

Energiveier for framtidige byggningsområder

Stian Fossmo Eliassen
Ola Skrautvol

Master i produktutvikling og produksjon
Innlevert: juni 2016
Hovedveileder: Natasa Nord, EPT
Medveileder: Lars Olof Nord, EPT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for energi- og prosesseteknikk

EPT-M-2016-34 og 122

MASTEROPPGAVE

for

Ola Skrautvol og Stian Fossmo Eliassen

Våren 2016

Energiveier for framtidige bygningsområder

*Energy pathways of future building areas***Bakgrunn og målsetting**

På grunn av strengere bygningsenergikrav, vil fremtidige bygninger karakteriseres med lav grunnlast men med sporadiske høye topper. Imidlertid vil fremtidige bygningsområdene fortsatt inneholde gamle og mellom gamle bygninger. Alle disse vil gi en kompleks bilde av bygningers total energibehov. På den andre siden, er det krav om at fremtidige bygningsområder skal forsynes med fornybare energikilder. Vanligvis skal flere energiforsyningsteknologier benyttes. Hensikten med oppgaven er å vurdere og definere trender og krav i energiforsyningssystemer og teknologier til bygninger for de fremtidige bygningsområdene. Oppgaven skal være et felles arbeid mellom energibehovet til bygninger og energiforsyningsteknologier. Arbeidet med energibehovet av de fremtidige bygningsområdene innebærer å kombinere bygningsenergibehov og utvikling av boligmasse i framtiden. Arbeidet med energiforsyningsteknologier skal omfatte analyse av hvilke teknologier kan være relevante og hva som kan være krav til disse teknologiene vedrørende design og kontroll. Resultatene av dette arbeidet kan brukes til energiplanlegging og for å definere krav til energiforsyningen. For å simulere energibehov til bygninger skal IDA-ICE benyttes. EBSILON Professional eller andre relevante verktøy kan benyttes for å simulere energiforsyningsteknologier for å få en mer realistisk bilde på anleggsytelser. Samkjøring av resultatene for å beregne CO₂-utslipp og utvikling av energiveier kan utarbeides i MATLAB. For samkjøring av resultater skal forenklete modeller utvikles for energiforsyningsteknologier, slik at det blir lettere å kombinere resultater og eventuelt utføre optimalisering. CO₂-utslipp kan variere over årene og kan være vanskelig å bestemme. Derfor en analyse av verdier på CO₂-utslipp fra ulike teknologier kan være fordelaktig.

Målet med oppgaven er å definere trender og krav i energiforsyningssystemer og teknologier til bygninger for fremtidige bygningsområdene.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Litteraturstudium av følgende temaer: tidligere, nåværende og kommende energikrav til bygninger i Norge, relevante energiforsyningsteknologier, energiplanlegging, verktøy for energiplanlegging.
2. Samle informasjon om flere bygningstyper og energiforsyningsteknologier som skal analyseres.

4. Utvikle bygningssimuleringsmodeller på basis av samlet informasjon. Utvide bygningssimuleringsmodeller slik at det er tatt hensyn til brukeratferd, ulike driftstider, tappevannforbruk, lys, og andre elektriske utsyr bruk.
5. Definere flere profiler av energibehovet av de fremtidige bygningsområdene hvor en mulig økning av boligmasse i framtiden er tatt med.
5. Utvikle simuleringsmodeller for relevante og framtidens energiforsyningsteknologier i EBSILON Professional. Definer forenklete modeller basert på de hovedparametere.
6. Utvikle metodikk for vurdering av CO₂-utslipp og energigiveier i MATLAB. Ta hensyn at ulike teknologier har ulike strategier for å komme i bruk. Prøv ut ulike scenarier med energiforsyningssystemer og teknologier til bygninger for å vurdere total energibruk og CO₂ utslipp fra de fremtidige bygningsområdene.
7. Analysere og presentere resultater over flere år. Presenter og diskuter hvilke teknologier kan føre til minskning av samfunnets CO₂ utslipp fra bygningsområder.

” - ”

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/veileder. 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 prosesseteknikk.

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, instituttnavn, 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, strømnings teknisk, varmeteknikk)

Feltarbeid

NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk, 20. januar 2015



Olav Bolland
Instituttleder



Natasa Nord
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder: Lars Olof Nord, Institutt for energi- og prosessteknikk, lars.nord@ntnu.no

FORORD

Masteroppgaven er skrevet våren 2016 ved Institutt for energi- og prosessteknikk på Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. Masteroppgaven bygger videre på prosjektoppgaven skrevet høsten 2015 under samme navn og tema, og markerer avslutningen på et langt og lærerikt utdanningsløp.

Vi vil først og fremst rette en stor takk til hovedveileder Natasa Nord for god hjelp og veiledning. Hun har vært en viktig støttespiller når det gjelder henvisning til relevant litteratur og oppbygning av rapporten.

I tillegg vil vi takke medveileder Lars O. Nord som har hjulpet oss med den delen av oppgaven som tar for seg ulike energiforsyningssystemer, og da spesielt med programvaren EBSILON Professional.

Til slutt vil vi takke hverandre for godt samarbeid og våre foreldre for korrekturlesning og god støtte underveis.



Stian Fossmo Eliassen
14. juni 2016



Ola Skrautvol
14. juni 2016

SAMMENDRAG

På grunn av strengere energikrav til bygninger, vil fremtidige bygninger karakteriseres med lav grunnlast, men med sporadisk høye topper. Fremtidens bygningsområder vil imidlertid fortsatt inneholde eksisterende og historiske bygninger, noe som gir et sammensatt bilde av det totale energibehovet. Samtidig er det satt krav om at fremtidige bygningsområder skal forsynes med fornybare energikilder. Hensikten med denne oppgave var å se på ulike energiforsyningssystemer og teknologier som kan bidra til å redusere samfunnets CO₂-utslipp i fremtiden, samt å definere trender og krav til disse.

For å løse oppgaven ble det utviklet fire ulike modeller med forskjellig bygningsstandard i simuleringssystemet IDA ICE, og som skulle representere reelle boliger i en boligmasse. Videre ble energibehovet til modellene aggregert og vektet for å få en realistisk fordeling mellom eldre-, mellomgamle- og nye bygg. Med bakgrunn i det aggregerte energibehovet og et litteraturstudie, som tar for seg aktuelle energiforsyningsteknologier, ble det utarbeidet fire forslag til energiforsyningssystemer. I forslagene inngår kombinasjoner av avfallsforbrenning med kogenerering (CHP), varmepumpe, elkjel og biokjel. Forenklete modeller av forslagene ble utviklet i EBSILON Professional for å få oversikt over den tilførte energien som er grunnlaget for CO₂-beregningene.

Ved å bruke CO₂-faktorene fra Norsk Energi kommer det fram av resultatene at det er energiforsyningssystemet med et avfallsforbrenningsanlegg (CHP) som dekker 90 % og elkjel som dekker 10 % av varmebehovet, som har det laveste CO₂-utslippet med en margin på 10,3 %. Energiforsyningssystemet som har det høyeste CO₂-utslippet er biobrenselsanlegget i kombinasjon med elkjel. Denne løsningen har 21,3 % høyere CO₂-utslipp. Når man bruker CO₂-faktorer fra andre kilder derimot, vil resultatene endre seg. Hvis man utelukkende bruker elektrisitet produsert i Norge, som har en lavere CO₂-faktor enn den som er oppgitt av Norsk Energi, er det løsningen med et avfallsforbrenningsanlegg i kombinasjon med en varmepumpe og elkjel som kommer best ut. Dette viser at valg av CO₂-faktor har stor betydning for resultatet, og da spesielt CO₂-faktoren for elektrisitet. Ulike selskaper og organisasjoner opererer ofte med forskjellige CO₂-faktorer for å verne om egne interesser, så det kan være vanskelig å si hvilke CO₂-faktorer som er utarbeidet på et mest mulig objektivt grunnlag.

I scenarioet med en økende boligmasse kommer det fram av resultatene at CO₂-utslippet øker svakt mot 2050, for alle energiforsyningssystemene, på tross av at nye boliger som bygges med passivhusnivå kun bruker halvparten av energien til de eldre byggene som rives. I scenarioet med en konstant boligmasse derimot, er CO₂-utslippet estimert til å reduseres med mellom 22,7-27,2 % avhengig av hvilket energiforsyningssystem man ser på. Dette viser at implementering av strengere byggeforskrifter har en positiv effekt på CO₂-utslippet, men at det har mindre påvirkning på utslippet enn det valg av energikilder og energiforsyningssystem har. For å redusere CO₂-utslippet til fremtidens bygningsområder bør derfor hovedfokuset ligge på energiforsyningssiden.

Basert på resultatene er det definert flere trender og krav i energiforsyningssystemer, og teknologier til bygninger, som kan minske CO₂-utslippet i fremtidige bygningsområder.

ABSTRACT

Due to stricter building energy requirements, future buildings will be characterized with low base loads and occasional high peaks. However, future building areas will still contain existing and historical buildings, which will give a complex figure of the heat demand in future building areas. Additionally, there is a requirement that future building areas have to get energy from renewable energy sources. The objective of this task is to look at different energy systems and technologies that can help to reduce societies CO₂ emissions in near future, and furthermore define necessary trends and requirements for the systems.

In order to solve the task, four models with different building codes have been developed in the simulation software IDA ICE. The models were supposed to represent actual buildings. Furthermore, the energy demand of the models have been aggregated and weighted in order to achieve a realistic distribution of old, semi-old and new buildings. A literature study on relevant energy supply technologies is performed to come up with different energy supply proposals. The proposals have combinations of waste incineration with combined heat and power (CHP), heat pump, electric boiler and biomass boiler. Simplified models of the proposals have been developed in EBSILON Professional in order to get an overview over the primary energy supply, which is the calculation basis of the CO₂ emissions.

When using the suggested CO₂-factors from Norsk Energi the results show that the combination where waste incineration plant (CHP) covers 90 % of the heat demand, and the electric boiler covers 10 %, that gives the lowest CO₂ emissions with a 10,3 % margin. The energy supply system that has the most CO₂ emissions is the biomass boiler in combination with an electrical boiler. This combination has 21,3 % higher CO₂ emissions. When using other CO₂-factors from other sources however, the results will change. If one exclusively uses electricity produced in Norway, which has a much lower CO₂-factor than the suggested factor from Norsk Energi, the energy supply system with a combination of waste incineration (CHP), heat pump and electric boiler has the lowest CO₂ emissions. This shows that the results are very depending on which CO₂-factor is used for the different energy sources, and furthermore it is hard to tell which one is more objective and correct to use.

In the scenario with an increasing housing stock, the CO₂ emission is estimated to increase slightly towards 2050, for all the energy supply proposals, even though the new buildings use half the energy than of the old buildings. For the scenario with a constant housing stock, the CO₂ emission are estimated to decrease by around 22,7-27,2 % depending on which energy supply system is considered. This shows that the influence of implementing stricter building codes have a lot less impact on societies total CO₂ emissions, compared to the influence of the CO₂-factors and which energy supply technology is used. Consequently, the main focus should lie on energy supply systems and energy sources.

Based on the results, numerous requirements and trends have been defined for the both energy supply systems, and the technologies in buildings, in order to reduce the CO₂ emissions in near future.

INNHALDSFORTEGNELSE

Sammendrag	
Abstract	
Liste over figurer	I
Liste over tabeller	IV
Symboler og forkortelser	V
1 Introduksjon	1
1.2 Bakgrunn og motivasjon	1
1.3 Mål og struktur	2
1.4 Begrensning av arbeid	3
2 Energiplanlegging	4
2.1 Valg av simuleringsprogram	6
2.1.1 EBSILON Proffesional	6
2.1.2 IDA ICE	7
3 Energikrav til bygninger	8
3.1 Historiske krav	8
3.2 TEK 10	8
3.3 NS 3700	8
3.4 Revidert TEK 10	9
3.5 Fremtidige krav	10
4 Energiforsyningsteknologier og energikilder	11
4.1 Fjernvarme	11
4.2 Elektrisitet	13
4.3 Biobrensel	15
4.4 Avfallsforbrenning	20
4.4.1 CHP	22
4.5 Varmepumpe	24
4.6 Karbonfangst og lagring (CCS)	25
5 Metodikk	27
5.1 Oppgavens overordnede fremgangsmåte	27
5.2 Fremgangsmåte for effektregulering av energiforsyningsteknologiene og beregning av CO ₂ -utslipp	29
6 Simulering av energibruk i en husholdning	33
6.1 Beskrivelse av husholdningen	33
6.2 Modell for «Eldre bygg»	35
6.3 Modell for «Mellomgammelt bygg»	36
6.4 Modell for «TEK 10-bygg»	37

6.5	Modell for «Passivhus»	38
6.6	Oppsummering og sammenlikning av modeller	40
7	Aggregert boligmasse	42
7.1	Vekting av boligmassen	42
7.2	Lineær framskrivning av boligmassen	44
7.3	Energisituasjonen til boligmassen	48
7.3.1	Effekt- og energibehov i dag og frem mot 2050	50
7.3.2	Varighetskurver for boligmassen.....	53
8	Sensitivitetsanalyse av brukermønster til boligmassen	56
8.1	Varmtvannsbehov.....	56
8.2	Driftstider.....	60
8.2.1	Reduserte driftstider	61
8.2.2	Økte driftstider	62
8.3	Belysning- og utstyrsbehov	65
8.4	Sammenlikning av brukermønster	67
9	Energiforsyning til boligmassen.....	70
9.1	Forslag til energiforsyningssystemer	70
9.1.1	Biokjel og elkjel.....	71
9.1.2	Avfallsforbrenning (CHP) og elkjel.....	72
9.1.3	Avfallsforbrenning (CHP), varmepumpe og elkjel	74
10	Modeller i EBSILON Professional	75
10.1	Avfallsforbrenningsanlegg med CHP	75
10.1.1	Brennverdi for avfall	77
10.1.2	Analyse av ytelsesparametere og virkningsgrader	78
10.2	Biobrenselsanlegg.....	87
10.2.1	Brennverdi for biomasse	88
10.2.2	Analyse av ytelsesparametere og virkningsgrader	89
10.3	Varmepumpe	92
10.3.1	Analyse av ytelsesparametere og virkningsgrader.....	92
11	Effektregulering og CO ₂ -utslipp.....	94
11.1	Biokjel og elkjel	94
11.2	Avfallsforbrenning (CHP) og elkjel	95
11.3	Avfallsforbrenning (CHP), varmepumpe og elkjel.....	98
11.4	CO ₂ -utslipp fra boligmassen	99
11.4.1	CO ₂ -utslipp ved økende boligmasse.....	99
11.4.2	CO ₂ -utslipp ved konstant boligmasse	102
11.4.3	Alternative CO ₂ -faktorer	105

12	Diskusjon	110
12.1	Framskrivning og vekting av boligmassen	110
12.2	CO ₂ -faktorer	111
12.3	Energiforsyningssystemer og fordelinger	113
12.4	Modeller i EBSILON Professional	114
12.5	Fremtidige teknologier og utvikling.....	115
13	Konklusjon.....	116
14	Videre arbeid.....	118
	Kilder og referanser	119
	Vedlegg 1 – Varighetskurver for oppvarmingsformål og el-spesifikke formål ved økende boligmasse	I
	Vedlegg 2 – Varighetskurver for oppvarmingsformål og el-spesifikke formål ved konstant boligmasse	V
	Vedlegg 3 – Effekt- og energibehov ved økende og konstant boligmasse	IX
	Vedlegg 4 – CO ₂ -utslipp fra forslag 1 (biokjel og elkjel) ved økende og konstant boligmasse	XI
	Vedlegg 5 – CO ₂ -utslipp fra forslag 2 (Avfallsf. på 33,1 MW og elkjel) ved økende og konstant boligmasse	XII
	Vedlegg 6 – CO ₂ -utslipp fra forslag 3 (Avfallsf. på 25,6 MW og elkjel) ved økende og konstant boligmasse	XIII
	Vedlegg 7 – CO ₂ -utslipp fra forslag 4 (Avfallsf., VP og elkjel) ved økende og konstant boligmasse	XIV

LISTE OVER FIGURER

Figur 2-1: Mål og 5-årsplaner for Oslo Kommune [6]	4
Figur 2-2: Skjermdump fra EBSILON Professional	6
Figur 2-3: Skjermdump fra IDA ICE	7
Figur 4-1: Fordeling av energikilder i det norske fjernvarmenettet i 2014 [23]	11
Figur 4-2: Forskjell mellom tilført og levert energi	12
Figur 4-3: Varedeklarasjon for kraft uten opprinnelsesgaranti for 2014 [29]	14
Figur 4-4: Virkningsgrader ved røykgasskondensering hentet fra Norsk Energi [38]	19
Figur 4-5: Brutto varmeproduksjon fra avfallsforbrenning gjennom fjernvarme [23]	20
Figur 4-6: Prosentvis økning av varmepumper i norske husholdninger [2]	24
Figur 4-7: Prinsippskisse for karbonfangst og lagring	25
Figur 5-1: Diagram som viser oppgavens fremgangsmåte	28
Figur 5-2: Flytskjema for å finne lastfordeling mellom teknologiene og CO ₂ -utslippet	32
Figur 6-1: Rekkehus med beliggenhet på Fornebu utenfor Oslo	33
Figur 6-2: Spesifikt energiforbruk fordelt etter husholdningstype og år [2]	34
Figur 6-3: Utvikling i gjennomsnittlig U-verdi	40
Figur 6-4: Spesifikt energiforbruk fordelt etter oppvarming, tappevann, utstyr og belysning	41
Figur 6-5: Spesifikt energiforbruk for modellene og reelle verdier	41
Figur 7-1: Vekttall for modellene og antatt boligfordeling etter byggestandard i 2014	43
Figur 7-2: Antatt utvikling for økende boligmasse ved et normalt scenario	45
Figur 7-3: Antatt utvikling for økende boligmasse ved et konservativt scenario	45
Figur 7-4: Antatt utvikling for økende boligmasse ved et ambisiøst scenario	45
Figur 7-5: Antatt utvikling for konstant boligmasse ved et normalt scenario	46
Figur 7-6: Antatt utvikling for konstant boligmasse ved et konservativt scenario	46
Figur 7-7: Antatt utvikling for konstant boligmasse ved et ambisiøst scenario	46
Figur 7-8: Antatt boligfordeling i 2050 ved økende og konstant boligmasse	47
Figur 7-9: Korrelasjon mellom effektbehovet over et helt år og utetemperaturen	48
Figur 7-10: Varighetskurve for boligmassen i 2014	48
Figur 7-11: Energi-temperatur-kurve (ET-kurve)	49
Figur 7-12: Effektbehov ved økende boligmasse og normale framskrivingsrater	50
Figur 7-13: Energibehov ved økende boligmasse og normale framskrivingsrater	50
Figur 7-14: Effektbehov ved konstant boligmasse og normale framskrivingsrater	51
Figur 7-15: Energibehov ved konstant boligmasse og normale framskrivingsrater	51
Figur 7-16: Energibehov ved normalt-, konservativt- og ambisiøst scenario for en økende boligmasse	52
Figur 7-17: Energibehov ved et normalt-, konservativt- og ambisiøst scenario for en konstant boligmasse	52
Figur 7-18: Varighetskurver for oppvarmingsbehovet ved en økende boligmasse frem mot 2050	53
Figur 7-19: Varighetskurver for det el-spesifikke behovet ved en økende boligmasse frem mot 2050	53

Figur 7-20: Varighetskurver for oppvarmingsbehovet ved en konstant boligmasse frem mot 2050.....	55
Figur 7-21: Varighetskurver for det el-spesifikke behovet for konstant boligmasse frem mot 2050.....	55
Figur 8-1: Energibehov ved ulike brukermønstre av varmtvann i 2014	59
Figur 8-2: Energibehov ved ulike brukermønstre av varmtvann i 2050	59
Figur 8-3: Driftstid for personer i henhold til NS 3031	60
Figur 8-4: Driftstider for belysning og utstyr i henhold til NS 3031.....	60
Figur 8-5: Reduserte driftstider for personer	61
Figur 8-6: Reduserte driftstider for utstyr.....	61
Figur 8-7: Reduserte driftstider for belysning.....	62
Figur 8-8: Økte driftstider for personer, belysning og utstyr	62
Figur 8-9: Driftstidenes innvirkning på energibehovet i 2014.....	63
Figur 8-10: Driftstidenes innvirkning på energibehovet i 2050.....	64
Figur 8-11: Total beholdning av elektriske apparater i norske husholdninger hentet fra SSB [61]	65
Figur 8-12: Belysningens og utstyrets innvirkning på energibehovet i 2014	66
Figur 8-13: Belysningens og utstyrets innvirkning på energibehovet i 2050	66
Figur 8-14: Sammenlikning av brukermønstre i 2014 med inngangsvariabler under de normerte verdiene fra standard.....	67
Figur 8-15: Sammenlikning av brukermønstre i 2050 med inngangsvariabler under de normerte verdiene fra standard.....	67
Figur 8-16: Sammenlikning av brukermønstre i 2014 når inngangsvariablene ligger over de normerte verdiene fra standard.....	68
Figur 8-17: Sammenlikning av brukermønstre i 2050 når inngangsvariablene ligger over de normerte verdiene fra standard.....	68
Figur 9-1: Varighetskurve for varmebehov (F1: biobrensel og elkjel).....	71
Figur 9-2: Varighetskurve for varmebehov (F2: CHP på 33,1 MW og elkjel)	73
Figur 9-3: Varighetskurve for varmebehov (F3: CHP på 25,6 MW og elkjel)	73
Figur 9-4: Varighetskurve for varmebehov (F4: CHP, varmepumpe og elkjel)	74
Figur 10-1: Skjermdump av avfallsforbrenningsanlegget hentet fra EBSILON.....	75
Figur 10-2: Ytelsesparametere ved variasjon i turbinens isentropiske virkningsgrad.....	79
Figur 10-3: Ytelsesparametere ved endring i forbrenningsvirkningsgraden.....	79
Figur 10-4: Ytelsesparametere ved variasjon i turbinens mekaniske virkningsgrad	80
Figur 10-5: Innebygd isentropisk virkningsgrad (a) og antatt isentropisk virkningsgrad (b).....	81
Figur 10-6: Elektrisk virkningsgrad ved dellastoperasjon med innebygd og antatt karakteristisk linje for isentropisk virkningsgrad.....	82
Figur 10-7: Termisk virkningsgrad ved dellastoperasjon med innebygd og antatt karakteristisk linje for isentropisk virkningsgrad.....	82
Figur 10-8: Total virkningsgrad.....	83
Figur 10-9: Andel termisk og elektrisk virkningsgrad av totalvirkningsgraden ved innebygd og antatt karakteristisk linje.....	83
Figur 10-10: PTH-forhold ved dellastoperasjon	84

Figur 10-11: Antatt forbrenningsvirkningsgrad.....	85
Figur 10-12: Ytelsesparametere ved dellast med redusert forbrenningsvirkningsgrad.....	85
Figur 10-13: Skjermdump av biobrenselsmodellen i EBSILON	87
Figur 10-14: Dellastforhold for biokjelen ved Avdeling for landsbruksteknikk (CRA-W).....	89
Figur 10-15: Kjelvirkningsgrad ved dellast for CRA-W og EBSILON-modellen.....	90
Figur 10-16: Kjelvirkningsgrad ved dellast for CRA-W, EBILON-modellen med og uten reduksjon	91
Figur 10-17: Dellastkarakteristikk for varmpumpeanlegget til Drammen Fjernvarme.....	92
Figur 11-1: Lastfordeling mellom biokjel og elkjel.....	94
Figur 11-2: Tilført effekt fra nettstrøm.....	95
Figur 11-3: Lastfordeling mellom avfallsanlegget på 33,1 MW og elkjelen.....	95
Figur 11-4: Last fordeling mellom elektrisitetsproduksjon fra avfallsanlegget på 33,1 MW og nettstrøm.....	96
Figur 11-5: Lastfordeling mellom avfallsanlegget på 25,6 MW og elkjelen.....	96
Figur 11-6: Lastfordeling mellom elektrisitetsproduksjonen fra avfallsanlegget på 25,6 MW og nettstrøm.....	97
Figur 11-7: Lastfordeling mellom avfallsanlegget, varmpumpeanlegget og elkjelen	98
Figur 11-8: Lastfordeling mellom strømproduksjon fra avfallsanlegget og nettstrøm.....	98
Figur 11-9: CO ₂ -utslipp ved økende boligmasse.....	99
Figur 11-10: Allokering av CO ₂ -utslipp inndelt etter varme- og elektrisitetsproduksjon for 2014 og 2050	101
Figur 11-11: CO ₂ -utslipp ved konstant boligmasse.....	102
Figur 11-12: CO ₂ -allokering inndelt etter varme- og elektrisitetsproduksjon i 2014 og 2050	103
Figur 11-13: CO ₂ -utslipp ved økende og konstant boligmasse.....	104
Figur 11-14: CO ₂ -utslipp for økende boligmasse med CO ₂ -faktor fra norskprodusert kraft i 2014	105
Figur 11-15: CO ₂ -utslipp ved økende boligmasse - med og uten opprinnelsesgaranti	106
Figur 11-16: CO ₂ -utslipp med 1 % årlig reduksjon i CO ₂ -faktor for elektrisitet	107
Figur 11-17: Estimert utviklingen i CO ₂ -utslipp med CCS og økende boligmasse.....	109

LISTE OVER TABELLER

Tabell 4-1: Anbefalte utslippsfaktorer i gram CO ₂ -ekvivalenter per kWh [24]	12
Tabell 4-2: Typiske driftsforhold for biobrenselsanlegg [35].....	18
Tabell 4-3: Typiske driftsforhold for avfallsforbrenning med CHP [35]	23
Tabell 6-1: Soneinndeling for rekkehuset	33
Tabell 6-2: Modeller definert etter byggeår og standard	34
Tabell 6-3: Inndata for det eldre bygget.....	35
Tabell 6-4: Inndata for det mellomgamle bygget	36
Tabell 6-5: Inndata for TEK 10-bygget.....	37
Tabell 6-6: Inndata for passivhusmodellen	38
Tabell 6-7: Sammenlikning av U-verdier for modellene.....	40
Tabell 7-1: Boliger etter boligtype, byggeår og tid [53]	42
Tabell 7-2: Rater for lineære framskrivinger av boligmassen	44
Tabell 7-3: Fordelingen i 2014 sammenliknet med fordeling i 2015 ved de ulike scenarioene ...	47
Tabell 8-1: Varmtvanns- og kaldtvannsforbruk fra ulike undersøkelser og kilder	56
Tabell 8-2: Varmtvannsforbruk i liter fordelt etter tappested	57
Tabell 8-3: Varmtvannsforbruk i kubikkmeter	57
Tabell 8-4: Energiforbruk til oppvarming av varmtvann i kWh.....	57
Tabell 8-5: Energiforbruk til oppvarming av varmtvann med vannbesparende tappearmatur ...	58
Tabell 8-6: Energiforbruk til varmtvann i kWh pr. kvadratmeter og år	58
Tabell 8-7: Standardiserte, reduserte og økte driftstider	63
Tabell 9-1: Prosentfordeling av energiproduksjon	70
Tabell 10-1: Underlagsdata for modellene ved nominell ytelse	76
Tabell 10-2: Kjemisk komposisjon for avfall.....	77
Tabell 10-3: Underlagsdata for modellen ved nominell ytelse.....	88
Tabell 10-4: Kjemisk komposisjon for biobrensel	88
Tabell 11-1: Prosentvis økning i CO ₂ -utslipp basert på økende boligmasse og normale framskrivingsrater.....	100
Tabell 11-2: Prosentvis nedgang i CO ₂ -utslipp ved konstant boligmasse og normale framskrivingsrater.....	102

SYMBOLER OG FORKORTELSER

	Betydning	Enhet
BRA	Boligens innvendige areal, målt til innsiden av omsluttende vegger	m ²
CHP	Combined Heat and Power	-
CCS	Carbon Capture and Storage	
CO₂-ekvivalent/ CO₂e	Enhet som sammenveier utslipp av forskjellige klimagasser til samme oppvarmingseffekten som CO ₂	-
COP	Coefficient of Performance, angir effektiviteten til varmepumpen	-
f_Q	Allokeringsfaktor for varmeproduksjon	-
f_E	Allokeringsfaktor for elektrisitetsproduksjon	-
H	Tilført energi fra energikilde	MW
HHV	Higher Heating Value, den energien som blir frigitt ved fullstendig forbrenning av en gitt mengde brensel	MJ/kg
Lekkasjetall	Angir hvor mange ganger luften skiftes ut per time under et gitt trykk	h ⁻¹
LNG	Liquified Natural Gas	-
LHV	Lower Heating Value, den øvre brennverdien minus fordampningsvarme til damp dannet under forbrenning	MJ/kg
NGL	Natural Gas Liquids	
NS	Norsk Standard	-
η_{el}	Elektrisk virkningsgrad	-
η_{forbr}	Forbrenningsvirkningsgrad	-
η_{is}	Isentropisk virkningsgrad	-
η_{kj}	Kjelvirkningsgrad	-
η_{mek}	Mekanisk virkningsgrad	-
η_t	Termisk virkningsgrad	-
η_{tot}	Total virkningsgrad, summen av elektrisk- og termisk virkningsgrad	-
σ	Power-to-Heat ratio, forholdet mellom produsert elektrisitet og varme	-
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance, COP-faktor for fyringssesongen	-
Solfaktor	Angir andelen av solinnstrålingen som slipper gjennom både solskjermingen og glasset	Gt
SFP	Spesifikk vifteeffekt, mål på den elektriske effekten som trengs for å transportere luft gjennom et ventilasjonsanlegg	kW/(m ³ /s)
TEK	Byggteknisk standard	-
θ_{ym}	Årsmiddeltemperatur, middeltemperaturen gjennom et kalenderår	°C
4GDH	Fjerdegenerasjons fjernvarme	-

1 INTRODUKSJON

1.2 BAKGRUNN OG MOTIVASJON

Det totale klimagassutslippet fra norsk territorium var på 53,8 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2014. Av dette var 1,2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter knyttet til oppvarming i andre næringer og husholdninger [1]. Norge er fortsatt et av de få landene som baserer energiforbruket i husholdninger på elektrisitet, ettersom norsk vannkraft står i en særstilling sammenliknet med andre land i Europa. I 2012 hadde 73 % av norske husholdninger oppvarming basert på strøm gjennom elektriske ovner, varmekabler, varmepumper og sentralfyr, mens kun 3 % var basert på fjernvarme [2].

Gjennom strengere krav i de byggtekniske forskriftene ser man at nye bygninger har redusert energibehov, og kjennetegnes ved lav grunnlast og sporadisk høye topper. I fremtiden vil imidlertid boligmassen fortsatt bestå av en stor andel gamle bygninger, noe som gir et komplekst bilde av energibehovet for fremtidens boligmasse. I tillegg er det satt krav om at fremtidige bygninger skal forsynes med fornybare energikilder. Dette gjør det aktuelt å se på ulike energiforsyningssystemer og teknologier som benytter seg av fornybar energi som ellers ikke går tapt.

En av motivasjonsfaktorene for å se på ulike energiforsyningssystemer og -teknologier for fremtiden er å redusere CO₂-utslippet fra norske boliger. Det finnes flere aktuelle teknologier som kan bidra til dette. I oppgaven er avfallsforbrenning, biobrensel, varmepumpe og direkte elektrisk oppvarming vurdert. En kombinasjon av disse teknologiene er også aktuelt, ettersom det kan gi økt fleksibilitet og lavere kostnader.

Istedenfor å øke uttaket av primære energiressurser som vann, olje og gass, kan det i fremtiden være fordelaktig å basere energiforsyningen på teknologier som utnytter seg av energi som det er rikelig tilgjengelig på i samfunnet.

1.3 MÅL OG STRUKTUR

Målet med oppgaven er å definere trender og krav til energiforsyningssystemer og teknologier til bygninger for fremtidige bygningsområder. For å kunne gjøre dette, er det sett på ulike energiforsyningsteknologier og energikilder som kan bidra til å redusere CO₂-utslippet for fremtidens boligmasse. For å kunne besvare hovedmålet i oppgaven er følgende delmål fullført:

- Innhentet informasjon om historiske- og gjeldende byggeforskrifter
- Fordypning i simuleringsverktøyet IDA ICE og utviklet ulike bygningsmodeller
- Innhentet informasjon om ulike energikilder og energiforsyningsteknologier
- Kommet med forslag til ulike energiforsyningssystemer
- Fordypning i simuleringsprogrammet EBSILON Professional og utviklet forenklete energiforsyningsmodeller
- Utviklet metode i Excel for beregning av klimagassutslipp
- Evaluert de ulike energiforsyningssystemene opp mot hverandre
- Foreslått videre arbeid

Delmålene er utført gjennom totalt 15 kapitler, som er strukturert som vist nedenfor:

- Kapittel 1
 - Gir en introduksjon til oppgaven og beskriver relevante problemstillinger og motivasjonsfaktorer. I tillegg er begrensningene for oppgaven presentert
- Kapittel 2-4
 - Omfatter et litteraturstudie, hvor valg av simuleringsverktøy, historiske og gjeldende byggforskrifter, samt energikilder og energiforsyningsteknologier er beskrevet. Det er også diskutert viktige forhold rundt energiplanlegging
- Kapittel 5
 - Fremgangsmåten for å besvare oppgaven presentert, først gjennom tekst og deretter illustrative diagram
- Kapittel 6-8
 - Omhandler den delen av oppgaven som tar for seg energibruk i bygninger i dag og frem i tid. Underlagsdata for bygningsmodellene, vekting og aggregering av bygningsmodellene og framskriving av boligmassen er gjort rede for. I tillegg er det utført en følsomhetsanalyse av brukermønster
- Kapittel 9-10
 - Omhandler den delen av oppgaven som tar for seg energiforsyningen. Forslag til energiforsyningssystemer er presentert og forklart. De forenklete energiforsyningsmodellene er illustrert og gjort rede for. Det er også utført analyse av ytelsesparametere og virkningsgrader
- Kapittel 11
 - Effektreguleringen mellom teknologiene og resultater knyttet til klimagassutslippet er presentert over flere år og ved ulike scenarioer
- Kapittel 12-14
 - Kapittel 12 tar for seg diskusjon rundt resultatene. I Kapittel 13 er oppgavens konklusjon lagt fram, mens det er foreslått føringer for videre arbeid i Kapittel 14

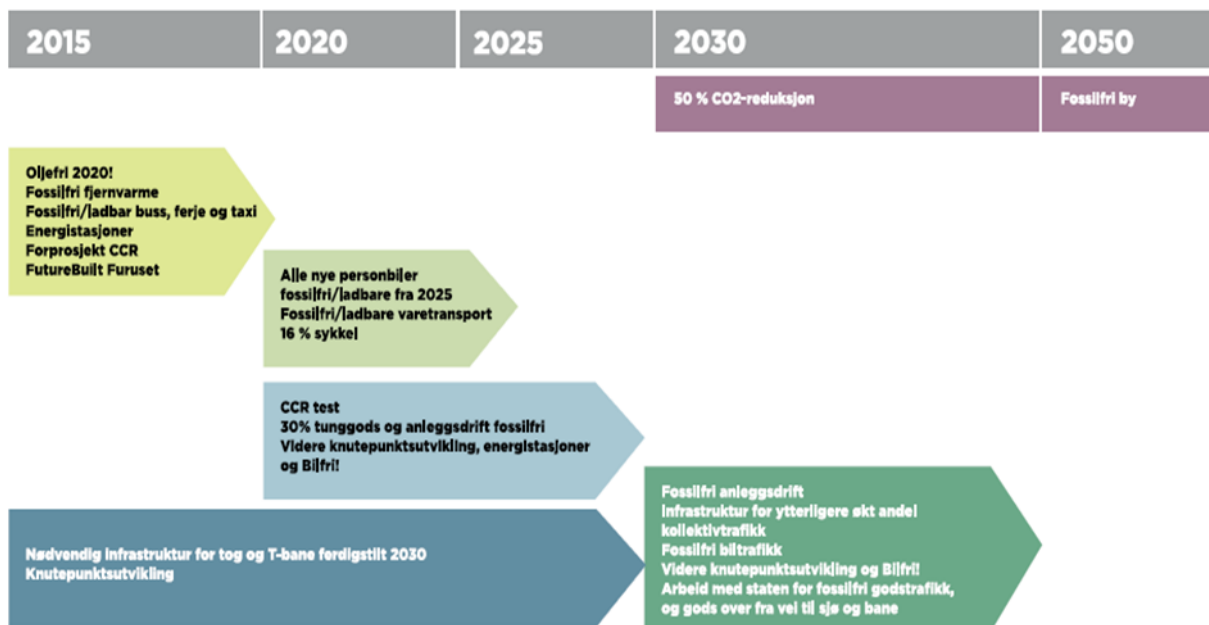
1.4 BEGRENSNING AV ARBEID

I oppgaven er det ikke tatt hensyn til hvilken påvirkning distribusjonstap i fjernvarmenettet har å si for energiproduksjonen og energiforsyningen. Siden varmetapet og infrastrukturen vil være lik for alle energiforsyningsystemene, antas det at CO₂-belastningen er uforandret systemene seg imellom. Energikildene er valgt på bakgrunn av at de skal være forenlig med bruk av fjernvarme, og det er derfor ikke vurdert andre energikilder som kan brukes uavhengig.

2 ENERGIPLANLEGGING

Norge har sammen med 192 andre land forpliktet seg til Kyoto-avtalen (pr. 2015) [3]. Kyoto-avtalen ble vedtatt i 1997 og handler i korte trekk om å redusere skadelige klimagassutslipp med en betydelig andel i forhold til 1990-nivå for å fremme en bærekraftig framtid. I den første perioden av Kyoto-avtalen (2008-2013) ble Norge tildelt en kvote på 250,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, noe som tilsvarer en økning med 1 % i forhold til utslippene i 1990. Det totale utslippet for perioden ble i midlertidig på 266,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter [4]. Norge klarte likevel å oppfylle forpliktelsen gjennom kvotehandel som er én av tre fleksible mekanismer som Kyotoprotokollen tillater. Kvotehandel innebærer at land som slipper ut mindre enn de har rett til, kan selge sitt overskudd gjennom kvoter til land som ikke har overholdt forpliktelsene. I den andre perioden (2013-2020) av Kyoto-avtalen, har Norge forpliktet seg til å redusere klimautslippet med 30 % i forhold til 1990-nivå [5], noe som viser at Norge tar klimautfordringene på alvor.

Virkningene av Norges forpliktelser til Kyotoprotokollen ser man i dag gjennom et økt fokus på energibruk og energiplanlegging. I Oslo er det etablert en midlertidig etat kalt «Klima- og energiprogrammet» som har til oppgave å effektivisere og omlegge energibruken i Oslo gjennom noe de har kalt «Det grønne skiftet» [6]. Det grønne skiftet er utviklet i dialog med 40 ulike virksomheter fra kommune, næringsliv og stat. Det grønne skiftet er i korte trekk en overgang til et fornybart og bærekraftig samfunn, hvor det overordnede målet er å redusere det direkte klimagassutslippet med 50 % i 2030 sammenlignet med 1991-nivå, noe som tilsvarer 600 000 tonn CO₂. I 2050 er målet at Oslos direkte klimagassutslipp skal være null. Målene er illustrert i Figur 2-1 og er hentet fra rapporten «Det grønne skiftet» utarbeidet av klima- og energiprogrammet.



Figur 2-1: Mål og 5-årsplaner for Oslo Kommune [6]

For å kunne oppnå de overordnede målene er det lagt fram mulige tiltak som angår transportsektoren, sektor for energiproduksjon og distribusjon, byggesektoren og sektor for ressursutnyttelse, hvor de tre sistnevnte er mest relevant og diskutert i dette kapittelet.

For å nå regjeringens mål om at all fossilt brensel til oppvarming skal fases ut innen 2020 er man nødt til å gjøre det attraktivt å vurdere alternative fornybare energikilder som avfall og biobrensel. En mulig metode er å innføre insentiver og støtteordninger som fremmer bruk av fornybare energikilder. Det er også viktig å redusere energibruken i bygg gjennom strengere standarder som passivhus, nullenergihus og etter hvert pluss hus, noe som også kan stimulere til økt bruk av energieffektive teknologier som solfangere og solceller.

Når det gjelder energiproduksjon og distribusjon har Oslo kommune som mål å utvikle infrastruktur for vannbåren energi. Vannbåren energi gir i tillegg stor fleksibilitet ved valg av energiresurser, samtidig som det gir god forsyningssikkerhet. En annen fordel er at man kan gjøre seg mindre avhengig av elektrisitet, noe som det er stor etterspørsel etter ellers i samfunnet. I forbindelse med ressursutnyttelse er det fordelaktig å legge til rette for bruk av lokale ressurser. Oslo har som mål å utbedre infrastruktur for å kunne øke samhandling med nabokommuner slik at man oppnår økt energiutnyttelse fra husholdninger og næringsliv.

Det er ikke bare Oslo som har økt fokus på energibruk og energiplanlegging, man ser også utvikling i andre storbyer i Norge. Det totale forbruket av fjernvarme i Norge er doblet i løpet av ti år og endte på 4,5 TWh i 2014, hvor 65 % av fjernvarmen var produsert med fornybare energikilder [7].

Norge har mye å lære av Danmark som er en pionér innenfor utvikling av energiforsyningssystemer som baserer seg på fornybare energikilder. Siden oljekrisen i 1973 har Danmark gradvis klart å implementere nye metoder for å gå bort fra elektrisitetsproduksjon basert på olje. Uttaket av primærenergi er redusert med to tredjedeler i forhold til før oljekrisen, på tross av en økning på 50 % i oppvarmingsarealet over samme tid [8]. Hovedårsaken til Danmark sin fremgang er energisparing i boligsektoren og effektivisering av energiforsyningen. Hus er blitt isolert bedre, samtidig som energiproduksjon gjennom CHP har økt. I følge H. Lund [8] involverer implementering av fornybar energi tre store teknologiske endringer:

- Energisparing på brukersiden
- Effektivisering av energiproduksjon
- Erstatte fossile brenslere med fornybare energikilder

En av utfordringene ligger i å få veletablerte selskaper knyttet til gammel teknologi å gå over til mer moderne teknologier, ettersom dette vil føre med seg omstruktureringer og økte kostnader. Som nevnt ovenfor, er det derfor viktig at det finnes insentiver og støtteordninger som muliggjør fornybar satsning.

2.1 VALG AV SIMULERINGSPROGRAM

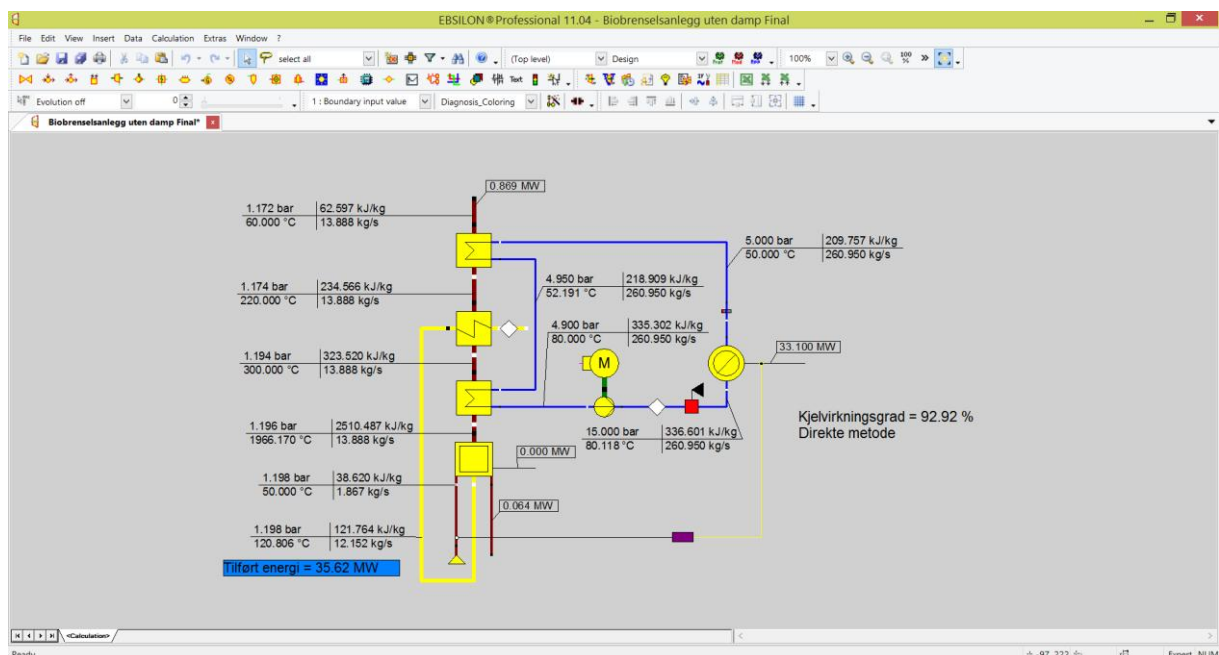
Der er blitt benyttet to simuleringsprogram i denne oppgaven: IDA ICE og EBSILON Professional. Førstnevnte er blitt brukt til å simulere energibruken til bygningsmassen, mens EBSILON Professional er blitt brukt til å simulere energiforsyningen. Begge programmene er kommersielt utviklet for sine spesifikke fagfelt, og kan kun fås tak i gjennom en student/profesjonell lisens. Valget av simuleringsprogrammene ble gjort på bakgrunn av kompetanse blant veilederne, og fordi de oppfylte funksjonskravene som ble definert ved utarbeidelsen av oppgaven.

2.1.1 EBSILON PROFFESIONAL

EBSILON *Professional* (heretter kalt EBSILON) er et simuleringsprogram som er eid og markedsført av STEAG Energy Services GmbH. Programmet ble først utviklet i 1990 av Sofbid GmbH, og etter at Sofbid slo seg sammen med STEAG i 2006 har EBSILON vært et av hovedproduktene i porteføljen [9]. Utviklingen av programvaren er blitt gjort i tett samarbeid med partnere fra både industri og forskningsinstitusjoner, som har sørget for at det i senere tid er blitt fokusert mer på fornybare energikilder. I denne oppgaven er det blitt benyttet versjon 11.04.01 som ble utgitt i august 2015.

EBSILON er en forkortelse for «Energy balance and simulation of the load response of power generating or process controlling network structures», og er utviklet for å simulere termodynamiske prosesser for energiproduksjon. Dette omfatter både kraftverk med fossile energikilder som kullkraft, atomkraft og gasskraft, samt ikke-fossile energikilder som biobrensel, avfallsforbrenning og solenergi.

EBSILON har et grafisk brukergrensesnitt vist i Figur 2-2, der man setter inn forhåndsdefinerte komponenter fra en database, og kobler disse sammen. Komponentene kan da spesifiseres med ønskede driftsparametere, og hvis standardkomponentene ikke har tilstrekkelige funksjoner, eller det er behov for å endre de, kan dette gjøres i programmeringsfunksjonen EbsScript. Etter at modellen er designet kan den simuleres enten steady-state eller over et gitt tidsintervall.



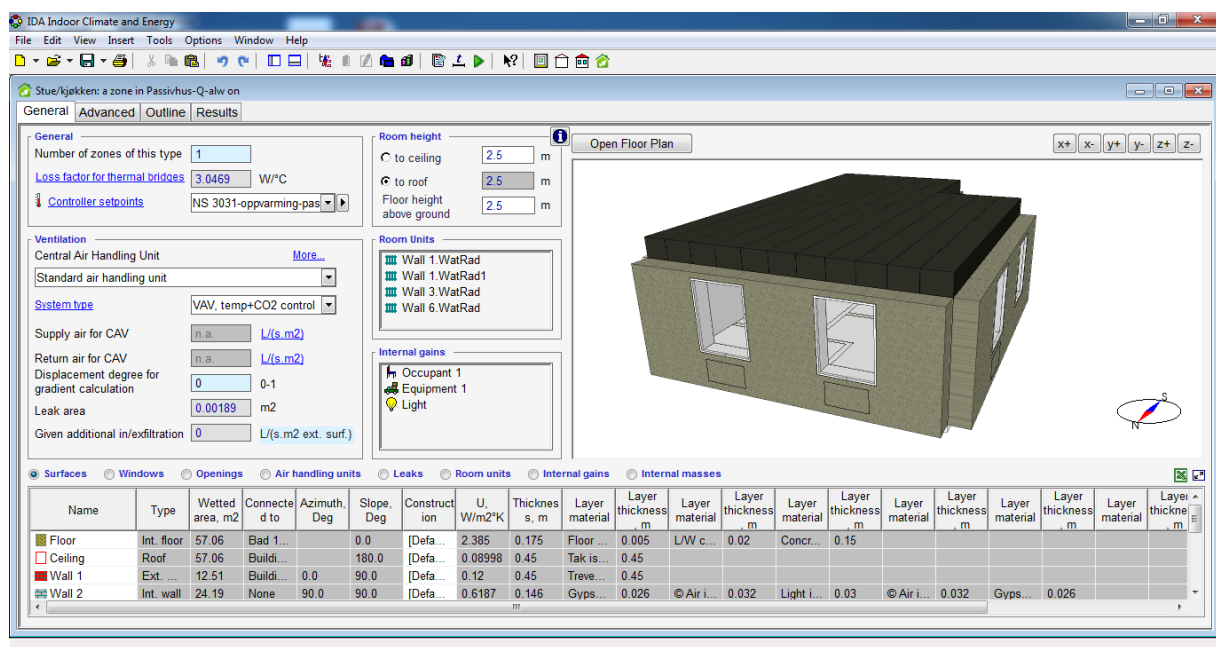
Figur 2-2: Skjermdump fra EBSILON Professional

2.1.2 IDA ICE

IDA Indoor Climate and Energy (IDA ICE) er et bygningssimuleringsprogram som fokuserer på inn klima og energiforbruk. Det er utviklet av det svenske firmaet Equa Simulation AB, og den første versjonen av programvaren ble lansert i 1998 [10]. Etter den tid har det kommet flere utvidelser for blant annet borehull og dagslyssimulering, og selve programvaren har gjennomgått flere oppdateringer. I denne oppgaven er det blitt benyttet versjon 4.6.2 som ble lansert i januar 2015.

I Norge har det tidligere vært vanlig å bruke programmet SIMIEN (**S**imulering av inn klima og **en**ergibruk i bygninger) ved energiberegninger. I dette programmet gjøres det en del forenklinger, og det tas ikke hensyn til ulike geometriske utfordringer i bygningskonstruksjonen. SIMIEN har likevel en del fordeler, og er spesielt nyttig ved energisimuleringer av eldre bygg der det som regel ikke finnes digitaliserte tegningsunderlag. De fleste nye bygg over en viss størrelse BIM-modelleres (byggningsinformasjonsmodellering) i dag, og det er her IDA ICE har sin styrke. Når et bygg først er prosjektert som en BIM-modell kan denne bli behandlet direkte i IDA ICE, hvor man blant annet kan legge inn brukermønster, personbelastning, værdata og andre parametere som ikke er blitt beskrevet i BIM-modellen.

Integrert i IDA ICE en stor database med de mest vanlige komponentene, hvor man også kan legge til egne tilpassede komponenter. Programmet har i tillegg en åpen kildekode, som tillater endringer i programmet, slik at selve programvaren kan tilpasses den enkelte brukers behov. I Figur 2-3 kan man se litt av 3D-egenskapene til IDA ICE, og her er et eksempel på en klimasone som kan trekkes ut fra hovedmodellen og bearbeides separat. Ved å kunne gjøre dette oppnår man en svært detaljert beskrivelse av simuleringsmodellen, og som potensielt fører til mer presise energisimuleringer. Det er også lettere å fange opp inn klimaproblematikk i en tidlig fase, da man mottar «feedback» fra programvaren, og som viser dette på en grafisk og lett forståelig måte.



Figur 2-3: Skjermdump fra IDA ICE

3 ENERGIKRAV TIL BYGNINGER

Dette kapitlet tar for seg historiske-, dagens-, og fremtidige byggtekniske energikrav til bygninger. Siden dette er et såpass stort og omfattende tema er kun de mest fremtredende endringer og krav presentert og diskutert.

3.1 HISTORISKE KRAV

Norge har lenge hatt en av de laveste strømprisene i Europa og det har dermed ikke vært noe stort politisk press for å implementere energieffektiviseringstiltak i bygningsstandarder. Energiforsyningen har vært dominert av ved, olje og elektrisitet, der utbyggingskostnadene har vært i hovedfokus. I nabolandene Sverige og Danmark har dette derimot lenge vært et tema, noe som gjenspeiles i et stort utbygd fjernvarmenett og mer samkjøring av varmeproduksjon. Det er likevel verdt å nevne at den første byggeforskriften allerede kom ut 15. desember 1949 og senere fornyet hvert tiår fram til 2007. Utover at de generelle bestemmelsene er blitt mer omfattende og kravene til bygningsdelenes U-verdier har blitt skjerpet, ble det i 1969 også satt krav til bygningers tetthet. Med TEK 07 kom det også krav til maksimalt netto energibehov og maksimal kuldebroverdi [11].

3.2 TEK 10

TEK 10 er en videreutvikling av TEK 07, og vakte store reaksjoner da den ble utgitt. Boligeierforeninger og eiendomsutviklere klagde på de økte kostnadene ved å bygge etter denne standarden, mens miljøorganisasjoner jublet og følte at de endelig kom igjennom med kravene sine. Av framtredende endringer, ble det i TEK 10 satt krav til spesifikk vifteeffekt og varmegjenvinning, samt krav til energimerking. I tillegg ble det satt krav til at en prosentandel av netto varmebehov skulle dekkes med annen energiforsyning enn direktevirkende elektrisitet eller fossile brensler [12].

3.3 NS 3700

Passivhus er i dag ensbetydende med en byggemetode som tar hensyn til miljøet med både lavt energiforbruk og lave CO₂-utslipp. I norsk sammenheng er dette en relativt ny byggemetode, men har i utlandet, og da spesielt Tyskland vært forsket på i flere tiår. Opphavet til passivhuset kommer fra Darmstadt og *Passivhusakademiet* der de forsket på energieffektive bygninger på 90-tallet. På den tiden var teknologien umoden, både da det kom til energikilder, men også byggematerialer. Det har det siste tiåret vært en kraftig utvikling i både isolasjonsmaterialer og vinduer, samt systemer for oppvarming og da spesielt gjenbruk av varme.

NS 3700 ble først utgitt i 2010 og var da sett på som en banebrytende byggemetode som kunne halvere energibehovet sammenlignet med TEK 10. Standarden ble utviklet av en samlet norsk byggenæring, og er spesielt utformet med hensyn til det norske klimaet, og den store variasjonen i både solforhold og temperaturer.

Å bygge et hus etter NS 3700 ble på utgivelsestidspunkt ansett for å være en fordyrende byggemetode sammenlignet med TEK 10, og man kunne derfor få tilskudd fra Enova for å bygge passivhus. Denne ordningen ble i 2013 utfaset da det ble argumentert med at det ikke lengre var behov for tilskudd, siden man allikevel sparte inn ekstrakostnadene gjennom lavere energikostnader [13].

3.4 REVIDERT TEK 10

1. januar 2016 innførte Direktoratet for byggkvalitet (DiBK) en oppdatering av TEK 10 [14]. Dette kom etter at Kommunal- og moderniseringsdepartementet (KMD) 17. november 2015 publiserte at de hadde utarbeidet nye krav som skulle sørge for at nybygg ble 20-25 % mer energieffektive [15]. Det var først og fremst «Kapittel 14. Energi» som ble revidert, og for å lette overgangen fra den tidligere forskriften ble det gitt ett års overgangstid. I denne perioden kunne utbyggere selv velge om de ville benytte seg av de nye endringene, eller om de ville prosjektere etter de tidligere kravene. En av de største endringene som kom i den reviderte TEK 10 gjaldt kravene som omhandlet bruken av direktevirkende elektrisitet til romoppvarming og tappevann. Tidligere hadde det vært krav til at bygg mindre enn 500 m² skulle få dekket 40 % av energibehovet, og bygg større enn 500 m² dekket 60 % av energibehovet, med andre fornybare energikilder enn elektrisitet. Dette kravet ble byttet ut, og erstattet med krav om at bygg over 1000 m² skulle ha energifleksible varmesystemer som skulle dekke minimum 50 % av varmebehovet [16]. Tanken bak «et energifleksibelt varmesystem» var å sikre at det ble brukt løsninger som gjorde at det var en reell mulighet å bytte energikilde. Kravet sa for øvrig ingenting om hvilken energikilde som kunne benyttes annet enn at den skulle være fornybar. Dermed ble det åpnet opp for at elektrisitet kunne dekke hele varmebehovet, så lenge varmen ble distribuert gjennom et vannbårent varmeanlegg.

Begrunnelsen for å fjerne de tidligere kravene var at nye bygg oppført etter de nye forskriftene kom til å ha så lavt energiforbruk, at det ikke ville vært lønnsomt å investere i for eksempel varmepumpeanlegg eller tilknytning til fjernvarmeanlegg. Det skulle også sørge for en forenkling av kravene, slik at utbygger i større grad kunne bestemme selv hvilken energikilde de ville bruke. Dette skulle igjen bidra til å effektivisere byggeprosessen og redusere byggekostnadene.

Disse begrunnelsene var det ikke alle som var enige i, og som følge av reaksjoner fra både næringsliv og politikere ble representantforslag 31 S (2015-2016) levert til kommunal- og forvaltningskomiteen [17]. Her ble det bedt om å videreføre kravene som allerede var satt i TEK 10, både når det kom til arealkrav og andel direktevirkende elektrisitet. Det ble begrunnet med at hvis det skulle være mulig å nå nesten-null-energinivå i 2020, måtte det fokuseres på å utnytte energi fra omgivelsene. Ved å legge til rette for at direktevirkende elektrisitet kunne brukes som energikilde, ble denne muligheten begrenset, samtidig som at det kunne redusere videreutviklingen av energieffektive oppvarmingsløsninger. Forslagsstillerne mente videre at Norge er i en særstilling når det kom til fornybare energiresurser. Med et tettere Europeisk kraftmarked burde det fokuseres på å bruke elektrisitet til å redusere klimagassutslipp i Europa, i stedet for å bruke det til oppvarming i Norge.

Etter en intern vurdering la kommunal- og forvaltningskomiteen frem Innstilling 248 S (2015-2016) for Stortinget, der de delvis var enige i representantforslaget [18]. Arealbegrensningen på 500 m² ble som tidligere økt til 1000 m², men i stedet for å kun kreve at varmeanlegget skulle være «energifleksibelt», ble det innført krav til at 60 % av varmebehovet skulle dekkes av andre energikilder enn elektrisitet.

10. mai 2016 ble innstillingen til kommunal- og forvaltningskomiteen godkjent av Stortinget, og bestemt at de endrede kravene skulle komme inn i TEK 10 [19].

3.5 FREMTIDIGE KRAV

I 2012 presenterte Regjeringen Innstilling 390 S (2011-2012), bedre kjent som «klimaforliket» der de kom med en rekke målsetninger for å redusere klimagassutslippene i Norge fram mot 2020 og 2050 [20]. Klimaforliket var en oppfølging av det opprinnelige klimaforliket fra 2008, og var resultatet av et forlik inngått mellom regjeringspartiene og Høyre, Kristelig folkeparti og Venstre. I utgangspunktet la regjeringen frem en klimamelding 25. april 2012 [21], men etter protester fra opposisjonspartiene og interesseorganisasjoner ble det forhandlet frem et forlik.

I forliket hadde regjeringen (blant annet) utarbeidet en handlingsplan for energieffektivisering, med mål om å redusere energibruken i byggesektoren innen 2020. Denne handlingsplanen inneholdt følgende fem punkter:

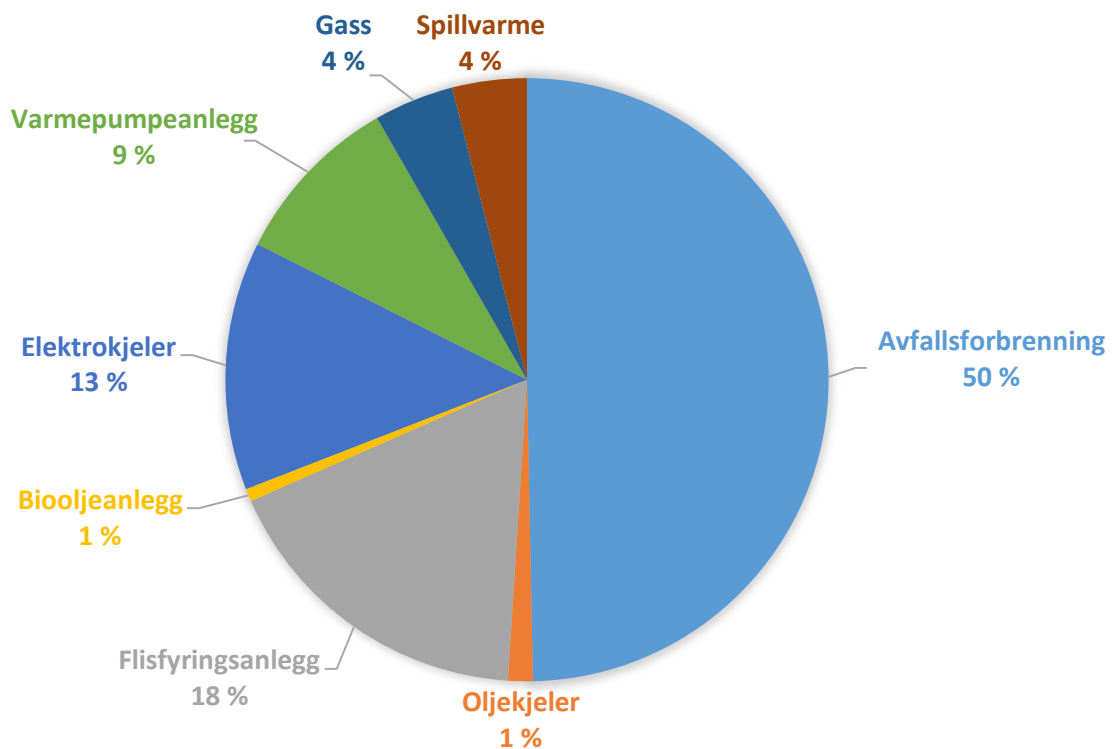
- Skjerpe energikravene i byggt teknisk forskrift til passivhusnivå i 2015 og nesten nullenerginivå i 2020
- Innføre komponentkrav for eksisterende bygg og klargjøre for hvilke byggarbeider og komponenter disse kravene skal gjelde
- Fase ut bruken av oljekjeler i husholdninger og til grunnlast fram mot 2020
- Utvide forbudet mot å installere kjel for fossilt brensel til grunnlast slik at det omfatter alle eksisterende bygg
- Sørge for at staten som byggherre og eiendomsbesitter er pådriver i arbeidet med energiomlegging og utfasing av fossile brensler i bygningsmassen

Kravet om passivhusnivå og ble oppnådd ved fornyingen av TEK 10 i 2015/2016, samtidig som det ble klart at det etter 2020 ikke vil være tiltatt å bruke fossilt brensel til oppvarming.

