

Sandra Annette Haagenen

# Bruk av fleksible ressurser i utformingen av nullutslippsbygninger

Masteroppgave  
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Juni 2019

**NTNU**  
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for elkraftteknikk





# Bruk av fleksible ressurser i utformingen av nullutslippsbygninger

Masteroppgave

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

**Sandra Annette Haagensen**

Energi og miljø

Innlevert: Juni 2019

Hovedveileder: Karen Byskov Lindberg

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Forord

Denne masteroppgaven er et avsluttende arbeid av studiet energi og miljø ved NTNU, ved institutt for elkraftteknikk.

Oppgaven er skrevet våren 2019, og er en fortsettelse av prosjektoppgaven som ble skrevet om det samme temaet høsten 2018.

Oppgaven er skrevet i samarbeid med SINTEF byggforsk. De har laget oppgaven og veilederen for denne oppgaven er ansatt ved både SINTEF og NTNU. Dette gjør at denne oppgaven er meget relevant for hvordan fremtidens bygninger kan utformes. Denne oppgaven passer for de som er interessert i kostnads- og energieffektive bygninger.

Jeg vil takke min veilederen Karen Byskov Lindberg for god veiledning gjennom hele prosjektet. Hun har kommet med ærlige tilbakemeldinger og lært meg mye relevant kunnskap som jeg har fått bruk for i arbeidet ved å skrive denne masteroppgaven. Jeg vil også takke mine medstudenter ved instituttet for oppmuntring i perioder med store arbeidsbelastninger.

Trondheim, juni 2019

Sandra Annette Haagensen

## Sammendrag

Bygninger står for omtrent 40 prosent av all energiforbruk og utslipp av klimagasser. Derfor er energireduksjon i byggesektoren avgjørende for å nå klimamålene. Reduksjon av energiforbruk og klimagassutslipp vil være de viktigste tiltaket for å bekjempe global oppvarming. Det er mer kostnadseffektivt og miljøvennlig å redusere energiforbruket og utslipp av klimagasser, sammenlignet med å utvide kapasiteten i energiforsyningssystemet. Fra år 2020 skal alle nybygg i EU være nesten-nullenergibygg. En nullenergibygning har kraftig redusert energiforbruk. Disse bygningen må produsere like mye energi fra fornybare energikilder som energiforbruket til bygningen. Dersom bygningen produserer mer energi enn den trenger, kan overskuddsenergien eksporteres til nettet. [1]

Fleksibilitet i kraftsystemet er viktig for å kunne håndtere kalde vinterdager, forbrukstopper og økende produksjon av uregulerbar kraft. Batterier og varmelager kan bidra til økt fleksibilitet gjennom lastflytting. Batterier og varmelager gir forbrukere muligheten til selv å bestemme når energien skal brukes og lagres avhengig av strømprisen. Årsaken til økt bruk av batterier er fordi det benyttes i elbiler og i bygg med solcelleanlegg. Fornybar energi fra vind og sol, er i sterk vekst. Dette er positivt i et klimaperspektiv, men det har også ført til utfordringer for kraftsystemet på grunn av store variasjoner i produksjon. Lagringsteknologier kan være en del av løsningen for å lagre denne fornybare energien og så benytte den ved et senere tidspunkt. Samtidig blir denne teknologien raskt forbedret gjennom økt levetid, økt virkningsgrad og kostnadsreduksjon. [2]

Hensikten med denne oppgaven er å undersøke hva som er mest kostnadsoptimalt, og dimensjoneringen av de tilgjengelige energikildene, i en energieffektiv bygning. Denne oppgaven har sett på et casestudie - en 10000 m<sup>2</sup> skole i Drammen. Ved utforming av en slik bygning er det mange aspekter som det må ta hensyn til. Ettersom dette er en kompleks prosess har det allerede blitt utviklet en optimeringsmodell som denne oppgaven tar utgangspunkt i. Dette er en lineær blandet heltalls programmeringsmodellering i FICO Xpress over en energieffektiv bygning. Til nå er det implementert flere energiteknologier i denne modellen. Denne modellen har blitt videreutviklet i denne oppgaven ved at et batteri har blitt implementert inn.

