



Research Centre on
ZERO EMISSION
NEIGHBOURHOODS
IN SMART CITIES



ZEN CASE GARDERMOEN

Redusert turtemperatur i et eksisterende fjernvarmesystem for økt utnyttelse av overskuddsvarme

ZEN REPORT No. 33 – 2021



Hanne Kauko, Ove Wolfgang, James Kallaos og Kristin Fjellheim



Research Centre on
ZERO EMISSION
NEIGHBOURHOODS
IN SMART CITIES

ZEN Report No. 33

Hanne Kauko og Ove Wolfgang (SINTEF Energi)

James Kallaos og Kristin Fjellheim (SINTEF Community)

ZEN Case Gardermoen – Redusert turtemperatur i et eksisterende fjernvarmesystem for økt utnyttelse av overskuddsvarme

Keywords: district heating, waste heat utilization, techno-economic analysis, LCA

ISBN 978-82-536-1715-2

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

SINTEF Community | www.sintef.no

<https://fmezen.no>

Preface

Acknowledgements

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

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

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

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

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

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

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



<https://fmezen.no>



@ZENcentre



FME ZEN (page)

Sammendrag

Redusert turtemperatur i et eksisterende fjernvarmesystem vil gi en mer effektiv utnyttelse av overskuddsvarme og redusert varmetap, og dermed redusere kostnader knyttet til varmeproduksjon.

Overskuddsvarme tilgjengelig i urbane strøk, for eksempel fra datasentre og næringsbygg med store kjølesystem, er en undervurdert og lite utnyttet ressurs. Effektiv utnyttelse av slike lavtemperatur-varmekilder er likevel utfordrende i eksisterende fjernvarmenett som opererer med høye temperaturer, og vil forutsette en løfting av temperaturnivå ved bruk av varmepumpe, eller tiltak hos kundene for å tilpasse varmesystemet til et lavere temperaturnivå. Problemstillingen som er blitt undersøkt i dette ZEN Case-prosjektet er en vurdering av hva som vil være en optimal turtemperatur for et eksisterende fjernvarmesystem for å oppnå kostnadsoptimal og høyest mulig utnyttelse av lokal overskuddsvarme i kombinasjon med en varmepumpeløsning.

Lavere temperatur i fjernvarmenettet gir redusert tap og gjør det mer lønnsomt å bruke varmepumpen. Dette representerer da både energieffektivisering og økt utnyttelse av lokale energikilder i analyseområdet.

Studiet har undersøkt de samfunnsøkonomiske kostnadene ved tre ulike turtemperaturer i fjernvarmenettet på Gardermoen: 110 °C (dagens temperaturnivå), 90 °C og 75 °C. Kostnadene ved bruk av ulike turtemperaturer er forskjellig grunnet ulike investeringskostnader for aktuell varmepumpe-teknologi og behov for tiltak hos kunder; varmetap og varmepumpenes effektivitet; samt behov for spissing av last. Selv om prosjektet har fokusert på fjernvarmesystemet på Gardermoen, er problemstillingen svært relevant også for andre eksisterende fjernvarmenett.

Resultatene viser at en reduksjon fra 110 °C til 90 °C gir en tydelig reduksjon både i drifts- og investeringskostnader. Skal en redusere temperaturen videre ned til 75 °C, er resultatet svært avhengig av investeringskostnadene som kreves for tiltak hos kunden eller lokal spissing, og det er stor usikkerhet i disse kostnadene. Det er dermed viktig for kostnadseffektiviteten hvilken løsning en velger for nødvendige tiltak på kundesiden. Et redusert temperaturnivå gir i tillegg noen tydelige fordeler som redusert tap og økt effektivitet for varmepumper.

I tillegg til den tekno-økonomiske analysen ble det gjennomført en screening-LCA som kan bistå med å sette søkelyset på de elementene i prosjektet som kan se ut til å bidra til høyest klimagassutslipp over levetiden. Det er begrenset med detaljert tallgrunnlag og det er dermed gjort flere antagelser, noe som vil gi større usikkerhet i resultatene. Resultatene viser at det er liten forskjell mellom casene for de totale klimagassutslippene. Laveste utslipp ble oppnådd med casene med lavest turtemperatur. Grunnet forskjeller i turtemperatur og derfor i COP til varmepumpene er dette en driver for forskjellene i klimagassutslippene i de ulike case. Det som er viktigst å merke seg med er at valg av faktorer for beregning av utslipp fra elektrisitet og for teknologisk utvikling innenfor transportsektoren har store utslag på de totale klimagassutslippene.

Summary

Reduced supply temperature will provide a more efficient utilization of surplus heat and reduced heat losses, thus reduced costs associated with heat production in an existing district heating system.

Excess heat available in urban areas, for example from data centres and commercial buildings with large cooling systems, is an underestimated and underutilized resource. Efficient utilization of such low-temperature heat sources is however challenging in existing district heating networks that operate at high temperature levels, and will thus require lifting the temperature of excess heat with a heat pump, or measures at the customers to adapt the heating system to a lower temperature level. This ZEN Case project has assessed the problem of finding an optimal supply temperature for an existing district heating network to achieve cost optimality and the highest possible utilization of local surplus heat in combination with a heat pump solution.

Lower temperature in the district heating network reduces losses and makes it more profitable to use the heat pump. This represents both energy efficiency and increased utilization of local energy sources in the evaluated area.

The study has examined the socio-economic costs of three different supply temperatures in the district heating network at Gardermoen: 110 ° C (current temperature), 90 ° C and 75 ° C. The costs of using different supply temperatures will be different due to different investment costs for an appropriate heat pump and measures at the customer side; heat losses and the efficiency of the heat pump; and demand for peak load supply. The project has focused on the district heating system at Gardermoen; however, the problem is very relevant for other existing district heating networks.

The results show that a reduction from 110 to 90 °C results in a clear reduction in both operating and investment costs. If the temperature is reduced further down to 75 ° C, the result is highly dependent on the investment costs required for measures at the customer or local peak heating, and there is great uncertainty in these costs. The choice of solution for necessary measures at the customer side is thus important regarding cost efficiency. A reduced temperature level additionally provides some clear benefits such as reduced losses and increased efficiency for heat pumps.

In addition to the techno-economic analysis, a screening LCA was carried out that can help put the spotlight on the elements that contribute to the highest greenhouse gas emissions over its lifetime. There was a limited number of detailed data and thus several assumptions have been made, causing greater uncertainty in the results. The results show that there is little difference between the cases for the total greenhouse gas emissions. The emissions were obtained with the cases with lowest supply temperature level. Due to differences in supply temperature and thus COP for the heat pumps in the different cases, this is a driver for the differences in greenhouse gas emissions. What is most important to note is that the choice of factors for calculating emissions from electricity and for technological development in the transport sector has a major impact on total greenhouse gas emissions.

Contents

Preface.....	3
Sammendrag.....	4
Summary	5
1	Introduksjon..... 8
1.1	Bakgrunn og problemstilling..... 8
1.2	Målsetting..... 9
1.3	Disposisjon..... 9
2	Metode..... 10
2.1	Tekno-økonomisk evaluering..... 10
2.2	Klimagassberegninger..... 10
2.3	Samarbeid med Stakraft varme..... 11
3	Datagrunnlag for tekno-økonomisk evaluering..... 12
3.1	Tid og rom..... 12
3.2	Case..... 13
3.3	Energiforsyning..... 13
3.3.1	Eksisterende enheter..... 13
3.3.2	Varmepumper..... 16
3.4	Forbruk..... 17
3.4.1	Eksisterende laster..... 17
3.4.2	Næringsparken..... 18
3.4.3	Totalt forbruk..... 19
3.5	Modell i Integrate..... 20
4	Datagrunnlag for klimagassberegninger..... 22
4.1	A1 – A3 produktstadiet..... 24
4.1.1	Case 1 - Propan/butan varmpumpe..... 25
4.1.2	Case 2 - 2-trinns NH ₃ varmpumpe..... 25
4.1.3	Case 3a og Case 3b - 1-trinns NH ₃ varmpumpe..... 25
4.1.4	Case 3a - tiltak hos kunden..... 25
4.1.5	Case 3b – spissing av last hos kunden..... 25
4.1.6	Sammenlikning av casene..... 26
4.2	A4 transport av komponenter..... 26
4.3	B6 energibruk i drift..... 26
4.4	B8 transport i drift..... 27
5	Resultater fra tekno-økonomisk evaluering..... 28

5.1	Kostnader.....	28
5.2	Case 1 (referansecase).....	29
5.2.1	Energibalanser	29
5.2.2	Effektbalanser.....	30
5.2.3	Sesongvariasjon for produksjon	31
5.2.4	Sesongvariasjon for pumpearbeid i fjernvarmenett.....	33
5.2.5	Kostnader.....	34
5.3	Sammenlikning av case	35
6	Resultater fra klimagassberegninger	38
7	Diskusjon og konklusjoner	43
	Referanser.....	46

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Overskuddsvarme tilgjengelig i urbane strøk, for eksempel fra datasentre og næringsbygg med store kjølesystem, er et undervurdert og lite utnyttet ressurs. Det er blitt estimert at overskuddsvarme fra datasentre, metrosystem, offentlige bygg og avløpsbehandlingsanlegg alene kunne dekke 10 % av Europas varmebehov (Wheatcroft, Wynn, Lygnerud, Bonvicini, & Leonte, 2020). Effektiv utnyttelse av slike lavtemperatur varmekilder er en utfordring i eksisterende fjernvarmenett som typisk opererer med turtemperaturer i området >100 °C. Turtemperatur er tilpasset behov hos kunden og flere av dagens kunder stiller krav om høy temperatur på grunn av dimensjonerende krav i kundens system. Utnyttelse av overskuddsvarmekilder vil dermed forutsette en løfting av temperaturnivå ved bruk av varmepumpe, eller tiltak hos kundene for å tilpasse varmesystemet til lavere temperaturnivå.

Ved å redusere turtemperaturen vil man kunne oppnå en mer kostnadseffektiv utnyttelse av overskuddsvarmekilder, og avhengig av temperaturnivå vil man kunne utnytte enkelte overskuddsvarmekilder direkte eller med et mer moderat temperaturløft enn ved mer tradisjonell turtemperatur. Et mer moderat temperaturløft vil være mer kostnadseffektivt, både i form av investeringskostnader og driftskostnader på grunn av høyere effektivitet for varmepumpen. Problemstillingen som er blitt undersøkt i dette ZEN Case-prosjektet er en vurdering av hva som vil være en optimal turtemperatur for et eksisterende fjernvarmesystem med en varmepumpeløsning for utnyttelse av overskuddsvarme for å oppnå kostnadsoptimal og høyest mulig utnyttelse av overskuddsvarmen. Problemstillingen er også relevant for tilfeller hvor man ser på grensesnitt mellom eksisterende fjernvarmenett og nye områder hvor det planlegges nett som skal opereres ved lavere temperaturer.

Prosjektet har hatt fokus på det eksisterende fjernvarmesystemet på Gardermoen, som eies og driftes av Statkraft Varme. Til dette fjernvarmesystemet vil det bli tilknyttet flere kunder framover, særlig i forbindelse med utvikling av Gardermoen Næringspark. Varmeproduksjonen skjer i dag hovedsakelig gjennom forbrenning av flis, og det leveres varme på 110 °C på toppplastdagen. I Næringsparken er det tilgjengelig overskuddsvarme fra et logistikkcenter og i framtiden muligens også fra hydrogenproduksjon. Skal en utnytte dette til fjernvarme må en løfte temperaturen ved hjelp av varmepumper. Dersom temperaturen i fjernvarmenettet reduseres, kan dette gjøres mer effektivt og med billigere varmepumper. Lavere temperatur på fjernvarmen (f.eks. til 90 eller 75 °C) vil imidlertid kreve tiltak hos noen kunder, med påfølgende kostnader. For totalsystemet er det derfor en kostnadmessig avveining: Bør en redusere temperaturen for å kunne utnytte overskuddsvarme på en bedre og billigere måte, eller bør en holde en relativt høy temperatur for å unngå tilpasningskostnader hos kundene? Det er disse spørsmålene som skal undersøkes i dette caset. Selv om fokuset er på Gardermoen, er problemstillingen relevant også for de eksisterende fjernvarmenett i Bodø og Trondheim og andre fjernvarmesystem hvor gitte lokale forutsetninger er kjent.

1.2 Målsetting

Prosjektet har hatt som mål for å finne ut skjæringspunktet mellom kostnadene for tiltak hos enkeltkunder som tillater redusert turtemperatur; og kostnadene for utnyttelse av overskuddsvarme med en varmepumpe med tilstrekkelig temperaturløft, samt behovet for eventuelle spisslastkilder. Vi har gjort en tekno-økonomisk evaluering med av tre ulike turtemperaturnivåer: 110 °C (dagens nivå), 90 °C og 75 °C. I tillegg er det blitt gjort en screening LCA (life cycle assessment) om utslipp knyttet til varmeproduksjon i disse tre scenariene.

1.3 Disposisjon

Rapporten er blitt organisert som følger. Kapittel 2 beskriver metodikken, og kapitlene 3 og 4 går gjennom dataunderlaget for henholdsvis tekno-økonomisk evaluering og screening LCA. Resultatene er presentert i kapittel 5 og 6, og kapittel 7 konkluderer rapporten.

2 Metode

2.1 Tekno-økonomisk evaluering

Modellering og analyse av energisystemet på Gardermoen har blitt gjort ved hjelp av verktøyet Integrate (tidligere eTransport) (Bakken, Skjelbred, & Wolfgang, 2007). Modellen brukes og utvikles innenfor FME ZEN og flere andre prosjekter¹.

Integrate er et programvaresystem for optimalisering av integrerte energisystemer. Det kan benyttes til å optimalisere utviklingen av energisystem, hensyntatt prognoser for energibehov og ulike teknologiske muligheter for energiforsyning, konvertering mellom energibærere, distribusjon, lagring, tiltak på sluttbrukersiden, og restriksjoner på CO₂ utslipp.

Løsningsmetodikken er en kombinasjon av lineær programmering (LP) og dynamisk programmering (DP/SDP). Sluttresultatet fra modellen er den kostnadseffektive utbyggingsplanen, samt driften av systemet time for time i ulike sesonger. Integrate brukes til å studere lokale energisystem, for eksempel et borettslag eller en bydel. Det finnes også en tilhørende modell for hele det Europeiske energisystemet: Integrate Europe.

Nøkkelegenskaper er:

- Visuell representasjon av hele energisystemet
- Beregner optimal utbyggingsplan, f.eks. neste 50 år
- Driftsoptimalisering med timeoppløsning
- Hensyntar at ulike energibærere både konkurrerer og kan være komplementære
- Samfunnsøkonomisk optimalisering

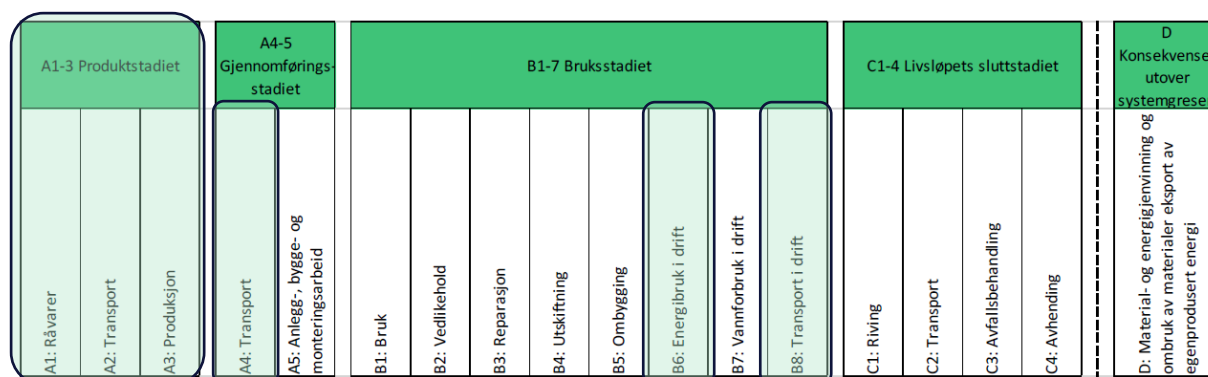
Integrate modellen kan optimalisere mellom ulike investeringsalternativer, og når en evt. skal investere. I dette prosjektet er det imidlertid satt opp 4 datasett, med ulike turtemperaturer i fjernvarmesystemet og to ulike investeringsalternativer for det laveste temperaturnivået, der hvert datasett kun har ett investeringsalternativ som skal gjennomføres i et bestemt år.

2.2 Klimagassberegninger

Det er gjennomført en screening-LCA, noe som innebærer en grov estimering og vurdering av miljøpåvirkningene ved å kun vurdere de mest relevante materialer og ressurser som benyttes i systemet og ved bruk av gjennomsnittsverdier og antagelser. Det er kun klimagassutslipp som er vurdert i denne rapporten.

