uten laststyring	217380,9 kWh	90,94 øre/kWh	197 686
Energi med laststyring	218273,6 kWh	90,94 øre/kWh	198 498
		Besparelse	812

Dette er kun et eksempel på hvordan laststyring kan påvirke energiforbruket til kunden. Det kan oppstå situasjoner der energiforbruket øker i større grad. Det kan være aktuelt å kompensere for eventuelle økte kostnader som oppstår på grunn av laststyring.

4.3 Potensialstudiet og implementeringsstrategi

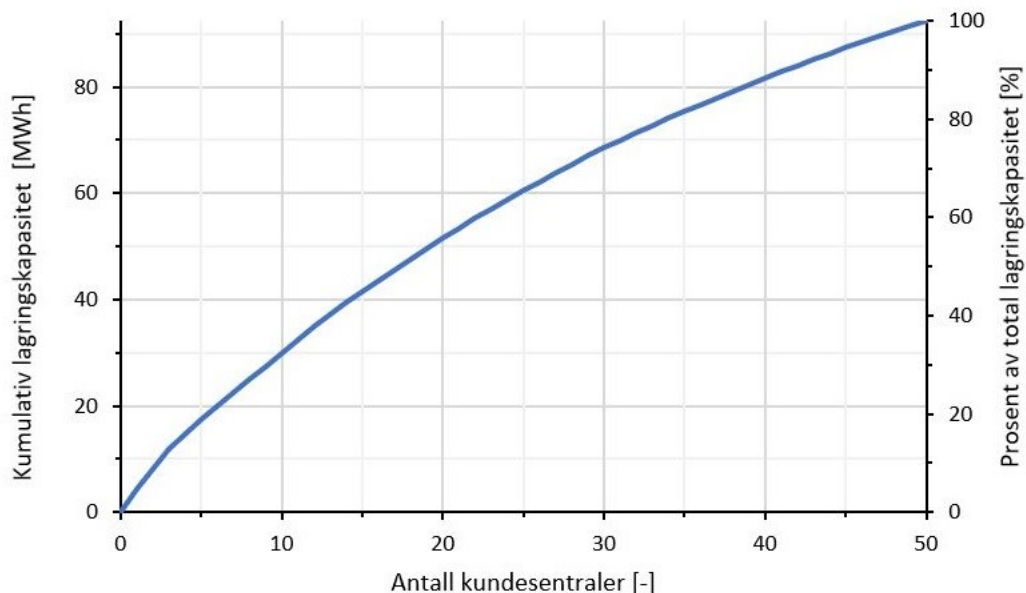
Basert på en helhetsvurdering av kriteriene som ble satt i kapittel 3.2.5 Utvelgelse av bygg og resultater fra kapittel 4.2 Kundeanalyse er det lagt opp en strategi for hvordan FOV kan teste ut laststyring. Kundeanalysen viste at det var næringsbyggene som potensielt kunne spare mest på at det ble gjennomført laststyring på deres anlegg. Det ville derfor vært naturlig å starte med disse kundesentralene. Ulempen med næringsbyggene er at de kan ha komplekse anlegg som kan by på utfordringer med tanke på laststyring. I tillegg er effektleddet mer følsomt i forhold til energiledet. Det betyr at ved eventuelle komplikasjoner under laststyringen, kan effektleddet økes over det faktiske behovet til kunden. Det er derfor valgt å starte og se på potensialet til de største kundesentralene som forsyner tunge boligblokker. For disse kundene kan energiforbruket forventes å øke noe, men på et overkommelig nivå. FOV kan vurdere å kompensere for eventuelle økte kostnader. I tillegg er grunnlaget som ligger til grunn for denne analysen basert på tester som er gjort på boligblokker. Det vil være naturlig å verifisere disse resultatene med tilsvarende bygg i Oslo. Viser det seg at resultatene samsvarer med hva forventet effektpotensial antyder i denne analysen, vil neste steg være å utvide prosjektet til å gjelde for både boligblokker og næringsbygg. Før man utvider til næringsbygg

har man opparbeidet seg erfaring om hvordan laststyring fungerer i praksis og risikoen for komplikasjoner under styringen reduseres. Det er derfor valgt å dele potensialstudiet og implementeringsstrategien inn i to faser. I den første fasen vil alle byggene være boligblokker, mens i den andre fasen er næringsbygg inkludert.

4.3.1 Potensialet med 50 kundesentraler

Det er valgt å analysere potensialet for 50 kundesentraler (fase 1). Fellesnevnerne for kundesentralene i fase 1 er at de har mulighet for fjernstyring, oppladning- og utladningspotensialet er stort, boligblokkene har et stort oppvarmingsareal og er definert som tunge. Det er gjort en tilsvarende analyse som i kapittel 4.2 Kundeanalyse for disse kundesentralene. Dette er for å vurdere potensialet og for å se på hvor mye dette kan utgjøre i form av effektreduksjon på det totale fjernvarmenettet.

Potensiale for termisk lagring i byggene vises i Figur 42. Den termiske lagringskapasiteten for byggene er kumulativt sortert, der 100 prosent tilsvarer det totale potensialet.

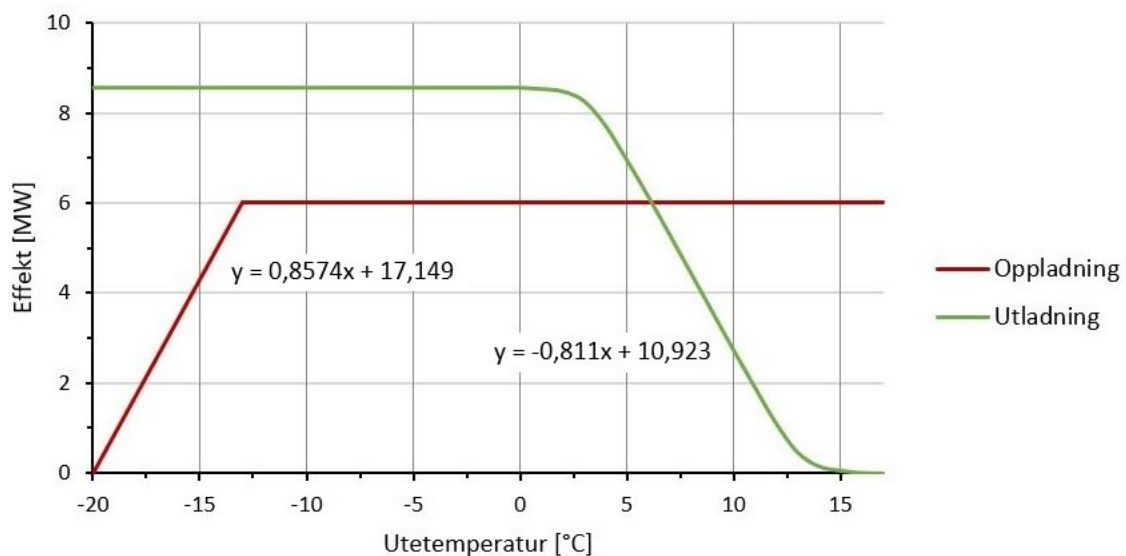


Figur 42: Termisk lagringskapasitet for byggene i fase 1.

Totalt termisk lagringspotensial er beregnet til å være 92,4 MWh. Dette baserer seg på en forenkling ved at varmekapasitetstallet for samtlige bygg er 0,094 kWh/m². Resultater fra et tilsvarende forsøk på et kontorbygg i Oslo ga testbygget et varmekapasitetstall på 0,021 kWh/m². Forholdstallet for disse to resultatene vil være 0,2234. Legges denne verdien til grunn for analysen ville det totale termiske lagringspotensialet vært 20,6 MWh. Differansen

er stor, og hva reell lagringskapasitet tilsvarer kan ikke med sikkerhet settes uten å ha gjort tester på samtlige bygg. Studiet som ga resultatet 0,094 kWh/m² er vurdert til å være mer omfattende både med tanke på lengde på måleseriene som ble utført og antall bygg som var med i undersøkelsen. Dette er en potensialstudie og det velges derfor å ta utgangspunkt i hva det maksimale teoretiske potensialet kan være.

Videre undersøkes det hvordan oppladning- og utladningspotensialet er ved ulike utetemperaturer for samtlige kundesentraler i fase 1. Figur 43 viser potensialet for oppladning og utladning.



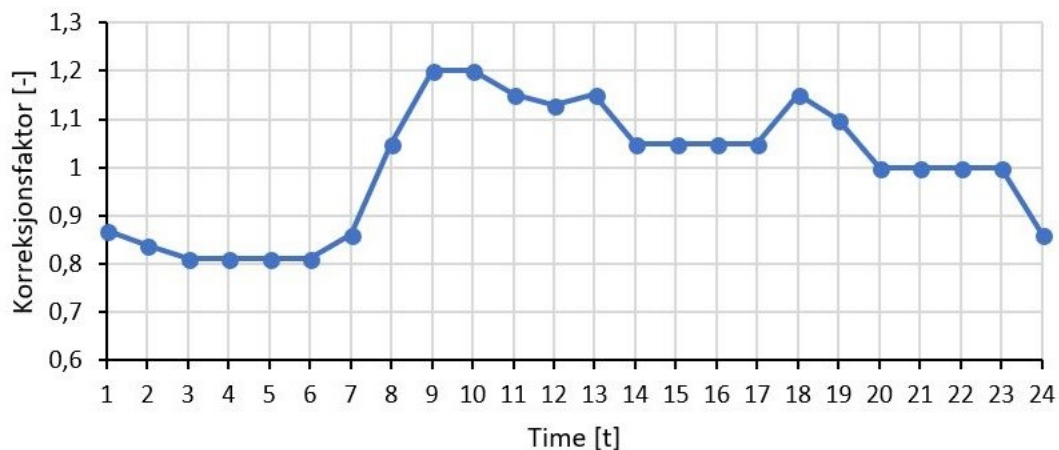
Figur 43: Oppladning- og utladningspotensial for byggene i fase 1.

Maksimalt oppladningspotensial er beregnet til å være 6 MW og reduseres i takt med ligningen for den lineære linjen i Figur 43 for utetemperaturer lavere enn -13°C.

Utladningseffekten vil tilsvare maksimal utladningseffekt som er 8,6 MW ved utetemperaturer mindre enn 0°C. I dette tilfelle synker ikke potensialet lineært ned for temperaturer over 0°C. Det er fordi det er tatt utgangspunkt i utetemperaturen ved knekkpunktet til hver enkelt kundesentral, for så å forskyve fyringskurven. Denne temperaturen er unik for hver enkelt kundesentral. Fra figuren kan man se at det finnes et lite utladningspotensial for utetemperaturer helt opp til +16°C. Ved denne utetemperaturen vil det riktignok være lite gunstig å utnytte utladningspotensialet. Ligningen for den lineære linjen for utladningspotensialet er forenklet beregnet fra 3 til 13°C, da differansen for den resterende delen opp til maksimalt utladningspotensial utgjør minimalt.

Basert på observasjoner knyttet til termisk lagring og effektpotensialet i kundesentralene kan man vurdere hvordan disse byggene kan bidra til å redusere effekttoppene i nettet. Maksimalt utladningspotensial som er 8,6 MW kan utnyttes over en periode på 10,7 timer. I dette tilfellet vil sannsynligvis dette begrenses av oppladningspotensialet.

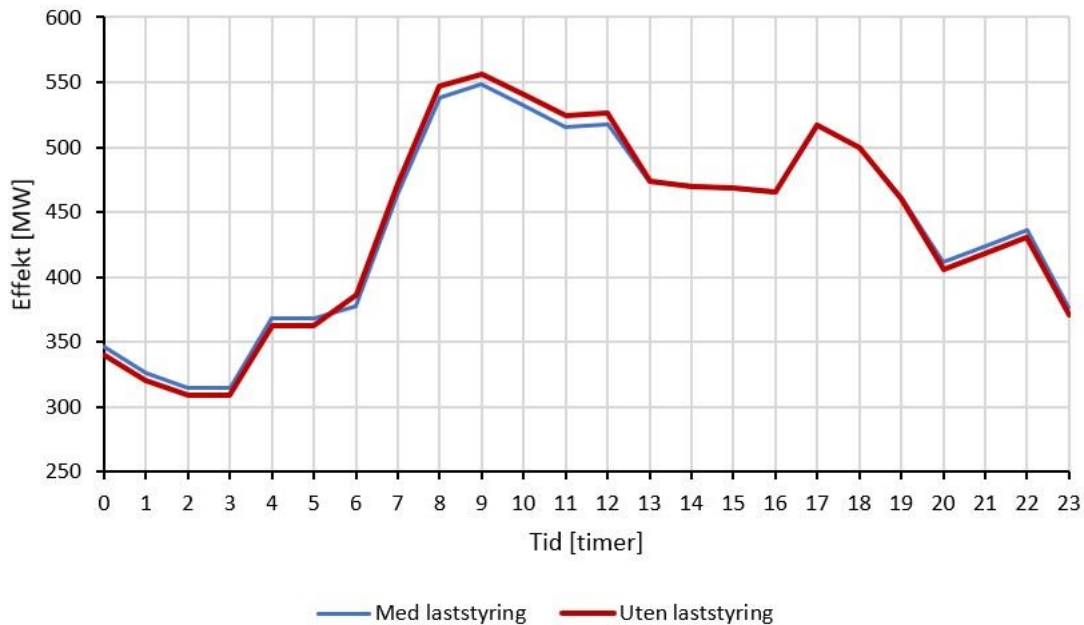
Før man kan undersøke hvordan dette potensielt kan redusere effekttoppene i fjernvarmenettet må det fremprovoseres noen effekttopper i løpet av døgnet. På samme måte som det ble gjort i kapittel 4.2 Kundeanalyse, er det generert en døgnkorreksjonsfaktor for det totale fjernvarmenettet (Figur 44). Denne er forenklet utarbeidet på bakgrunn av observasjoner knyttet til timesvariasjoner i fjernvarmeproduksjon fra Figur 20. Det kan tenkes at effektverdiene for bunnivået blir noe lavere enn det faktiske behovet, men dette gjør det mulig å studere effekttoppene i nettet og se hvor mye laststyringen kan utgjøre i forhold til det totale effektbehovet.