Deretter har følgende blitt undersøkt:

- **Nullutslippsbygning**

Denne delen har sett på forskjellen om bygningen har krav eller ikke-krav til null CO<sub>2</sub>-utslipp gjennom hele bygningens levetid.

- **Nullutslippsbygning med batteri**

Her har det blitt undersøket om det er økonomisk lønnsomt å ha et batteri installert i bygningen. Det har også blitt sett på hva som påvirker om batteriet blir ladet/utladet.

- **Hvordan to lagringsteknologier påvirker bygningen**

Her har det blitt utført ni ulike scenarioer for å undersøke hvordan størrelsen (installert kapasitet [kW]), for to lagringsteknologier, endres ved ulike oppvarmingsteknologier. Disse lagringsteknologiene er et batteri og et varmelager, og varmeteknologiene er varmepumpe, elektrisk kjele og fjernvarme.

- **Elektriske kjøretøy tilkoblet bygningen**

Her har det blitt undersøkt hvordan det påvirker bygningen å ha et elektrisk kjøretøy tilkoblet bygningen.

# Innhold

Forord . . . . .	i
Sammendrag . . . . .	ii
<b>Oversikt over figurer</b>	<b>2</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>5</b>
1.1 Motivasjon for oppgaven . . . . .	5
1.2 Beskrivelse av oppgaven . . . . .	8
1.3 Struktur på oppgaven . . . . .	10
<b>2 Teori</b>	<b>11</b>
2.1 Nullutslippsbygninger (ZEB) . . . . .	11
2.1.1 Definisjonen på ZEB . . . . .	11
2.1.2 Ulike ambisjonsnivå for ZEB . . . . .	13
2.1.3 Utformingsstrategi for ZEB . . . . .	15
2.2 Energifleksibilitet . . . . .	18
2.2.1 Behovet for fleksibilitet . . . . .	18
2.2.2 Eterspørselsfleksibilitet . . . . .	18
2.2.3 Ulike strategier for å utnytte fleksibilitet . . . . .	18
2.3 Batteri . . . . .	19
2.3.1 Fordelen med batteri . . . . .	19
2.3.2 Teknisk beskrivelse av batteri . . . . .	20
2.3.3 Batteri i ZEB . . . . .	21
2.4 Batteri og elbil . . . . .	22



2.4.1	Mobil batterilagring . . . . .	23
2.4.2	Litium-ion-batterier . . . . .	24
2.4.3	Kjøretøy-tilkoblet-strømnettet (V2G) . . . . .	26
2.5	Batteri og solceller . . . . .	28
2.5.1	Stasjonær batterilagring . . . . .	30
2.5.2	Blybatterier . . . . .	31
2.6	Økonomisk påvirkning . . . . .	33
2.6.1	Økonomisk teori . . . . .	33
2.6.2	Kraftmarkedet . . . . .	34
2.6.3	Norsk energiforsyning . . . . .	39
2.6.4	Utviklingen av kraftprisene . . . . .	42
<b>3</b>	<b>Metode</b>	<b>48</b>
3.1	Introduksjon til metode . . . . .	48
3.2	Om case studiet . . . . .	48
3.2.1	Om programmeringsmodellen . . . . .	49
3.2.2	Systemdesign . . . . .	49
3.2.3	ZEB-ambisjonsnivå . . . . .	50
3.3	Oversikt over modellen . . . . .	51
<b>4</b>	<b>Inngangsverdier</b>	<b>52</b>
4.1	Inngangsverdier for modellen . . . . .	52
4.1.1	Inngangsdata . . . . .	52
4.1.2	Kontrollparametere . . . . .	59
4.1.3	Serier med data . . . . .	60
<b>5</b>	<b>Modellen</b>	<b>66</b>
5.1	Optimeringsmodellen . . . . .	66
5.1.1	Set, indekser, parametere og variabler . . . . .	67
5.1.2	Målfunksjonen . . . . .	69
5.2	Restriksjonene . . . . .	71
5.2.1	Varmebalanse . . . . .	71