Beregninger av klimagassutslippene for å sammenligne casene beskrevet i denne rapporten er basert på NS 3720 (Standard Norge, 2018). NS 3720 beskriver en "Metode for klimagassberegninger for bygninger" – denne rapporten vurderer varmepumpesystemer, ikke bygninger, men NS 3720 brukes som grunnlag for denne screeningvurderingen. Figur 1 viser alle livssyklusmodulene iht. til standarden samt utheving av de modulene som evalueres i denne rapporten.

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



Figur 1. Livssyklusmodulene iht. NS3720 med utheving av modulene som evalueres i denne rapporten.

For modulene A1-A3 i produktstadiet inkluderes materialer, transport, og produksjon av varmpumpene og el-kjelene samt produksjon av kjølemediene. Modul A4 viser transporten av varmpumpene og el-kjelen fra produksjonsstedet til Norge. B6 – energibruk i drift viser til behovet for input av energi til systemet i form av elektrisitet, olje, bioolje, flis, og overskuddsvarme. Mengden av de forskjellige energikildene vil variere fra case til case. Transport i drift (B8) viser til transport av de energikildene som har behov for det slik som flis og oljeprodukter. Transport av energikilder kunne vært inkludert i B6, men rapporteres i B8 for å synliggjøre bidraget fra transport. Tabell 1 viser oversikten over hva som inngår for hver case.

Tabell 1 Oversikt over systemgrenser og komponenter for hver case

	Case 1	Case 2	Case 3a	Case 3b
A1-A3 produktstadiet	2 stk 2MW propan/butan VP	2 stk 2MW 2-trinns NH3 VP	2 stk 2 MW 1 trinns NH3 VP + Justeringer i varme-anlegget hos kunden	2 stk 2MW 1 trinns NH3 VP + 40 stk 225 kW el-kjel
A4 transport	Transport av komponenter til VP og el-kjel	Transport av komponenter til VP og el-kjel	Transport av komponenter til VP og el-kjel	Transport av komponenter til VP og el-kjel
B6 energibruk	Elektrisitet, bioolje, fossil olje, flis	Elektrisitet, bioolje, fossil olje, flis	Elektrisitet, bioolje, fossil olje, flis	Elektrisitet, bioolje, fossil olje, flis
B8 transport av energi	Transport av olje og flis	Transport av olje og flis	Transport av olje og flis	Transport av olje og flis

2.3 Samarbeid med Statkraft varme

Som problemeier er problemstillingene spesifisert av Statkraft varme. Alle inngangsdata til modellen er basert på personlig kommunikasjon med Statkraft, dersom ikke annet er beskrevet. Modellbruk for case-oppsett er utviklet i et samarbeid mellom SINTEF Energi og Statkraft varme.

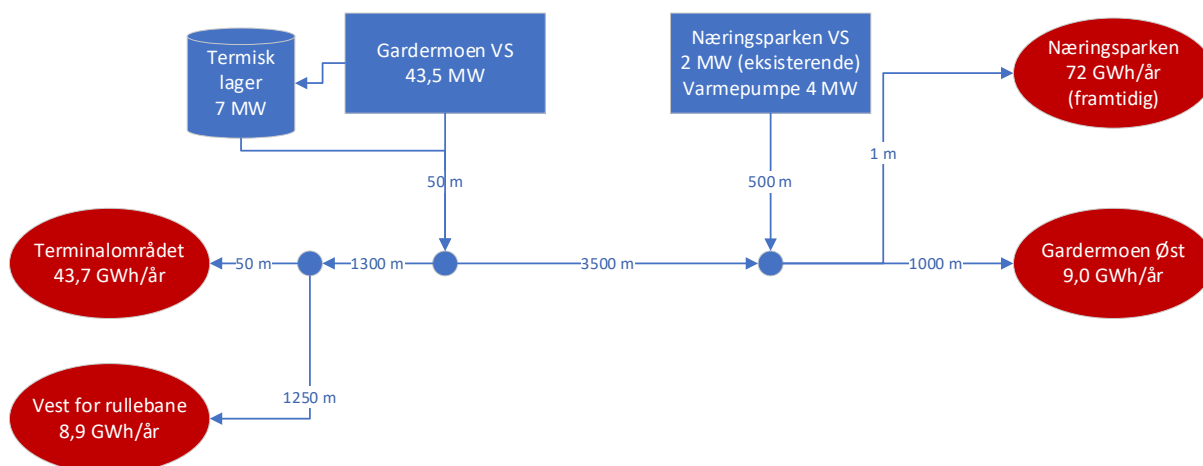
3 Datagrunnlag for tekno-økonomisk evaluering

3.1 Tid og rom

Figur 2 viser en forenklet skisse om fjernvarmenettet på Gardermoen, som ble brukt som utgangspunkt for modellen i Integrate. Det ble inkludert fire forbrukspunkter, med følgende varmebehov:

- Terminalområde: 43,7 GWh/år
- Vest for rullebane: 8,9 GWh/år
- Gardermoen Øst: 9,0 GWh/år
- Næringsparken: I dag ingen, forventet behov 72 GWh/år innen 2044 (se seksjon 3.4.2).

Nettet inkluderer to varmesentraler (VS): Gardermoen VS med størst kapasitet (43,5 MW), samt Næringsparken VS, med installert kjelkapasitet på 2,0 MW. Varmepumpen skal installeres i næringsparken, i nærheten av den eksisterende varmesentralen, og var i modellen plassert ved varmesentralen.



Figur 2 En forenklet skisse om fjernvarmenettet på Gardermoen, med de rørlengdene som var brukt i modellen.

Analysen ble gjennomført for en periode på 25 år, fra 01.01.21 til 01.01.46. Perioden ble delt i tre ulike investeringsperioder:

{2020-2024, 2025-2034, 2035-2044}.

Året ble igjen delt i seks ulike sesonger/perioder, vist i Tabell 2.

Tabell 2 Oppdeling av året til sesonger.

	Fra dato	Til dato	Unntatt	Antall dager
Tidlig sommer	18.mai	21.jun		35
Sensommer	22.jun	03.sep		74
Høst	04.sep	18.nov		76
Vinter	19.nov	21.mar	16.jan	122
Vår	22.mar	17.mai		57
Peak	29.jan			1

Sommersesongen ble delt i to grunnet vedlikehold på biokjelen og lave strømpriser på sensommeren, og denne perioden ble da modellert uten tilgjengelighet for biokjel. Topplastdagen er dagen med høyest behov for hele systemet (eksisterende laster og forventet last fra Næringsparken).

3.2 Case

Det ble evaluert tre ulike case for turtemperatur: (1) 110 °C (dagens nivå), (2) 90 °C (kompromiss) og (3) 75 °C (ideell). Tabell 3 viser variasjon i tur- og returtemperatur over året for de ulike casene. Returtemperatur var antatt å være det samme for hver case.

Tabell 3 Tur- og returtemperatur for ulike sesonger og case.

	Turtemperatur [°C]			Returtemperatur [°C]
	Case 1	Case 2	Case 3	
Topplast	110	90	75	50
Vinter	106	85	75	49
Spring	103	75	75	47
Tidlig Sommer	94	75	75	57
Sen Sommer	90	75	75	53
Høst	102	75	75	46

3.3 Energiforsyning

3.3.1 Eksisterende enheter

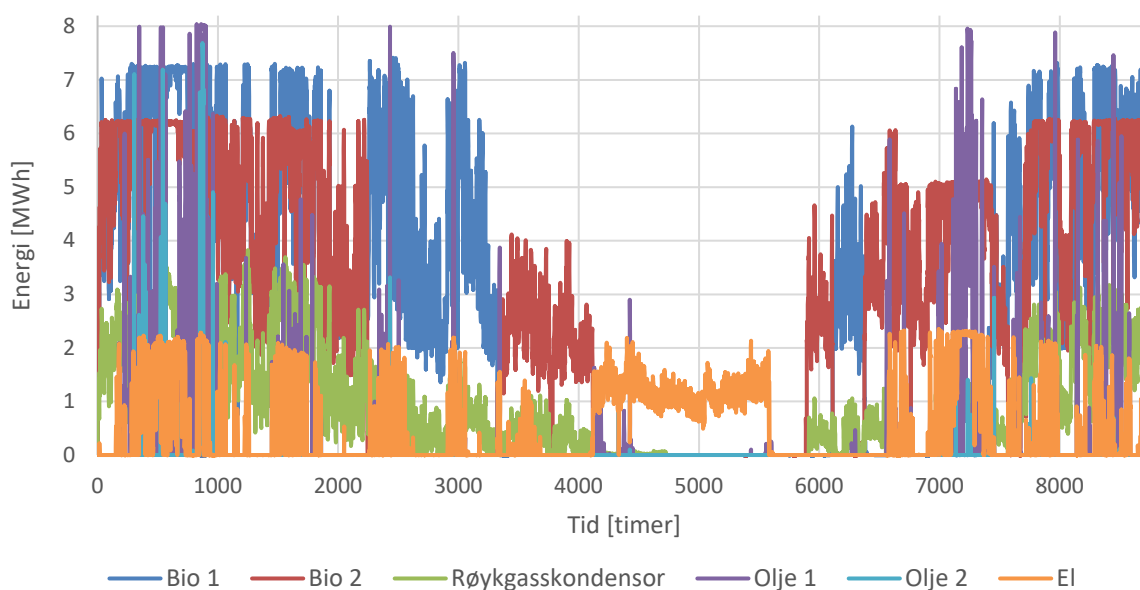
Tabell 4 viser de kjelene som per i dag er installert på varmesentralene på Gardermoen og Næringsparken. Biobrenselanleggene i Gardermoen VS er utrustet med røykgasskondensator (RGK), noe som gir en totaleffektivitet på over 100 %, og følgelig lavere kostnad for produsert varme. Tilsvarende anlegg på Næringsparken VS har ikke RGK, dermed lavere virkningsgrad. Fossil olje som er brukt som spisslast på Gardermoen VS skal erstattes med bioolje i de neste årene, og i modellen var dette satt til å skje fra den andre investeringsperioden (2025).

På Gardermoen VS skal det i 2022 installeres en akkumulatortank (thermal energy storage -TES) for lagring av varme for å redusere spisslastbehovene, særlig knyttet til de høye effekttoppene om morgenen grunnet dusjing på hotellene (Statkraft Varme, 2021). Tankens volum vil være ca. 2000 m³, og maksimum temperatur i tanken vil være 100 °C. Minimum temperatur ble antatt til å være 50 °C, noe som gir en kapasitet på 117 MWh. Tanken lades når biokjelene har overskuddskapasitet eller når det er billig elektrisk kraft tilgjengelig. Med inkludert termisk lagring er total kapasitet på Gardermoen VS 50,5 MW. Varmetap fra en slik akkumulatortank er vanligvis svært liten, og var satt til 0,1 % per time.

Tabell 4 Installerte kjelenheter på varmesentralene til Gardermoen og Næringsparken.

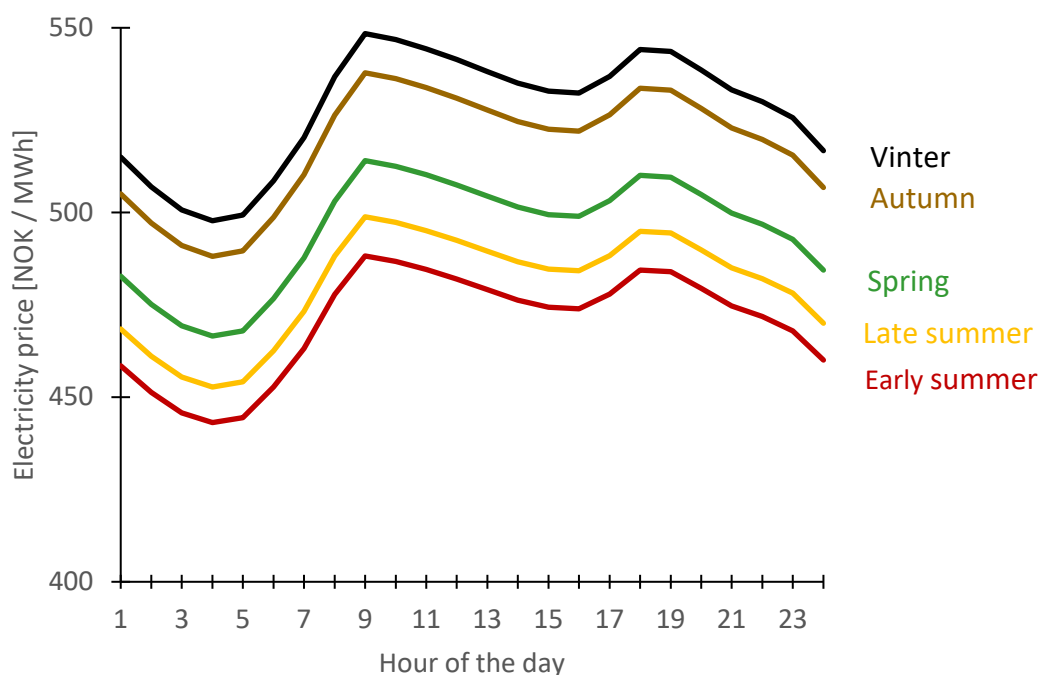
Enhet	Installert	Installert effekt [MW]	Virkningsgrad
Gardermoen VS			
Biobrenselanlegg (fuktig flis) med RGK	1998	9,0	106 %
Biobrenselanlegg (fuktig flis) med RGK	2006	7,5	106 %
3 kjeler for fossil olje (bioolje fra 2025)	1998	3 x 8,0	90 %
3 elkjeler	1998	3 x 1,0	98 %
TES Tank	2022	7	100 %
Sum Gardermoen varmesentral		43,5 + 7 fra TES	
Næringsparken VS			
Biobrenselanlegg (flis)	2007	2,0	88 %
Sum Næringsparken varmesentral 1)		2,0	

Figur 3 viser data for varmeproduksjon fra de ulike kjelene på Gardermoen VS for 2019. Grafen viser relativt høyt bruk av elkjeler, selv om prisen på el er høyere enn prisen for flis (se Tabell 5 og Figur 4). Dette kan muligens skyldes ombygging av biobrenselanlegget på Gardermoen VS i 2019.

**Figur 3 Data for varmeproduksjon per kilde for Gardermoen VS for 2019.**

Flis, olje og bioolje ble antatt å ha fast pris over året, vist i Tabell 5, mens prisen på strøm varierer. Strømprisen er engrospris for strøm pluss nettleie. Vi tar ikke med MVA eller forbrukeravgift på bruk av strøm, fordi vi tolker dette som en fiskal avgift og ikke som en samfunnsøkonomisk kostnad. For engrospris på strøm bruker vi timesverdier fra Nord Pool spot i NO1 for årene 2004 – 2018. Basert på dette har vi beregnet en gjennomsnittlig pris time for time i et døgn, for hver av sesongene. Den samme strømprisen brukes for alle investeringsperiodene i analysen da det er mye usikkerhet knyttet til framtidig utvikling i strømprisene (NVE, 2020).

Nettleien er forskjellig for ulike typer forbruk. For alminnelig forbruk (pumper i fjernvarmenett, varmepumper, og spissing av forbruk hos kunder for case 3b) bruker vi Hafslund sin nettleie fra 2018 eksklusive MVA og forbrukeravgift, som var 21,6 øre/kWh. Elkjeler i fjernvarmenettet har en redusert tariff siden de kan kobles dersom nettselskap ber om dette. Tariffen for disse kjelene er satt til 5 øre/kWh. Vi forutsetter at varmepumpene ikke kan kobles fra ved behov, og at disse derfor ikke får redusert tariff. For varmepumper er det også tillagt 4 øre/kWh vedlikeholdskostnad. Totalprisen for alminnelig forsyning er vist i Figur 4.



Figur 4 Strømprisprofiler over døgnet for ulike sesonger for alminnelig forsyning. Prisene er inklusive nettleie, men eksklusive MVA og forbrukeravgift.

Prisene for de andre energikildene samt og utslippsfaktorene brukt i modellen er vist i Tabell 5. Prisen på flis ligger vanligvis i området 19-25 øre/kWh, og i denne studien har vi da valgt å bruke 22 øre/kWh. Tabell 5 inkluderer også overskuddsvarme, varmekilden til varmepumpen. Det er lagt til grunn at overskuddsvarmen ikke har noe alternativ utnyttelse, og dermed er den samfunnsmessige kostnaden ved bruk av denne lik 0. For utslipp har vi kun tatt med direkte utslipp ved produksjon i analyseområde. Utslipp knyttet til transport og produksjon av de ulike energibærere før de brukes til varmeproduksjon er altså ikke tatt med i utslippsfaktorene, men dette tas inn i LCA analysen. For flis er det reelt utslipp ved forbrenning, men utslippsfaktoren er satt til null fordi CO₂ fanges fra atmosfæren gjennom fotosyntesen.