Direktoratet for byggkvalitet jobber pr. dags dato (2016) med en gjennomgang av byggt teknisk forskrift, og har som mål om at nye TEK 17 skal tre i kraft i 2017 [22]. Målet med TEK 17 er å forenkle og forbedre regelverket, men kapittelet som inneholder energiforsyning (Kapittel 14) blir ikke berørt i denne omgang. Dette kapittelet har et eget revisjonsløp, og siden den sist ble oppdatert i forbindelse med målet om å nå passivhusnivå innen 2015, er det grunn til å tro at neste oppdatering vil komme rundt 2020.

4 ENERGIFORSYNINGSTEKNOLOGIER OG ENERGIKILDER

Dette kapittelet tar for seg de relevante energiforsyningsteknologiene som er blitt vurdert i denne oppgaven. De er her beskrevet individuelt, og senere i Kapittel 9 er det sett på løsninger der teknologiene er kombinert og samkjørt. Alle teknologiene er fremtidsrettet og fornybare, og kan anses som aktuelle frem til 2050. Det er også vurdert andre teknologier, men valget har falt på godt utprøvde energikilder som er egnet for å levere energi gjennom fjernvarme. Hovedårsaken til dette er at noen av energiteknologiene kun kan brukes i større skala, men også for at de ulike energikildene enkelt kan la seg sammenligne og kombineres. I Figur 4-1 ser man fordelingen av energikilder i det norske fjernvarmenettet i 2014, og basert på denne fordelingen er de mest aktuelle teknologiene valgt.



Figur 4-1: Fordeling av energikilder i det norske fjernvarmenettet i 2014 [23]

4.1 FJERNVARME

Fjernvarmenett er i Norge i dag kun utbygd i de største byene, men er i stadig utvikling, både i storbyer og mindre tettsteder. Grunnen til dette er delvis fordi det stilles strengere krav til levert energi fra myndighetenes side. Ved å sentralisere energiproduksjonen har man mulighet til å variere energikildene og redusere vedlikeholdskostnader, samtidig som det åpner opp muligheten for flere systemløsninger.

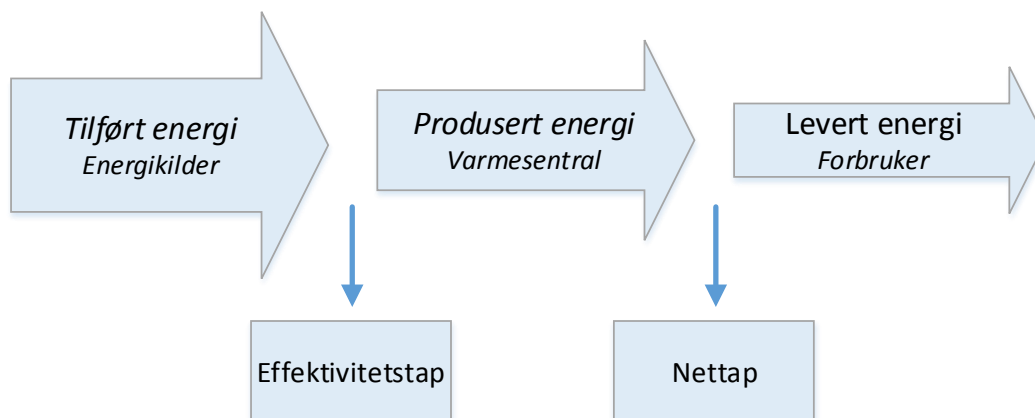
Utslipp av CO₂ og klimagasser fra de ulike kildene som er diskutert her er betent tema, og det har vært gjort mye forskning på området. Det er ingen fastsatte tall på hvor mye CO₂-utslipp de ulike energikildene slipper ut per produsert kWh, men Norsk Energi har kommet frem til anbefalte faktorer for det norske markedet. Ikke alle faktorene i Tabell 4-1 er aktuelle i denne oppgaven, men er likevel presentert for å kunne se forskjeller mellom fossile og ikke-fossile energikilder.

	Energikilder	Forbrenning	Produksjon og transport	Totalt
Anbefalte faktorer (gCO ₂ e/kWh)	Elektrisitet (Nordisk produksjonsmiks)	N/A	N/A	110
	Avfall (med bærekraftskriterier)	7	4	11
	Avfall (uten bærekraftskriterier)*	171	4	175
	Lettolje	268	21	289
	Tungolje	290	21	289
	LPG	235	39	274
	Naturgass (LNG)	203	40	243
	Naturgass (tørrgass)	204	40	244
	Energivekster	9	28	37
	GROT og stubber	9	7	16
	Skogsflis	9	9	18
	RT-flis	9	3	12
	Bark og spon	9	5	14
	Pellets og trepulver	6	13	19
	Briketter	6	15	21
	Bioolje (med bærekraftskriterier)	6	4	10
	Bioolje (uten bærekraftskriterier)*	292	4	296
	Spillvarme	0	0	0
	Varmepumpe	N/A	N/A	110

*Inkluderer direkte CO₂-utslipp

Tabell 4-1: Anbefalte utslippsfaktorer i gram CO₂-ekvivalenter per kWh [24]

Det er viktig å påpeke at disse faktorene viser CO₂-ekvivalenter der metan- og lystgassutslipp er inkludert. En annen ting som er verdt å merke seg er at faktorene er basert på utslippene til *tilført energi* og ikke levert energi. Det vil si utslippene til den energien som blir levert til produksjonsanlegget, og ikke den energien som blir levert ut til forbruker. Dette er vist i Figur 4-2.



Figur 4-2: Forskjell mellom tilført og levert energi

Faktorene er utarbeidet på bakgrunn av en livssyklusanalyse, der man ser på den totale miljøbelastningen inkludert utvinning, transport og konstruksjon. De er i tillegg basert på historiske gjennomsnittsverdier hentet fra Sverige der fjernvarme er mer utbygd og det finnes mer statistikk og data på faktiske utslipp.

4.2 ELEKTRISITET

Direkte elektrisk oppvarming har som regel en meget lav investeringskostnad og kombinert med en historisk lav strømpris i Norge, har dette ført til at det har vært en relativt populær løsning. Før 2010 var det helt vanlig å kun benytte seg av panelovner og varmekabler som hovedoppvarmingskilde med innslag av vedovn som spisslast på de kaldeste dagene. Da TEK 10 ble innført kom det krav til energiforsyning, dersom boligen ikke oppfyller følgende:

- Boligen er under 50 m² oppvarmet BRA (bruksareal)
- Beregnet netto varmebehov er under 15 000 kWh/m²·år
- Boligen tilfredsstillter passivhusnivå
- At kravet ikke fører til merkostnader over boligbygningens livsløp
- Naturforhold som gjør det praktisk umulig å tilfredsstillte kravet

Hvis ovenstående punkter ikke er oppfylt, og boligen er under 500 m² kan direktevirkende elektrisitet eller fossilt brensel kun benyttes på maksimum 60 % av netto varmebehov. På resterende 40 % må boligen benytte en alternativ fornybar energikilde som for eksempel varmepumpe, biobrensel eller fjernvarme (før endringene i 2016) [12].

I fjernvarmeanlegg er det vanlig å ha en elkjel (og/eller olje- og gasskjel) installert i tilfelle det skulle oppstå nedetid på hovedvarmekilden eller som spisslast. Investeringskostnaden (NOK/kW) er lav i forhold til andre kilder, men siden driftskostnadene er relativt høy (NOK/kWh) er det ofte fordelaktig å dimensjonere spisslasten til å dekke rundt 10-20 % av det totale energibehovet. De fleste fjernvarmeanlegg i Norge har installert elkjeler, og har de siste årene stått for mellom 15 og 20 % av fjernvarmeproduksjonen [25].

Hvilket CO₂-utslipp elektrisitet har, er et omdiskutert tema, og er avhengig av hvilken strømmiks man bruker i beregningen. Hvis det bare er benyttet vannkraft for elektrisitetsproduksjon er CO₂-utslippet ifølge Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) på 3 gCO₂/kWh [26]. Men i Norge og Skandinavia er det en åpen kraftbørs, noe som betyr at man i perioder også bruker elektrisitet fra andre energikilder. Det er i denne oppgaven derfor valgt å følge anbefalingen til Norsk Energi ved å bruke en såkalt nordisk produksjonsmiks, som har en utslippsfaktor på 110 gCO_{2e}/kWh. Faktoren er et 5-årig gjennomsnitt (2004-2008) av CO₂-utslippene fra elektrisitetsproduksjonen i de nordiske landene [24].

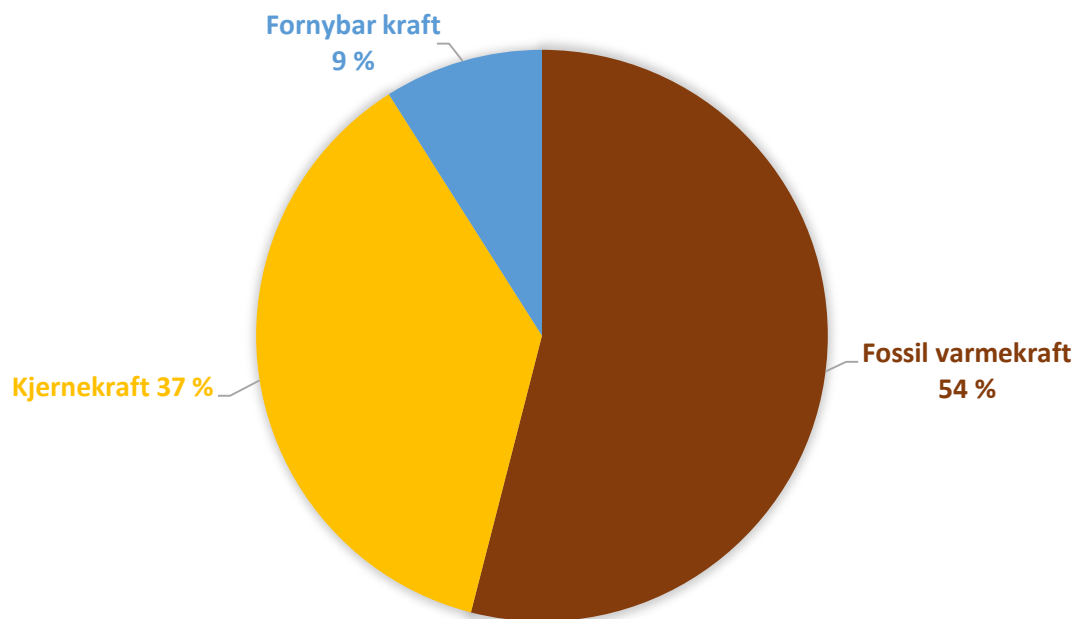
OPPRINNELSESGARANTI

Ved kjøp av kraft i Norge har alle forbrukere mulighet til å sikre seg at den kraften de kjøper er 100 % fornybar. Dette kan de gjøre ved å kjøpe kraft med opprinnelsesgaranti fra kraftleverandøren/produzenten, som da garanterer for at det produseres fornybar kraft tilsvarende mengde som det er blitt kjøpt. Denne opprinnelsesgarantien er for øvrig ikke knyttet til elektrisiteten fysisk, så selv om man kjøper elektrisitet med opprinnelsesgaranti, betyr det ikke at man nødvendigvis mottar den som forbruker. På denne måten kan kraftprodusenter i Norge selge opprinnelsesgarantier til utlandet, selv om de ikke direkte sender kraften utenlands.

Opprinnelsesgarantiordningen ble innført i 2001 gjennom EU-direktiv 2001/77/EC (populært kalt «fornybardirektivet») [27], for å først og fremst promotere og øke bevisstheten rundt bruken av fornybar energi blant forbrukere. Ordningen er frivillig, og det er opp til enhver kraftleverandør/produzent om de velger å følge ordningen eller ikke. Det er imidlertid påbudt å utarbeide en varedeklarasjon for elektrisitet som blir solgt i Norge. Dette er et krav som kom gjennom et annet EU-direktiv (direktiv 2009/72/EC), og er gjort gjeldende i Norge gjennom

«forskrift om måling og avregning» fra NVE [28]. NVE har utarbeidet en varedeklarasjon for den kraften i Norge som selges uten opprinnelsesgaranti [29], og det er denne deklarasjonen kraftleverandørene må vise til sine kunder (som kjøper kraft uten opprinnelsesgaranti), uavhengig av hva som faktisk blir levert. I Norge er det generelt lite fokus på denne deklarasjonen, siden de fleste forbrukere oppfatter det slik at strømmen de kjøper er «fornybar». Dette er også en av årsakene til at det i 2014 kun var 15 % av kraftkjøpene i Norge som hadde opprinnelsesgaranti [30]. Med denne garantien ble kundene lovet at den kraften de kjøpte var 100 % fornybar (vannkraft) med en CO₂-faktor på 3 gCO₂/kWh.

Den lave andelen påvirker også beregningene til NVE, og som man kan se i Figur 4-3 er det en lav fornybar andel av kraften som ble solgt uten opprinnelsesgaranti.



Figur 4-3: Varedeklarasjon for kraft uten opprinnelsesgaranti for 2014 [29]

Men en slik varedeklarasjon blir det beregnede CO₂-utslippet på 493 gCO₂/kWh, så i teorien hadde 85 % av kraften som ble solgt i Norge i 2014 denne CO₂-faktoren. Den faktisk produserte kraften derimot hadde et CO₂-utslipp på 10 gCO₂/kWh, hovedsakelig fordi den produserte kraftandelen var 98 % fornybar.

4.3 BIOBRENSSEL

Bioenergi i form av vedfyring har historisk sett vært den mest brukte energikilden i Norge. Den brukes fortsatt mye på husholdningsnivå, og de senere årene har også store biobrenselsanlegg for fjernvarme blitt realisert. Det er flere grunner til dette, og en av hovedgrunnene er at biobrensel er en fornybar energikilde. Utviklingen av anleggene i form av utnyttelsesgrad, driftssikkerhet og pålitelighet til råvareleveranse har også medført at anleggene er blitt mer populære blant energileverandørene. Ulempen med biobrenselsanlegg er at de som regel tar mye plass, og er kostbare sammenlignet med effekten til anlegget. Derfor brukes bioenergi ofte som grunnlast, med enten en el- eller gasskjel for å dekke spisslasten på de kaldeste dagene.

Man kan dele biobrensel inn i tre deler etter hvilken form og foredling materialet har: fast, flytende, eller i gassform. I forbrenningsanlegg benyttes det mest biobrensel i fast form, der forbehandling og kostnader er lavest mulig. Et forbrenningsanlegg må designes for en spesifikk type brenselstype, så hvis det først er bestemt at det skal brukes fast biobrensel slik som trevirke, flis eller skogsavfall, er det utfordrende å endre på dette i ettertid [31].

Utslipp i form av CO₂ og andre forurensninger ved forbrenning av biomasse er i likhet med de andre energikildene et kontroversielt tema, både politisk og fra et teknisk/livssyklus perspektiv. Ved forbrenning av biobrensel frigis det CO₂, men en påstand er at hvis uttaket av biomassen gjøres rett kan netto CO₂-utslipp settes til null. Forutsetningen da er at det plantes like mye biomasse som det forbrennes. Det kommer altså an på hvor biomassen er utvunnet, hvilken type som er utvunnet og vekstforhold. Annen forskning viser at CO₂-utslippet *ikke* er klimanøytralt fordi den CO₂-gassen som slippes ut i atmosfæren blir der over en lengre periode før den absorberes på nytt, og dermed bidrar til global oppvarming [32].

For å kvalitetssikre de anbefalte faktorene i Tabell 4-1 er de sammenlignet med standarden NS-EN 15603 [33]. I standarden er det oppgitt flere normtall for CO₂-utslipp fra ulike typer energikilder, og i Tabell 4-2 ser vi et utdrag fra de punktene som er beregnet som biobrensel:

Energikilde	Total CO₂-faktor (gCO₂e/kWh)
Flis	4
Tømmer	14
Bøktømmer	13
Furutømmer	20

Tabell 4-2: Normtall for utslipp fra biobrensel [33]

På grunnlag av god overenstemmelse mellom verdiene fra Tabell 4-1 og 4-2, er det valgt å bruke 14 gCO₂e/kWh. Dette kan også anses for å være en middelværdi av de forskjellige brenselkildene, både fra de anbefalte faktorene til Norsk Energi og i standard NS-EN 15603. Det er også andre faktorer som spiller inn i CO₂-utslippene slik som effektiviteten til forbrenningsprosessen, energitetthet til biomassen og massesammensetning.

VIRKNINGSGRAD

Virkningsgraden til et biobrenselsanlegg kan være utfordrende å beregne, da den ofte varierer over tid avhengig av brenselssammensetningen. Ved en løpende måling av virkningsgraden er det som regel ikke mulig å måle energiinnholdet til brenselet. Det som da vanligvis gjøres er at vekten og/eller volumet måles, der energiinnholdet vil variere ut ifra flere faktorer som:

- Vanninnhold/fuktighetsinnhold
- Brennverdi (LHV/HHV)
- Askeinnhold (vekt og energiinnhold)

Brennverdien kan måles enten med øvre brennverdi (HHV) eller nedre brennverdi (LHV), og er enkelt forklart forskjellen på om man inkluderer energien som går med til å fordampe vanninnholdet i brenselet. Hvilken brennverdi som blir benyttet er geografisk betinget. I Europa er det mest vanlig å bruke nedre brennverdi, mens det blant annet i USA brukes øvre brennverdi.

Etter å ha bestemt om man vil beregne virkningsgraden med HHV eller LHV kan man dele opp virkningsgraden ytterligere. Det er i all hovedsak tre forskjellige virkningsgrader som benyttes for å beskrive ytelsen til et forbrenningsanlegg:

- Forbrenningsvirkningsgrad
- Kjelvirkningsgrad
- Anleggsvirkningsgrad (årvirkningsgrad)

I tillegg har man dellastvirkningsgraden, som måler hvor effektiv anlegget er med varierende last. I motsetning til de andre virkningsgradene sier den ikke så mye om hvordan anlegget yter under optimale forhold, men hvordan anlegget er optimalisert og tilrettelagt for variabel lastmengde.

FORBRENNINGSVIRKNINGSGRAD

Forbrenningsvirkningsgraden er definert som tilført energi fra brenselet minus summen av tap fra uforbrente bestanddeler og varmetap fra røykgassen, og kan bli fastsatt relativt enkelt ved å måle røykgassens temperatur og sammensetning. Ikke noe annen informasjon om anlegget er nødvendig, så denne virkningsgraden brukes ofte for å sammenligne effektiviteten mellom ulike kjeler.

KJELVIRKNINGSGRAD

Kjelvirkningsgraden er definert som forholdet mellom tilført og produsert energi. Den tar hensyn til strålingstap fra kjelen og uforbrent brensel i asken, og er den mest benyttede virkningsgraden. Det er den virkningsgraden som er oppgitt i oppgaven hvis ikke annet er spesifisert.

Kjelvirkningsgraden η_{kj} kan defineres med to forskjellige metoder; direkte og indirekte metode. Med direkte metode ses det kun på forholdet mellom kjelens overførte effekt til energibæreren og den tilførte effekten fra brenselet:

$$\eta_{kj,dir} = \frac{\dot{Q}_N}{\dot{Q}_B} \quad (1)$$

Hvor \dot{Q}_N = Kjelens overførte effekt (mottatt av vann/damp),
og \dot{Q}_B = Tilført effekt gjennom brensel.

Varmeavgivelsen \dot{Q}_N er definert som:

$$\dot{Q}_N = \dot{m}_{vann} * c_p_{vann} * (T_{inn} - T_{ut}) \quad (2)$$

Hvor T_{inn} = Temperaturen til vannet inn i kjelen [°C],
og T_{ut} = Temperaturen til vannet ut av kjelen [°C].

Den tilførte effekten \dot{Q}_B er definert som:

$$\dot{Q}_B = LHV * \dot{m} [kW] \quad (3)$$

Hvor LHV = Nedre brennverdi til brenselet [kJ/kg],
og \dot{m} = Massestrøm til brenselet [kg/s].

Ved indirekte metode er virkningsgraden definert som 1 minus tap i prosessen pluss kondenseringsvarme:

$$\eta_{kj,indr} = 1 - L_{røykg} - L_{Uf} - L_{Rad} - L_{ubrent} + G_{kond} \quad (4)$$

Hvor $L_{røykg}$ = Røykgasstap,
 L_{Uf} = Tap på grunn av ufullstendig forbrenning,
 L_{Rad} = Varmetap til omgivelsene,
 L_{ubrent} = Tap på grunn av følbare varme i uforbrent brensel,
og G_{kond} = Kondenseringsvarme.

Forskjellen mellom den direkte og indirekte metoden er hvordan den blir målt eller beregnet. I prinsippet skal de være lik, men i virkeligheten kan de variere. Grunnen til dette først og fremst usikkerhet i målinger, eller uforutsette tap som ikke blir medberegnet.

ANLEGGSVIRKNINGSGRAD OG ÅRSVIRKNINGSGRAD

Anleggsvirkningsgraden er en overordnet virkningsgrad der det ses på hele forbrenningsanlegget i sin helhet, og den defineres som forholdet mellom totalt tilført energi og utnyttet produsert energi. I denne virkningsgraden er det også inkludert hjelpekomponenter som pumper, vifter, oppvarming av lokale, styring og andre komponenter som trenger energi.

De fleste varmesentraler er forskjellig oppbygget, og det kan derfor være vanskelig å sammenligne anleggsvirkningsgraden mellom ulike sentraler. Den største årsaken til dette er at varmetapet fra kjelen ofte går helt eller delvis over til å varme opp forbrenningscentralens bygning. Dette gjør det vanskelig å beregne mengden utnyttet produsert energi og dermed også tallfeste en reell anleggsvirkningsgrad.

Årsvirkningsgraden sier mer om hvordan anlegget driftes gjennom fyringssesongen og er av interesse for de som drifter anlegget. Tap som også er med i denne virkningsgraden er tap ved driftsstans og igangkjøring, samt påvirkningen av dellastmodus.

DELLASTFORHOLD

De fleste biobrenselsanlegg som leverer varme til oppvarmingsbehov må tilpasses slik at det er mulig å regulere produsert energi for å imøtekomme energibehovet. Ut ifra størrelse og kompleksiteten på anlegget kan driftsbetingelsene fastsettes, og på et generelt grunnlag kan man drifte anlegget følgende [34]:

- Stasjonære forhold (100 % last)
- Stasjonære dellastforhold (vanligvis mellom 30 % og 100 %)
- Variable dellastforhold, der anlegget står i standby-modus med av/på drift av brenseltilførselen, eller opprettholder en glød slik at gjentenning raskt kan skje
- Av/på drift med automatisk antennelse av/i brenselkammeret

Andre ting som også kan være med på å avgjøre hvilken driftsstrategi man velger er hvordan fjernvarmenettet er designet. Mulighet for å akkumulere varme i akkumulatortanker og i tillegg tillate temperaturvariasjoner i fjernvarmenettet kan også påvirke driftsstrategien. Hvilken dellastvirkningsgrad anlegget har er også en viktig parameter, sammen med utslippsfaktoren. De fleste anlegg har begrensninger på hvor mye utslipp som kan tillates, og i mange tilfeller øker de prosentvise utslippene ved dellast. Typiske driftsforhold for biobrenselsanlegg er vist i Tabell 4-3 og er hentet fra rapporten «Technology Data for Energy Plants» utarbeidet av Energistyrelsen i Danmark [35].

Kapasitet	Typisk kapasitet ligger mellom 1-50 MW
Reguleringsevne	Vanlige biobrenselsanlegg kan reguleres mellom 25-100 % av full kapasitet, uten å overstige utslippskriterier. Anlegg med avansert teknologi kan reguleres mellom 10-120 % så lenge brenselet ikke overstiger 35 % fuktighetsinnhold
Typiske virkningsgrader	Typisk virkningsgrad ligger mellom 90-110 %. Med røykgasskondensering og brensel med fuktighetsinnhold over 30-35 % kan virkningsgraden overstige 100 %. Hvis returtemperaturen fra fjernvarmenettet er under 40 °C kan dette gi virkningsgrader over 105 %.

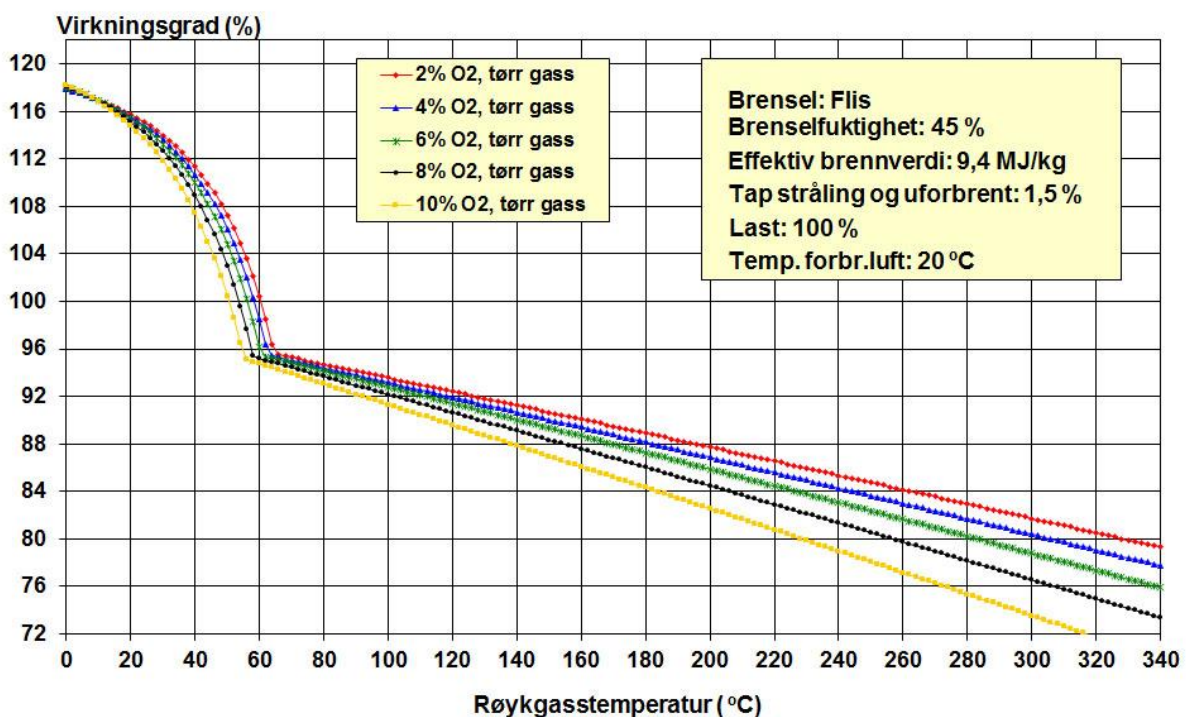
Tabell 4-2: Typiske driftsforhold for biobrenselsanlegg [35]

RØYKGASSKONDENSERING

En teknologi som er stadig mer utbredt i kombinasjon med biobrenselsanlegg er røykgasskondensering. Hovedgrunnen til det er den høye fuktigheten til brenselet. Når biobrenselet forbrennes går en del av energien som utvikles med til å fordampe dette vanninnholdet. Denne energien har vanligvis blitt neglisjert, og har lenge vært ansett som varme som er urealistisk å gjenvinne. For å unngå korrosjon i pipa/skorsteinen har det vært nødvendig å holde temperaturen på røykgassen over kondenseringstemperaturen, men ved hjelp av ny teknologi er dette nå mulig. I det som blir Sveriges største biokraftverk KVV8 i Stockholm (pr. 2016) er denne teknologien blitt tatt i bruk, og med et anlegg på 345 MW, blir hele 100 MW gjenvunnet ved hjelp av røykgasskondensering [36]. Dette viser hvor mye brenselkostnader som kan spares, og hvor mye CO₂-utslippet kan reduseres kun ved hjelp av teknologisk utvikling.

På anlegg under 1 MW er ikke røykgasskondensering særlig utbredt på grunn av den relativt høye kostnaden. På større anlegg som forbrenner fuktig biobrensel og som er tilknyttet et fjernvarmenett med lav returtemperatur (50-55 °C eller lavere) er dette i de fleste tilfeller økonomisk forsvarlig [37].

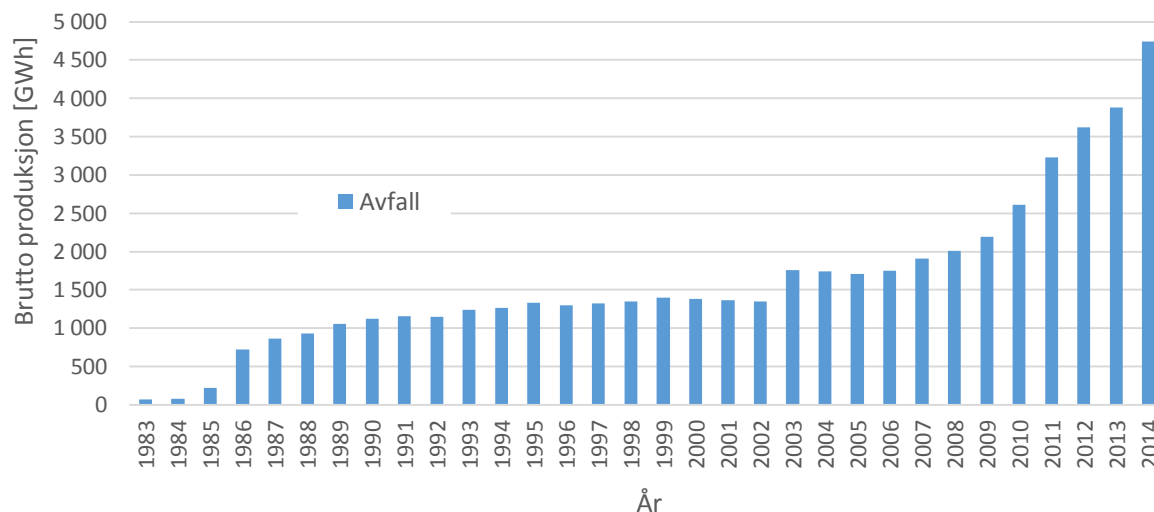
Hvor mye virkningsgraden potensielt kan øke vil variere fra anlegg til anlegg, og er avhengig av hvilket brensel som benyttes og dets fuktighetsinnhold. En annen viktig parameter er hvor langt ned man kan kjøle røykgassen, og som man kan se på eksempelet i Figur 4-4 øker virkningsgraden kraftig når temperaturen synker under 60 °C. Med dagens temperaturnivåer i fjernvarmenettet (tredjegerasjon) er det de færreste anleggene som har en retur-temperatur under 50 °C, men med utviklingen av fjerdegenerasjons fjernvarme (4GDH) vil temperaturnivåene falle kraftig. Det gir grunn til å tro at besparelsen og fordelene ved å installere røykgasskondensering kommer til å øke i takt med utbredelsen og implementeringen av 4GDH.



Figur 4-4: Virkningsgrader ved røykgasskondensering hentet fra Norsk Energi [38]

4.4 AVFALLSFORBRENNING

Fra 1. juli 2009 ble det i Norge innført forbud mot å deponere biologisk nedbrytbart avfall [39], noe som resulterte i at forbrenningsanlegg for søppel fikk en oppsving, og flere søppelforbrenningsanlegg ble bygd. Utviklingen av produksjon fra avfallsforbrenning er vist i Figur 4-5.



Figur 4-5: Brutto varmeproduksjon fra avfallsforbrenning gjennom fjernvarme [23]

Fra Figur 4-5 ser man at avfallsforbrenningen har hatt en kraftig økning etter 2009, samtidig som en stor andel av det totale avfallet også blir eksportert til andre skandinaviske land. Det diskuteres nå til dags om hvorvidt det skal være begrensninger på hvor mye av avfallet som skal eksporteres, for å sikre lønnsomhet i de norske forbrenningsanleggene.

Ved forbrenning av søppel finnes det flere måter å nyttiggjøre den frigitte energien på. I Norge er det to løsninger som er mest brukt:

- Levere alt som varme
- Kogenerering (Engelsk: Combined Heat and Power, heretter kalt CHP)

Ved CHP foregår samtidig produksjon av elektrisitet og varme. Hovedårsaken til at disse to løsningene er mest brukt har sammenheng med at Norge har et stort oppvarmingsbehov og et relativt lite elektrisitetsbehov utover det som blir produsert i norske vannkraftverk. Hvilken løsning som er mest hensiktsmessig er avhengig av flere variabler som tilgang på brensel, innkjøpspris på brensel, salgspris på elektrisitet og livssykluskostnader.

Forbrenning av avfall har i likhet med elektrisitet et omdiskutert CO₂-utslipp. Sammenliknet med å deponere avfallet, er miljøutslippene ved forbrenning vesentlig lavere. Når det også er forbud mot å deponere avfall, blir avfallsforbrenning av politiske årsaker betraktet som en fornybar energikilde. Avfallet må uansett tas hånd om, og konvertering til en annen energiform er en av få måter å bli kvitt avfallet på. I den andre raden i Tabell 4-1 er det beregnet at avfallet er CO₂-nøytralt, og kun har utslipp fra transport og andre klimagasser (11 gCO₂e/kWh). I den tredje raden er CO₂-utslippet tatt med (175 gCO₂e/kWh). Slik det fremgår her har det stor betydning for klimaregnskapet om man inkluderer CO₂ eller ikke. Siden avfallsforbrenning er en videreføring av et restprodukt fra andre prosesser og en nødvendig metode for å behandle avfall, er CO₂-faktoren satt til å være karbonnøytral (11 gCO₂e/kWh) i CO₂-regnskapet. Dette er også den

verdien Norsk Energi anbefaler hvis man ikke allokere klimagassutslippet direkte til energiproduksjonen [24].

For å få en detaljert oversikt over CO₂-utslippet ved samtidig produksjon av varme og elektrisitet er det nødvendig å allokere den tilførte energien til CHP-anlegget, mellom hva som går til elektrisitetsproduksjon og hva som går til varmereproduksjon. I litteraturen finnes det mange ulike måter å gjøre dette på, og i oppgaven er det det valgt å bruke en metode som heter «Energy method», kjent for sin enkle tilnærming og oppbygning [40]. Allokeringfaktorene er bestemt ut ifra energiinnholdet til henholdsvis varmereproduksjonen og elektrisitetsproduksjonen som følger:

$$f_Q = \frac{Q}{Q + E} \quad (5)$$

$$f_E = \frac{E}{Q + E} \quad (6)$$

hvor f_Q og f_E angir andelen av CO₂-utslippet som kan allokere til henholdsvis varme- og elektrisitetsproduksjonen, mens Q og E angir henholdsvis netto varmereproduksjon og netto elektrisitetsproduksjon. Summen av allokeringfaktorene er 1. Videre kan størrelsen på CO₂-utslippet som kommer fra varmereproduksjonen og elektrisitetsproduksjon uttrykkes ved henholdsvis:

$$m_{CO_2,Q} = f_Q \cdot H \cdot CO_{2,avfall} \quad (7)$$

$$m_{CO_2,E} = f_E \cdot H \cdot CO_{2,avfall} \quad (8)$$

hvor H er den tilførte energien fra avfallet, mens $CO_{2,avfall}$ er CO₂-faktoren for avfall. Summen av formel (7) og (8) angir det totale CO₂-utslippet.

4.4.1 CHP

En av de store fordelene med CHP-anlegg er at de kan optimalisere energiproduksjonen slik at forbrenningsanlegget kjøres mest mulig optimalt uten for store svingninger i produksjonen. Hvis det for eksempel plutselig blir akutt behov for mer strøm i el-nettet kan anlegget stabilisere og avlaste nettet, og hvis det blir nedgang i fjernvarmebehovet kan det produseres mer strøm uten å redusere lasten til anlegget. Det er også fordelaktig å produsere elektrisitet nært forbrukeren hvis det er store avstander til andre energikilder, da det reduserer transporttapet i nettet, og gjør energiforsyningen mindre sårbar ved nettutfall, vedlikehold og modifikasjoner. Et CHP-anlegg kan bruke flere energikilder enn bare avfall. I Europa er det vanlig å benytte seg av atomkraft, naturgass, og andre fossile energikilder. I de tilfeller der det ikke er behov for varme, eller at det mangler infrastruktur for å distribuere ut varmen, blir det bygget rene kondenseringsanlegg, der mest mulig energi overføres til elektrisitet, og dampen kjøles gjennom kjøletårn eller vannkilder. De mest effektive kondenseringsanleggene (Engelsk: Combined Cycle Power Plant) kjøres på naturgass, og har en virkningsgrad opp mot 60 % [41]. Til sammenligning kan et CHP-anlegg, som også produserer varme, komme opp mot en virkningsgrad på 90 % [42], noe som viser at det er langt mer fornuftig å utnytte all restvarmen fra energiproduksjon såfremt forholdene ligger til rette for det. For å si noe om den termodynamiske ytelsen til et CHP-anlegg er det nødvendig å definere flere ytelsesparametere. I litteraturen finnes det et bredt utvalg parametere, og de viktigste er presentert i dette avsnittet.

Den elektriske virkningsgraden til systemet:

$$\eta_{el} = \frac{W_e}{\dot{m}_f \cdot LHV} \quad (9)$$

Hvor W_e er netto elektrisk effektuttak, og det er tatt høyde for effektforbruket til tilleggskomponenter (pumper etc.). \dot{m}_f er tilført brenselmengde til forbrenningskammeret, mens LHV (Lower Heating Value) er den nedre brennverdien til brenselet.

Den termiske virkningsgraden til systemet:

$$\eta_t = \frac{Q}{\dot{m}_f \cdot LHV} \quad (10)$$

Hvor Q er den nyttiggjorte termiske effektuttaket fra systemet. Legger man sammen formel (9) og (10) får man den totale virkningsgraden til anlegget:

$$\eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th} = \frac{W_e + Q}{\dot{m}_f \cdot LHV} \quad (11)$$

Det finnes også flere andre viktige parameter som bør tas hensyn til i CHP-anlegg, spesielt forholdet mellom nyttiggjort elektrisitet og varme (Engelsk: Power-to-heat Ratio). PTH-forholdet er definert ved:

$$PTH = \sigma = \frac{W_e}{Q} \quad (12)$$

Hvor W_e er den elektriske produksjonen, mens Q representerer varmeproduksjonen. I EU-direktivet 2004/8/EC er det oppgitt at standard PTH-forhold for CHP-anlegg skal være 0,45 [41].

Det finnes flere forbrenningsanlegg i Norge og Norden som baserer seg på kogenerering; Tafjord kraftvarme i Ålesund, Klemetsrudsanlegget i Oslo og Reno-Nord i Danmark er noen få eksempler. For nordiske forhold ligger den elektriske virkningsgraden på typisk 20-25 %, mens den termiske virkningsgraden ligger på rundt 70-90 % når anlegget driftes etter *heat-match-mode* [43]. *Heat-match-mode* er vanlig driftsstrategi i Norden hvor det er et relativt stort varmebehov og fungerer på den måten at varmeproduksjonen alltid samsvarer varmebehovet, og at elektrisitetsproduksjonen kommer som et biprodukt av varmeproduksjonen. Typiske driftsforhold for avfallsforbrenning med CHP er vist i Tabell 4-4 og er hentet fra rapporten «Technology Data for Energy Plants» utarbeidet av Energistyrelsen i Danmark [35].

Kapasitet	Kapasiteten kan variere fra noen få MW, i småskala anlegg, til over 100 MW i større anlegg. Verdens største avfallsanlegg med CHP (pr. 2013) har en kapasitet på 114,2 MW og drives av Afval Energie Bedrijf i Amsterdam.
Damptrykk og temperatur	På grunn av røykgassens korrosivitet er dampegenskapene begrenset til typisk 40-65 bar og 400-450 °C.
Reguleringsevne	Anleggene kan bli nedregulert til typisk 50 % av nominell kapasitet. Ytterligere nedregulering går på bekostning av dampkvalitet, effektivitet og miljøvennlighet.
Typiske virkningsgrader	Elektrisk virkningsgrad 20-25 % Termisk virkningsgrad 70-90 %

Tabell 4-3: Typiske driftsforhold for avfallsforbrenning med CHP [35]

Det er viktig å få frem at andre kilder opererer med andre typiske driftsforhold. EDUCOGEN, «The European Educational Tool on Cogeneration» for eksempel, angir at damptrykket kan variere fra noen få bar til 100 bar i forsyningssektoren, mens damptemperaturen variere fra noen få grader overopphetning til ca. 450 °C, og helt til 540 °C i forsyningssektoren [44].

4.5 VARMEPUMPE

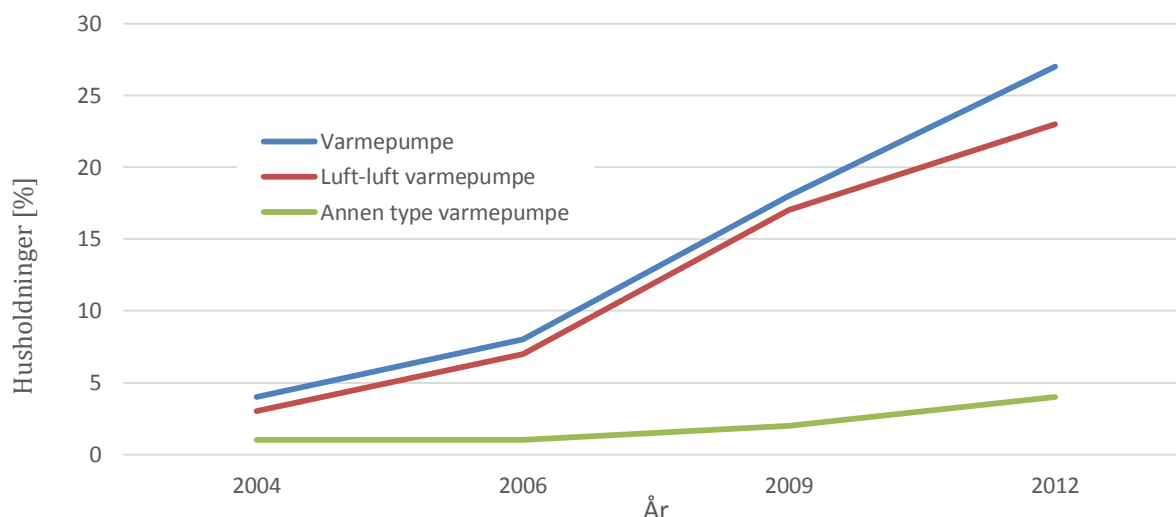
Helt grunnleggende fungerer en varmepumpe på en slik måte at den henter energi fra ett temperaturnivå og løfter den til et høyere nivå ved hjelp av et arbeidsmedium og tilført energi. Prinsippet er at man henter ut mer energi enn hva man tilfører, noe som måles i en varmefaktor (Engelsk: Coefficient Of Performance, heretter kalt «COP») og er vist i Formel 13.

$$COP = \frac{Q}{W} \quad (13)$$

Hvor Q = Varmeeffekt (W),

og W = Tilført kompressoreffekt (W).

Utviklingen av varmepumpeteknologien strekker seg langt tilbake i tid, men var frem til 1990-tallet mest brukt til kjøling og industrielle prosesser. Varmepumper for oppvarming av boliger ble i Norge først populært på begynnelsen av 2000-tallet, og økte med 23 %, fra 2004 til 2012, som vist i Figur 4-6.



Figur 4-6: Prosentvis økning av varmepumper i norske husholdninger [2]

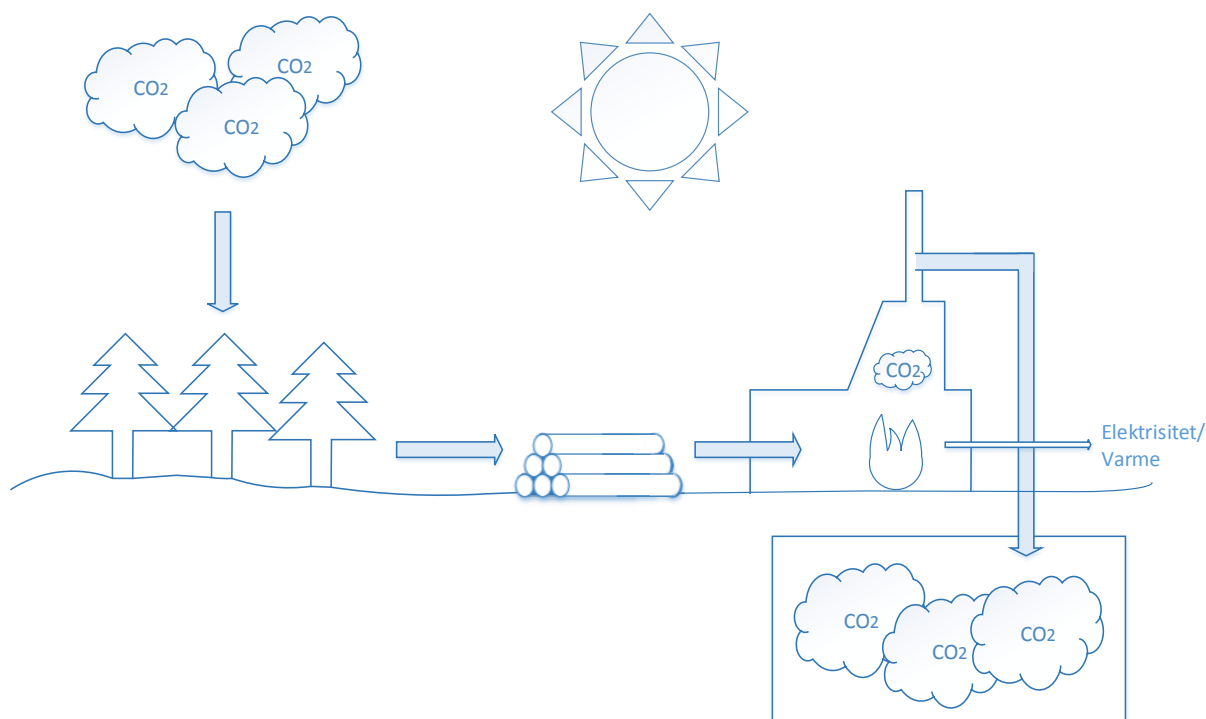
Dette er først og fremst enkeltstående varmepumper som enten dekker delvis eller hele oppvarmingsbehovet i en bolig. Større varmepumpeanlegg tilkoblet et fjernvarmenett har ikke vært like utbredt i Norge da teknologien ikke har vært moden nok. Dette ser nå ut til å snu, og flere store fjernvarmeanlegg prosjekteres med varmepumpe, slik som for eksempel hos Drammen fjernvarme. De har installert verdens største høytemperatur varmepumpeanlegg, med en års gjennomsnittlig COP på 3,1 og effekt på 14,3 MW, som leverer varme med turtemperatur på opptil 90 °C [45]. Dette anlegget har tre sammenkoblede varmepumper, og bruker avansert teknologi for å oppnå høye trykk- og temperaturforhold. Anlegget bruker ammoniakk (R717) som arbeidsmedium, og varmepumpene har singelskrue-kompressorer i to trinn. Mellom første og andre trinn er det en såkalt «economizer» som reduserer trykkørstemperaturen, og som muliggjør det høye trykkluftet helt opp til 75 bar. Ved å bruke tre varmepumper sikrer de høy dellastvirkningsgrad og forsyningssikkerhet, slik at hvis én av pumpene kan kobles ut for service og vedlikehold, kan de to andre kjøres som normalt. Varmepumpeanlegget bruker sjøvann på 40 meters dybde som energikilde, noe som sikrer en stabil temperatur og som ikke påvirkes av sesongvariasjoner.

Med en utvikling av fjerdegenerasjons fjernvarme med lavere temperaturnivåer åpner det også opp for andre typer varmepumper med lavere temperaturbegrensninger. Dette vil også kunne redusere investeringskostnader, da det kan benyttes utprøvde og rimeligere varmepumpeløsninger.

Varmepumper bruker elektrisitet for å drive prosessen, så i de tilfeller der varmepumpen henter elektrisiteten fra det åpne strømmarkedet benyttes den samme anbefalte CO₂-faktoren som ved direkte elektrisk oppvarming (110 gCO₂e/kWh). Hvis varmepumpen får levert elektrisitet fra en CHP-prosess, er det energikilden til CHP-prosessen som avgjør hvilken CO₂-faktor som benyttes. Dette kan variere, så i de tilfeller der varmepumpen benytter seg av flere energikilder er dette prosentvis fordelt mellom de ulike kildene.

4.6 KARBONFANGST OG LAGRING (CCS)

Karbonfangst- og lagring, heretter kalt CCS (Eng: Carbon Capture and Storage), er en metode for å skille ut CO₂ fra avgasser i en industriell prosess, for deretter å lagre denne CO₂-en i geologiske formasjoner under bakken vist i Figur 4-7.



Figur 4-7: Prinsippkisse for karbonfangst og lagring

Dette er en relativt ny teknologi som har vært svært avhengig av statlig eller ekstern støtte for utviklingen av teknologien. Fra et økonomisk perspektiv har dette vært en fordyrende prosess, både i installasjonskostnader, men også ved drift. I Norge var karbonfangst et av prestisjeprosjektene til Stoltenberg-regjeringen og testsenteret på Mongstad ble omtalt som «månelandingen» i den norske klimapolitikken [46]. Store budsjettoverskridelser og langsom progresjon førte i midlertid til at planene om å bygge ut testanlegget i full-skala ble skrinlagt.

Ved Klemetsrud avfallsforbrenningsanlegg i Oslo ble det i februar 2016 åpnet et testsenter for CCS, der de i første omgang skal prøve å fange CO₂ fra røykgassen [47]. Dette er det første avfallsforbrenningsanlegget i verden med CCS-teknologi, og skal være del av en mulighetsstudie for å se på muligheten for å bygge ut anlegget til et fullskalaanlegg for CO₂-fangst. I

klimameldingen fra 2012 [48] vedtok Stortinget at Norge skulle ha som ambisjon å realisere minst ett fullskala CCS-anlegg innen 2020. Dette ansvaret er blitt overført til statsforetaket Gassnova som utelukkende jobber med å implementere og utvikle CCS-teknologi i Norge. Etter en idéstudie i 2015 valgte Gassnova å jobbe videre med tre løsninger for et fremtidig fullskalaanlegg for karbonfangst. Klemetsrudanlegget, Norcems sementfabrikk i Brevik og Yaras ammoniakk-fabrikk i Porsgrunn. De to sistnevnte er fabrikker med store CO₂-utslipp fra produksjonen, mens Klemetsrudanlegget forbrenner biologisk og ikke-biologisk materiale for energigjenvinning. Dette stiller Klemetsrudanlegget i en særstilling i forhold til de to andre kandidatene, siden det ved CO₂-fangst fra biologisk materiale oppstår noe som blir kalt «karbonnegativitet».

I stedet for at CO₂-utslippet blir null, eller går mot null, slik som det ville ha gjort ved Yara og Norcem, kan CO₂-utslippet ved Klemetsrudanlegget potensielt bli negativt. Man trekker faktisk *ut* CO₂ fra atmosfæren, og bidrar i enda større grad til å redusere den globale påvirkningen av CO₂-utslipp.

Et steg videre fra avfallsforbrenningsanlegg med CCS, som hos Klemetsrud, er et biobrenselsanlegg med CCS (Bio-CCS). I et slikt anlegg forbrennes det 100 % biologisk materiale, og dermed vil mengden CO₂ som blir fjernet fra atmosfæren øke ytterligere.

5 METODIKK

I dette kapitlet er først den overordnede fremgangsmåten for å løse oppgaven presentert, deretter er den mer spesifikke fremgangsmåten for å regulere effekten til energiforsyningsteknologiene og beregningen av CO₂-utslippet lagt fram.

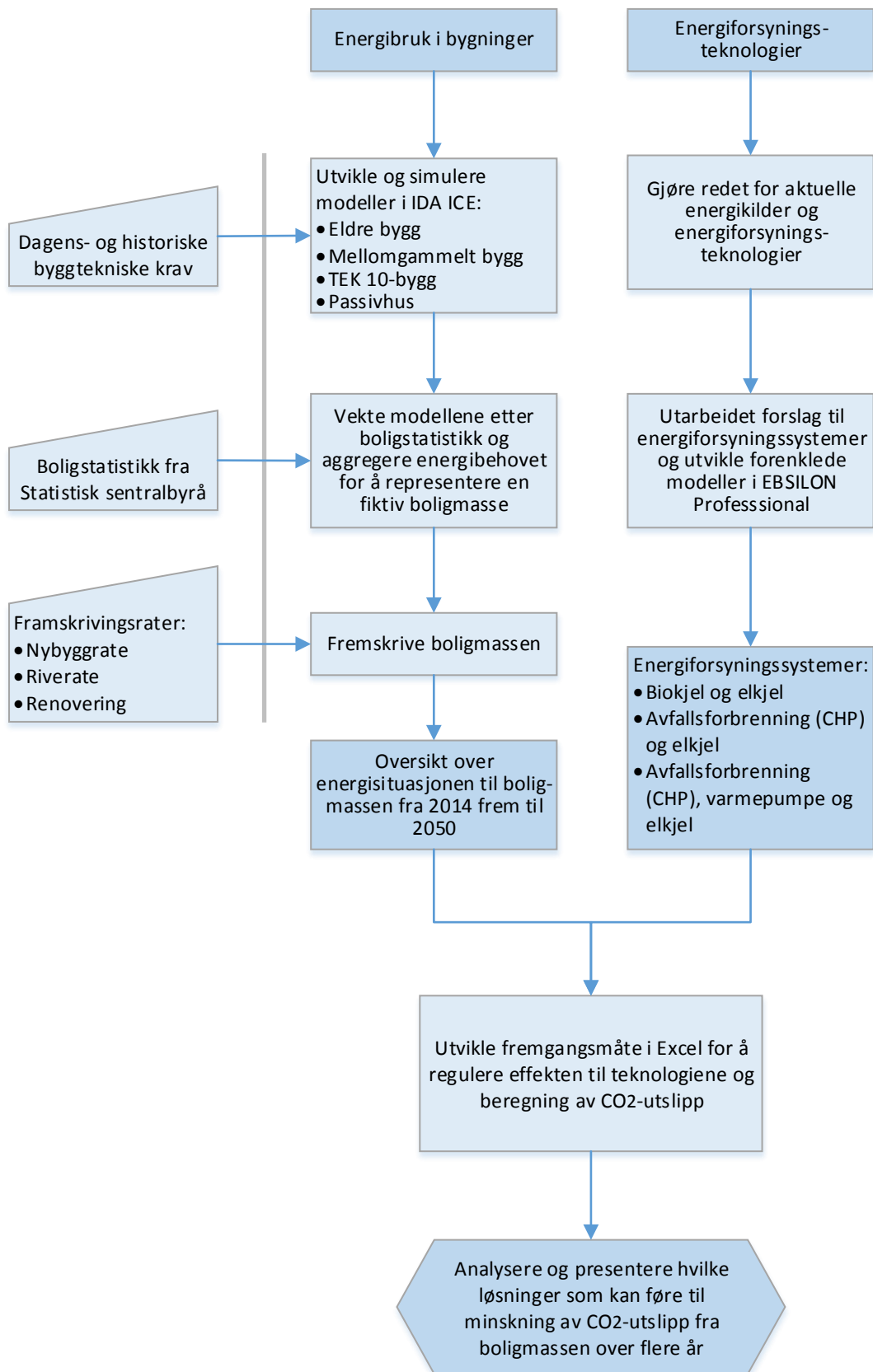
5.1 OPPGAVENS OVERORDNEDE FREMGANGSMÅTE

Oppgaven er et felles arbeid mellom energibruk i bygninger og energiforsyningsteknologier. I den ene delen, som går på energibruk i bygninger, er hensikten å lage ulike simuleringsmodeller som skal representere husholdninger etter ulik standard og dermed representere alle bygningsstandarder i Norge. Modellene er laget i simuleringsverktøyet IDA ICE, og er basert på historiske- og gjeldende standarder. Modellene er simulert hver for seg og deretter aggregert slik at man oppnår en fiktiv boligmasse med et totalt effektbehov på 100 MW. Aggregeringen er basert på boligstatistikk og statistikk fra energimerkeordningen for å få en nøyaktig vektning av boligmassen. Videre er boligmassen framskrevet med lineære vekstrater slik at man får en oversikt over effekt- og energibehovet i dag og frem i tid. Det er laget tre ulike scenarier for framskrivningen av boligmassen for å fange opp usikkerheten knyttet til boligveksten. I tillegg er det foretatt en sensitivitetsanalyse av ulike brukermønstre for å se hvilken innvirkning det har på energibehovet.

I den andre delen av oppgaven, som går på energiforsyningsteknologier, er effekt- og energibehovet til boligmassen brukt som grunnlag for evaluering av ulike energiforsyningsteknologier. Energiforsyningsteknologiene er bestemt gjennom et litteraturstudium som tar for seg aktuelle fornybare energikilder og tilhørende CO₂-faktorer. Kombinasjoner av energiforsyningsteknologier, samt effektfordelingen mellom teknologiene, er basert på erfaringer fra andre anlegg og ulike forutsetninger som er gjort rede for i oppgaven. Det er laget forenklede simuleringsmodeller av teknologiene i EBSILON Professional med driftsparametere fra tilsvarende reelle anlegg, og som gir oversikt over levert- og tilført effekt i tillegg til ulike ytelsesparametere ved både fullast- og dellastoperasjon.

Til slutt er det utviklet en metode i Excel for å regulere effekten til energiforsyningsteknologiene på bakgrunn av energibehovet til boligmassen, slik at CO₂-utslippet kan beregnes i dag og frem i tid. Teknologiene er videre evaluert opp mot hverandre for å finne den mest optimale løsningen med tanke på klimagassutslipp og andre viktige forhold.

I Figur 5-1 er fremgangsmåten for å besvare oppgaven illustrert i et blokkdiagram.



Figur 5-1: Diagram som viser oppgavens fremgangsmåte

5.2 FREMGANGSMÅTE FOR EFFEKTRREGULERING AV

ENERGIFORSYNINGSTEKNOLOGIENE OG BEREGNING AV CO₂-UTSLIPP

For å finne CO₂-belastningen til de ulike energiforsyningssystemene er det utviklet en metode som regulerer effekten til energiforsyningsteknologiene med bakgrunn i effektbehovet til boligmassen. Både MATLAB og Excel ble vurdert som aktuelle programvarer for utvikling av metodikken. MATLAB er en matematisk programvare med et eget programmeringsspråk, og som gir mange muligheter for å løse denne typen problemstillinger. Excel, som også har et eget programmeringsspråk, har også et innebygd regneark med et enkelt grensesnitt og mange nyttige funksjoner. Siden funksjonene i regnearket er vurdert til å dekke omfanget av metodikken som er utviklet, er Excel valgt som den foretrukne programvaren på tross av at man kanskje kunne ha oppnådd en mer kompleks og avansert tilnærming med MATLAB.

I metoden er det viktig å understreke forskjellen mellom *tilført* og *levert* effekt (se Figur 4-2). Den tilførte effekten er den effekten som leveres inn til varmeproduksjonsanlegget i form av avfall for et avfallsanlegg, biomasse for et biobrenselanlegg eller elektrisitet for en varmepumpe, og er beregningsgrunnlaget for CO₂-utslippet. Den leverte effekten er den effekten som de ulike teknologiene leverer til boligmassen når tapet i varmeproduksjonen er tatt med.

Metodikken er beskrevet og illustrert for energiforsyningssystemet med tre ulike teknologier, presentert i Kapittel 9.1.3. Ved energiforsyningssystemer med kun to teknologier må nødvendigvis ett ledd tas bort i metodikken, men følger det samme prinsippet. For å lage metoden så generell som mulig er det brukt terminologier som teknologi 1, 2 og 3. Hvis energiforsyningssystemet består av tre teknologier, er teknologi 1 grunnlasten, mens mellomlasten og spisslasten er henholdsvis teknologi 2 og 3. Ved kun to teknologier er teknologi 1 grunnlasten, mens teknologi 2 er spisslasten. Metoden er beskrevet punktvis på neste side og deretter vist i et flytskjema (Figur 5-2).

1. Det første steget i metoden er å manuelt legge inn effektbehovet til boligmassen på timesbasis over et helt år, og er definert ved $Q(t)$. I tillegg må man legge inn levert effekt for teknologiene ved både fullast, Q_{max} , og dellast, helt ned til minimumsyttelsen, Q_{min} . Modellen for avfallsforbrenning kan nedreguleres til 50 % av nominell ytelse, mens biobrenselsanlegget og varmpumpeanlegget kan nedreguleres til 10 % av nominell ytelse i henhold til de typiske driftsbetingelsene beskrevet for de respektive teknologiene i Kapittel 4. På dellast reguleres effekten til teknologiene mellom Q_{max} og Q_{min} med 10 % reduksjon i ytelse for hvert trinn.
2. Det første regnearket sjekker om effektbehovet, $Q(t)$, er større enn den maksimale ytelsen til teknologi 1, $Q_{max,1}$:

$$Q(t) \geq Q_{max,1} \quad (14)$$

- a. Hvis effektbehovet er større eller lik ytelsen til teknologi 1, kjøres grunnlasten med full ytelse. Hvis det er et resterende effektbehov er dette definert ved:

$$Q(t)_{rest,1} = Q(t) - Q_{max,1} \quad (15)$$

og dekkes av mellomlasten og spisslasten, avhengig av kapasiteten på mellomlasten.