<i>INNHOLD</i>	1
5.2.2 Elektrisitetsbalanse . . . . .	71
5.2.3 Energilagring fra batteriet . . . . .	73
5.2.4 Restriksjoner for eksport / import av elektrisitet til nettet . . . . .	74
5.2.5 ZEB restriksjoner . . . . .	75
5.2.6 Teknologikapasitet restriksjoner . . . . .	76
<b>6 Resultat og diskusjon</b>	<b>77</b>
6.1 Nullutslippsbygning . . . . .	78
6.2 Nullutslippsbygning med batteri . . . . .	80
6.3 Hvordan to lagringsteknologier påvirker bygningen . . . . .	88
6.4 Påvirkningen av at elektriske kjøretøy er tilkoblet bygningen . . . . .	97
<b>7 Konklusjon og videre arbeid</b>	<b>100</b>
7.1 Konklusjon . . . . .	100
7.2 Videre arbeid . . . . .	102
<b>Referanseliste</b>	<b>104</b>
<b>8 Vedlegg</b>	<b>107</b>
8.1 Koden i Mosel Xpress . . . . .	107
8.1.1 main . . . . .	107
8.1.2 Lese fra filen i Excel . . . . .	118
8.1.3 Skrive til filen i Excel . . . . .	120

# Oversikt over figurer

1.1	Utvikling av CO <sub>2</sub> -innholdet i atmosfæren . . . . .	5
1.2	Gjennomsnittlig global temperaturendring [3] . . . . .	6
2.1	Utslippsbalansen av CO <sub>2</sub> for en nullutslippsbygning [1] . . . . .	12
2.2	Balansen mellom behovet- og forsyningen av energi. [1] . . . . .	12
2.3	Ulike ambisjonsnivå for nullutslippsbygg [1] . . . . .	14
2.4	Ulike strategier for energieffektivisering [4] . . . . .	19
2.5	Kapasiteten er påvirket av temperaturen på batteriet [5] . . . . .	20
2.6	Strømregningen og batterikapasitet [6] . . . . .	21
2.7	Sammenligning av energikostnader [6] . . . . .	22
2.8	Valley-filling [7] . . . . .	23
2.9	Spesifikk effekt og spesifikk energi for ulike batterityper [7] . . . . .	24
2.10	Oppladning av et batteri [8] . . . . .	25
2.11	Utladning av et batteri [8] . . . . .	25
2.12	Den typiske V2G infrastrukturen [9] . . . . .	27
2.13	En annen typisk V2G infrastruktur [10] . . . . .	27
2.14	Et forenklet nett-tilkoblet solcelle-system med nettmåling [11] . . . . .	28
2.15	Hovedkomponentene i et nett-tilkoblet PV-system [11] . . . . .	29
2.16	Balansen mellom kjøp og salg av elektrisitet til nettet [11] . . . . .	29
2.17	Energitettheten [Wh/kg] for de ulike batteriteknologiene [5] . . . . .	30
2.18	Et blybatteri i sin ladning- og utladningstilstand [5] . . . . .	31
2.19	Maksimal utladningsdybde og batteri temperatur [5] . . . . .	32
2.20	Kapitalgjenvinningsfaktor iforhold til rentesats og antall år [11] . . . . .	33

2.21 Kraftmarkedet [12] . . . . .	34
2.22 Oversikt over de ulike prisområdene [12] . . . . .	37
2.23 Norsk energiforsyning [13] . . . . .	39
2.24 Fordelingen av den norske kraftforsyningen [14] . . . . .	40
2.25 Utviklingen av kraftprisene [15] . . . . .	42
2.26 Utviklingen av kraftproduksjonen [15] . . . . .	43
2.27 Utviklingen av kraftpris og kostnader for vindkraft i Norge[15] . . . . .	44
2.28 Utviklingen av fornybar kraftproduksjon i Norden [15] . . . . .	45
2.29 Utviklingen av CO2-prisen [15] . . . . .	45
2.30 Kraftpris i forhold til variasjoner i vannkraft [15] . . . . .	46
2.31 Utviklingen av kapasiteten mellom Norden og resten av Europa[15] . . . . .	47
2.32 Kraftforbruket i Norden frem mot 2030 [15] . . . . .	47
3.1 Oversikt over alle de tilgjengelige teknologiene i bygningen . . . . .	49
3.2 Sammenkobling mellom bygningen og energinettet [1] . . . . .	50
3.3 Inngangsverdier, modellen og utgangsverdier . . . . .	51
4.1 Elektrisitetsbehovet for bygningen . . . . .	61
4.2 Varmebehovet for bygningen . . . . .	61
4.3 32 A, 10 Elbiler . . . . .	62
4.4 Omgivelsestemperaturen . . . . .	63
4.5 COP for varmepumpe . . . . .	63
4.6 Pris for kjøp av elektrisitet . . . . .	64
4.7 Pris for salg av elektrisitet . . . . .	64
4.8 Pris for kjøp av fjernvarme . . . . .	64
4.9 Energi produsert fra solen . . . . .	65
4.10 CO2-utslipp fra nettet . . . . .	65
5.1 Oversikt over optimeringsmodellen . . . . .	66
5.2 Set, indekser, parametere og variabler [16] . . . . .	67
5.3 Set, indekser, parametere og variabler [16] . . . . .	68
5.4 Elektrisitetflyten . . . . .	72