Figur 44: Korreksjonsfaktor for å generere døgnvariasjon for det totale fjernvarmenettet.

Døgnvariasjonen til det totale fjernvarmenettet avhenger av varmelasten til de dominerende kundeprofilene i nettet. Effekttoppen om morgenen for de kaldeste dagene vil kreve størst bruk av topplastkjeler og dyr spisslast. Det velges derfor å fokusere på å utnytte utladningspotensialet gjennom morgentoppen. Som man kan se fra Figur 44 vil det oppstå en effekttopp om ettermiddagen også. Dette vil muligens kunne begrense tiden det er lønnsomt å lade byggene opp for de aller kaldeste periodene.

Hvordan laststyring i fase 1 kan påvirke det totale fjernvarmenettet for en kald dag er vist i Figur 45.

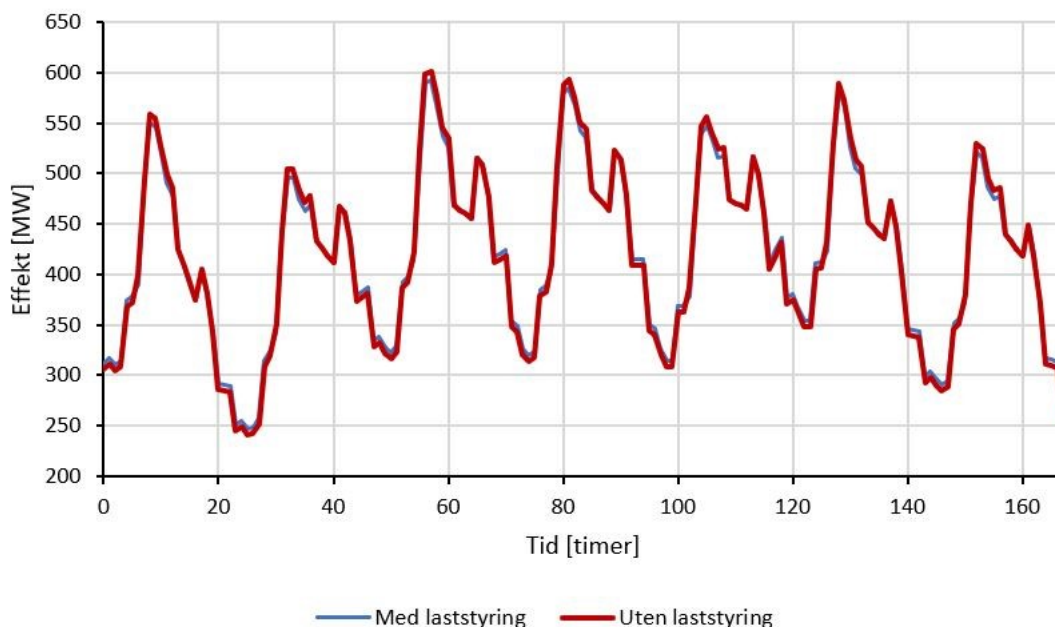


Figur 45: Effektbehov for en kald dag med og uten laststyring i fase 1.

Strategien for oppladning- og utladning for denne dagen er valgt på bakgrunn av tilgjengelig potensial. Ved å starte oppladningen kl.20, når det er vurdert til at effektbehovet er redusert, vil man kunne starte utladningen kl.7 når topplastkjelene settes i drift. Det vil være mulig å lade byggene ut over en periode på 7 timer. Den termiske lagringskapasiteten er ikke en begrensende faktor i dette tilfelle på bakgrunn av tidligere analyser og antakelser.

Utetemperaturen for denne uken begrenser heller ikke oppladningspotensialet. Gevinsten av laststyring i fase 1 utgjør ikke det helt store med tanke på den totale belastningen. Maksimal effekt vil reduseres med 8,57 MW, som tilsvarer utladningspotensialet. Dette vil riktignok kunne utføres med en minimal økning av energiforbruket.

Figur 46 viser hvordan effektbehovet for en kald uke med laststyring i fase 1 kan se ut.



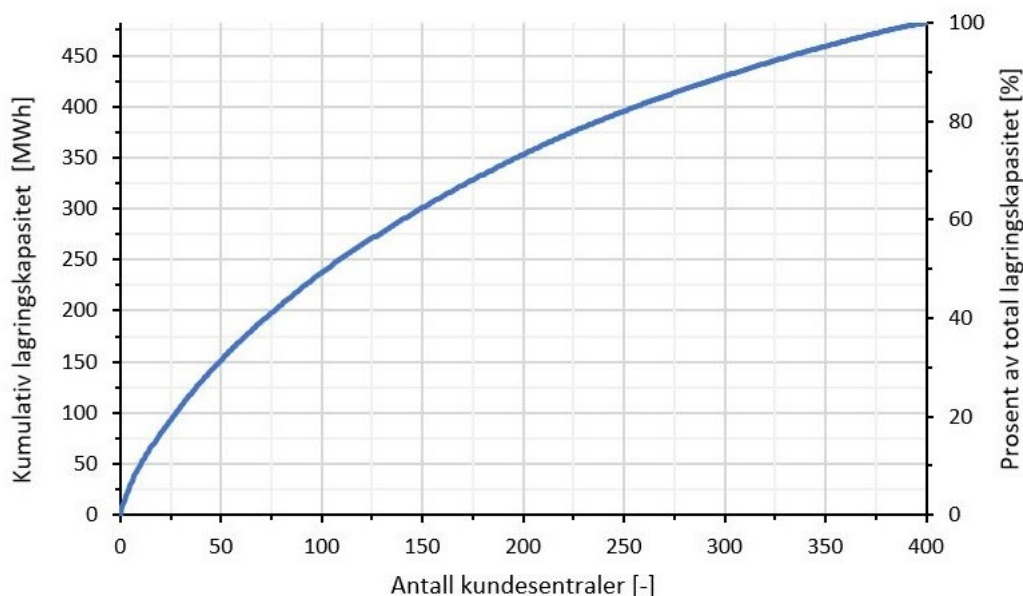
Figur 46: Effektbehov for en kald uke med og uten laststyring i fase 1.

Totalt sett utgjør ikke laststyring for kundesentralene i fase 1 den helt store forskjellen for det totale fjernvarmenettet. Det er en effektreduksjon, men det vil kreves flere kundesentraler i prosjektet for at laststyring skal kunne utgjøre et betydelig utslag på effekttoppene.

4.3.2 Potensialet med 400 kundesentraler

Etter å ha vurdert potensialet i fase 1 er det klart at antall kundesentraler som laststyres må økes betydelig for at konseptet skal kunne utgjøre en stor forskjell for FOV. Det er derfor valgt å utvide antall bygg i analysen til 400 (fase 2). Fase 2 omfatter både boligblokker og næringsbygg. Det er lagt til 150 boligblokker og 200 næringsbygg. Det er valgt å se bort ifra om kundesentralen kan fjernstyres. Dette er valgt for å ikke utelukke potensielt egnede kundesentraler i prosjektet. Totalt kan 197 kundesentraler i fase 2 fjernstyres. Ellers gjelder de samme kriteriene i utvelgelsen av kundesentraler og bygg som ble vurdert i fase 1. Tanken er at man etter å ha testet ut hvordan laststyring fungerer i praksis har man opparbeidet seg kunnskap og erfaringer. Næringsbygg med effektledd vil forhåpentligvis ikke oppleve at effektleddet øker og kanskje heller at effektleddet reduseres.

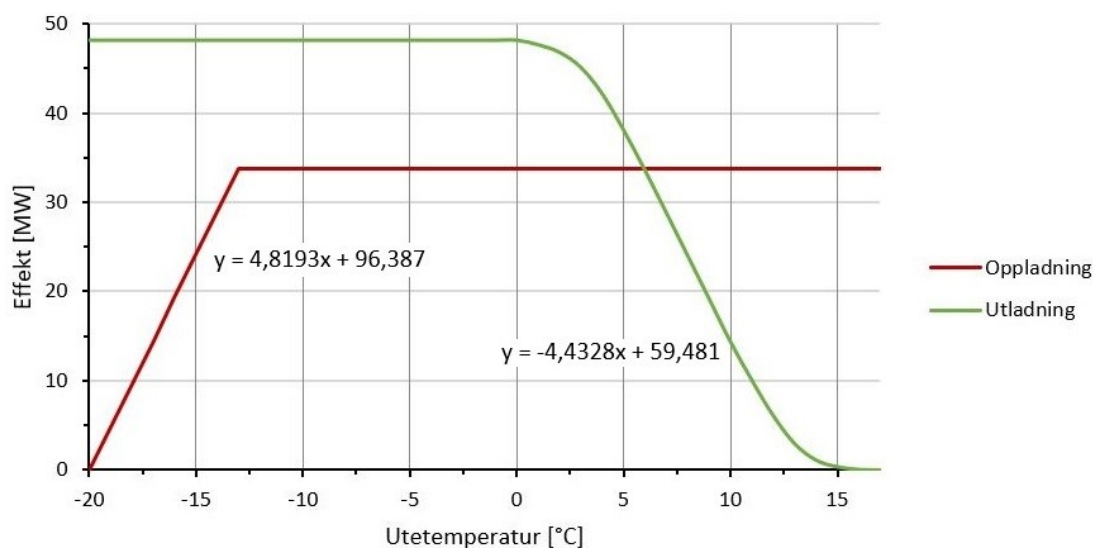
Det termiske lagringspotensialet for byggene i fase 2 vises i Figur 47.



Figur 47: Termisk lagringskapasitet for byggene i fase 2.

Maksimalt termisk lagringskapasitet for samtlige bygg i fase 2 er beregnet til å være 481,8 MWh. De 200 største byggene står for over 70 prosent av total kapasitet. Allikevel er det ikke en direkte sammenheng mellom termisk lagringskapasitet og utladningspotensial. Bygg med mindre termisk lagringskapasitet er valgt ut på bakgrunn av at de har et tilsvarende eller større utladningspotensial. Igjen er det en usikkerhet i beregningen av termiske lagringskapasitet. Med en faktor på 0,2234 for samtlige bygg ville kapasiteten kun vært 107,6 MWh.

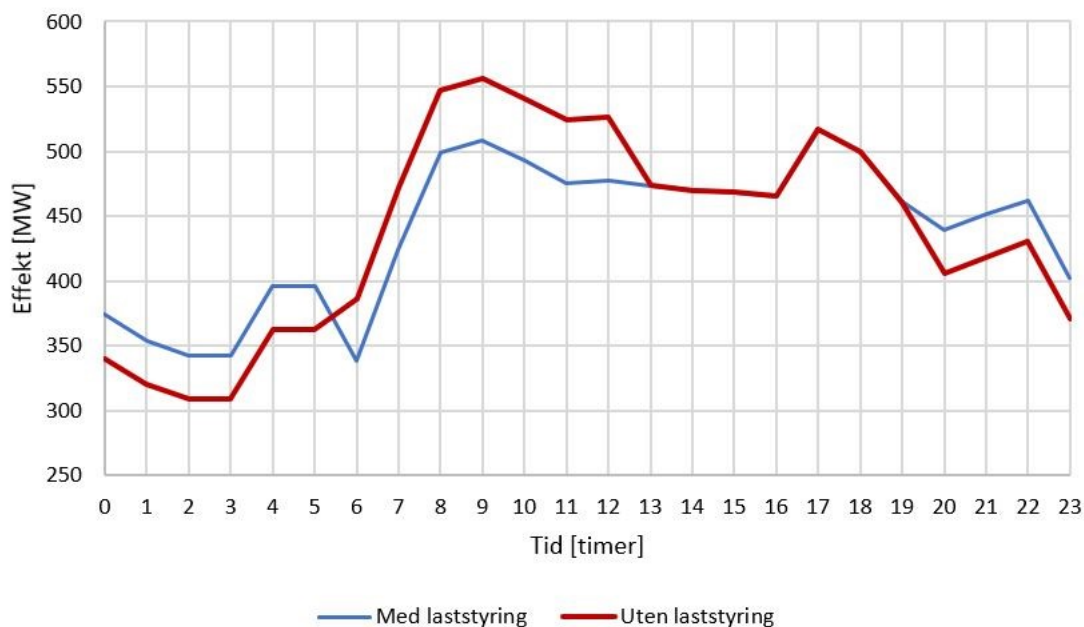
I Figur 48 fremstilles oppladning- og utladningspotensialet for kundesentralene i fase 2.



Figur 48: Oppladning- og utladningspotensial for byggene i fase 2.

Potensialet har økt betydelig fra fase 1. Med maksimalt utladningspotensial tilgjengelig vil det tilsvare 48,2 MW. Oppladningspotensialet er beregnet til å være 33,7 MW. På samme måte som det ble diskutert i Figur 43, begrenses potensialet for oppladning og utladning av utetemperaturen. Ligningene for de lineære linjene i Figur 48 beskriver potensialet der utetemperaturen er en begrensende faktor.