- b. Hvis effektbehovet, $Q(t)$, er lavere enn $Q_{max,1}$ opererer teknologi 1 på dellast i henhold til dellasttrinnene beskrevet i punkt 1. Effektbehovet dekkes av nærmeste effekttrinn for nøyaktig tilpasning mellom effektbehovet og nødvendig ytelse.
3. Når det resterende effektbehovet, $Q(t)_{rest,1}$, er avdekket, sjekker regnearket om det er større enn den maksimale ytelsen til mellomlasten, kalt teknologi 2:

$$Q(t)_{rest,1} \geq Q_{max,2} \quad (16)$$

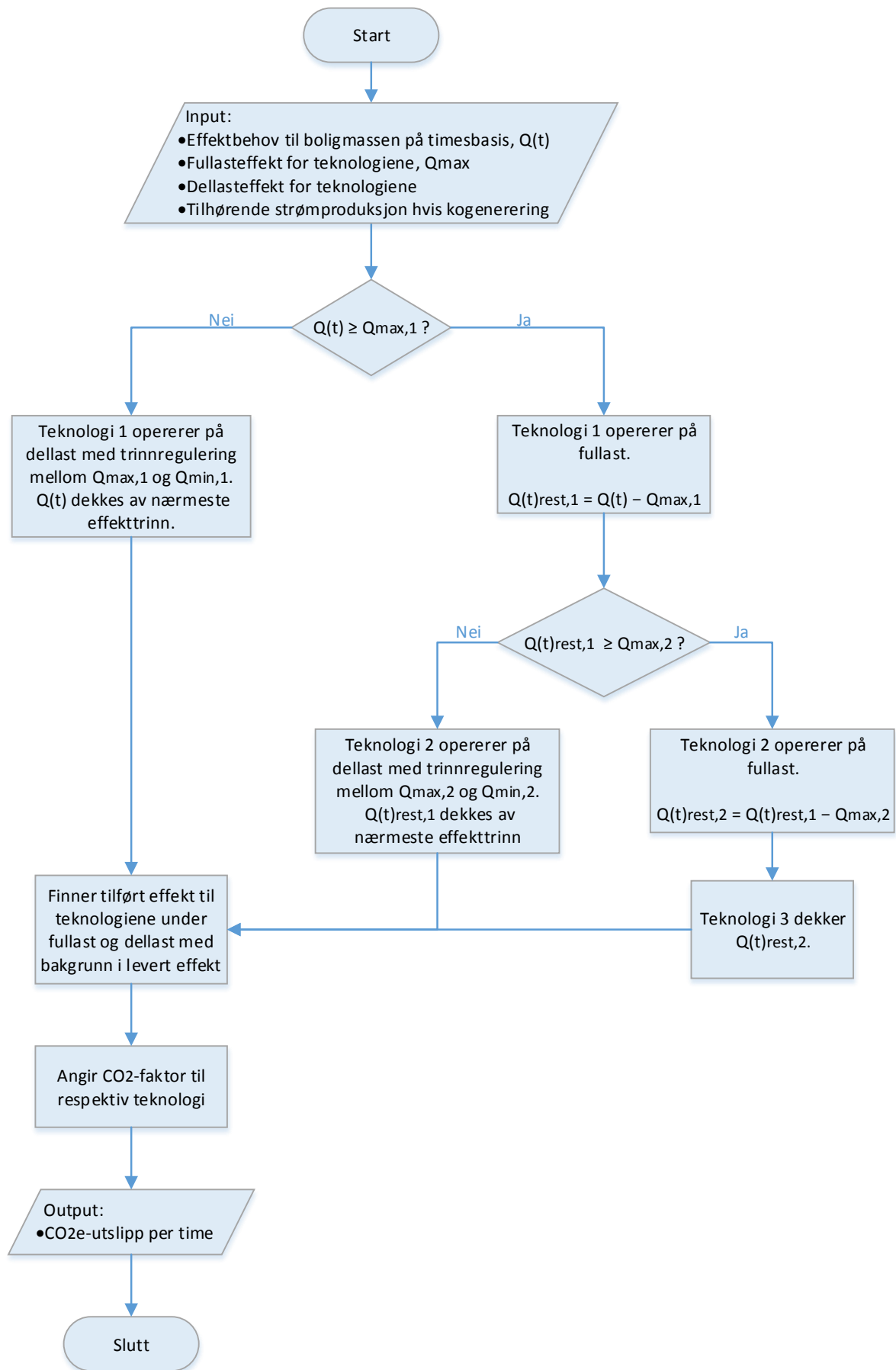
- a. Hvis det resterende effektbehovet er større eller lik ytelsen til teknologi 2, kjøres mellomlasten med full ytelse. Hvis det fortsatt er et resterende effektbehov etter at teknologi 2 har dekket den delen av effektbehovet den har kapasitet til, er det uttrykt ved:

$$Q(t)_{rest,2} = Q(t)_{rest,1} - Q_{max,2} \quad (17)$$

$Q(t)_{rest,2}$ dekkes av teknologi 3, mer spesifikt spisslasten eller elkjelen, i forslagene som er presentert.

- b. Hvis det resterende effektbehovet, $Q(t)_{rest,1}$, er lavere enn $Q_{max,2}$, opererer teknologi 2 på dellast. Effektbehovet dekkes av nærmeste effekttrinn for nøyaktig tilpasning mellom effektbehovet og nødvendig ytelse.
4. Når driftsstrategien og effektfordelingen mellom teknologiene er kjent, hentes data fra modellene for å finne den tilførte energien ved ulike ytelser. Hvis avfallsforbrenning med CHP er en del av energiforsyningssystemet hentes det også informasjon om elektrisetsproduksjonen ved ulike ytelser, og som nyttiggjøres til å dekke en del av det el-spesifikke behovet til boligmassen. I tillegg allokeres CO₂-utslippet fra CHP-anleggene mellom varme- og elektrisetsproduksjon i henhold til «Energy method» beskrevet i Kapittel 4.4.1.

5. Med bakgrunn i punkt 4 beregnes CO_2 -utslippet etter formel (7) og (8) i Kapittel 4.4 på timesbasis og summeres over et helt år. Ved biobrenselsanlegget er det ikke nødvendig å inndele CO_2 -utslippet etter el- og varmeproduksjon ettersom det kun er varme som produseres.



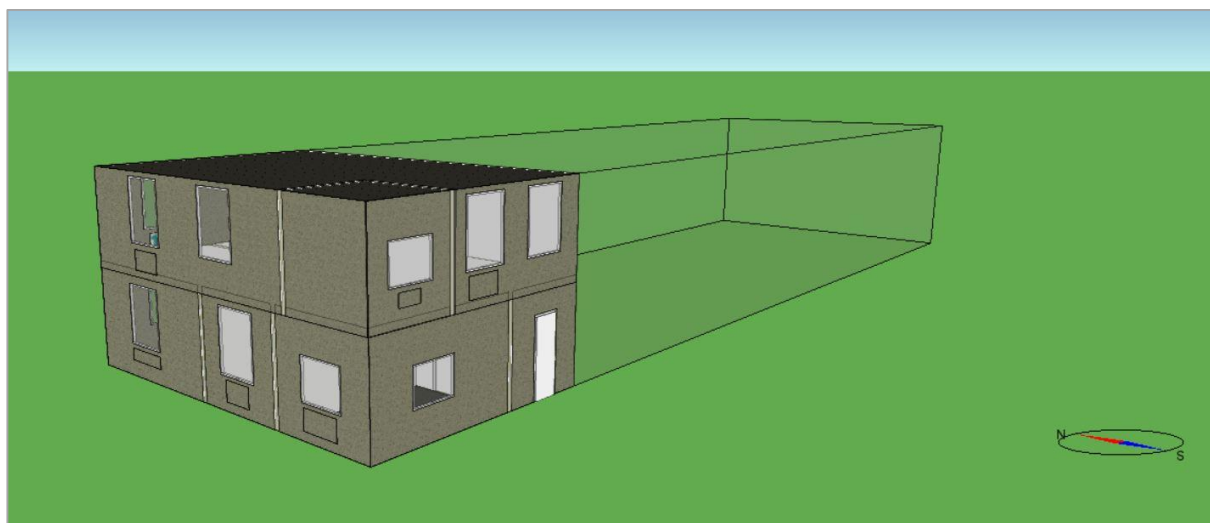
Figur 5-2: Flytskjema for å finne lastfordeling mellom teknologiene og CO₂-utslippet

6 SIMULERING AV ENERGIBRUK I EN HUSHOLDNING

Dette kapittelet omhandler bygningsmodellen og simulering grunnlaget for de ulike modellene som er laget. Videre er det gjort en sammenlikning med energiforbruket i reelle boliger av samme kategori.

6.1 BESKRIVELSE AV HUSHOLDNINGEN

Rekkehuset er utviklet av M. Ingebretsen i masteroppgaven «Muligheter for konvertering av eksisterende bygninger til lavtemperatur fjernvarme» høsten 2014 [49], og videreutviklet til denne oppgavens formål. I simuleringene er værdata fra Fornebu utenfor Oslo benyttet [50] og Figur 6-1 viser rekkehuset fra sørvest.



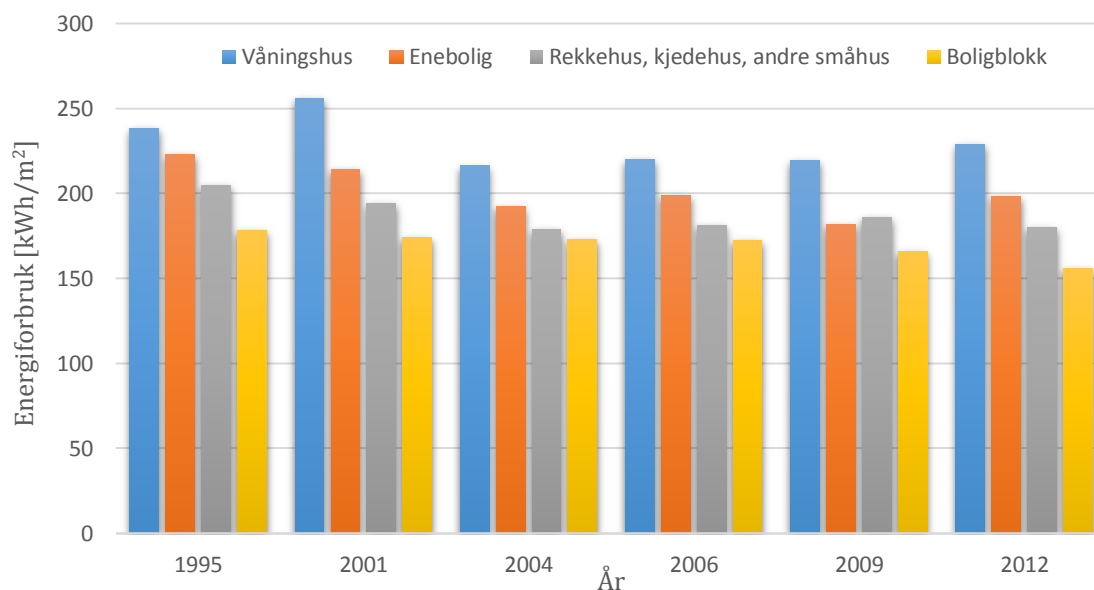
Figur 6-1: Rekkehus med beliggenhet på Fornebu utenfor Oslo

Rekkehuset har et oppvarmet bruksareal (BRA) på 122,2 m² fordelt på to etasjer og sju termiske soner. Tre av ytterveggene grenser mot friluft, mens én vegg grenser mot oppvarmet areal. Videre, har etasjene en takhøyde på 2,5 meter og det totale bygningsvolumet er på 305,8 m³. Inndelingen av sonene er vist i Tabell 6-1.

Sone	Oppvarmet BRA (m ²)
Bad 1	8,1
Soverom 1	11,1
Soverom 2	9,8
Soverom 3	14,5
Gang	16,4
Stue/kjøkken	57,0
Bad 2	5,3
Totalt	122,2

Tabell 6-1: Soneinndeling for rekkehuset

Hovedgrunnen til at det er valgt å simulere et rekkehus er at energiforbruket i rekkehus ligger, historisk sett, nært gjennomsnittet til de andre husholdningstypene (Figur 6-2).



Figur 6-2: Spesifikt energiforbruk fordelt etter husholdningstype og år [2]

Ved å ta en nærmere titt på tallgrunnlaget ser man at rekkehus (grå søyle) har et avvik på 2 % fra det gjennomsnittlige spesifikke energiforbruket for alle bygningstypene over tidsperioden. Det er derfor antatt at rekkehuset er representativt for alle husholdningstypene.

For å få en realistisk tilnærming til effekt- og energiforbruket av dagens og fremtidens boligmasse, er det definert fire ulike modeller av rekkehuset, som er tilknyttet historiske og gjeldende standarder. Disse skal representere en reell bolig fra tidsperioden de ble bygd i. Det er derfor tilstrebet å lage modellene med et energiforbruk på samme nivå som energistatistikk fra Statistisk sentralbyrå. De ulike modellene er definert i Tabell 6-2.

Modell	År	Standard
Eldre bygg	1980 og eldre	Manual for enøk normtall*
Mellomgammelt bygg	1981-2010	TEK 87/97
TEK 10-bygg	2010 og etter	TEK 10
Passivhus	2010 og etter	NS 3700

*Hus som er bygd før 1980 har ikke tilknytning til noe konkret standard. Det er derfor benyttet referanseverdier for «Eldre bygg», gitt av Enova i *Manual for Enøk Normtall*.

Tabell 6-2: Modeller definert etter byggeår og standard

Utover kravene spesifisert i de respektive standardene er det benyttet normtall fra NS 3031 [51], for småhus, som angir:

- Driftstider knyttet til oppvarming, belysning, utstyr, personer og ventilasjon
- Netto effektbehov for belysning, utstyr og tappevannsoppvarming
- Varmetilskudd fra belysning, utstyr, tappevann og personer
- Settpunkt-temperatur i og utenfor driftstid.

Mer detaljert beskrivelse av simuleringsgrunnlaget og inndataene for de ulike modellene er beskrevet kapitlene 6.2-6-5.

6.2 MODELL FOR «ELDRE BYGG»

For det eldre bygget er inndataene spesifisert av Enova i håndboken *Manual for Enøk Normtall* [52]. Det eldre bygget skal representere et reelt rekkehus som er bygget før 1980.

BYGNINGSKONSTRUKSJON

Inndataene for bygningskonstruksjonen er vist i Tabell 6-3.

Beskrivelse	U-verdi
U-verdi for tak [W/m ² K]	0,40
U-verdi for gulv mot grunn [W/m ² K]	0,40
U-verdi yttervegg [W/m ² K]	0,50
U-verdi vinduer [W/m ² K]	2,889
U-verdi dører [W/m ² K]	2,00
U-verdi gjennomsnitt [W/m ² K]	0,548
Normalisert kuldebroverdi [W/m ² K]	Medregnet i U-verdier
Lekkasjetall ved 50 pa trykkdifferanse [h ⁻¹]	4,0

Tabell 6-3: Inndata for det eldre bygget

Tabell 6-3 viser U-verdiene til det eldre bygget. Siden det eldre bygget ikke er forankret i noe teknisk standard, er det ingen krav til bygningsdelene. Kuldebroverdien i det eldre bygget er medregnet i bygningsdelenes U-verdi.

DRIFTSTIDER

Driftstider er hentet fra kategorien «Småhus» fra NS 3031. Driftstidene til oppvarming, belysning, utstyr er satt til 16 timer i døgnet, hele året (16/7/52). Mer spesifisert, fra kl. 07:00 til 23:00 hver dag. Settpunkt-temperatur for oppvarming er satt til 21 °C i driftstiden og 19 °C utenfor driftstiden. Driftstiden for ventilasjon og personer er satt til 24 timer i døgnet, hele året (24/7/52). Dette gjelder også for de øvrige modellene.

ENERGIBEHOV TIL BELYSNING, UTSTYR OG TAPPEVANN

Netto energibehov til belysning og utstyr er simulert med henholdsvis 25 kWh/(m²·år) og 26 kWh/(m²·år), og er hentet fra *Manual for Enøk Normtall*. Netto energibehov til tappevannsoppvarming er hentet fra NS 3031, og er satt til 29,8 kWh/(m²·år).

INTERNLASTER OG SOLTILSKUDD

En del av energien levert til belysning og utstyret vil bidra til varme i bygget, og således påvirke den totale varmembalansen. Det samme gjelder også for personer som oppholder seg i bygningen. I simuleringene er det forutsatt at 100 % av effekt- og energibruken til belysning går over til varme, mens det for utstyr kun er 60 % av effekt- og energibruken som går over til varme. Varmetilskuddet fra personer er angitt til å være 1,8 W/m², og er hentet fra *Manual for Enøk Normtall*. For to-lags vinduet, er den totale solfaktoren satt til å være 0,76 Gt og angir andelen av solinnstrålingen som slipper gjennom både solskjermingen og glasset.

VENTILASJONSANLEGG

Det eldre bygget er simulert med avtrekksventilasjon i de rom der det er fare for høy fuktighet. For rekkehuset vil det si baderommene, stue og kjøkken. Luftmengden er satt til 1,0 m³/h·m² til henhold til *Manual for Enøk Normtall*. Virkningsgraden til viftene er satt til 60 %. Dette gjelder også for det mellomgamle bygget mens TEK 10- og passivhusmodellen baserer seg på mer moderne ventilasjonsløsninger.

6.3 MODELL FOR «MELLOMGAMMELT BYGG»

Det mellomgamle bygget skal representere et reelt rekkehus fra tidsperioden 1981-2010. Siden tidsspennet er såpass stort, er modellen basert på en kombinasjon av TEK 87 og TEK 97. Det mellomgamle bygget har mange av de samme inndataene som det eldre bygget med unntak av det som har med bygningskonstruksjonen å gjøre.

BYGNINGSKONSTRUKSJON

De viktigste føringene for bygningskonstruksjonen er vist i Tabell 6-4.

Beskrivelse	U-verdi	Krav TEK 87/TEK 97
U-verdi for tak [W/m ² K]	0,20	≤ 0,20/0,15
U-verdi for gulv mot grunn [W/m ² K]	0,299	≤ 0,30/0,15
U-verdi yttervegg [W/m ² K]	0,299	≤ 0,30/0,22
U-verdi vinduer [W/m ² K]	2,40	≤ 2,40/1,60
U-verdi dører [W/m ² K]	2,00	≤ 2,00/1,60
U-verdi gjennomsnitt [W/m ² K]	0,380	-
Normalisert kuldebroverdi [W/m ² K]	Medregnet i U-verdi	-
Lekkasjetall ved 50 pa trykkdifferanse [h ⁻¹]	4,0	≤ 4,0

Tabell 6-4: Inndata for det mellomgamle bygget

Tabellen viser U-verdiene som er tillagt modellen og kravene fra forskriftene. For å oppnå et energiforbruk på linje med reelle rekkehus av samme kategori og tidsperiode, er bygningskonstruksjonen tillagt U-verdier nærmere TEK 87-nivå, enn TEK 97-nivå. Med unntak av inndata for bygningskonstruksjonen henvises det til Kapittel 6.2 «Modell for eldre bygg».

6.4 MODELL FOR «TEK 10-BYGG»

Modellen for TEK 10-bygget skal representere et reelt rekkehus bygd i 2010 eller senere. Til forskjell fra de historiske byggt tekniske forskriftene angir TEK 10 maksimale energirammer for ulike bygningskategorier. For et småhus gjelder følgende formel for totalt netto energibehov:

$$E_{netto} = 120 + \frac{1600}{m^2 oppvarmet BRA} \quad (18)$$

Hvor BRA = Bruksareal.

Et rekkehus med oppvarmet BRA på 122,3 m², kan derfor ha et maksimalt netto energibehov på 133,0 kWh/m². For å tilfredsstille dette kravet er modellen tillagt relativt lav SFP-faktor (spesifikk vifteeffekt) og varmegjenvinning i henhold til forskriften.

BYGNINGSKONSTRUKSJON

U-verdiene, kuldebroverdi og lekkasjetall for konstruksjonen er vist i Tabell 6-5.

Beskrivelse	U-verdi	Krav
U-verdi for tak [W/m ² K]	0,13	≤ 0,13
U-verdi for gulv mot grunn [W/m ² K]	0,15	≤ 0,15
U-verdi yttervegg [W/m ² K]	0,18	≤ 0,18
U-verdi vinduer [W/m ² K]	1,145	≤ 1,20
U-verdi dører [W/m ² K]	1,20	≤ 1,20
U-verdi gjennomsnitt [W/m ² K]	0,2723	-
Normalisert kuldebroverdi [W/m ² K]	0,03	≤ 0,03
Lekkasjetall ved 50 Pa trykkdifferanse [h ⁻¹]	2,50	≤ 3,00

Tabell 6-5: Inndata for TEK 10-bygget

Foruten innstrammede U-verdier, ser man i Tabell 6-5 at TEK 10-standarden også setter krav til maksimal kuldebroverdi.

DRIFTSTIDER

Driftstidene er beskrevet i Kapittel 6.2.

ENERGIBEHOV TIL BELYSNING, UTSTYR OG TAPPEVANN

I TEK 10-modellen er effektbehovet til belysning og utstyr satt til henholdsvis 1,95 W/m² og 5 W/m², som tilsvarer et energibehov på henholdsvis 11,4 og 17,5 kWh/(m²·år). Verdiene er dermed nedjustert i forhold til det eldre- og mellomgamle bygget. Dette kommer av at det i senere tid har vært et stort fokus på energieffektivitet, noe som gjør at produsenter utvikler mer energigjerrig utstyr og belysning. Varmtvannsbehovet er uforandret, og satt til 29,8 kWh/(m²·år).

INTERNLASTER OG SOLTILSKUDD

Varmetilskuddet fra belysning er satt til 100 % av effekt- og energibruken, mens varmetilskuddet fra utstyr er simulert med 60 %. I NS 3031 er det angitt at varmetilskuddet fra personer skal beregnes med 1,5 W/m². I modellen er det i midlertid brukt samme verdi som for det eldre bygget på 1,8 W/m². Siden det ikke er spesifisert noe krav til vinduets solfaktor for småhus i standarden, er denne satt til 0,4 Gt og er hentet fra databasen til IDA ICE.

VENTILASJONSANLEGG

TEK 10-modellen er simulert med mekanisk balansert ventilasjon med konstante luftmengder. SFP-faktoren til anlegget og temperaturvirkningsgraden til varmegjenvinneren er satt til henholdsvis 2,5 kW/(m³/s) og 70 %, som er i henhold til forskriften. Luftmengdene er 1,2 m³/(h·m²) for både tilluft og avtrekk i driftstiden.

6.5 MODELL FOR «PASSIVHUS»

Passivhusmodellen er basert på spesifikasjonskrav fra NS 3700 [13]. I en undersøkelse gjort av M. Ingebretsen [49], har det vist seg at det reelle energiforbruket i passivhusene ofte er høyere enn det som er estimert i prosjekteringsfasen. Det er likevel valgt å følge kriteriene i standarden, da det på norgesbasis ikke er utført en grundig undersøkelse av de passivhusene som er oppført pr. 2016.

NS 3700 stiller ingen krav til det totale energiforbruket, men har flere delkrav til bygningsdeler og oppvarming. Det viktigste punktet i standarden er kravet om høyeste beregnede netto energibehov til oppvarming. Kravet tar hensyn til klimaet rundt boligen, og da først og fremst årsmiddeltemperaturen. I tillegg krav om boligen er over eller under 250 m². Siden årsmiddeltemperaturen på Fornebu var 5,7 °C i 2014 og boligen er på 122,3 m², er det benyttet følgende formel for å beregne maksimalt netto energibehov:

$$E_{netto} = 15 + 5,4 \times \frac{(250 - A_{fl})}{100} + \left(2,1 + 0,59 \times \frac{(250 - A_{fl})}{100} \right) \times (6,3 - \theta_{ym}) \quad (19)$$

Hvor A_{fl} = Grunnflatens BRA,

og θ_{ym} = Årsmiddeltemperatur.

Formelen viser at passivhusmodellen ikke kan ha et netto energibehov til oppvarming som overstiger 23,03 kWh/(m²·år), og som det er tatt hensyn til i utviklingen av modellen. Passivhusmodellen skal sammen med TEK 10-modellen, representere en reell bolig bygget i 2010 eller senere.

BYGNINGSKONSTRUKSJON

U-verdiene til bygningsdelene i passivhusmodellen er beskrevet i Tabell 6-6.

Beskrivelse	U-verdi	Krav
U-verdi for tak [W/m ² K]	0,09	0,08-0,09*
U-verdi for gulv mot grunn [W/m ² K]	0,08	0,08*
U-verdi yttervegg [W/m ² K]	0,12	0,10-0,12*
U-verdi vinduer [W/m ² K]	0,78	≤ 0,80
U-verdi dører [W/m ² K]	0,80	≤ 0,80
U-verdi gjennomsnitt [W/m ² K]	0,1922	-
Normalisert kuldebroverdi [W/m ² K]	0,03	≤ 0,03
Lekkasjetall ved 50 Pa trykkdifferanse [h ⁻¹]	0,60	≤ 0,60

*Typiske U-verdier for yttervegg, tak og gulv.

Tabell 6-6: Inndata for passivhusmodellen

Fra tabellen ser man at den gjennomsnittlige U-verdien er redusert med 0,08 W/m²K, sammenliknet med TEK 10-bygget. Siden det ikke er oppgitt noe minstekrav for tak, gulv og yttervegg, er det brukt typiske U-verdier som er angitt i NS 3700.

DRIFTSTIDER

Driftstidene er beskrevet i Kapittel 6.2.

ENERGIBEHOV TIL BELYSNING, UTSTYR OG TAPPEVANN

Energibehovet til belysning, utstyr og tappevannsoppvarming er satt til henholdsvis 11,4 kWh/(m²·år), 17,5 kWh/(m²·år) og 29,8 kWh/m², og er angitt i NS 3700. Dette utgjør et totalt årlig energibehov på 58,7 kWh/(m²·år).

INTERNLASTER OG SOLTILSKUDD

Det er forutsatt at 100 % av effekt- og energibruken til belysning og 60 % av effekt og energibruken til utstyr går over til varme i rekkehuset. For belysning tilsvarer dette 1,95 W/m², mens for utstyr blir varmetilskuddet på 1,80 W/m². I henhold NS 3700, er det ikke medregnet varmetilskudd fra tappevann. Solfaktoren er antatt lik som for TEK 10-modellen på 0,4 Gt.

VENTILASJONSANLEGG

Passivhusstandarden setter høye krav til ventilasjonsanlegget når det gjelder energieffektivitet. Passivhusmodellen er derfor simulert med et behovsstyrt ventilasjonsanlegg, utstyrt med CO₂- og temperaturmålere. I tillegg har ventilasjonsanlegget en høyeffektiv varmegjenvinner med en temperaturvirkningsgrad på 80 %. SFP-faktoren er satt til 1,5 kW/(m³/s), som også er kravet.

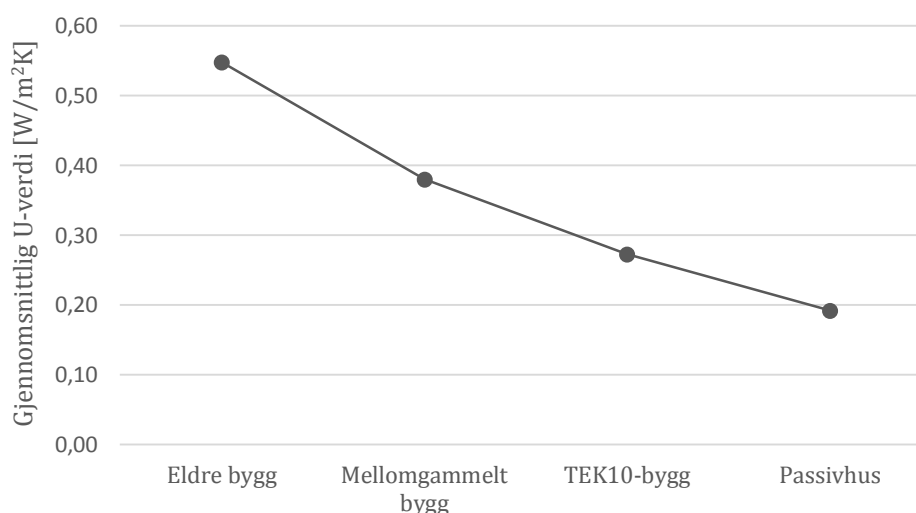
6.6 OPPSUMMERING OG SAMMENLIKNING AV MODELLER

For å se utviklingen i U-verdier og lekkasjetall for de ulike modellene, er de presentert i samme tabell (Tabell 6-7)

Beskrivelse	Eldre-bygg	Mellom-gammelt bygg	TEK10-bygg	Passivhus
U-verdi for tak [W/m ² K]	0,40	0,20	0,13	0,09
U-verdi for gulv mot grunn [W/m ² K]	0,40	0,299	0,15	0,08
U-verdi yttervegg [W/m ² K]	0,50	0,299	0,18	0,12
U-verdi vinduer [W/m ² K]	2,889	2,40	1,145	0,78
U-verdi dører [W/m ² K]	2,00	2,00	1,20	0,80
U-verdi gjennomsnitt [W/m ² K]	0,548	0,380	0,2723	0,1922
Normalisert kuldebroverdi [W/m ² K]	-	-	0,03	0,03
Lekkasjetall ved 50 Pa trykkdifferanse [h ⁻¹]	4,0	4,0	2,50	0,60

Tabell 6-7: Sammenlikning av U-verdier for modellene

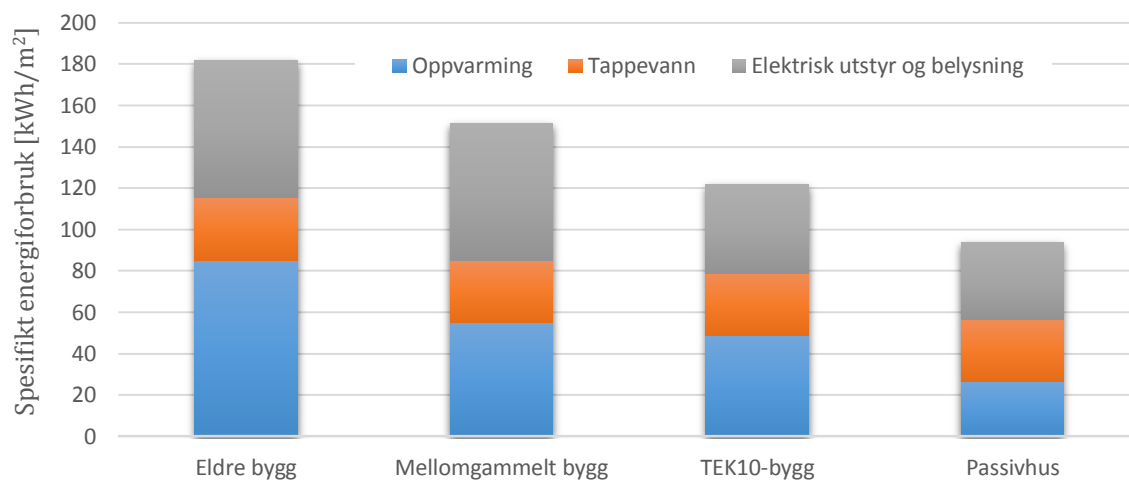
Spesielt interessant er det å se nedgangen i gjennomsnittlig U-verdi som følge av utviklede og forbedrede byggeforskrifter. I Figur 6-3 er dette gjennomsnittlige U-verdien illustrert for de ulike bygningsmodellene.



Figur 6-3: Utvikling i gjennomsnittlig U-verdi

Fra figuren ser man at det er en stor nedgang i gjennomsnittlig U-verdi, fra eldre bygg til passivhus. Man ser også at den gjennomsnittlige U-verdien har en utflatende tendens de siste årene, noe som indikerer på at man har kommet langt i utviklingen av tette og kompakte bygningskropper, og at forbedringspotensialet ikke er like stort som før.

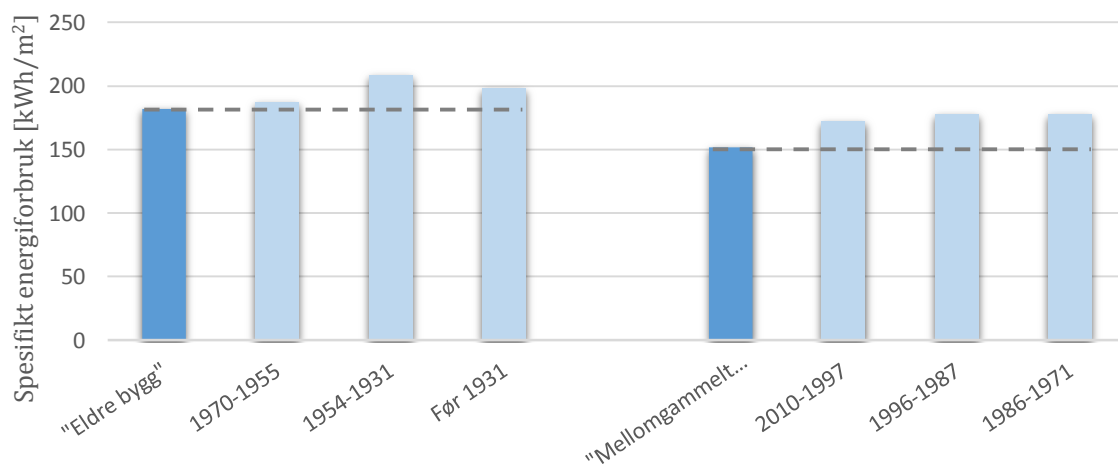
I Figur 6-4 er det totale spesifikke energiforbruket til modellene illustrert, og man kan se hvilken innvirkning de skjerpede byggeforskriftene har på energiforbruket.



Figur 6-4: Spesifikt energiforbruk fordelt etter oppvarming, tappevann, utstyr og belysning

Fra stolpediagrammet ser man at energiforbruket nesten er halvert fra det eldre bygget til passivhusmodellen. Det største bidraget til reduksjonen kommer av et vesentlig lavere oppvarmingsbehov gjennom en tettere og bedre isolert bygningskropp. Oppvarmingsbehovet til tappevann er uforandret, mens elektrisitetsforbruket er redusert som følge av mer energieffektivt utstyr og belysning.

For å se om modellene har noenlunde samme energiforbruk for den tidsperioden de skal representere, er det i Figur 6-5 gjort en sammenlikning med historisk energiforbruk i husholdninger hentet fra Statistisk sentralbyrå.



Figur 6-5: Spesifikt energiforbruk for modellene og reelle verdier

De lyseblå søylene viser husholdningenes spesifikke energiforbruk innhentet av SSB. Man kan se at både modellen for det eldre- og mellomgamle bygget (blå søyler) ligger i nærheten av energiforbruket i tidsperioden de skal representere, og er således realistiske. Grunnen til at modellene har en litt lavere energibruk, kan ha sammenheng med at tallene fra Statistisk sentralbyrå representerer det spesifikke energibehovet for husholdningene i hele Norge, mens modellene er simulert i Fornebu, hvor årsmiddeltemperaturen ligger noe høyere enn gjennomsnittet i Norge [50].

7 AGGREGERT BOLIGMASSE

For å simulere og sammenligne ulike energiforsyningsteknologier til fjernvarme er det valgt å summere effektbehovet til modellene slik at de oppnår et maksimalt effektbehov for elektrisitet og oppvarming på 100 MW i 2014 som referanse. Med andre ord er det laget en fiktiv boligmasse, så når det i dette kapittelet refereres til «boligmassen» menes da den fiktive boligmassen. Videre er det laget figurer som illustrerer effekt- og energibehov til boligmassen.

7.1 VEKTING AV BOLIGMASSEN

Siden det i dag er adskillig flere eldre- og mellomgamle bygg enn TEK 10-bygg og passivhus, vil disse følgelig ha større påvirkning på det totale effekt- og energibehovet. For å ta høyde for dette er modellene tillagt en vektning som er basert på boligstatistikk fra Statistisk sentralbyrå (Tabell 7- 1) og Energimerkeordningen.

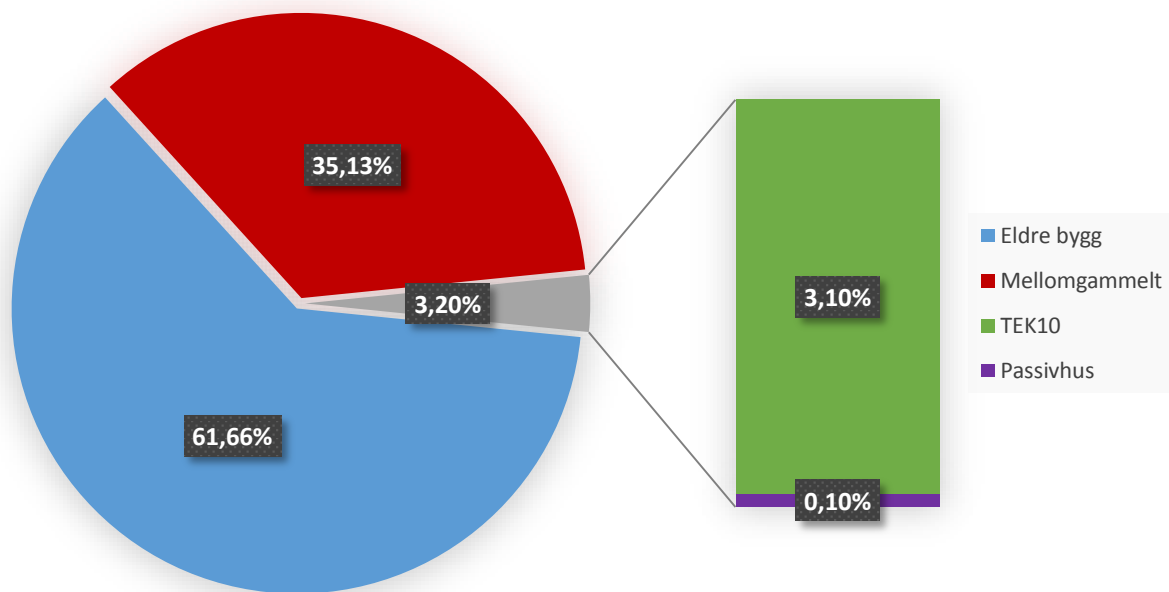
Modell	Byggeår	Enebolig	Tomanns- bolig	Rekkehus, kjedehus og andre småhus	Bolig- blokk
Eldre bygg	1980 og eldre	781 290	133 019	143 801	334 951
Mellomgamle bygg	1981-1990	201 908	24 033	46 513	43 920
	1991-2000	109 245	20 604	34 873	45 593
	2001-2010	97 615	26 227	40 756	102 459
TEK 10- og passivhus	2011 og etter	25 093	7 298	11 804	28 139
	Ukjent	66 592	13 908	6 679	3 907
Totalt		1 215 151	211 181	277 747	555 062

Tabell 7-1: Boliger etter boligtype, byggeår og tid [53]

Statistikken viser boliger etter bygningstype og år, den viser imidlertid ikke hvilken bygningsstandard boligene har. En antagelse som er gjort, er at bygningsåret representerer hvilken standard boligen har. For en bygning oppført i 1998, er det for eksempel antatt at boligen er i henhold til TEK 97. I Tabell 7-1 ser man også at en andel av boligtypene har ukjent byggeår. Disse er ikke tatt med i vektingen, og utgjør 4 % av den totale boligmassen. Dette gjør at resultatet av vektingen må sees i sammenheng med denne usikkerheten.

Siden det i liten grad er kartlagt hvor mange passivhus som er oppført etter 2011, er det benyttet statistikk fra Energimerkeordningen [54]. Fra og med 1. juli 2010 ble energimerking obligatorisk for nybygg. På samme tid ble passivhusstandard for boliger NS 3700 lansert. Det er derfor gått ut ifra at de fleste passivhus som er oppført etter 2011 er innlemmet i Energimerkeordningen. I årsrapporten for 2014 var det 2361 boliger som hadde energikarakter A, og passivhus er godt innenfor dette kravet. Antallet passivhus fra Energimerkeordningen underbygges også av anslagene SINTEF gjorde i 2012, hvor det var 1000 passivhus bygget eller under bygging. I 2013 var antallet nærmere 2000 [55].

Resultatet av vektingen er presentert i Figur 7-1.



Figur 7-1: Vekttall for modellene og antatt boligfordeling etter byggestandard i 2014

Prosentandelene (vektallene) i Figur 7-1 er benyttet for vekting av modellene og for boligmassen, og med et totalt effektbehov på 100 MW, tilsvarer dette om lag 16 373 husholdninger basert på energibruken til IDA ICE-modellene. Fra figuren ser man også at brorparten av husholdningene er eldre og mellomgamle bygg. Passivhus utgjør kun 0,1 % av boligmassen og vil ha liten påvirkning på det totale effekt- og energibehovet i 2014, men vil ha en økt innflytelse frem mot 2050.

7.2 LINEÆR FRAMSKRIVING AV BOLIGMASSEN

For framskrivning av boligmassen er det brukt lineære vekstrater for nybygg, rehabilitering og rivning. Siden det ligger utenfor oppgavens omfang å utlede nye rater, er det tatt utgangspunkt i tidligere publikasjoner. Nybygg-, rehabilitering- og riveraten er hentet rapporten til Lavenergiutvalget [56]. Ved å bruke konstante vekstrater er det valgt å se bort ifra kortsiktige fluktuasjoner i boligmassen. Siden det er stor usikkerhet rundt den antatte utviklingen er det også definert ett konservativt og ett ambisiøst scenario for utviklingen. Ratene som er brukt er sammenfattet i Tabell 7-2.

Boligrate (% pr. år)	Normalt	Konservativt	Ambisiøst
Nybyggrate	1,33	1,06 (-20 %)*	1,66 (+20 %)*
Rehabiliteringsrate	1,50	1,20 (-20 %)*	1,80 (+20 %)*
Rivningsrate	0,60	0,48 (-20 %)*	0,72 (+20 %)*

*Tall i parentes angir den prosentvise reduksjonen/økningen med utgangspunkt i de normale ratene

Tabell 7-2: Rater for lineære framskrivinger av boligmassen

Forskjellen mellom nybyggraten og rivningsraten angir netto økning i boligmassen. Det er også laget et fremtidsbilde med en konstant boligmasse, hvor rivningsraten er satt lik nybyggraten, slik at effekt- og energibehovet, samt energiforsyningsteknologiene er sammenlignbare med referanseåret 2014, hvor boligmassen har et totalt effektbehov på 100 MW.

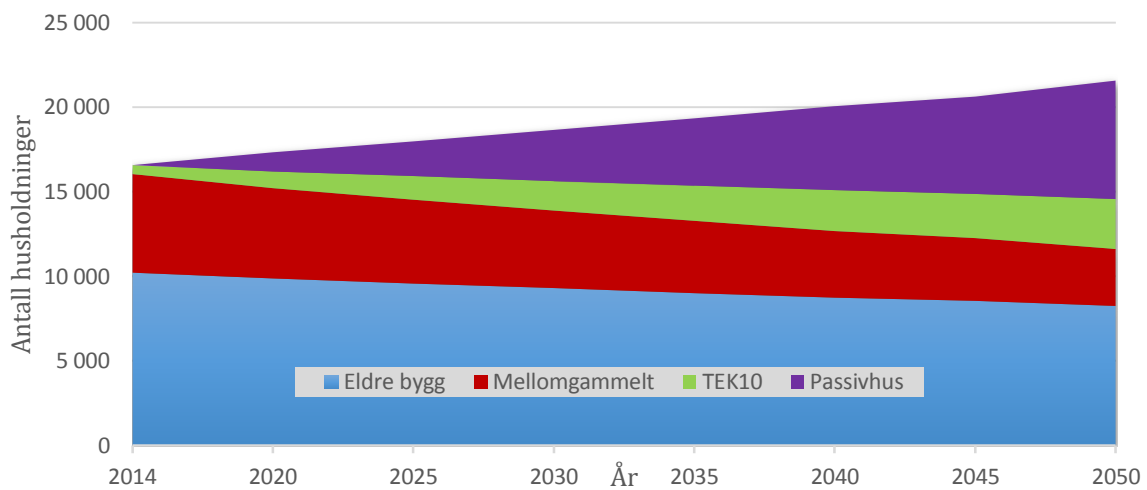
For å kunne håndtere de mange problemstillinger som oppstår ved lineær framskrivning er det nødvendig å legge ulike forutsetninger og avgrensninger til grunn:

- Kun eldre bygg rives
- Rehabilitering av mellomgamle bygg oppnår TEK 10-standard
- Nybygg blir oppført etter passivhusstandard
- Passivhus er «beste» bygningsstandard

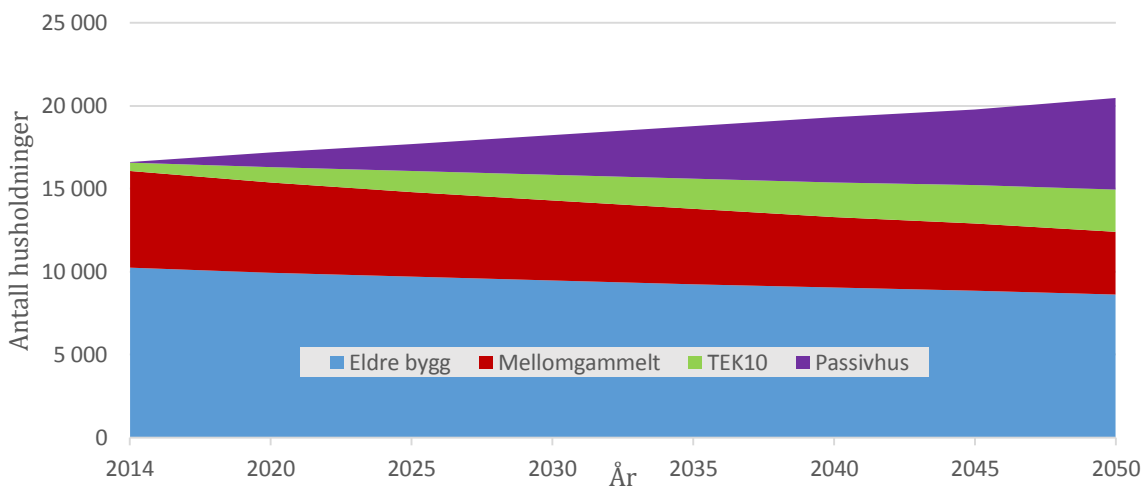
Bakgrunnen for forutsetningen om at «rehabilitering av mellomgamle bygg oppnår TEK 10-standard», er at eldre- og mellomgamle bygg ved relativt enkle tiltak som utskifting av vindu og etterisolering kan oppnå TEK 10-standard. For å komme opp på passivhus-nivå kreves det mer omfattende rehabilitering, ved at store deler av boligen berøres. I fremtiden vil det mest sannsynlig komme nye og bedre bygningsstandarder som overgår passivhusstandarden, som for eksempel nullenergihus og plusshus. Siden disse husene ikke er forankret i en teknisk forskrift, ei heller særlig utbredt, vil det være problematisk å forutse fremtidig vekst. Det vil også være problematisk å simulere slike hus. På grunn av dette, er det satt en avgrensning om at passivhus er den «beste» bygningsstandarden.

Basert på fordelingen vist i Figur 7-1 og ratene i Tabell 7-2 er det illustrert hvordan utviklingen kan se ut fram til 2050 for et normalt-, konservativt- og ambisiøst scenario ved økende og konstant boligmasse.

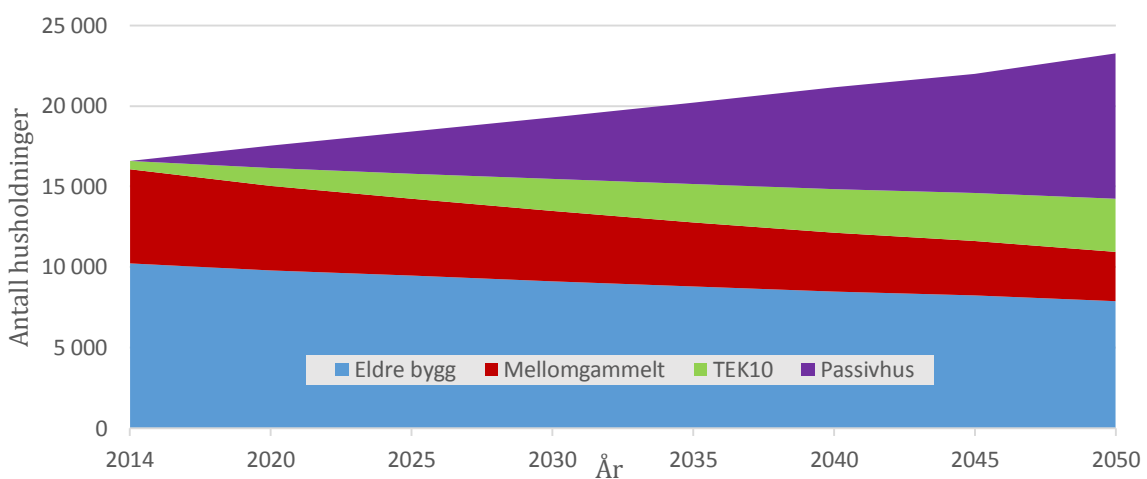
Figur 7-2 til 7-4 viser framskrivningen ved økende boligmasse.



Figur 7-2: Antatt utvikling for økende boligmasse ved et **normalt** scenario

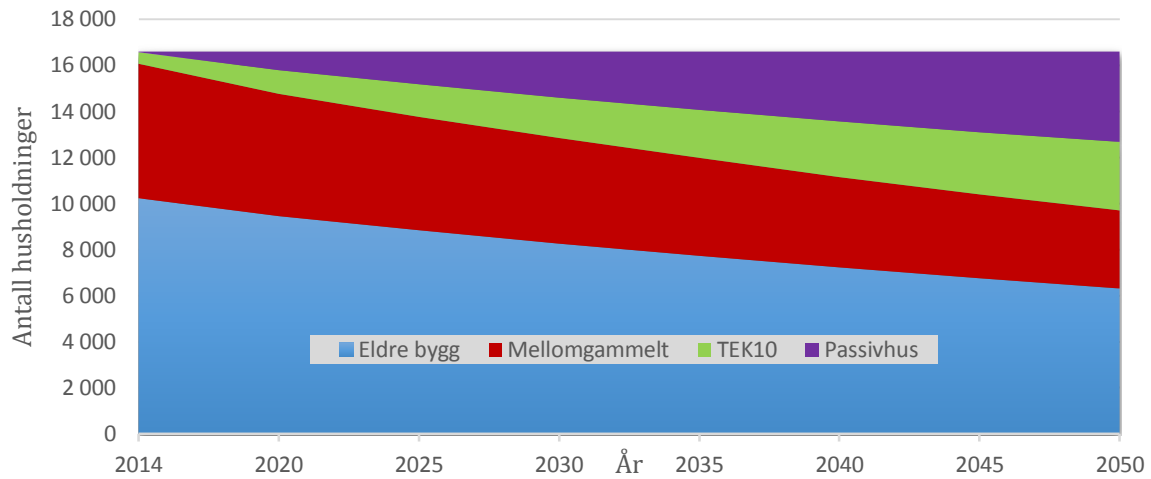


Figur 7-3: Antatt utvikling for økende boligmasse ved et **konservativt** scenario

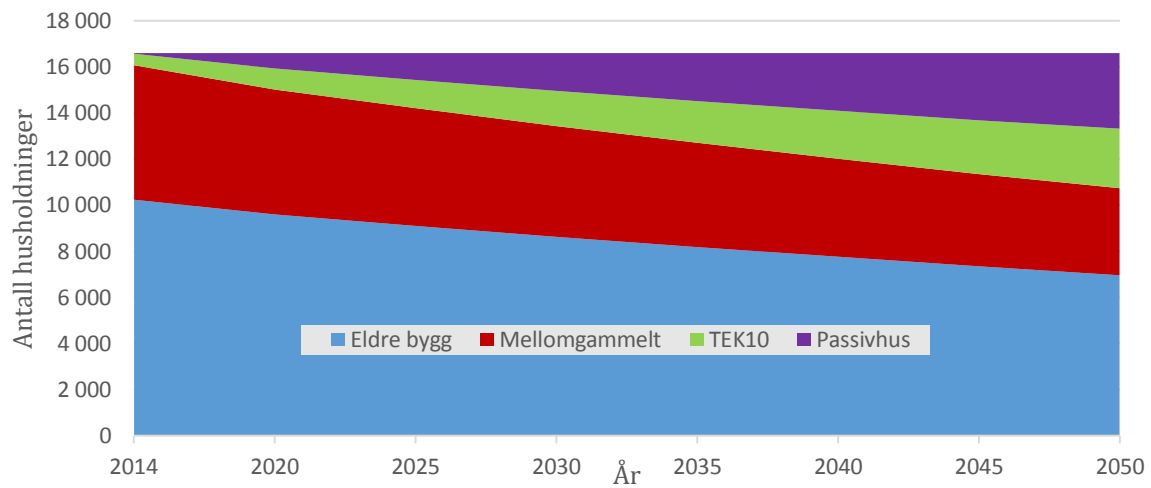


Figur 7-4: Antatt utvikling for økende boligmasse ved et **ambisiøst** scenario

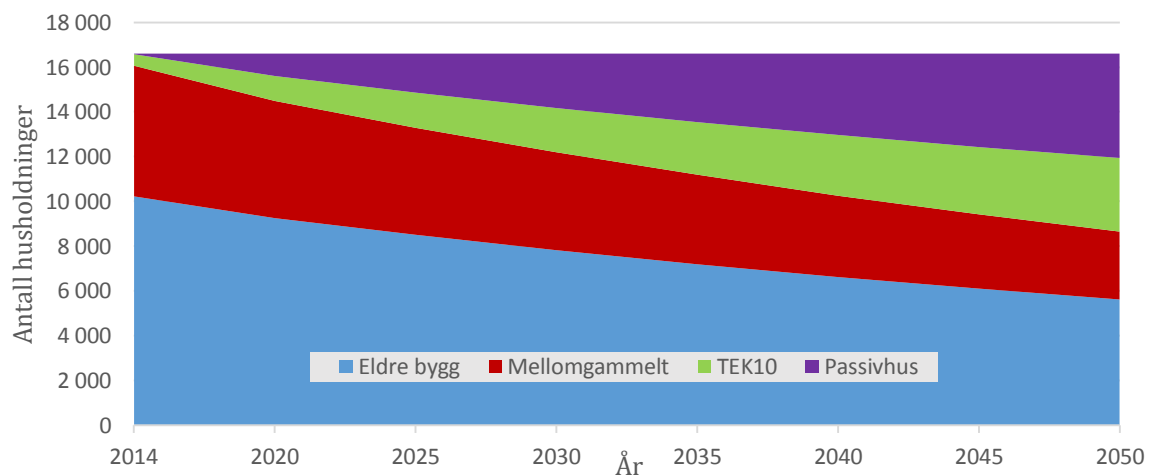
Figur 7-5 til 7-7 viser framskriving ved *konstant* boligmasse.



Figur 7-5: Antatt utvikling for konstant boligmasse ved et **normalt** scenario



Figur 7-6: Antatt utvikling for konstant boligmasse ved et **konservativt** scenario



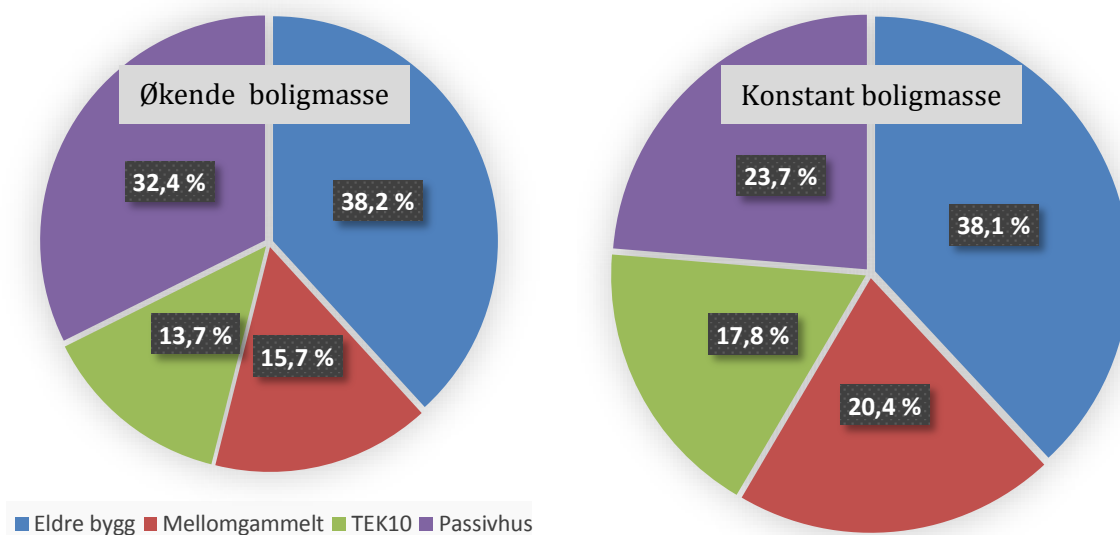
Figur 7-7: Antatt utvikling for konstant boligmasse ved et **ambisiøst** scenario

Fra figurene ser man at andelen TEK 10- og passivhus vil øke frem mot 2050, mens eldre- og mellomgamle bygg vil reduseres. Den største økningen får man ved et ambisiøst scenario. Den prosentvise fordelingen i 2050, for de ulike scenarioene, er vist i Tabell 7-3 og sammenliknet med fordelingen i 2014.

	Fordeling 2014	Normalt 2050	Konservativt 2050	Ambisiøst 2050
Økende boligmasse				
Eldre bygg	61,7 %	49,7 %	51,9 %	47,5 %
Mellomgamle bygg	35,1 %	20,4 %	22,8 %	18,3 %
TEK 10	3,1 %	17,8 %	15,5 %	20,0 %
Passivhus	0,1 %	42,0 %	33,2 %	54,3 %
Totalt	100,0 %	129,9 %	123,3 %	140,0 %
Konstant boligmasse				
Eldre bygg	61,7 %	38,1 %	42,0 %	33,8 %
Mellomgamle bygg	35,1 %	20,4 %	22,8 %	18,3 %
TEK 10	3,1 %	17,8 %	15,5 %	20,0 %
Passivhus	0,1 %	23,7 %	19,8 %	28,0 %
Totalt	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabell 7-3: Fordelingen i 2014 sammenliknet med fordeling i 2015 ved de ulike scenarioene

Fra Tabell 7-3 ser man at boligmassen er estimert til å øke med 29,9 % ved normale framskrivingsrater. Ved konservative og ambisiøse framskrivingsrater er boligmassen estimert til å øke med henholdsvis 23,3 og 40 %. I Figur 7-8 er det illustrert hvordan boligfordelingen kan se ut i 2050 ved normale framskrivingsrater.

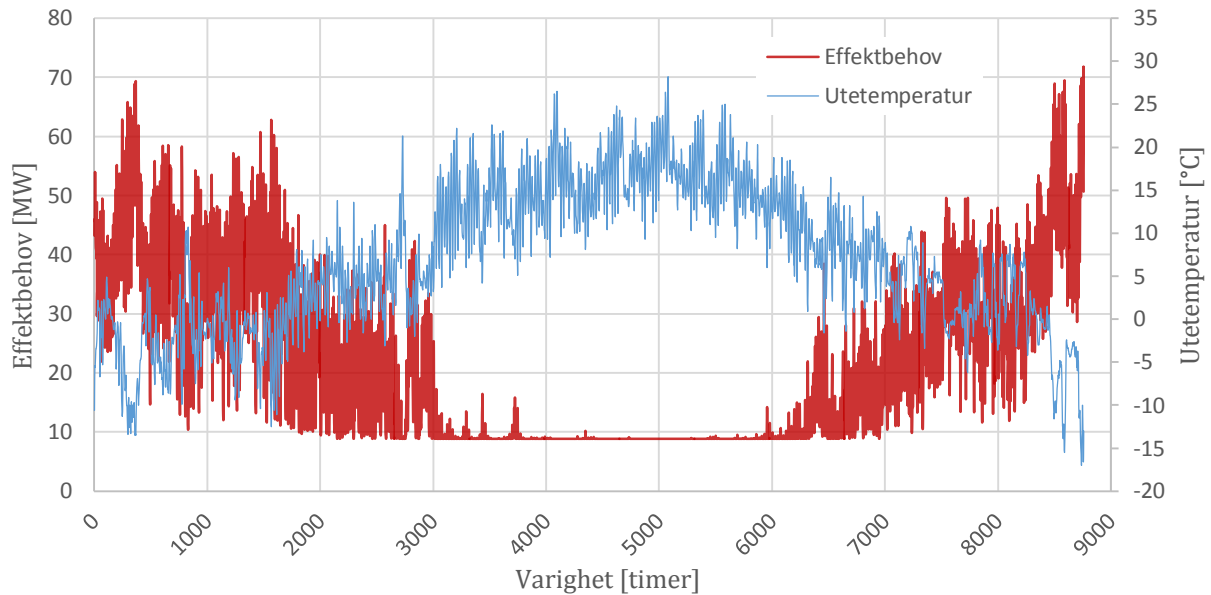


Figur 7-8: Antatt boligfordeling i 2050 ved økende og konstant boligmasse

Fra figuren ser man at det er en vesentlig økning av boliger med TEK 10- og passivhusstandard sammenliknet med 2014. For kakediagrammet med økende boligmasse må prosentfordelingen sees i sammenheng med en økning på 29,9 % i boligmassen.

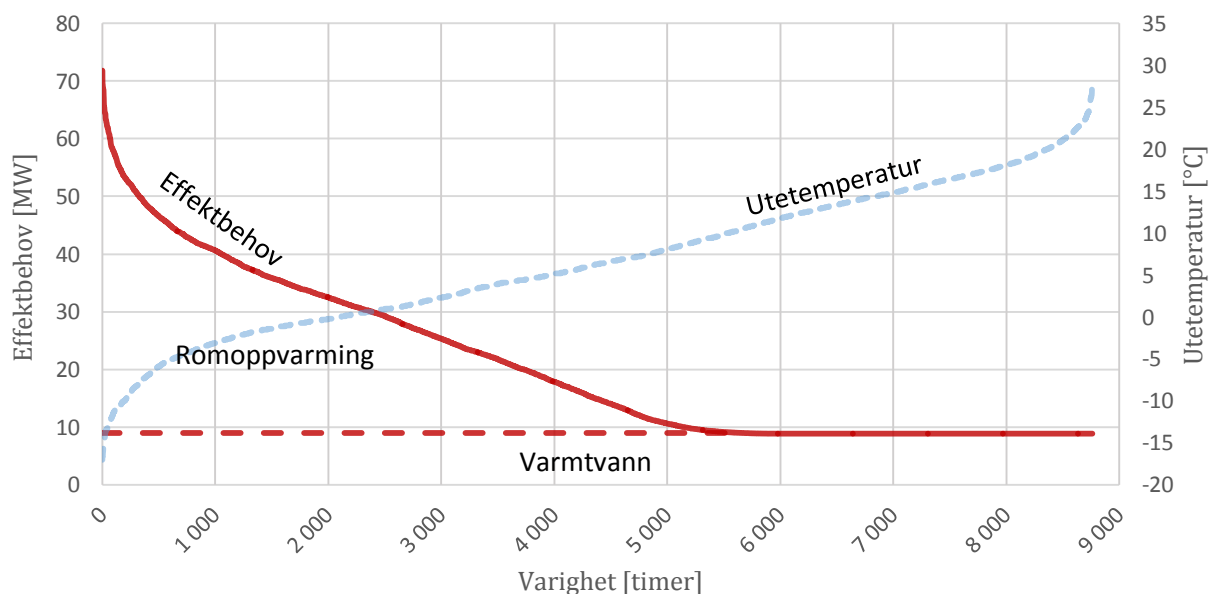
7.3 ENERGISITUASJONEN TIL BOLIGMASSEN

For å kunne vurdere og dimensjonere aktuelle energiteknologier og systemer er det nødvendig å tilegne seg kunnskap om boligmassens energibehov. I dette kapitlet er nyttige figurer og kurver som gjenspeiler energiforbruket presentert. I Figur 7-9 er effektbehovet for oppvarming til boligmassen i 2014 vist over et helt år.