Tabell 5 Priser og utslippsfaktorer for energikildene

	Pris [NOK/MWh]	Utslippsfaktor [kg _{CO2} /MWh]
Flis	220	0
Olje	850	280
Bioolje	850	0
El	Figur 4	0
Overskuddsvarme	0	0

Energikildene har følgende begrensninger i tilgjengelighet:

- Biokjel: vedlikehold 2 uker i juli. I modellen ble det antatt at biokjelene ikke er tilgjengelig i perioden "sensommer", basert på produksjonsdata fra 2019 (Figur 3).
- Elkjeler i Gardermoen VS: ikke tilgjengelig ved under -15°C. I modellen ble det forutsatt at elkjel er utilgjengelig ved topplastdagen.

3.3.2 Varmepumper

Høyere turtemperatur setter høyere krav for varmpumpe, og betyr gjerne bruk av mindre modent og dyrere teknologi. Samtidig vil høyere turtemperatur gjerne bety lavere COP (coefficient of performance) for varmpumpen, og dermed høyere strømforbruk og høyere driftskostnader. I tillegg vil høyere turtemperatur øke driftskostnadene grunnet høyere tap i nettet. I praksis vil høyere turtemperatur føre til økte driftskostnader grunnet økt behov for vedlikehold av kompressoren, men disse kostnadene var ikke tatt med i modellen.

Tabell 6 viser planlagt varmpumpeteknologi for de ulike casene, sammen med estimert COP over året (seasonal COP – SCOP), fordampningstemperatur (T_{evap}) og temperaturen levert av varmpumpen (T_{out}), samt estimerte investeringskostnader for varmpumpe og tiltak som kreves hos kunden. I modellen var T_{out} satt lik kondenseringstemperaturen, men i realiteten kan kondenseringstemperaturen være noe lavere i hvert fall for ammoniakkvarmpumpene i case 2 og 3 grunnet en overhettingsvarmeveksler som sørger for et høyere levert temperatur. En lavere kondenseringstemperatur ville gitt en høyere effektivitet for varmpumpene i modellen.

For Case 3 med turtemperatur på 75 °C kan det være kostbart å gjøre de tiltakene som kreves hos alle kundene for å kunne tilfredsstille varmebehovet med denne temperaturen, samtidig som antallet driftstimer med høyt temperaturkrav er lavt. For dette caset ble derfor to alternativer evaluert:

- Case 3a: Tiltak i varmesystemet hos de kundene det trengs for å tillate lavere temperatur
- Case 3b: Elkjel som hever turtemperaturen fra 75 til 90 °C ved de kaldeste dagene hos de kundene det trengs

Tabell 6 Varmepumpeteknologi med estimert SCOP over året, kondenserings- og fordampnings-temperatur, og estimerte investeringskostnader for hver case.

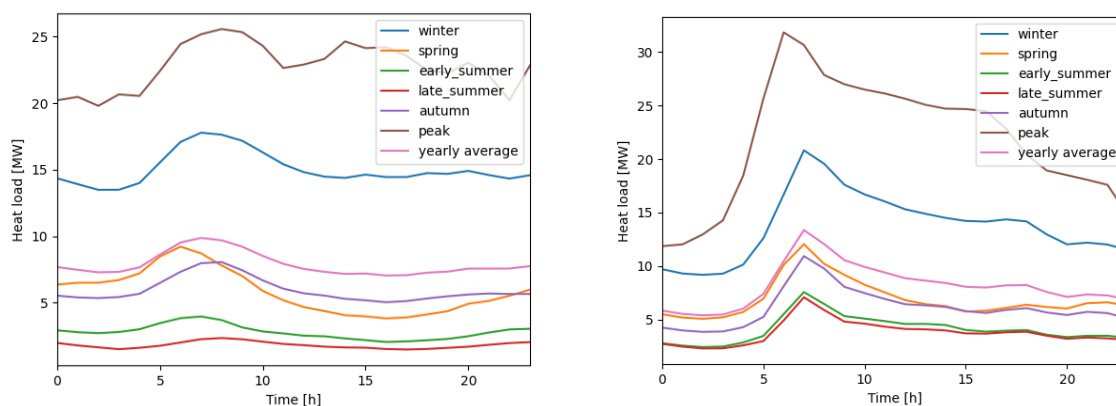
Case	Teknologi	SCOP	T _{out} [°C]	T _{evap} [°C]	Investering [MNOK]	
					VP	Tiltak kunde
1	Propan/butan kaskade VP	2,6	110	15	62	-
2	2 trinns NH ₃ stempel VP	3,2	90	15	50	2,5
3a	1 trinns NH ₃ stempel VP	3,6	75	15	45	22,5
3b	1 trinns NH ₃ stempel VP + elkjel for topplastdagen	3,6	75	15	45	18

I case 3b ble det antatt at elkjelene for lokal spissing som trenges kun på topplastdagen. Det ble estimert at det er behov på total kapasitet på 9 MW, tilsvarende elkjeler på 225 kW hos 40 kunder. Investeringskostnader for elkjel ble satt til 2000 kr/kW, noe som gir en total kostnad på 18 MNOK.

3.4 Forbruk

3.4.1 Eksisterende laster

Forbruksprofiler for de eksisterende lastepunktene (Terminalområdet, Vest for rullebane og Gardermoen Øst) ble laget basert på produksjonsdata for 2019, vist i Figur 3. 2019 var likevel et usedvanlig varmt år (Meteorologisk Institutt, 2020), og det totale behovet ble derfor skalert opp slik at det ble lik den gitte summen av leveranse til de eksisterende forbrukspunktene (61,4 GWh) pluss varmetap på 11 %, noe som gir en total årlig produksjon på 69,0 GWh (6 % høyere enn målt produksjon for 2019). Topplastdagen ble skalert opp slik at maks behovet nådde en dimensjonerende verdi på 32 MW basert på innspill fra Statkraft Varme. Figur 5 (venstre) viser gjennomsnittlige døgnprofiler for de ulike sesongene og over året for de eksisterende lastepunktene. Skaleringsfaktorene for de ulike sesongene er gitt i Tabell 7.



Figur 5 Gjennomsnittlige døgnprofiler for varmebehov for de ulike sesongene, samt gjennomsnittlig årlig varmebehov over døgn for de eksisterende lastene (venstre) og Næringsparken (høyre).

Tabell 7 Skaleringsfaktorer for ulike sesonger

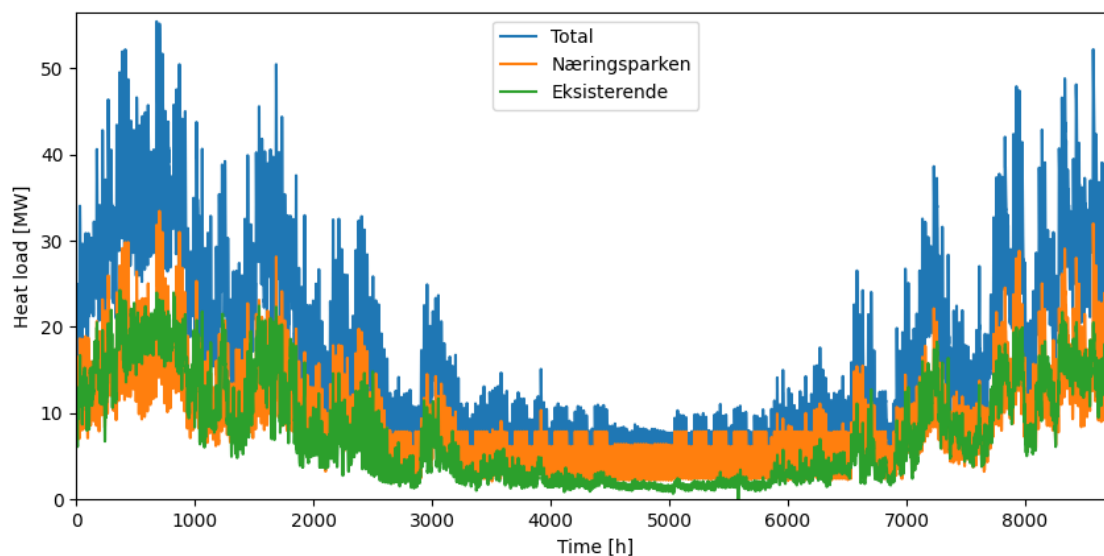
Sesong	Eksisterende lastepunkter	Næringsparken
Tidlig sommer	0,36	0,50
Sensommer	0,23	0,46
Høst	0,75	0,75
Vinter	1,91	1,68
Vår	0,74	0,85
Topplast	3,24	1,72

3.4.2 Næringsparken

For næringsparken ble det generert et forbruksprofil med Profet -verktøyet utviklet av SINTEF Community (Lindberg, Bakker, & Sartori, 2019). Som input-data til modellen ble det brukt utetemperaturdata for 2019, et totalt bruksareal (BRA) på 1 562 000 m² og fordeling per bygningskategori som vist i Tabell 8. Ved mangel på passende bygningskategori for lager/logistikk, ble disse modellert som kontorbygg. Hele bygningsmassen ble antatt å være veldig energieffektive bygg (passivhusstandard eller lignende) for å komme til et totalt varmebehov som tilsvarte Statkraft Varme sine estimater. Figur 6 viser den resulterende årlige varmebehovsprofilen for næringsparken med et totalt behov på 71,7 GWh og maks behov på 33,4 MW. Profilen til de eksisterende lastene og den sammensatte profilen er inkludert i figuren. Figur 5 (høyre) viser døgnprofilene for næringsparken, med en tydelig effekttopp om morgenen.

Tabell 8 Bygningskategoriene i næringsparken.

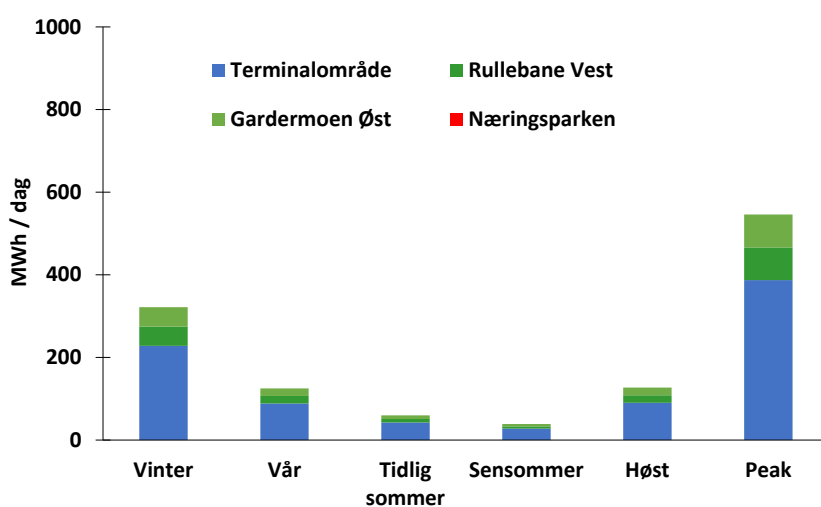
Bygningskategori	BRA [m ²]	Andel av total
Lager/logistikk (modellert som kontor)	781 000	50 %
Kontor	260 333	17 %
Hotell	390 500	25 %
Butikk (forretningsbygg)	130 167	8 %
Total	1 562 000	



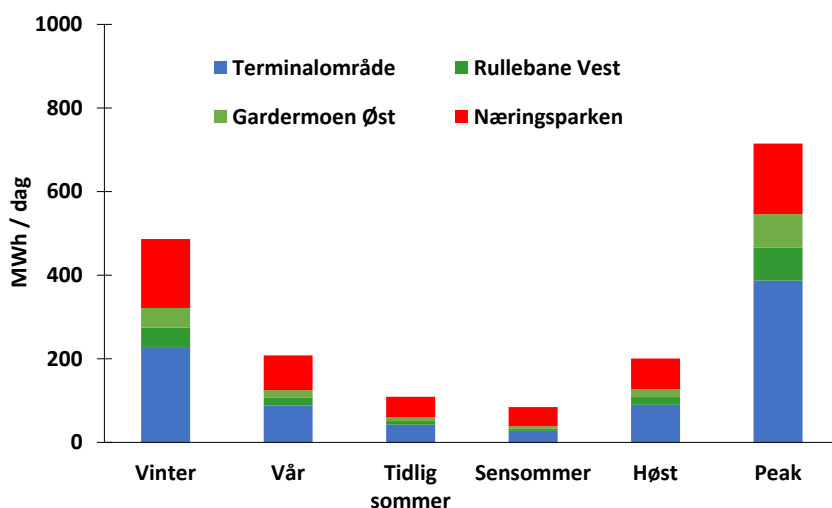
Figur 6 Timesverdier for varmebehov over året for Næringsparken, de eksisterende lastene og totalt.

3.4.3 Totalt forbruk

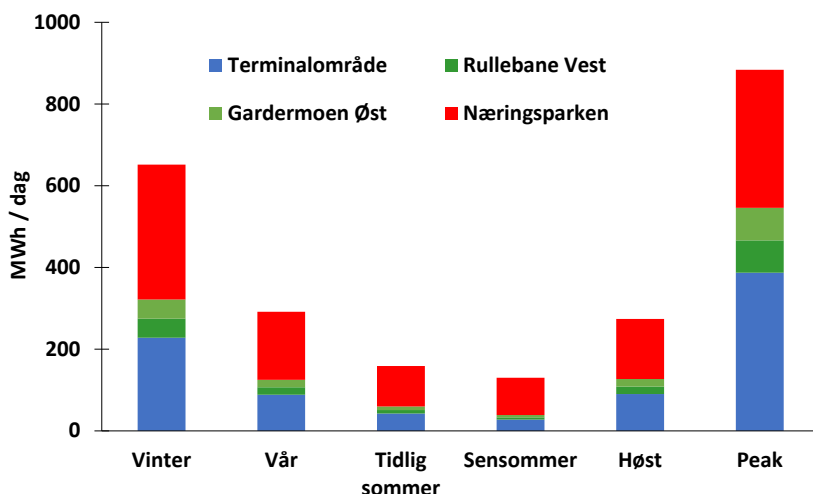
Den sammensatte profilen, med data fra produksjon for 2019 og profil for Næringsparken fra Profet, hadde et maksimalt behov på 55,4 MW. Dette overstiger den installerte kapasiteten på topplastdagen når elkjelene ikke er tilgjengelig, med 42,5 MW fra de eksisterende kjelene (se Tabell 4), 7 MW fra TES og 4 MW fra varmepumpen – dvs. en total installert kapasitet på 53,5 MW. For å ta høyde for dette, ble topplastfaktoren for Næringsparken skalert ned slik at maksbehovet ikke overstiger den installerte kapasiteten. Totalt forbruk for hver representativ dag per sesong, hvert område og hver periode er vist i Figur 7 - Figur 9.



Figur 7 Forbruk per sesong og område, 2020-24.



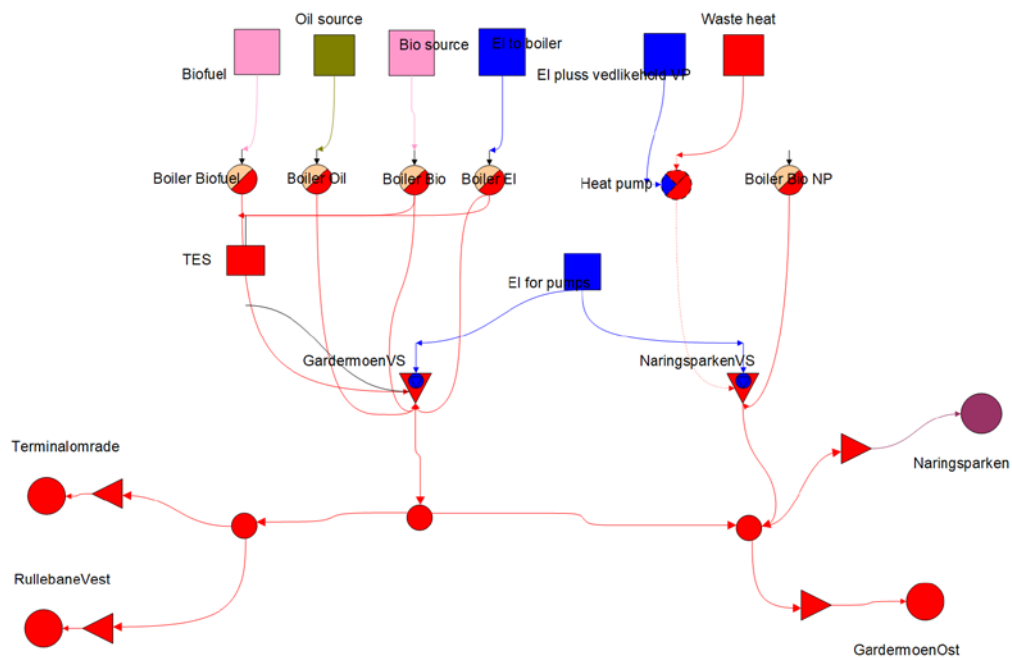
Figur 8 Forbruk per sesong og område, 2025-2034.



Figur 9 Forbruk per sesong og område, 2035-2044.