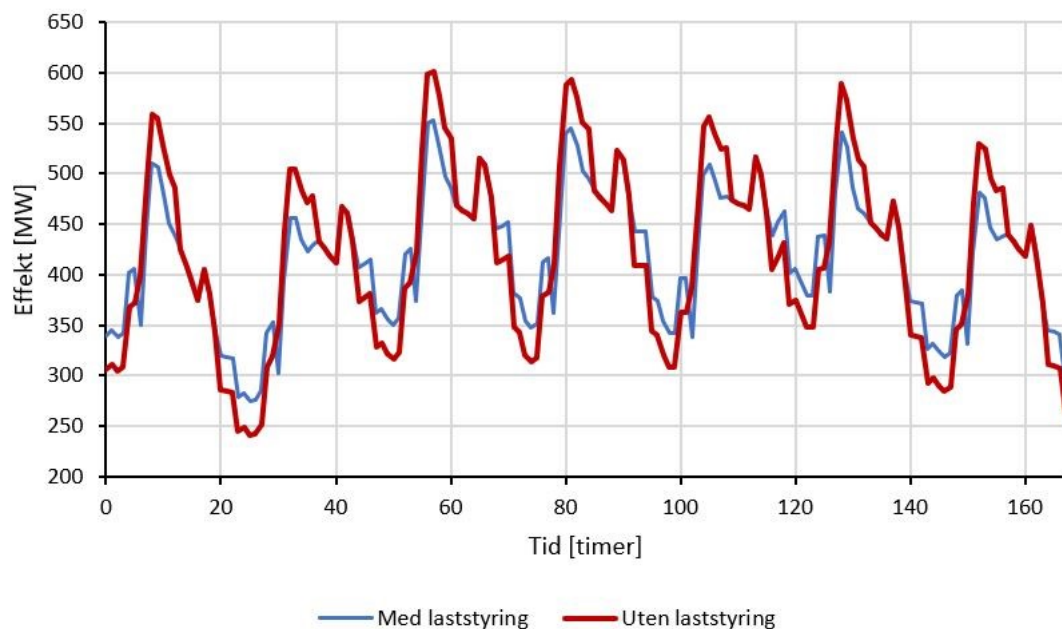
Figur 49 viser hvordan varmelasten i fjernvarmenettet for en kald dag ser ut med og uten laststyring i fase 2.



Figur 49: Effektbehov for en kald dag med og uten laststyring i fase 2.

Laststyring i fase 2 reduserer effekttoppen om morgnen med 48,2 MW. Med opplading i 10 timer når effektbehovet er lavt, vil det være mulig å lade ut byggene over en periode på 7 timer. Som vist i Figur 49 er det en tydelig effektreduksjon. Dette vil både avlaste kapasiteten i fjernvarmenettet samtidig som det reduserer bruken av topplastkjeler med dyr spisslast som energikilde.

Videre er det valgt å studere en kald uke med laststyring i fase 2. Figur 50 viser hvordan varmelasten i nettet vil se ut med og uten laststyring.

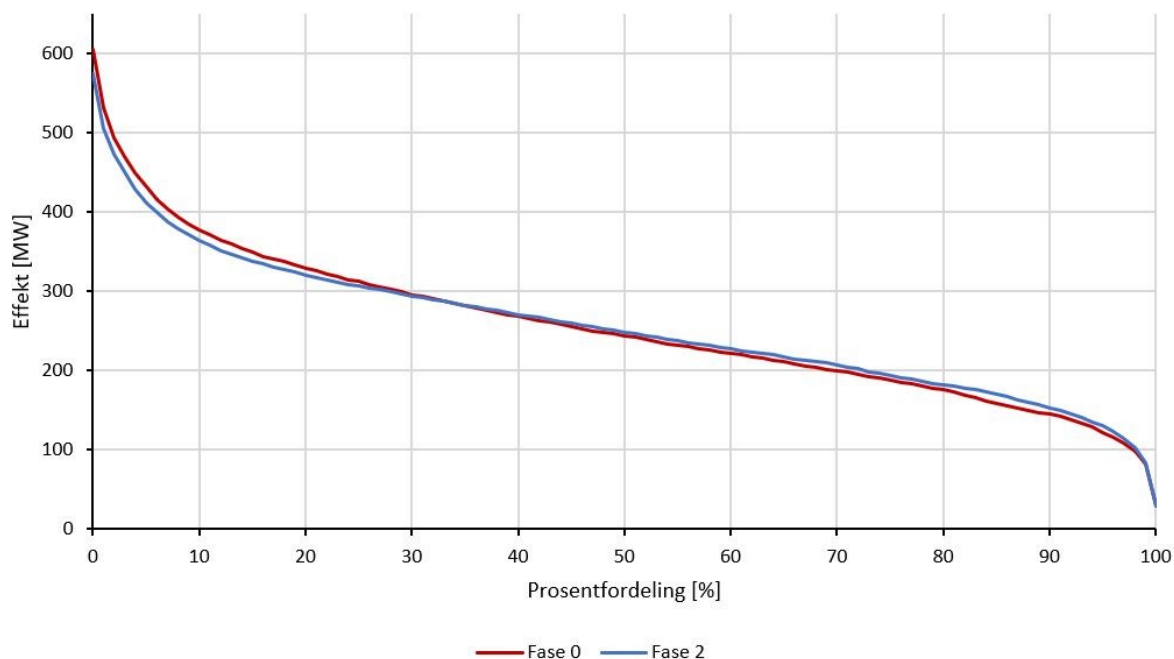


Figur 50: Effektbehov for en kald uke med og uten laststyring i fase 2.

Dette er en kald uke med gjennomsnittstemperatur på -4°C og utetemperaturer ned mot -14°C . Fra Figur 50 vil ikke potensialet for opplading begrenses i stor grad og effektoppene om morgenen reduseres med maksimalt utladningspotensial.

Laststyring kan naturligvis optimaliseres i større grad enn det er gjort i denne analysen, men det går tydelig frem hvordan laststyring fungerer i praksis og omfanget av potensialet.

Figur 51 viser hvordan varighetskurven for det totale fjernvarmenettet ser ut (fase 0) og endringen med laststyring i fase 2. Perioden for varighetskurven er fra oktober til april, som hovedsakelig er månedene det vil være aktuelt og aktivt styre fyringskurvene. For de resterende månedene begrenses utladningspotensialet betydelig og gevinsten av laststyring forsvinner.



Figur 51: Varighetskurve uten laststyring og endring med laststyring i fase 2.

For over 30 prosent av tiden der effektbehovet er størst vil laststyring i fase 2 ha redusert effektbehovet. Maksimal effekt er redusert med 31 MW. Den resterende tiden av perioden med aktiv laststyring øker effektbehovet. Totalt er det en økning av energiforbruk med 1,22 GWh. Denne justeringen vil forbedre driftsforholdene, brukstiden økes som medfører at kapasitetsfaktoren forbedres. Studerer man hele året har brukstiden økt fra 2603 timer til 2745 timer.

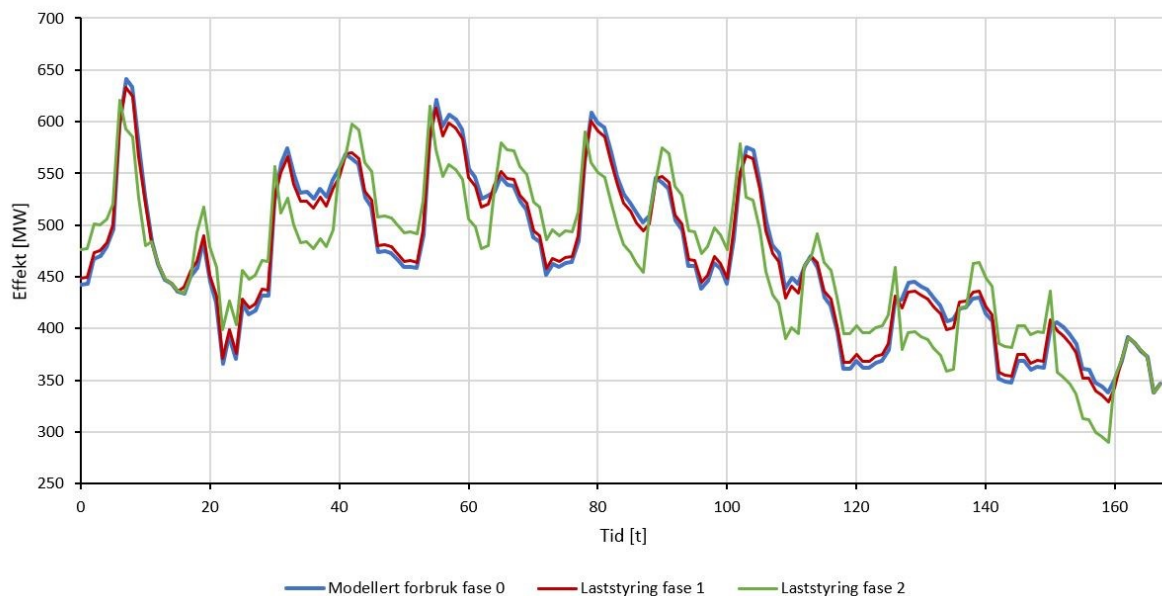
4.4 Produksjonssimuleringsmodellen til Fortum Oslo Varme

Foreløpige analyser som omhandler laststyring har basert seg på en egenprodusert modell. Videre er det ønskelig å simulere laststyring i produksjonssimuleringsmodellen til FOV. Effektvariasjoner som tidligere er forsøkt å gjenskape vil i dette tilfellet bli mer reelt. I tillegg til å undersøke hvordan laststyring endrer effektbehovet, vil det være mulig å analysere hvordan brenselmiksen i fjernvarmeproduksjonen endres. Forhåpentligvis vil reduksjon av effekttoppene medføre en besparelse for FOV i form av at bruken av dyr spisslast reduseres. Dette vil både gi en mer miljøvennlig fjernvarmeproduksjon og fjernvarmenettet avlastes noe i perioder der det er tungt belastet.

4.4.1 Simulering med laststyring for en gjennomsnittlig kald uke

Det er først valgt å analysere effekten av laststyring for en gjennomsnittlig kald uke fra 2018. Perioden representerer en av de kaldeste ukene i 2018, men temperaturprofilen for denne kalde uken tilsier at oppladningspotensialet ikke begrenses i stor grad.

Gjennomsnittstemperaturen var $-8,4^{\circ}\text{C}$ og laveste temperatur for perioden var -15°C . Det vil derfor være opp imot maksimalt potensial i hele perioden. Vurderingene som er gjort i foregående analyser om hvordan laststyring kan utføres, ligger til grunn. Spisslastkjelene er vurdert til å starte opp kl.7, og det vil være naturlig å starte utladning rundt denne tiden. Figur 52 viser effektbehovet for denne perioden (fase 0), samt effektpåvirkningen med laststyring i fase 1 og fase 2.

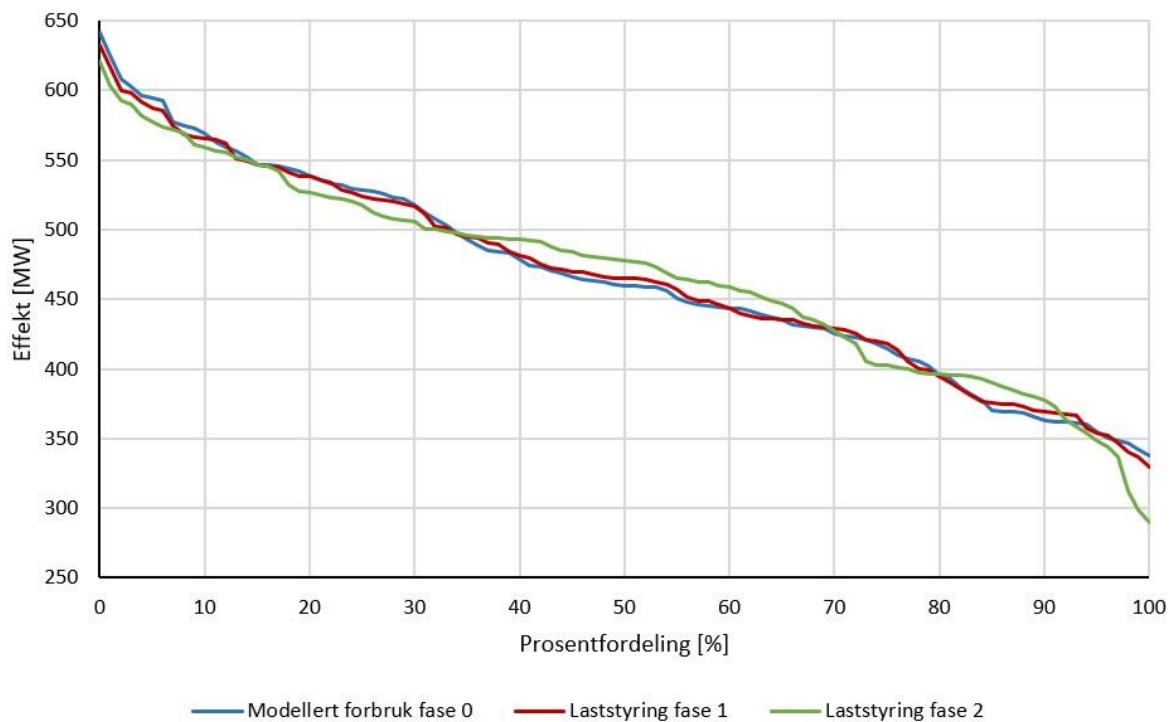


Figur 52: Effektbehov for en gjennomsnittlig kald uke og effektpåvirkning med laststyring.