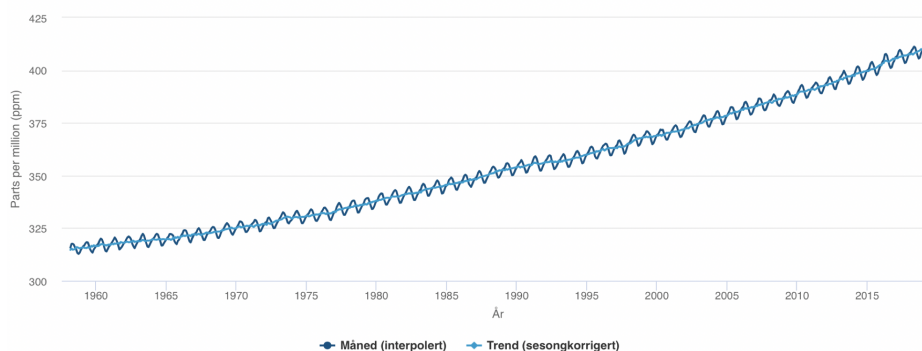
6.1	Forskjellen på med og uten krav om null CO2-utslipp . . . . .	79
6.2	Ladning/utladning av batteriet i forhold til elprisen . . . . .	81
6.3	Batteri innhold . . . . .	83
6.4	Elpris for år 2005, 2010, 2012 og 2013 . . . . .	84
6.5	Sammenligning av elprisene for ulike år . . . . .	85
6.6	Elektrisitetsbalanse vinter og sommer . . . . .	86
6.7	Elektrisitetsbalanse vinter og sommer . . . . .	87
6.8	Installert kapasitet [ <i>kw</i> ] . . . . .	88
6.9	Oversikt over alle grafene fra de ni scenarioene . . . . .	89
6.10	Installert kapasitet for varmelageret . . . . .	91
6.11	Installert kapasitet for batteri . . . . .	92
6.12	Installert kapasitet for varmelager og batteri . . . . .	93
6.13	Installert kapasitet og produsert energi . . . . .	94
6.14	Oversikt over de totale kostnadene . . . . .	95
6.15	Oversikt over investerings- og driftskostnadene . . . . .	95
6.16	Forskjell på med og uten elbil tilkoblet bygningen . . . . .	97
6.17	Forskjell på med- og uten elbil installert i bygningen . . . . .	99
6.18	Forskjell på med- og uten elbil installert i bygningen . . . . .	99
6.19	Forskjell på med- og uten elbil installert i bygningen . . . . .	99
7.1	Mot målet om 100% andel elbil i år 2025 [17] . . . . .	102