3.5 Modell i Integrate

En grafisk illustrasjon av vår modell av fjernvarmesystemet på Gardermoen i Integrate er vist i Figur 10. Energikildene er vist som firkanter: biofuel, olje, bio source (flis), elektrisitet, og overskuddsvarme. Kjelene og varmepumpen er vist som flerfargede sirkler. Innmatingspunktene for varme til fjernvarmesystemet er nedoverrettet trekant, med en blå sirkel inni som representerer pumpene i fjernvarmesystemet. Sirklene inne i fjernvarmesystemet er forgreningspunkter, mens utmatingspunkter for varme er trekanter pekende hhv. mot venstre og høyre. De eksisterende forbrukslastene er vist som røde sirkler, mens nytt forbruk (næringsparken) er vist som en lilla sirkel. Døgnlageret for varme (TES) er en rød firkant.



Figur 10 Vår modell for fjernvarmesystemet på Gardermoen i Integrate

4 Datagrunnlag for klimagassberegninger

Ved en screening-LCA i en tidlig fase av prosjekter, som i dette tilfellet, er det lite tilgjengelig informasjon om detaljer knyttet til komponenter. Det må derfor gjøres flere antagelser. I det påfølgende beskrives grunnlagsdata som var tilgjengelig og ble brukt og de antagelsene som ble gjort. Tabell 9 oppsummerer utslippsfaktorene for hver komponent og livssyklusmodul. De påfølgende delkapitlene vil gå mer detaljert inn på hver livssyklusmodul og beskrive hva som er inkludert og ekskludert fra beregningene og antagelsene gjort. For flere faktorer er det innhentet data fra ecoinvent Version 3 (Wernet, et al., 2016) gjennomført i Simapro (PRé, 2021).

Tabell 9 Utslippsfaktorer for hver komponent og livssyklusmodul.

Komponent	Utslippsfaktor	Enhet	Livssyklusmodul
Propan/butan produksjon	0,7142	kg CO ₂ e/kg	A1-A3
Ammoniakk produksjon	2,0725	kg CO ₂ e/kg	A1-A3
Alle VP og el-kjel a 225 kW	7,59	kg CO ₂ e/kg	A1-A3
Elektrisitet miks	Årlig gjennomsnitt - 3 scenarier (se Tabell 10)	kg CO ₂ e/kWh	B6
Fossil olje	0,28	kg CO ₂ e/kWh	B6
Bioolje	0	kg CO ₂ e/kWh	B6
Flis	0	kg CO ₂ e/kWh	B6
Transport per km med lastebil	Årlig gjennomsnitt - 2 scenarier (se Tabell 14Tabell 14)	kg CO ₂ e/km	B8

Det ses bort fra opptak og utslipp av biogen karbon, siden det regnes som klimanøytralt over livsløpet. For faktorer i B6 og B8 er kun direkte utslipp inkludert, som betyr at disse utslippene er noe underestimert i et livsløpsperspektiv. Anslåtte verdier for utslippsfaktorene (kg CO₂e, kg CO₂-ekvivalent per enhet) for elektrisitet beregnes etter NS 3720 7.5.3, som krever at elektrisitetsutslippene følger en lineær reduksjon i utslippene til nær null i 2050, med gjennomsnittet av de siste 3 årene elektrisitetsproduksjon som referanse. De resulterende verdiene er gitt i Tabell 10. NS 3720 krever innenlandsk produksjon (NVE, 2020; AIB, 2020) og EU+28 som de to nødvendige scenariene, men tillater presentasjon av flere scenarier. I beregningene i denne rapporten er det også valgt å ta med NVE sin faktor for norsk restmiks (NVE, 2020).

Tabell 10 Historiske og framskrevet CO₂e fra elektrisitet (kg CO₂e / kWh).

År	Norsk restmiks	EU+28	Norsk produksjon
Historisk	NVE	EEA	NVE/AIB
2017	0,531	0,304	0,016
2018	0,520	0,286	0,019
2019	0,396	0,253	0,011
Gjennomsnitt siste 3 årene	0,482	0,281	0,015
Anslåtte: Beregnet etter NS 3720			
2020	0,482	0,281	0,015
2021	0,466	0,272	0,015
2022	0,450	0,262	0,014
2023	0,434	0,253	0,014
2024	0,418	0,244	0,013
2025	0,402	0,234	0,013
2026	0,386	0,225	0,012
2027	0,370	0,215	0,012
2028	0,354	0,206	0,011
2029	0,338	0,197	0,011
2030	0,322	0,187	0,010
2031	0,305	0,178	0,010
2032	0,289	0,169	0,009
2033	0,273	0,159	0,009
2034	0,257	0,150	0,008
2035	0,241	0,141	0,008
2036	0,225	0,131	0,007
2037	0,209	0,122	0,007
2038	0,193	0,112	0,006
2039	0,177	0,103	0,006
2040	0,161	0,094	0,005
2041	0,145	0,084	0,005
2042	0,129	0,075	0,004
2043	0,113	0,066	0,004
2044	0,096	0,056	0,003

Tabell 11 viser årlig framskriving av CO₂e fra tungtransport (lastebil og trekkbil) brukt i analysen. Alle verdier i tabellen beregnes ut fra tabellene som presenteres i Transportøkonomisk institutt (TØI) rapport 1689/2019 (Fridstrøm, 2019). To scenarier presenteres, den ene basert på Nasjonalbudsjettet for 2019 (NB19), og den andre basert på Nasjonal transportplan 2018-2029 (NTP).

Tabell 11 Framskrivning av CO₂e fra tungtransport (lastebil og trekkbil) (kg CO₂e/km).

År	NB19 (kg CO ₂ e/km)	NTP (kg CO ₂ e/km)
2020	1,12	1,12
2021	1,12	1,12
2022	1,12	1,12
2023	1,12	1,12
2024	1,12	1,12
2025	1,13	1,12
2026	1,13	1,11
2027	1,13	1,10
2028	1,13	1,07
2029	1,13	1,03
2030	1,13	0,98
2031	1,14	0,91
2032	1,14	0,84
2033	1,14	0,76
2034	1,14	0,69
2035	1,14	0,63
2036	1,13	0,58
2037	1,13	0,53
2038	1,13	0,49
2039	1,13	0,44
2040	1,12	0,40
2041	1,11	0,37
2042	1,10	0,34
2043	1,08	0,31
2044	1,06	0,29

4.1 A1 – A3 produktstadiet

I en tidlig fase er det enda ikke klart nøyaktig hvilke varmepumper som skal benyttes og det er lite tilgjengelig informasjon om størrelse, vekt, mengder og materialsammensetting. Den informasjonen som er tilgjengelig er type kuldemedium som skal benyttes og at varmepumpene skal levere 4 MW varme. For beregningene av varmepumpene er det kun varmepumpen som er medtatt og ikke tilhørende komponenter som varmeveksler, rørføringer, eller elektronikk. Disse antas å være de samme for alle case, og påvirker dermed ikke sammenligningen.

Produksjonsdata bør betraktes som et grovt estimat med stor usikkerhet. Det er ikke tilgjengelig EPD-data for industrielle varmepumper med stor kapasitet. Varmepumpene er alle modellert basert på ecoinvent-prosessen for en 10 kW varmepumpe, ekskludert kjølemediet da ecoinvent-prosessen ikke benytter samme kjølemedium som i vår case. Propan/butan kaskade VP (Case 1) er ikke kommersielt tilgjengelig, og tallene er basert på skalering fra estimater for en prototype. Alle varmepumpene og elkjelen er basert på en vekt-basert (kg-kg) oppskalering av ecoinvent-prosessen. I tillegg til produksjonen av selve varmepumpene kommer produksjonen av kjølemediene. Vi har i denne analysen ikke beregnet utslipp fra eventuelle lekkasjer av kuldemediene og utslipp av disse direkte til luft.

Tabell 12 Klimagassutslippsfaktorer for komponenter A1-A3.

Komponent	Utslippsfaktor	Enhet	Kilde
Propan/butan produksjon	0,7142	kg CO ₂ e/kg	ecoinvent process (Liquefied petroleum gas {RoW} market for Alloc Def, U)
Ammoniakk produksjon	2,0725	kg CO ₂ e/kg	ecoinvent process Ammonia, liquid {RoW} market for Alloc Def, U
Produksjon av alle VP og elkjel a 225 kW	7,59	kg CO ₂ e/kg	ecoinvent process Heat pump, brine-water, 10kW {RoW} production Alloc Def, U

4.1.1 Case 1 - Propan/butan varmpumpe

Vekten er basert på skalering til 2 MW fra estimer av en prototype før produksjon (Schlemminger, 2021). Det er antatt behov for to like varmpumper for å dekke varmproduksjonen. Total vekt for denne 2-trinns Propan/Butan VP på 4 MW blir dermed 26 tonn.

4.1.2 Case 2 - 2-trinns NH₃ varmpumpe

For en 2-trinns ammoniakk-varmpumpe er det antatt at varmpumpen tilsvarer en 1,775 MW ammoniakk varmpumpe tilgjengelig på markedet (DualPAC 716-W, 90°) (SABROE, 2021). For å finne vekten for en varmpumpe på 2 MW er det gjort en oppskalering basert på forholdet mellom vekt (kg) og kapasitet (MW). Det er antatt behov for to like varmpumper for å dekke varmproduksjonen. Total vekt for 2-trinns NH₃ varmpumpen på 4 MW blir dermed 37,2 tonn.

4.1.3 Case 3a og Case 3b - 1-trinns NH₃ varmpumpe

For en 1-trinns ammoniakk varmpumpe er det antatt at varmpumpen tilsvarer gjennomsnittet av to ammoniakk varmpumper tilgjengelig på markedet (HeatPAC 112-W, 70° og GEA RedAstrum ML 2MW, 70°) (SABROE, 2021; GEA, 2020). For å finne vekten for en varmpumpe på 2 MW er det gjort en oppskalering basert på forholdet mellom vekt (kg) og kapasitet (MW). Det er antatt behov for 2 like varmpumper for å dekke varmproduksjonen. Total vekt for 1-trinns NH₃ varmpumpen på 4 MW blir dermed 15,3 tonn.

4.1.4 Case 3a - tiltak hos kunden

For Case 3a er det antatt at det vil gjennomføres større endringer hos kundene for å tilpasse systemet en lavere temperatur i fjernvarmenettet. Det er ikke definert hva disse endringene innebærer og det er dermed ikke noe tilgjengelig informasjon om produkter, komponenter eller materialer. For å kunne sammenligne Case 3a med de andre casene benyttes det derfor en allokering basert på beregnet investeringskostnad. Case 3b er lik som Case 3a på alle punkter bortsett fra arbeidene som skal gjøres hos kunden. For case 3b er det anslått at det skal installeres 40 stk elkjeler til en investeringskostnad på 18 MNOK (se seksjon 3.3.2). Case 3a er det estimert en investeringskostnad på 22,5 MNOK som er 1,25 ganger så høy som for case 3b. For beregninger av A1-A3 for case 3a er det dermed antatt at utslippene er 1,25 ganger høyere enn for case 3b.

4.1.5 Case 3b – spissing av last hos kunden

For en elkjel på 225 kW er det innhentet informasjon om to tilsvarende produkter (Osby Parca EL 500 Eco and Värmebaronen EP-225) (Osby Parca, 2021; Värmebaronen, 2017) som er tilgjengelig på

markedet og vekten på elkjelen tilsvarer gjennomsnittet av disse to. Vekt til én elkjel er dermed satt til 320 kg. 40 elkjeler av denne størrelsen gir da en total vekt på 12,8 tonn.

4.1.6 Sammenlikning av casene

Estimerte verdier som brukes til å beregne CO₂e-utslipp fra produksjon (A1: Råvareutvinning og prosessering, A2: Transport til produsenten, A3: Produksjon) av varmepumpene, systemer, og elkjelene, og resultater er vist i Tabell 13.

Tabell 13 Estimerte verdier som brukes til å beregne CO₂e-utslipp fra produksjon (modul A1-A3) av utstyret for de ulike casene.

Case	Teknologi	Kapasitet [MW]	Antall enheter	Tørrvekt [kg]	Arbeidsmedium [kg]	CO ₂ e [tonn]
1	Propan/butan kaskade VP	2	2	26 025	285	197
2	2 trinns NH3 stempel VP	2	2	37 183	266	282
3a	1 trinns NH3 stempel VP	2	2	15 286	220	116
	Oppgraderte systemer (e.g. pumper, varmevekslere)	n/a	n/a	16 000	n/a	121
3b	1 trinns NH3 stempel VP	2	2	15 286	212	116
	Elkjel	0,225	40	12 800	n/a	97

4.2 A4 transport av komponenter

For transport av varmepumpene og elkjel ble det vurdert å gjennomføre to scenarier da det ikke er kjent hvor produktene kommer til å bli produsert. Ved å evaluere utslippene fra transport av de forskjellige komponentene kom det frem at det var minimalt med forskjell i utslipp når man sammenlignet å transportere med lasteskip fra Kina eller med lastebil fra Europa. Tabell 14 viser utslippene for transport av materialet for hver case med lastebil og lasteskip.

Tabell 14 Klimagassutslipp fra transport av komponenter oppgitt i kg CO₂e/km per case.

kg CO ₂ e/km	Case 1	Case 2	Case 3a	Case 3b
Scenario 1 (Europa)	2,78	3,95	3,31	2,88
Scenario 2 (Kina)	0,279	0,396	0,332	0,289

Som vist i Tabell 14 produserer lastebiltransport omtrent 10 ganger utslippene per km som skips-transport. Antagelsen for transportavstanden i beregningene (ecoinvent) var også omtrent 10 ganger: en lastebil fra Nord-Italia til Oslo (~ 2 000 km), eller et skip fra Tianjin havn til Oslo havn (~ 23 000 km). Faktorene jevner seg ut, og de totale transportutslippene for de to scenariene er veldig like. Basert på dette benyttes derfor gjennomsnittlige utslippsfaktorer for de to transports scenariene i beregningene for screening LCA.

4.3 B6 energibruk i drift

Energibehovet for å kunne dekke nødvendig varmeproduksjon fås som input fra beregningene med Integrate. Det er benyttet utslippsfaktor for fossil olje og det antas her at biooljen og flis har utslippsfaktor 0. Dette betyr at livsløpsbaserte utslipp ikke er inkludert og at de biogene utslippene regnes som

karbonnøytrale. For elektrisitet er det gjennomført sensitivitetsanalyse for tre utslippsfaktorer iht. NS 3720 for både norsk produksjonsmiks, norsk restmiks, og europeisk elektrisitetsmiks.

4.4 B8 transport i drift

Energikildene olje, bioolje og flis har behov for transport av varene inn til produksjonsområdet. Tabell 15 viser hvor mange lastebiler det er antatt at det er behov for per år for hver av analyseperiodene og hver case. Lastebilkapasiteten er usikker. En kapasitet på 90 m³ brukes til flistransport, og 30 m³ for tankbilene. Fliskapasiteten representerer gjennomsnittet av to verdier funnet i litteratur: en nylig, men europeisk (65 m³) (Trzciński et al., 2021), og en eldre, men norsk (115 m³) (Belbo & Gjølshjøl, 2008). Tankbilens kapasitet er satt til 30 m³, da dette er den antatte kapasiteten til tanken på stedet (DNV, 2019) selv om tankbilens kapasitet kan ha en kapasitet på opptil 40-50 m³ (Berg et al, 2016).

Tabell 15 Antall lastebiler per år for hver analyseperiode og case for olje, bioolje og flis.

		2020-2024	2025-2034	2035-2044
Case 1	Olje	1	0	0
	Bioolje	0	1	28
	Flis	846	968	1 187
Case 2	Olje	1	0	0
	Bioolje	0	1	25
	Flis	823	884	1 114
Case 3a	Olje	1	0	0
	Bioolje	0	1	24
	Flis	819	879	1 114
Case 3b	Olje	1	0	0
	Bioolje	0	1	24
	Flis	819	879	1 114

For transport av energikildene olje, bioolje og flis er det oppgitt en transportavstand på 50 km og det er dermed lagt inn tur-retur med lastebil som blir 100 km. Da dette kan endres i løpet av analyseperioden er det utført en sensitivitetsanalyse for å vurdere effekten av at transporten avstanden halveres og doubles til henholdsvis 50 km tur-retur og 150 km tur-retur.