Fase 1 vil som tidligere vurdert ikke utgjøre store endringen på det totale behovet. Derimot kan fase 2 påvirke effektbehovet i større grad. Ut i fra Figur 52 ser man at ulike døgnvariasjoner skaper utfordringer. Varigheten av effekttoppen om morgenen er noe kortere enn forventet og effekttoppen om ettermiddagen varer noen timer lenger enn forventet. Det har skapt en viss ubalanse i oppladning- og utladningsstrategien. Det vil kreves en mer omfattende modell og strategi for å optimalisere driften og håndtere denne variasjonen. For dagsituasjoner der effekttoppen om morgenen er betydelig større enn effekttoppen om ettermiddagen, vil det være greit å starte oppladningen tidligere på kvelden. Situasjonen for enkelte dager er at effekttoppen om morgenen er i samme størrelsesorden som ettermiddagstoppen. For et slikt tilfelle kan det være aktuelt å fordele utladningen ut over

begge effekttoppene. Det åpner for en mulighet til å lade opp byggene i noen få timer midt på dagen, som gjør det mulig å redusere effekttoppen om ettermiddagen. Enkelte dager har oppladningen av byggene medført at ettermiddagstoppen har blitt større enn effekttoppen om morgenen. Det kan se ut som at utladningen allerede burde vært satt i gang fra kl.6. Dette tidspunktet varierer også noe fra dag til dag, og enkelte dager kuttes effekttoppene om morgenen bedre enn andre dager.

Varighetskurven for den utvalgte perioden vises i Figur 53. Modulert forbruk (fase 0) sammenlignes med laststyring i fase 1 og fase 2.

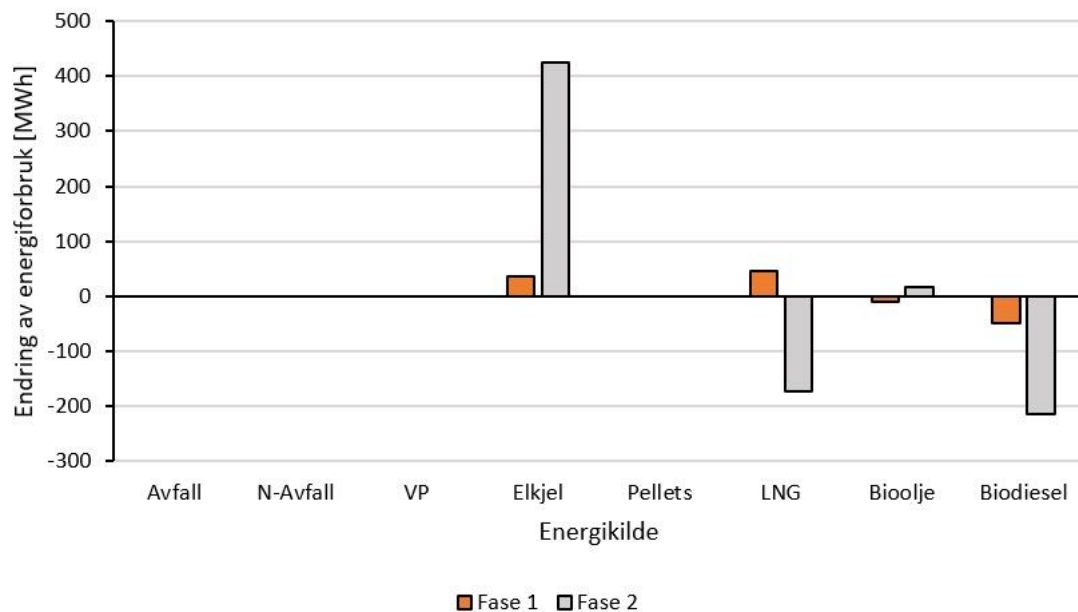


Figur 53: Varighetskurve for en gjennomsnittlig kald uke og påvirkning med laststyring.

Maksimal effekt uten laststyring var 641 MW og energiforbruket for denne perioden har vært 78 437 MWh. Med laststyring i fase 1 vil maksimal effekt ha blitt redusert med 8 MW mens energiforbruket har økt med 15 MWh. Fase 2 har bidratt til en maksimal effektreduksjon på 20 MW. Med en mer optimalisert strategi kunne effektreduksjonen vært enda større.

Energiforbruket har økt med 59 MWh i denne perioden. For over 30 prosent av perioden med laststyring er effektbehovet redusert noe som medfører bedre driftsforhold. Dette samsvarer med analysen av Figur 51 der laststyring ble praktisert over et helt år.

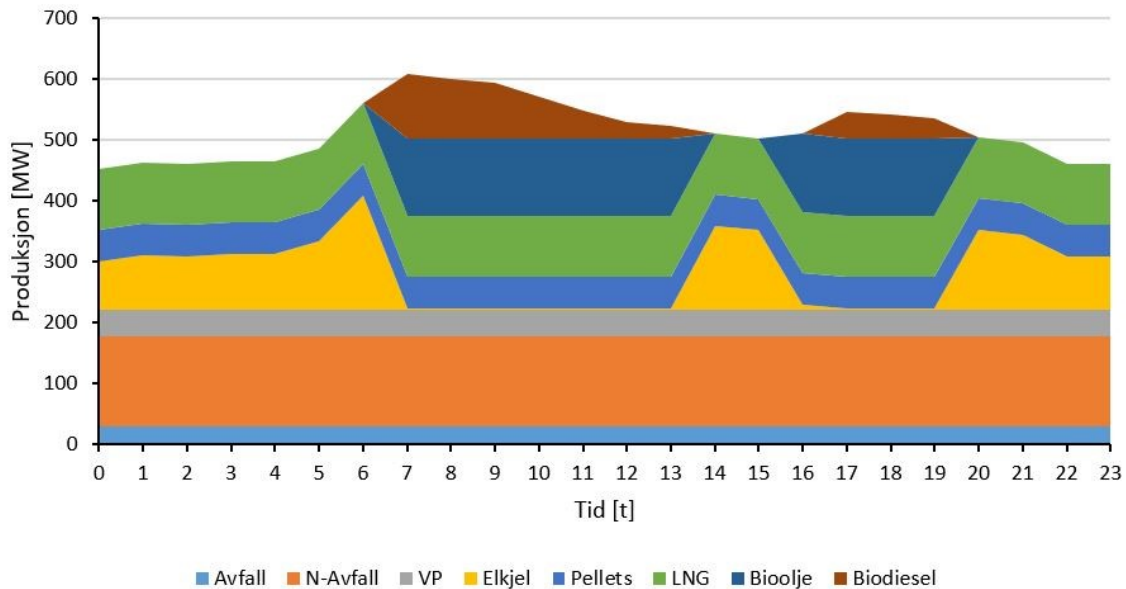
Hvilken betydning dette har hatt for brenselmiksen som har gått med i produksjonen vises i Figur 54. Energikildene er sortert fra venstre til høyre der energikilder som dekker grunnlasten er lengst til venstre og spisslast er lengst til høyre.



Figur 54: Endring av energiforbruk fra ulike energikilder i fjernvarmeproduksjonen for en gjennomsnittlig kald uke.

Laststyring i fase 1 har bidratt til en liten endring ved at 60 MWh fra biodiesel og bioolje er avlastet med produksjon fra elkjel og naturgass. Totalt har denne endringen medført en kostnadsbesparelse i fjernvarmeproduksjonen på 26 248 NOK. Dette er riktignok ingen stor besparelse i forhold til totale kostnader i produksjonen. Derimot har fase 2 bidratt til en større endring av brenselmiksen. Mer enn 200 MWh fra biodiesel og i underkant av 200 MWh fra naturgass, er avlastet med 400 MWh fjernvarmeproduksjon fra elkel. Det har vært en minimal økning av bioolje i fjernvarmeproduksjonen i fase 2. Totalt har dette gitt en besparelse i produksjonen som tilsvarer 125 835 NOK. Det vil si at for denne perioden har laststyring både avlastet fjernvarmenettet for dager der effektbehovet er stort, samtidig som det har bidratt til en liten besparelse i fjernvarmeproduksjon for FOV.

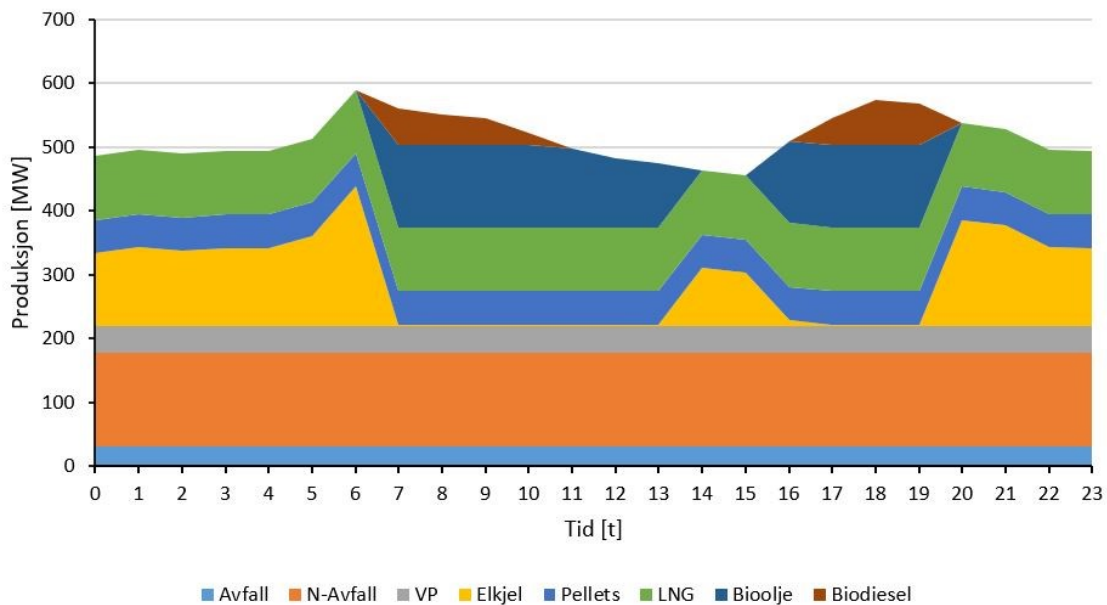
Det var hovedsakelig en dag der det var nødvendig å bruke biodiesel i fjernvarmeproduksjonen. Fordelingen av energikildene for denne dagen vises i Figur 55. Figuren viser dagssituasjonen for modellert forbruk (fase 0).



Figur 55: Produksjonsfordeling av energikilder for en kald dag.

Effekttoppen om morgenen har sin høyeste effektverdi kl.7 og er 609 MW. For denne dagen er det nødvendig å benytte biodiesel i 7 timer, der største timesverdi med biodieselproduksjon er på 106 MW. Samtidig ser man at det er et kjelvelgersystem som kutter bidraget fra elkjeler for periodene det er nødvendig å benytte bioolje i fjernvarmeproduksjonen. I tillegg dekkes en del av ettermiddagstoppen med biodiesel og bioolje.

Videre undersøkes det hvordan den samme dagssituasjonen ville sett ut hvis det ble praktisert laststyring i fase 2 (Figur 56).

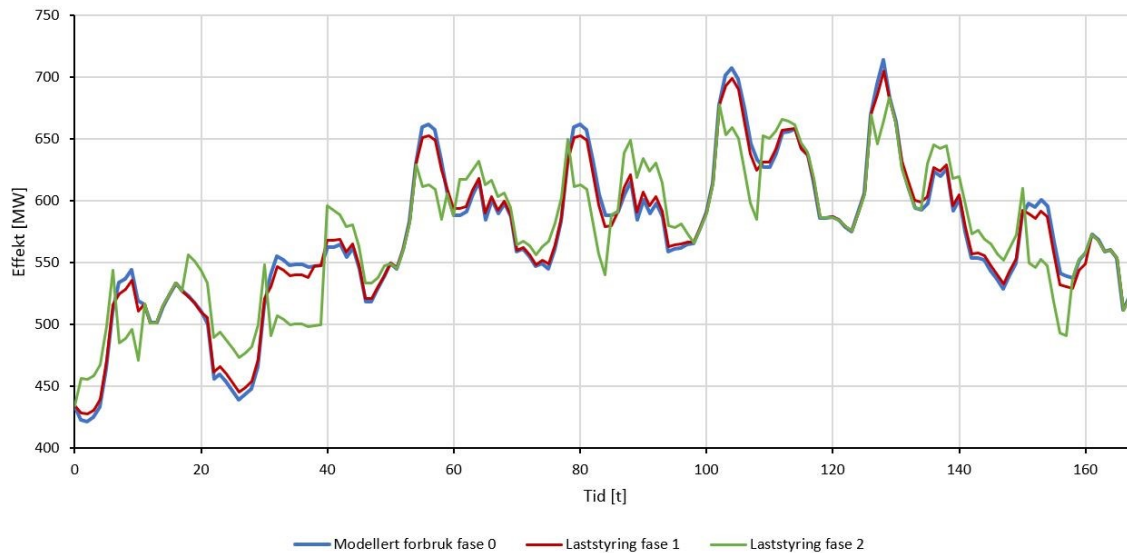


Figur 56: Produksjonsfordeling av energikilder for en kald dag med laststyring.