Figur 7-9: Korrelasjon mellom effektbehovet over et helt år og utetemperaturen

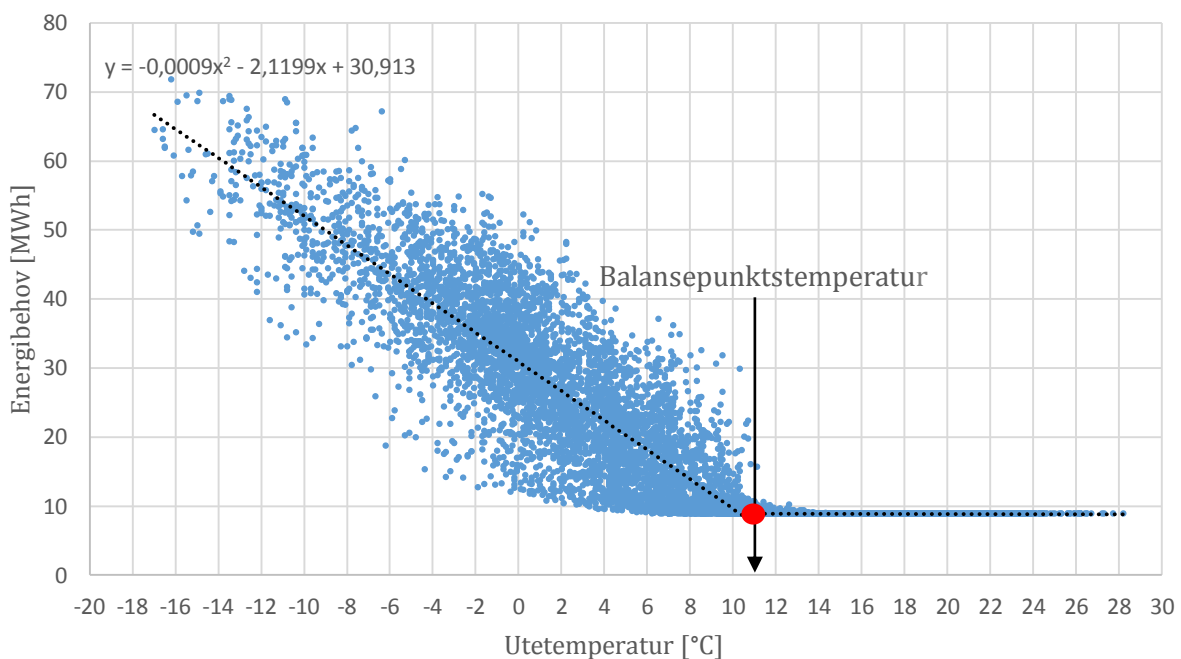
Figuren viser også utetemperatur, og man ser at effektbehovet er minst når utetemperaturen er høyest og vice versa. Høyest effektbehov oppstår i vinterhalvåret når temperaturene synker, mens lavest effektbehov oppstår i sommerhalvåret når temperaturene stiger, og det ikke er et oppvarmingsbehov utenom oppvarming av tappevann. Ved å sortere effektbehovet i Figur 7-9 fra høy til lav får man et mer oversiktlig bilde over effektbehovet, også kalt en varighetskurve, og er vist i Figur 7-10.



Figur 7-10: Varighetskurve for boligmassen i 2014

Arealet under grafen under den heltrukne røde linjen tilsvarer energibehovet for oppvarming til boligmassen og er på 183 GWh, mens arealet under den røde stiplede linjen representerer andelen av energibehovet som er knyttet til varmtvannsforbruk. Den loddrette aksene viser effektbehovet til boligmassen, og man ser at det maksimale effektbehovet til oppvarmingsformål ligger på 72 MW, mens de resterende 28 MW, av totalt 100 MW, er knyttet elektriske formål som belysning og teknisk utstyr. Av de 72 MW som er knyttet til oppvarmingsformål står varmtvannsforbruket for et effektbehov på rundt 12,5 % gjennom året.

Energi-temperatur-kurven (ET-kurve) til boligmassen er vist i Figur 7-11, og angir forholdet mellom effektbehovet og utetemperatur. ET-kurven viser hvor mye energi som blir brukt ved ulike utetemperaturer og gir et oversiktsbilde av energisituasjonen til boligmassen. ET-kurver brukes ofte i sammenheng med energiplanlegging, men kan også brukes i drift for å optimalisere og minimere energibruken.

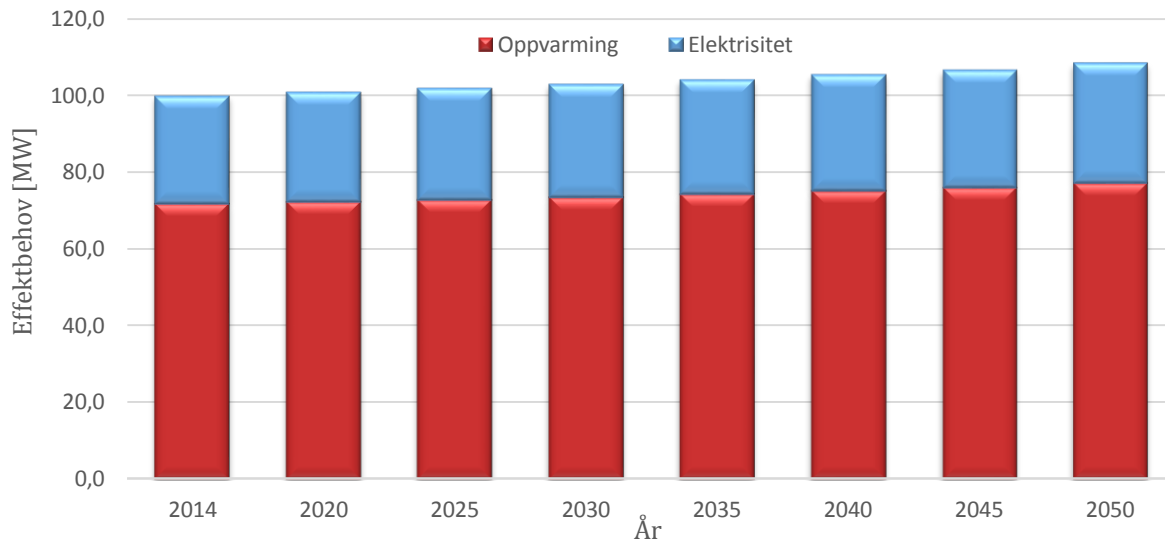


Figur 7-11: Energi-temperatur-kurve (ET-kurve)

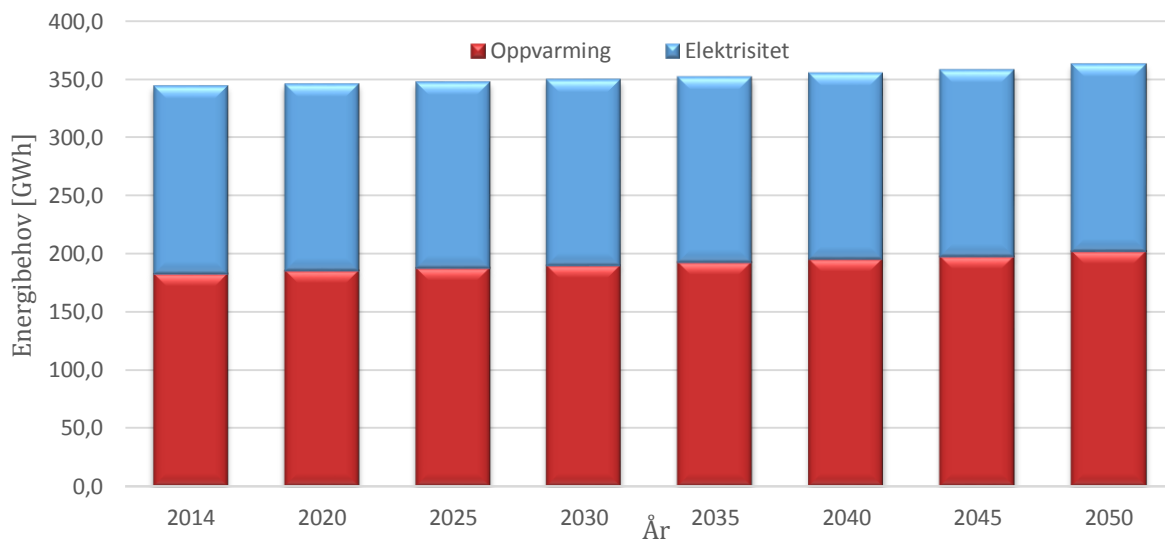
Balansepunktstemperaturen, som er vist i figuren, opptrer når varmetilskuddet gjennom internlaste som belysning, utstyr og personer er det samme som varmetapet. Videre angir det skillet mellom væravhengig og væruavhengig varmebehov og ligger rundt 10-14 °C for boligmassen i 2014, men vil kunne endre seg med energisituasjonen til boligmassen frem mot 2050.

7.3.1 EFFEKT- OG ENERGIBEHOV I DAG OG FREM MOT 2050

I dette delkapittelet er det anslagsvise effekt- og energibehovet til boligmassen illustrert frem mot 2050 gjennom ulike stolpediagram. Effekt- og energibehovet er inndelt etter hva som går til oppvarming, og hva som går til el-spesifikke formål. Figurene tar utgangspunkt i de normale framskrivingsratene med mindre annet er presisert. I Figur 7-12 og 7-13 er henholdsvis effekt- og energibehovet ved *økende* boligmasse illustrert.



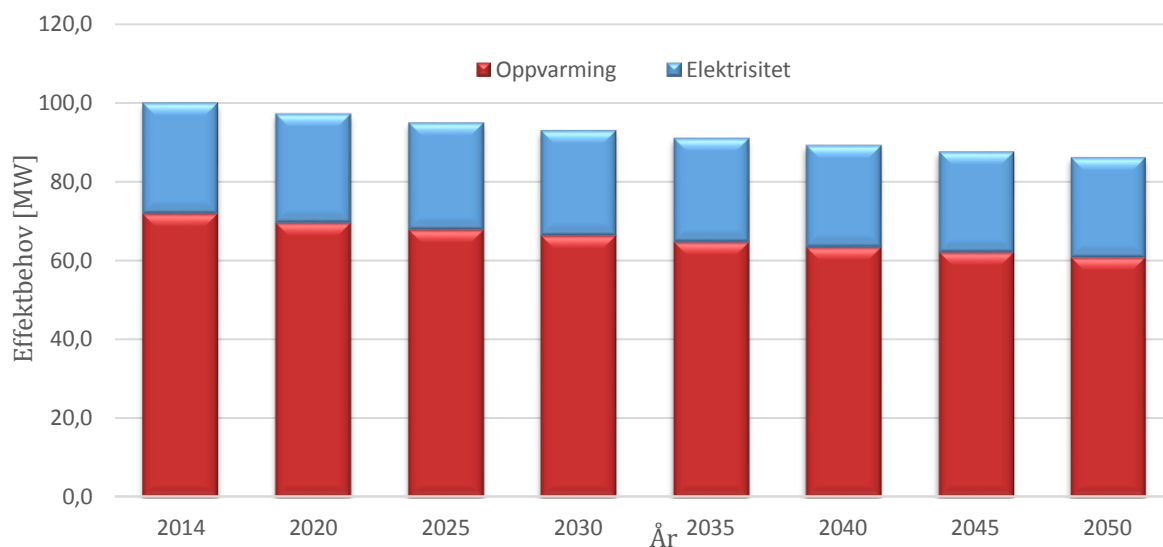
Figur 7-12: Effektbehov ved økende boligmasse og normale framskrivingsrater



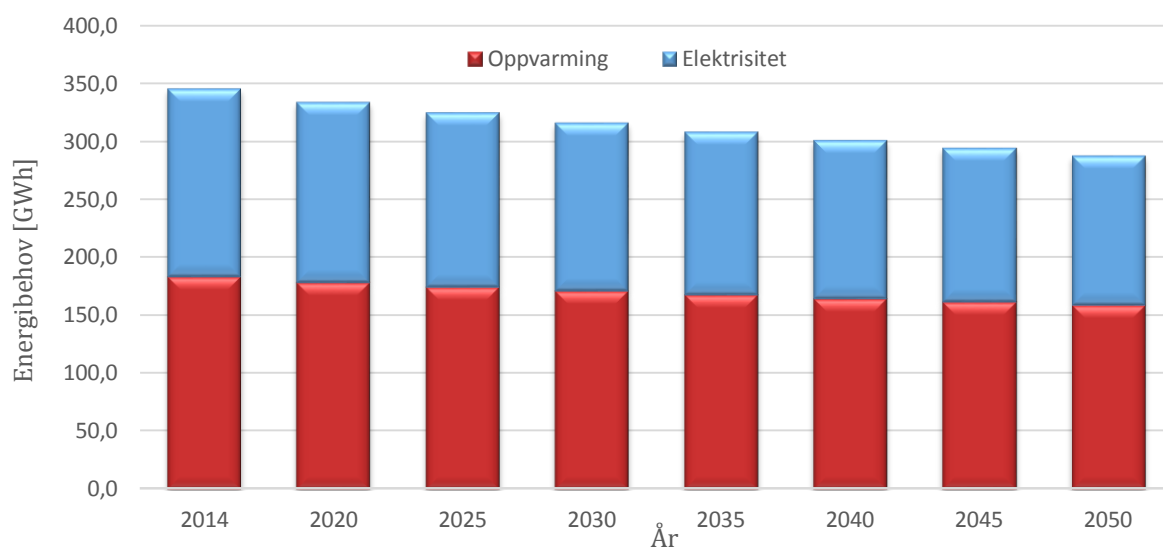
Figur 7-13: Energibehov ved økende boligmasse og normale framskrivingsrater

Fra Figur 7-12 ser man at det totale effektbehovet forventes å øke med om lag 8,4 %, fra 100 MW i 2014 til 108,4 MW i 2050. Energibehovet, vist i Figur 7-13, er anslått til å øke med 5,4 %, fra 345 GWh i 2014 til 363 GWh i 2050. Det er også interessant å se at andelen av det totale energibehovet som går til el-spesifikke formål (blå stolpe) utgjør 47 % i 2014, mens det utgjør 44,5 % i 2050. Andelen av energibehovet knyttet til oppvarmingsformål (rød stolpe) utgjør 53 % i 2014, mens det utgjør 55,5 % i 2050.

I Figur 7-14 og 7-15 er effekt- og energibehovet ved et tenkt scenario med *konstant* boligmasse illustrert.



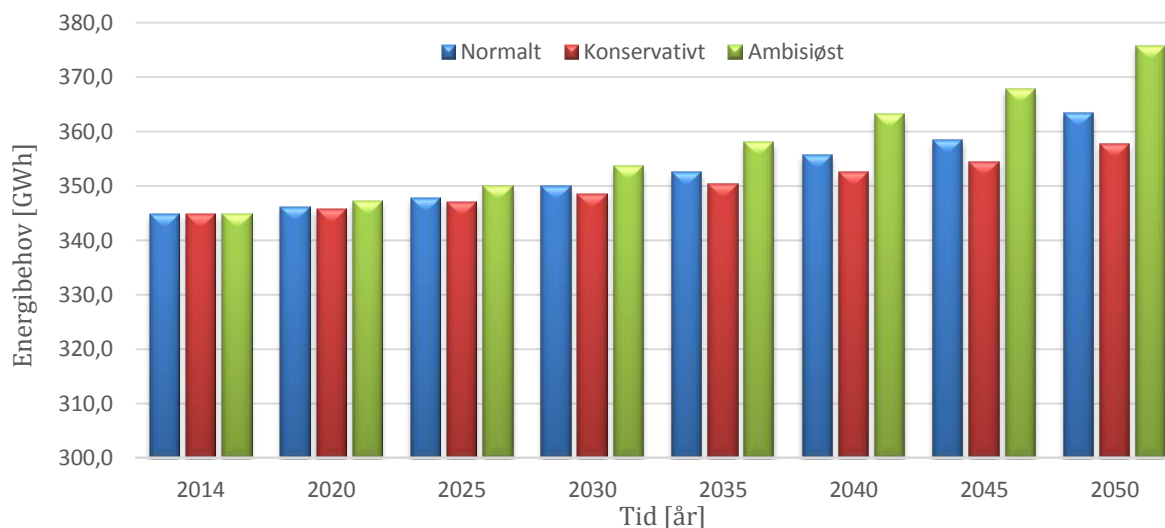
Figur 7-14: Effektbehov ved konstant boligmasse og normale framskrivingsrater



Figur 7-15: Energibehov ved konstant boligmasse og normale framskrivingsrater

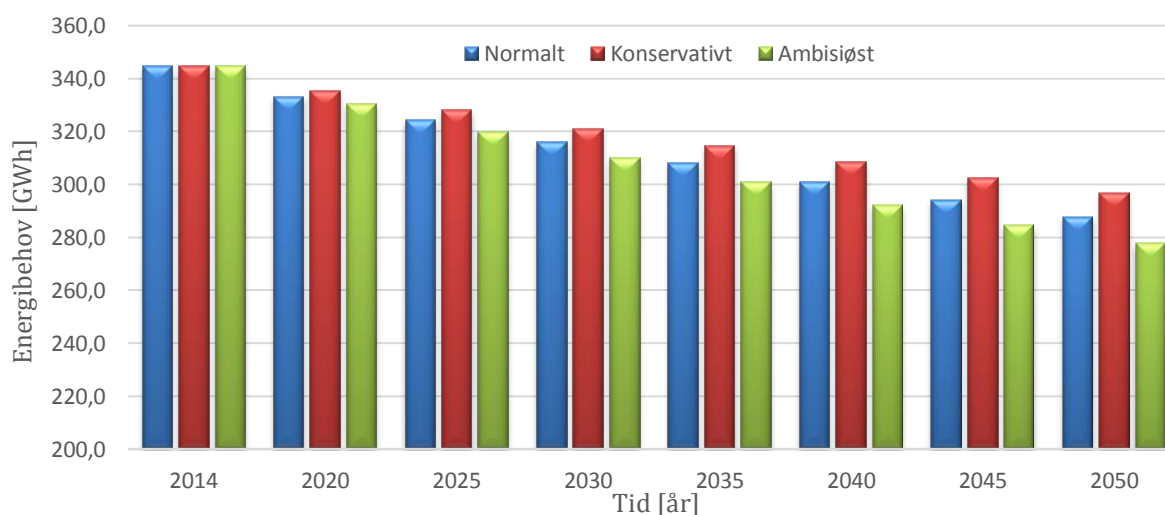
Hvis man ser for seg at boligmassen holder seg konstant, men med økt bygningsstandard, kan det gi en estimert nedgang i effektbehov og energibehov på henholdsvis 13,8 og 16,6 % fra 2014 til 2050. Energibehovet knyttet til oppvarming utgjør 53 % av det totale energibehovet i 2014, mens energibehovet knyttet til el-spesifikke formål utgjør 47 %. I 2050 utgjør oppvarmingen 55 % av det totale energibehovet, mens energibehovet knyttet til el-spesifikke formål utgjør 45 %.

Som beskrevet i Kapittel 7.2 er det laget et normalt-, konservativt- og ambisiøst scenario for framskriving av boligmassen som har til hensikt å fange opp usikkerheten rundt de lineære framskrivingene. I Figur 7-16 er det antatte energibehovet for de tre scenarioene ved økende boligmasse presentert. Det er ikke skilt mellom energibehov til oppvarming og el-spesifikke formål.



Figur 7-16: Energibehov ved normalt-, konservativt- og ambisiøst scenario for en økende boligmasse

Som nevnt tidligere, er energibehovet antatt å øke med 5,4 % ved et normalt scenario og en boligøkning på 29,9 %. For et konservativt scenario derimot, er energibehovet estimert å øke med 3,7 % ved en boligøkning på 23,3 %. I det ambisiøse scenarioet er energibehovet anslått til å øke med 9,0 % ved boligøkning på 40,0 %. Dette indikerer at en boligmasse med effektbehov i størrelsesorden 100 MW i 2014, kan forvente at energibehovet vil kunne øke med mellom 3,7-9,0 % frem mot 2050 avhengig av framskrivingsratene. I Figur 7-17 er energibehovet ved de tre scenarioene ved konstant boligmasse vist.

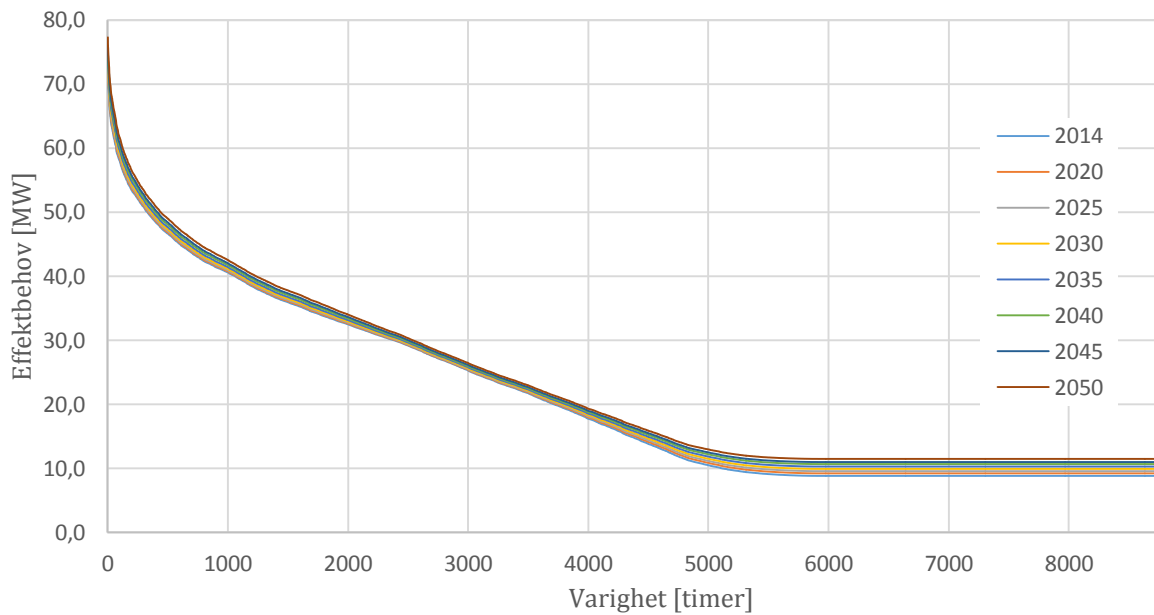


Figur 7-17: Energibehov ved et normalt-, konservativt- og ambisiøst scenario for en konstant boligmasse

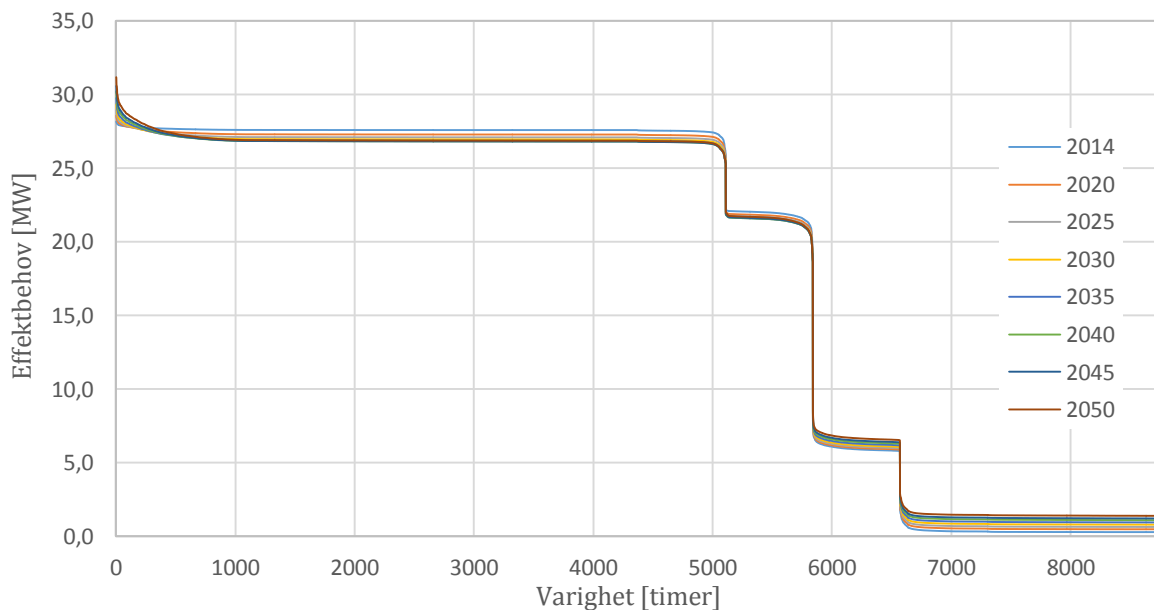
Ved et scenario med konstant boligmasse, er det anslått at energibruken kan reduseres med mellom 13,9-19,5 % avhengig av om boligmassen følger et konservativt, normalt eller ambisiøst scenario. For mer detaljert beskrivelse av det estimerte effekt- og energibehovet henvises det til Vedlegg 3. Vedlegg 3 viser blant annet maksimalt- og minimalt effektbehov, samt hva som er el-spesifikt effektbehov og hva som går til oppvarming.

7.3.2 VARIGHETSKURVER FOR BOLIGMASSEN

Det er utarbeidet varighetskurver for boligmassen basert på IDA ICE-modellene, vektingen og de lineære framskrivingsratene. Som beskrevet innledningsvis, er varighetskurvene en grafisk framstilling av boligmassens effektforbruk over ett år, og en nyttig fremstilling for dimensjonering og vurdering av ulike energiforsyningsteknologier. Varighetskurvene som er presentert i delkapittelet er inndelt etter el-spesifikt behov og oppvarmingsbehov. Det er laget varighetskurver med fem års intervall frem til 2050 for de tre scenarioene beskrevet i Kapittel 7.2. I Figur 7-18 og 7-19 er varighetskurvene ved normale rater, og økende boligmasse, illustrert frem til 2050. Den øverste figuren viser effektbehovet til oppvarming, mens den nederste figuren viser det el-spesifikke effektbehovet.



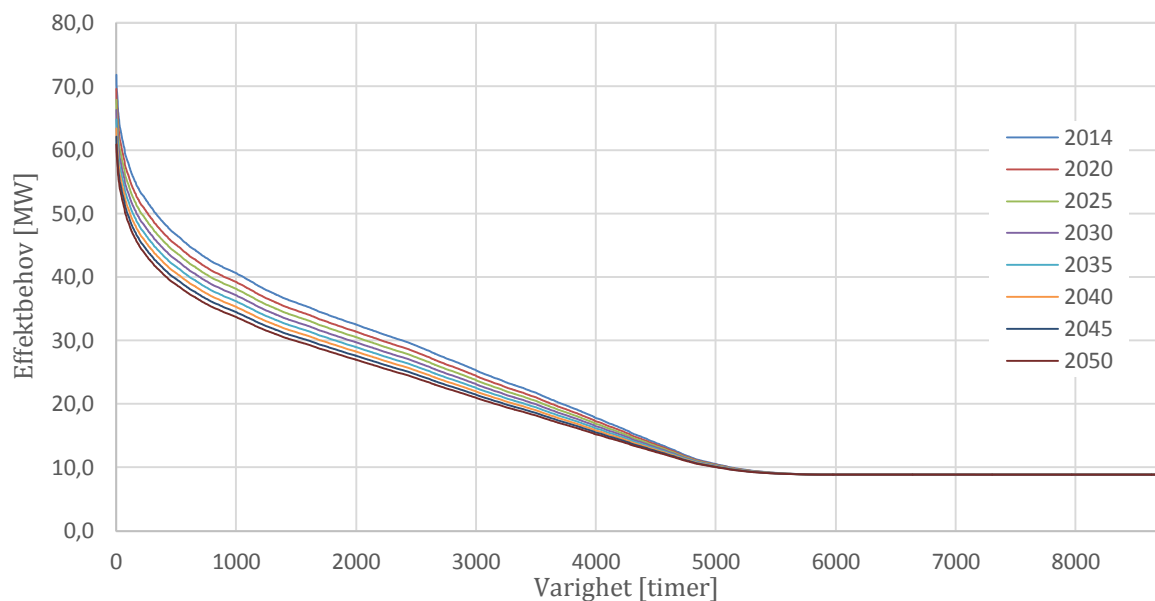
Figur 7-18: Varighetskurver for oppvarmingsbehovet ved en økende boligmasse frem mot 2050



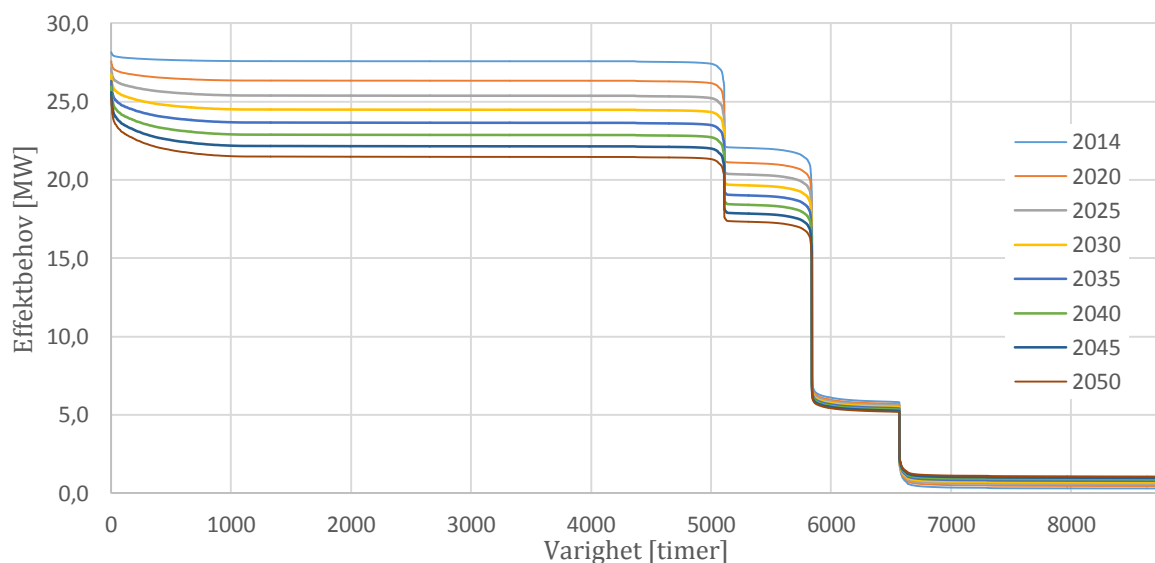
Figur 7-19: Varighetskurver for det el-spesifikke behovet ved en økende boligmasse frem mot 2050

Fra Figur 7-18 ser man at energibehovet er størst i 2050, men at varighetskurvene i stor grad overlapper hverandre. I Figur 7-19 som viser det el-spesifikke effektbehovet, ser man også den samme overlappingen. Her er i midlertid effektbehovet størst i 2014 frem til om lag 6000 timer, mens det fra 6000 timer og utover skjer et skifte, og man ser at effektbehovet er størst jo nærmere man kommer 2050. Dette viser at grunnlasten i TEK 10-byggene og passivhusene er noe høyere enn de eldre- og mellomgamle byggene, ettersom de også har ventilasjonsanlegg installert.

I Figur 7-20 og 7-21 er varighetskurvene for normale framskrivingsrater vist ved konstant boligmasse. Den øverste figuren illustrerer varmebehovet, mens den nederste figuren viser elektrisitetsbehovet.



Figur 7-20: Varighetskurver for oppvarmingsbehovet ved en konstant boligmasse frem mot 2050



Figur 7-21: Varighetskurver for det el-spesifikke behovet for konstant boligmasse frem mot 2050

Fra Figur 7-20 ser man at effekt- og energibehovet til oppvarming gradvis blir redusert fra 2014 til 2050 etterhvert som gamle hus rives, mellomgamle bygg rehabiliteres og nye energieffektive bygg bygges. Varighetskurvene overlapper hverandre mot slutten som følge av et konstant varmtvannsbehov. I Figur 7-21 ser man at det er den samme trenden som for effekt- og energibehovet for oppvarming. Behovet er størst i 2014, mens det gradvis blir redusert mot 2050 som følge av mer energieffektivt utstyr i TEK 10- og passivhusene. På slutten av varighetskurven øker riktignok energi- og effektbehovet fra 2014 til 2050. Og som nevnt ovenfor, skyldes dette en økning i TEK 10- og passivhus som har en høyere grunnlast som følge av et økt effektbehov fra ventilasjonsanlegg. Varighetskurver for det konservative og ambisiøse scenarioet kan sees i Vedlegg 1-2.

8 SENSITIVITETSANALYSE AV BRUKERMØNSTER TIL BOLIGMASSEN

I bygningsmodellene er det brukt inndata fra NS 3031, NS 3700 og Manual for Enøk Normtall for å angi brukermønstre, herunder varmtvannforbruk, driftstider og lys- og utstyrsforbruk. En ulempe ved å bruke disse inngangsvariablene er at de ikke alltid vil representere det reelle behovet. I følsomhetsanalysen er det sett på hvordan resultatvariablene (energi- og effektbehovet) påvirkes av variasjon i inngangsvariablene. For at de nye inngangsvariablene skal være mest mulig reelle er det tatt utgangspunkt i tidligere undersøkelser og rapporter. De normerte verdiene beskrevet i Kapittel 6 er brukt som referanseverdier og danner grunnlaget for sammenlikningen. Resultater fra energibehovet til boligmassen for både 2014 og 2050 er presentert. Resultatene i 2050 er basert på en økende boligmasse og normale framskrivingsrater.

8.1 VARMTVANNSEBEHOV

I følge SINTEF har nordmenn i gjennomsnitt et tappevannsforbruk på ca. 200 liter pr. person i døgnet eller ca. 70 m³ pr. person i året, og det inkluderer både kaldt og varmt tappevann [57]. Flere undersøkelser viser imidlertid at forbruket varierer fra 100 til 400 liter avhengig av brukeratferd. Tabell 8-1 viser gjennomsnittlig vannforbruk i liter pr. person og døgn hentet fra ulike undersøkelser og kilder.

Kilde	Varmtvann [l/(person, døgn)]	Kaldtvann [l/(person, døgn)]	Totalt [l/(person, døgn)]
Byggdetaljblad/SINTEF	74	123	197
ENØK i bygninger [58]	66	-	-
Svensk rapport - leilighet	58	216	184
Svensk rapport - småhus	42	88	130

Tabell 8-1: Varmtvanns- og kaldtvannsforbruk fra ulike undersøkelser og kilder

Undersøkelsen utført av energimyndighetene i Sverige tar for seg vannmålinger i totalt 44 husholdninger, hvorav 35 småhus og 9 leiligheter [59]. Ut i fra tabellen kan man se at varmtvannsforbruket pr. person, i et rekkehus, kan forventes å ligge mellom 42-74 liter pr. person i døgnet og utgjør mellom 32-36 % av det totale tappevannsforbruket. I følsomhetsanalysen er ytterverdiene og middelveidien på henholdsvis 42, 74 og 60 liter pr. person i døgnet benyttet som inngangsvariabler. I analysen er det i tillegg tatt høyde for at det i fremtiden er stor sannsynlighet for at det vil være økt bruk av vannbesparende tappearmaturer. I følge SINTEF Byggforsk kan man oppnå 10 % reduksjon i tappemengde for servant og kjøkken, mens man kan oppnå en besparelse på rundt 25 % for bad/dusj [57]. Dette er også i tråd med funnene gjort av energimyndighetene i Sverige hvor man har sett en nedgang i vannforbruket gjennom studier de seneste årene [59].

Antatt fordeling mellom tappestedene er vist i Tabell 8-2 og er hentet fra SINTEF Byggedetaljblad.

Tappedsted	Fordeling [%]	Varmtvannsforbruk [l/(person, døgn)]		
Servant	16 %	6,7	9,6	11,8
Kjøkken	49 %	20,6	29,4	36,3
Bad/dusj	35 %	14,7	21	25,9
Totalt	100 %	42	60	74

Tabell 8-2: Varmtvannsforbruk i liter fordelt etter tappested

Dette forbruket utgjør et årlig varmtvannforbruk i kubikkmeter (q_{vv}) i samsvar med Tabell 8-3.

Tappedsted	Varmtvannsforbruk, q_{vv} [m ³ /(person, år)]		
	$q_{vv,1}$	$q_{vv,2}$	$q_{vv,3}$
Servant	2,5	3,5	4,3
Kjøkken	7,5	10,7	13,2
Bad/dusj	5,4	7,7	9,5
Totalt	15,4	21,9	27,0

Tabell 8-3: Varmtvannsforbruk i kubikkmeter

For å kunne finne forventet årlig energibehov til varmtvannsoppvarming (Q_{vv}) er Formel 20 benyttet.

$$Q_{vv} = \frac{q_{vv} \cdot \rho \cdot C_p \cdot (t_{vv} - t_{kv})}{3600} \quad (20)$$

Hvor Q_{vv} = energiforbruk til oppvarming [kWh]

q_{vv} = varmtvannsforbruk [m³],

ρ = vannets tetthet [kg/m³],

C_p = vannets spesifikke varmekapasitet [kJ/kg·°C],

t_{vv} = varmtvannstemperatur [°C],

og t_{kv} = kaldtvannstemperatur [°C].

I Tabell 8-4 er forventet energibehov til oppvarming av varmtvann presentert med følgende forutsetninger: $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$, $C_p = 4,18 \text{ kJ/kg}\cdot\text{°C}$ og $\Delta t = t_{vv} - t_{kv} = 58 \text{ °C}$.

Tappedsted	Energiforbruk, Q_{vv} [kWh/person, år]		
	$Q_{vv,1}$	$Q_{vv,2}$	$Q_{vv,3}$
Servant	165,2	236,0	291,0
Kjøkken	505,9	722,7	891,3
Bad/dusj	361,3	516,2	636,6
Totalt	1032,4	1474,8	1819,0

Tabell 8-4: Energiforbruk til oppvarming av varmtvann i kWh

Tar man høyde for bruk av vannbesparende tappearmatur vil energiforbruket bli som presentert i Tabell 8-5.

Tappedsted	Reduksjon med vannbesparende tappearmatur [%]	Energiforbruk med vannsparende tappearmatur, Q_{vv} [kWh/person, år]		
		$Q_{vv,1}$ VST	$Q_{vv,2}$ VST	$Q_{vv,3}$ VST
Servant	10	148,7	212,4	261,9
Kjøkken	10	455,3	650,4	802,2
Bad/Dusj	25	271,0	387,1	477,5
Totalt		875,0	1249,9	1541,6

*VST = Vannbesparende tappearmatur

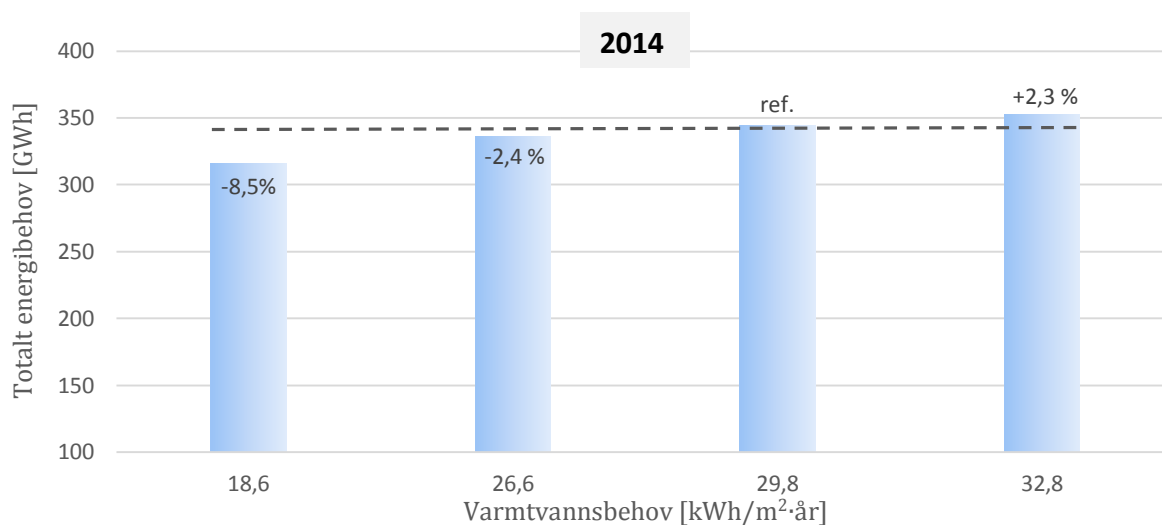
Tabell 8-5: Energiforbruk til oppvarming av varmtvann med vannbesparende tappearmatur

For bygningsmodellene, hvor det er simulert med 2,6 personer fordelt på 122,3 m², tilsvarer dette et energiforbruk i kWh pr. kvadratmeter og år i samsvar med Tabell 8-6.

Energiforbruk til varmtvann (kWh/m ² , år)	
Q _{1, VST}	18,6
Q _{2, VST}	26,6
Fra standard	29,8
Q _{3, VST}	32,8

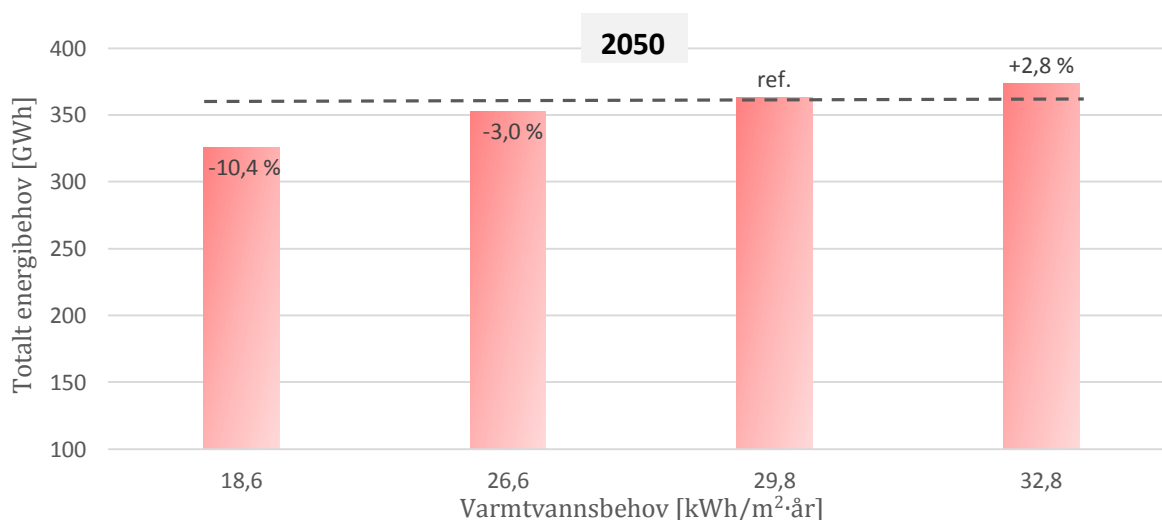
Tabell 8-6: Energiforbruk til varmtvann i kWh pr. kvadratmeter og år

Ved å utføre simuleringer med verdiene i Tabell 8-6 i IDA ICE-modellene ser man i Figur 8-1 og 8-2 utslaget varmtvannsforbruket har på det totale energiforbruket til boligmassen i henholdsvis 2014 og 2050. Varmtvannsoppvarmingen er simulert uten påvirkning på oppvarming av boligmassen, og utgjør derfor ingen internlast.



Figur 8-1: Energiforbruk ved ulike brukermønstre av varmtvann i 2014

I 2014 kan energibehovet til boligmassen reduseres med om lag 8,5 % fra referansenivået, hvis man har et moderat varmtvannsforbruk (18,6 kWh/m²·år). Ved et høyt varmtvannsforbruk (32,8 kWh/m²·år) kan energibehovet øke med 2,3 %. Går man fra et høyt til moderat varmtvannsforbruk, kan boligmassen potensielt redusere det totale energibehovet med om lag 10,8 %.

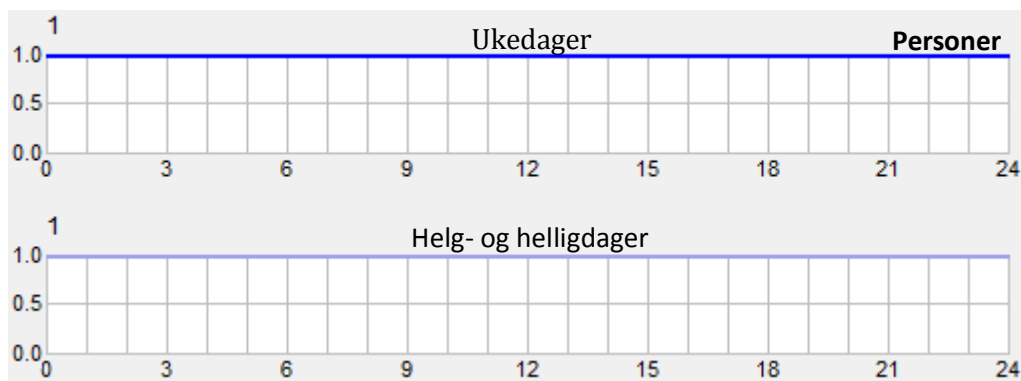


Figur 8-2: Energiforbruk ved ulike brukermønstre av varmtvann i 2050

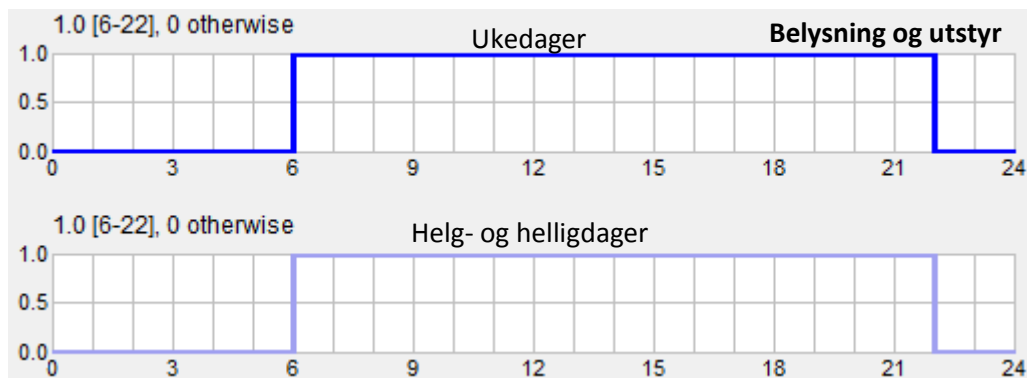
I 2050 kan et moderat varmtvannsforbruk redusere energibehovet med -10,4 %, mens et overdrevet varmtvannsforbruk kan øke energibehovet med 2,8 %. Varmtvannsforbruket har en større prosentvis påvirkning på det totale energibehovet i 2050 enn 2014, noe som henger sammen med at energibehovet til fremtidens hus er mindre, og fører til at varmtvannsbehovet vil utgjøre en større andel av det totale energiforbruket.

8.2 DRIFTSTIDER

Ved beregning etter NS 3031 er driftstiden for personer angitt til å være 24/7/52, mens den er angitt til å være 16/7/52 for både belysning og utstyr. Et mer reelt scenario er at personer har daglige rutiner som skole, jobb og trening, noe som gjør at driftstidene vil reduseres. På den andre siden finnes det familier som har dårlige brukervaner og sjelden slår av lys og utstyr, noe som gjør at driftstidene økes. I analysen er det sett på ett scenario med optimaliserte (reduuerte) driftstider, og ett mer ekstremt scenario hvor personer alltid er tilstede, samt at lys og utstyr alltid er påslått. Figur 8-3 og 8-4 er hentet fra IDA ICE og viser driftstidene i bygningsmodellene. Den øverste linja viser driftstiden for ukedager, mens den nederste linja viser driftstiden for helg- og helligdager.



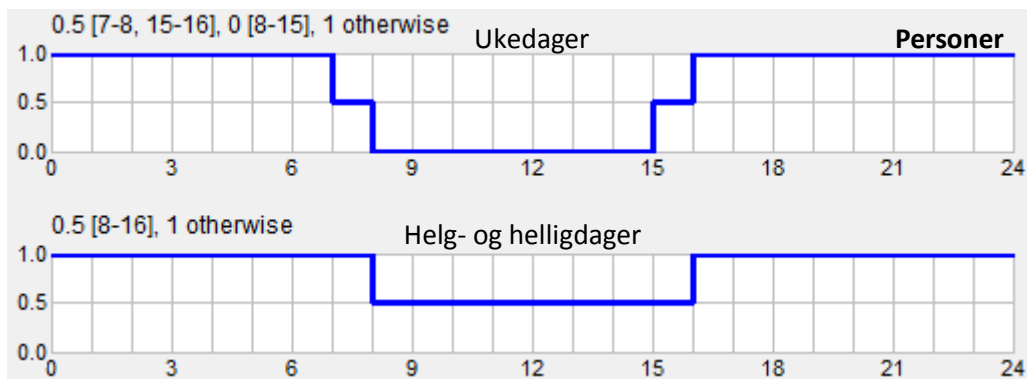
Figur 8-3: Driftstid for personer i henhold til NS 3031



Figur 8-4: Driftstider for belysning og utstyr i henhold til NS 3031

8.2.1 REDUSERTE DRIFTSTIDER

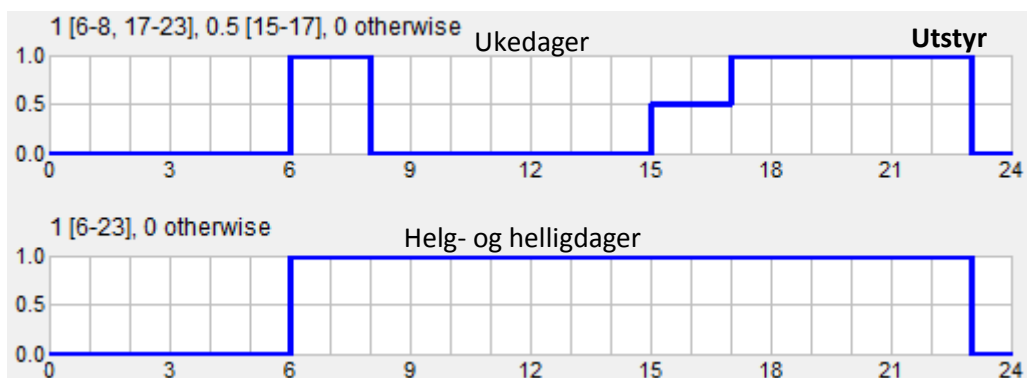
De reduserte driftstidene er vist i figurene 8-5, 8-6 og 8-7, og gjelder for henholdsvis personer, utstyr og belysning.



Figur 8-5: Reduserte driftstider for personer

Tanken ved å redusere driftstiden for personer fra 24 til 16 timer i ukedagene, er at man har daglige rutiner som skole og jobb, på omtrent 8 timer. I helg- og helligdager er driftstiden satt til 20 timer ettersom man ikke har jobb eller skole.

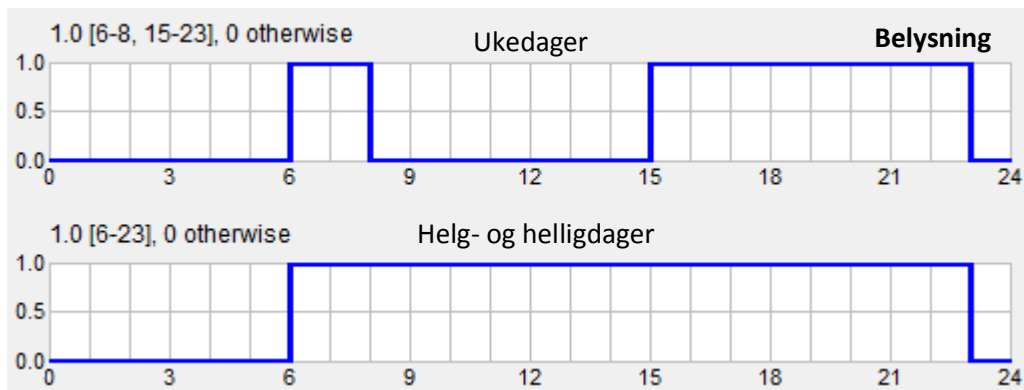
Driftstidene for utstyr er vist i Figur 8-6.



Figur 8-6: Reduserte driftstider for utstyr

I ukedagene er driftstiden for utstyr satt til å bli brukt på morgenen fra 06:00 til 08:00 og på kvelden fra 15:00 til 23:00 når personene er hjemme. Fra 15:00 til 17:00 er utstyrsbruken halvert, og tanken er at utstyr blir gradvis påslått når personene kommer hjem. Totalt utgjør dette en driftstid på 9 timer i ukedagene, og 17 timer i helg- og helligdager.

I Figur 8-7 er de reduserte driftstidene for belysning illustrert.

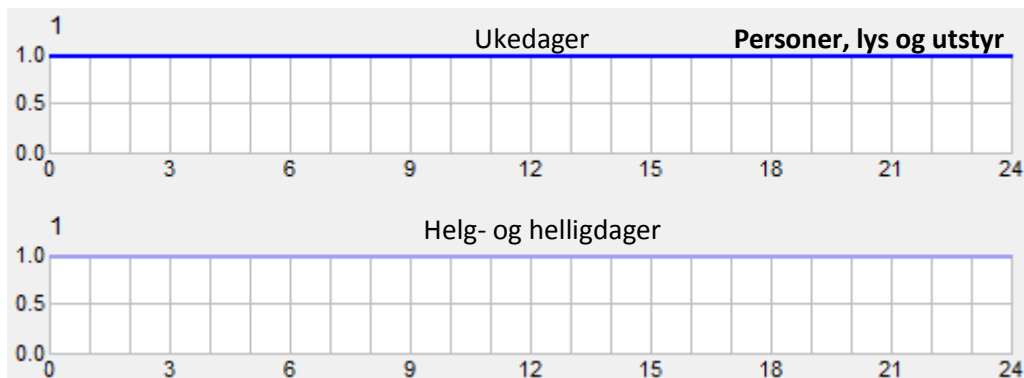


Figur 8-7: Reduserte driftstider for belysning

For bestemmelse av driftstid for lys er det brukt samme tankegangen som for utstyr. Belysningen er påslått når personene oppholder hjemme og avslått på nattetid. I ukedagene utgjør dette en driftstid på 10 timer, og i helg- og helligdager utgjør driftstiden 17 timer i døgnet.

8.2.2 ØKTE DRIFTSTIDER

For å se hvor mye energi man potensielt kan spare ved å tillegge seg gode brukervaner er et mer ekstremt scenario tatt med, hvor personer alltid er hjemme, og utstyr samt belysning alltid er påslått. I Figur 8-8 er driftstidene for personer, lys og utstyr illustrert og utgjør 24 timer i døgnet både ukedager og helg, samt helligdager.



Figur 8-8: Økte driftstider for personer, belysning og utstyr

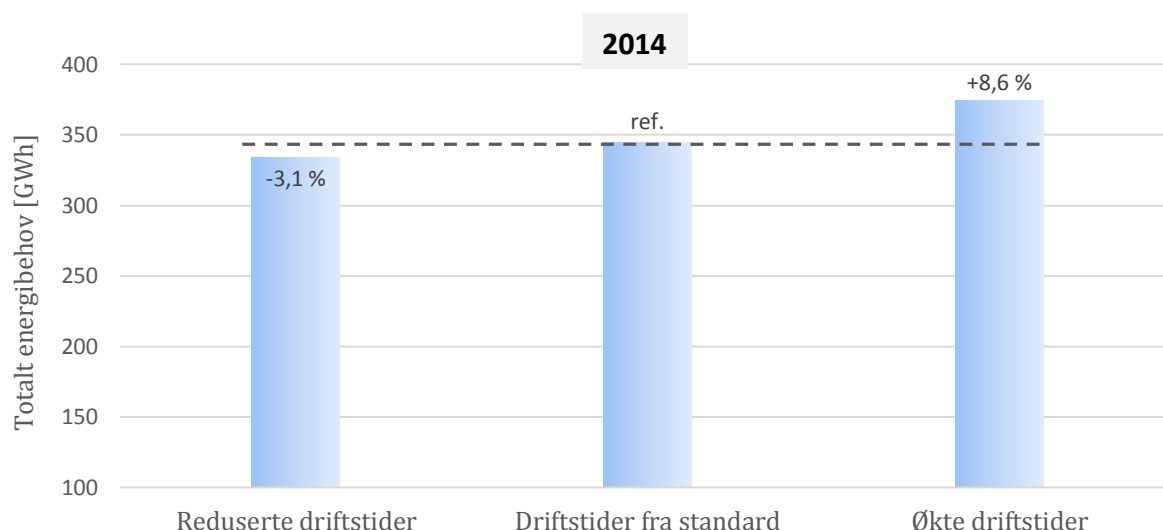
Driftstidene for de ulike bruksmønstrene er oppsummert i Tabell 8-7.

		Ukedager	Helg- og helligdager	Sum (ukentlig)	Sum totalt (ukentlig)
Driftstider fra standard	Personer	24	24	168	392
	Utstyr	16	16	112	
	Belysning	16	16	112	
Reduserte driftstider	Personer	16	20	120	283
	Utstyr	9	17	79	
	Belysning	10	17	84	
Økte driftstider	Personer	24	24	168	504
	Utstyr	24	24	168	
	Belysning	24	24	168	

Tabell 8-7: Standardiserte, reduserte og økte driftstider

Fra tabellen ser man at standarden opererer med en driftstid på 392 timer i uken, mens de reduserte og økte driftstidene vil ligge på henholdsvis 283 og 504 timer i uken, og tilsvarer en forskjell på 221 driftstimer ukentlig.

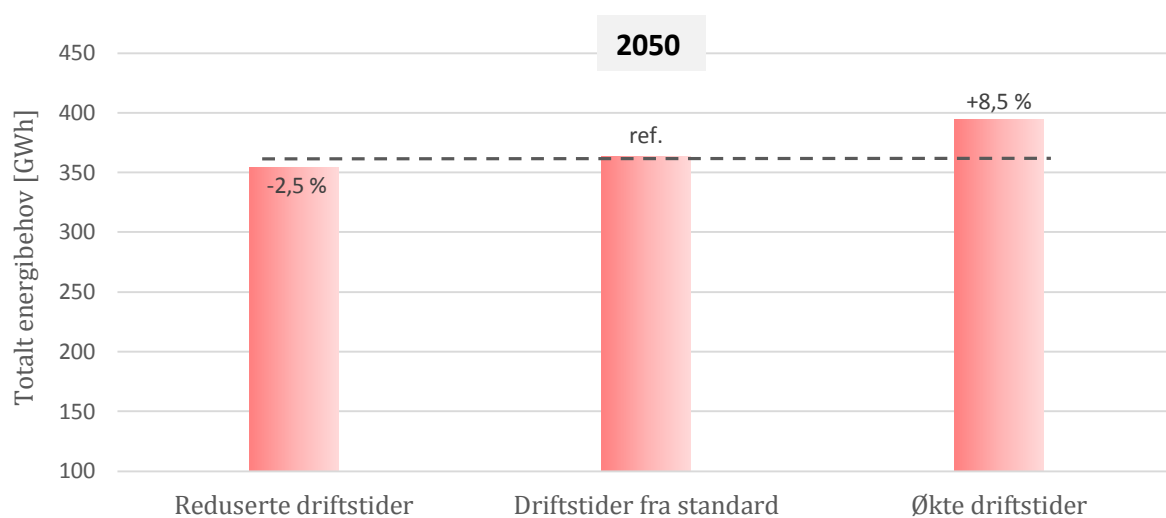
Innvirkning på energibehovet i 2014 for de ulike scenarioene er presentert i Figur 8-9.



Figur 8-9: Driftstidenes innvirkning på energibehovet i 2014

Fra figuren ser man at ved reduserte driftstider kan man oppnå en besparelse på 3,1 % sammenliknet med normtallene fra standarden. Når personer alltid er tilstede, samt at utstyr og belysning alltid er påslått øker energibehovet med om lag 8,6 % på tross av at oppvarming via internlaster også vil øke.

I 2050 vil resultatene se ut som vist i Figur 8-10.



Figur 8-10: Driftstidenes innvirkning på energibehovet i 2050

I 2050 vil reduserte driftstider gi en besparelse på om lag 2,5 %, altså 0,6 % mindre besparelse enn i 2014. Dette kan tyde på at det er mer å spare ved optimalisering av driftstider i dag, enn frem i tid, og har sammenheng med at oppvarmingsbehovet i fremtidens husholdninger er lavere.

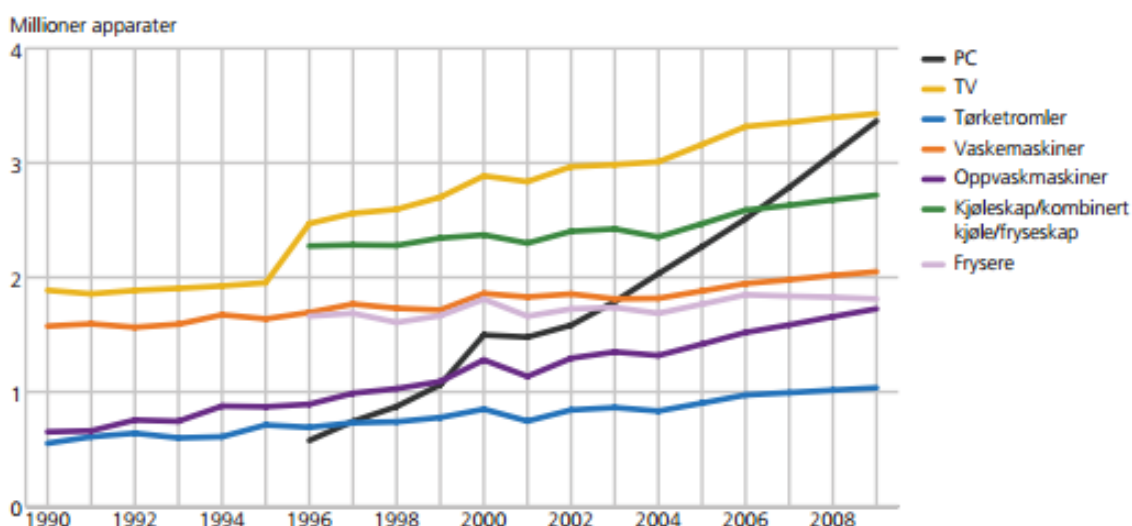
8.3 BELYSNING- OG UTSTYRSBEHOV

På tross av at det finnes en del studier som tar for seg formålsdelt energibehov i yrkesbygg, blant annet gjennom et initiativ fra Enova, finnes det få studier som tar for seg formålsdelt energiforbruk i husholdninger. En av grunnene til dette er at det er relativt dyrt å måle formålsdelt energibruk [60]. Kunnskap om hvordan energibruken fordeler seg mellom ulike formål som belysning og teknisk utstyr i husholdninger hadde vært interessant i en følsomhetsanalyse for å få en mer nøyaktig tilnærming til inngangsvariablene i analysen. Som nevnt i Kapittel 6 er normerte inndata, i henhold til NS 3031 og NS 3700, for belysning og utstyr angitt til å være henholdsvis 1,95 og 3,00 W/m². Men som påpekt i innledningen, vil størrelsene variere fra husholdning til husholdning med brukeratferd.