# Kapittel 1

## Introduksjon

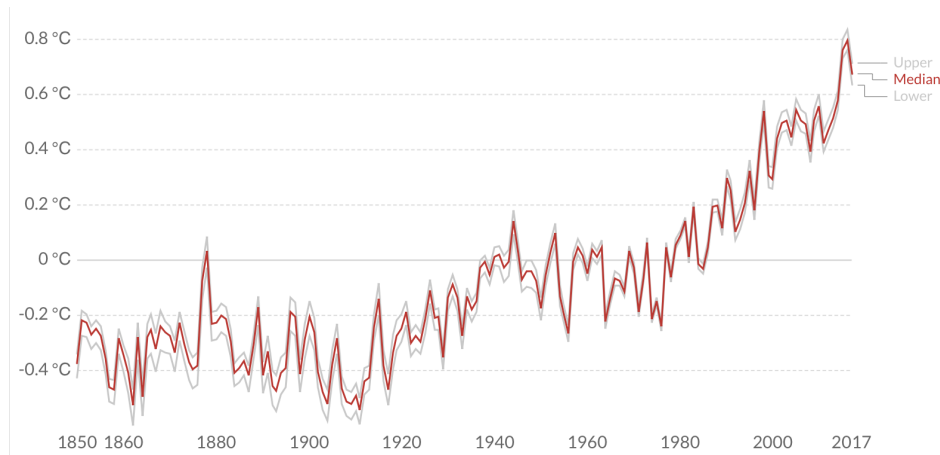
### 1.1 Motivasjon for oppgaven

For å bekjempe global oppvarming er det viktig å redusere energibruken og utslipp fra drivhusgasser kraftig. I følge rapporter fra både The Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) og International Energy Agency (IEA) må energieffektivisering stå for to tredjedeler av utslippsreduksjonen. Dersom vi skal unngå oppvarming på mer enn 2 grader, må CO<sub>2</sub>-konsentrasjonen stabiliseres på 450 ppm, ifølge FN's klimapanel [1].



Figur 1.1: Utvikling av CO<sub>2</sub>-innholdet i atmosfæren

Figur 1.1 gir en oversikt over utvikling av CO<sub>2</sub>-innholdet i atmosfæren. Det måles i deler per million (ppm). Konsentrasjonen av CO<sub>2</sub> i atmosfæren er nå den høyeste på millioner av år, 411 ppm ble den målt til nå i Mars 2019. En viktig forskjell, sammenlignet med tidligere, er at CO<sub>2</sub>-innholdet nå endres i en fart man aldri har set tidligere [18].



Figur 1.2: Gjennomsnittlig global temperaturendring [3]

Figur 1.2 viser at temperaturene i de siste ti årene har steget kraftig. Den røde linjen representerer gjennomsnittlig global temperaturendring, og den grå linjen representerer øvre og nedre 95% konfidensintervaller. [3].

I Norge og i den vestlige verden står bygninger for omtrent 40% av all energiforbruket og utslipp av drivhusgasser. For å nå klimamålene må det skje endringer i bygningssektoren. [1]

For å redusere utslippet fra bygningssektoren er hovedfokuset å se på allerede eksisterende bygninger og ikke bare nybygg. Dette er fordi 50 prosent av alle bygninger som består i 2050 er allerede bygget. Behovet for oppvarming i eksisterende bygninger er betydelig. Disse bygningene trenger derfor å renoveres, fordi det fører til reduisering av varmebehovet og øker energieffektiviteten. [1]

Alle nye bygninger i EU skal være nesten nullenergibygninger innen år 2020. Det betyr at det siktes mot en netto nullutslippsbalanse av drivhusgasser gjennom hele bygningens levetid. En nullenergibygning har kraftig redusert energiforbruk. Bygningen må produsere like mye energi fra fornybare energikilder som energiforbruket til bygningen. Dersom bygningen produserer mer energi enn den trenger, kan overskuddsenergien eksporteres til nettet. [1]

Innføringen av konseptet nullutslippsbygninger har endret bygninger fra å være passive mot-takere av energi, det vil si forbrukere, til å bli aktive aktører i det elektriske systemet, ved både å forbruke og produsere elektrisitet, det vil si prosumenter. Denne utviklingen har åpnet for nye og andre muligheter for bygninger. [16]

Energibehovet i bygninger varierer med brukeraktiviteten og utendørs klima der bygningen befinner seg. Samtidig er fornybare energikilder, som sol og vind, periodiske energikilder med store svingninger og i noen perioder uten energiforsyning. Mengden produksjon av energi er derfor vanskelig å forutsi. Det er viktig med fleksible systemer for å kunne møte energibehovet til en hver tid, og sikre effektiv energioperasjon ved alle tilstander. I mange tilfeller er energilagring nyttig for å sikre balanse mellom tilgjengelig energi og kommende energibehov. [1]



## 1.2 Beskrivelse av oppgaven

Forskningssenteret for nullutslippsområder i smarte byer har som mål å øke integrasjonen av fornybare energikilder ved å benytte synergier mellom byggemateriale, energi, IKT og mobilitetssystemer. Men hvordan skal dette bærekraftige nabolaget bli designet, bygget og drevet?