Bruken av biodiesel for å dekke morgentoppen er betydelig redusert. Maksimal effekt er redusert med 48 MW, som tilsvarer utladningspotensialet. Produksjonstiden med biodiesel er redusert med 3 timer og totalt tilsvarer dette en reduksjon på 282 MWh. Antakelsen om at spisslastkjeler med bioolje og biodiesel som energikilde starter opp kl.7 ser ut til å stemme i dette tilfellet. Det har lyktes å starte utladningen på riktig tidspunkt. Utladningspotensialet er riktignok ikke stort nok til å kutte ut all bruk av biodiesel, men denne døgnprofilen forekommer ikke for et stort antall dager i året. Videre ser man at effekttoppen om ettermiddagen øker på grunn av at byggene er satt i oppladningsfase. Dette kunne vært unngått ved å optimalisere driften bedre i forhold til produksjon og meteorologiske prognoser. Viser det seg at forventet effektbehov for den påfølgende dagen ikke er like stort som denne dagen, så kan oppladningsfasen utsettes i noen timer og allikevel ha nok potensial til å dekke effekttoppen den påfølgende dagen. Potensialet for termisk lagring i bygg og laststyring må derfor implementeres i modellen til Fortum Oslo Varme, slik at driften kan optimaliseres kontinuerlig. Fortum Oslo Varme har antydnet at de ønsker å kjøre en kontinuerlig form for optimering, der man hvert 15. minutt tar utgangspunkt i systemets tilstand for så å optimere videre fra denne situasjonen. Dette vil kreve en rask og fleksibel modell, og det stilles derfor store krav til denne modellen [34].

4.4.2 Simulering med laststyring for en ekstrem kald uke

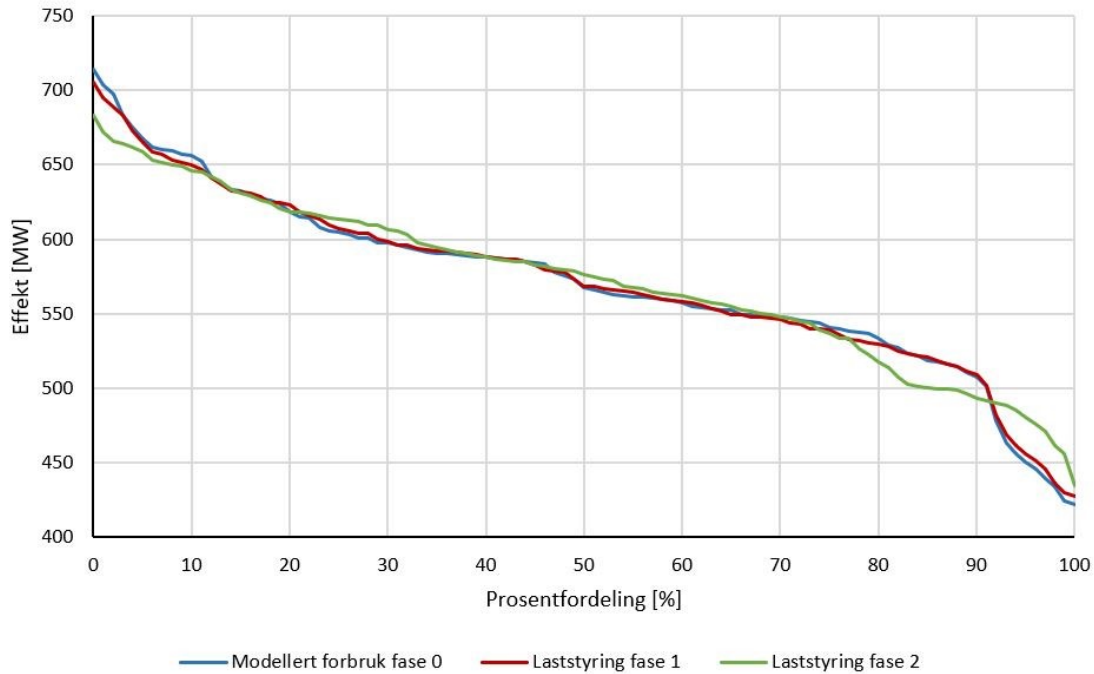
Når utetemperaturen ligger under -13°C over en lengre periode så begrenses oppladningspotensialet. Det vil ta lengre tid å lade opp byggene og utladningen kan ikke gjennomføres over like mange timer. Dette vil kunne redusere besparelsen som laststyring potensielt kan bidra til. FOV bruker en uke fra 2010 som referanse for en ekstrem kald uke. For denne uken var utetemperaturen $-20,3^{\circ}\text{C}$ på sitt laveste og gjennomsnittstemperaturen var $-14,6^{\circ}\text{C}$. Det vil si at for store deler av perioden vil oppladningspotensialet være noe begrenset og for noen ekstreme tilfeller vil det ikke være mulig å lade byggene opp. Figur 57 viser hvordan effektforløpet for denne kalde uken ser ut og hvordan laststyring i to faser endrer effektbehovet.



Figur 57: Effektbehov for en ekstrem kald uke og effektpåvirkning med laststyring.

Effektbehovet for denne perioden er over 700 MW på det høyeste. På grunn av utfordringer med utetemperaturen vil ikke utladningen kunne skje over like mange timer. Allikevel ser man at laststyring i begge fasene bidrar til at morgentoppene reduseres. I de tilfellene der utetemperaturen på natten begrenser oppladningspotensialet vil morgentoppen kun reduseres over noen få timer. Selv om potensialet er begrenset bidrar laststyring i begge faser til en effektreduksjon på hver morgentopp.

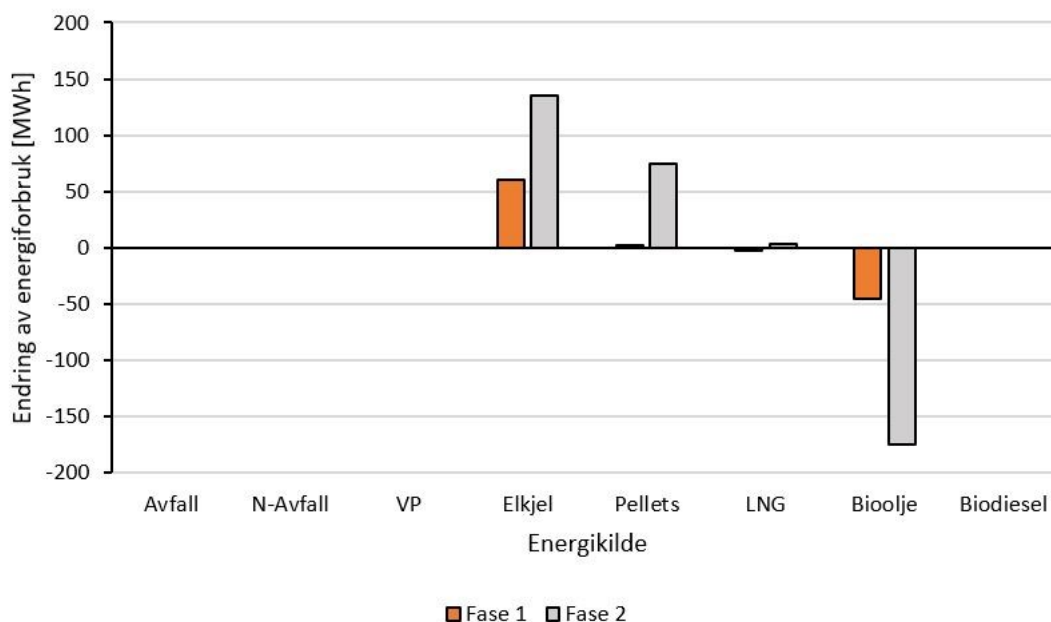
I Figur 58 er verdiene presentert i et varighetsdiagram. Modellert forbruk sammenlignes opp mot effektbehovet med laststyring.



Figur 58: Varighetskurve for en ekstrem kald uke og effektpåvirkning med laststyring.

Maksimal effekt for fase 0 er 714 MW med et totalt energiforbruk på 96 078 MWh. Laststyring i fase 1 reduserer den maksimale effekten ned til 705 MW med en økning av energiforbruket på 16 MWh. På samme måte reduserer laststyring i fase 2 maksimal effekt. Det er en reduksjon på 31 MW og en økning av energiforbruket med 44 MWh. For denne kalde uken vil laststyring kun redusere effektbehovet for litt over 10 prosent av perioden. For store deler av den resterende tiden vil effektbehovet med laststyring kreve et større effektbehov enn det ville gjort uten laststyring. De store effektoppene kuttes betydelig, men laststyring klarer ikke å utnytte sitt fulle potensial for denne kalde uken.

Ser man nærmere på hvordan laststyring har bidratt til å endre brenselmiksen i fjernvarmeproduksjonen (Figur 59) har det vært en reduksjon av bioolje for begge fasene. For denne uken ble det ikke brukt biodiesel i produksjonen og det er derfor ingen endring.



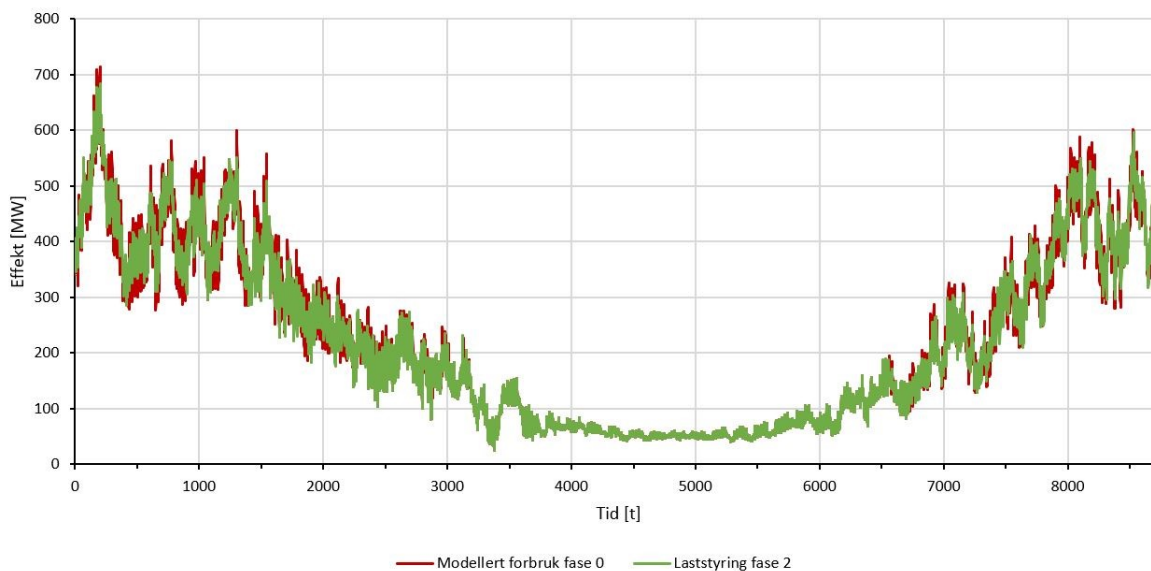
Figur 59: Endring av energiforbruk fra ulike energikilder i fjernvarmeproduksjonen for en ekstrem kald uke.

Fase 1 har avlastet i underkant av 50 MWh fra bioolje med litt over 50 MWh fjernvarmeproduksjon fra elkjel. Dette har gitt en minimal besparelse i produksjonen på 7 179 NOK. Beparelsene i fase 2 tilsvarer 39 495 NOK. 175 MWh fra bioolje er flyttet over til produksjon fra elkjel og pellets.

Sammenligner man resultatene for en ekstrem kald periode mot en gjennomsnittlig kald periode, vil besparelsene i fjernvarmeproduksjonen reduseres for ekstreme kuldeperioder. Allikevel vil det være et potensial for laststyring i disse kalde periodene og med riktig styring dekkes de største effekttoppene av termisk lagring i bygg. For en gjennomsnittlig kald periode var det en effektreduksjon for 30 prosent av tiden med størst effektbehov. Sammenlignet med en ekstrem kald periode ble tidsperspektivet redusert til kun 10 prosent.

4.4.3 Simulering med laststyring for ett helt år

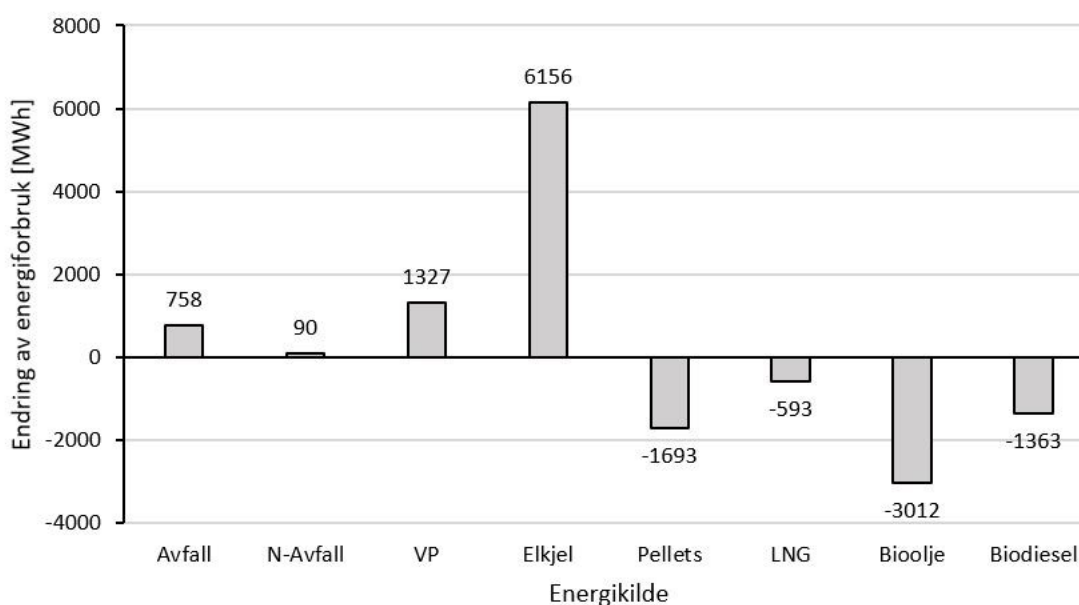
Foregående simuleringer i produksjonsmodellen til FOV har tatt for seg kalde enkeltuker. Det er videre simulert laststyring for ett helt år. Potensialet med 400 kundesentraler som tilsvarer fase 2 er simulert. Temperaturprofilen for 2010 er lagt til grunn for simuleringen. Det var som kjent en kald vinter, og fjernvarmenettet ble tungt belastet i de kalde vinterperiodene. Totalt var det et energibehov på 1,95 TWh for dette året. Effektbehovet gjennom året med modulert forbruk og hvordan laststyring reduserer effekttoppene vises i Figur 60.