Glødelamper har vært den mest benyttede lyskilden i norske husholdninger siden den ble oppfunnet på slutten av 1870-tallet, men har i senere tid gradvis blitt faset ut av langt mer energieffektive lyskilder som halogen- og LED-pærer. I dag er det ikke lenger lov å produsere eller selge ordinære glødelamper. Ved bruk av glødelampen blir 95 % av tilført energi til varme, mens kun 5 % blir til synlig lys. Til sammenligning kan LED-lys gjøre om rundt 80 % av energien til lys, og er langt mer effektiv. I tillegg til å være mer energieffektive, har også LED-pærer lengre forventet levetid.

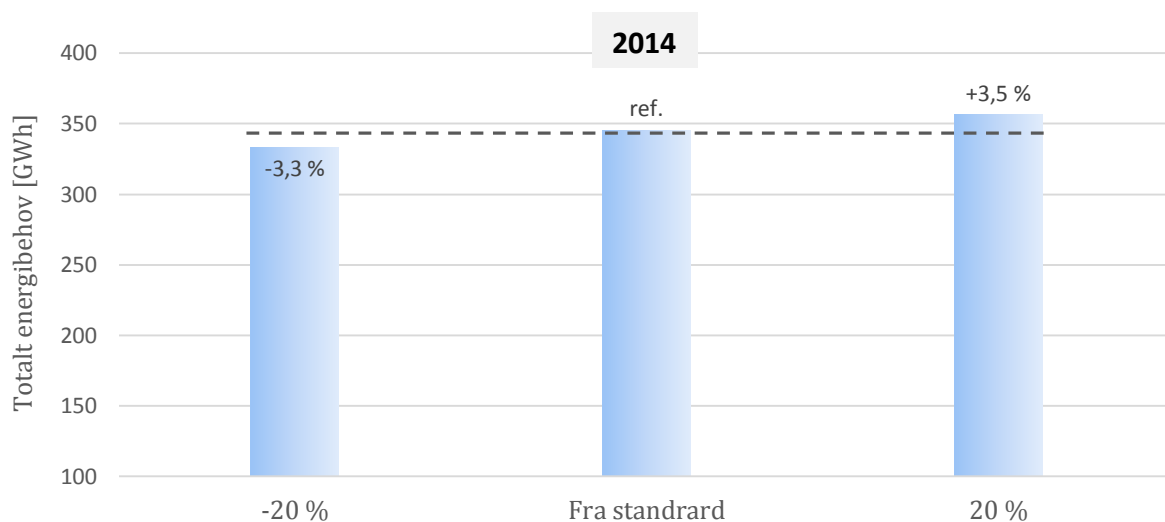
Elektrisk utstyr og hvitevarer har også blitt mer energieffektive. Den største pådriveren for denne utviklingen har vært ulike energimerkeordninger som har til formål å bidra til en miljøvennlig utvikling ved å fremme produksjon og markedsføring av energieffektivt utstyr, og samtidig bevisstgjøre forbrukere. For hvitevarer er energimerking påbudt ved norsk lov, mens energimerking av IKT-utstyr foreløpig er frivillig, hvor Energy Star-programmet er en stor aktør.

Parallelt med at elektrisk utstyr og hvitevarer har blitt mer energieffektive, har det også vært en kontinuerlig økning i beholdning av elektriske apparater i norske husholdninger som vist i Figur 8-11. Figuren viser andelen husholdninger som har ulike typer elektriske apparater. Det er imidlertid mange husholdninger som har flere enn én av de ulike apparatene, det gjelder spesielt TV-er og PC-er.



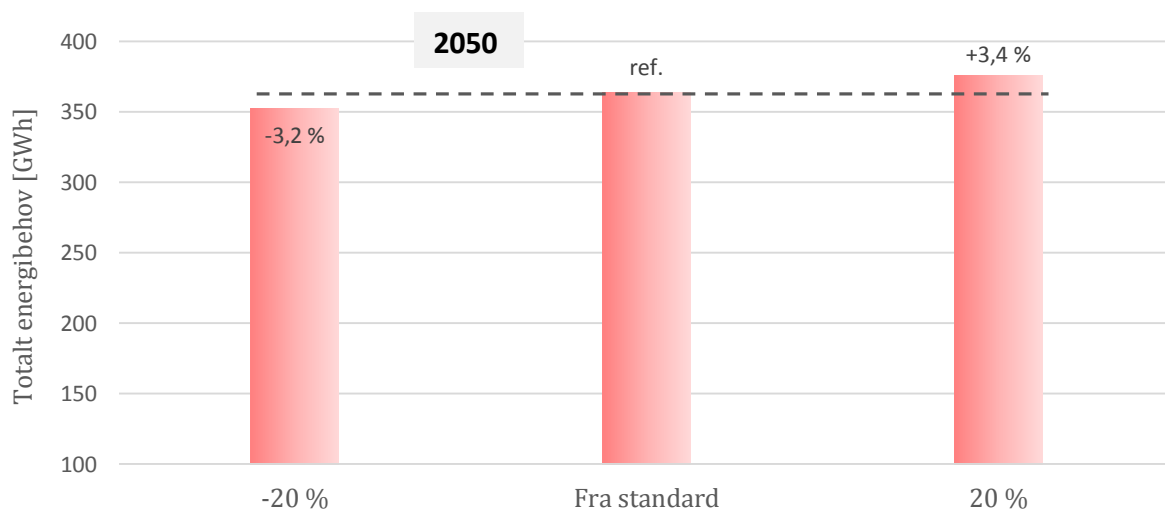
Figur 8-11: Total beholdning av elektriske apparater i norske husholdninger hentet fra SSB [61]

Som inngangsvariabler knyttet til bruk av belysning og utstyr er det tatt utgangspunkt i en liknende studie som tar for seg hvordan brukeroppgjør påvirker ytelsen til et nullhus [62]. I rapporten er det antydnet at en brukervariasjon på $\pm 20\%$ for utstyr og belysning kan forekomme, og er dermed brukt i følsomhetsanalysen. I Figur 8-12 ser man hvilket utslag belysningen og utstyret har på det totale energibehovet. Det er viktig å påpeke at 60 % av energibruken til utstyr, og 100 % av energibruken til belysning går over til romoppvarming i simuleringene.



Figur 8-12: Belysningens og utstyrets innvirkning på energibehovet i 2014

Ved å redusere behovet til belysning og utstyr med 20 % kan man oppnå en energibesparelse på 3,3 %. I motsatt tilfelle, ved å øke behovet med 20 %, vil energibehovet kunne øke med omlag 3,5 %. Samme undersøkelse er gjort i 2050 og vist i Figur 8-13.

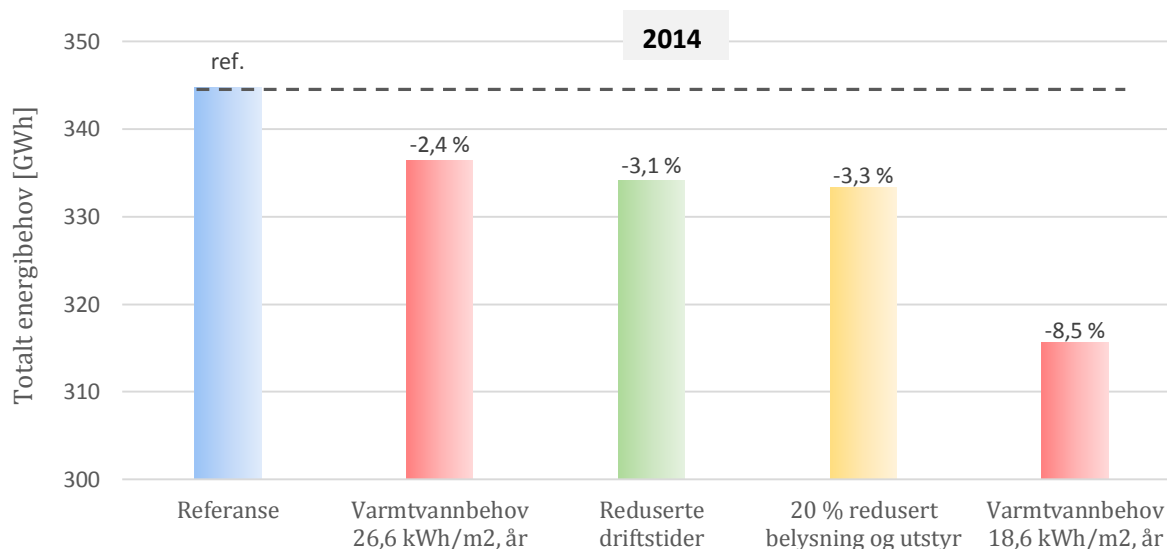


Figur 8-13: Belysningens og utstyrets innvirkning på energibehovet i 2050

Selv om det totale energibehovet er anslått å være noe høyere i 2050 enn 2014, vil det prosentvise utslaget ligge på samme nivå som i 2014.

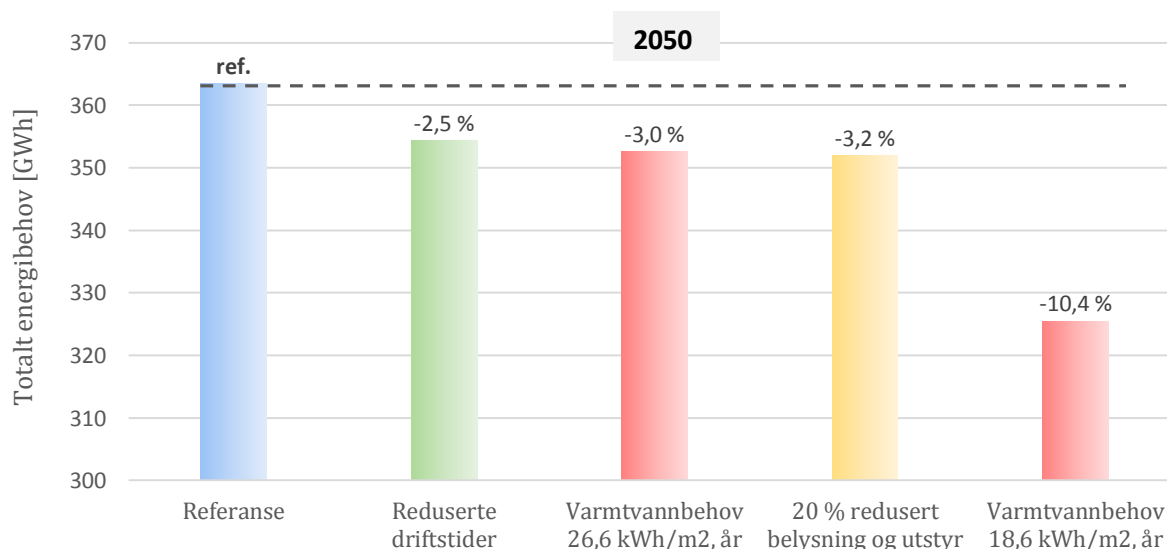
8.4 SAMMENLIKNING AV BRUKERMØNSTER

For å se hvilken påvirkning de ulike inngangsvariablene har på energibehovet i forhold til hverandre er de plottet i samme stolpediagram. Figur 8-14 og 8-15 viser påvirkningen når inndataene ligger under de normerte verdiene fra standarden, og viser anslått energibehov i henholdsvis 2014 og 2050.



Figur 8-14: Sammenlikning av brukermønstre i 2014 med inngangsvariabler under de normerte verdiene fra standard

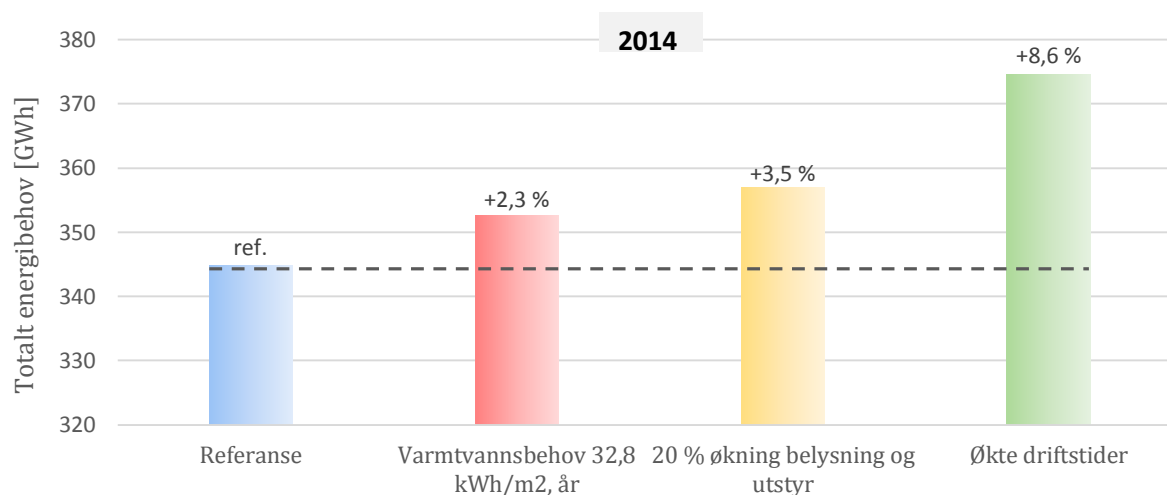
Fra figuren kommer det fram at man oppnår minst energibesparelse ved å endre varmtvannsbehovet fra 29,8 til 26,6 kWh/m²·år, noe som tilsvarer en årlig energibesparelse på om lag 2,4 %. Deretter kommer energibesparelsen ved å redusere driftstiden fra 392 til 283 timer i uken, og tilsvarer en nedgang på 3,1 %. Videre kommer energibesparelsen ved å redusere belysning- og utstyrsbruken med 20 %. Størst energibesparelse oppnår man ved å ha et moderat varmtvannsforbruk, noe som betyr at boligmassen potensielt kan oppnå en årlig besparelse på 8,5 % ut i fra tallene om vannforbruk hentet fra SINTEF og energimyndighetene i Sverige.



Figur 8-15: Sammenlikning av brukermønstre i 2050 med inngangsvariabler under de normerte verdiene fra standard

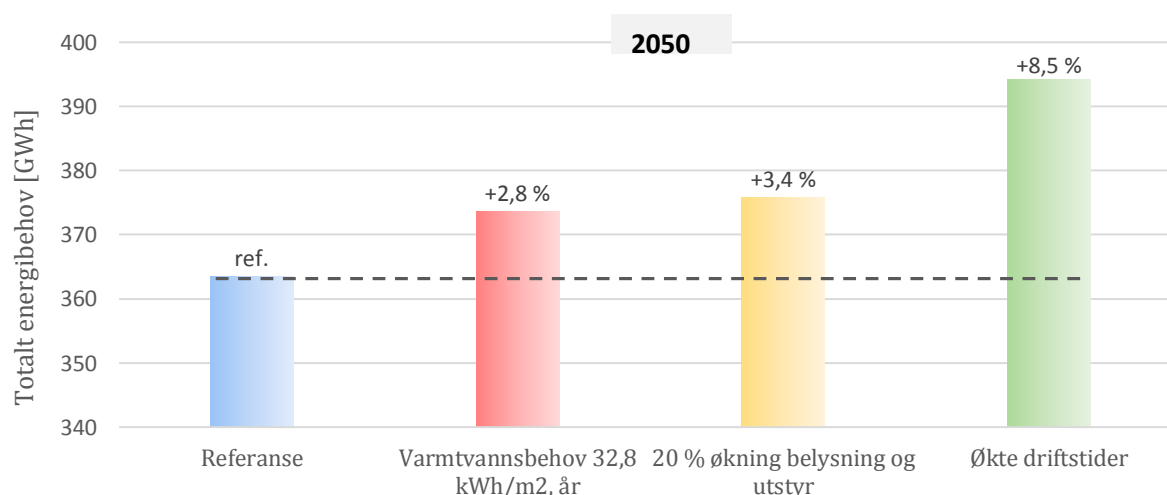
For 2050 ser man at den prosentvise energibesparelsen følger mye av den samme tendensen som for 2014, selv om det totale energibehovet er høyere. Det som imidlertid er verdt å merke seg er at reduserte driftstider gir minst besparelse i 2050. Økt boligstandard, gjennom flere passivhus og TEK 10-hus, gjør at oppvarmingsbehovet vil reduseres, noe som igjen fører til at optimalisering av driftstider har mindre innvirkning på energibehovet i fremtiden. Energibruken knyttet til varmtvannforbruk derimot, gir størst prosentvis energibesparelse og har større innvirkning på det totale energiforbruket.

Figur 8-16 og 8-17 viser påvirkningen av ulikt brukermønster når inndataene ligger over de normerte verdiene fra standardene.



Figur 8-16: Sammenlikning av brukermønster i 2014 når inngangsvariablene ligger over de normerte verdiene fra standard

Fra figuren ser man at økning fra 392 (referanse) til 504 driftstimer i uken gir den største økningen i energibehov på 8,6 %. Hvis man ser Figur 8-14 i sammenheng med Figur 8-16, kan man se at en økning på 221 driftstimer, fra et redusert (283 timer) til økt scenario (504 timer) i uken, kan øke det årlige energibehovet med 11,7 %.



Figur 8-17: Sammenlikning av brukermønster i 2050 når inngangsvariablene ligger over de normerte verdiene fra standard

I Figur 8-17 kan man se at varmtvannsbehovet, i 2050, har større prosentvis påvirkning på energibehovet enn i 2014, mens belysning og utstyr, samt økte driftstider har mindre påvirkning.

Med inngangsvariablene i følsomhetsanalysen tatt i betraktning tyder det på at man i 2014 kan oppnå høyest energibesparelse ved å redusere varmtvannsforbruket til et minimum, mens reduserte driftstider og redusert lys- og utstyrsbelastning ligger på noenlunde samme nivå når det gjelder energibesparelse. Frem i tid, mot 2050, ser det ut til at varmtvannsbehovet har en større prosentvis innflytelse på energibehovet, mens belysning og utstyr samt driftstider har mindre innflytelse.

9 ENERGIFORSYNING TIL BOLIGMASSEN

9.1 FORSLAG TIL ENERGIFORSYNINGSSYSTEMER

I dette kapittelet er det sett på ulike forslag til energiforsyningssystemer. I mange tilfeller er det mulig å benytte seg av én energiforsyningsteknologi, men av praktiske og økonomiske årsaker kan det være mest hensiktsmessig å kombinere flere teknologier. Noen av fordelene med flere teknologier er:

- Frihet i valg av energiforsyning
- Muligheten til enhver tid å velge den rimeligste energikilden
- Teknologien bedrer dellasteffektiviteten
- Økning i forsyningsikkerheten
- Reduksjon i investeringskostnadene

I vurderingen av de ulike systemene er det er både variert med ulike kombinasjoner og effektfordelingen mellom teknologiene. Den viktigste vurderingsfaktoren er CO₂-utslippet, mens de kostnadmessige forholdene ikke er vurdert nøyaktig i denne omgang. I de fleste reelle vurderinger av energiforsyningssystemer er riktignok det økonomiske aspektet et av de viktigste; anleggene bør ikke dimensjoneres for store slik at det påløper unødvendige investeringskostnader, men heller ikke for små for å unngå høye driftskostnader.

I Tabell 9-1 er det presentert fire forslag til energiforsyningssystemer basert på energikildene og energiforsyningsteknologiene presentert i Kapittel 4.

Forslag	Energiproduksjon (varmebehov)	Nødvendig effekt (MW)
F1	90 % Biokjel	33,1
	10 % Elkjel	-
F2	90 % Avfall (CHP)	33,1
	10 % Elkjel	-
F3	80 % Avfall (CHP)	25,6
	20 % Elkjel	-
F4	67,7 % Avfall (CHP)	19,0
	22,3 % Varmepumpe	14,3
	10 % Elkjel	-

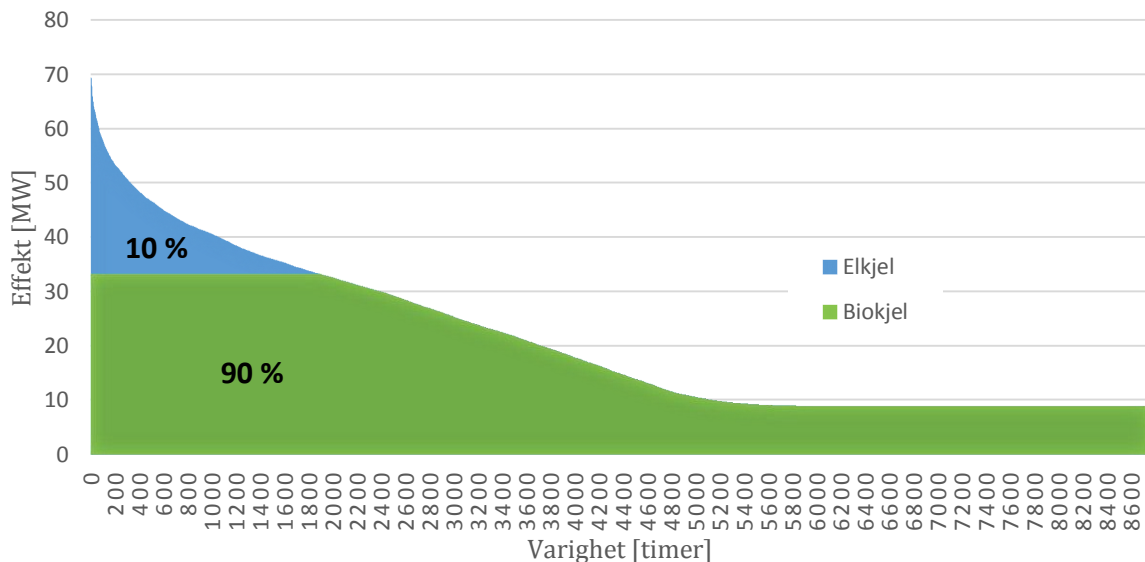
Tabell 9-1: Prosentfordeling av energiproduksjon

Kolonnen i midten viser den prosentvise fordelingen i energiproduksjon for å dekke varmebehovet, mens kolonnen til høyere viser den nødvendige effekten teknologien må ha for å kunne levere denne prosentvise andelen. Fordelingene og den nødvendige kapasiteten er basert på energibehovet i 2014. Nødvendige kapasitet er siden holdt konstant mot 2050. Bakgrunnen for de prosentvise fordelingene er beskrevet i kapitlene for de respektive løsningene.

9.1.1 BOKJEL OG ELKJEL

Forbrenning av biobrensel (grunnlast) i kombinasjon med elkjel (spisslast) har i de senere år blitt en populær løsning i Norge. Ved å kombinere de to teknologiene reduserer man størrelsen på biobrenselsanlegget og den totale investeringskostnaden. Siden det uansett må investeres i en «back-up løsning» ved driftsstans er en elkjel ofte å foretrekke, da den er svært rask i oppstart, har høy virkningsgrad og kan begynne å levere varme (energi) nesten umiddelbart. Det er også flere anlegg som bruker naturgass (NGL og LNG) for å dekke spisslasten, men det er i denne rapporten kun valgt å se på fornybare energikilder. Biobrensel er spesielt egnet i områder med mye produksjon av trevirke, der overskuddet fra denne produksjonen kan brukes i forbrenningsanlegg.

Erfaringsmessig vil en biokjel på 40-60 % av effektbehovet kunne dekke 90 % av energibehovet [31]. Det er derfor blitt brukt fordelingen 90 % biobrensel og 10 % elkjel i forslag 1 (F1). I Figur 9-1 er dette illustrert i en varighetskurve som viser fordelingen mellom varmeproduksjonen fra biobrensel og elkjel. Siden det kun produseres varme, er hele elektrisitetsbehovet til boligmassen dekket med nettstrøm.



Figur 9-1: Varighetskurve for varmebehov (F1: biobrensel og elkjel)

9.1.2 AVFALLSFORBRENNING (CHP) OG ELKJEL

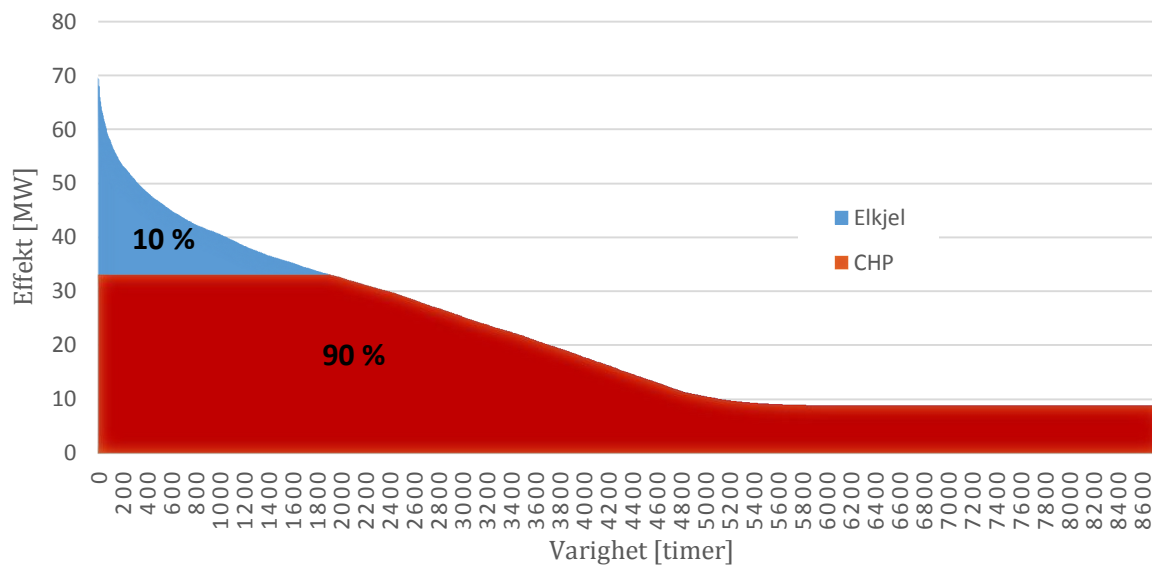
Avfallsforbrenning (CHP) som grunnlast og elkjel som spisslast er en fleksibel løsning, der man har muligheten til å variere mengden varme og elektrisitet som produseres. Anlegget kan da optimalisere energiproduksjonen etter pris og etterspørsel, og samtidig bidra til å stabilisere el-nettet ved behov. Ved å velge elkjel som spisslast oppnår man også de samme fordelene som nevnt i forslaget med biokjel og elkjel. NVE har utarbeidet en håndbok med anslag for investeringskostnader fra forskjellige energiforsyningsteknologier [63]. Der anslår de investeringskostnaden for et biobrenselsanlegg på 30 MW til mellom 3 075 og 3 895 NOK/kW (avhengig av type biobrensel), mens et tilsvarende stort avfallsforbrenningsanlegg med CHP har en investeringskostnad på ca. 21 016 NOK/kW. Dette viser at det er vel så viktig å holde størrelsen nede for avfallsforbrenningsanlegg som for biobrenselsanlegg. Hvor viktig det kan være kommer godt frem når man sammenligner forslag F2 (33,1 MW) og F3 (25,6 MW). Forskjellen i investeringskostnaden på om man dekker 80 eller 90 % av varmebehovet beløper seg da til 157 620 000 NOK, og kan i praksis være en avgjørende faktor for hvilken løsning som blir valgt.

Ved valg av størrelse på avfallsforbrenningsanlegg er det behov for å se på flere faktorer enn bare den energien som skal leveres. Mengde avfall som er tilgjengelig i nærområdet og hvordan man forutser utviklingen i avfallsmengden spiller også inn, og må justeres slik at man i størst mulig grad unngår å måtte importere eller eksportere avfall.

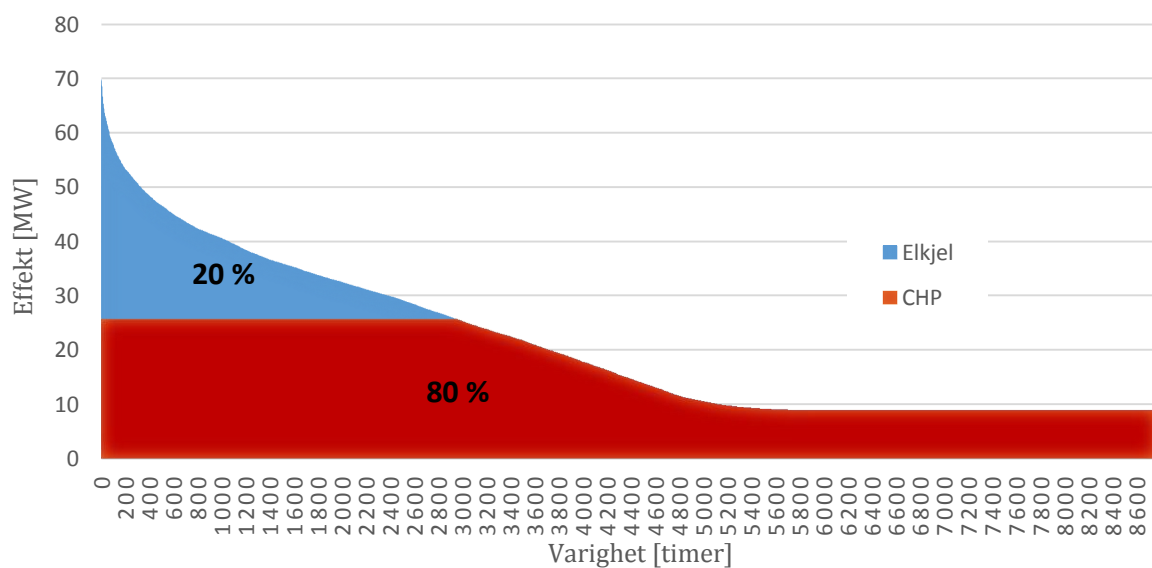
Lagringstiden på avfall er begrenset, og dette kan føre til utfordringer da man i perioder (spesielt på sommeren) må produsere mer energi enn hva man har behov for. Det er da fordelaktig å plassere forbrenningsanlegget i tilknytning til industri som kan benytte seg av «overskuddsvarmen» eller nærhet til hav, eller andre plasser, hvor man kan dumpe varmen.

Ved sammenlikningen av CO₂-utslipp fra forslag 2 (F2) og 3 (F3), er det forsøkt å se på forskjellige fordelinger. Både når det kommer til varmeleveranse fra CHP og elkjel og elektrisitetsforsyning fra CHP og nettstrøm. I F2 er spisslasten satt til å dekke 10 % av varmebehovet (Figur 9-2), mens i F3 er spisslasten satt til å dekke 20 % (Figur 9-3).

Tafjord kraftvarme AS har et avfallsforbrenningsanlegg med CHP som leverer fjernvarme (18 MW) og elektrisitet (4 MW) til innbyggerne i Ålesund [64], og er et godt eksempel på et velfungerende CHP-anlegg under norske forhold. Det ble derfor besluttet å basere seg på det samme PTH-forholdet i F2, F3 og F4 ($\sigma = 0,22$) og dermed gå bort i fra verdien til EU-direktivet 2004/8/EC, presentert i Kapittel 4.1.3. PTH-forholdet vil riktignok endre seg ved delast, så hvor mye elektrisitet som produseres i CHP-prosessen er videre beskrevet i Kapittel 11.



Figur 9-2: Varighetskurve for varmebehov (F2: CHP på 33,1 MW og elkjel)

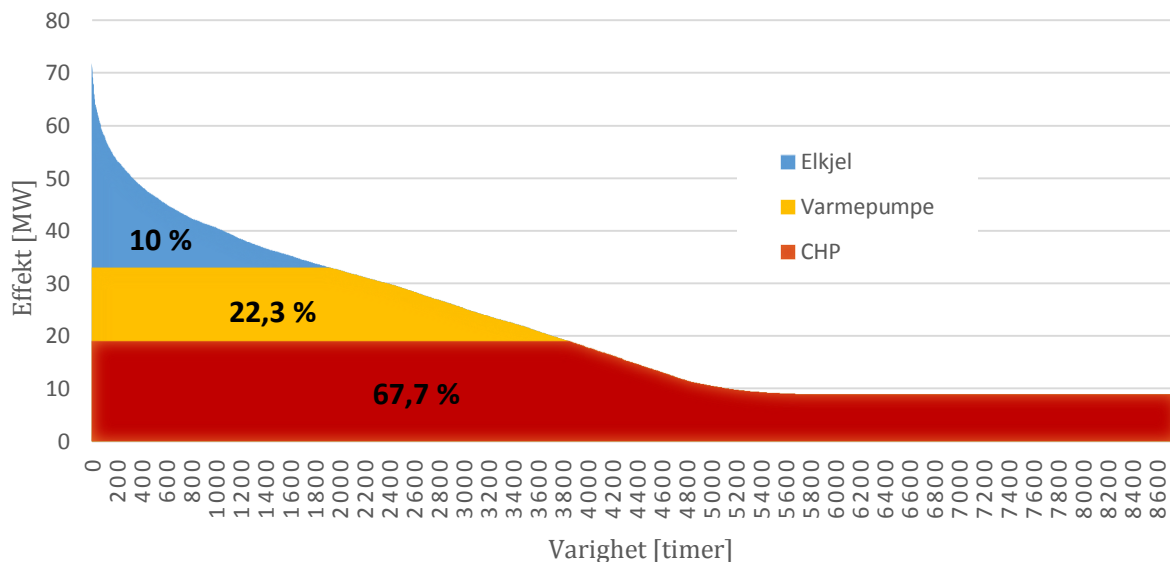


Figur 9-3: Varighetskurve for varmebehov (F3: CHP på 25,6 MW og elkjel)

9.1.3 AVFALLSFORBRENNING (CHP), VARMEPUMPE OG ELKJEL

Ved å kombinere avfallsforbrenning (CHP) og elkjel med en eller flere varmpumper, øker fleksibiliteten til fjernvarmeanlegget ytterligere. Man kan i enda større grad velge energikilden med lavest pris, og i tillegg ha muligheten til å utnytte lavtemperatur kondensatvarme fra røykgassen. En annen fordel er at investeringskostnaden, pr. installert effekt, er lavere for et varmpumpeanlegg enn for et avfallsforbrenningsanlegg [63]. Ved en slik løsning kan man også velge å levere elektrisiteten generert i CHP-prosessen direkte til varmpumpen. Det totale CO₂-utslippet vil for øvrig være uendret siden man da må kompensere med å levere tilsvarende mengde elektrisitet fra strømmettet for å dekke elektrisitetsbehovet.

Fordelingen av energikildene ved denne løsningen finnes det lite erfaringstall på, men i Drammen er det, som nevnt i Kapittel 4.5, et varmpumpeanlegg med installert effekt på 14,3 MW. Siden dette var verdens største i 2011, tas det utgangspunkt i at det ikke er mulig å dekke en større andel av varmebehovet enn 14,3 MW. Dette utgjør 22,3 % av den totale energiproduksjonen, og med en elkjel som dekker 10 %, blir andel avfallsforbrenning 67,7 % (se Figur 9-4).

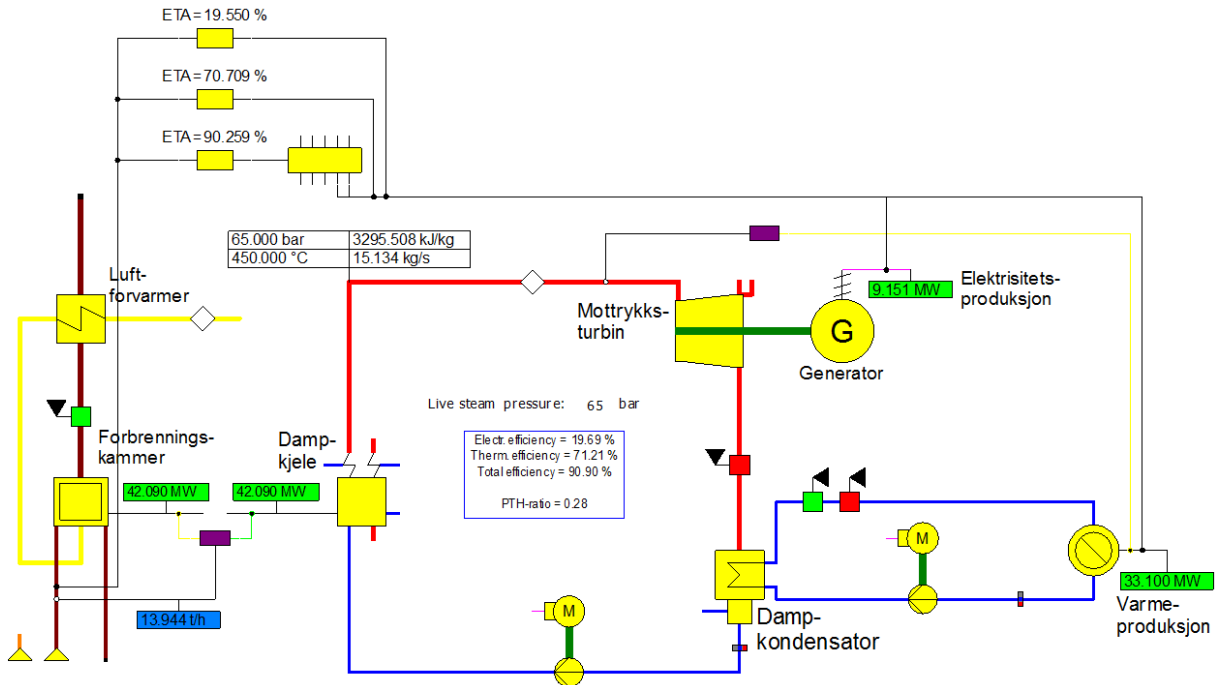


Figur 9-4: Varighetskurve for varmebehov (F4: CHP, varmpumpe og elkjel)

10 MODELLER I EBSILON PROFESSIONAL

10.1 AVFALLSFORBRENNINGSANLEGG MED CHP

Hovedkomponentene i modellen er; luftforvarmer, forbrenningskammer, dampkjele, mottrykksturbin, generator og dampkondensator. Modellen er laget i EBSILON og Figur 10-1 viser en skjermdump av modellen.



Figur 10-1: Skjermdump av avfallsforbrenningsanlegget hentet fra EBSILON

Gjennom forbrenning av avfall i forbrenningskammeret blir varme avgitt til dampkjelen som omgjør vann til damp under høyt trykk. Høytrykksdampen blir deretter ekspandert gjennom turbinen, som driver en generator, til atmosfærisk trykk eller høyere avhengig av varmebehovet. Høyere trykk etter turbinen gir høyere varmeproduksjon, men på bekostning av elektrisetsproduksjonen. Etter turbinen blir lavtrykksdampen ført videre til kondensatoren hvor den avgir varme til fjernvarmenettet. Kondensatet fra kondensatoren føres tilbake til fødevannspumpen for fortsettelse av prosessen. I store industrielle anlegg er det vanlig å installere en luftforvarmer slik at man reduserer brenselmengden og øker effektiviteten til anlegget.

Det er utviklet tre ulike modeller med forskjellig merkeeffekt for de tre ulike forslagene beskrevet i Kapittel 9. Underlagsdata for modellene ved nominell ytelse er vist i Tabell 10-1.

Prosess	MW_t	33,10	25,60	19,00	43,00 (Reno Nord)
Kjeltype		FSF	FSF	FSF	-
Nedre brennverdi	MJ/kg	12,00	12,00	12,00	12,00
Brenselmengde	t/h	13,94	10,79	8,01	20,00
Temperatur i forbrenningskammer	°C	650,00	650,00	650,00	620,00
Røykgasstemperatur	°C	160,46	160,46	160,46	180,00
Dampkvalitet	°C/bar	450/65	450/65	450/65	423/48,6
Dampproduksjon	kg/s	15,13	11,71	8,69	22,5
Kondensatortrykk	bar	3,00	3,00	3,00	-
Fjernvarme inn/ut temperatur	°C	50/80	50/80	50/80	-
Netto elektrisitetsproduksjon	MW _e	9,15	7,08	5,26	17,90
Fjernvarmeproduksjon	MW _t	33,10	25,60	19,00	43,00
Termisk virkningsgrad		0,71	0,71	0,71	0,86
Elektrisk virkningsgrad		0,20	0,20	0,20	0,27
Power-to-heat ratio		0,28	0,28	0,28	-
Total virkningsgrad		0,91	0,91	0,91	1,00

*FSF = Fluidisert sjiktforbrenning (standard i EBSILON)

Tabell 10-1: Underlagsdata for modellene ved nominell ytelse

Fra tabellen ser man at modellene har stort sett de samme driftsbetingelsene ved nominell ytelse, men man vil imidlertid få variasjoner ved delastsimuleringer. For å sammenlikne modellene med et faktisk anlegg, er dataene for det mest energieffektive CHP-anlegget i Danmark (pr. 2012), Reno Nord, vist i kolonnen helt til høyre. Reno Nord har en termisk virkningsgrad på 85,5 % og en elektrisk virkningsgrad på 26,9 %, og ligger noe høyere enn EBSILON-modellene. Dette har sammenheng med Reno Nord har et mer optimalisert anlegg med blant annet forvarming av kondensatet og røykgasskondensering. I motsetning til CHP-anlegg med gassturbiner og stempelmotorer, hvor varme er et biprodukt av elektrisitetsproduksjon, produserer dampturbinen i disse modellen elektrisitet som et biprodukt av varme. Dette resulterer i en relativt lav elektrisk virkningsgrad (20 %), men er det den mest vanlige konfigurasjonen etter norske forhold ettersom elektrisitetsbehovet utover det som blir dekket av norske vannkraftverk er relativt liten.

10.1.1 BRENNVERDI FOR AVFALL

Siden det ikke finnes noe innebygde verdier for avfall som brensel i EBSILON er det foretatt et undersøkelse som tar for seg dette. I doktoravhandlingen til M. Becidian, «Experimental Studies on Municipal Solid Waste and Biomass Pyrolysis» [65], er det foretatt en grundig analyse av avfall og dets material- og kjemiske komposisjon. Det vil være stor usikkerhet og variasjon rundt materialkomposisjonen til avfall, og avhenger av lokale forhold. I avhandlingen er det derfor sett på et større utvalg av kommunalt avfall fra husholdninger som kan klassifiseres som FAB (foredlet avfallsbrensel), og er et uttrykk brukt for å beskrive avfallet etter at det er bearbeidet og ubrennbart materiale som glass og metaller er skilt ut. Selv om det er stor spredning i resultatene, ser man at gjennomsnittlig kjemisk komposisjon for FAB er: 40-50 % C; 25-35 % O; 5-7 % H; 0.5-2 % N; 0.1-0.2 % S; 0.1-0.2 % Cl, med et fuktighetsinnhold på 20-40 % og askeinnhold på 15-30 %.

Den kjemiske sammensetningen som er brukt i EBSILON-modellene er vist i Tabell 10-2.

Kjemisk komposisjon (vekt %)	
Karbon (C)	40
Oksygen (O)	15
Hydrogen (H)	1
Nitrogen (N)	1
Svovel (S)	0,2
Klor (Cl)	0,2
Aske	17,6
Fuktighet (H ₂ O)	25

Tabell 10-2: Kjemisk komposisjon for avfall

Med overnevnte sammensetning kalkulerer EBSILON den nedre brennverdien til 12,5 MJ/kg. Miljødirektoratet har for øvrig slått fast at norsk avfall har en brennverdi mellom 10-12 MJ/kg [66]. Brennverdien beregnet i EBSILON er dermed overstyrt til 12 MJ/kg, slik at den er i overensstemmelse med verdiene angitt av Miljødirektoratet og man oppnår en mer realistisk simulering. Dette er også i god overensstemmelse med undersøkelser gjort i København, hvor brennverdien har økt fra 9,8 MJ/kg i 2004 til 10,5 MJ/kg i 2008 og forventes å øke til ytterligere 11,5-12 MJ/kg mot 2025 [35].

10.1.2 ANALYSE AV YTELSESPARAMETERE OG VIRKNINGSGRADER

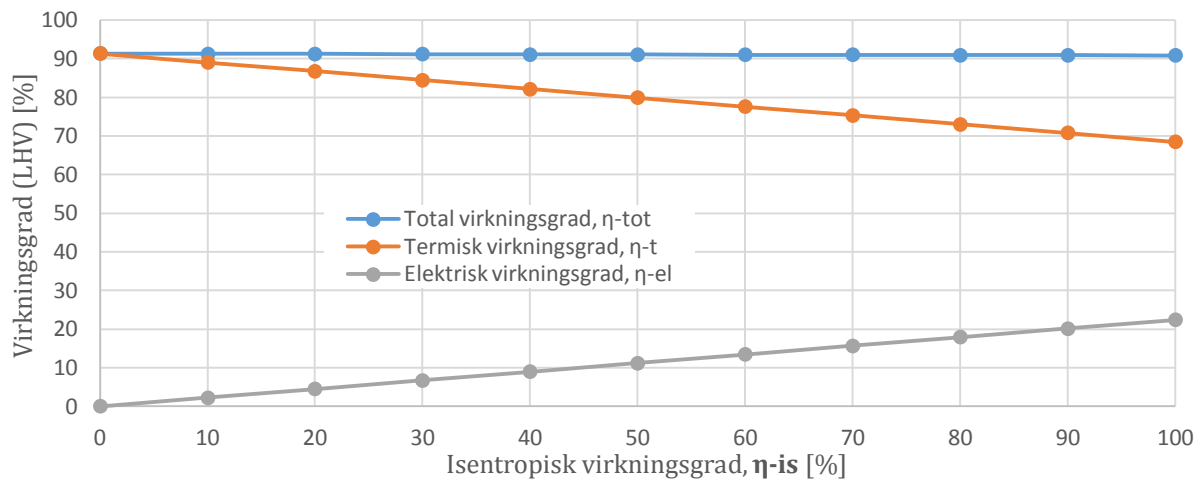
I et CHP-anlegg er det mange parametere som påvirker ytelsen, det være seg dampkvalitet, varmeoverføringssegenskaper til varmevekslere, tur- og returtemperatur til fjernvarme, trykkforhold eller virkningsgrader. Det hadde vært interessant å ta for seg alle disse parameterne, men for å begrense omfanget av analysen er det kun sett på variasjoner i virkningsgrader for de mest essensielle komponentene, herunder:

- Dampturbinens isentropiske virkningsgrad, η_{is}
- Dampturbinens mekaniske virkningsgrad, η_{mek}
- Forbrenningskammerets virkningsgrad, η_{forbr}

Dampturbinens isentropiske virkningsgrad sammenlikner den reelle ytelsen med ytelsen som kan oppnås med en ideell isentropisk turbin, mens den mekaniske virkningsgrad er et mål på hvor effektivt turbinen omgjør termisk energi fra vanndampen til mekanisk energi som trengs for å drive generatoren. Forbrenningskammerets virkningsgrad er et mål på hvor effektivt varmeinnholdet i brennstoffet blir omgjort til nyttbar varme. Det har vært utfordrende å finne typiske dellastvirkningsgrader for overnevnte parametere, og etter en rekke søk i vitenskapelige databaser, samt korrespondanse med ulike anlegg, kan det virke som om det ikke er et belyst tema. I samtale med Tafjord kraftvarme AS i Ålesund, kom det fram at de ikke kjører anlegget på dellast (til tross for redusert varmebehov) da en del av inntektsgrunnlaget er baserer seg på evnen til å ta imot avfall. I mangel på noe konkret bakgrunns litteratur er det etter beste evne etterstrebet å lage antatte dellastkarakteristikker.

VIRKNINGSGRADENES INNVIRKNING PÅ YTELSEN VED NOMINELL BELASTNING

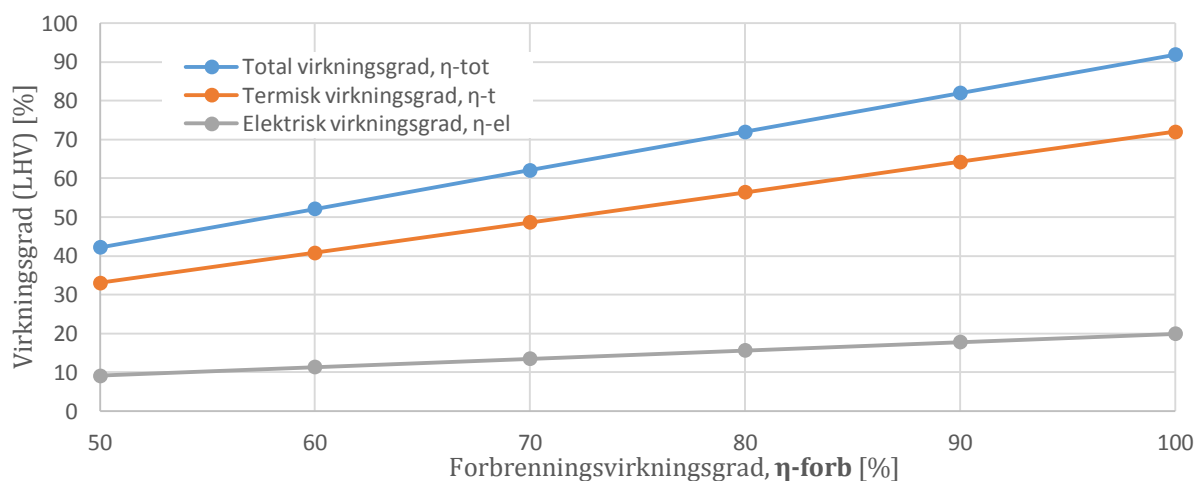
For å se hvilke innvirkning de ulike virkningsgradene har på modellen, er de endret på hver for seg. Endringene er gjort i modellen med nominell ytelse på 33,1 MW, og med driftsparameterne presentert i Tabell 10-1. I Figur 10-2 er den isentropiske virkningsgraden for turbinen redusert fra 100 til 0 %.



Figur 10-2: Ytelsesparametere ved variasjon i turbinens isentropiske virkningsgrad

Fra figuren ser man at den elektriske virkningsgraden til anlegget avtar tilnærmet lineært, fra 22,4 % til 0 %, når den isentropiske virkningsgraden til turbinen reduseres. Den termiske virkningsgraden derimot, øker lineært, fra 68,5 til om lag 91,3 %, ved avtagende isentropisk virkningsgrad. Siden økningen i termisk virkningsgrad og reduksjonen i elektrisk virkningsgrad er i samme størrelsesorden, er den totale virkningsgraden for anlegget er mer eller mindre uendret.

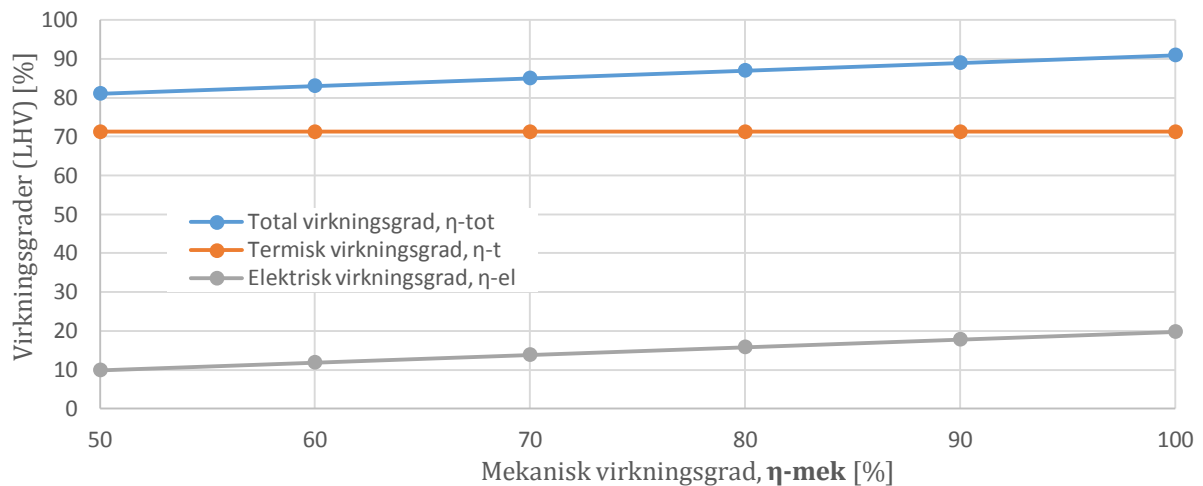
I Figur 10-3 er effekten av å redusere forbrenningsvirkningsgraden fra 100 til 50 % illustrert.



Figur 10-3: Ytelsesparametere ved endring i forbrenningsvirkningsgraden

Fra figuren ser man at forbrenningens virkningsgrad har stor påvirkning på ytelsesparameterne. Den totale virkningsgraden avtar fra om lag 92 % til 42 % ved å redusere forbrenningens virkningsgrad fra 100 til 50 %. Den største pådriveren for reduksjonen kommer av en drastisk reduksjon i termisk virkningsgrad, mens den elektriske virkningsgraden holder seg mellom 9-20 %.

I Figur 10-4 er den mekaniske virkningsgraden til dampturbinen variert.



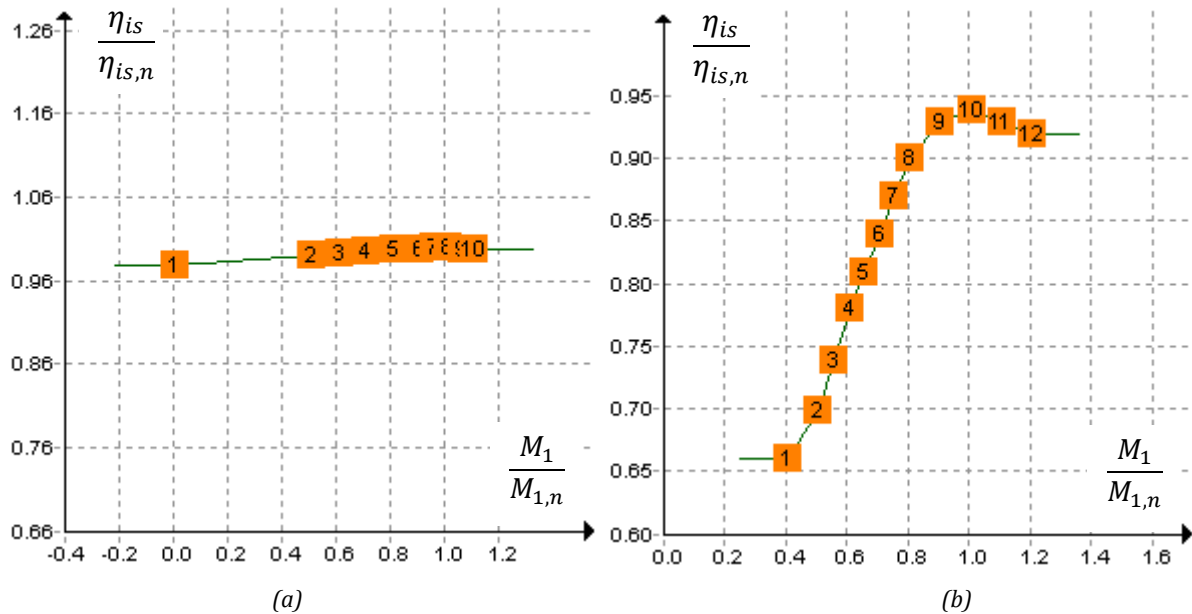
Figur 10-4: Ytelsesparametere ved variasjon i turbinens mekaniske virkningsgrad

Ved å redusere den mekaniske virkningsgraden fra 100 til 50 % ser man at den totale virkningsgraden avtar med om lag 10 %. Dette skyldes et større tap i omgjøringen av termisk energi til mekanisk energi i turbinen. Den termiske virkningsgraden forblir upåvirket av endringer i den mekaniske virkningsgraden.

Med driftsbetingelse for modellene tatt i betraktning, kan man oppsummere med at redusert isentropisk virkningsgrad gir redusert elektrisk virkningsgrad (elektrisk produksjon), mens den termiske virkningsgraden (varmeproduksjonen) øker. Størst innvirkning på ytelsen til prosessen har forbrenningens virkningsgrad, noe som understreker viktigheten av å ha state-of-the-art forbrenningsteknologi og rett blandingsforhold mellom luft og brensel slik at man oppnår støkiometrisk forbrenning. Den mekaniske virkningsgraden til turbinen har kun innvirkning på elektrisitetsproduksjonen, mens varmeproduksjonen er upåvirket.

VIRKNINGSGRADENES INNVIRKNING PÅ YTELSEN VED DELLAST

I EBSILON kan man spesifisere den isentropiske virkningsgraden manuelt eller ved bruk av karakteristiske linjer som vist i Figur 10-5.



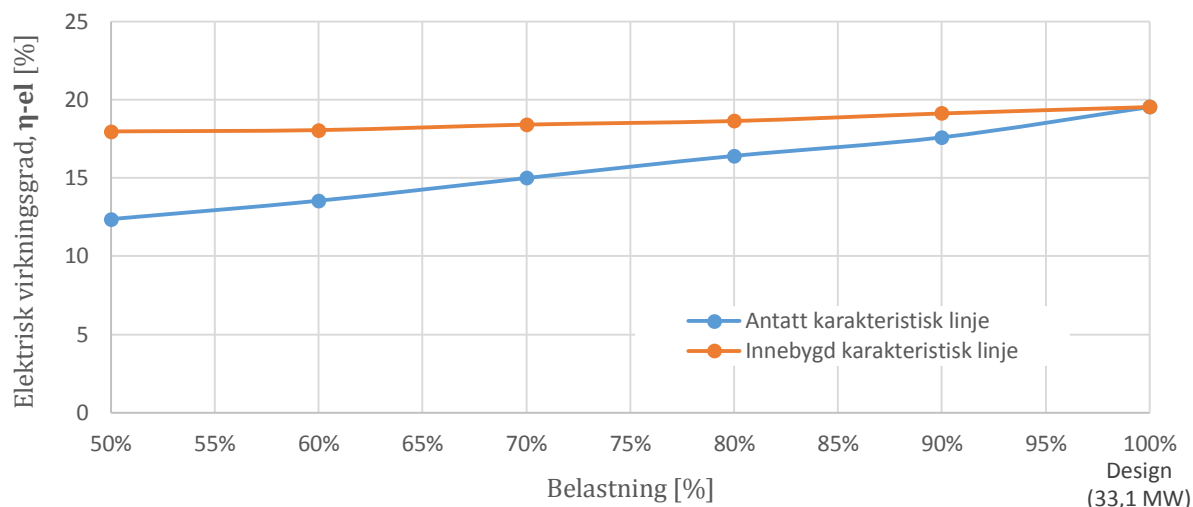
Figur 10-5: Innebygd isentropisk virkningsgrad (a) og antatt isentropisk virkningsgrad (b)

Den karakteristiske linjen viser isentropisk virkningsgrad som funksjon av massestrøm inn til turbinen ved full- og dellastoperasjon. X-aksen angir forholdet mellom massestrømmen inn på turbinen ved dellast og nominell ytelse, mens Y-aksen angir forholdet mellom isentropisk virkningsgrad ved dellast og nominell ytelse. Figur 10-5a er en skjermdump av den karakteristiske linjen som er innebygd i dampturbin-komponenten i EBSILON, og man ser at den isentropiske virkningsgraden er tilnærmet konstant på tross av redusert massestrøm ved dellastoperasjon. Et annet, og kanskje mer reelt scenario, kan være at den isentropiske virkningsgraden avtar med redusert massestrøm. Som påpekt innledningsvis er det gjort forsøk på å finne typiske karakteristiske linjer i både litteratur, og gjennom korrespondanse ut til ulike CHP-anlegg, uten å lykkes. Det er imidlertid flere kilder som angir at den isentropiske virkningsgraden for state-of-the-art dampturbiner typisk ligger mellom 70-90 % [67]. Den nye karakteristiske linjen for isentropisk virkningsgrad er derfor antatt å se ut som linjen illustrert i Figur 10-5b, og man ser at den høyeste isentropiske virkningsgraden oppstår ved operasjon etter fullast når:

$$\frac{M_1}{M_{1,n}} = 1 \quad (21)$$

mens den gradvis avtar mot 70 % ved dellastoperasjon.

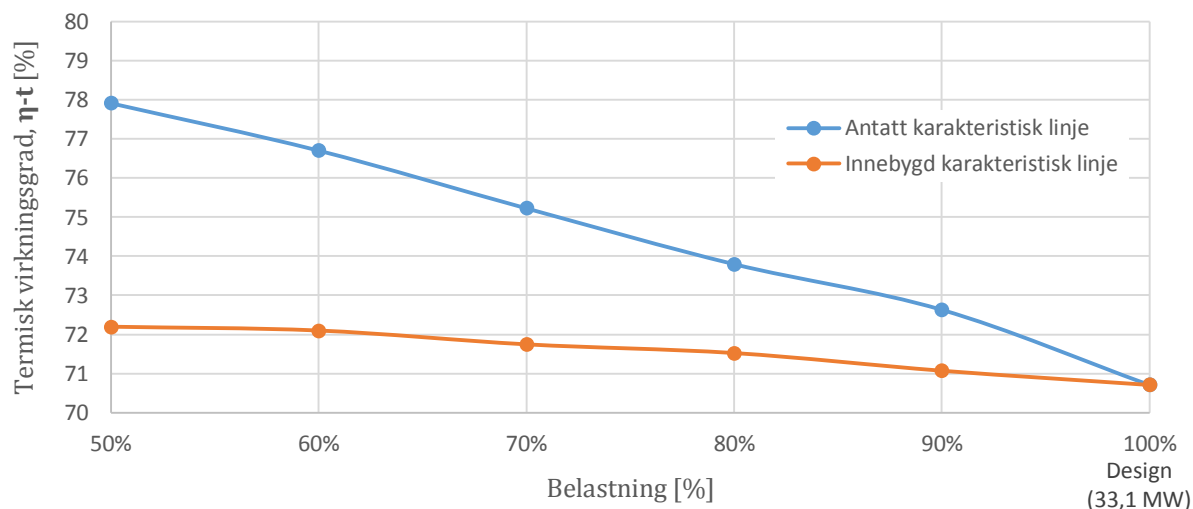
I Figurene 10-6 til 10-8 er de ulike ytelsesparameterne, som er beskrevet i Kapittel 4.4, presentert med de to karakteristikkene for isentropisk virkningsgrad og ved variasjon i belastningen.



Figur 10-6: Elektrisk virkningsgrad ved dellastoperasjon med innebygd og antatt karakteristisk linje for isentropisk virkningsgrad

Ved bruk av den innebygde karakteristikken for isentropisk virkningsgrad (oransje linje) ser man at den elektriske virkningsgraden holder seg relativt konstant, på tross av en reduksjon i belastningen ned til 50 % av nominell effekt. Bruker man den antatte karakteristiske linjen (blå linje) får man et større utslag, og ser at den elektriske virkningsgraden avtar fra 19 til 12 %.