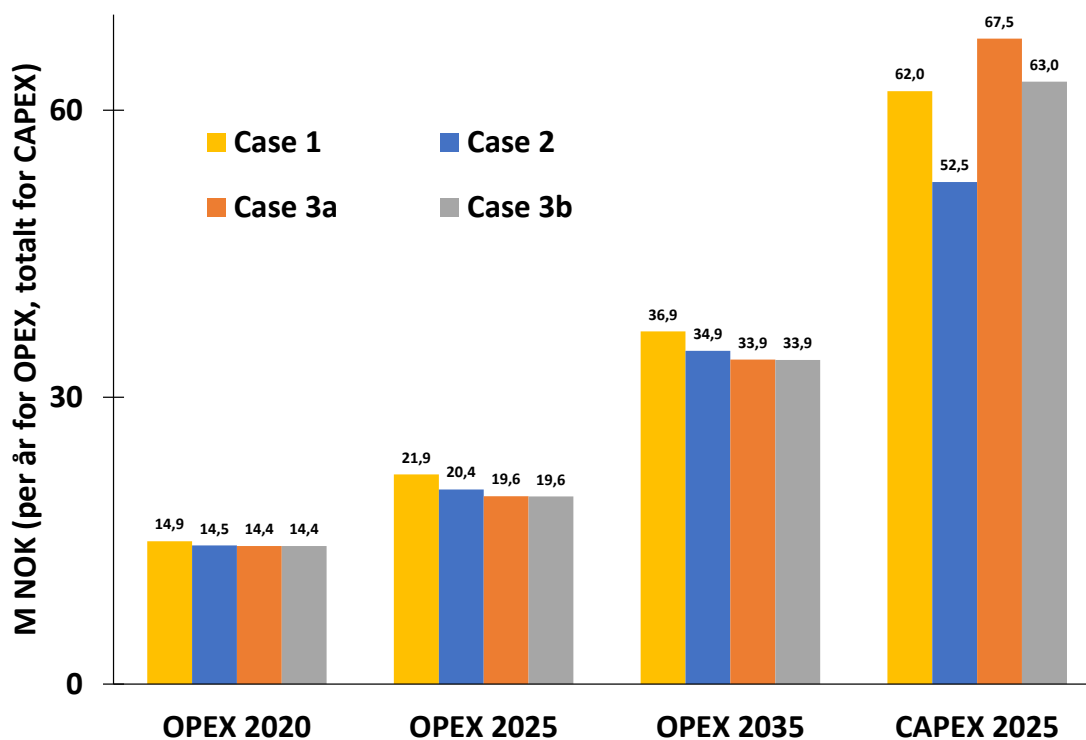
For beregninger av utslippene fra transport over tid er det vurdert to scenarier basert på en TØI analyse (Fridstrøm, 2019). Disse scenarier inkluderer en teknologiutvikling for transportteknologiene slik at utslippene fra disse reduseres gjennom analyseperioden. Et scenario er basert på NB19, og de andre er basert på NTP 2018-2029. Årlig estimering av CO₂/km lastebil transport er kalkulert fra data presentert i Fridstrøm (2019) for hvert scenario, og multiplisert med estimerte transportavstanden per år.

5 Resultater fra tekno-økonomisk evaluering

Dette kapitlet presenterer resultatene fra den tekno-økonomiske evalueringen gjennomført med Integrate. Seksjon 5.1 presenterer resultater for kostnader for alle case, seksjon 5.2 viser detaljerte resultater for Case 1 som et referanse-case, mens seksjon 5.3 sammenlikner noen av de viktigste resultatene i forhold til energiproduksjon for alle case.

5.1 Kostnader

Figur 11 viser årlige driftskostnader (OPEX) for hver av periodene 2020-24, 2025-34, 2034-45, og investeringskostnadene (CAPEX) som påløper for år 2025. Annuitetsverdiene er vist i Tabell 16.²



Figur 11 OPEX og CAPEX for ulike case og perioder.

Tabell 16 Annuitet kostnader per case (MNOK/år).

	Case 1	Case 2	Case 3a	Case 3b
OPEX	23,2	21,9	21,4	21,3
CAPEX	3,2	2,7	3,5	3,3
Totalt	26,4	24,6	24,8	24,6

² Annuiteten er en årlig verdi som er beregnet slik at dersom denne påløper hvert år i planleggingsperioden så gir det en nåverdi gjelder for caset. Jo lavere annuitet, desto lavere er nåverdien av alle kostnadene i planleggingsperioden. Annuitetsverdien for CAPEX hensyntar restverdi av investering ved slutten av planleggingsperioden.

Driftskostnaden øker over årene grunnet økt forbruk fra Næringsparken, og blir lavere desto lavere temperaturen i fjernvarmenettet er. Det skyldes at tapet i fjernvarmesystemet går ned, samt at virkningsgraden for varmepumpen går opp.

Sammenlikner vi Case 1 og 2 ser vi at Case 1 både har høyere driftskostnad og høyere investeringskostnad. Case 1 er derfor vesentlig dyrere totalt sett enn Case 2.

Sammenlikner vi Case 3a og Case 3b ser vi at driftskostnaden er nesten helt lik, siden temperaturnivået i fjernvarmesystemet er det samme. Men investeringskostnaden hos kunden – og dermed totalkostnaden – er større for Case 3a (hvor det er tiltak hos kunder for å tillate lavere temperatur, som større radiatorer, større varmevekslere o.l.) enn for Case 3b (hvor det installeres elkjel hos kunder de kundene som trenger det for å heve temperaturen de kaldeste dagene).

De to alternativene med lavest diskontert kostnad er Case 2, og Case 3b. Driftskostnaden er lavest for Case 3b, der temperaturen er lavest. Investeringskostnaden er lavest for Case 2 siden kun moderate tiltak hos kunder er nødvendig ved dette temperaturnivået. Annuitetskostnaden er 24,6 MNOK for begge casene, men 18 kNOK lavere for Case 3b enn for Case 2. Dette er godt innenfor feilmarginen i denne studien.

5.2 Case 1 (referansecase)

5.2.1 Energibalanser

Resultater for årlig energiproduksjon og -behov er vist i Tabell 17. Alle resultatene, bortsett fra forutsatt varmebehov og at en i Case 1 investerer i varmepumpe i den andre simuleringsperioden, er basert på økonomisk optimalisering, dvs. minimalisering av totale neddiskonterte kostnader. Fra Tabell 17 ser en at forbruket i Næringsparken kommer inn i den andre perioden, og dobles fra den andre til den tredje perioden. I den tredje perioden utgjør forbruket der over halvparten av total varmebruk.

Produksjonen i den første perioden kommer hovedsakelig fra kjel som forbrenner flis i Gardermoen varmesentral. Elkjel brukes også litt, og oljekjelen har vært i bruk når en ser året under ett. Det gir et samlet utslipp fra varmeproduksjon på 39 tonn CO₂, som vist i Tabell 18. Eventuelle utslipp i forbindelse med produksjon og transport av bioolje og strøm tas ikke med her, men det inkluderes i LCA analysen. Når forbruket i Næringsparken kommer inn fra perioden som starter i 2025, øker varmeproduksjon basert på flis. På årsbasis dekkes imidlertid mesteparten av forbruket i Næringsparken av de varmepumpene en har investert i. Varmepumpene brukes 86 % av tiden. F.o.m. 2025 er det ingen utslipp siden oljekjelen er erstattet med en biokjel.

I den tredje perioden (2035 – 2044) øker produksjonen basert på flis på Gardermoen ytterligere. Men i mange timer må også andre produksjonsenheter komme inn (elkjeler, biooljekjel, flisbasert varme produsert i Næringsparken) fordi forbruket overstiger kapasiteten basert på flisproduksjon på Gardermoen pluss varmepumpene. Det relative varmetapet reduseres over tid fordi dette i hovedsak er avhengig av temperaturnivå, lengde på rør og type rør. Økt leveranse gir ikke økt tap, og dermed reduseres varmetapet i prosent.

Tabell 17 Energibalanse for Case 1 [GWh/år]

Periode	2020 - 2024	2025-2034	2035-2044
Varmeproduksjon			
Elkjel	4,2	0,7	12,6
Biokjel - flis	64,5	71,4	83,5
Oljekjel	0,1		
Biooljekjel		0,2	7,8
Biokjel Næringsparken	0,0	2,0	5,9
Varmepumpe		30,3	30,5
Sum produksjon	68,9	104,6	140,3
Varmeforbruk			
Terminalområde	43,6	43,6	43,6
Vest for rullebane	8,9	8,9	8,9
Gardermoen Øst	9,0	9,0	9,0
Næringsparken		35,7	71,5
Sum forbruk	61,5	97,2	132,9
Sum deficit			
Varmetap	7,4	7,4	7,4
	10,8 %	7,1 %	5,3 %

Tabell 18 Utslipp og brukstid for varmepumpe

Period	2020 - 2024	2025-2034	2035-2044
Brukstid varmepumpe (%)		86,5 %	87,1 %
CO ₂ utslipp (tonn)	39,3		

5.2.2 Effektbalanser

Systemets topplasttime er time 8 i topplastdagen. Balansen mellom forbruk og produksjon for denne timen er vist i Tabell 17. Forbruket i topplasttimen er 28,5 MW for perioden 2020-24. Varmeproduksjon basert på flis går for fullt, og så dekker oljekjel resten. Elkjelene er per antakelse ikke tilgjengelig pga. utkoblbar tariff – en kan altså risikere at nettselskapet krever at elkjelene ikke skal produsere på dagen med høyest behov. Topplastforbruket øker til hhv. 40 MW og 51,5 MW for periodene 2025-2034 og 2035 – 2044. Produksjon basert på flis, og bruk av varmepumpene går for fullt i begge disse periodene, mens bruk av bioolje har tatt over for olje som balanserende energikilde.

For perioden 2035 – 2044 er maksforbruket større enn tilgjengelig produksjonskapasitet. Det oppnås likevel balanse gjennom bruk av døgnlageret for varme, som bidrar med 5,9 MW i topplasttimen av en maksimal kapasitet på 7 MW. Det blir derfor ikke underskudd på varme i noen tilfeller i noen timer.

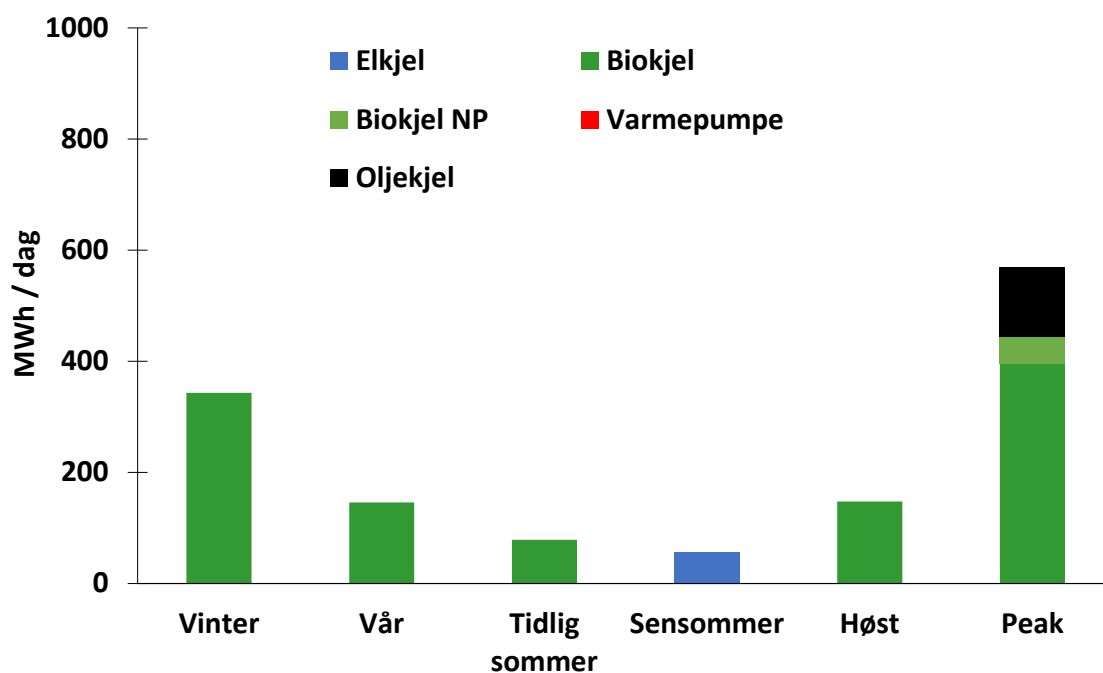
Tabell 19: Effektbalanse i topplasttime for systemet for Case 1 [MW]

Periode	2020 - 2024	2025-2034	2035-2044
Sesong	Peak	Peak	Peak
Time	8	8	8
<u>Varmeproduksjon</u>			
Elkjel			
Biokjel - flis	16,5	16,5	16,5
Oljekjel	10,9		
Biooljekjel		18,4	24,0
Biokjel Næringsparken	2,0	2,0	2,0
Varmepumpe		4,0	4,0
Sum produksjon	29,4	40,9	46,5
<u>Varmeforbruk</u>			
Terminalområde	20,2	20,2	20,2
Vest for rullebane	4,1	4,1	4,1
Gardermoen Øst	4,2	4,2	4,2
Næringsparken		11,5	23,0
Sum forbruk	28,5	40,0	51,5
Varmelager [MW]			5,9
Underskudd			
Varmetap	0,9	0,9	1,0
	3,2 %	2,3 %	2,1 %

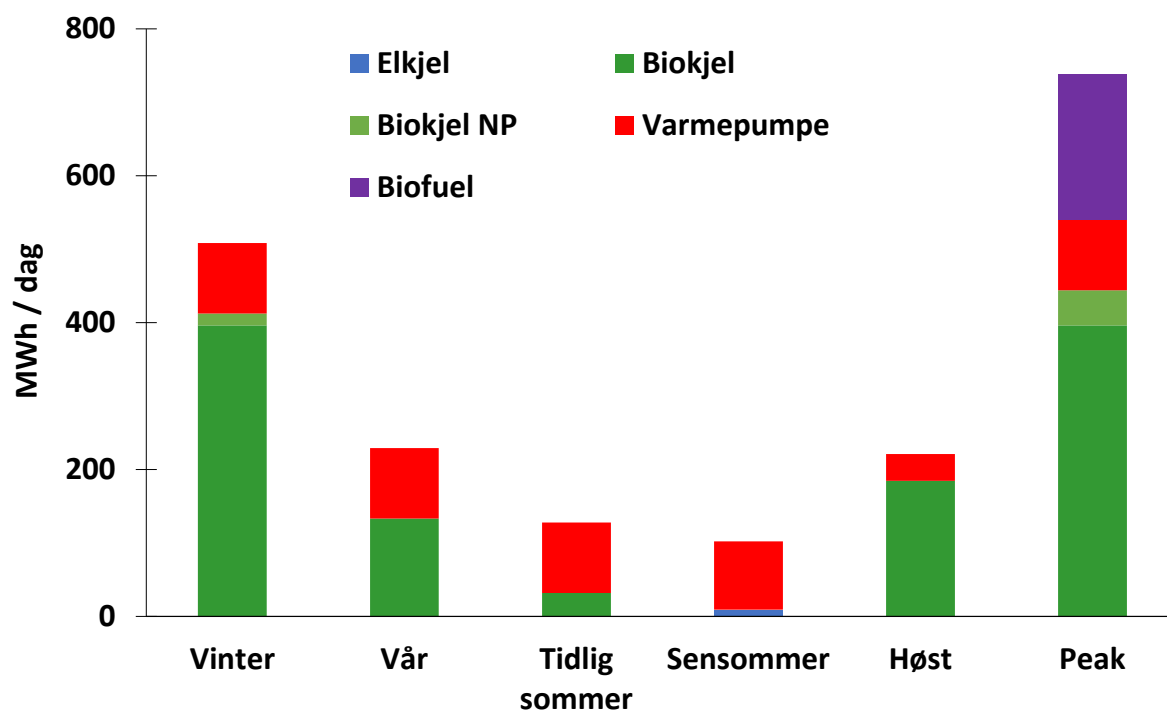
5.2.3 Sesongvariasjon for produksjon

Total varmeproduksjon per sesong må dekke opp forbruket per sesong, som er omtalt i kapittel 3, pluss varmetapet. Produksjonen fra ulike teknologier for hver sesong og periode er vist i Figur 12 - Figur 14. I den første perioden brukes kun biokjel basert på flis i vinter, vår og høst, siden produksjonskostnaden er kun litt over 20 øre/kWh varme produsert for produksjonsenheten som står i Gardermoen varmesentral. På sensommeren brukes elkjel fordi det er årlig vedlikehold på biokjelene. I topplastdagen brukes biokjel og oljekjel.