Figur 60: Årlig effektbehov med modulert forbruk og effektpåvirkning med laststyring.

Med laststyring reduseres effekttoppene for de kalde periodene, samtidig som man ser at effektbehovet øker i perioder med lavere behov. Maksimal effekt er redusert fra 714 MW til 683 MW. Energiforbruket har økt med 1,52 GWh. Totalt gir dette bedre driftsforhold i nettet og brukstiden har økt fra 2726 timer til 2849 timer.

Dette har resultert i en endring av brenselmiksen. Figur 61 viser hvordan energiforbruket fra ulike energikilder i fjernvarmeproduksjonen endrer seg med laststyringen.



Figur 61: Endring av energikildeforbruk i fjernvarmeproduksjonen for ett år.

Dyre topplastkilder som biodiesel og bioolje er redusert og avlastet med elektrisitetsforbruk. Det samme gjelder for pellets og naturgass. Stabile grunnlastkilder og elkjeler avlaster topplastkjeler med dyrt forurensende brensel. Dette reduserer lokal luftforurensning (NO_x og partikler). Årlig besparelser i fjernvarmeproduksjonen med denne endringen av brenselmiksen tilsvarer 2,39 MNOK. Kraftpriser fra 2010 er lagt til grunn, men det vil være flere faktorer som påvirker kostnadene som betyr at det er en del usikkerhet i årlige besparelser. Uansett er det en tydelig trend at bruken av dyrt brensel reduseres, mens elektrisitetsforbruket øker. Med eventuelle fremtidige endringer av elektrisitetsprisen ved at det blir billigere om natten, vil et slikt tiltak bli enda mer lønnsomt. I tillegg avlaster laststyringen kapasiteten i nettet for de kaldeste periodene i året, slik at kostnader ved økt dimensjonering kan unngås.

5 Konklusjon

Potensialstudiet for utvalgte bygg har gitt følgende resultater:

- Termisk lagringskapasitet for 400 kundesentraler som er vurdert til å egne seg for termisk lagring er 482 MWh. De 200 største kundesentralene står for over 70 prosent av total kapasitet.
- Maksimalt oppladnings- og utladningspotensial for disse kundesentralene er henholdsvis 34 MW og 48 MW

Med maksimal utnyttelse vil denne kapasiteten være stor nok til å redusere effekttoppene i fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme med 48 MW i 10 timer.

Produksjonssimulering med laststyring for ett år har gitt følgende resultater:

- Maksimal effekt er redusert fra 714 MW til 683 MW
- Reduserer bruken av spisslastkilder som biodiesel, bioolje, naturgass og pellets
- Øker bruken av stabile grunnlastkilder og produksjon fra elkjeler
- Reduserer luftforurensning lokalt

Produksjonssimulering med laststyring for et utvalgt kaldt år har resultert i en besparelse i produksjonen for Fortum Oslo Varme som tilsvarer 2,39 MNOK. Med laststyring er brukstiden forbedret fra 2726 timer til 2849 timer. Fjernvarmenettet avlastes i kalde perioder der effektbehovet er stort og driftsforholdene forbedres.

6 Videre arbeid

Dersom Fortum Oslo Varme ønsker å utnytte seg av termisk lagring i bygg som et effektreduserende tiltak, er det viktig å etablere gode rutiner tidlig for at konseptet skal fungere optimalt. Det er viktig å etablere tett kontakt med kunden eller driftsleder. En kommunikasjonskanal mellom kunden og kontrollrom for produksjonsoptimering må kunne utveksle informasjon om nåværende styring og lagringsnivå, planlagt styring for de neste timene, og eventuelle feilmeldinger. På denne måten får man bekreftet driftsstatus, tilgjengelig potensial og at termisk komfort opprettholdes.

Det må utvikles en modell for termisk lagring og laststyring i produksjonssimuleringsmodellen til Fortum Oslo Varme. Det er viktig at modellen er rask og fleksibel, slik at produksjonen hele tiden kan optimaliseres med hensyn til tilgjengelig termisk lagringspotensial, oppladnings- og utladningseffekt.

Videre må det utføres tester på utvalgte bygg i fase 1. På denne måten får man verifisert det termiske lagringspotensialet og bekreftet effektpotensialet for oppladning og utladning. Ved en eventuell oppskalering av prosjektet må det legges opp for fjernstyring hos kundesentraler som ikke har dette i dag.

Referanseliste

1. *Fortum Oslo Varme - Fjernvarme i Oslo*. 16.05.2018; Available from: <https://www.fortum.no/fjernvarme-i-oslo>.
2. *Fortum Oslo Varme - Fjernvarmesentraler i Oslo*. 15.05.2018; Available from: <https://www.fortum.no/fjernvarmesentraler-i-oslo>.
3. *Norsk fjernvarme - fakta*. 26.09.2017]; Available from: <http://fjernvarme.no/index.php?pageID=30&openLevel=3>.
4. *Fjernkontrollen - Fortum Oslo Varme*. 15.05.2018]; Available from: <http://www.fjernkontrollen.no/fortum-oslo-varme/>.
5. *Forskrift om forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger*. 2017.
6. *NS 3031: Beregning av bygningers energiytelse - Metode og data*. Standard, 2014. **1**.
7. Nord, N., D. Schmidt, and A.M.D. Kallert, *Necessary Measures to Include more Distributed Renewable Energy Sources into District Heating System*. Energy Procedia, 2017. **116**(Supplement C): p. 48-57.
8. Energiforskning, S., *ENØK i bygninger: Effektiv energibruk*. Vol. 3. 2007: Gyldendal undervisning.
9. Frederiksen, S. and S. Werner, *District Heating and Cooling*. 2013: Studentlitteratur AB.
10. Byggforskserien, *451.021: Klimadata for termisk dimensjonering og frostsikring*. 2012.
11. Thue, J.V., *Bygningsfysikk Grunnlag*. 2016: Fagbokforlaget.
12. Jørn Stene, O.Ø.S., *Enova - Hensiktsmessige varme- og kjøleløsninger i bygninger*.
13. Frederiksen, S. and S. Werner, *Fjärrvärme - Teori, teknik och funktion*. 1992: Studentlitteratur AB.
14. Thalfeldt, M., J. Kurnitski, and E. Latöšov, *Exhaust air heat pump connection schemes and balanced heat recovery ventilation effect on district heat energy use and return temperature*. Applied Thermal Engineering, 2018. **128**(Supplement C): p. 402-414.
15. SSB. Available from: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=FjernKjoling&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=&KortNavnWeb=fjernvarme&StatVariant=&checked=true>.
16. Ulseth, R., *Vannbåren varme - systemer og egenskaper*. 2012: Institutt for energi- og prosessteknikk, NTNU.
17. Gustafsson, J. and F. Sandin, *12 - District heating monitoring and control systems A2 - Wiltshire, Robin*, in *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*. 2016, Woodhead Publishing: Oxford. p. 241-258.

18. *Produktark M10*. Available from: <https://wpstatic.idium.no/sgp.no/2014/12/Brosjyre-M10.pdf>.
19. *Bestemmelser om tilknytning til hafslund varmes fjernvarmenett for nybygg*. 2017, Klima- og miljødepartementet.
20. *Klima- og miljødepartementet*. Available from: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/gront-skifte/id2076832/>.
21. Lund, H., et al., *4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems*. Energy, 2014. **68**(Supplement C): p. 1-11.
22. Schmidt, D., et al., *Low Temperature District Heating for Future Energy Systems*. Energy Procedia, 2017. **116**(Supplement C): p. 26-38.
23. Romanchenko, D., et al., *Thermal energy storage in district heating: Centralised storage vs. storage in thermal inertia of buildings*. Energy Conversion and Management, 2018. **162**: p. 26-38.
24. *Fortum Oslo Varme - Fjernvarmepriser og vilkår*. 16.05.2018; Available from: <https://www.fortum.no/bedrift/fjernvarme/priser-og-vilkar-fjernvarme>.
25. *Statkraft - Returtemperatur og volum*. 8.12.2017; Available from: <https://www.statkraftvarme.no/Bedrift/returtemperatur-og-volum/>.
26. *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. 2017, NVE.
27. Marthe Christensen, N.H.M., *Bruk av termisk lagret energi i kontorbygg tilknyttet fjernvarmenettet til Hafslund Varme*. 2017.
28. Basciotti, D. and R.-R. Schmidt, *Demand side management in district heating networks: Simulation case study on load shifting*. Vol. 10. 2013. 43-46.
29. *Fortum Oslo Varme vil bidra til klimavennlig og smart drabantby, in Norsk Energi*. 2017. p. 30-31.
30. Kensby, J., *SMART ENERGY GRIDS - Utilization of Space Heating Flexibility*. 2017.
31. *EQUA - Climate data download center*. 15.08.2017; Available from: http://www.equaonline.com/ice4user/new_index.html.
32. *Mailkorrespondanse med masterstudent på Stockholm Exergi*.
33. *Enovakonferansen 2018 - Eirik Folkvord Tandberg i Fortum Oslo Varme*. 15.05.2018; Available from: <https://www.enova.no/enovakonferansen/video/>.
34. *Mailkorrespondanse med produksjonsplanlegger på Forum Oslo Varme*.

Vedlegg

Vedlegg 1 – Grunnlag for termisk lagring i bygg og laststyring

Vedlegg 2 – Utarbeidet utkast til artikkel

Vedlegg 1

Vid bedömning av värmelagringskapaciteten för ett stort antal fastigheter kan del linjära modellen som presenteras i kap 4.2.1 i min avhandling användas:

<http://publications.lib.chalmers.se/publication/248875-smart-energy-grids-utilization-of-space-heating-flexibility>

Parametrarna som presenteras i tabell 4.3 är anpassade efter tester i flerbostadshus från 1950-talet och är baserat på att innetemp tillåts variera inom ett spann på 1°C (eller ±0,5°C från setpoint). Det är betonghus med radiatorsystem som saknar tilluftsventilation. Något i denna stil:



Termiska lagringskapaciteten (TES_{cap}) bör skalas med uppvärmd golvarea. Alltså multiplicera 94 Wh/m² med uppvärmd golvarea i en liknande fastighet för att uppskatta dess värmelagringskapacitet. Problemet är att de fastigheter ni vill studera nu inte är speciellt lika(?). Men ni har gjort termiska responstester i två mer lika(?) fastigheter tidigare och tagit fram motsvarande värden som ni kan använda. Med "lika" menar jag i detta fall byggnaders bärande system och typ av uppvärmningssystem.

Gällande med vilken effekt fastigheter kan laddas och laddas ur ($TES_{ch.cap}$ & $TES_{disch.cap}$) så beror detta på energisignatur och nuvarande utomhustemperatur. Detta skalas då bäst efter fastigheters energisignatur. Alltså multiplicera hur många °C ni förskjuter utomhustemperaturen med parametern vi benämner "slope" i filen vi skickar. Eftersom ventilationssystem är mycket sämre lämpade för värmelagring än vattenburna system (som radiatorer eller golvvärme) så är det bäst att utgå vi från "slope_night". Detta bör filtrera bort ventilationssystemets värmelast (om fastighetsägaren stänger av eller kraftigt minskar ventilation nattetid).

Hur många grader ni förskjuter utomhustemperaturen är en "mjuk" begränsning. Det går egentligen att förskjuta den hur mycket som helst, med ha detta i åtanke:

- Radiatorer får inte upplevas för varma/kalla av brukare. När avhandlingen trycktes hade vi testat upp till ±7°C i Göteborg. Nu har vi testat 10°C (men endast för urladdning) vilket har gått bra (inga klagomål).
- Det är ingen mening med att förskjuta utomhustemperaturen till högre än balanstemperaturen T_{balans} eftersom radiatorsystem inte förbrukar någon värme över denna temperatur. Vi beräknar denna temperatur för samtliga fastigheter i filen vi skickar.
- Det är ingen mening med att förskjuta utomhustemperaturen till lägre än dimensionerade utetemperatur T_{DUT} vilket kan variera mellan olika fastigheter. I Göteborg är det oftast -16°C. Antar att ni har något lägre temperatur i Oslo.

Analyse av effekttopper og minskning av effekttopper i fjernvarmesystemer

Utkast til artikkel av Stian Helgerud, *NTNU*

Innledning

Fortum Oslo Varme (FOV), tidligere Hafslund Varme, er ledende leverandør av fjernvarme i Norge, og leverer fjernvarme til privatboliger og næringsbygg i Oslo-området. For et fjernvarmeselskap som FOV er det utfordringer i drift knyttet til effekttopper i nettet. Det forekommer hovedsakelig om morgenen og på kalde dager. Dyr spisslast må benyttes for å dekke disse kortvarige effekttoppene. I tillegg må komponentene i nettet dimensjoneres for den maksimale effekten som kan forekomme.