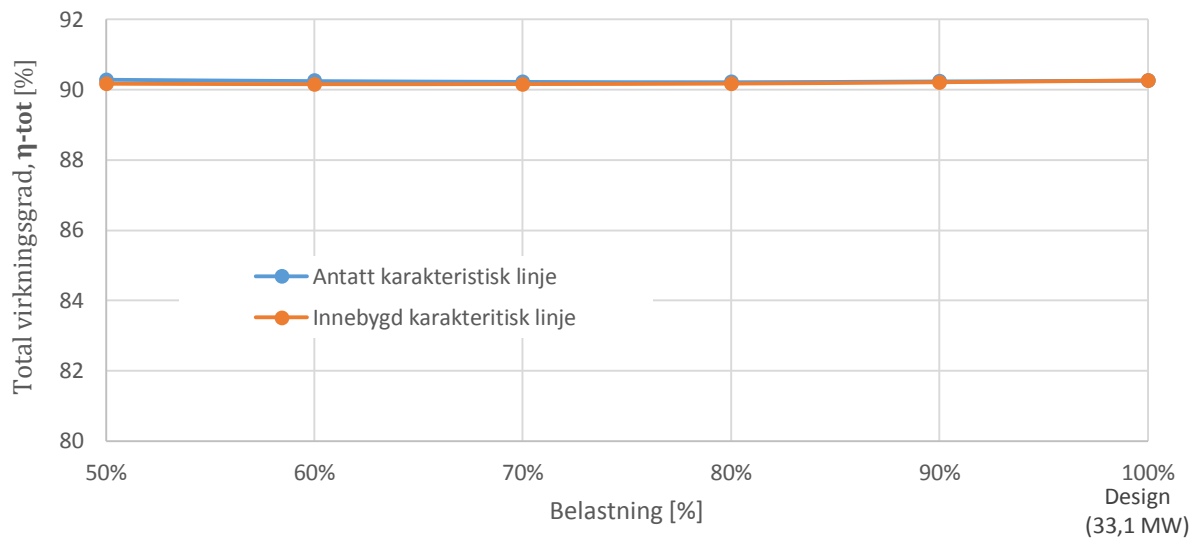
I Figur 10-7 er den termiske virkningsgraden ved forskjellige belastninger presentert.



Figur 10-7: Termisk virkningsgrad ved dellastoperasjon med innebygd og antatt karakteristisk linje for isentropisk virkningsgrad

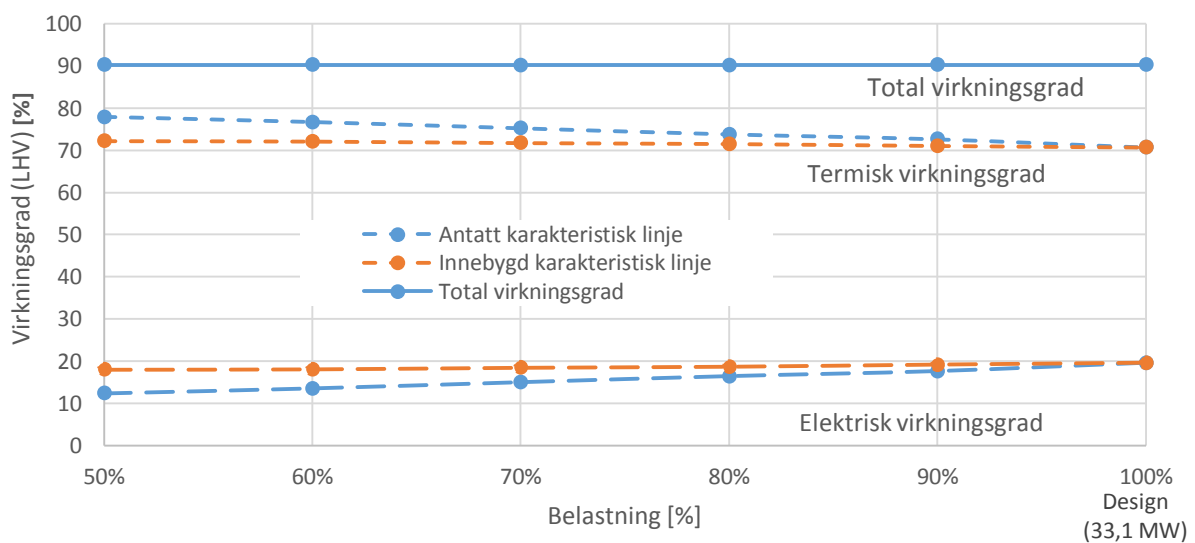
Fra figuren ser man at redusert belastning gir økt termisk virkningsgrad for både den innebygde og den antatte karakteristiske linjen. Det er for øvrig den termiske virkningsgraden ved den antatte karakteristiske linjen som øker mest, fra 71 til 78 %, ved å redusere belastningen til 50 %, og som nevnt innledningsvis skyldes dette at en lavere isentropisk virkningsgrad gir økt termisk produksjon, mens den elektriske produksjonen reduseres.

I Figur 10-8 er den totale virkningsgraden for modellen vist.



Figur 10-8: Total virkningsgrad

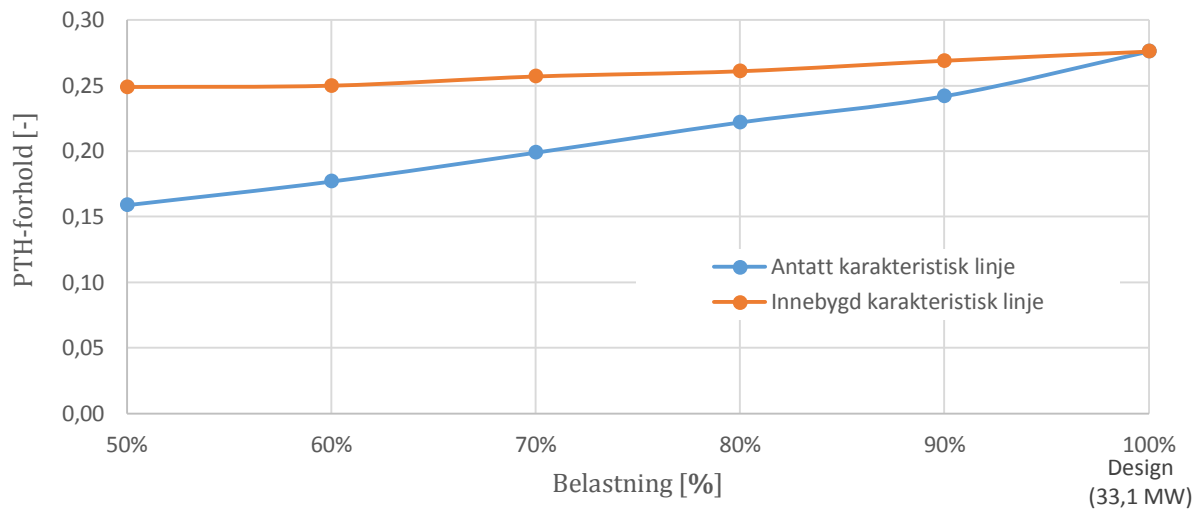
Fra figuren ser man at den totale virkningsgraden er tilnærmet lik for de to karakteristikkene og er mer eller mindre konstant uavhengig av belastningen. Det som allikevel er verdt å merke seg, er at en større andel av den totale virkningsgraden, for den antatt karakteristiske linjen, er gjort opp av den termiske virkningsgraden som vist i Figur 10-9.



Figur 10-9: Andel termisk og elektrisk virkningsgrad av totalvirkningsgraden ved innebygd og antatt karakteristisk linje

Ved en belastning på 50 % av nominell ytelse utgjør den termiske virkningsgraden 78 %, mens den elektriske virkningsgraden utgjør de resterende 12 %. For den innebygde karakteristikken er den termiske virkningsgraden 72 %, mens den elektriske virkningsgraden er om lag 18 %.

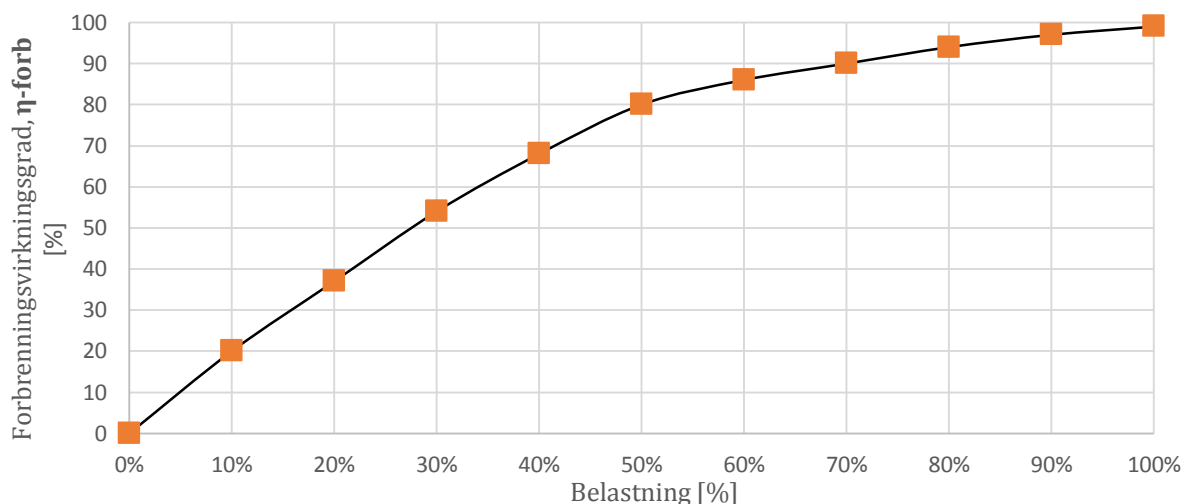
PTH-forholdet vil også endre seg ved dellastoperasjon, og er vist i Figur 10-10.



Figur 10-10: PTH-forhold ved dellastoperasjon

Ved nominell ytelse er PTH-forholdet på 0,28, mens det reduseres til henholdsvis 0,25 og 0,16 for den innebygde- og antatte karakteristikken for isentropisk virkningsgrad. Ved den antatte isentropiske virkningsgraden klarer ikke turbinen å omgjøre termisk energi til mekanisk energi for å drive generatoren like effektivt, og man ser at PTH-forhold synker noe mer.

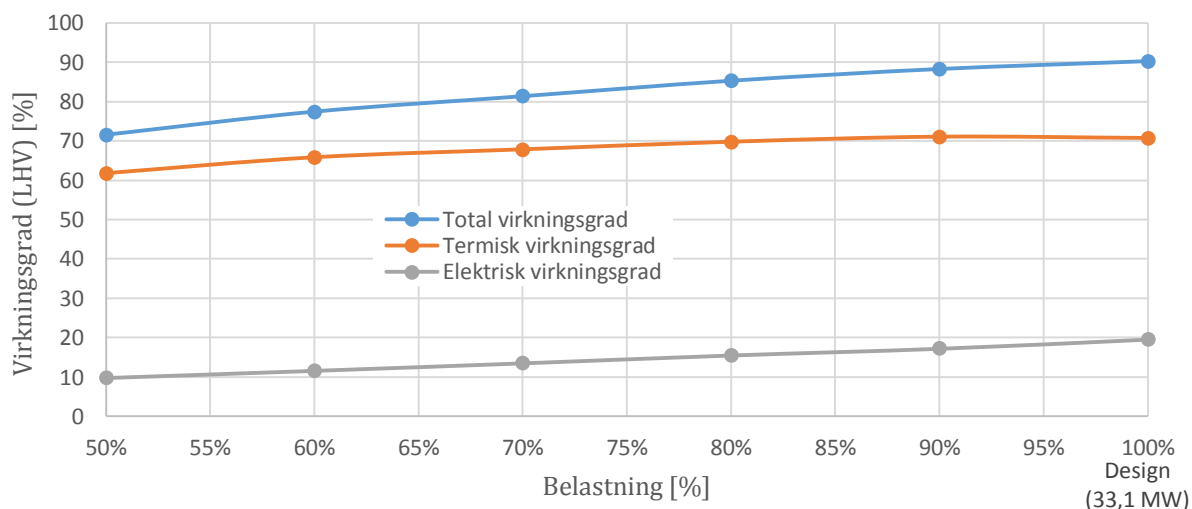
I likhet med den isentropiske virkningsgraden, er forbrenningsvirkningsgraden antatt etter beste vurdering. Som påpekt i Tabell 4-4, kan avfallsanlegg med CHP typisk bli nedregulert til 50 % av nominell ytelse før det går merkbart utover dampkvaliteten og effektiviteten til anlegget. Med dette i bakhodet, i tillegg til andre momenter beskrevet nedenfor, er det antatt at forbrenningsvirkningsgraden følger kurven vist i Figur 10-11.



Figur 10-11: Antatt forbrenningsvirkningsgrad

Fra figuren ser man at forbrenningsvirkningsgraden er antatt best ved 100 % belastning, mens den gradvis avtar mer og mer ved lavere belastning. En av grunnene til denne tilnærmingen er at det er nærliggende å tro at utformingen av brennkammeret er designet for drift ved full belastning, og at ytelsen ved dellast vil bli noe dårligere med lavere avfallstilførsel. Et annet moment som taler for en slik karakteristikk, er at det ved dellast kan forekomme usikkerhet rundt ideell regulering av blandingsforholdet mellom luft og brensel, noe som kan føre til ikke-støkiometrisk forbrenning og igjen gå utover effektiviteten.

Effekten av redusert forbrenningsvirkningsgraden ved dellast kan sees i figuren nedenfor. I Figur 10-12 er utviklingen til den elektriske-, termiske- og totale virkningsgraden presentert.

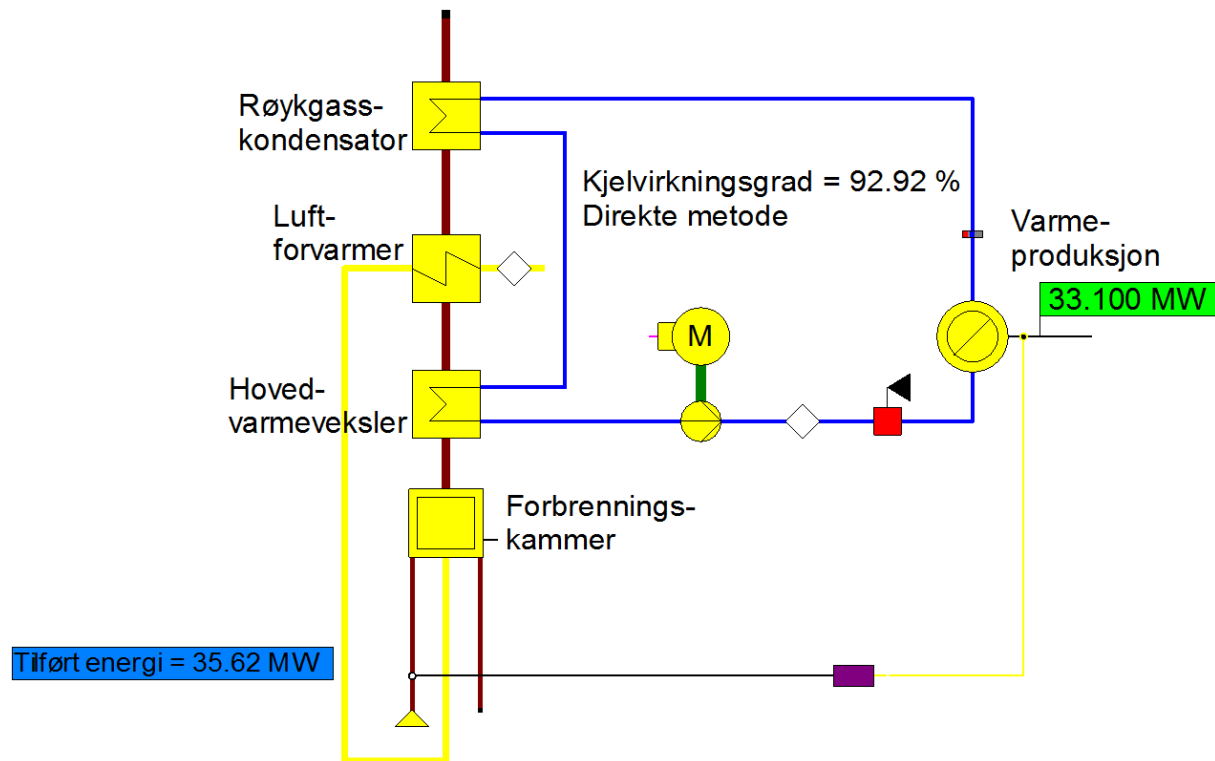


Figur 10-12: Ytelsesparametere ved dellast med redusert forbrenningsvirkningsgrad

Ved lavere belastning, og lavere forbrenningsvirkningsgrad, ser man at både den elektriske og termiske virkningsgraden reduseres. Den elektriske virkningsgraden avtar tilnærmet lineært, mens den termiske virkningsgraden i stor grad følger den samme karakteristikken som forbrenningsvirkningsgraden – ikke-lineær og mer bøyd. Dette gjør at den totale virkningsgraden også avtar ved redusert belastning. Forbrenningsvirkningsgraden påvirker ikke PTH-forholdet i modellen og følger dermed samme karakteristik som i Figur 10-10.

10.2 BIOBRENSSELSANLEGG

Hovedkomponentene i modellen er; luftforvarmer, forbrenningskammer, hovedvarmeveksler til fjernvarmekrets og varmeveksler til røykgasskondensering. Modellen er laget i EBSILON og Figur 10-13 viser en skjermdump av modellen.



Figur 10-13: Skjermdump av biobrenselmodellen i EBSILON

Biomassen forbrennes i forbrenningskammeret, og røykgassen stiger opp og overfører mesteparten av energien i hovedvarmeveksleren til fjernvarmekretsen. Deretter føres røykgassen videre til en luftforvarmer som forvarmer luften som tilføres forbrenningskammeret. Til slutt går røykgassen igjennom en siste varmeveksler som kondenserer vanninnholdet i røykgassen som fortsatt er i dampform, og overfører denne kondenseringsvarmen til forvarming av fjernvarmekretsen.

Det er kun utviklet én biobrenselmodell i EBSILON, og den tilhører forslag 1 beskrevet i Kapittel 9. I Tabell 10-3 er de mest karakteristiske parameterne for modellen oppsummert.

Prosess	MW	33,1
Kjeltype		FSF
Nedre brennverdi	MJ/kg	19,08
Brenselmengde	t/h	6,70
Temperatur i forbrenningskammer	°C	1966,17
Røykgasstemperatur	°C	60,0
Fjernvarme inn/ut temperatur	°C	50/80
Fjernvarmeproduksjon	MW	33,10
Forbrenningsvirkningsgrad	%	93,70
Kjelvirkningsgrad	%	92,92

*FSF = Fluidisert sjiktforbrenning (standard i EBSILON)

Tabell 10-3: Underlagsdata for modellen ved nominell ytelse

Av modellerings og termodynamiske årsaker er røykgasstemperaturen i forbrenningskammeret satt unormalt høyt. Dette er gjort for å sikre at all varme produsert i forbrenningskammeret entrer varmeveksleren til fjernvarmenettet. Komponent 21 «Combustion_Chamber» i EBSILON har et uttak for varme som et tilpasset komponent 5 «Steam_generator». Hvis man ikke er interessert i å produsere damp må man sørge for at all varme går opp i røykgassen. Dette gjøres ved å øke forbrenningstemperaturen helt til at uttaket som vanligvis går til dampgeneratoren ikke overfører varme. Dette vil den gjøre selv om den ikke er tilkoblet dampgeneratoren. Det er mulig dette kan løses på en annen måte, men det er ikke kommet frem til en slik løsning under arbeidet med modellene.

10.2.1 BRENNVERDI FOR BIOMASSE

Brenselet som er brukt i modellen er en brenselkomposisjon som ligger inne i databasen til EBSILON, og heter «Biomasse pflanzlich (Trockenmasse)» (Tysk for «tørr biomasse, plantebasert»). Det har en nedre brennverdi på 15 MJ/kg og er noe lavere enn det som er beskrevet i rapporten «Trevirke – brennverdier og energitetthet», utgitt av Norsk institutt for skog og landskap [68]. De estimerer den nedre brennverdien til 19,08 MJ/kg for tørt trevirke, men presiserer også at denne verdien varierer, avhengig av hvilken type biobrensel det er snakk om. Ulike biomasser har ulike grunnstoffsammensetninger med lignin-, og harpiksinhold, men ved å bruke brennverdien fra Norsk institutt for skog og landskap får man en brennverdi nærmere norske forhold. Brennverdien ble derfor justert opp til 19,08 MJ/kg, mens den kjemiske komposisjonen ble holdt uforandret, og er vist i Tabell 10-4.

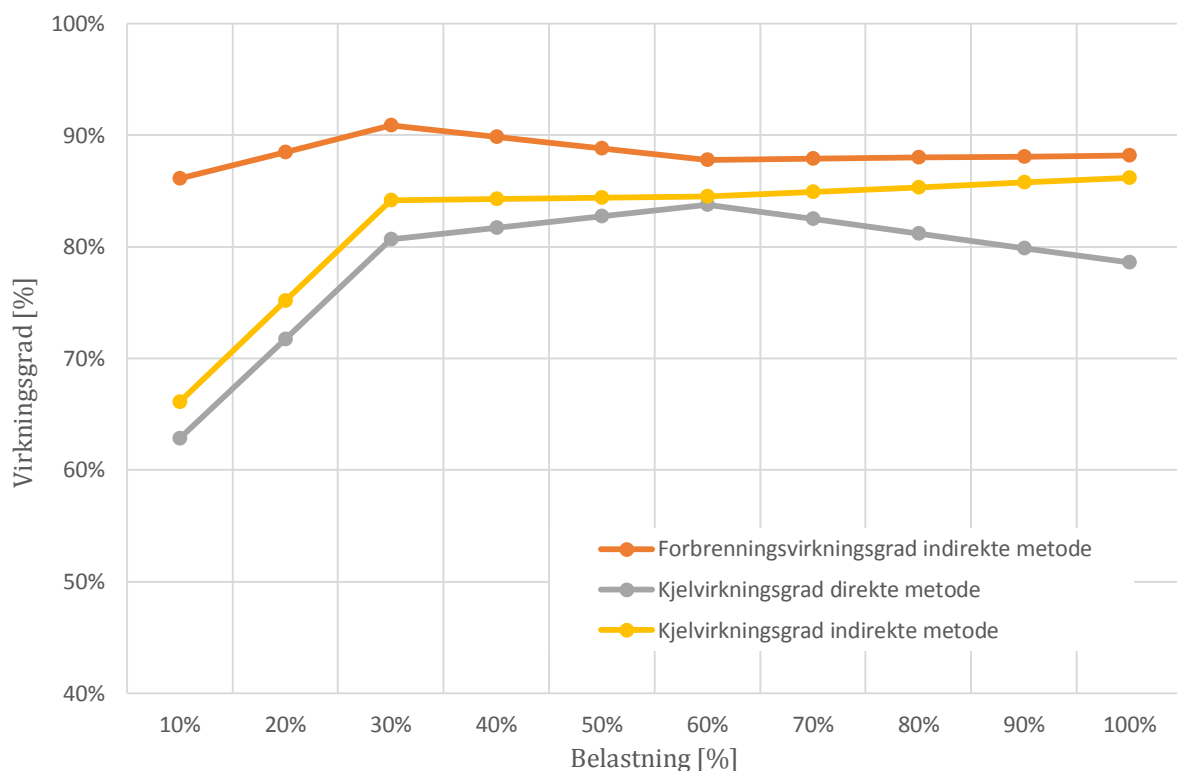
Kjemisk komposisjon (vekt %)	
Karbon (C)	45
Oksygen (O)	42
Hydrogen (H)	6
Aske (ubrennbart materiale)	7

Tabell 10-4: Kjemisk komposisjon for biobrensel

10.2.2 ANALYSE AV YTELSESPARAMETERE OG VIRKNINGSGRADER

For å definere virkningsgrader og driftsforhold til biobrenselsmodellen er det tatt utgangspunkt i en rapport utarbeidet av det sveitsiske firmaet Verenum for Det internasjonale energibyrået (IEA) [34]. Der er det blitt utført en grundig analyse av to reelle biobrenselsanlegg, der hovedformålet med rapporten var å evaluere og sammenligne ulike måter for å beregne virkningsgrader.

Det ene anlegget tilhører Avdeling for landbruksteknikk ved Walloon Agricultural Research Center (CRA-W) i Gembloux, Belgia, der de har installert en 550 kW industriell biokjel. Kjelen er utstyrt med vannavkjølte vegger i brennkammeret samt bevegelig forbrenningsrist, og har installert en rekke målepunkter. I brenselet måles brennverdi, vanninnhold, hydrogeninnhold og volum/massestrøm, og i røykgassen måles temperatur, volumstrøm og den kjemiske sammensetningen. Med disse parameterne tilgjengelig muliggjør det at utarbeidelse og fastsetting av virkningsgrader kan gjøres mer nøyaktig enn ved andre kommersielle anlegg. Brenselet som er blitt brukt under forsøkene kommer fra lokalt trevirke, og verdiene fra målingene er basert på at det ved hvert dellastnivå var minst 12 timer stasjonær drift. Dette for å stabilisere prosessen, samt at tilstrekkelig måledata ble innhentet. I Figur 10-14 ser man hvordan virkningsgradene fra CRA-W utvikler seg ved dellastforhold.



Figur 10-14: Dellastforhold for biokjelen ved Avdeling for landbruksteknikk (CRA-W)

Som det fremgår av kurvene i Figur 10-14 opprettholder anlegget virkningsgradene bra helt ned til 30 % last. Under 30 % faller virkningsgraden kraftig, og utslippsmengdene øker. Det ble derfor konkludert med at denne kjelen best egnet seg for anlegg der det ikke vil være behov for lavere last enn 30 %.

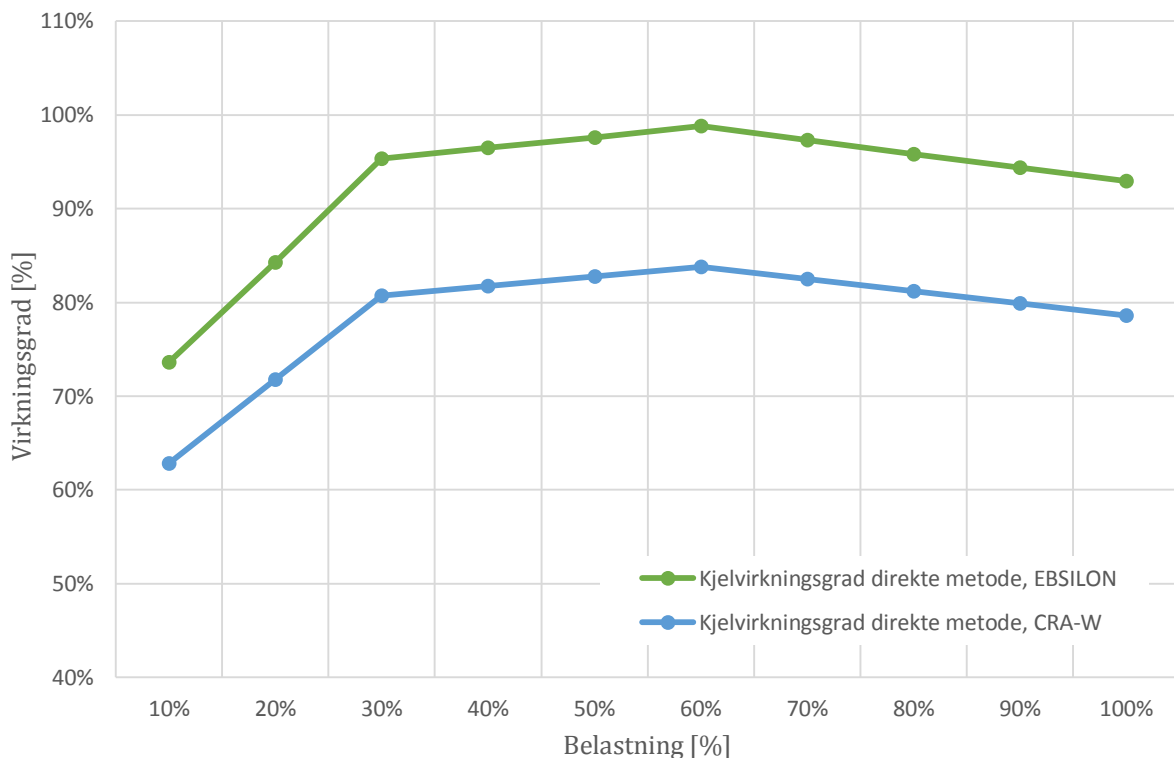
TILPASNING TIL EBSILON-MODELLEN

Siden anlegget til CRA-W og den ønskede EBSILON-modellen ikke er lik når det kommer til både størrelse og benyttet teknologi, ble det gjort en del antagelser ved tilpasningen av dellastkarakteristikken. Dette kommer både av at det ikke er funnet data på større anlegg, samt at målingene som var blitt utført ved CRA-W var noe mangelfulle.

Målingene ved CRA-W ble kun gjort ved 60 %, 30 % og 10 % dellast, så det er antatt at det er en tilnærmet lineær utvikling mellom målepunktene, og det er blitt gjort en lineær interpolasjon for å finne de resterende punktene.

Testtriggen til CRA-W har ikke installert røykgasskondensering, noe som gjenspeiles i den noe lave virkningsgraden. I modellen utarbeidet i EBSILON er det i midlertid inkorporert røykgasskondensering (se Figur 10-13), noe som resulterer i høyere virkningsgrad sammenlignet med CRA-W. Forbrenningsvirkningsgraden til EBSILON-modellen er dermed blitt tilpasset, slik at kjelvirkningsgraden med direkte metode fikk samme utvikling som testtriggen til CRA-W.

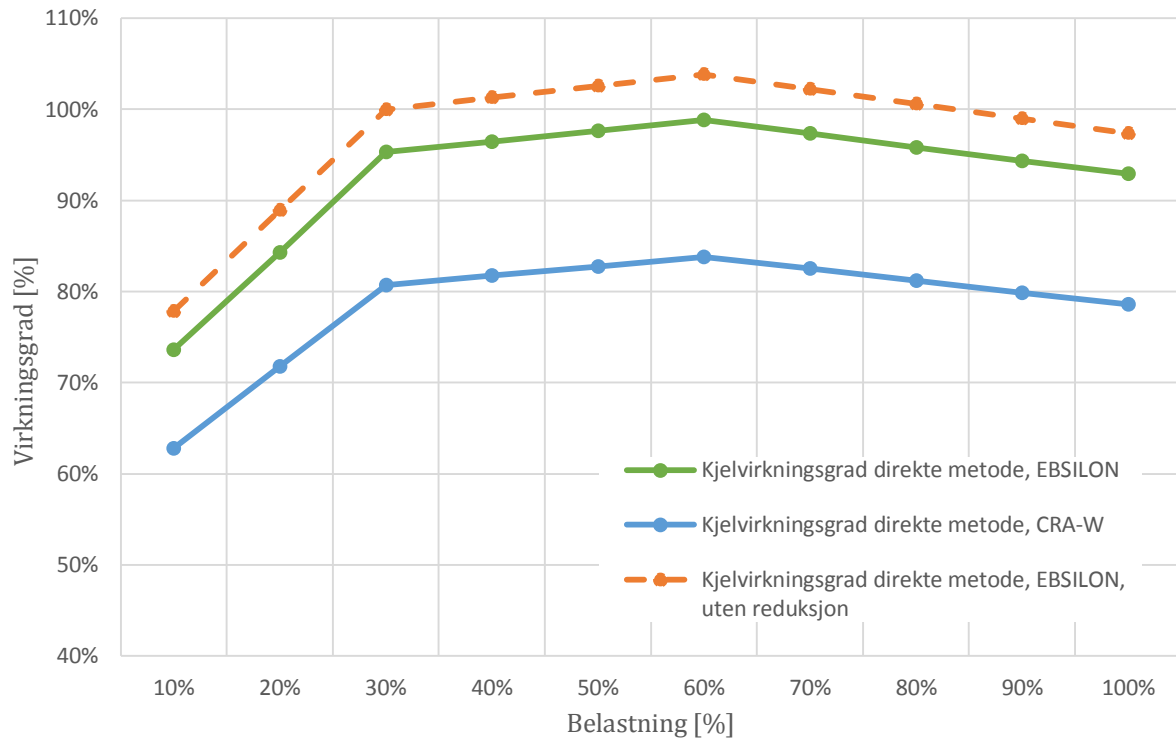
I Figur 10-15 kan man se hvordan dellastvirkningsgraden er for de to tilfellene. I EBSILON-modellen har forbrenningskammeret fluidisert sjiktforbrenning, mens CRA-W har ristforbrenning. Hvilken forbrenningsteknologi som blir benyttet kan ha innvirkning på dellastkarakteristikken, men det er i dette tilfellet valgt å se bort fra dette, siden det ikke er mulig å endre forbrenningsteknologien i EBSILON.



Figur 10-15: Kjelvirkningsgrad ved dellast for CRA-W og EBSILON-modellen

I Figur 10-15 ser man utviklingen av dellast-virkningsgradene både med de fra CRA-W, og den tilpassede dellastvirkningsgraden til EBSILON-modellen. I utgangspunktet skulle virkningsgraden til EBSILON-modellen ha vært høyere, da den nominelle kjelvirkningsgraden var på 97,4 % ved den første simuleringen. Denne måtte bli nedjustert til 92,9 %, for å kunne oppnå den samme dellastkarakteristikken som CRA-W. EBSILON tillater ikke at

forbrenningsvirkningsgraden til forbrenningskammeret justeres til over 100 %, og dermed måtte virkningsgraden nedjusteres slik at den havnet innenfor tillatt område. I Figur 10-16 ser man den stiplede linjen der hvor kjelvirkningsgraden egentlig skulle ha vært, dersom EBSILON hadde tillatt en forbrenningsvirkningsgrad over 100 %.



Figur 10-16: Kjelvirkningsgrad ved dellast for CRA-W, EBILON-modellen med og uten reduksjon

Det kan argumenteres for at dette er et mer sannsynlig scenario siden det er blitt benyttet nedre brennverdi ved beregningene. Det er likevel blitt valgt å bruke virkningsgradene til EBSILON-modellen, slik at det ved sammenligning av de andre teknologiene er mest mulig sammenlignbart.

10.3 VARMEPUMPE

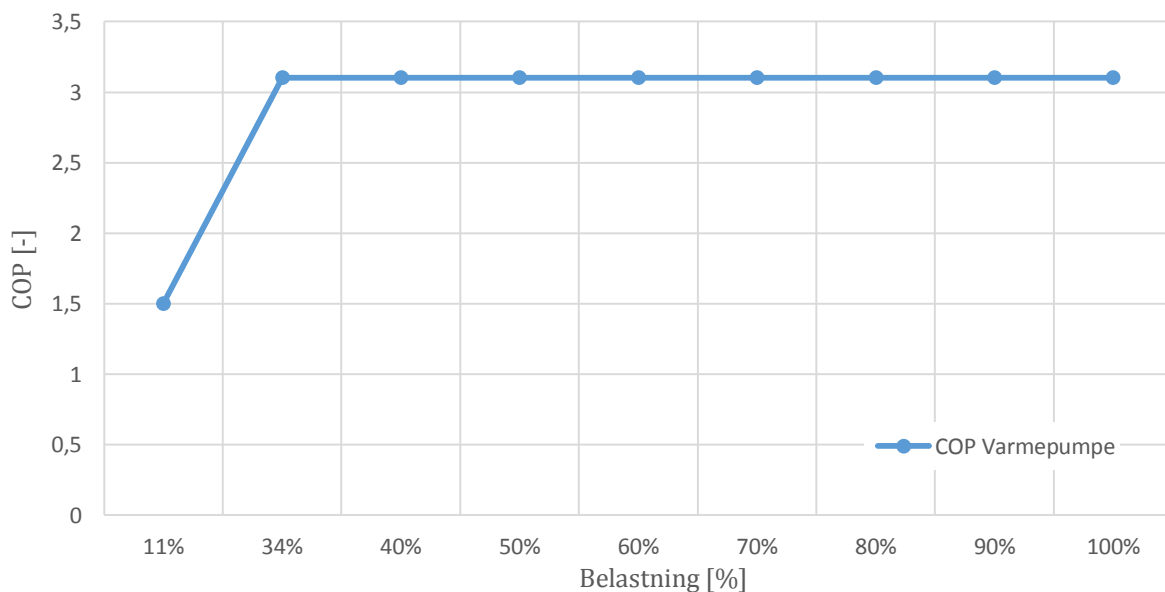
Det ble forsøkt utviklet en varmepumpemodell i EBSILON som skulle tilsvare varmepumpeanlegget til Drammen Fjernvarme. Da dette anlegget var relativt komplisert, og siden EBSILON primært ikke er tilrettelagt for modellering av varmepumper, ble det bestemt at denne modellen skulle utvikles direkte i Excel. En annen grunn var, som det er beskrevet lengre ned, at dellastvirkningsgraden var tilnærmet konstant ned til 33,3 % dellast, og at man slik sett fikk lite ut av å modellere anlegget.

Det ble laget en varmepumpemodell med kun én varmepumpe for å se hvordan dette ville påvirke dellastkarakteristikken. Det ble undersøkt om det fantes passende løsninger, men det ble konstatert at én varmepumpe på 14,3 MW var urealistisk. Flere større varmepumper er også regulert med start/stopp-regulering, der pumpen kjøres med 100 % last i en periode, for deretter å akkumulere opp nok varme til at den kan stoppes. Etter at temperaturen er sunket under en gitt settpunkttemperatur starter pumpa igjen, og slik kan varmepumpen prosjekteres uten å ta hensyn til dellastkarakteristikk. En slik start/stopp-regulering øker riktignok slitasjen på pumpen og kompressoren, mens COP endres minimalt.

10.3.1 ANALYSE AV YTTELSESPARAMETERE OG VIRKNINGSGRADER

Etter å ha vært i kontakt med Drammen Fjernvarme ble det bekreftet at varmepumpeanlegget der hadde en SCOP (Sesonal Coefficient of Performance) på 3,1. Siden anlegget bestod av 3 varmepumper (3 x 4,7 MW), ble det ved dellastforhold redusert med én pumpe av gangen, slik at pumpene gikk på full last/ideelle forhold mesteparten av tiden. Det var også en buffer i fjernvarmenettet som hentet inn svingningene som oppstod da en varmepumpe ble koblet enten inn eller ut. Hvis kun én pumpe gikk ved sommerdrift, ble det opplyst at denne pumpen hadde en COP på 1,5, ved 1,5 MW effektbehov (10,5 % last).

Ut i fra disse opplysningene var det mulig å lage en dellastkurve, der man antok en lineær utvikling mellom lastnivåene. I Figur 10-17 ser man da hvordan virkningsgraden oppfører seg ved dellastforhold.



Figur 10-17: Dellastkarakteristikk for varmepumpeanlegget til Drammen Fjernvarme

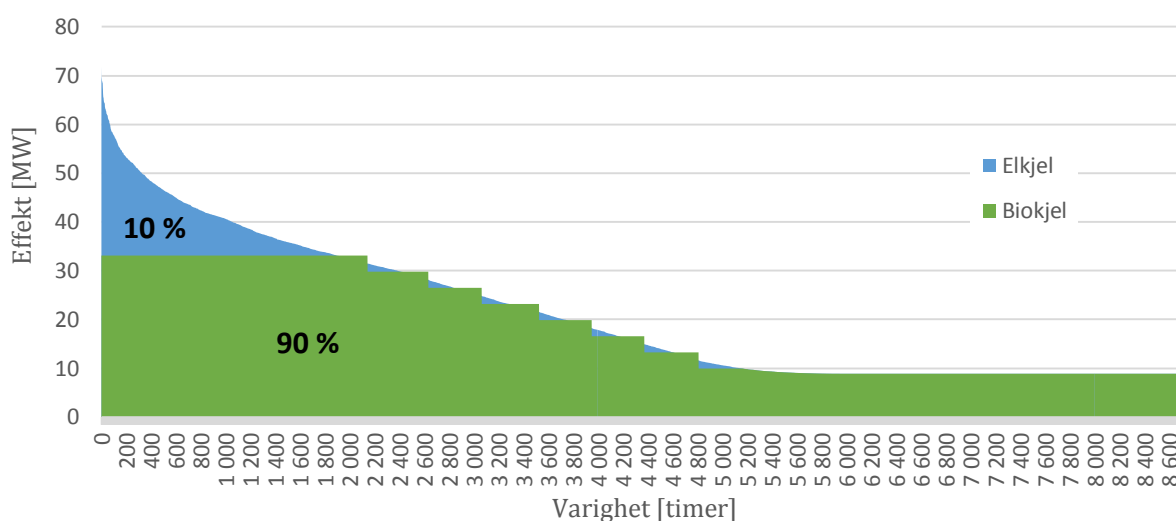
Slik det fremgår av grafen holdes COP konstant helt ned til 33,6 % belastning. Dette på grunn av at kompressorene i varmepumpene kjører på 100 % belastning og under optimale forhold. Under 33,6 % belastning faller COP-verdien drastisk, og man ser ganske tydelig hvorfor man har valgt tre mindre varmepumper fremfor én eller to større.

11 EFFEKTREGULERING OG CO₂-UTSLIPP

I dette kapittelet er effektreguleringen av teknologiene i de fire ulike energiforsyningsystemene og CO₂-utslippet presentert. Systemene viser fordelingen for både oppvarmingsbehovet og det el-spesifikke behovet, og er en grafisk framstilling av metodikken som er beskrevet i Kapittel 5.2. Når effektreguleringen er kjent, kan man som beskrevet i metoden, hente ut den tilførte effekten, som er brukt for å beregne CO₂-utslippet i Kapittel 11.5. Metoden er benyttet for energibehovet hvert femte år frem mot 2050, men i dette kapittelet er det kun vist hvordan det vil se ut for energibehovet i 2014.

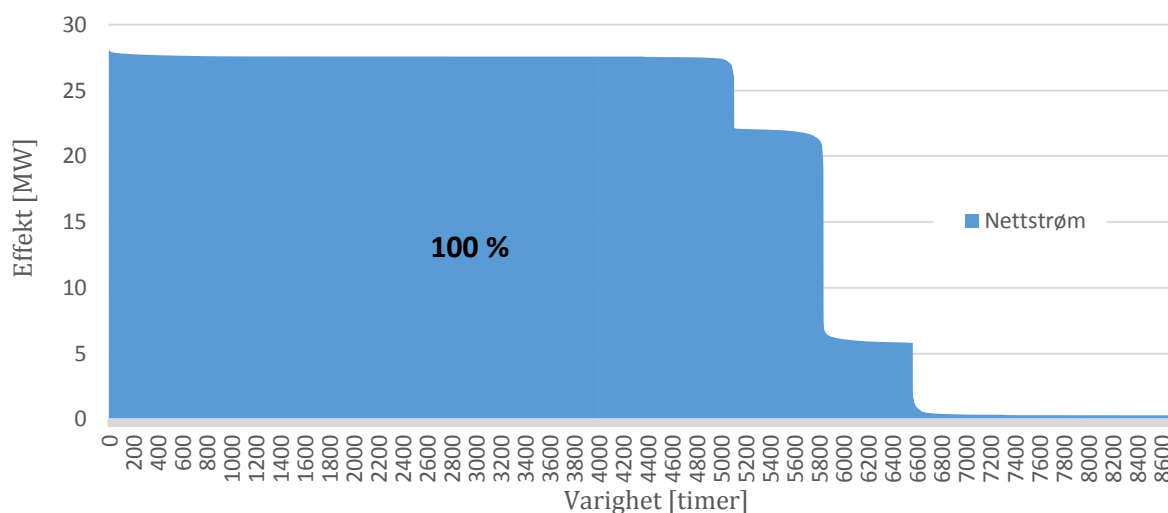
11.1 BOKJEL OG ELKJEL

I Figur 11-1 er fordelingen mellom elkjel og biokjelen illustrert. Biokjelen er trinnregulert, og kan nedreguleres til 10 % av nominell ytelse i tråd med Tabell 4-3 i Kapittel 4.3, mens elkjel er satt til å dekke nøyaktig det effektbehovet som oppstår.



Figur 11-1: Lastfordeling mellom biokjel og elkjel

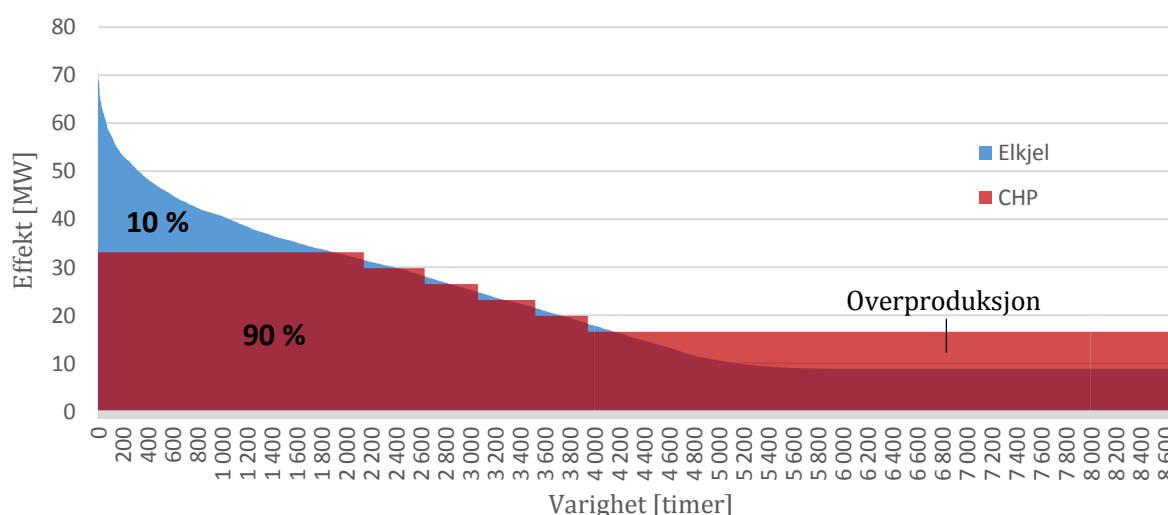
Fra figuren ser man at biokjelen produserer mer enn effektbehovet tilsvarende ved enkelte perioder, og kommer av at effektbehovet dekkes av nærmeste effekttrinn som beskrevet i metodikken. Det er i midlertid også perioder hvor produksjonen er lavere enn effektbehovet, og tanken er derfor at man ved overproduksjon kan akkumulere varme til perioder hvor det er et varmeunderskudd. Det er viktig å påpeke at elkjelen kun dekker den øverste delen av kurven, selv om «trekantene» mellom effekttrinnene også er illustrert i blått. Det el-spesifikke behovet dekkes 100 % av nettstrøm som vist i Figur 11-2.



Figur 11-2: Tilført effekt fra nettstrøm

11.2 AVFALLSFORBRENNING (CHP) OG ELKJEL

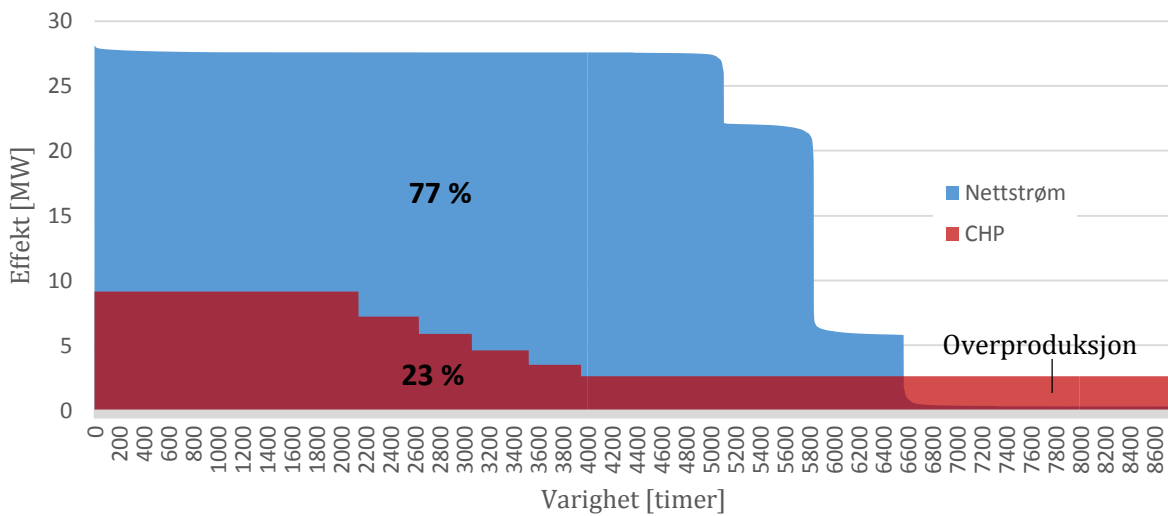
I Figur 11-3 er lastfordelingen mellom avfallsanlegget på 33,1 MW og elkjel presentert. Avfallsanlegget kan ikke nedreguleres til mer enn 50 % av nominell ytelse med referanse i typiske driftsbetingelser for avfallsanlegg beskrevet i Tabell 4-4.



Figur 11-3: Lastfordeling mellom avfallsanlegget på 33,1 MW og elkjelen

Siden avfallsanlegget ikke kan nedreguleres mer enn 50 % av nominell ytelse, ser man av figuren at det oppstår overproduksjon av varme når effektbehovet synker og det er kun varmtvannsbehovet på 12,5 % som må dekkes. Man ser at overproduksjonen av varme varer i om lag 4560 timer årlig, fra 4200 til 8760 timer, og utgjør omtrent 16 % av den totale varmeproduksjonen fra avfallsanlegget. For at CO₂-utslippene for energiforsyningssystemene skal være sammenlignbare, uten favorisering, er ikke CO₂-utslippet knyttet til overskuddsvarmen tatt med i CO₂-beregningene. I tråd med praksisen hos Tafjord varme i Ålesund er det derfor antatt at overskuddsvarmen er solgt til andre industrielle formål.

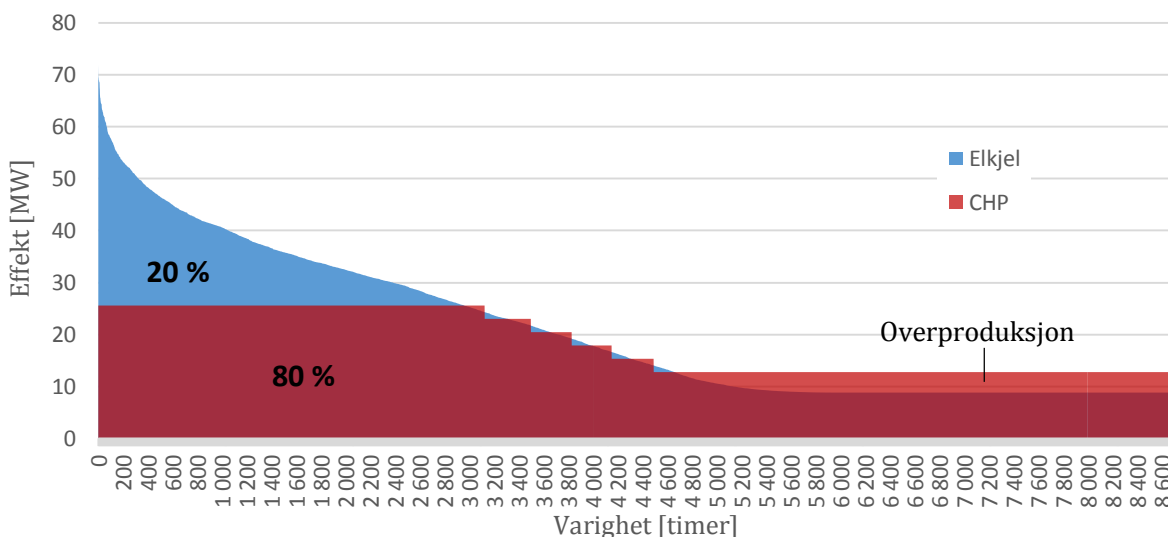
I Figur 11-4 er lastfordelingen for det el-spesifikke behovet vist.



Figur 11-4: Last fordeling mellom elektrisitetsproduksjon fra avfallsanlegget på 33,1 MW og nettstrøm

Når avfallsforbrenning med CHP inngår i energiforsyningsystemet vil man i tillegg til tilført effekt, også få ut hvor mye elektrisitet som blir produsert. Den produserte elektrisiteten fra avfallsforbrenning er satt til å dekke så mye som mulig av det el-spesifikke behovet til boligmassen, mens nettstrømmen er satt å dekke det som gjenstår. For dette anlegget dekker avfallsanlegget 23 % av strømbehovet, mens nettstrømmen dekker de resterende 77 %. Fra figuren ser man at strømproduksjonen avtar i takt med varmeproduksjonen vist i Figur 11-3. Ved lavere produksjon vil også PTH-forholdet reduseres som illustrert i Figur 10-11 i Kapittel 10.1.2. Man ser at det også her, er overproduksjon ved lavt effektbehov. På samme måte som for varmeoverskuddet, er heller ikke strømoverskuddet tatt med i CO₂-beregningene, og det er antatt at det blir solgt tilbake til strømmettet.

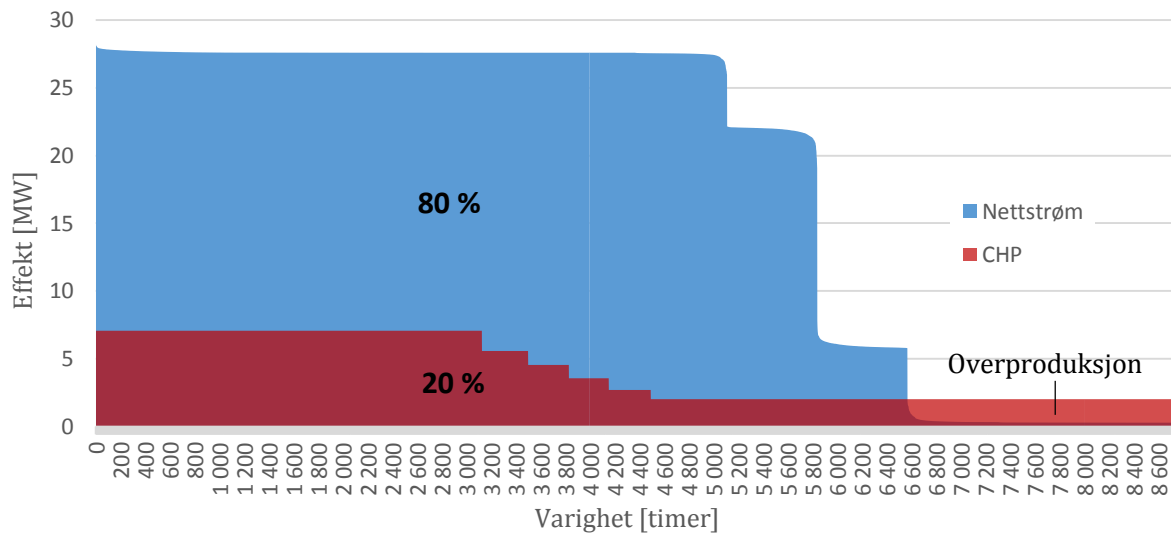
I Figur 11-5 er fordelingen mellom avfallsanlegget med CHP på 25,6 MW og elkjel vist.



Figur 11-5: Lastfordeling mellom avfallsanlegget på 25,6 MW og elkjelen

Ved denne systemløsningen utgjør overproduksjonen av varme 9 % av den totale varmeproduksjonen, og er noe lavere enn avfallsanlegget på 33,1 MW da anlegget kan nedreguleres mer.

I Figur 11-6 er fordelingen for å dekke det el-spesifikke behovet illustrert.

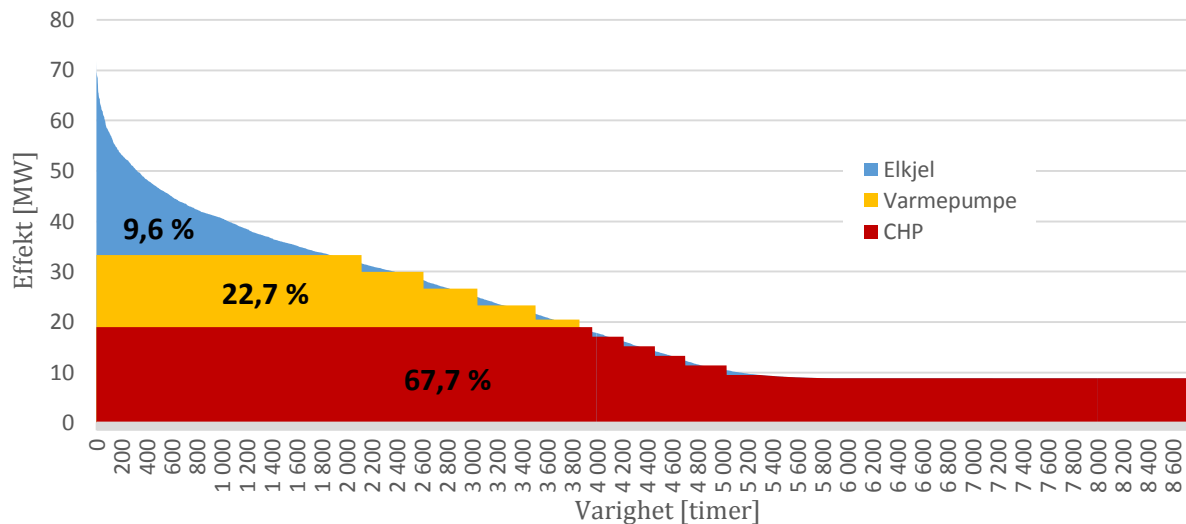


Figur 11-6: Lastfordeling mellom elektrisitetsproduksjonen fra avfallsanlegget på 25,6 MW og nettstrøm

Siden dette anlegget har mindre kapasitet enn det ovennevnte anlegget, 25,6 MW kontra 33,1 MW, vil strømproduksjonen også reduseres. Fra figuren ser man at strømproduksjonen fra avfallsforbrenningen dekker 20 % av behovet, mens nettstrømmen dekker de resterende 80 %. På samme måte som for avfallsanlegget på 33,1 MW tas ikke overproduksjon av varme og strøm med i CO₂-beregningene.

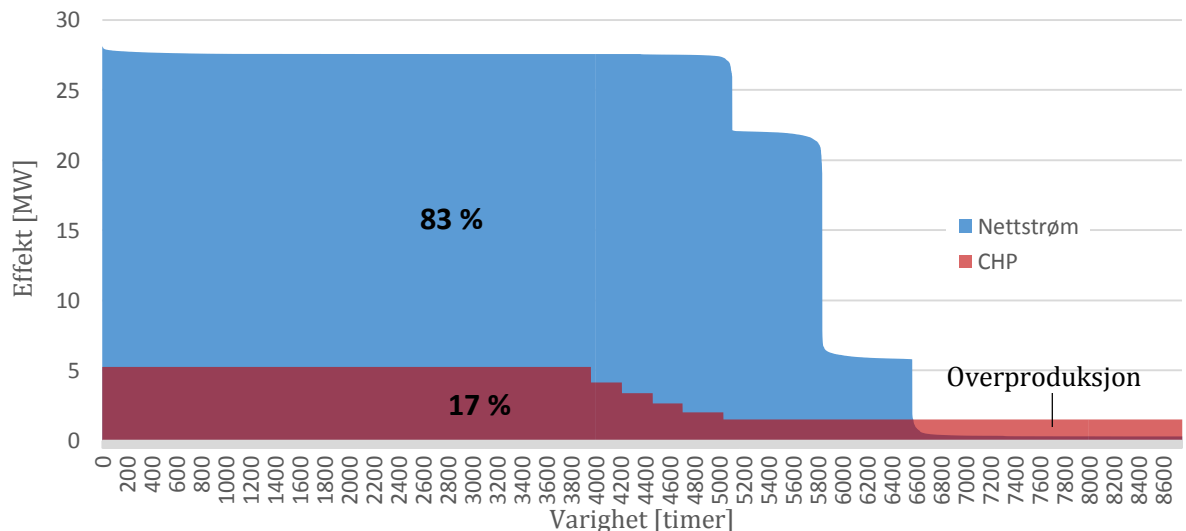
11.3 AVFALLSFORBRENNING (CHP), VARMEPUMPE OG ELKJEL

I Figur 11-7 er fordelingen mellom avfallsanlegget, varmepumpeanlegget og elkjelen vist. Avfallsanlegget har en kapasitet på 19,0 MW, mens varmepumpeanlegget har en kapasitet på 14,3 MW, og er i samme størrelsesorden som varmepumpeanlegget til Drammen Fjernvarme. Varmepumpeanlegget opererer som mellomlast og dekker behovet utover det avfallsanlegget har kapasitet til.



Figur 11-7: Lastfordeling mellom avfallsanlegget, varmepumpeanlegget og elkjelen

Ved en slik fordeling dekker avfallsanlegget den største delen av oppvarmingsbehovet på 67,7 %, mens varmepumpeanlegget og elkjelen dekker henholdsvis 22,7 og 9,6 %. Siden kapasiteten til avfallsanlegget kan nedreguleres helt til varmtvannsbehovet på 8,9 MW, oppstår det ikke noe overproduksjon som i de øvrige modellene. I Figur 11-8 er lastfordelingen mellom nettstrøm og strøm produsert av avfallsanlegget vist.