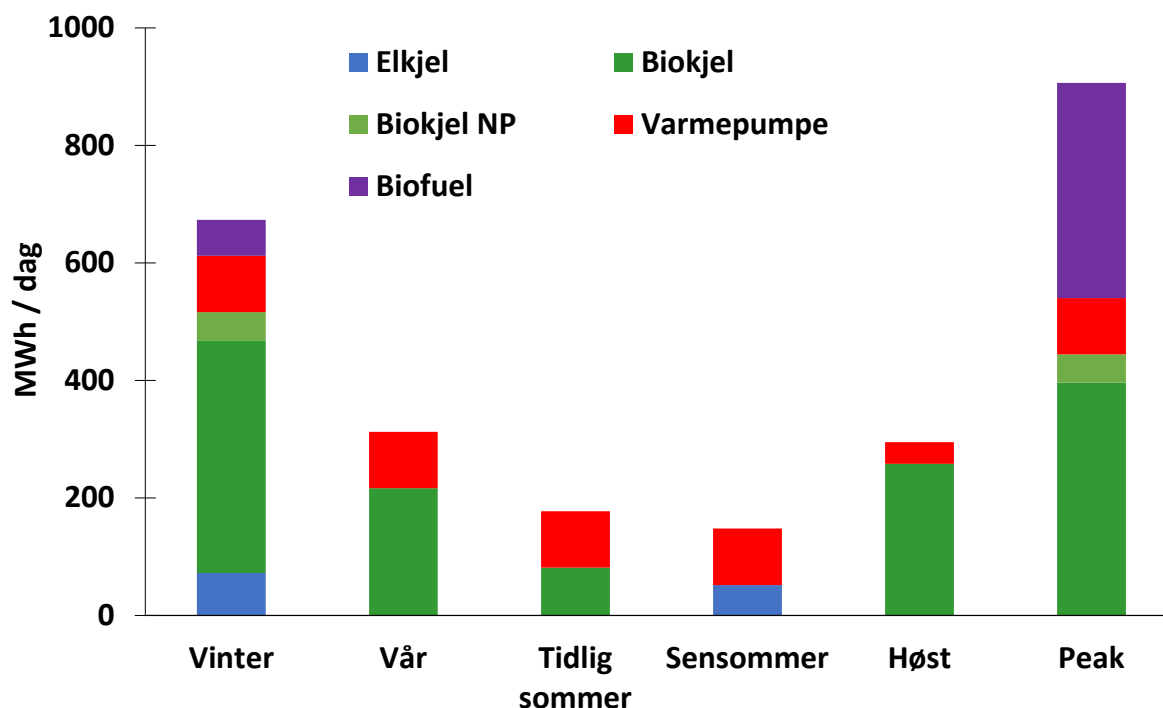
I perioden 2025 – 2034 har en investert i varmepumpene, og dermed endres produksjonsprofilen over sesongene. Etter investeringen i varmepumper er gjennomført blir bruken av dem relativt rimelig. Overskuddsvarmen har per forutsetning ingen alternativ anvendelse, og en får ut mye mer MWh varme enn MWh strøm brukt i varmepumpen. Varmepumpene blir derfor billigste produksjonsteknologi om våren og i de to sommerperiodene. Produksjonen går derfor for fullt disse periodene. Om høsten er kraftprisene høyere, og noen deler av dagen blir prisen per MWh produsert varme gjennom varmepumpe dyrere enn varme produsert med flis. Produksjonen fra varmepumpe er derfor lavere om høsten. Om vinteren er kraftprisene enda høyere. Men varmepumpeproduksjonen er likevel kostnadseffektiv fordi den mest effektive biokjelen går for fullt. Om vinteren er det produksjon i biokjelen også i Næringsparken, som har lavere virkningsgrad, som balanserer produksjonen. I topplastdagen brukes både biokjeler og varmepumper for fullt, mens kjel fyrt med bioolje balanserer forbruk og produksjon.



Figur 12 Produksjon per sesong og produksjonsenhet, 2020-24.



Figur 13 Produksjon per sesong og produksjonsenhet, 2025-34.

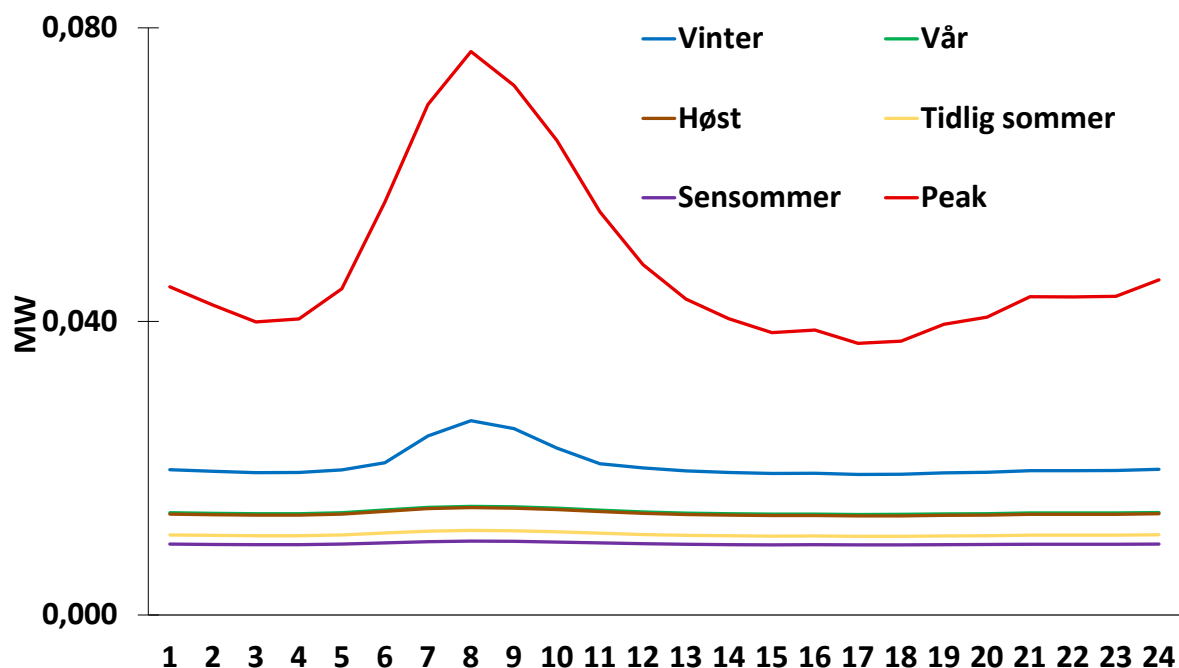


Figur 14 Produksjon per sesong og produksjonsenhet, 2035-44.

I den siste perioden, 2035-2044, er kapasitetsbalansen mer anstrengt, og flere produksjonsteknologier med høyere marginalkostnader må tas i bruk. Elkjeler tas i bruk om vinteren, og mer om sommeren når biokjelene er ute. Den relativt dyre produksjonen basert på bioolje må også tas litt i bruk om vinteren. Om høsten er det bruk av varmepumper og varmeproduksjon basert på flis, men ingen av teknologiene produserer for fullt. Det betyr at prisprofilen gjennom dagen endrer hvilken av de to teknologiene som er billigst for denne sesongen.

5.2.4 Sesongvariasjon for pumpearbeid i fjernvarmenett

Pumpearbeidet i fjernvarmenettet har også sesongvariasjon, som vist i Figur 15. Pumpearbeidet er koblet til massestrøm, og er derfor størst når det er høyt forbruk.



Figur 15 Strømforbruk av pumper i fjernvarmenettet for perioden 2020-25.

5.2.5 Kostnader

Tabell 20 viser blant annet årlige kostnader, både for drift og investeringer. Driftskostnadene for den første perioden er 14,9 MNOK per år. Med en produksjon på 68,8 GWh blir det en gjennomsnittlig produksjonskostnad levert inn til fjernvarmenettet på 21,5 øre/kWh. Produksjonskostnadene øker for de senere periodene i hovedsak fordi produsert mengde øker, og fordi dyrere produksjonsteknologier må tas i bruk. I den siste perioden er gjennomsnittlig produksjonskostnad 26,2 øre/kWh.

Investeringskostnadene er 62 MNOK i år 2025, som er investeringen i varmepumpe. Denne har en levetid på 25 år, og derfor eksisterer det en restverdi av investeringen på 12,4 MNOK ved inngangen til 2045 med en lineær avskrivning.

Nåverdien av alle kostnader, diskontert til starten av år 2020, er 357,9 MNOK. Av dette er 314,4 OPEX og 43,3 CAPEX. Denne nåverdien tilsvarer en annuitet på 26,4 MNOK per år. Dette er objektfunksjonen i Integrate modellen. Diskonteringen forutsetter at alle kostnader påløper 1. januar i for hvert år – det er altså ikke tatt med en innad-i-et-år diskontering for driftskostnader. For investeringskostnader forutsettes det at kostnadene påløper det første året i investeringsperioden.

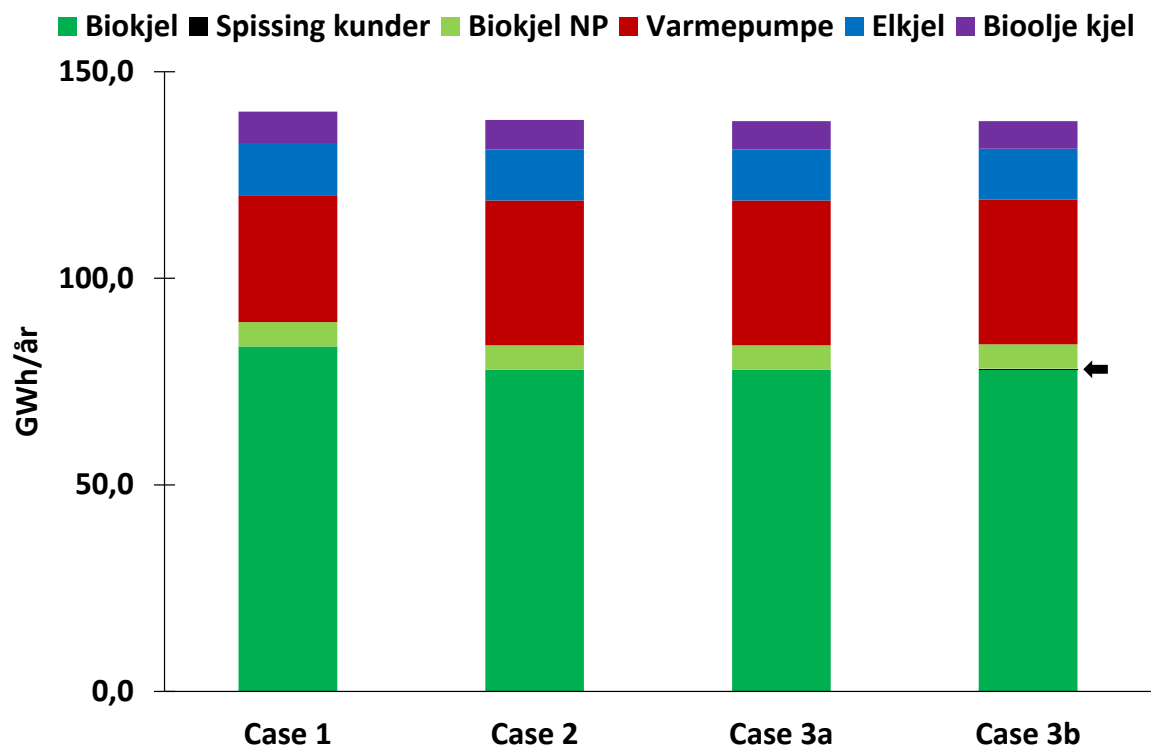
Tabell 20 Kostnader per år, diskontering, nåverdier, og annuiteter.

År	OPEX	CAPEX	Faktor	Nåverdier			Test
				OPEX	CAPEX	Totalt	
2020	14,9		1,000	14,9		14,9	26,4
2021	14,9		0,943	14,1		14,1	24,9
2022	14,9		0,890	13,3		13,3	23,5
2023	14,9		0,840	12,5		12,5	22,2
2024	14,9		0,792	11,8		11,8	20,9
2025	21,9	62,0	0,747	16,4	46,3	62,7	19,7
2026	21,9		0,705	15,5		15,5	18,6
2027	21,9		0,665	14,6		14,6	17,6
2028	21,9		0,627	13,8		13,8	16,6
2029	21,9		0,592	13,0		13,0	15,6
2030	21,9		0,558	12,2		12,2	14,7
2031	21,9		0,527	11,5		11,5	13,9
2032	21,9		0,497	10,9		10,9	13,1
2033	21,9		0,469	10,3		10,3	12,4
2034	21,9		0,442	9,7		9,7	11,7
2035	36,9		0,417	15,4		15,4	11,0
2036	36,9		0,394	14,5		14,5	10,4
2037	36,9		0,371	13,7		13,7	9,8
2038	36,9		0,350	12,9		12,9	9,3
2039	36,9		0,331	12,2		12,2	8,7
2040	36,9		0,312	11,5		11,5	8,2
2041	36,9		0,294	10,8		10,8	7,8
2042	36,9		0,278	10,2		10,2	7,3
2043	36,9		0,262	9,7		9,7	6,9
2044	36,9		0,247	9,1		9,1	6,5
2045	Restverdi:	-12,4	0,233		-2,9	-2,9	0,0
Rentesats	Annuitetsfaktor	Sum		314	43	358	358
6 %	0,074	Annuitet		23,2	3	26,4	Rett

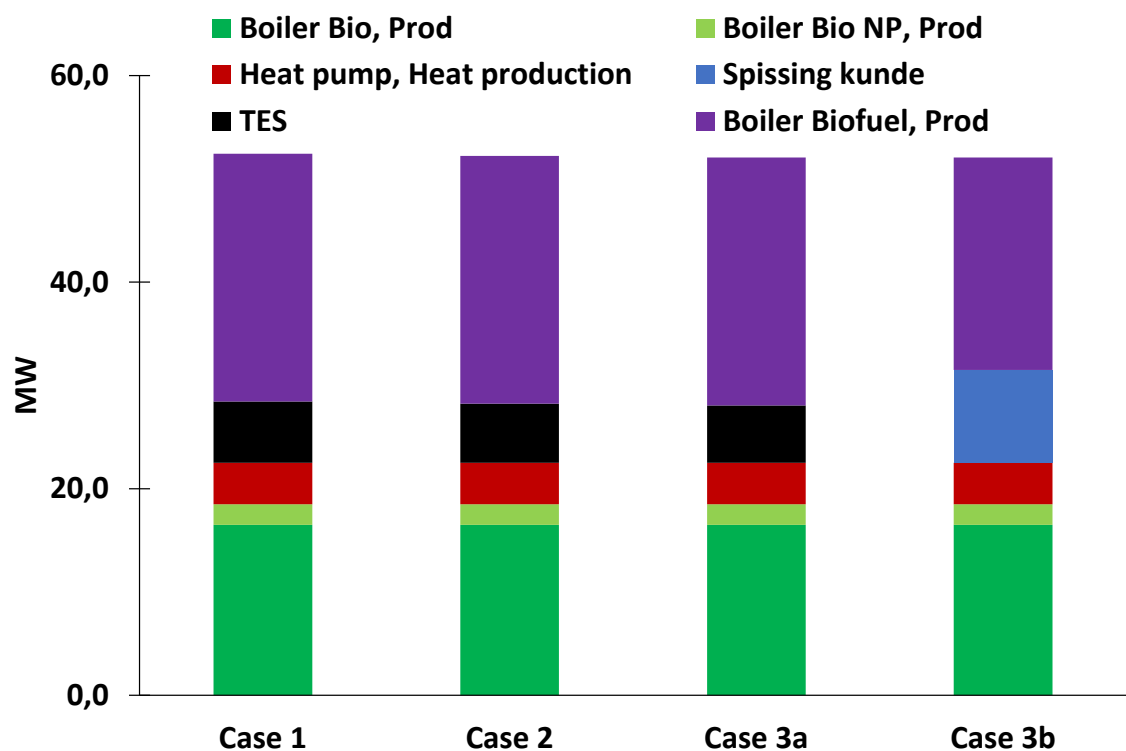
5.3 Sammenlikning av case

Den årlige varmeproduksjonen for ulike case i perioden 2035-2044 er vist i Figur 16, mens produksjonen i topplasttiden er vist i Figur 17. Forskjellen mellom casene er temperatur i fjernvarmenett, hvilken varmepumpe en investerer i, og om det er spissing av last hos kunder. På årnivå er likevel fordelingen mellom ulike produksjonsteknologier veldig lik for de ulike casene.

Det er litt høyere total varmeproduksjon i Case 1 grunnet høyere temperatur i nettet og dermed høyere varmetap, som vist i Tabell 21. Produksjonen fra varmepumpe er imidlertid noe lavere i Case 1 på grunn av dårligere virkningsgrad. På årnivå blir dette kompensert med høyere årlig varmeproduksjon basert på flis.



Figur 16 Årlig varmeproduksjon per case og teknologi 2035-44.



Figur 17 Tilgang varme i topplasttime for systemet, 2035-44.

Varmetapet for 2035-2044 er mer enn halvert i prosent sammenliknet med 2020-2024, siden tapet er tilnærmet konstant i GWh mens produksjonen er mer enn doblet. Fra Tabell 21 fremgår det at jo lavere temperaturen i fjernvarmenettet er, desto lavere blir varmetapet. Turtemperaturen i fjernvarmesystemet for case 1, 2 og 3 (a og b) er hhv. 106, 85, og 75 °C for vinterperioden.

Tabell 21 Varmetap og brukstid varmepumpe, 2035-2044.

	Case 1	Case 2	Case 3a	Case 3b
Varmetap (GWh)				
GWh	7,4	5,4	5,1	5,1
%	5,3	3,9	3,7	3,7
Brukstid varmepumpe				
%	87,1	100,0	100,0	100,0

I Case 1, 2, og 3a går produksjonen basert på flis, biolje, samt varmepumpene for fullt i topplasttiden. Dette gir imidlertid ikke tilstrekkelig produksjon for topplasttiden. Effektbalanse oppnås dermed ved at varmelageret tas i bruk. Denne varmen er tilgjengelig ved at varmeproduksjon basert på biolje andre deler av topplstdagen er større enn det som er nødvendig for å balansere systemet. Dette er derfor relativt dyr varme.