Målet med oppgaven er å vurdere potensialet for termisk energilagring hos fjernvarmekunder i Oslo. Det skal undersøkes hva som er reelle potensialer for termisk lagring i bygg og hvor store utladningseffektene er for utvalgte kundesentraler. Med aktiv regulering kan dette bidra til å redusere effekttopper i fjernvarmenettet til FOV. Dette skal kunne gjennomføres samtidig som det muliggjør pålitelig varmeløseleveranse, god termisk komfort samt bidrar til energieffektivisering av fjernvarmen i Oslo.

Metode

Datagrunnlaget for oppgaven er tilgjengelige energisignaturer som representerer dag og natt for kundesentralene i fjernvarmenettet til FOV, samt bruksareal for byggene, utvidet kundeinformasjon og oppvarmingsposter. Dette har gjort det mulig å vurdere potensialet for termisk lagring og laststyring for utvalgte kundesentraler.

Potensialet for termisk lagringskapasitet er avhengig av bygningens varmekapasitet gitt i (Wh/m^2) eller (kWh/m^2). Denne verdien er unik for hvert enkelt bygg. Avhengig av bygningens konstruksjon, material og oppvarmingssystem vil denne verdien variere [1]. Resultater fra en tidligere studie forbundet med termisk energilagring er benyttet som en forenkling i dette potensialstudiet. Byggene som ble testet var betongbygg fra 1950-tallet, med radiatorsystem og uten ventilasjonssystem. Han kom fram til at termisk lagring per oppvarmet areal var 0,01 (0,094) kWh/m^2 , med akseptabel endring av innnetemperaturen.

Forenklet kan dette resultatet benyttes for lignende bygg [2]. Ved å multiplisere varmekapasitetstallet (kWh/m^2) med bygningens oppvarmede bruksareal (A_{BRA}) finner man termisk lagringskapasitet for hvert enkelt bygg.

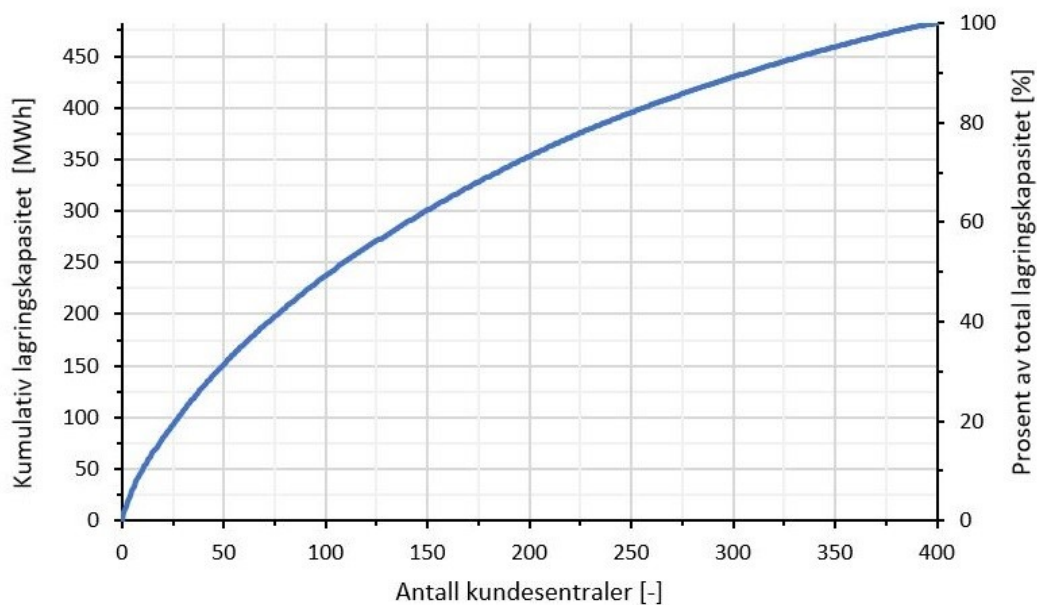
Ved hvilken effekt byggene kan lades opp og ut avhenger av energisignaturen og utetemperaturen. I vurderingen av dette er det tatt utgangspunkt i at ved opplading av bygg kan fyringskurven manipuleres med inntil -7°C og ved utlading kan den justeres med inntil $+10^\circ\text{C}$. Dette kan skje uten å påvirke den termiske komforten [2]. Energisignaturen for natt, som representerer romoppvarmingssystemet, er benyttet fordi varmelagring i det vannbårne varmesystemet er mye bedre egnet enn varmelagring i ventilasjonssystemet.

Resultater

Potensialstudiet er delt inn i to faser. Fase 1 inneholder 50 kundesentraler for boligbygg. Termisk lagringskapasitet er beregnet til å være 92,4 MWh og utladningseffekten tilsvarer 8,6 MW. Etter å ha vurdert potensialet i fase 1 er det klart at antall kundesentraler som laststyres må økes betydelig for at konseptet skal kunne utgjøre en stor forskjell for Fortum Oslo Varme. Fase 2 omfatter både boligblokker og næringsbygg. Det er lagt til 150 kundesentraler for boligbygg og 200 for næringsbygg.

Termisk lagringspotensial

Det termiske lagringspotensialet for byggene i fase 2 vises i Figur 1.



Figur 1: Termisk lagringskapasitet for byggene i fase 2.

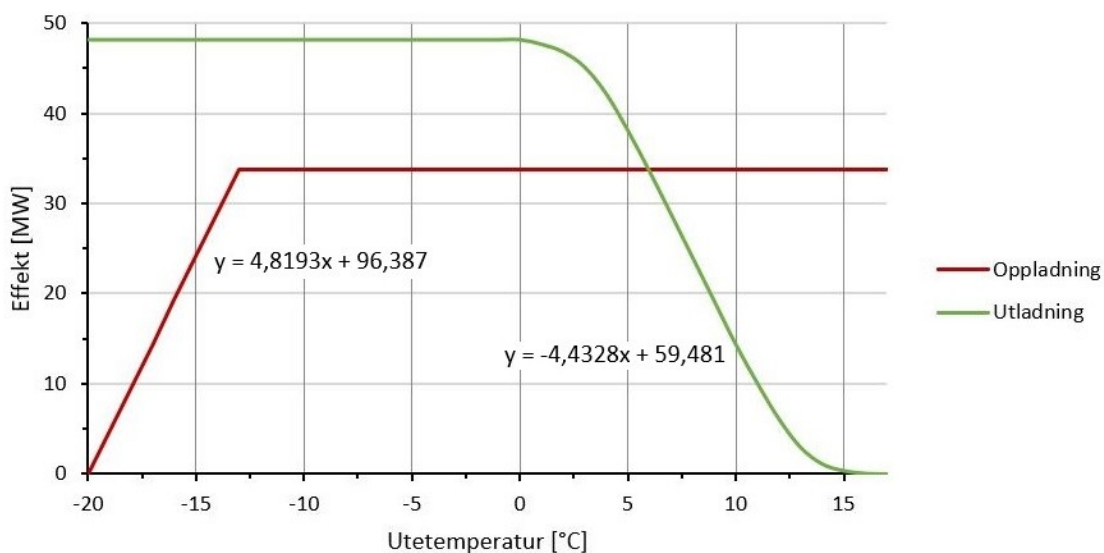
Maksimalt termisk lagringskapasitet for samtlige bygg i fase 2 er beregnet til å være 481,8 MWh. De 200 største byggene står for over 70 prosent av total kapasitet. Allikevel er det ikke en direkte sammenheng mellom termisk lagringskapasitet og utladningspotensial. Bygg med mindre termisk lagringskapasitet er valgt ut på bakgrunn av at de har et tilsvarende eller større utladningspotensial.

Oppladning- og utladningseffekt

Den maksimale effekten bygget kan lades opp med tar utgangspunkt i dimensjonerende utetemperatur (T_{DOT}), som er dimensjonerende temperatur for oppvarmingssystemet. Denne er satt til -20°C . Det har ingen effekt å redusere utetemperaturen lavere enn dimensjonerende utetemperatur. Maksimal oppladningseffekt forekommer for utetemperaturen som er høyere enn dimensjonerende utetemperatur $+ 7^{\circ}\text{C}$.

Den maksimale effekten bygget kan lades ut med begrenses av utetemperaturen ved knekkpunktet til energisignaturen. Oppjustering av fyringskurven over denne temperaturen har ingen effekt, da varmesystemet ikke avgir noe varme ved disse temperaturene. Maksimal utladningseffekt forekommer for utetemperaturen som er lavere enn temperaturen ved balansetemperaturen $- 10^{\circ}\text{C}$.

I Figur 2 fremstilles oppladning- og utladningspotensialet for kundesentralene i fase 2.



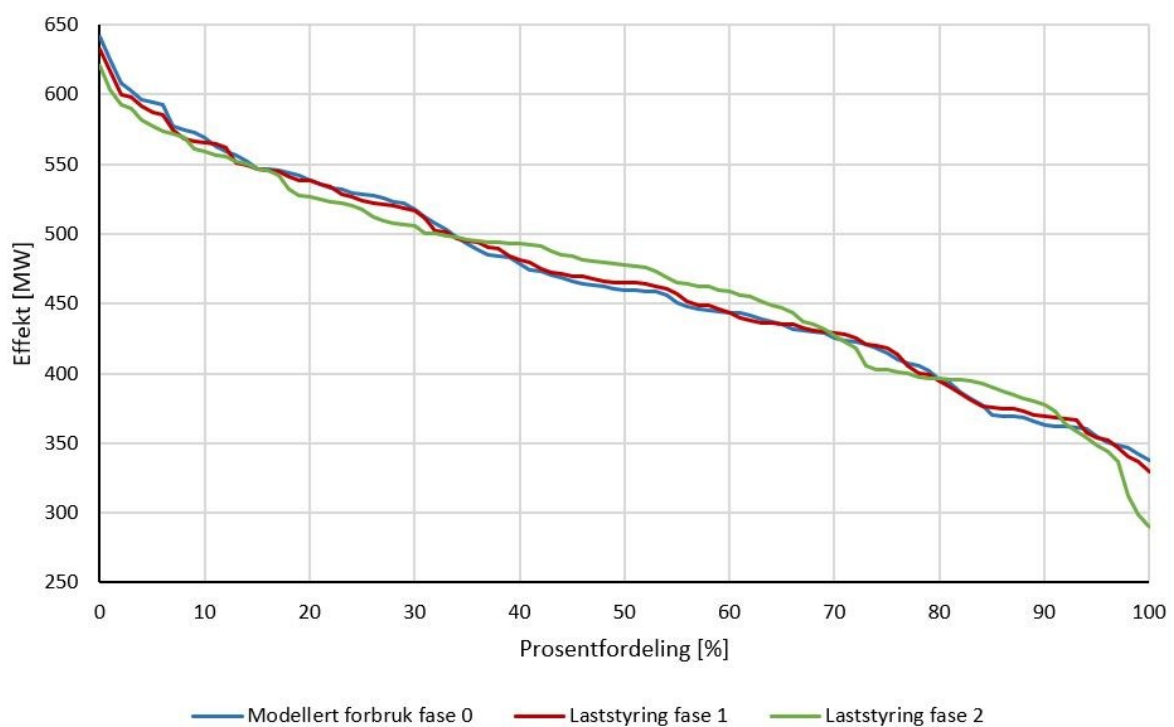
Figur 2: Oppladning- og utladningspotensial for byggene i fase 2.

Potensialet har økt betydelig fra fase 1. Med maksimalt utladningspotensial tilgjengelig vil det tilsvare 48,2 MW. Oppladningspotensialet er beregnet til å være 33,7 MW. Potensialet for

oppladning og utladning begrenses av utetemperatur. Ligningene for de lineære linjene i Figur 2 beskriver potensialet der utetemperatur er en begrensende faktor.

Produksjonssimulering med laststyring

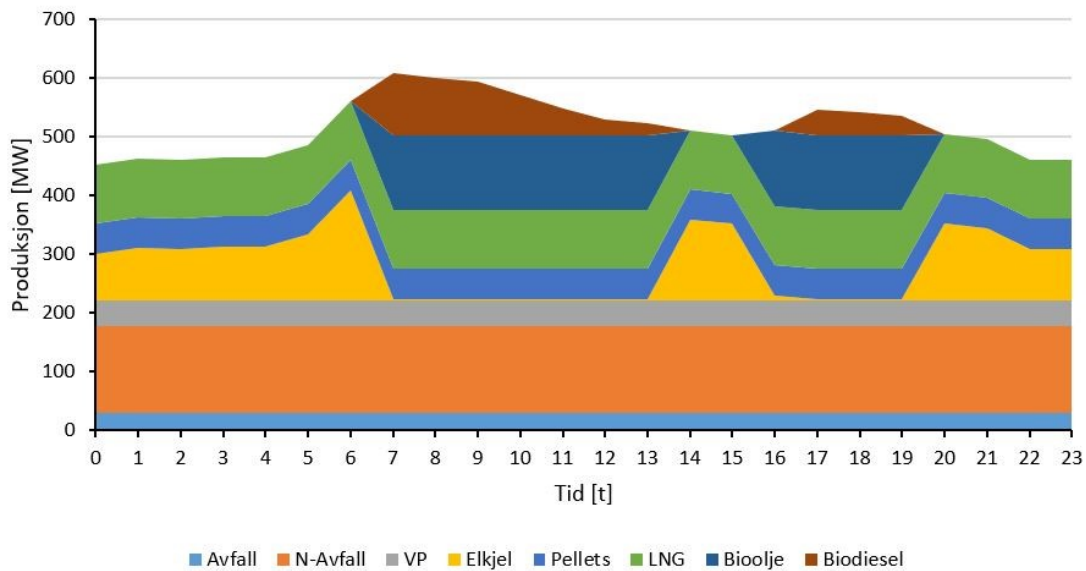
En gjennomsnittlig kald uke fra 2018 er simulert i produksjonssimuleringsmodellen til FOV. Perioden representerer en av de kaldeste ukene i 2018, men temperaturprofilen for denne uken tilsier at oppladningspotensialet ikke begrenses i stor grad. Gjennomsnittstemperaturen for denne perioden var $-8,4^{\circ}\text{C}$ og laveste temperatur var -15°C . Varighetskurven for den utvalgte perioden vises i Figur 3. Modulert forbruk (fase 0) sammenlignes med laststyring i fase 1 og fase 2.