Emnet for denne masteroppgaven er å undersøke hvordan fleksibilitet kan påvirke investeringsbeslutningene til en null energibygning, ved å inkludere lokal produksjon, termisk lagring og et stasjonært batteri. Med andre ord, hvordan vil utformingen av bygningens energisystem påvirkes med ulike typer fleksibilitet tilgjengelig? og hva skjer når et elektrisk kjøretøy blir introdusert?

Denne oppgaven skal derfor besvare følgende:

- **Nullutslippsbygning**

Hva er forskjellen på om bygningen har krav eller ikke-krav til null utslipp av CO<sub>2</sub> gjennom bygningens levetid?

- **Nullutslippsbygning med batteri**

Et batteri skal bli implementert inn i modellen som en lagringsteknologi for bygningen.

Er det økonomisk lønnsomt å ha et batteri installert i bygningen?

Hva påvirker om batteriet blir ladet/utladet?

- **Hvordan to lagringsteknologier påvirker bygningen**

Hva er størrelsen på lagringsteknologier ved ulike oppvarmingsteknologier?

Dette skal undersøkes ved å utføre ni scenarioene i tabellen:

Ni scenarioer	
Lagringsteknologi	Varmeteknologi
Varmelagrер	Varmepumpe Elektrisk kjele Fjernvarme
Batteri	Varmepumpe Elektrisk kjele Fjernvarme
Varmelager og batteri	Varmepumpe Elektrisk kjele Fjernvarme

• **Elektriske kjøretøy tilkoblet bygningen**

Hvordan påvirker det bygningen når et elektrisk kjøretøy er tilkoblet?

For å finne svar på disse spørsmålene skal det blir brukt en allerede utviklet optimeringsmodell i FICO Xpress over en energieffektiv bygningen. Denne modellen blir videreutviklet i denne oppgaven ved å implementere inn en lagringsteknologi - et batteri.

## 1.3 Struktur på oppgaven

Opgaven er strukturert på følgende måte:

Kapittel 2: Beskriver relevant teori for å forstå modellen og temaet på oppgaven. Først del gir en beskrivelse av konseptet nullutslippsbygninger, deretter kommer en del om energifleksibilitet, så videre er en del om batterier. Tilslutt en del om økonomisk påvirkning.

Kapittel 3: Presenterer metoden for utviklingen av modellen. Første del presenteres casestudiet som har blitt gjort i denne oppgaven. Her blir det gitt en detaljert beskrivelse av hvordan type bygning som studeres, om hvilke programmeringsmodell som blir benyttet, bygningens systemdesign og ZEB-ambisjonsnivået. Tilslutt vises en oversikt over inngangsverdiene, modellen og utgangsverdiene.

Kapitel 4: Denne delen gir en oversikt over hvilke inngangsverdier som er brukt i modellen. Modellen tar inn store mengder inngangsverdier.

Kapitel 5: Her blir den matematiske beskrivelsen av modellen presentert. Først deklarerer av set, indekser, variabler og parametere, så presentering av målfunksjonen og tilslutt restriksjonene.

Kapitel 6: Denne delen presenterer resultatene som oppgaven skal svare på. Betydningen av disse resultatene vil også bli diskutert.

Kapitel 7: Konklusjon og videre arbeid. I konklusjonen er en oppsummering av hele oppgaven. I videre arbeid blir det gitt anbefalinger for fremtidige utvidelser av modellen.

Deretter kommer en oversikt over de referansene som har blitt benyttet, og et vedlegg med oversikt over koden i FICO Xpress.