Case 3b skiller seg ut fra de andre ved at spissing hos kunde tas i bruk i topplasttiden. Dermed unngås bruk av varmelager, som har varme produsert fra biolje, samt noe av produksjonen basert på biolje i topplasttiden.

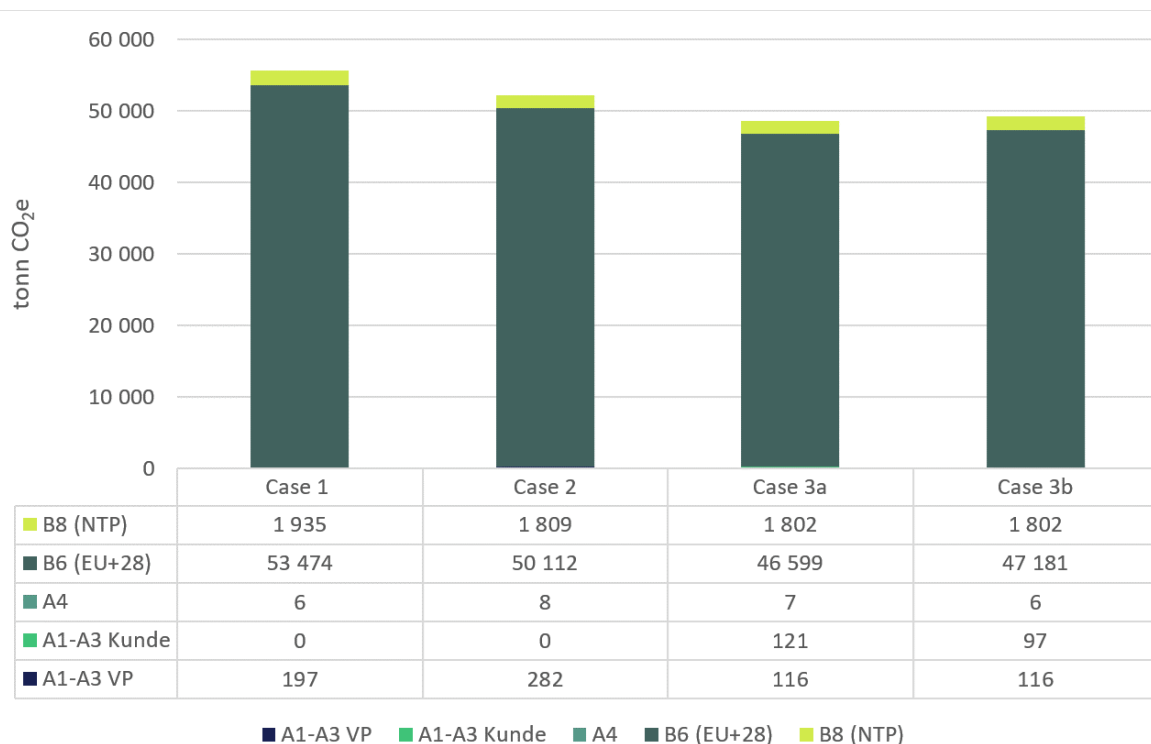
6 Resultater fra klimagassberegninger

Dette kapitlet viser resultatene fra screening-LCA som ble gjennomført for å kunne sammenligne utslippene over analyseperioden 2020-2045 for hver av casene. Det er også gjennomført sensitivitetsanalyser knyttet til transportavstander, utvikling i transportteknologien og utslippsfaktor for elektrisitet. Tabell 22 viser oversikten over scenarioene og de totale utslippene per scenario.

Tabell 22 Klimagassutslipp (tonn CO₂e) per scenario og case over hele analyseperioden 2020-2045.

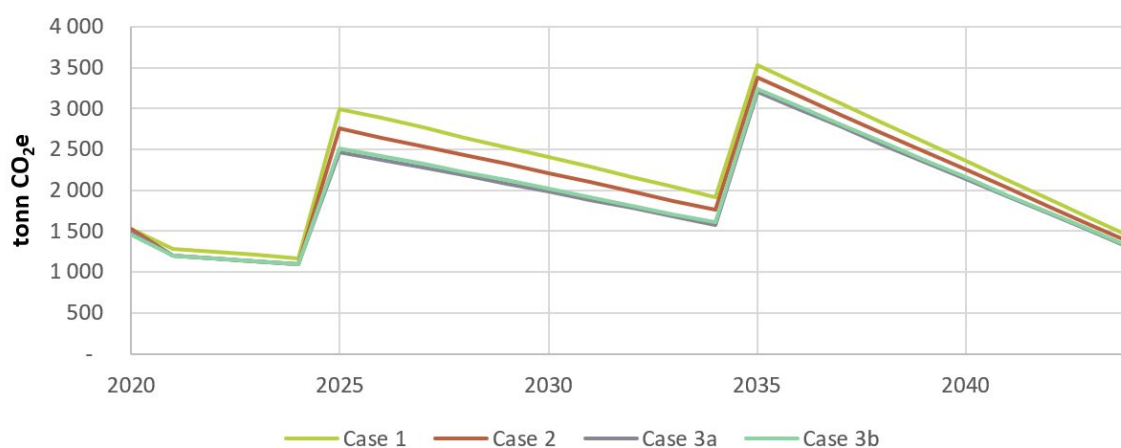
	Case 1	Case 2	Case 3a	Case 3b
Norsk restmiks + NB19	95 090	89 206	83 118	84 091
Norsk restmiks + NTP	94 100	88 283	82 196	83 168
EU+28 + NB19	56 776	53 302	49 730	50 286
EU+28 + NTP	55 786	52 378	48 808	49 364
Norsk produksjon + NB19	6 251	5 953	5 700	5 707
Norsk produksjon + NTP	5 261	5 029	4 778	4 785

Resultatene viser at det er liten forskjell mellom de fire casene med tanke på totale klimagassutslipp innad i hvert scenario. Figur 18 viser totale klimagassutslipp over hele analyseperioden basert på scenarioet "EU+28 + NTP". Case 3a er det alternativet i scenario "EU+28 + NTP" som i denne screening LCA har lavest klimagassutslipp med 48 808 tonn CO₂e, mens case 1 har høyest utslipp med 55 786 tonn CO₂e. Dette er også tilfellet for alle scenarioene der case 3a kommer best ut, etterfulgt av case 3b, case 2 og dårligst ut kommer case 1 grunnet høy temperatur og dermed lav COP. Forskjellen mellom høyeste og laveste utslippstall for casene er på rundt 14-15 %. Det er en betydelig større forskjell mellom de forskjellige scenarioene enn det er mellom casene, som viser at metodiske forutsetninger har stor påvirkning på resultatet. Figuren viser også at den største andelen utslipp kommer fra energibruk i drift (B6).



Figur 18 Totale klimagassutslipp i tonn CO₂e per case fordelt på livssyklusmodul med EU+28 elektrisitetsfaktor og NTP transportutvikling.

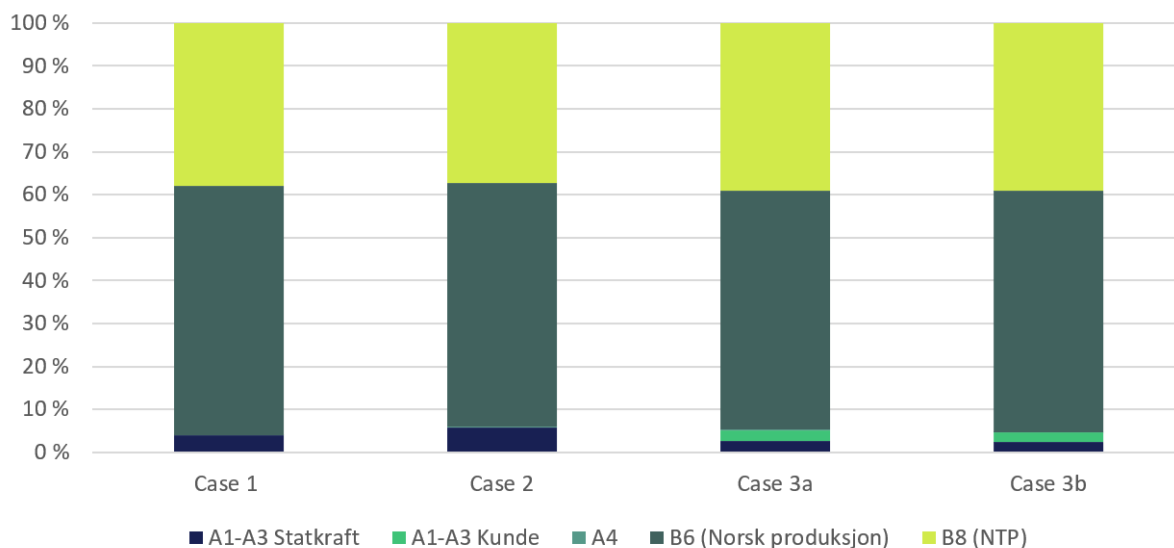
Klimagassutslippene er også beregnet per år per case over hele analyseperioden fra 2020 til 2045 som vist i Figur 19 for scenarioriet "EU+28 + NTP". Figuren viser at det klimagassutslippene øker når behovet øker i 2025 og 2035 (økningen var antatt å skje stegvis). Effekten av framskrivningene knyttet til elektrisitetsfaktoren og utviklingen i transportteknologi blir også tydelig ved at de driftsmessige utslippene (B6 og B8) reduseres gradvis årlig.



Figur 19 Årlige klimagassutslipp i tonn CO₂e per case (EU+28 + NTP).

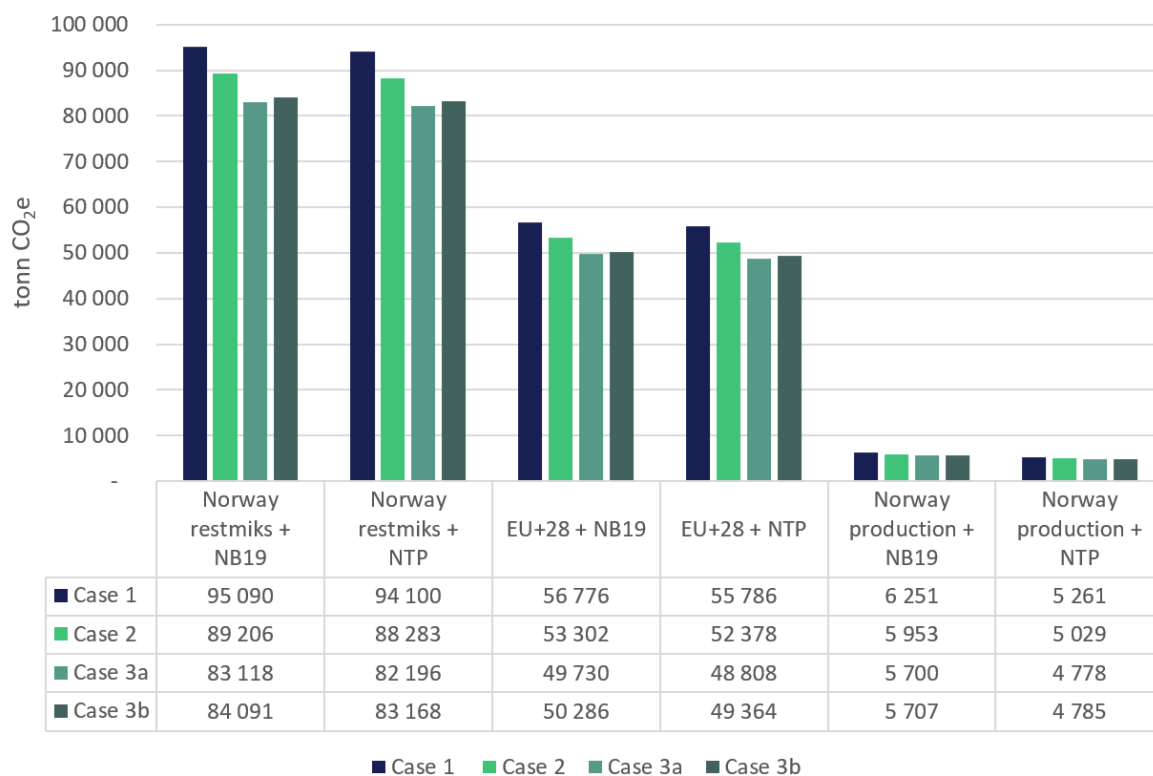
For å se effekten av de andre livssyklusmodulene viser Figur 20 klimagassutslippene basert på scenarioriet "Norsk produksjon + NTP" som er det scenarioriet hvor utslippene fra energibruk i drift (B6) er lavest. Da kommer det frem at det fortsatt er energibruk i drift som står for størst andel av utslippene med 56-58 % av utslippene, avhengig av case. Transport i drift (B8) bidrar med mellom 37-39 % av de totale

klimagassutslippene i dette scenariet. Videre er det utslippene fra produksjon av varmpumpene og kjølemediene (A1-A3 Statkraft) som står for mellom 3-6 % avhengig av case, etterfulgt av produksjon av elkjelene og annet arbeid hos kunden (A1-A3 Kunde) som står for rundt 2-2,5 % av utslippene fra Case 3a og 3b. Utslippene fra transport av varmpumpene og elkjelene er minimal og står kun for under 1 % av de totale utslippene.



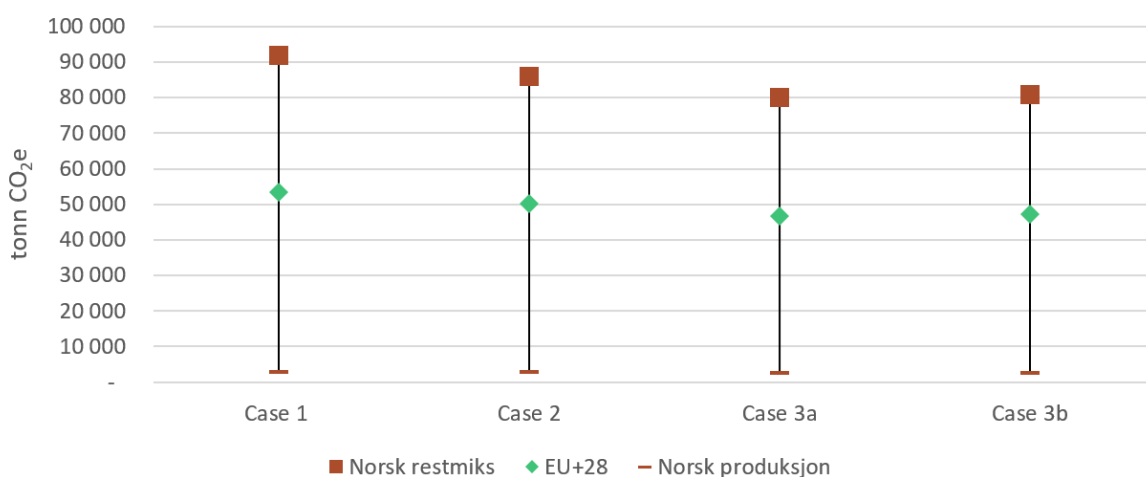
Figur 20. Totale klimagassutslipp i tonn CO_{2e} per case fordelt på livssyklusmodul med elektrisitetsfaktor for norsk produksjon (scenario "Norsk produksjon + NTP")

Resultatene viser at det er liten forskjell i sammenligningen mellom casene, men at valget av utslippsfaktor for elektrisitet og valg av framskrivninger i forhold til utviklingen i transportteknologi har mye å si på de totale klimagassutslippene. Figur 21 viser variasjonen i utslippene for hvert scenario som er vurdert utenom endringer i transportavstand for transport i drift (B8).



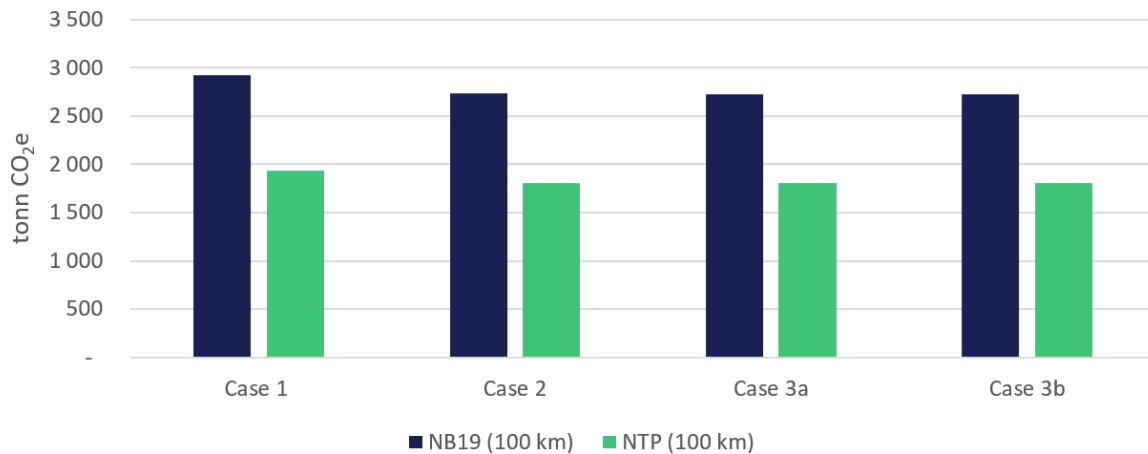
Figur 21 Totale klimagassutslipp i tonn CO₂e per case for alle scenarier.