Figur 3: Varighetskurve for en gjennomsnittlig kald uke og effektpåvirkning med laststyring.

Maksimal effekt uten laststyring var 641 MW og energiforbruket for denne perioden har vært 78 437 MWh. Med laststyring i fase 1 vil maksimal effekt ha blitt redusert med 8 MW mens energiforbruket har økt med 15 MWh. Fase 2 har bidratt til en maksimal effektreduksjon på 20 MW. Med en mer optimalisert strategi for oppladning og utladning kunne effektreduksjonen vært enda større. Energiforbruket har økt med 59 MWh i denne perioden. For over 30 prosent av perioden med laststyring er effektbehovet redusert noe som medfører bedre driftsforhold.

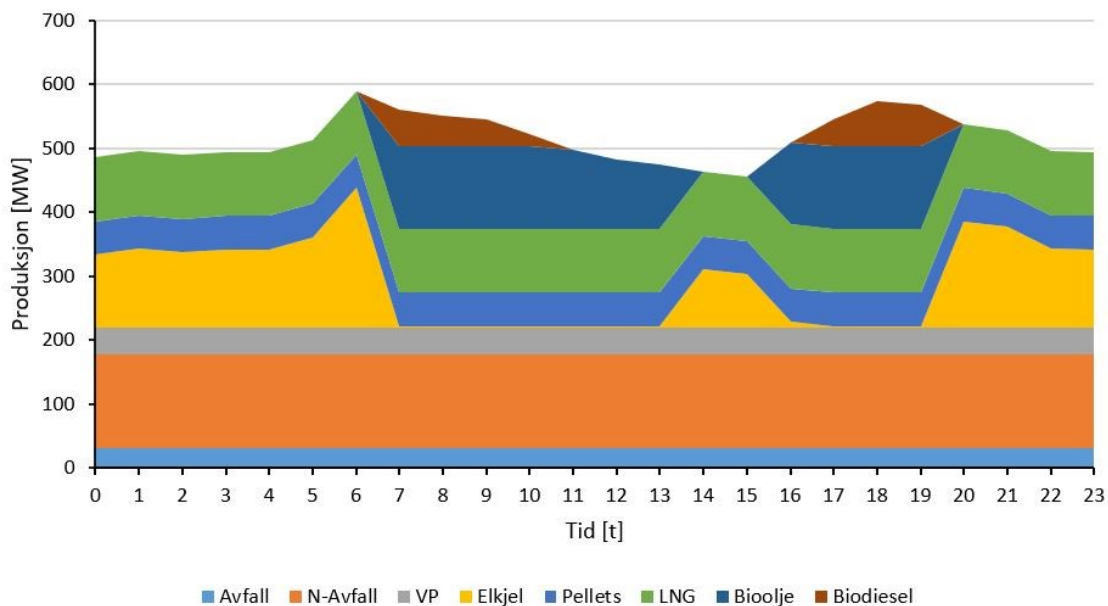
Fordelingen av energikildene i fjernvarmeproduksjonen for en dag i denne perioden vises i Figur 4. Figuren viser dagssituasjonen for modellert forbruk (fase 0).



Figur 4: Produksjonsfordeling av energikilder for en kald dag.

Effekttoppen om morgenen har sin høyeste effektverdi kl.7 og er 609 MW. For denne dagen er det nødvendig å benytte biodiesel i 7 timer, der største timesverdi med biodieselproduksjon er på 106 MW. I tillegg dekkes en del av ettermiddagstoppen med biodiesel og bioolje.

Videre undersøkes det hvordan den samme dagsituasjonen ville sett ut hvis det ble praktisert laststyring i fase 2 (Figur 5).

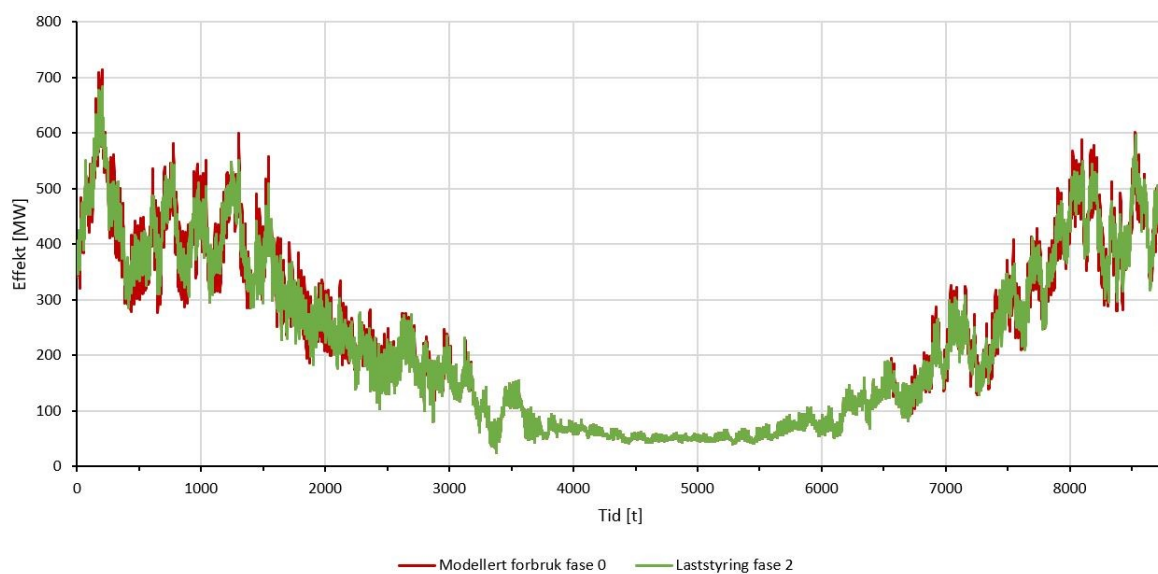


Figur 5: Produksjonsfordeling av energikilder for en kald dag med laststyring.

Bruken av biodiesel for å dekke morgentoppen er betydelig redusert. Maksimal effekt er redusert med 48 MW, som tilsvarer utladningspotensialet. Produksjonstiden med biodiesel er redusert med 3 timer og totalt tilsvarer dette en reduksjon på 282 MWh. Utladningspotensialet er riktignok ikke stort nok til å kutte ut all bruk av biodiesel, men denne døgnprofilen forekommer ikke for et stort antall dager i året. Videre ser man at effekttoppen om ettermiddagen øker på grunn av at byggene er satt i oppladningsfase. Dette kunne vært unngått ved å optimalisere driften bedre i forhold til produksjon og meteorologiske prognoser.

Simulering med laststyring for ett helt år

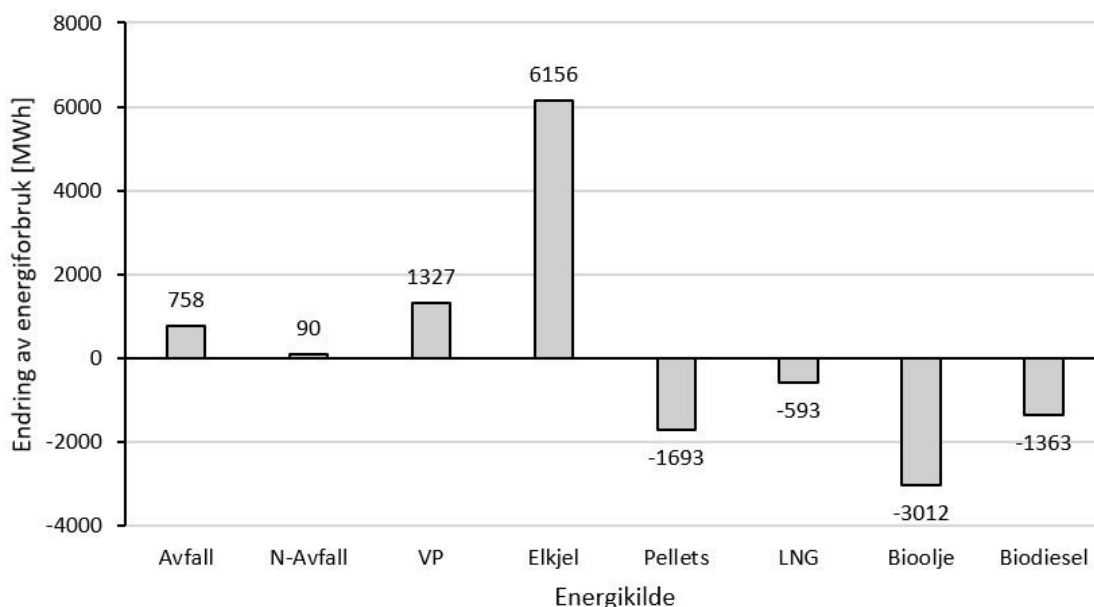
Foregående simuleringer i produksjonsmodellen til FOV har tatt for seg en kald enkeltuke. Det er videre simulert laststyring for ett helt år. Potensialet med 400 kundesentraler som tilsvarer fase 2 er simulert. Temperaturprofilen for 2010 er lagt til grunn for simuleringen. Det var en kald vinter, og fjernvarmenettet ble tungt belastet i de kalde vinterperiodene. Totalt var det et energibehov på 1,95 TWh for dette året. Effektbehovet gjennom året med modulert forbruk og hvordan laststyring reduserer effekttoppene vises i Figur 6.



Figur 6: Årlig effektbehov med modulert forbruk og endring av effektbehov med laststyring.

Med laststyring reduseres effekttoppene for de kalde periodene, samtidig som man ser at effektbehovet øker i perioder med lavere behov. Maksimal effekt er redusert fra 714 MW til 683 MW. Energiforbruket har økt med 1,52 GWh. Totalt gir dette bedre driftsforhold i nettet og brukstiden har økt fra 2726 timer til 2849 timer.

Dette har resultert i en endring av brenselmiksen. Figur 7 viser hvordan energiforbruket fra ulike energikilder i fjernvarmeproduksjonen endrer seg med laststyringen



Figur 7: Endring av energiforbruk fra ulike energikilder i fjernvarmeproduksjonen for ett år.

Dyre topplastkilder som biodiesel og bioolje er redusert og avlastet med elektrisitetsforbruk. Det samme gjelder for pellets og naturgass. Stabile grunnlastkilder og elkjeler avlaster topplastkjeler med dyrt forurensende brensel. Årlig besparelser i fjernvarmeproduksjonen med denne endringen av brenselmiksen tilsvarer 2,39 MNOK. Det er en tydelig trend at bruken av dyrt brensel reduseres, mens elektrisitetsforbruket øker. Med eventuelle fremtidige endringer av elektrisitetsprisen ved at det blir billigere om natten, vil et slikt tiltak bli enda mer lønnsomt. I tillegg avlaster laststyringen kapasiteten i nettet for de kaldeste periodene i året, slik at kostnader ved økt dimensjonering kan unngås.

Konklusjon

Potensialstudiet har gitt at termisk lagringskapasitet for 400 kundesentraler som er vurdert til å egne seg for termisk lagring er 482 MWh. De 200 største kundesentralene står for over 70 prosent av total kapasitet. Maksimalt oppladnings- og utladningspotensial for disse kundesentralene er henholdsvis 34 MW og 48 MW. Med maksimal utnyttelse vil denne kapasiteten være stor nok til å redusere effekttoppene i fjernvarmenettet til Fortum Oslo Varme med 48 MW i 10 timer.

Produksjonssimulering med laststyring for ett år har redusert maksimal effekt fra 714 MW til 683 MW. Bruken av spisslastkilder som biodiesel, bioolje, naturgass og pellets reduseres, mens produksjon fra stabile grunnlastkilder og elkjeler øker. Dette har resultert i en besparelse i produksjonen for Fortum Oslo Varme som tilsvarer 2,39 MNOK. Med laststyring er

brukstiden forbedret fra 2726 timer til 2849 timer. Fjernvarmenettet avlastes i kalde perioder der effektbehovet er stort og driftsforholdene forbedres.

Presenterte verdier for termisk lagring og effektpotensial er basert på historisk energiforbruk og resultater fra tidligere studier og erfaringer. Det er ikke gjennomført fysiske målinger på byggene. Termisk lagringskapasitet og effektpotensialene må derfor verifiseres ved å utføre fysiske tester på byggene.

Referanser

[1] Energiforskning, S., *ENØK i bygninger: Effektiv energibruk*. Vol. 3. 2007: Gyldendal undervisning.

[2] Kensby, J., *SMART ENERGY GRIDS - Utilization of Space Heating Flexibility*. 2017.