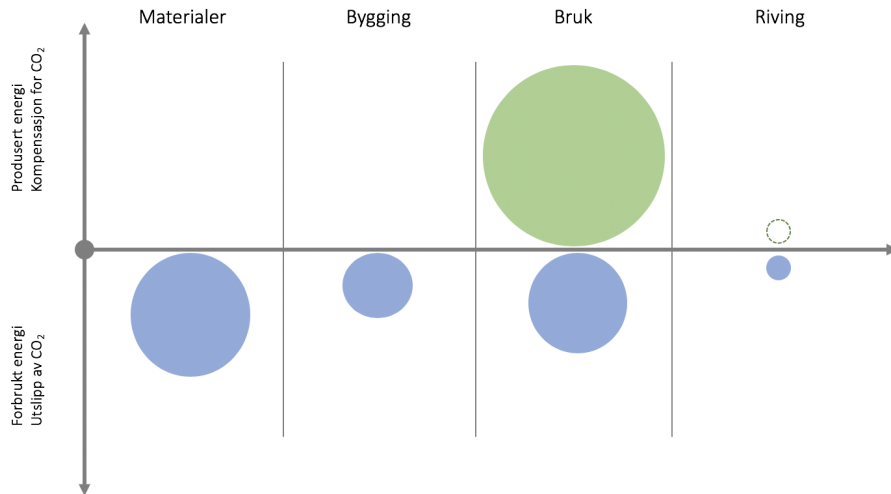
# Kapittel 2

## Teori

### 2.1 Nullutslippsbygninger (ZEB)

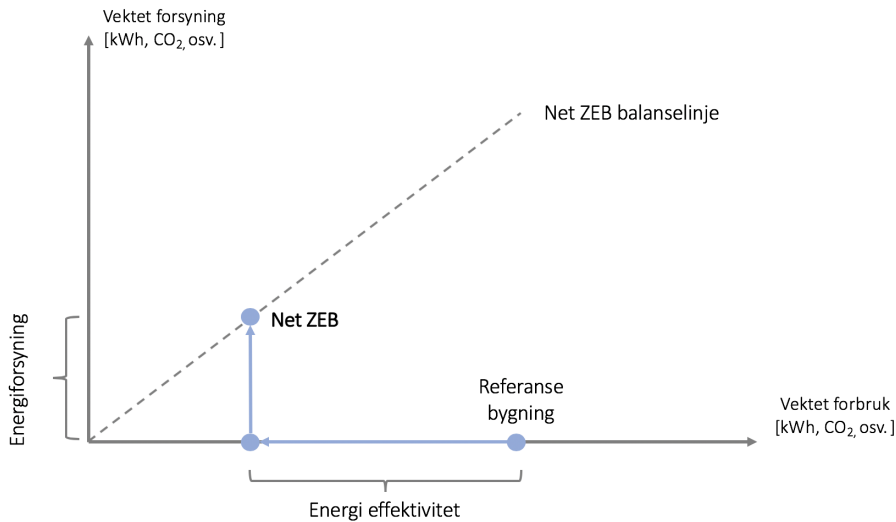
#### 2.1.1 Definisjonen på ZEB

En nullutslippsbygning (ZEB) skal produsere nok fornybar energi slik at den kan kompensere for det totale klimagassutslipp gjennom hele bygningens levetiden. En nullutslippsbygning skal også oppfylle andre kriterier. Dette er kriterier som omfatter innemiljø, komfort og energibehovet i driftsfasen. En del av strategien for å øke delingen av fornybare energi med nettet er å utnytte lokale fornybare energikilder som er tilgjengelige på bygningens område. Dersom det produseres mer energi enn bygningens energibehov kan overskuddsenergien eksporteres til nettet. Dette fører til reduksjon i ressursforbruket og drivhusgasser. Nettet kan bli sett på som et batteri med meget stor kapasitet. I perioder hvor bygningen ikke klarer å produsere nok energi iforhold til behovet, kan det importere energi fra det elektriske nettet. [1]



Figur 2.1: Utslippsbalansen av CO2 for en nullutslippsbygning [1]

Figur 2.1 viser hvordan utslippsbalansen av CO2 for en nullutslippsbygning kan se ut. Sirkelene illustrerer ulike elementer i balansen mellom produksjon- og forbruk av energi. Den produsert energi fra fornybare energikilder kompenserer for forbrukt energi.