Figur 11-8: Lastfordeling mellom strømproduksjon fra avfallsanlegget og nettstrøm

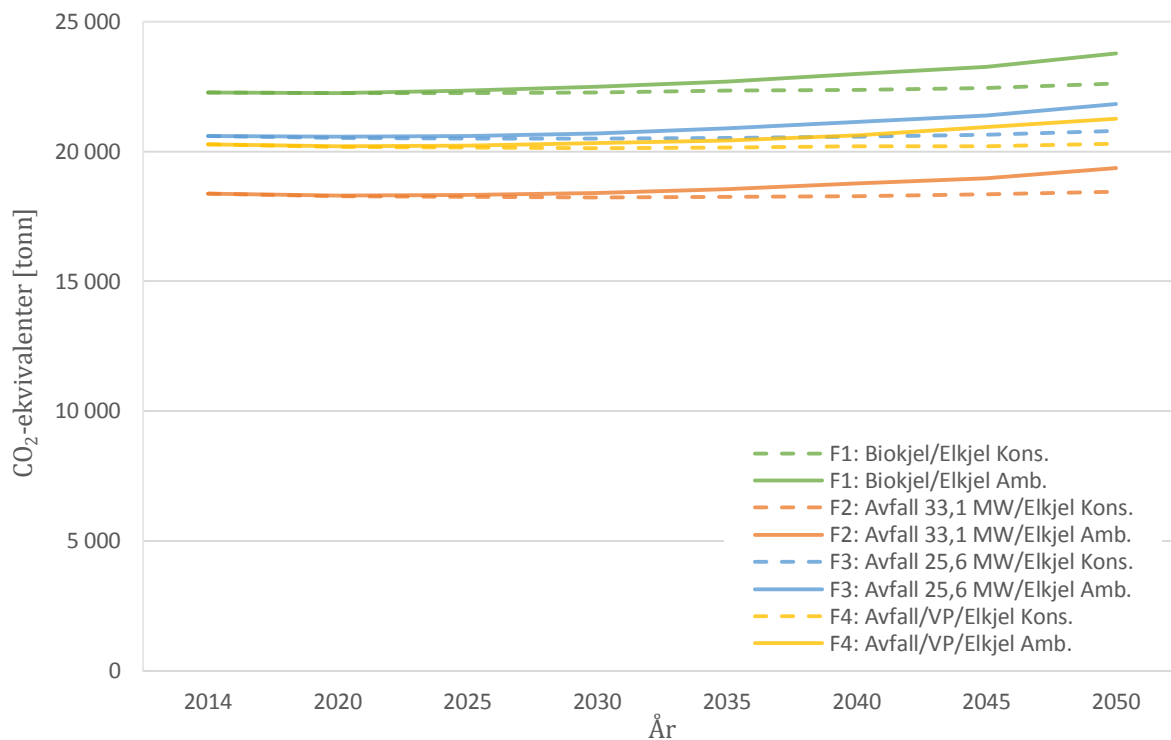
Fra figuren ser man at nettstrømmen dekker 83 % av det el-spesifikke behovet, mens strømmen produsert gjennom avfallsanlegget dekker 17 % av behovet. I figuren ser man også at det er overproduksjon av strøm fra avfallsanlegget i 2160 timer, fra om lag 6600 til 8760 timer. Overskuddet utgjør 8,6 % av den totale strømproduksjonen, og er i likhet med de øvrige anleggene ikke tatt med i CO₂-beregningene.

11.4 CO₂-UTSLIPP FRA BOLIGMASSEN

CO₂-utslippet fra energiforsyningsystemene er illustrert for både økende- og konstant boligmasse. I tillegg er det gjort beregninger for de tre ulike scenarioene beskrevet i Kapittel 7.2, da det er stor usikkerhet rundt de lineære framskrivningsratene og boligmassens utvikling. CO₂-faktorene som er brukt er hentet fra Norsk Energi og er beskrevet i Kapittel 4. I Kapittel 11.4.3 er det i tillegg eksperimentert med alternative CO₂-faktorer for å se i hvilken grad de påvirker klimagassutslippet.

11.4.1 CO₂-UTSLIPP VED ØKENDE BOLIGMASSE

I Figur 11-9 er CO₂-utslippet for de ulike energiforsyningsystemene presentert ved økende boligmasse. De heltrukne linjene viser CO₂-utslippet hvis boligutviklingen er ambisiøs og man ser for seg en raskt voksende boligmasse, mens de stiplede linjene viser CO₂-utslippet ved et konservativt scenario. Det normale scenarioet ligger imellom det ambisiøse- og konservative scenarioet.



Figur 11-9: CO₂-utslipp ved økende boligmasse

Fra figuren ser man at det er energiforsyningsystemet med avfallsforbrenningsanlegg (CHP) på 33,1 MW i kombinasjon med elkjel (F2) som kommer best ut med lavest CO₂-utslipp, og har et estimert utslipp på 18 367 tonn CO₂-ekvivalenter i 2014. Videre kommer løsningen med avfallsforbrenning i kombinasjon med varmepumpe og elkjel (F4), hvor utslippet er 10,3 % høyere. Deretter kommer kombinasjonen med avfallsforbrenning på 25,6 MW og elkjel (F3), og har et utslipp som er 12,2 % høyere. Dårligst ut CO₂-messig kommer løsningen med biobrenselanlegg og elkjel (F1), hvor CO₂-utslippet er 21,3 % høyere enn løsningen med det laveste CO₂-utslippet (F2).

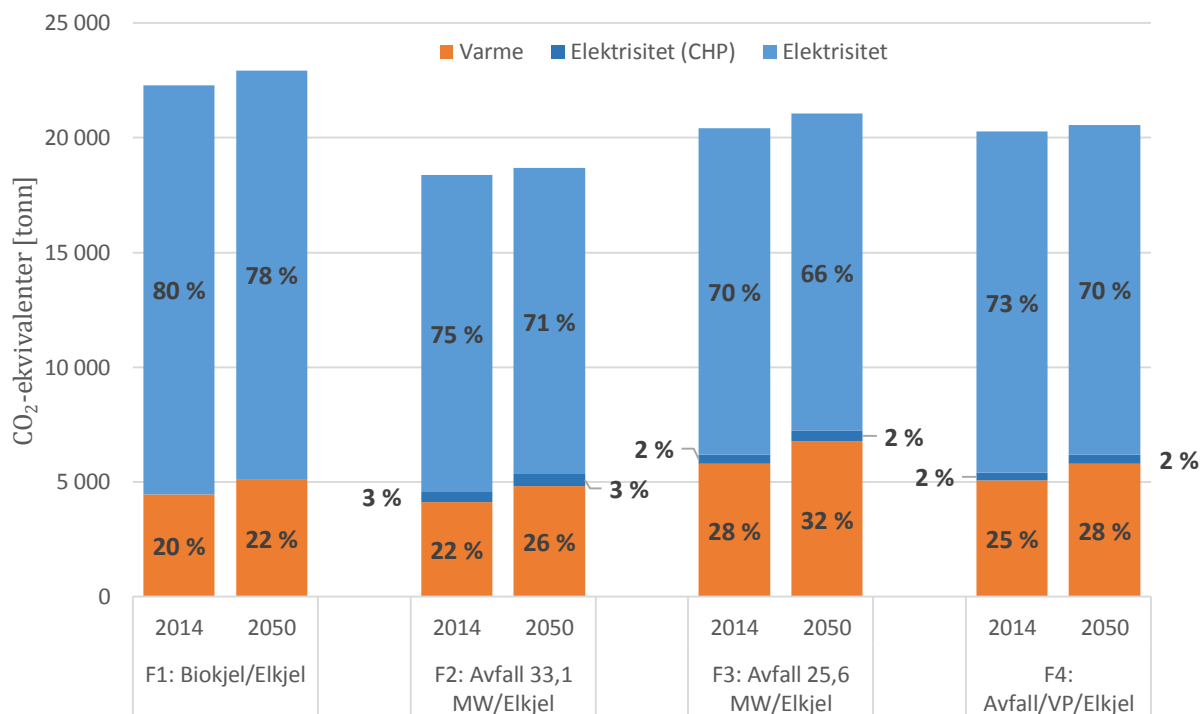
En annen interessant observasjon er at CO₂-utslippet holder seg mer eller mindre konstant for et konservativt scenario, mens det øker svakt for et normalt og ambisiøst scenario. For det normale scenarioet, hvor boligmassen er estimert til å øke med 29,9 % fra 2014 til 2050 (se Tabell 7-3), øker CO₂-utslippet med mellom 1,4-2,9 % over samme tidsperiode avhengig av hvilket energiforsyningssystem man ser på. For det konservative scenarioet hvor boligmassen har en estimert økning på 23,3 %, er CO₂-utslippet anslått til å øke med mellom 0,2-1,5 %. For det ambisiøse scenarioet, hvor boligmassen er anslått å øke med 40 %, øker CO₂-utslippet med mellom 4,9-6,7 %. I Tabell 11-1 er den prosentvise økningen i tonn CO₂-ekvivalenter for de ulike energiforsyningssystemene presentert frem mot 2050. Utviklingen baserer seg på økende boligmasse og et normalt scenario.

År	F1: Biokjel/Elkjel	F2: Avfall 33,1 MW/Elkjel	F3: Avfall 25,6 MW/Elkjel	F4: Avfall/VP/Elkjel
2014	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2020	-0,2 %	-0,5 %	-0,4 %	-0,5 %
2025	-0,2 %	-0,7 %	-0,6 %	-0,7 %
2030	0,1 %	-0,7 %	-0,5 %	-0,6 %
2035	0,3 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,4 %
2040	0,9 %	0,1 %	0,4 %	-0,2 %
2045	1,5 %	0,6 %	1,0 %	0,4 %
2050	2,9 %	1,7 %	2,2 %	1,4 %

Tabell 11-1: Prosentvis økning i CO₂-utslipp basert på økende boligmasse og normale framskrivingsrater

Det kan være vanskelig å se i Figur 11-9, men fra tabellen ser man at CO₂-utslippet reduseres marginalt i starten på tross av en økning i boligmassen. Grunnen til dette er at elektrisitetsbehovet til boligmassen først synker, før det igjen øker til rett under 2014-nivå (-0,18 %) som vist i Figur 7-13. Årsaken til at det igjen øker kommer av at det blir bygd flere boliger med ventilasjonsanlegg (TEK 10-bygg og passivhus). I tillegg øker varmebehovet som følge av en økt boligmasse, og som også bidrar til et økende CO₂-utslipp (se Figur 7-13).

I Figur 11-10 er CO₂-utslippet inndelt etter om det knyttet til varmereproduksjon eller elektrisitetsproduksjon. Figuren viser inndelingen i både 2014 og 2050. CO₂-utslippet i 2050 er basert på et normalt scenario og økende boligmasse. De mørkeblå søylene viser andelen av CO₂-utslippet som er allokert til elektrisitetsproduksjon i forslagene med CHP.



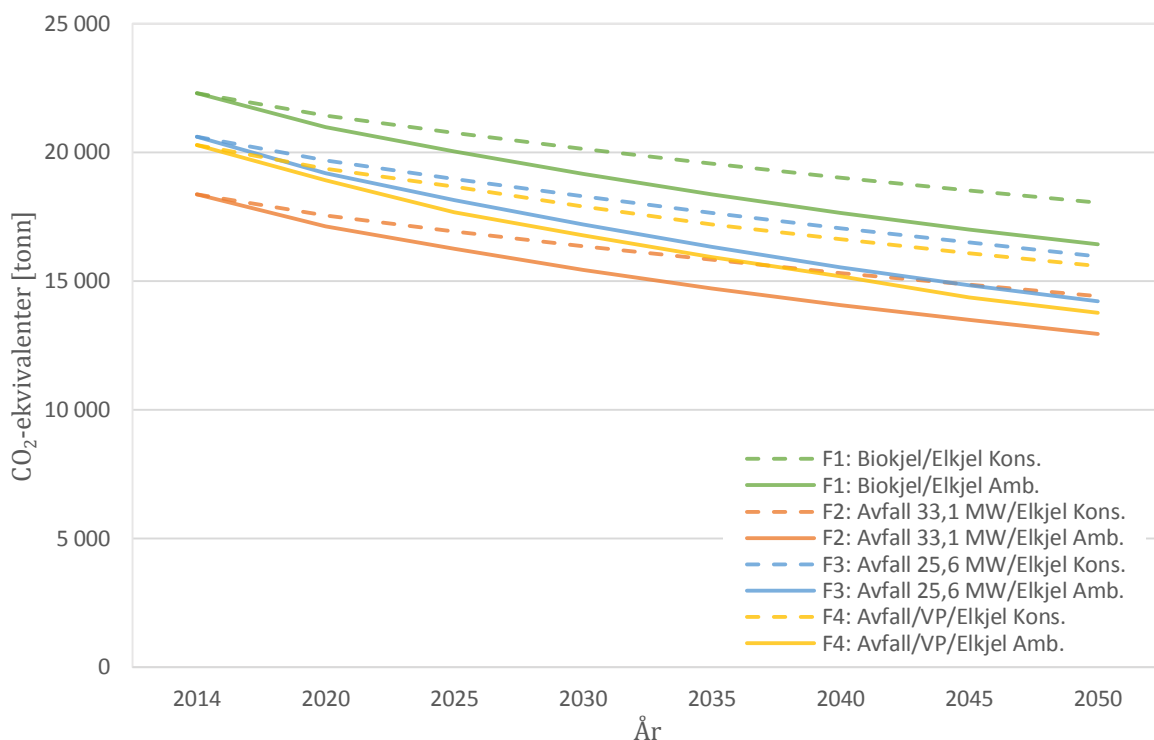
Figur 11-10: Allokering av CO₂-utslipp inndelt etter varme- og elektrisitetsproduksjon for 2014 og 2050

Fra figuren ser man at den største andelen av CO₂-utslippet er knyttet til elektrisitetsproduksjonen i både 2014 og 2050. Den prosentvise CO₂-andelen knyttet til elektrisitetsproduksjonen er i midlertid litt lavere i 2050 da elektrisitetsbehovet også er estimert til å være lavere (se Figur 7-13). I tillegg er grunnlasten for varmebehovet anslått å være høyere i 2050 (se Figur 7-18) noe som gjør at teknologiene kan dekke en større del av varmebehovet. For å finne allokeringsfaktoren for elektrisitetsproduksjonen i avfallsanlegget med CHP er «Energy method» benyttet og beskrevet i Kapittel 4.4. Allokeringsfaktoren for elektrisitet er på mellom 0,18-20, mens allokeringsfaktoren for varme ligger på 0,80-82.

Ytterligere informasjon om CO₂-utslippet for økende boligmasse kan sees i Vedlegg 4-7.

11.4.2 CO₂-UTSLIPP VED KONSTANT BOLIGMASSE

I Figur 11-11 er CO₂-utslippet for de ulike energiforsyningsystemene ved konstant boligmasse presentert. Den heltrukne linjen viser CO₂-utslippet ved en ambisiøs framskrivning av boligmassen, mens den stiplede linjen viser CO₂-utslippet ved en konservativ framskrivning. Det normale scenarioet ligger mellom det ambisiøse- og konservative scenarioet.



Figur 11-11: CO₂-utslipp ved konstant boligmasse

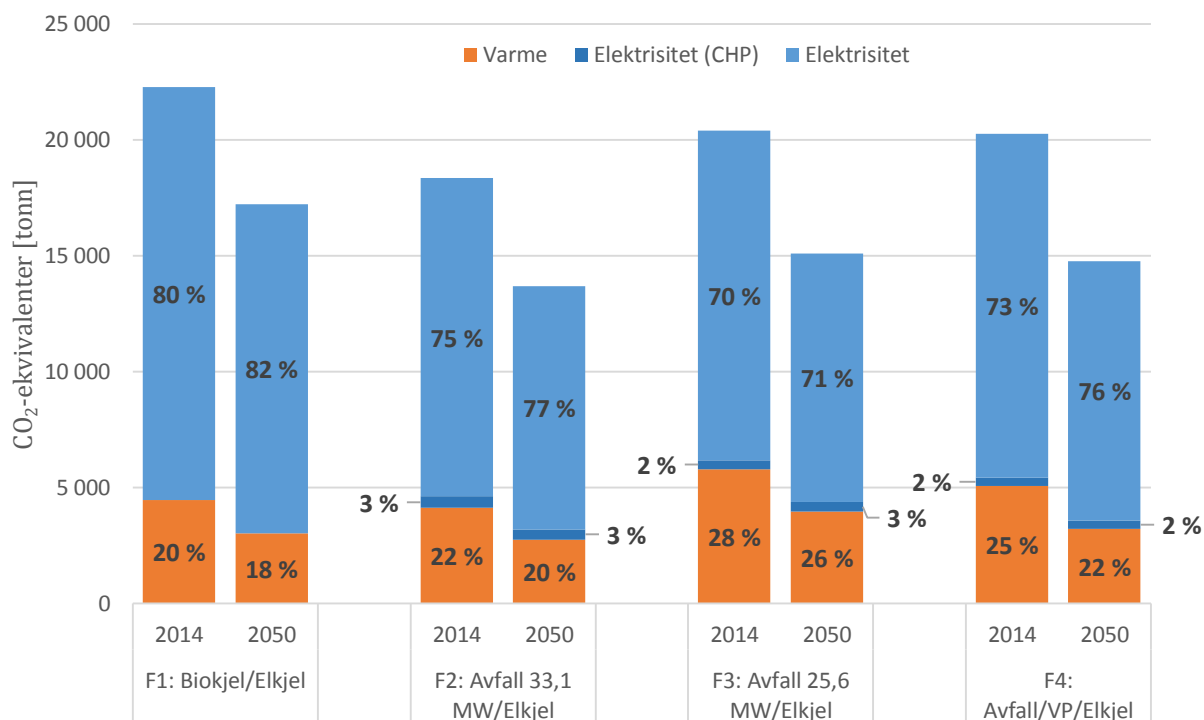
Fra figuren ser man at CO₂-utslippet i 2014 med konstant boligmasse er likt som ved økt boligmasse, men synker markant fram mot 2050.

Ved en konstant boligmasse er den prosentvise nedgangen i CO₂-utslipp frem mot 2050 anslått å ligge mellom 22,7-27,2 % for et normalt scenario, mellom 19,1-23,1 % for et konservativt scenario, og mellom 26,3-32,1 % for et ambisiøst scenario. Den årlige nedgangen for de ulike løsningene og normalt scenario er vist i Tabell 11-2.

År	F1: Biokjel/Elkjel	F2: Avfall 33,1 MW/Elkjel	F3: Avfall 25,6 MW/Elkjel	F4: Avfall/VP/Elkjel
2014	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2020	-4,8 %	-5,5 %	-5,6 %	-5,5 %
2025	-8,4 %	-9,6 %	-9,9 %	-9,7 %
2030	-11,7 %	-13,3 %	-13,8 %	-14,6 %
2035	-14,8 %	-16,8 %	-17,4 %	-18,1 %
2040	-17,6 %	-19,9 %	-20,8 %	-21,5 %
2045	-20,2 %	-22,9 %	-23,9 %	-24,4 %
2050	-22,7 %	-25,5 %	-26,7 %	-27,2 %

Tabell 11-2: Prosentvis nedgang i CO₂-utslipp ved konstant boligmasse og normale framskrivingsrater

I Figur 11-12 er CO₂-inndelt etter mellom hva som går til varmereproduksjon og hva som går til elektrisitetsproduksjon for både 2014 og 2050. Inndelingen i 2050 baserer seg på en konstant boligmasse og et normalt scenario.

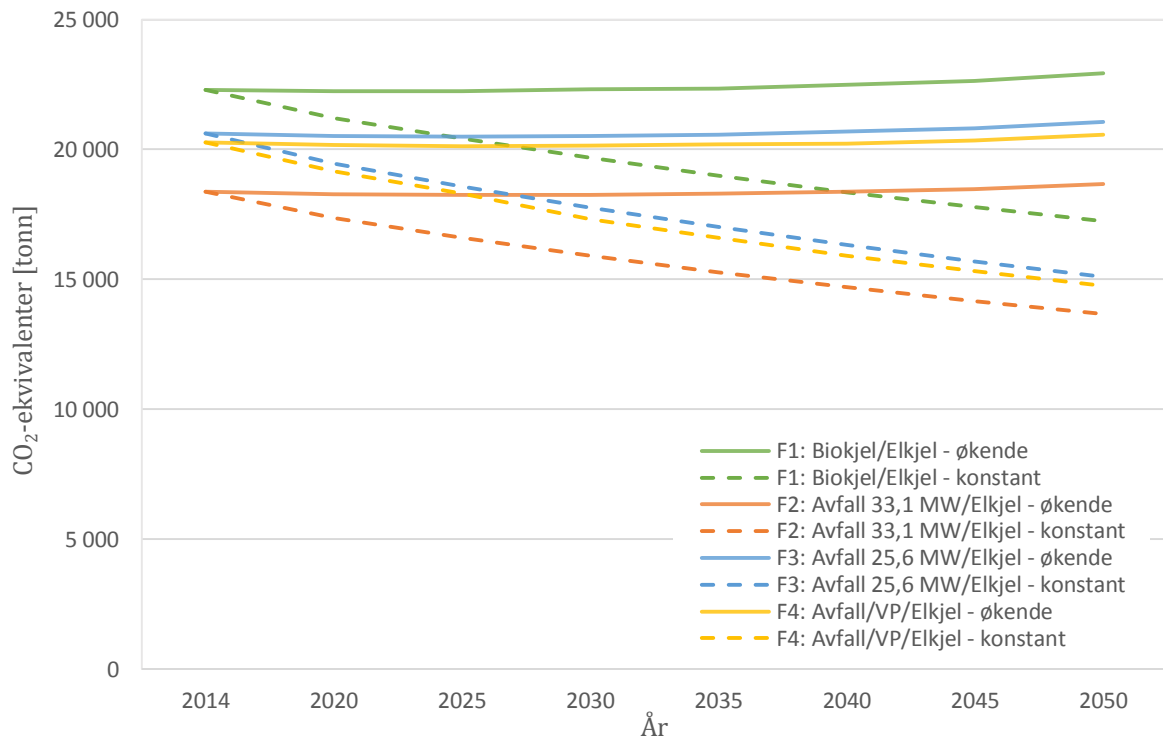


Figur 11-12: CO₂-allokering inndelt etter varme- og elektrisitetsproduksjon i 2014 og 2050

Fra figuren ser man at den største delen av CO₂-utslippet er knyttet til elektrisitetsproduksjon for alle energiforsyningssystemene i både 2014 og 2050. Den prosentvise andelen knyttet til elektrisitet er i midlertid litt større i 2050 når det totale energibehovet er estimert til å være lavere som vist i Figur 7-15.

Ytterligere informasjon om CO₂-utslippet ved konstant boligmasse kan sees i Vedlegg 4-7.

I Figur 11-13 er det gjort en sammenlikning mellom CO₂-utslippet ved økende og konstant boligmasse. Utslippet frem mot 2050 er basert på en normal scenario for boligutviklingen.



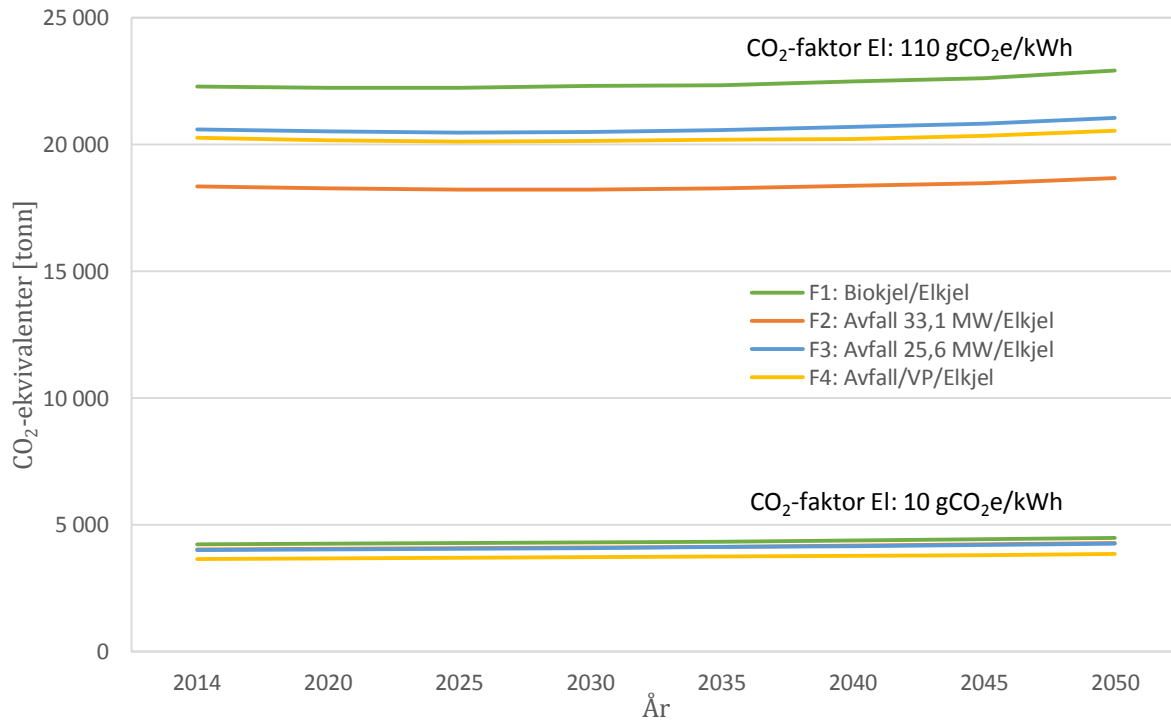
Figur 11-13: CO₂-utslipp ved økende og konstant boligmasse

De heltrukne linjene viser CO₂-utslippet ved en økende boligmasse, mens de stiplede linjene viser CO₂-utslippet ved konstant boligmasse. Når man utelukker en økning i boligmassen og ser for seg en konstant boligmasse, ser man at CO₂-utslippet gradvis avtar mot 2050. Denne nedgangen viser hvor mye en oppgradert boligmasse, med et redusert energibehov, kan ha å si for CO₂-utslippet. Hvis man sammenligner CO₂-utslippet fra konstant og økende boligmasse, ligger CO₂-utslippet mellom 25-28 % høyere i 2050 avhengig av energiforsyningssystem.

11.4.3 ALTERNATIVE CO₂-FAKTORER

REDUKSJON AV CO₂-FAKTOR FOR ELEKTRISITET

Som beskrevet i Kapittel 4.2 oppgir Norsk Energi den anbefalte CO₂-faktoren for nordisk produksjonsmiks til 110 gCO₂e/kWh. I Figur 11-14 er det gjort en sammenlikning med CO₂-faktoren som er anslått av NVE hvis man utelukkende bruker kraft produsert i Norge, og som er oppgitt til 10 gCO₂/kWh.

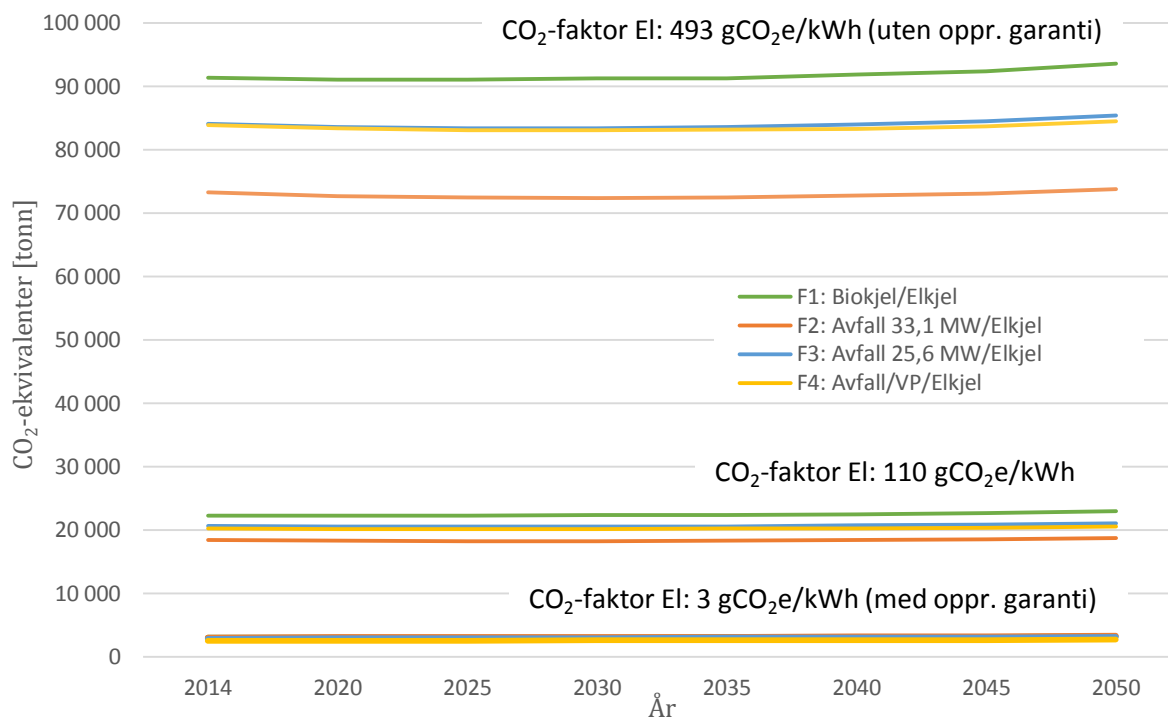


Figur 11-14: CO₂-utslipp for økende boligmasse med CO₂-faktor fra norskprodusert kraft i 2014

Fra figuren ser man at det er stor forskjell i klimagassutslipp ved de to ulike CO₂-faktorene. Når man bruker 10 gCO₂/kWh, ligger klimagassutslippet mellom 75-85 % lavere for de ulike energiforsyningssystemet. Man ser også at det er energiforsyningssystemet med avfallsforbrenning, varmepumpe og elkjel (F4) som kommer best ut når CO₂-faktoren på elektrisitet er redusert til 10 gCO₂/kWh.

CO₂-FAKTORER MED OG UTEN OPPRINNELSESGARANTI

I Kapittel 4.2 er også konseptet med opprinnelsesgaranti forklart, samt at det i 2014 bare var 15 % av kraften i Norge som ble solgt med opprinnelsesgaranti. Varedeklarasjonen til 85 % av kraften som ble solgt hadde altså en oppgitt CO₂-faktor på 493 gCO₂/kWh. Det resterende salget på 15 % var 100 % fornybar energi (vannkraft) med CO₂-faktor på 3 gCO₂/kWh. I Figur 11-15 ser man forskjellen på CO₂-utslippene hvis man beregner utslippet med eller uten opprinnelsesgarantien.

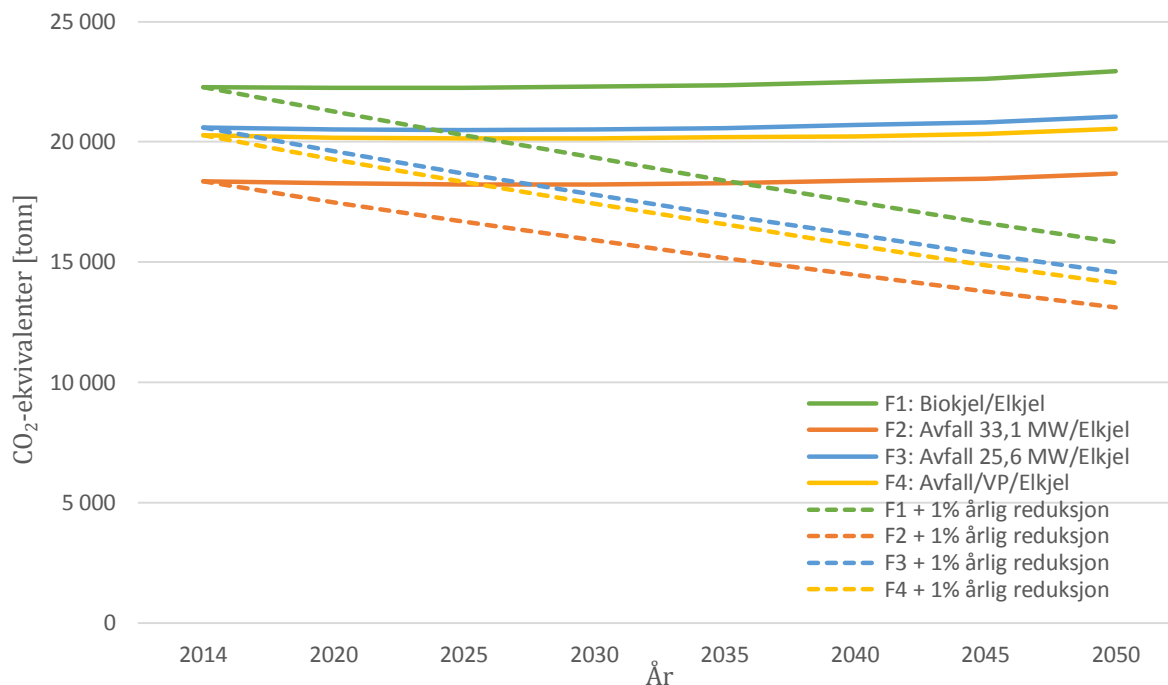


Figur 11-15: CO₂-utslipp ved økende boligmasse - med og uten opprinnelsesgaranti

Det kommer klart fram i figuren at det har mye å si om man beregner CO₂-utslipp med eller uten opprinnelsesgarantier. CO₂-utslippet *med* opprinnelsesgaranti ligger mellom 96-97 % lavere enn for utslippet *uten* garantien. I tillegg endrer det også hvilket av forslagene som har lavest CO₂-utslipp, og det er systemet med avfallsforbrenning, varmepumpe og elkjel (F4) som kommer best ut når det beregnes *med* opprinnelsesgaranti.

ÅRLIG NEDGANG I CO₂-FAKTOR

Som en analyse for å se hvor stort utslag CO₂-faktoren for elektrisitet har på CO₂-utslippet, ble det forsøkt å redusere CO₂-faktoren for nordisk produksjonsmiks med 1 % hvert år frem mot 2050. Dette er vist i Figur 11-16, hvor de stiplede linjene illustrer CO₂-utslippet med 1 % nedgang per pr.



Figur 11-16: CO₂-utslipp med 1 % årlig reduksjon i CO₂-faktor for elektrisitet

I stedet for en økning på mellom 1,4-2,9 %, reduseres nå CO₂-utslippet med mellom 28-30 % avhengig av energiforsyningssystem. Disse resultatene er videre diskutert i Kapittel 12, der det gjøres rede for hvorfor faktorene over tid vil variere eller bli redusert.

CO₂-FAKTORER MED CCS

Det er blitt prøvd å se på en løsning der CCS-teknologi er implementert i energiforsyningen, for å se hvordan dette påvirker det totale CO₂-utslippet. For å enkelt kunne gjøre et overslag på CO₂-faktorer med CCS er det blitt gjort følgende antakelser i beregningen:

- 90 % av CO₂-en i røykgassen blir fanget opp
- 10 % reduksjon i CO₂-faktoren på grunn av tap i prosessen
- Biobrensel inneholder 100 % biologisk masse
- Avfall inneholder 60 % biologisk masse
- CO₂-faktor biomasse, inkl. faktisk CO₂-utslipp: 350 gCO₂e/kWh
- CO₂-faktor avfallsforbrenning inkl. faktisk CO₂-utslipp: 175 gCO₂e/kWh

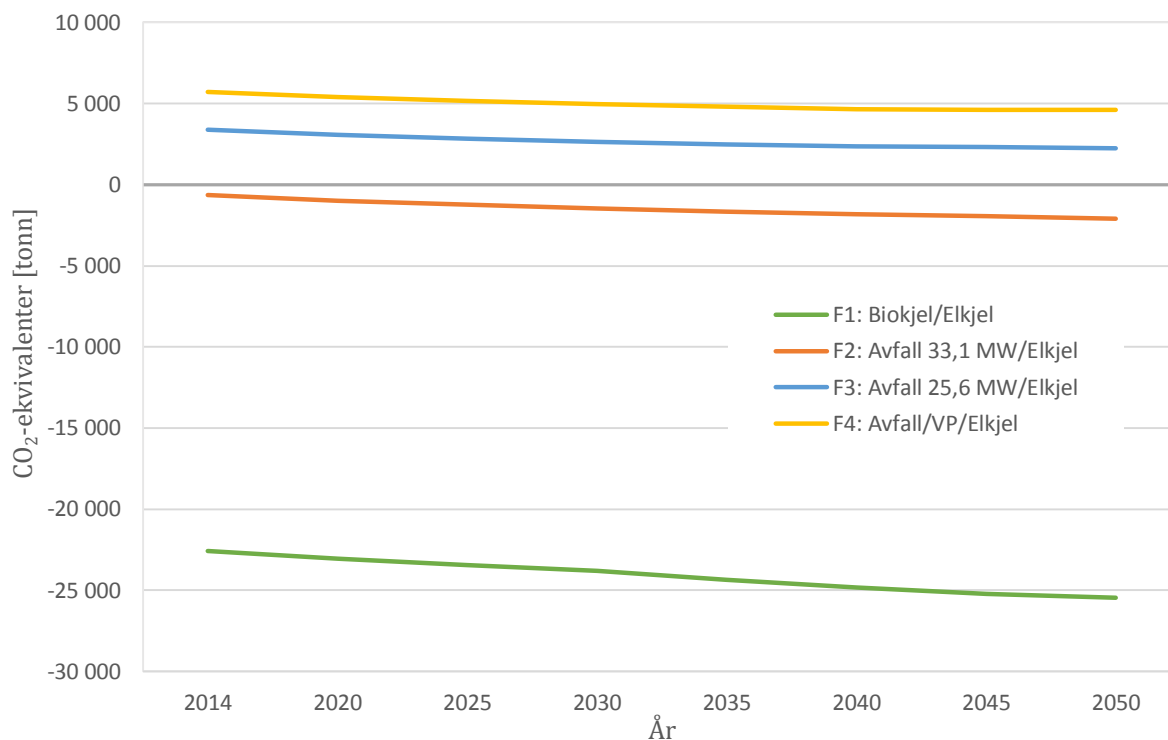
Ved beregning av CO₂-utslipp fra biomasse er det direkte CO₂-utslippet som oppstår ved forbrenningen normalt sett ikke tatt med i CO₂-regnskapet. Dette kommer av at forbrenning av biomasse blir sett på som karbonnøytral, men for å beregne hvor mye som kan lagres er det tatt utgangspunkt i en CO₂-faktor fastsatt av britiske myndigheter på 350 gCO₂e/kWh [69]. CO₂-utslippet fra avfallsforbrenning blir også sett på som karbonnøytral, men hvis man vil inkludere det faktiske CO₂-utslippet har Norsk Energi anbefalt denne faktoren til 175 gCO₂e/kWh (se Tabell 4-1).

I løsningen med CCS er CO₂-faktoren for elektrisitet holdt uendret, da man i første omgang ser på hvordan CCS påvirker forbrenningsanlegg men biomasse og avfall. Med de ovenstående antakelsene er da CO₂-faktorene med CCS beregnet til:

- Biobrensel: -243 g CO₂e/kWh
- Avfallsforbrenning: -69,3 g CO₂e/kWh

Det tas forbehold om at CO₂-faktorene kan beregnes på andre måter og med mer nøyaktige tilnærminger. Det er også en del andre momenter som påvirker effektiviteten til karbonfangsten, slik som transport og behandling av CO₂-en etter at den er fanget.

Det er kun prøvd å se på hvordan CCS påvirker CO₂-utslippet med en økende boligmasse og ved et normalt scenario for boligutviklingen (Figur 11-17).



Figur 11-17: Estimert utviklingen i CO₂-utslipp med CCS og økende boligmasse

Som man kan se i Figur 11-17 er det uten tvil biokjel og elkjel (F1) som kommer best ut og har et negativt CO₂-utslipp. Avfallsforbrenningsanlegget på 33,1 MW og elkjel (F2) er også karbonnegativ, mens de to systemene som har minst andel avfallsforbrenning (F3 og F4) har et positivt CO₂-utslipp.

Fra figuren kan man også se at ved å benytte seg av CCS-teknologi *reduseres* CO₂-utslippet når energibehovet *øker*. Dette kommer av at jo mer energi som produseres (brensel som forbrennes), desto mer CO₂-utslipp blir fanget og lagret.

12 DISKUSJON

12.1 FRAMSKRIVING OG VEKTING AV BOLIGMASSEN

Vektingen av boligmassen er en av faktorene som påvirker det totale CO₂-utslippet. Ved å kun definere fire ulike bygningsnivåer av rekkehuset, med passivhus som den beste bygningsstandarden, er det ikke sikkert at energibehovet som er utarbeidet i oppgaven samsvarer med det reelle energibehovet. Det kan gi en god indikasjon for energibehovet i 2014, men vil være høyst usikkert i 2050. Det kan tenkes at nye bygningskategorier som nullenergi- og plusshus etter hvert vil utgjøre en betydelig andel av boligmassen, og at energibehovet dermed ikke vil følge utviklingen som er presentert i oppgaven. Som nevnt i Kapittel 7.1 har 4 % av husholdningene ukjent byggeår, og er dermed ikke tatt med i vektingen. Hvis det skulle vise seg at disse enten bare er gamle bygg eller bare nye bygg, vil dette ha innvirkning på energibehovet og dermed energiproduksjonen og klimagassutslippet.

En annen viktig faktor er framskrivingen av boligmassen. Som påpekt i Kapittel 7.2 er det opplagte feilkilder ved lineære framskrivinger når man ser på endringer i boligmassen frem mot 2050. Selv om det i oppgaven er laget flere scenarier for å fange opp usikkerhetene rundt lineære framskrivinger, kan boligmassen kanskje mest nøyaktig framskrives ved hjelp av mer avanserte metoder som for eksempel dynamisk modellering. Det kommer i midlertid fram av resultatene at et redusert energibehov gjennom økt byggestandard ikke har like stor innflytelse på CO₂-utslippet, som det valg av energiforsyningsteknologier og energikilder har. Så dersom energibehovet viser seg å være feilestimert på grunn av usikkerhet rundt vektingen og framskriving av boligmassen, har det begrenset betydning for resultatet.

I Kapittel 8 er det foretatt en analyse av ulike bruksmønstre for å se hvilket utslag det har på boligmassens energibehov. Det vil alltid være usikkerhet rundt slike analyser, og da spesielt til inngangsverdiene for varmtvannsbehov, belysning og utstyr, samt driftstider. Det er forsøkt å finne mer moderate- og mer ekstreme brukermønstre enn det som er oppgitt i NS 3031, slik at man kan se hvor mye energibehovet til boligmassen potensielt kan svinge opp eller ned. Ved å redusere belysning- og utstyrsbruken med 20 %, redusere driftstiden fra 392 til 283 ukentlig og redusere varmtvannsforbruket fra 28,9 til 18,6 kWh/m²·år, er det reduksjonen i varmtvannforbruket som gir størst energibesparelse i både 2014 og 2050 (se Figur 8-14 og 8-15). I 2014 kan man potensielt oppnå en energibesparelse på 8,5 %, mens besparelsen ligger på 10,4 % i 2050. Den prosentvise energibesparelsen går altså opp, noe som tyder på at varmtvannsbehovet vil utgjøre en større andel av husholdningenes energibruk i fremtiden. Årsaken til dette gjenspeiler seg også i Figur 6-4, hvor man ser at varmtvannsforbruket utgjør 17 % av det spesifikke energiforbruket i bygningsmodellen for det eldre bygget, mens det utgjør 33 % av det spesifikke energiforbruket i passivhus-modellen. I tråd med Figur 7-2 er det anslått at antallet passivhus øker betraktelig mot 2050. Bevisstgjøring rundt varmtvannsforbrukets innvirkning på energibehovet og energieffektive metoder for oppvarming av tappevann ser derfor ut til å være et relevant fokusområde for å redusere energibehovet i fremtidens husholdninger og boligmasser. Det kan også tenkes at belysning og utstyr blir mer energieffektivt frem i tid, noe som gjør at normverdiene i NS 3031 ikke er i samme størrelsesorden som belysning og utstyr faktisk bruker i 2050. Det kan derfor argumenteres for at man burde gjort følsomhetsanalyser med en enda større reduksjon enn 20 % i forhold til normverdiene når man ser på belysning- og utstyrsbruk frem i tid.

12.2 CO₂-FAKTORER

I denne oppgaven har det i all hovedsak blitt valgt å bruke CO₂-faktorer utarbeidet og anbefalt av bransjeforeningen Norsk Energi i rapporten «Klimaregnskap for fjernvarme». En av hovedgrunnene til at faktorene til Norsk Energi ble valgt, er fordi at det i Norge mangler en nasjonal-spesifikk standard der det tas høyde for at den norske elkraften er en miks fra forskjellige energikilder. For elektrisitet er den anbefalte faktoren 110 gCO₂e/kWh, og som det er forklart i Kapittel 4 har dette med at det i Norden er et åpent marked for kjøp og salg av kraft.

Som vist i Figur 11-14 er det stor forskjell i CO₂-utslipp om man bruker den anbefalte CO₂-faktoren til Norsk Energi eller den faktiske CO₂-faktoren for kraftproduksjonen i Norge i 2014 (10 gCO₂/kWh). Hvilken faktor man bruker i beregningen påvirker ikke bare det totale CO₂-utslippet, men også hvilken av energiforsyningsforslagene som kommer best ut på CO₂-utslipp. Det totale CO₂-utslippet reduseres med mellom 75-85 % kun ved å endre CO₂-faktoren, og det kan diskuteres hvorvidt det er rett å bruke CO₂-faktoren fra Norsk Energi, når forskjellen mellom de to nevnte faktorene er så store. Hvilken faktor som burde benyttes er på mange måter et definisjonsspørsmål, og kommer an på hvor systemgrensene settes. Når norske myndigheter fastsetter mål for klimagassutslipp fokuseres de kun på norskprodusert energi, og det beregnes CO₂-utslipp med tilhørende CO₂-faktorer. Det tas ikke hensyn til hvilke CO₂-utslipp som genereres i de andre nordiske landene så lenge mengde eksport kraft er høyere enn importert kraft. Derfor kan det argumenteres for at CO₂-faktoren på 10 gCO₂/kWh for elektrisitet gir ett mer reelt bilde av det faktiske CO₂-utslippet. Som nevnt tidligere er det i Norden et åpent marked for kjøp og salg av kraft, så det kan også argumenteres for at systemgrensen for kraft burde strekke seg over landegrensen og inkludere de andre nordiske landene.

I Kapittel 11.4.3 ble det analysert hvordan CO₂-utslippet ble påvirket ved å bruke CO₂-faktorer basert på kjøp og salg av opprinnelsesgarantier. Norge er med i opprinnelsesgarantiordningen til EU og er det landet som eksporterer flest garantier. Dette kommer av at det er større interesse for å kjøpe slike garantier i land med lav andel fornybar energiproduksjon. Som et resultat av dette får den største delen av kraften som selges i Norge en varedeklarasjon med høyt CO₂-utslipp. Denne deklarasjonen er basert på en Europeisk restmiks som for det meste består av kullkraft og atomkraft. Det kan diskuteres om opprinnelsesgarantiordningen i det hele tatt har noen påvirkning i Norge, da dens egentlige funksjon er å stimulere til økt utbygging av fornybar energi i Europa. I Norge utbygges det uansett (nesten) bare fornybar energi, og energi basert på fossile energikilder eller atomkraft er i realiteten ikke en konkurrent til Norges energiproduksjon. Ulike bransjeforeninger som representerer kraftkrevende industri i Norge stiller seg kritisk til opprinnelsesgarantien og mener at den bidrar til å undergrave fornybarheten til norsk kraft. Et av argumentene for å unngå at industri blitt flyttet ut av Norge er tilgangen på fornybar og miljøvennlig kraft med lavt CO₂-utslipp. Dette argumentet svekkes av opprinnelsesgarantiordningen, da det totale kraftsalget i Norge på papiret får et mye høyere CO₂-utslipp.

Kraftleverandører og kommersielle aktører som kjøper og selger opprinnelsesgarantier mener på sin side at garantiene fungerer som de skal, og at de bidrar til å øke utbyggingen av fornybar energi. De påstår også at etterspørsel etter garantiene har økt etter at de ble innført og at de som etterspør garantiene ofte stiller flere krav enn tidligere. Et eksempel kan være krav om at nettkapasiteten ut av landet skal være minst like stor som volumet det blir kjøpt garantier for. Leverandørene mener også at industrien i Norge bør begynne å kjøpe opprinnelsesgaranti for sine kraftkjøp i større grad, slik at de kan dokumentere den rene energien som de selv argumenterer

for. Dette vil igjen skape større etterspørsel etter garantiene, og samtidig finansiere videre utbygning av fornybare energikilder.

I beregningen av CO₂-utslipp i Kapittel 11.4 er det frem mot 2050 brukt konstante CO₂-faktorer. Dette fordi det først og fremst er vanskelig å forutsi utviklingen i faktorene og at de mest sannsynlig vil bli redusert. CO₂-faktoren for elektrisitet er den mest fremtredende variabelen i CO₂-beregningene, og er basert på en nordisk produksjonsmiks. Våre nordiske naboland som bruker fossile energikilder for elektrisitetsproduksjon har klare ambisjoner om å øke sin andel fornybar energi, noe som vil påvirke denne miksen i positiv retning. På den andre siden er det planer om å bygge ut kraftlinjer til England og Tyskland, der den fossile andelen av kraftmiksen er vesentlig høyere, og kan ha en negativ innvirkning på den nordiske produksjonsmiksen.

Det kan også diskuteres om det er en bra ressursutnyttelse å bruke høyverdige energikilder slik som elektrisitet (med høyt eksergiinnhold) til varmeproduksjon. Denne kunne heller ha blitt eksportert til områder eller land der det ikke i like stor grad er mulig å produsere fornybar energi, slik at bruken av fossile energikilder i disse områdene kunne blitt redusert. I et scenario der elektrisitet til oppvarmingsformål blir forbudt eller pålegges høye CO₂-avgifter, kan det tenkes at hele tankegangen med at elektrisitet blir brukt som spisslast må revurderes, og at andre energikilder med lavere CO₂-utslipp blir mer aktuelle. Gasskjel basert på biogass, eller andre fornybare energikilder er potensielle alternativer som kanskje ikke er lønnsomt eller tilstrekkelig utprøvd nå, men som kan komme mer i fremtiden ved eventuelle forbud eller teknologiske nyvinninger.

I Figur 11-16 er det sett på hvordan en årlig nedgang i CO₂-faktoren for elektrisitet med 1 % påvirker CO₂-utslippet. Dette er gjort for å se på hvor utslagsgivende denne faktoren er, og hvordan utviklingen av CO₂-utslippet blir påvirket. Frem mot 2050 blir CO₂-utslippet med økende boligmasse redusert mellom 28-30 %, i stedet for en økning på mellom 1,4-2,9 %. Til sammenligning ble CO₂-utslippet med konstant boligmasse redusert mellom 25-28 %, så nedgangen til CO₂-faktoren har dermed større påvirkning på CO₂-utslippet enn energireduksjonen og utviklingen til boligmassen.

12.3 ENERGIFORSYNINGSSYSTEMER OG FORDELINGER

Det er blitt presentert fire energiforsyningssystem i denne oppgaven basert på statistikk, erfaringsbaserte tall og teknologibegrensninger. De er alle brukt i Norge i dag, og er løsninger som både er økonomisk og praktisk gjennomførbare med gjeldene lovverk og forskrifter. I fremtiden kan dette endres, og dermed også hvilken fordeling som er mest hensiktsmessig å bruke.

Alle de vurderte systemene er designet for å kunne levere energi for oppvarming gjennom et fjernvarmenett, men det kan tenkes at det i fremtiden vil være mest hensiktsmessig med mindre desentraliserte løsninger. Energibruken til nye bygg reduseres og det er også derfor det er blitt mer snakk om å igjen innføre mer direkte elektrisk oppvarming. Dette skal gi lavere byggekostnader som kan åpne opp for ytterligere oppføring av energieffektive bygninger. På den andre siden forskes det mye på fjerdegenerasjons fjernvarme og fleksible fjernvarmenett der man som forbruker også kan sende varme i retur hvis man har lokal overproduksjon av varme. Hensikten med det er å skape et dynamisk og fleksibelt energiforsyningssystem som både nye og eldre bygg med forskjellige krav og energiforbruk kan benytte seg av.

Hvis man i fremtiden skal bevege seg mer mot nullenergibygge og plusshus vil det være en stor fordel å være tilknyttet et system der man både kan hente energi ved behov, og samtidig overføre varme som kan bli nyttiggjort i annen/eldre bygningsmasse. Dette vil bidra til at brenselforbruket i den sentrale energiproduksjonen går ned, og til syvende og sist bidra til en reduksjon i CO₂-utslippet.

I Norge er det avfallsforbrenning som er den største energikilden til fjernvarmenettet med 50 % av den totale fjernvarmeproduksjonen. Dette skyldes en stor del deponiforbudet som ble innført i 2009, og som førte til at behovet for flere nye anlegg økte. Disse anleggene har en del andre forutsetninger når det kommer til driftsstrategi, og en av de største forskjellene er at de i tillegg til salg av fjernvarme, også får betalt etter hvor mye avfall de forbrenner. Dette gjør at operatørene til anleggene ikke nødvendigvis fokuserer på høy årsvirkningsgrad, så lenge de tjener penger på å forbrenne avfallet. Dette i kontrast til biobrenselanlegg, der det viktigste med driften er å sørge for høy virkningsgrad, slik at brenselmengden går ned, og inntjeningen går opp. Med disse antakelsene kan man gå ut i fra at biobrenselanlegg driftes mer CO₂-vennlig ved at de ikke bruker mer brensel, og slipper ut mer CO₂ enn nødvendig.

En annen ulempe med avfallsforbrenningsanlegg er begrensninger ved delastforhold. Det er i de fleste tilfeller ikke mulig å nedregulere effekten på anlegget med mer enn 50 % av nominell ytelse, og som betyr at det i perioder kan være nødvendig å produsere mer energi enn hva det er behov for. Dermed må denne energien enten benyttes til andre formål enn oppvarming eller dumpes. Dette er selvfølgelig dårlig energiutnyttelse, men fra et miljøhensyn kan det tenkes at det uansett er bedre å forbrenne avfallet enn å deponere det, selv om man ikke får utnyttet den genererte energien på en bedre måte. Spørsmålet da er om man skal ta hensyn til dette ved beregning av CO₂-utslippet. Årsvirkningsgraden vil bli lavere, brenselmengden går opp, og det samme gjør CO₂-utslippet. I løsningen med avfallsforbrenning og elkjel (F2) produseres det 16 % ekstra varme, og utgjør en økning på 2,7 % i det totale CO₂-utslippet når man bruker CO₂-faktorene til Norsk Energi. Hvis man i beregningene bruker CO₂-faktoren for elektrisitet som vist i Kapittel 11.4.3 (10 gCO₂/kWh) er økningen i CO₂-utslippet på hele 12,2 %, og gjør at forslaget nå kommer dårligst ut CO₂-messig. Dermed er det viktig å definere hvordan denne ekstra energien skal bli behandlet i et klimaregnskap, da den potensielt kan være en avgjørende faktor ved valg av systemløsning og lastfordeling.

PTH-forholdet i oppgaven er basert på et avfallsforbrenningsanlegg med CHP i Ålesund, og ble valgt istedenfor EU-Direktivet 2004/8/EC. Valget ble tatt på bakgrunn i at Norge er i en særstilling når det kommer til fornybar kraft og prisen på denne. De fleste CHP-anlegg i Norge leverer primært fjernvarme, og elektrisiteten de produserer blir ofte beregnet som et bi-produkt som ikke kan konkurrere på pris med vannkraft. Det er dermed ikke hensiktsmessig å produsere mer elektrisitet enn det markedet er villig til å betale for, selv om dette ville ha redusert CO₂-utslippet.

For allokering av CO₂-utslipp ved samtidig produksjon av varme og elektrisitet i en CHP-prosess er det i oppgaven brukt en metode som heter «Energy method» beskrevet i Kapittel 4.4.1. Metoden er enkel og mye brukt, men tar i midlertid bare hensyn til mengden varme eller elektrisitet som blir produsert, og ikke energikvaliteten. Det kan derfor argumenteres for at metoden underestimerer andelen av CO₂-utslippet som allokeres til elektrisitetsproduksjonen. Figur 11-10 og 11-12 kunne nok derfor sett annerledes ut hvis man hadde brukt andre, mer avanserte, allokeringmetoder som også tar hensyn til energikvaliteten til den produserte energien.

12.4 MODELLER I EBSILON PROFESSIONAL

Modellene i EBSILON er i størst mulig grad utviklet med bakgrunn i driftsparametere fra tilsvarende reelle anlegg og relevant litteratur. For avfallsforbrenningsanlegget har det i midlertid bydd på utfordringer å finne dellastkarakteristikker, både for forbrenningskammeret og dampturbinen. Bedrifter oppgir som regel kun drifts- og ytelsesparametere ved full kapasitet. I mangel på konkret bakgrunnsinformasjon er det derfor utviklet antatte karakteristiske linjer for den isentropiske virkningsgraden (Figur 10-5) og forbrenningsvirkningsgraden (Figur 10-11). Dette kan føre til en usikkerhet i resultatene, og det kan derfor diskuteres om hvorvidt ytelsen, og den tilførte energien til avfallsanlegget ved disse karakteristiske linjene, samsvarer med faktiske avfallsforbrenningsanlegg.

For å angi dellastkarakteristikken til modellen for biobrenselsanlegget er det tatt utgangspunkt i et anlegg i Belgia med en kapasitet på 550 kW. Biobrenselsanlegget i oppgaven har imidlertid en kapasitet på 33,1 MW, og det usikkert om hvorvidt dellastkarakteristikken som er vist i Figur 10-16 er overførbar til et såpass mye større anlegg. I mangel på dellastkarakteristikker for anlegg på tilsvarende størrelse er det imidlertid kommet fram til at dette er den beste tilnærmingen.

12.5 FREMTIDIGE TEKNOLOGIER OG UTVIKLING

Når det i oppgaven skulle velges aktuelle energiforsyningsteknologier ble det først gjort en vurdering av hvilke energikilder og teknologier som allerede var vanlig på det norske markedet. Deretter ble det kommet frem til de teknologiene som ble sett på som mest fremtidsrettet og som potensielt kunne bidra til å redusere klimagassutslippet fra fremtidig bygningsområder.

Det ble vurdert biobrensel, avfallsforbrenning, varmepumpeteknologi og direkte elektrisk oppvarming, og felles for dem alle er at de er velprøvde løsninger med energikilder som er definert som fornybare. Noe som ikke ble gjort var å se på mer alternative teknologier som baserer seg på solenergi, årsaken er at det enda er en forholdsvis fersk teknologi i norsk sammenheng. Andre land i Europa har kommet lengre i utviklingen av energiløsninger som baserer seg på solenergi, og har utviklet velfungerende systemer både til elektrisitets- og fjernvarmeproduksjon. Brensel basert på avfall og biomasse er ikke «utømmelige» energikilder, og det er begrensninger på hvor mye det kan brukes av dette i fremtiden. Dermed kan det tenkes at det også i Norge ville vært aktuelt å basere en større andel av energiproduksjonen på solenergi.

Noen av solenergiens begrensninger ligger i at den er arealkrevende, og at energiproduksjonen er i motfase til energibehovet, altså at det produseres minst energi når behovet er størst. Den er også væravhengig, så man er derfor avhengig av at systemet består av flere energikilder med høy regulerbarhet som gjør styring og kontroll av anlegget utfordrende. Solenergi har til gjengjeld ingen CO₂-belastning og anses som en klimanøytral og bærekraftig energikilde.

I Kapittel 11.4.3 ble det sett på hvordan karbonfangst og lagring (CCS) kunne endre CO₂-utslippet, og samtidig se hvordan utviklingen ble fremover mot 2050. Det ble gjort forutsetninger for å estimere nye CO₂-faktorer for biobrensel og avfallsforbrenning. Dette ble først og fremst gjort fordi det var vanskelig å finne CO₂-faktorer for avfallsforbrenning med CCS, og for at begge teknologien skulle ha de samme forutsetningene. Det kan selvfølgelig diskuteres om de antakelsene som ble tatt vil være gjeldende ved et reelt anlegg, og om det skulle vært tatt med flere tapsledd i beregningene/antagelsene. CCS-anlegg for avfallsforbrenning og biobrensel er enda i testfasen, så det er vanskelig å fastsette CO₂-faktorer før fullskalaanlegg er operative. Da kan man utføre målinger over tid, og samtidig se på hvilken påvirkning eksterne funksjoner som transport og lagring vil ha på CO₂-faktoren.

Det største usikkerhetsmomentet til CCS er hvor mye reduksjon det er i virkningsgraden til prosessen, og hvor mye ekstra brensel som må tilføres for å dekke opp dette tapet. Man kan argumentere for at ekstra brensel ikke vil ha noe å si CO₂-messig, siden man uansett vil fange å lagre CO₂ fra denne ekstra brenselsmengden. I tilfeller der det ikke er begrensninger på tilgangen til brensel er det ikke noe problem, men ofte er det ikke slik i virkeligheten. Derfor er kan det være vanskelig å fastsette om CCS faktisk er en så bra teknologi som det ved første øyekast gis uttrykk for.

13 KONKLUSJON

Oppgaven har tatt for seg aktuelle energiveier for fremtidige bygningsområder. Målet med oppgaven var å definere trender og krav i energiforsyningssystemer og teknologier til bygninger for fremtidige bygningsområder. For å besvare oppgaven er det utviklet modeller i IDA ICE med forskjellig byggestandard, som skal representere ulike bygningskategorier i en boligmasse. Videre er det utarbeidet fire energiforsyningsteknologier med grunnlast- og spisslastløsninger i EBSILON Professional, hvor målet var å se på hvilke løsninger som ga lavest CO₂-utslipp frem mot 2050.

Ved å bruke CO₂-faktorer anbefalt av Norsk Energi kommer det fram av resultatene at det er avfallsforbrenningsanlegget (CHP) på 33,1 MW i kombinasjon med elkjel (F2) som har det laveste CO₂ utslippet med en margin på 10,3 % i 2014. Videre kommer energiforsyningssystemet med avfallsforbrenning (CHP) i kombinasjon med varmepumpe og elkjel (F4), og deretter løsningen med et avfallsforbrenningsanlegg (CHP) på 25,6 MW og elkjel (F3). Dårligst ut kommer energiforsyningssystemet med biokjel og elkjel (F1) som har et CO₂-utslipp som er 21,3 % høyere enn det som kommer best ut. Når man bruker CO₂-faktorer fra andre kilder, vil resultatene endre seg. Hvis man utelukkende bruker elektrisitet produsert i Norge, som har en lavere CO₂-faktor enn den som er oppgitt av Norsk Energi, er det løsningen med et avfallsforbrenningsanlegg i kombinasjon med en varmepumpe og elkjel (F4) som kommer best ut. Dette viser at valg av CO₂-faktor har stor betydning for resultatet, og da spesielt CO₂-faktoren for elektrisitet. Ulike selskaper og organisasjoner opererer ofte med forskjellige CO₂-faktorer for å underbygge egne interesser, så det kan være vanskelig å vurdere hvilke CO₂-faktorer som er utarbeidet på et mest mulig objektivt grunnlag.

I scenarioet med en økende boligmasse kommer det fram av resultatene at CO₂-utslippet øker svakt mot 2050 for alle energiforsyningssystemene, dette på tross av at passivhusene som bygges ut kun bruker halvparten av energien til de eldre byggene som rives. Dette er en god indikasjon på at dagens byggetekniske krav må skjerpes ytterligere i kommende byggeforskrifter for at CO₂-utslippet skal minskes i fremtidige bygningsområder.

I et scenario med en konstant boligmasse derimot, er CO₂-utslippet estimert til å reduseres med mellom 22,7-27,2 % avhengig av hvilket energiforsyningssystem man ser på. Dette viser at implementering av strengere byggeforskrifter har en positiv effekt på CO₂-utslippet, men at det har mindre påvirkning på utslippet enn det valg av energikilder og energiforsyningssystem har.