Det ble gjennomført en sensitivitetsanalyse for å vurdere hvilken effekt bruk av forskjellige faktorer for elektrisitet vil ha å si på resultatene. Figur 22 viser utslippene for forskjellige faktorer og kun utslippene knyttet til livssyklusmodul "energibruk i drift (B6)" og viser at dette er faktoren med høyest varians og at valg av faktor vil gi stort utslag på de totale klimagassutslippene. Laveste totale utslipp er på 2 569 tonn CO₂e for Case 3a med norsk produksjonsmiks mens høyeste totale utslipp er på 91 787 tonn CO₂e for Case 1 med norsk restmiks.



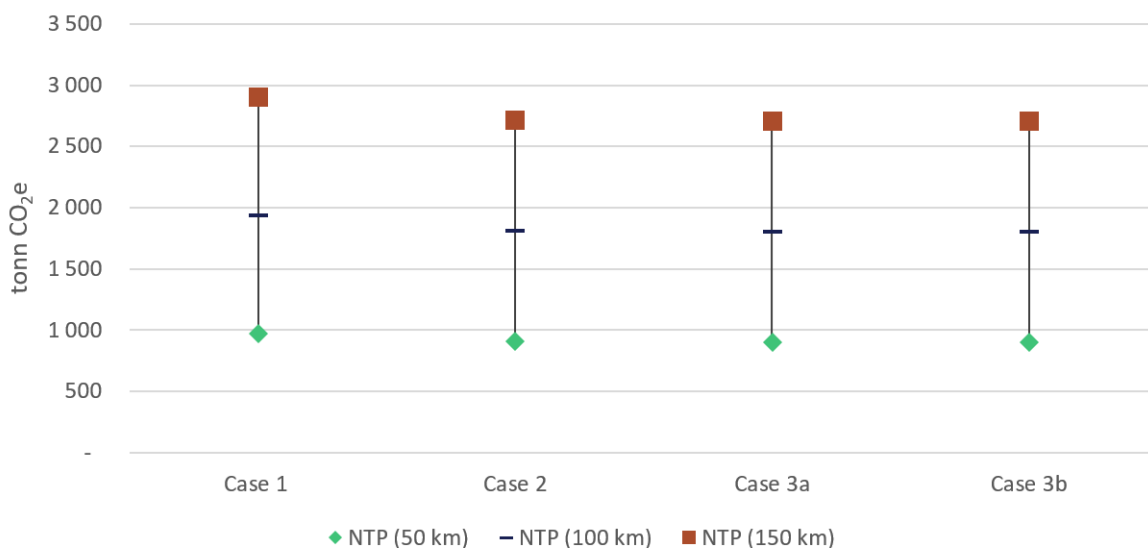
Figur 22. Sensitivitetsanalyse på elektrisitetsfaktor, viser kun livssyklusmodul B6.

Det ble også gjennomført en sensitivitetsanalyse for hvilken framskrivningsbane som ble benyttet, enten NTP eller NB19. Figur 23 viser de totale utslippene per case kun for livssyklusmodulen "transport i drift (B8)" per case. Ved å bruke framskrivningen basert på NTP 2018-2029 sitt anslag vil man få et lavere utslipp sammenlignet med framskrivningen basert på NB19. Avstanden mellom laveste og høyeste anslag er betydelig mindre enn for valg av elektrisitetsfaktor da laveste verdi ligger på 1 802 tonn CO₂e for Case 3a og 3b mens høyeste verdi ligger på 2 925 for case 1.



Figur 23 Sensitivitetsanalyse på transportfaktor, viser kun livssyklusmodul B8.

Da det er noe usikkerhet rundt transportavstander er det også gjort en sensitivitetsanalyse for å vurdere hvor stor effekt en reduksjon eller økning i avstanden olje, bioolje og flis må transporteres har å si for de totale utslippene. Figur 24 viser de totale utslippene knyttet til livssyklusmodul "transport i drift (B8)" og scenarioet med NTP 2019-2029 for tre forskjellige avstander på 50 km, 100 km og 150 km tur-retur. Denne viser at avstanden energikildene olje, bioolje og flis må transporteres vil ha litt å si for de totale klimagassutslippene da en avstand på 50 km tur-retur kan gi kun 1/3 av utslippene sammenlignet med en avstand på 150 km tur-retur.



Figur 24 Sensitivitetsanalyse på transportavstand, viser kun livssyklusmodul B8 og NTP scenario.

7 Diskusjon og konklusjoner

Generelt om tolkning av resultater

Resultater fra tekno-økonomiske analyser er typisk sensitive for input-data som er brukt og andre forutsetninger som er gjort. Det er derfor viktig å bruke best tilgjengelige data, og ideelt sett bør usikre faktorer belyses med sensitiviteter og andre scenario for usikkerhet. På grunn av begrensede ressurser tilgjengelig for denne studien har vi ikke kunnet belyse usikkerhet. Det kan imidlertid legges til grunn at kvaliteten på inngangsdata er for det meste veldig god, da dette er framskaffet av problemeier.

Lønnsomt å redusere temperaturen

Analysen viser at dagens høye temperaturnivå i fjernvarmenettet ikke vil være kostnadsoptimalt i fremtiden, med den kommende forbruksveksten i Næringsparken, gitt de investeringsalternativene som er spesifisert. Regnet i nåverdi kan totalkostnaden reduseres med 8 % ved en lavere turtemperatur. Kostnadsreduksjonen skyldes først og fremst redusert varmetap ved lavere temperatur, og bedre virkningsgrad for varmpumpe som utnytter tilgjengelig lavtemperatur-overskuddsvarme.

Kostnadseffektivt temperaturnivå

Vi har evaluert tre temperaturnivåer (ref. temperatur i topplast): 110 °C, 90 °C og 75 °C. Nåverdikostnad ble tilnærmet identisk for 90 °C og 75 °C, men 75 °C ble marginalt billigere. En temperatur på 90 °C krever kun moderate tiltak ute hos kundene pga. redusert temperatur. Reduseres temperaturen til 75 °C kreves derimot dyrere tiltak på kundesiden. På den andre siden oppnås enda større reduksjoner for tapet i fjernvarmenettet, og større virkningsgrad for varmpumpe. Når alle kostnader neddiskonteres viser det seg at fordelene med hhv. 90 °C og 75 °C balanserer hverandre.

Billigere med distribuert spissing av temperatur enn med tiltak inne hos kunden

For en turtemperatur på 75 °C i fjernvarmesystemet må det gjøres tiltak hos en del kunder for å kunne tilfredsstille varmebehovet. Her vurderte vi to alternativer: Tiltak inne hos de kundene som trenger en høyere temperatur (bl.a. større radiatorer og varmevekslere), versus distribuert spissing av temperatur slik at en kan unngå tiltak inne hos kundene. For tapet i fjernvarmenettet og effektiviteten til varmpumpen blir disse alternativene like, siden fjernvarmesystemet holder en turtemperatur på 75 °C. Dermed blir forskjellene i investeringskostnad avgjørende for hvilket av de to alternativene som er billigst. Forutsatte investeringskostnader for distribuert spissing av last lavere enn å gjøre tiltak inne hos kundene i vår studie. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til investeringskostnadene både til lokal spissing og for tiltak hos kunder.

Nær kapasitetsgrensen

Det er ingen tilfeller av mangel på kapasitet og ikke-levert energi for de casene vi har sett på. I systemets topplasttime for den siste perioden (2035-2044) brukes imidlertid all tilgjengelig produksjonskapasitet (unntatt i case der det eksisterer lokal spissing av last med elkjeler). For å få nok effekt må en i tillegg benytte døgnlageret for varme, og nesten opp mot maksimal kapasitet. Hvis vi hadde gjort en sensitivitet med små variasjoner i topplasten, ville det blitt eksempler på kapasitetsunderskudd. Reelt sett er fremtidig forbruk i topplasttiden usikkert, og det er ikke sikkert at kapasiteten blir stor nok for de investeringsalternativene vi har vurdert. På den andre siden er det mulig å korrigere strategien for hvordan varme skal produseres etter hvert som en observerer hvordan varmebehovet utvikler seg. I dette prosjektet har vi ikke gjennomført en analyse av et slikt stokastisk problem, men det kan gjøres i Integrate.

Andre aktuelle ZEN-KPI'er: Energieeffektivisering, og utnyttelse av lokale energikilder

Lavere temperatur i fjernvarmenettet gir redusert tap, og representerer dermed en energieffektivisering. Den lavere temperaturen gjør det også lønnsomt å bruke varmepumpen oftere, og fører til en bedre virkningsgrad, så dette representerer både energieffektivisering (mindre strømbruk i varmepumpe) og økt utnyttelse av lokale energikilder i analyseområdet (overskuddsvarme). Lavere temperatur vil også gi mindre behov for service på varmepumpen, dermed lavere driftskostnader.

Andre ikke-verdsatte virkninger

I en samfunnsøkonomisk analyse er det totalkostnaden for systemet som undersøkes, og det vil være noen relevante elementer som ikke blir tallfestet. Den viktigste er kanskje det at den billigste løsningen, dvs. 75 °C og lokal spissing, har reelt sett en vesentlig økonomisk fordel som ikke er verdsatt i analysen: Den øker den samlede produksjonskapasiteten i systemet, som er helt på marginen i alle andre case. På den andre siden er den metoden som er brukt for å representere kostnader i det elektriske nettet utenfor analyseområdet tilpasset alminnelig forsyning. Spissing ved bruk av elkjeler som ikke har utkoblbar tariff har dermed en ekstra ulempe som ikke er verdsatt, nemlig at løsningen vil føre til økt strømbehov på de dagene når det omkringliggende nettet allerede er høyest belastet. I prinsippet kunne denne ekstra kostnaden blitt representert med en effekttariff som ble lagt til som en driftsuavhengig kostnad for løsningen med lokal spissing.

En mulig fordel med 90 °C sammenliknet med 75 °C er at det er mindre behov for færre tiltak ute hos kundene. Dette kan ha en organisatorisk fordel for fjernvarmeforsyningen, og for hvilken forretningsmodell og prisingstruktur en kan/skal bruke til å oppnå de systemgevinstene som er identifisert. På den andre siden kan lokal spissing gjennom bruk av elkjeler forenkle implementeringen sammenliknet med en løsning der en må gjøre tiltak inne hos kundene. Dermed er det ikke sikkert at en senkning til 75 °C blir så mye mer krevende på kundesiden likevel. Andre fordeler med en senkning til 75 °C, ut over det som er nevnt under andre ZEN-KPI'er, kan være at en ønsker å oppnå erfaring og læring for hvordan en kan redusere temperaturen på en god og praktisk måte i et fjernvarmesystem.

Usikkerheter og begrensninger

Det er mange usikre faktorer i den tekno-økonomiske analysen som vi har gjennomført. Noen av de mest åpenbare usikkerhetsmomentene er:

1. Kostnader på kundesiden ved redusert temperatur. Dette gjelder både ved lokal spissing eller tiltak inne hos kunder.
2. Fremtidig forbruk (årlig, og i topplasttime)
3. Langsiktig utvikling av strømpriser og tariffier
4. Pris og evt. tilgang på andre energibærere
5. Teknologisk utvikling og mulige investeringer i fremtiden
6. Antakelse om konstant kondenseringstemperatur for varmepumpene over hele året
7. Driftskostnadene til varmepumper. Høyere temperaturkrav fører til høyere driftskostnader, noe som ikke er tatt i hensyn.

Klimagassberegninger

I tillegg til den tekno-økonomiske analysen ble det gjennomført en screening-LCA som kan bistå med å sette søkelyset på de elementene i prosjektet som kan se ut til å bidra til høyest klimagassutslipp over levetiden. Det er begrenset med detaljert tallgrunnlag og det er dermed gjort flere antagelser og forenklinger som beskrevet i bakgrunnsdataen, dette vil gi større usikkerhet i resultatene. Det anbefales

å oppdatere dette grunnlaget når mer detaljert informasjon om valg av mulige produkter og løsninger er tilgjengelig.

Resultatene fra screening-LCA viser at det er liten forskjell mellom casene for de totale klimagassutslippene. Caset med lavest turtemperatur på 75°C kombinert med tiltak hos kundene har de laveste klimagassutslippene etterfulgt av 75 °C og lokal spissing, deretter caset med 90 °C turtemperatur og til slutt 110 °C. Det er viktig å merke seg at grunnet forskjeller i temperatur og COP til varmepumpene i de forskjellige casene er dette en driver for forskjellene i klimagassutslippene.

Det som er viktigst å merke seg med denne screening-LCA er at valg av faktorer for beregning av utslipp fra elektrisitet og for teknologisk utvikling innenfor transportsektoren har store utslag på de totale klimagassutslippene. Uavhengig av faktor for elektrisitetsmix er det energibruk i drift som bidrar i størst grad til klimagassutslipp over analyseperioden 2020-2045 etterfulgt av transport i drift. Selve produksjon og transporten av komponentene til varmepumper, el-kjeler og kjølemedier har mindre påvirkning i utslipp når man ser på hele levetiden til produktene.

Referanser

- AIB. (2020). *European Residual Mixes 2019. Results of the Calculation of Residual Mixes for the Calendar Year 2019*. association of issuing bodies (AIB), Brussels, BE. Hentet fra <https://www.aib-net.org/facts/european-residual-mix>
- Bakken, B., Skjelbred, H., & Wolfgang, O. (2007). eTransport: Investment planning in energy supply systems with multiple energy carriers. *Energy*, 32(9), 1676-1689.
- Fridstrøm, L. (2019). *Framskrivning av kjøretøyparken i samsvar med nasjonalbudsjettet 2019*. TØI rapport, Transportøkonomisk institutt (TØI) Institute of Transport Economic, Oslo, NO. Hentet fra <https://www.toi.no/publikasjoner/framskriving-av-kjoretoyparken-i-samsvar-med-nasjonalbudsjettet-2019-article35527-8.html>
- GEA. (2020). *Heat Pump GEA RedAstrum*. Hentet fra <https://www.gea.com/en/products/refrigeration-heating/heat-pumps/redastrum-ammonia-heatpump.jsp>
- Lindberg, K. B., Bakker, S. J., & Sartori, I. (2019). Modelling electric and heat load profiles of non-residential buildings for use in long-term aggregate load forecasts. *Utilities Policy*, 63-88.
- Meteorologisk Institutt. (2020, Januar 21). *Været i Norge i 2019*. Hentet fra <https://www.met.no/nyhetsarkiv/vaeret-i-norge-i-2019>
- NVE. (2020). *Electricity Disclosure 2019*. Norwegian Water Resources and Energy Directorate - Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Retrieved from <https://www.nve.no/energy-supply/electricity-disclosure/>
- NVE. (2020). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040*. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf
- Osby Parca. (2021). *Osby Parca EL 500 Eco*. Retrieved from Osby Parca: <https://www.osbyparca.se/product/?id=146>
- PRÉ. (2021). *SimaPro*. Hentet fra PRÉ Sustainability: <https://simapro.com/>
- SABROE. (2021). *DualPAC Heat Pump*. Hentet fra <https://www.sabroe.com/en/products/chillers-and-heat-pumps/dualpac-heat-pumps/>
- SABROE. (2021). *HeatPAC Heat Pump*. Hentet fra <https://www.sabroe.com/en/products/chillers-and-heat-pumps/heatpac-heat-pumps/>
- Schlemminger, C. (2021). Personlig kommunikasjon. SINTEF.
- Standard Norge. (2018). Metode for klimagassberegninger for bygninger. *NS 3720:2018*.
- Statkraft Varme. (2021, April 13). *Akkumuleringstank Gardermoen varmesentral*. Hentet fra <https://www.statkraftvarme.no/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger-ny/arkiv-ny/2021/akkumuleringstank-gardermoen-varmesentral/>
- Värmebaronen. (2017). *Elpannor*. Hentet fra Värmebaronen: https://varmebaronen.se/wp-content/uploads/2017/11/ElpannorIndustriFastighet2017_minimized.pdf
- Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., & Weidema, B. (2016). The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 21(9), 1218–1230.
- Wheatcroft, E., Wynn, H., Lygnerud, K., Bonvicini, G., & Leonte, D. (2020). The Role of Low Temperature Waste Heat Recovery in Achieving 2050 Goals: A Policy Positioning Paper. *Energies*, 13(8), 1-19.



VISION:

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

Z E N

Research Centre on
ZERO EMISSION
NEIGHBOURHOODS
IN SMART CITIES



<https://fmezen.no>