På bakgrunn av resultatene er det dermed kommet fram til følgende trender og krav som kan bidra til å redusere CO₂-utslippet fra bygningsområder frem mot 2020 og videre frem i tid:

Trender og krav for teknologier til bygningsmassen:

- Begrense bruken av elektrisitet for oppvarmingsformål
- Ytterligere innstramning av tekniske forskrifter (TEK)
- Økt fokus på vannsparing og bevisstgjøring rundt varmtvannsforbrukets innvirkning på energibehovet
- Overholde regjeringens målsetninger om å redusere energibruken i byggesektoren som er utarbeidet i klimaforliket (2012)

Trender og krav for energiforsyningsystemer:

- Innføre nasjonal standard for beregning av CO₂-utslipp, både for elektrisitet og andre energikilder
- Fastsette i hvilken grad varedeklarasjonen fra NVE og opprinnelsesgarantiordningen skal ha å si for beregning av CO₂-utslipp
- Innføre ytterligere støtteordninger og insentiver for bruk av CCS-teknologi i energiforsyningsystemer
- Økt fokus på bruk av alternative energikilder som solenergi
- Krav til energiutnyttelse for avfallsforbrenningsanlegg (unngå dumping av overskuddsvarme)
- Omlegging og implementering av fjerdegenerasjons fjernvarme (4GDH)

14 VIDERE ARBEID

I oppgaven er det laget forenklede modeller av energiforsyningsteknologiene med driftsparametere fra faktiske anlegg. Men som påpekt i oppgaven er noen av dellastvirkningsgradene basert på antagelser, ettersom det ikke er funnet noe konkret bakgrunnsinformasjon som tar for seg dette. Som en videreføring av oppgaven kunne det derfor vært aktuelt å lage mer detaljerte modeller og tilegnet seg mer kunnskap om hvordan faktiske anlegg opererer på dellast. I tillegg kunne det vært interessant å se hvordan ulike parametere som tur- og returtemperaturen på fjernvarmen påvirker ytelsen til de ulike energiforsyningsteknologiene ettersom fjerdegenerasjons fjernvarme, og lavere temperaturer, kommer til å være mer og mer aktuelt i fremtiden.

Det ble utarbeidet fire energiforsyningssystemer i oppgaven. Solenergi inngår imidlertid ikke i noen av systemene, selv om det er en fremtidsrettet og klimavennlig energikilde. Som en videreføring hadde det derfor vært aktuelt å se hvordan et energiforsyningssystem hvor solenergi inngår kommer ut i forhold til de andre energiforsyningssystemene.

Som nevnt under oppgavens begrensning er det ikke tatt hensyn til hvordan utbygging av infrastruktur til fjernvarme og tap i distribusjonsnett påvirker CO₂-belastningen. Siden dette kan ha en innvirkning på det totale CO₂-regnskapet, kunne dette vært sett nærmere på.

KILDER OG REFERANSER

- [1] [Statistisk sentralbyrå \(2014\) *Utslipp av klimagasser*. Tilgjengelig fra: https://www.ssb.no/klimagassn/](https://www.ssb.no/klimagassn/) [Funnet 14.06.2016].
- [2] Statistisk sentralbyrå (2012) *Energibruk i husholdningene*. Tilgjengelig fra: <http://ssb.no/husenergi> [Funnet 14.06.2016].
- [3] United Nations Treaty Collection (2015) *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Tilgjengelig fra: https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-a&chapter=27&lang=en [Funnet 03.12.2015].
- [4] Klima- og miljødepartementet. *Norges oppfølging av Kyotoprotokollen*. Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/stmeld-nr-29-1998-/id191599/?q=kyotoprotokollen&ch=1#match_0 [Funnet 03.12.2015].
- [5] Klima- og forurensningsdirektoratet (2012) *Norges Kyotoforpliktelse*. Tilgjengelig fra: <http://www.miljodirektoratet.no/old/klif/publikasjoner/2813/ta2813.pdf> [Funnet 03.12.2015].
- [6] Klima- og energiprogrammet (2015) *Det grønne skiftet*. Oslo: Oslo kommune.
- [7] Aanensen, T. og Fedoryshyn, N. (2014) *Fjernvarme og fjernkjøling i Norge*. Oslo-Kongsvinger: Statistisk sentralbyrå.
- [8] Lund, H. (2010) *Implementation of renewable energy systems. Lessons learned from the Danish Case*. Aalborg: Department of Development and Planning Aalborg University.
- [9] STEAG Energy Services GmbH (2016) EBSILON®Professional Broschüren. s. 5. Tilgjengelig fra: [http://www.steag-systemtechnologies.com/fileadmin/user_upload/steag-systemtechnologies.com/downloads/EBSILON R Professional/Broschueren/Broschuere EB SILON Professional de.pdf](http://www.steag-systemtechnologies.com/fileadmin/user_upload/steag-systemtechnologies.com/downloads/EBSILON_R_Professional/Broschueren/Broschuere_EBSILON_Professional_de.pdf) [Funnet 14.06.2016].
- [10] EQUA Simulation AB (2016) Om EQUA. Tilgjengelig fra: <http://www.equa.se/se/about-us/history> [Funnet 14.06.2016].
- [11] Direktoratet for byggkvalitet (2007) *Veiledning til teknisk forskrift til plan- og bygningsloven 1997*. Tilgjengelig fra: http://www.dibk.no/globalassets/byggeregler/tidligere_regelverk/veiledning_til_teknisk_forskrift_4.utg.2007.pdf [Funnet 10.05.2016].
- [12] Lovdata (2010) *Forskrift om tekniske krav til byggverk. TEK10*.
- [13] Standard Norge (2013) *Kriterier for passivhus og lavenergibygninger – Boligbygninger*. NS 3700.
- [14] Direktoratet for byggkvalitet (2016) *Endring i byggteknisk forskrift (TEK 10)*. Oslo: Kommunal- og moderniseringsdepartementet.
- [15] Kommunal- og moderniseringsdepartementet (2015) *Nye energikrav i nye bygg: - skjerpede krav, enklere regler*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nye-energikrav-i-nye-bygg---skjerpede-krav-enklere-regler/id2461598/> [Funnet 14.06.2016].

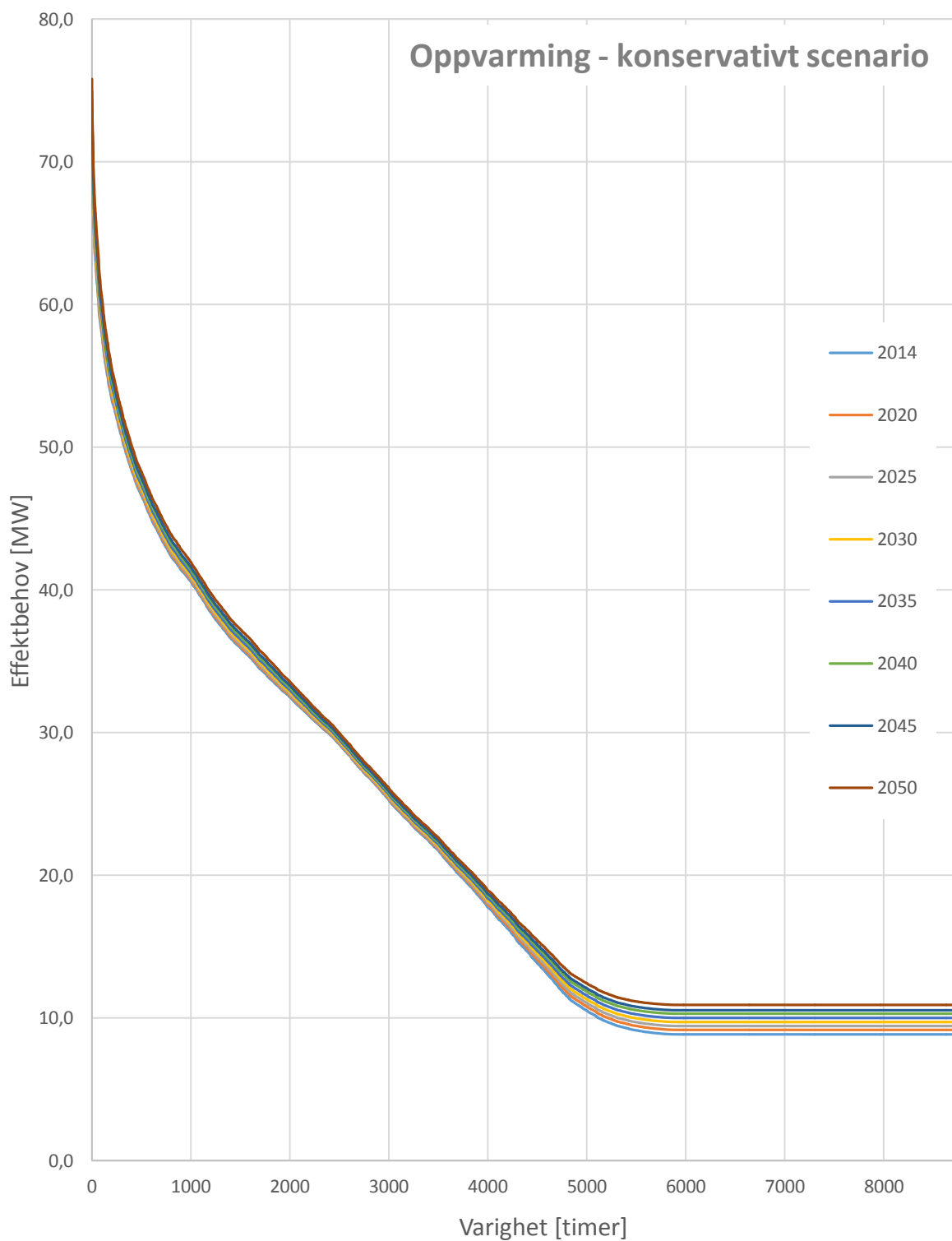
- [16] Direktoratet for byggkvalitet (2016) *Veiledning om tekniske krav til byggverk§ 14-4. Krav til løsninger for energiforsyning, historisk versjon*. s.2. Tilgjengelig fra: http://dibk.no/globalassets/endringshistorikk/byggteknisk-forskrift/tek--14-4_01.01.2016-29.02.2016.pdf [Funnet 14.06.2016].
- [17] Elvestuen, O., et al. (2015) *Representantforslag 31 S (2015–2016)*. s. 1-2.
- [18] Kommunal- og forvaltningskomiteen (2016) *Innst. 248 S (2015–2016)*. s. 2.
- [19] Stortinget (2016) *Saksgang, Representantforslag om å beholde strenge miljøkrav til oppvarming i ny byggeforskrift (TEK 15)*. Tilgjengelig fra: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=64236> [Funnet 14.06.2016].
- [20] Energi- og miljøkomiteen (2012) *Innst. 390 S (2011–2012)*. s. 4.
- [21] Miljøverndepartementet (2012) *Meld. St. 21 (2011–2012) Melding til Stortinget*.
- [22] Direktoratet for byggkvalitet (2015) *Fra TEK10 til TEK17*. Tilgjengelig fra: <https://www.dibk.no/no/byggeregler/Nyheter-byggeregler/fra-tek10-til-tek17/> [Funnet 14.06.2016].
- [23] Statistisk sentralbyrå (2014) *Fjernvarme*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/fjernvarme/aar/2015-10-02> [Funnet 14.06.2016].
- [24] Otterlei, E. (2014) *Klimaregnskap for fjernvarme*. s. 3. Oslo: Norsk Energi.
- [25] Norsk Energi og Thema Consulting Group (2014) *Fjernvarmets rolle i det norske energisystemet*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- [26] Norges vassdrags- og energidirektorat (2015) *Varedeklarasjon 2014, Utslipp av CO2 og radioaktivt avfall*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2014/> [Funnet 14.06.2016].
- [27] European Parliament (2001) *Directive 2001/77/EC on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*. Tilgjengelig fra: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077&from=en> [Funnet 14.06.2016].
- [28] Lovdata (rev. 2011) *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. § 8-5.Varedeklarasjon*.
- [29] Norges vassdrags- og energidirektorat (2016) *Varedeklarasjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/> [Funnet 14.06.2016].
- [30] Norges vassdrags- og energidirektorat (2015) *Varedeklarasjon 2014*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2014/> [Funnet 14.06.2016].
- [31] Norsk Bioenergiforening (2011) *Veien til biovarme - manual for produksjon av biovarme fra biobrenseler*. s. 13,29. Oslo: Norsk Bioenergiforening. ISBN 82-7439-021-0.
- [32] Cherubini, F., et al. (2011) *CO₂ emissions from biomass combustion for bioenergy: Atmospheric decay and contribution to global warming*. Trondheim: NTNU.

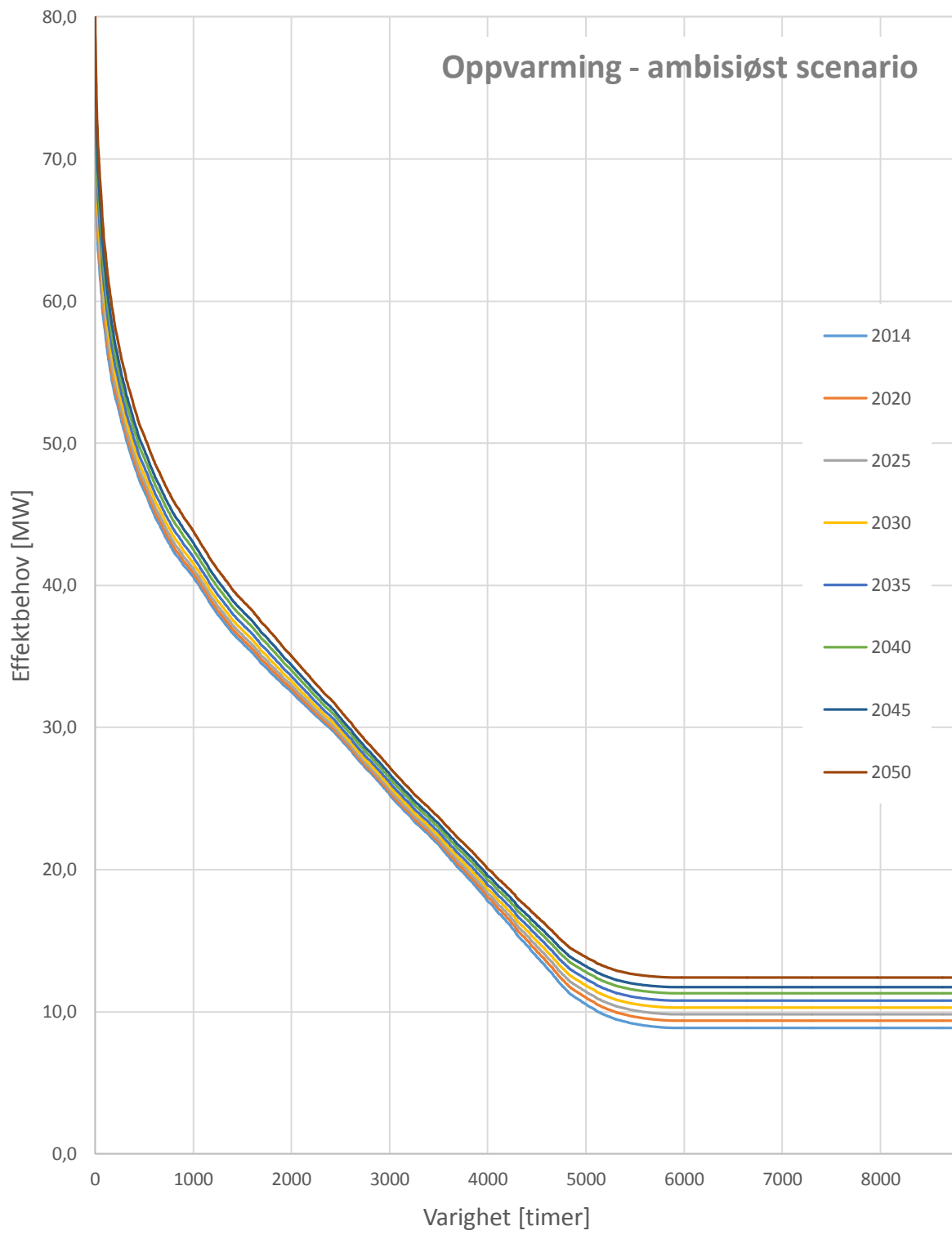
- [33] Norsk Standard (2008) *Bygningers energiytelse – bestemmelse av total energibruk og energiytelse*. NS-EN 15603. s. 50.
- [34] Verenum (2006) *Determination of the Efficiencies of Automatic Biomass Combustion Plants*. IEA Bioenergy Task 32. Tilgjengelig fra: [http://www.ieabcc.nl/publications/IEA%20 Verenum 2006 Efficiency.pdf](http://www.ieabcc.nl/publications/IEA%20Verenum%202006%20Efficiency.pdf) [Funnet 14.06.2016].
- [35] Energistyrelsen (2012) *Technology Data for Energy Plants*. s. 63-65, 127-129. Tilgjengelig fra: http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf [Funnet 14.06.2016].
- [36] Radscan (2015) *Värtan KVV8*. Tilgjengelig fra: <http://www.radscan.se/en-GB/projects/v%C3%A4rtan-kvv8-26403025> [Funnet 14.06.2016].
- [37] Norsk Energi (2015) *Røykgasskondensering*. Tilgjengelig fra: <http://www.energi.no/roykgasskondensering> [Funnet 14.06.2016].
- [38] Innhentet med tillatelse fra Morten H. Soma ved Norsk Energi. (2016).
- [39] Miljøverndepartementet (2008) *Forbud mot deponering av nedbrytbart avfall*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/forbud-mot-deponering-av-nedbrytbart-avf/id520348/> [Funnet 11.10.2015].
- [40] Rosen MA. (2008) *Allocating carbon dioxide emissions from cogeneration systems: descriptions of selected output-based methods*. s.171-177. Canada: Journal of Cleaner Production.
- [41] European Parliament (2004) *Directive 2004/8/EC*. Tilgjengelig fra: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/NOT/?uri=CELEX:32004L0008> [Funnet 27.11.2015].
- [42] European Commission (2015) *Cogeneration of Heat and Power*. Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/cogeneration-heat-and-power> [Funnet 14.06.16].
- [43] European Commission (2001) *Training Guide on Combined Heat & Power Systems*. s. 16-18. Tilgjengelig fra: http://www.cres.gr/kape/education/3.CHP_en_small.pdf [Funnet 14.06.2016].
- [44] EDUCOGEN (2001) *The European Educational Tool on Cogeneration*. s.12-18. Tilgjengelig fra: http://www.lete.poli.usp.br/PME2517_files/EDUCOGEN_Tool.pdf [Funnet 10.03.2016].
- [45] Hoffman, K. og Pearson, D. (2011) *Ammonia Heat Pumps for District Heating in Norway – a case study*. London: The Institute of Refrigeration.
- [46] Statsministerens kontor (2006) *Rødgrønn månelanding*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/rodgronn-manelanding/id273361/> [Funnet 14.06.2016].
- [47] Oslo kommune (2016) *Faktaark: Karbonfangst fra energigjenvinning*. Tilgjengelig fra: <http://www.kea-as.no/docs/co2-fangst.pdf> [Funnet 14.06.2016].
- [48] Energi- og miljøkomiteen (2012) *Innst. 390 S (2011–2012)*.

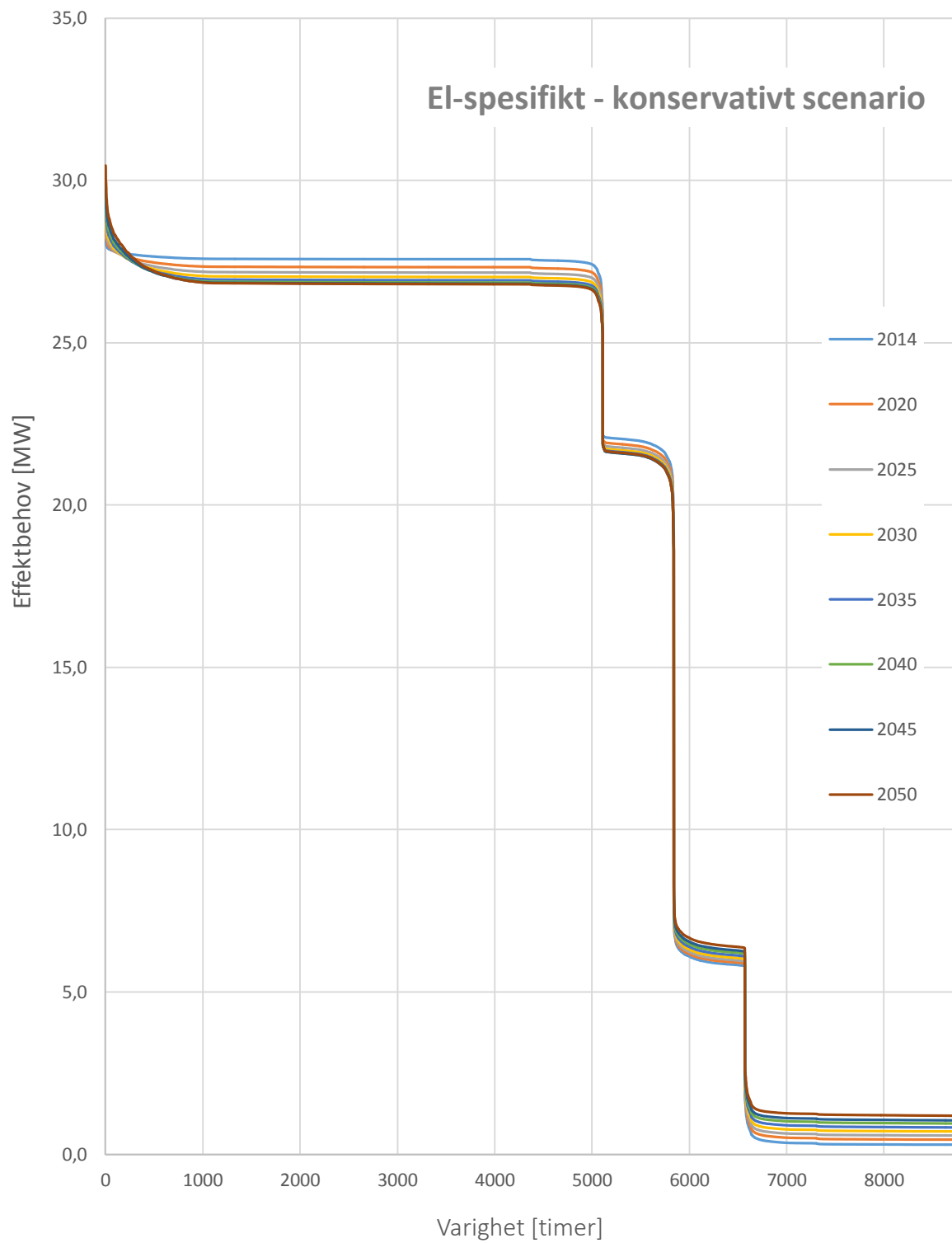
- [49] Ingebretsen, M. (2014) *Muligheter for konvertering av eksisterende bygninger til lavtemperatur fjernvarme*. Mastergradsavhandling. Trondheim: NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk.
- [50] ASHRAE (2001) *IWEC 1.1 Weather Files*. Tilgjengelig fra: http://www.equaonline.com/iceuser/ASHRAE_IWEC.html [Funnet 14.06.2016].
- [51] Standard Norge (2014) *Beregning av bygningers energiytelse - Metode og data*. NS 3031.
- [52] Enova (2004) *Manual for Enøk normtall*. Trondheim: Enova SF.
- [53] Statistisk sentralbyrå (2014) *Boligstatistikk*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/statistikker/boligstat/> [Funnet 14.06.2016].
- [54] Energimerking (2014) *Årsrapport 2014*. Tilgjengelig fra: <http://www.energimerking.no/no/Energimerking-Bygg/Energimerkestatistikk/> [Funnet 14.06.2016].
- [55] Romerikes blad (2013) *Passivhus blir stadig mer populære*. Tilgjengelig fra: <http://www.rb.no/bolig/passivhus-blir-stadig-mer-populare/s/1-65-6466650> [Funnet 14.06.2016].
- [56] Lavenergiutvalget (2009) *Effektivisering*. s. 27-30. Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/OED/Rapporter/OED_Energieffektivisering_Lavopp.pdf [Funnet 14.06.2016].
- [57] SINTEF Byggforsk (2006) *Byggdetaljer 753.153 - Vannsparing i boliger*. Oslo: SINTEF akademisk forlag.
- [58] SINTEF Energiforskning (1996) *ENØK i bygninger – effektiv energibruk*. 2.utg. ISBN: 9788200423072.
- [59] Levander, T. og Stengård, L. (2009) *Mätning av kall- och varmvattenanvändning i 44 hushåll*. Eskiltuna: Statens energimyndighet.
- [60] SINTEF Energiforskning (2007) *ENØK i bygninger – effektiv energibruk*. 3.utg. ISBN: 9788205374966.
- [61] Dokka, T. H. og Grini, C. (2013) *Etterprøving av bygningers energibruk*. Oslo: SINTEF akademisk forlag.
- [62] Nord, N., et al. (2015) *Influence of occupant behavior and operation on performance of a residential Zero Emission Building in Norway*. Trondheim: NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk.
- [63] Norges vassdrags- og energidirektorat (2011) *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- [64] Tafjord Kraftvarme AS (2012) *Historisk tilbakeblikk og veien videre*. Tilgjengelig fra: <http://www.fjernvarme.no/uploads/TKV-%20fjvasmoete-2012.ppt> [Funnet 14.06.2016]
- [65] Becidian, M. (2007) *Experimental Studies on Municipal Solid Waste and Biomass Pyrolysis*. s. 17-19. Doktorgradsavhandling. Trondheim: NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk.
- [66] Miljødirektoratet (2015) *Nasjonale standardfaktorer*. Tilgjengelig fra: http://www.miljodirektoratet.no/Global/dokumenter/tema/klima/Metodetrinn_2a_standard_utslippsfaktor.pdf [Funnet 14.06.2016]

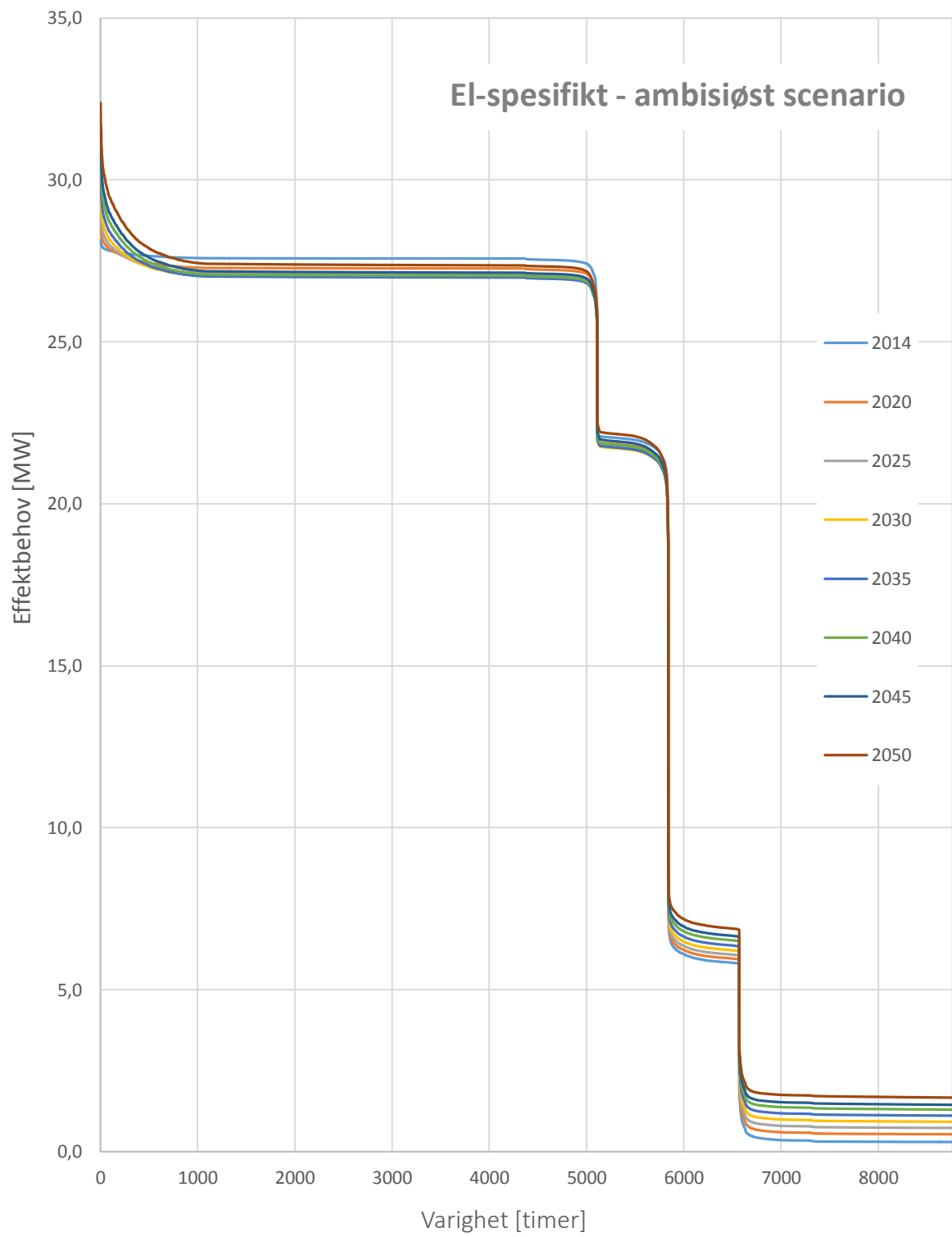
- [67] Moran, M.J., et al. (2010) *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. 7 utg. ISBN-13: 978-0470495902.
- [68] Belbo, H. og Gjølsljø, S. (2008) *Trevirke – brennverdier og energitetthet*. Norsk institutt for skog og landskap. s. 6. ISBN 972-82-311-0062-1.
- [69] Department of Energy and Climate Change (DECC) og Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra) (2012) *2012 Guidelines to Defra / DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting*. s. 42. Tilgjengelig fra:
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/69554/pb13773-ghg-conversion-factors-2012.pdf [Funnet 14.06.2016]

VEDLEGG 1 – VARIGHETSKURVER FOR OPPVARMINGSFORMÅL OG EL-SPESIFIKKE FORMÅL VED ØKENDE BOLIGMASSE

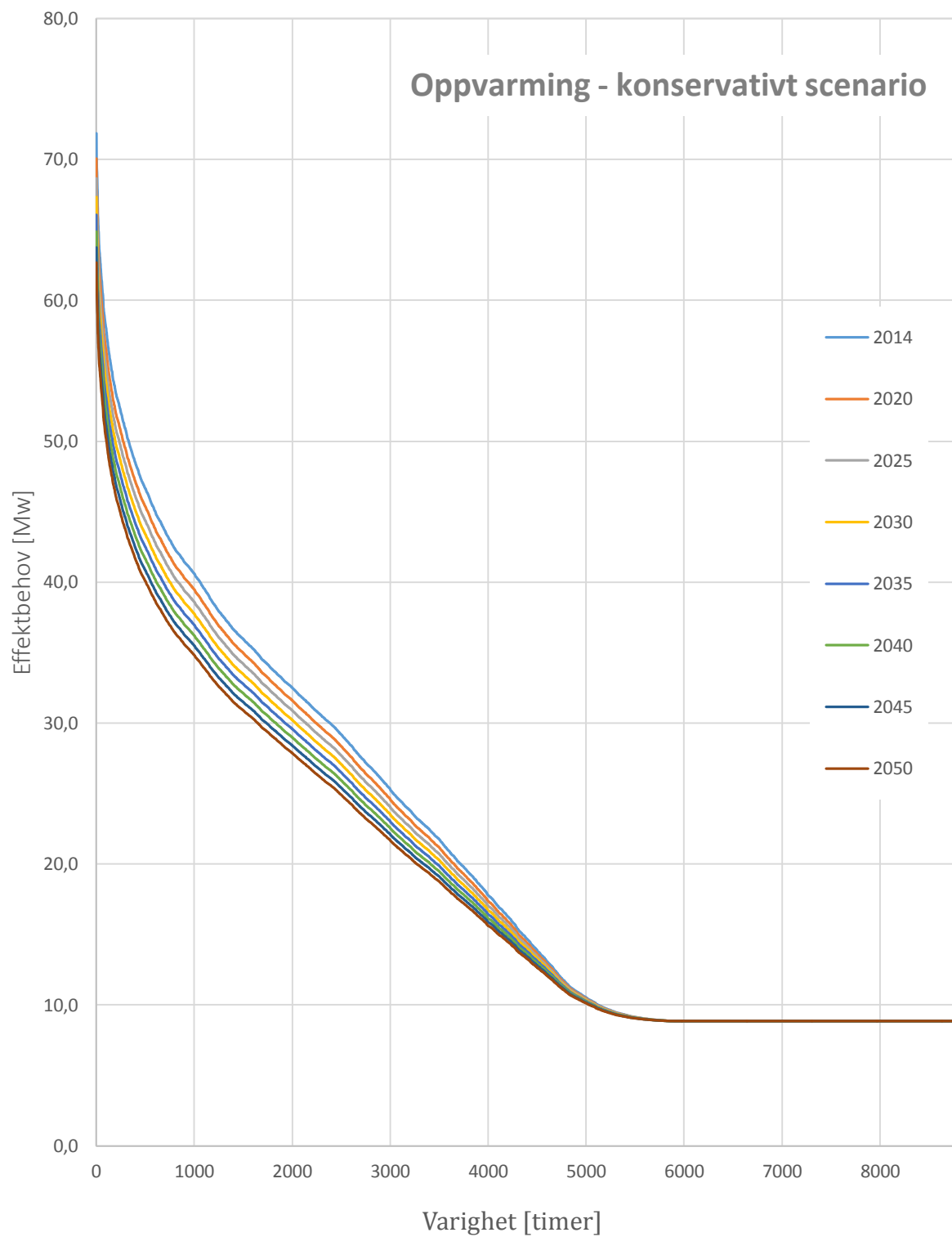


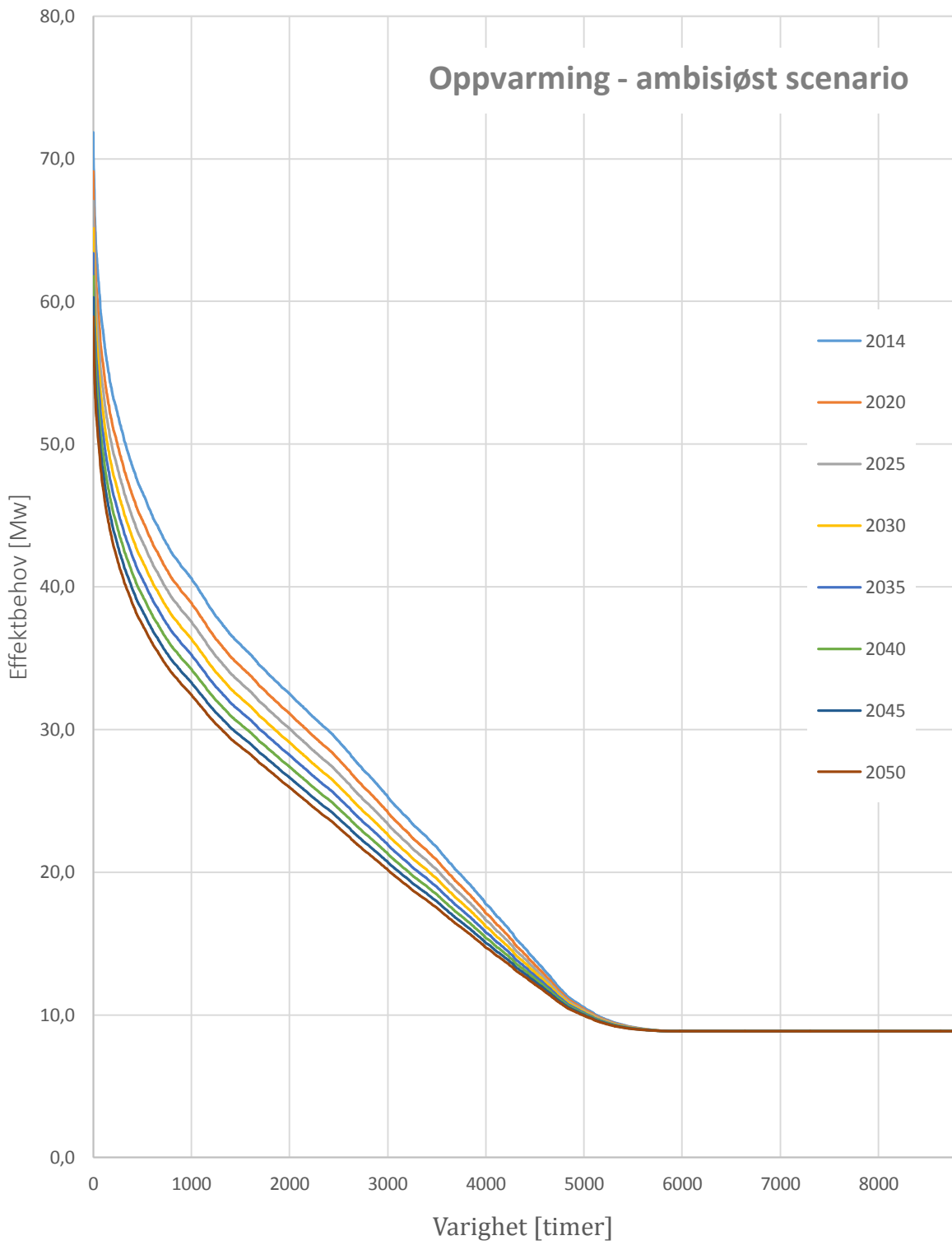


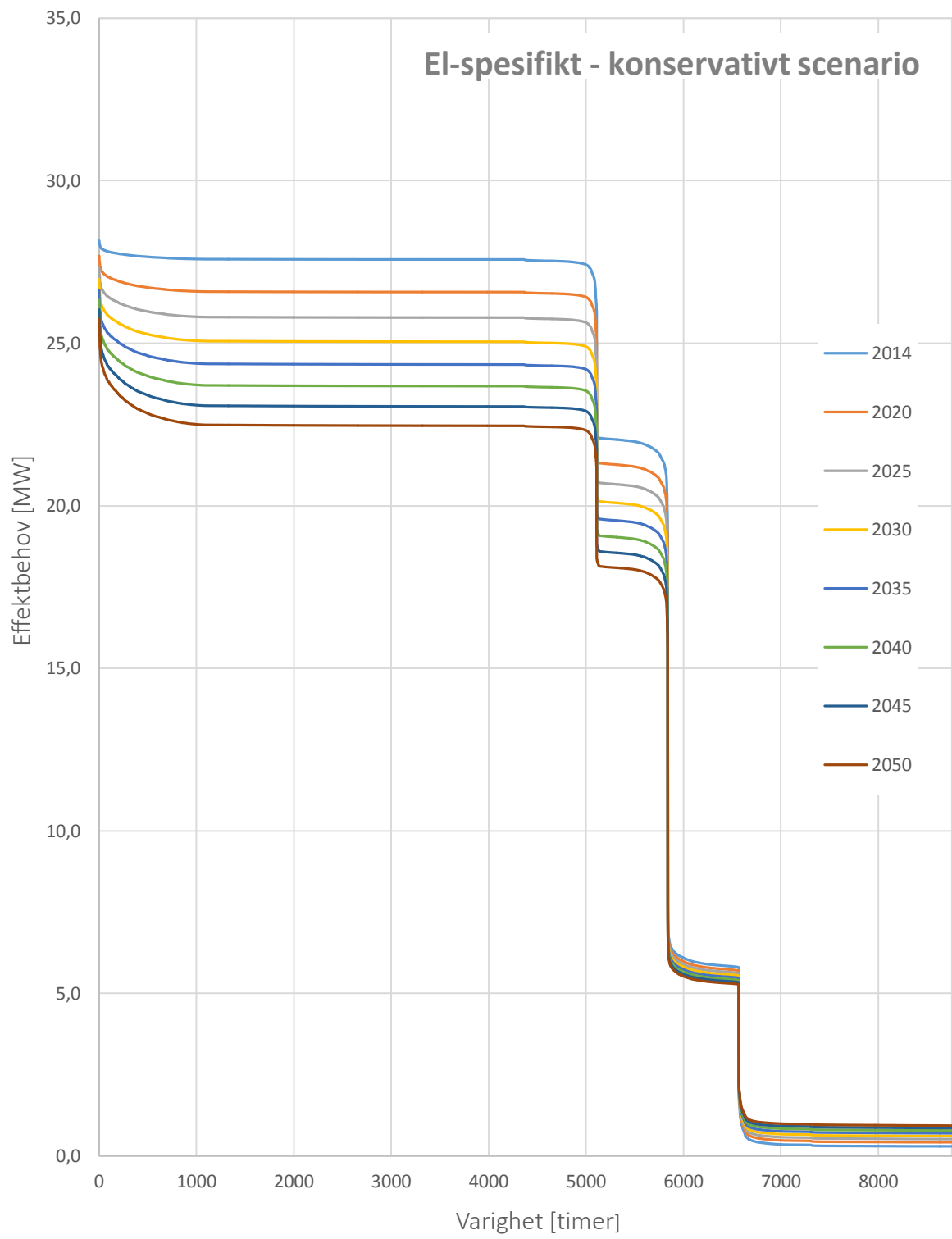


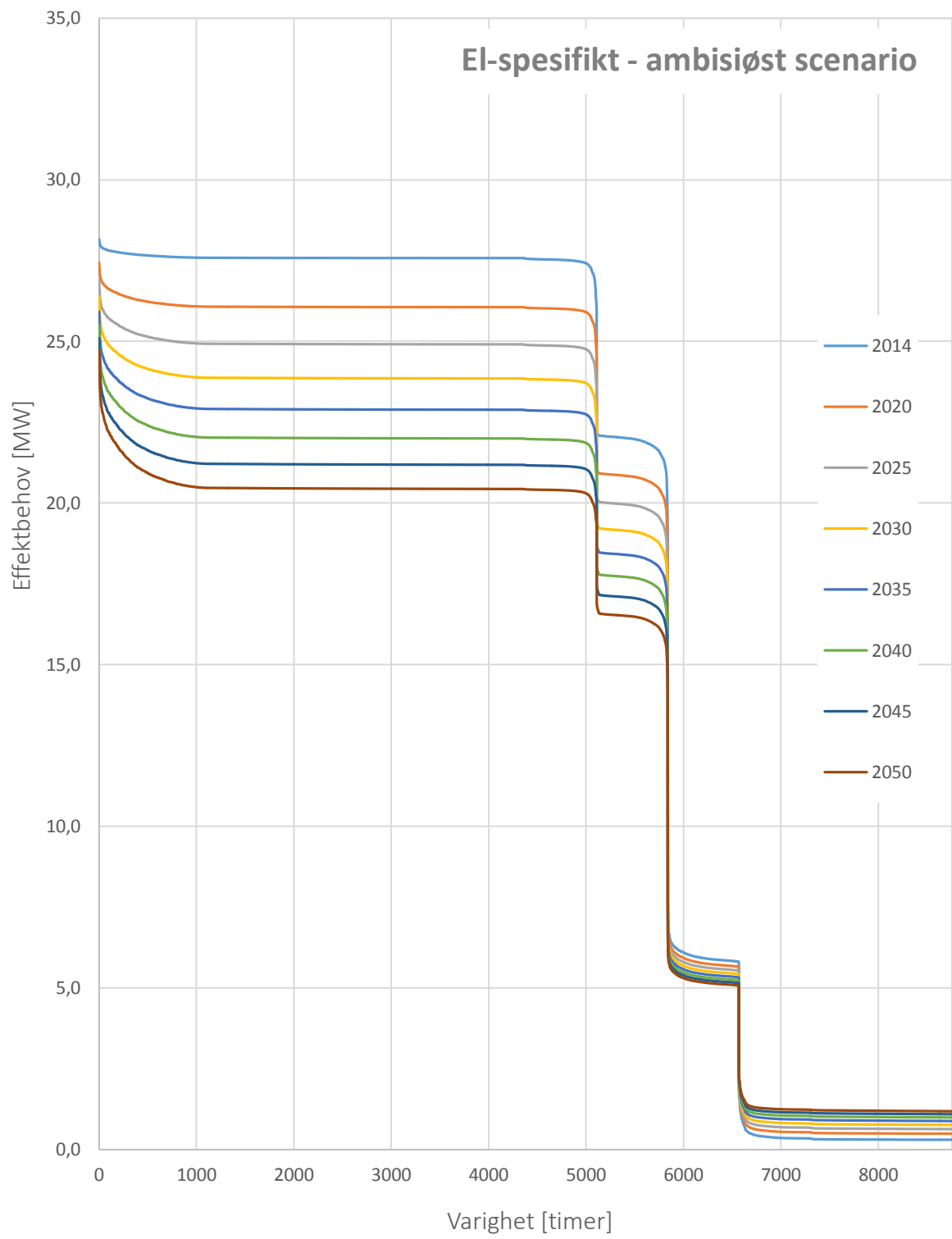


VEDLEGG 2 – VARIGHETSKURVER FOR OPPVARMINGSFORMÅL OG EL-SPESIFIKKE FORMÅL VED KONSTANT BOLIGMASSE









VEDLEGG 3 – EFFEKT- OG ENERGIBEHOV VED ØKENDE OG KONSTANT BOLIGMASSE

Økende boligmasse								
Oppvarming								
Energibehov (GWh)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	182,7	185,1	187,3	189,8	192,4	195,3	197,7	201,7
Konservativt	182,7	184,6	186,3	188,2	190,2	192,3	194,1	197,0
Ambisiøst	182,7	186,0	189,2	192,6	196,5	200,7	204,3	210,1
Max. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	71,8	72,4	73,0	73,7	74,4	75,3	76,0	77,3
Konservativt	71,8	72,3	72,7	73,2	73,8	74,4	74,9	75,8
Ambisiøst	71,8	72,7	73,6	74,6	75,8	77,1	78,2	80,2
Min. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	8,9	9,3	9,6	10,0	10,3	10,7	11,0	11,5
Konservativt	8,9	9,2	9,4	9,7	10,0	10,3	10,5	10,9
Ambisiøst	8,9	9,4	9,8	10,3	10,8	11,3	11,7	12,4
Elektrisitet								
Energibehov (GWh)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	162,0	161,0	160,4	160,1	160,1	160,4	160,8	161,7
Konservativt	162,0	161,2	160,6	160,3	160,1	160,2	160,3	160,7
Ambisiøst	162,0	161,1	160,8	160,9	161,5	162,5	163,5	165,6
Max. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	28,2	28,6	28,9	29,3	29,8	30,2	30,6	31,2
Konservativt	28,2	28,5	28,8	29,1	29,4	29,7	30,0	30,5
Ambisiøst	28,2	28,7	29,2	29,8	30,4	31,0	31,5	32,4
Min. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	0,3	0,5	0,6	0,8	1,0	1,1	1,2	1,4
Konservativt	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2
Ambisiøst	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,4	1,7
Totalt								
Energibehov (GWh)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	344,8	346,1	347,7	349,9	352,5	355,7	358,5	363,4
Konservativt	344,8	345,8	347,0	348,5	350,3	352,5	354,4	357,7
Ambisiøst	344,8	347,2	350,0	353,6	358,0	363,1	367,8	375,8
Max. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	100,0	101,0	101,9	103,0	104,2	105,5	106,6	108,4
Konservativt	100,0	100,8	101,5	102,3	103,2	104,1	104,9	106,3
Ambisiøst	100,0	101,4	102,8	104,3	106,1	108,1	109,8	112,6
Min. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	9,2	9,7	10,2	10,8	11,3	11,8	12,2	12,9
Konservativt	9,2	9,6	10,0	10,4	10,8	11,3	11,6	12,1
Ambisiøst	9,2	9,9	10,5	11,2	11,9	12,6	13,2	14,1

Konstant boligmasse								
Oppvarming								
Energibehov (GWh)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	182,7	177,8	174,0	170,5	167,2	164,1	161,2	158,5
Konservativt	182,7	178,8	175,7	172,8	170,0	167,3	164,8	162,5
Ambisiøst	182,7	176,7	172,1	167,8	164,0	160,4	157,1	154,1
Max. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	71,8	69,6	67,9	66,3	64,8	63,4	62,1	60,9
Konservativt	71,8	70,1	68,7	67,3	66,1	64,9	63,7	62,7
Ambisiøst	71,8	69,1	67,0	65,1	63,4	61,8	60,3	58,9
Min. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Konservativt	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Ambisiøst	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Elektrisitet								
Energibehov (GWh)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	162,0	155,4	150,2	145,4	140,9	136,7	132,8	129,2
Konservativt	162,0	156,7	152,4	148,4	144,7	141,1	137,7	134,5
Ambisiøst	162,0	153,9	147,7	142,0	136,8	132,0	127,6	123,6
Max. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	28,2	27,6	27,1	26,7	26,3	25,9	25,6	25,3
Konservativt	28,2	27,7	27,3	27,0	26,6	26,3	26,0	25,8
Ambisiøst	28,2	27,4	26,9	26,4	25,9	25,5	25,1	24,7
Min. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
Konservativt	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9
Ambisiøst	0,3	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Totalt								
Energibehov (GWh)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	344,8	333,2	324,2	315,9	308,1	300,8	294,0	287,6
Konservativt	344,8	335,4	328,1	321,2	314,6	308,4	302,5	297,0
Ambisiøst	344,8	330,6	319,8	309,8	300,7	292,4	284,7	277,7
Max. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	100,0	97,2	95,0	93,0	91,1	89,4	87,7	86,2
Konservativt	100,0	97,7	96,0	94,3	92,7	91,2	89,8	88,4
Ambisiøst	100,0	96,5	93,9	91,5	89,3	87,3	85,4	83,7
Min. effektbehov (MW)	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Normalt	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9
Konservativt	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,6	9,7	9,8
Ambisiøst	9,2	9,3	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0

VEDLEGG 4 – CO₂-UTSLIPP FRA FORSLAG 1 (BIOKJEL OG ELKJEL) VED ØKENDE OG KONSTANT BOLIGMASSE

Økende boligmasse (tonn CO ₂ -ekvivalenter)								
Normalt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	17824,7	17707,7	17645,7	17615,0	17615,0	17644,9	17689,9	17792,0
Elkjel (varme)	2014,6	2063,5	2112,0	2181,8	2189,0	2267,1	2330,3	2500,5
Biokjel (varme)	2444,1	2467,4	2489,6	2512,8	2545,0	2577,4	2605,6	2635,0
Totalt	22283,3	22238,6	22247,2	22309,7	22349,1	22489,4	22625,8	22927,5
Konservativt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	17824,7	17727,9	17670,1	17632,7	17615,0	17616,9	17632,2	17677,8
Elkjel (varme)	2014,6	2052,5	2089,4	2136,1	2215,2	2221,4	2272,7	2354,2
Biokjel (varme)	2444,1	2462,5	2480,0	2498,1	2517,9	2530,2	2550,6	2583,4
Totalt	22283,3	22242,9	22239,5	22266,8	22348,1	22368,4	22455,5	22615,5
Ambisiøst scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	17824,7	17721,5	17689,2	17704,3	17765,7	17872,6	17990,3	18220,0
Elkjel (varme)	2014,6	2075,1	2155,9	2248,8	2358,9	2496,1	2615,2	2829,6
Biokjel (varme)	2444,1	2461,8	2492,9	2531,7	2575,0	2620,1	2659,4	2719,2
Totalt	22283,3	22258,5	22338,1	22484,8	22699,7	22988,8	23264,8	23768,8

Konstant boligmasse (tonn CO ₂ -ekvivalenter)								
Normalt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	17824,7	17088,9	16521,1	15991,8	15498,2	15038,0	14608,8	14208,6
Elkjel (varme)	2014,6	1717,4	1510,2	1332,9	1167,5	1027,3	903,1	790,8
Biokjel (varme)	2444,1	2408,3	2378,1	2347,5	2319,1	2290,2	2262,4	2235,8
Totalt	22283,3	21214,6	20409,4	19672,3	18984,8	18355,5	17774,3	17235,2
Konservativt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	17824,7	17231,9	16767,5	16328,2	15912,9	15520,1	15148,7	14797,4
Elkjel (varme)	2014,6	1773,5	1595,1	1443,3	1309,1	1176,7	1061,2	960,9
Biokjel (varme)	2444,1	2415,4	2391,9	2367,2	2342,6	2320,1	2297,2	2274,2
Totalt	22283,3	21420,8	20754,5	20138,8	19564,6	19016,9	18507,0	18032,5
Ambisiøst scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	17824,7	16926,0	16244,9	15620,0	15046,6	14520,6	14038,0	13595,2
Elkjel (varme)	2014,6	1653,2	1412,6	1201,4	1022,8	868,9	744,2	639,1
Biokjel (varme)	2444,1	2399,3	2361,0	2324,7	2288,8	2254,6	2220,8	2188,6
Totalt	22283,3	20978,5	20018,5	19146,0	18358,3	17644,1	17002,9	16422,9

VEDLEGG 5 – CO₂-UTSLIPP FRA FORSLAG 2 (AVFALLSF. PÅ 33,1 MW OG ELKJEL) VED ØKENDE OG KONSTANT BOLIGMASSE

Økende boligmasse (tonn CO₂-ekvivalenter)								
Normalt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	13757,0	13582,3	13470,5	13386,5	13331,3	13304,4	13301,3	13329,1
Elkjel (varme)	2004,8	2049,1	2099,3	2154,6	2223,2	2306,7	2377,9	2501,3
Avfall/CHP (varme)	2605,1	2638,3	2668,1	2699,4	2732,6	2767,6	2797,3	2842,8
Totalt	18366,8	18269,7	18237,9	18240,4	18287,0	18378,6	18476,5	18673,1
Konservativt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	13757,0	13605,4	13516,7	13438,9	13377,8	13335,1	13314,4	13302,5
Elkjel (varme)	2004,8	2038,6	2075,4	2119,9	2166,0	2220,8	2272,6	2354,7
Avfall/CHP (varme)	2605,1	2631,5	2655,0	2679,3	2704,6	2731,5	2753,5	2789,1
Totalt	18366,8	18275,5	18247,1	18238,2	18248,4	18287,4	18340,5	18446,2
Ambisiøst scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	13757,0	13577,3	13478,4	13421,8	13408,4	13437,5	13486,9	13613,9
Elkjel (varme)	2004,8	2076,0	2154,6	2248,5	2361,6	2496,5	2612,5	2821,1
Avfall/CHP (varme)	2605,1	2649,9	2689,8	2732,9	2779,1	2827,2	2868,6	2933,5
Totalt	18366,8	18303,2	18322,8	18403,2	18549,1	18761,2	18968,0	19368,4

Konstant boligmasse (tonn CO₂-ekvivalenter)								
Normalt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	13757,0	13073,3	12555,9	12078,6	11631,9	11222,0	10840,3	10485,8
Elkjel (varme)	2004,8	1706,4	1501,4	1326,7	1163,0	1023,7	898,2	788,7
Avfall/CHP (varme)	2605,1	2571,6	2542,2	2512,0	2485,1	2457,3	2430,6	2403,7
Totalt	18366,8	17351,2	16599,5	15917,3	15280,0	14703,0	14169,0	13678,2
Konservativt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	13757,0	13205,6	12778,1	12381,7	12008,3	11652,2	11320,5	11009,5
Elkjel (varme)	2004,8	1762,5	1583,6	1436,9	1301,9	1171,7	1057,4	956,6
Avfall/CHP (varme)	2605,1	2578,6	2555,8	2531,5	2507,6	2486,2	2464,1	2442,0
Totalt	18366,8	17546,7	16917,5	16350,0	15817,7	15310,0	14842,0	14408,1
Ambisiøst scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	13757,0	12925,9	12310,3	11746,4	11235,2	10767,0	10343,2	9954,7
Elkjel (varme)	2004,8	1641,2	1406,0	1196,6	1019,7	863,7	741,4	635,8
Avfall/CHP (varme)	2605,1	2562,9	2525,6	2490,3	2455,9	2423,0	2389,4	2358,9
Totalt	18366,8	17130,0	16241,9	15433,2	14710,9	14053,6	13474,1	12949,3

VEDLEGG 6 – CO₂-UTSLIPP FRA FORSLAG 3 (AVFALLSF. PÅ 25,6 MW OG ELKJEL) VED ØKENDE OG KONSTANT BOLIGMASSE

Økende boligmasse (tonn CO₂-ekvivalenter)								
Normalt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14220,2	14044,5	13931,7	13849,4	13796,8	13773,9	13775,4	13807,5
Elkjel (varme)	4026,1	4079,9	4138,2	4212,3	4301,6	4409,4	4506,6	4667,1
Avfall/CHP (varme)	2357,7	2389,7	2417,9	2447,3	2477,8	2509,2	2535,3	2576,4
Totalt	20604,0	20514,0	20487,7	20509,0	20576,2	20692,5	20817,3	21050,9
Konservativt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14220,2	14076,3	13979,0	13900,2	13841,3	13800,7	13782,1	13776,7
Elkjel (varme)	4026,1	4067,1	4111,9	4163,4	4227,3	4298,9	4365,1	4479,0
Avfall/CHP (varme)	2357,7	2383,2	2405,3	2428,4	2452,1	2476,7	2496,7	2527,5
Totalt	20604,0	20526,6	20496,2	20492,1	20520,7	20576,3	20644,0	20783,1
Ambisiøst scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14220,2	14042,4	13943,6	13891,3	13885,5	13919,3	13975,8	14107,3
Elkjel (varme)	4026,1	4117,2	4213,5	4335,8	4488,6	4660,7	4816,4	5079,4
Avfall/CHP (varme)	2357,7	2399,5	2437,2	2476,6	2517,1	2560,5	2596,5	2653,0
Totalt	20604,0	20559,1	20594,3	20703,6	20891,3	21140,5	21388,7	21839,7

Konstant boligmasse (tonn CO₂-ekvivalenter)								
Normalt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14220,2	13497,2	12941,7	12426,7	11949,8	11507,0	11094,9	10716,4
Elkjel (varme)	4026,1	3614,6	3302,6	3017,8	2759,8	2523,1	2304,8	2115,1
Avfall/CHP (varme)	2357,7	2341,6	2328,3	2314,9	2301,5	2288,2	2275,5	2261,9
Totalt	20604,0	19453,3	18572,6	17759,4	17011,0	16318,4	15675,2	15093,4
Konservativt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14220,2	13638,7	13182,1	12753,6	12350,1	11970,8	11613,7	11275,1
Elkjel (varme)	4026,1	3696,4	3436,5	3198,3	2976,2	2771,1	2580,6	2398,0
Avfall/CHP (varme)	2357,7	2344,5	2334,2	2323,5	2312,9	2302,1	2291,3	2281,4
Totalt	20604,0	19679,6	18952,8	18275,4	17639,2	17043,9	16485,6	15954,6
Ambisiøst scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14220,2	13338,2	12676,5	12071,3	11519,0	11016,3	10561,6	10148,6
Elkjel (varme)	4026,1	3517,9	3149,0	2814,2	2514,0	2249,7	2023,4	1824,6
Avfall/CHP (varme)	2357,7	2337,7	2320,3	2303,8	2287,5	2271,2	2254,2	2237,2
Totalt	20604,0	19193,8	18145,8	17189,3	16320,5	15537,2	14839,1	14210,4

VEDLEGG 7 – CO₂-UTSLIPP FRA FORSLAG 4 (AVFALLSF., VP OG ELKJEL) VED ØKENDE OG KONSTANT BOLIGMASSE

Økende boligmasse (tonn CO ₂ -ekvivalenter)								
Normalt scenario								
År	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14846,1	14666,8	14548,7	14461,8	14395,1	14318,1	14318,8	14353,8
Elkjel (varme)	1935,1	1976,6	2023,4	2085,5	2154,0	2233,7	2306,4	2476,9
Varmepumpe (varme)	1493,3	1501,2	1509,0	1519,4	1532,0	1546,1	1558,5	1539,5
Avfall/CHP (varme)	1991,7	2025,8	2052,0	2078,3	2105,8	2134,0	2157,1	2184,7
Totalt	20266,1	20170,4	20133,2	20145,1	20186,9	20231,9	20340,7	20555,0
Konservativt scenario								
År	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14846,1	14699,1	14598,9	14516,1	14451,6	14400,4	14326,5	14319,8
Elkjel (varme)	1935,1	1967,3	2004,0	2045,6	2095,4	2151,6	2199,2	2286,7
Varmepumpe (varme)	1493,3	1499,7	1505,1	1512,9	1521,8	1531,8	1540,7	1554,1
Avfall/CHP (varme)	1991,7	2019,8	2040,2	2061,3	2082,9	2104,8	2122,8	2150,3
Totalt	20266,1	20185,9	20148,2	20135,9	20151,7	20188,6	20189,2	20310,9
Ambisiøst scenario								
År	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14846,1	14664,1	14559,9	14494,7	14431,2	14469,1	14525,4	14582,8
Elkjel (varme)	1935,1	2006,3	2083,9	2179,2	2291,6	2429,0	2662,3	2745,3
Varmepumpe (varme)	1493,3	1505,7	1519,5	1536,6	1555,1	1539,0	1559,9	1673,0
Avfall/CHP (varme)	1991,7	2034,7	2068,8	2103,9	2140,6	2176,8	2188,5	2261,8
Totalt	20266,1	20210,8	20232,1	20314,4	20418,6	20613,8	20936,2	21262,9

Konstant boligmasse (tonn CO₂-ekvivalenter)								
Normalt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14846,1	14092,8	13513,2	12975,9	12477,1	12009,9	11578,9	11177,0
Elkjel (varme)	1935,1	1640,4	1440,2	1265,0	1105,4	962,4	839,9	737,6
Varmepumpe (varme)	1493,3	1430,9	1375,2	1090,0	1040,3	980,5	937,2	891,4
Avfall/CHP (varme)	1991,7	1985,8	1980,8	1975,3	1969,5	1964,7	1958,9	1953,5
Totalt	20266,1	19149,9	18309,3	17306,2	16592,4	15917,6	15314,9	14759,5
Konservativt scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14846,1	14238,9	13764,3	13318,4	12896,1	12499,4	12122,2	11768,1
Elkjel (varme)	1935,1	1694,7	1523,0	1379,9	1238,0	1110,3	994,2	895,4
Varmepumpe (varme)	1493,3	1443,8	1400,4	1200,0	1083,3	1043,0	996,0	956,6
Avfall/CHP (varme)	1991,7	1987,0	1983,1	1978,5	1974,4	1969,7	1965,9	1961,5
Totalt	20266,1	19364,5	18670,7	17876,8	17191,8	16622,5	16078,4	15581,6
Ambisiøst scenario								
	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nettstrøm	14846,1	13927,0	13234,8	12602,1	12021,7	11493,0	11010,2	10570,7
Elkjel (varme)	1935,1	1575,0	1344,2	1136,7	958,7	807,0	689,2	583,6
Varmepumpe (varme)	1493,3	1414,9	1115,5	1051,2	978,9	925,4	713,7	666,2
Avfall/CHP (varme)	1991,7	1984,3	1977,5	1970,5	1964,2	1957,2	1950,2	1942,7
Totalt	20266,1	18901,2	17672,0	16760,6	15923,4	15182,6	14363,3	13763,3