Figur 2.2: Balansen mellom behovet- og forsyningen av energi. [1]

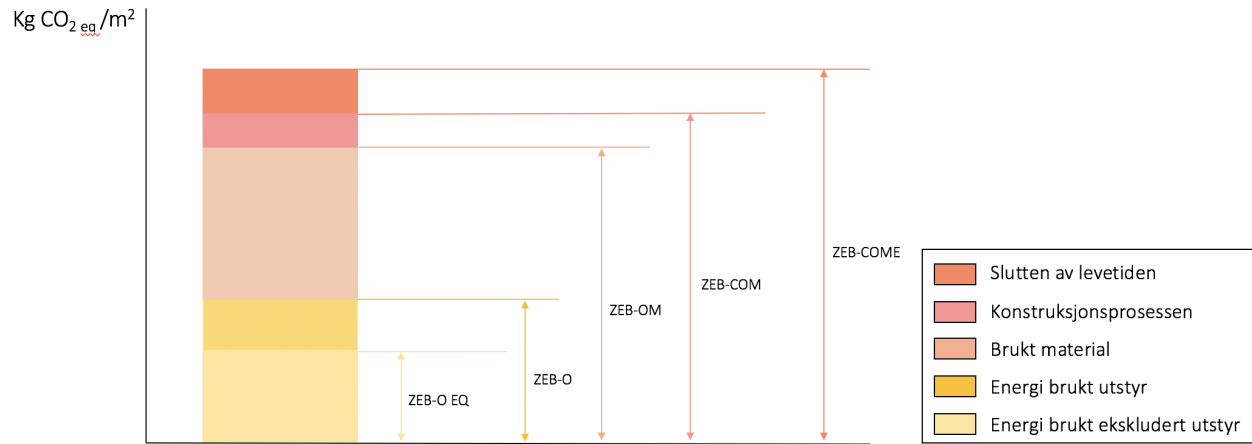
Figur 2.2 viser hvordan man kan oppnå balansen mellom behovet- og forsyningen av energi. På x-aksen er vektet energiforsyning og på y-aksen er vektet energiforbruk. Balansen oppnås når vektet energiforsyning matcher vektet energiforbruket over en tidsperiode (ofte et år). For

å finne balansen kan man enten kartlegge forholdet mellom levert og eksportert energi, eller mellom last og generering av energi. Referansebygning representerer ytelsen til en ny bygning som blir bygget i henhold til minimum krav av ytelse. For å oppnå net ZEB ut i fra dette referansepunktet, må man enten reduserer energiforbruket, eller produserer fornybar energi for så å eksporterer det til nettet. [1]

### 2.1.2 Ulike ambisjonsnivå for ZEB

ZEB forskningscenter har definert ulike ambisjonsnivåer for en nullutslippsbygning. Det er fem forskjellige hovedtyper med stigende ambisjonsnivå:

- **ZEB - O ÷ EQ:** Bygningens fornybare energiproduksjon kompenserer for klimagassutslippet fra drift av bygningen, men uten medregnet den energien som går til bruk av utstyr.
- **ZEB – O:** Bygningens fornybare energiproduksjon kompenserer for klimagassutslippet fra drift av bygningen.
- **ZEB – OM:** Bygningens fornybare energiproduksjon kompenserer for klimagassutslippet fra drift og produksjon av byggematerialer.
- **ZEB – COM:** Bygningens fornybare energiproduksjon kompenserer for klimagassutslippet fra bygging, drift og produksjon av byggematerialer.
- **ZEB – COME:** Bygningens fornybare energiproduksjon kompenserer for klimagassutslippene fra absolutt hele levetiden til bygningen. Dette gjelder byggematerialer, konstruksjon, drift og produksjon, samt riving og gjenvinning. [19]



Figur 2.3: Ulike ambisjonsnivå for nullutslippsbygg [1]

ZEB-O-EQ er det laveste nivået og ZEB-COME er det øverste nivået. Målet er å oppnå høyest ambisjonsnivå, men det er både tekniske og økonomiske utfordringer knyttet til det. [1]

### 2.1.3 Utformingsstrategi for ZEB

Det finnes utformingsstrategier som kan bli brukt for å lage en nullutslippsbygning. Disse strategiene bidrar til å redusere energibehovet og utslipp av drivhusgasser. Det er ni hovedpunkt som er viktig å vurdere for utformingsprosessen av en nullutslippsbygning:

1. Lokasjonen og form
2. Dagslys og sol
3. Materialvalg
4. Bygningsskallet - isolasjon og lufttetthet
5. Energieffektive lys og apparater
6. Effektiv oppvarming, ventilasjon og kjølesystem
7. Beregninger og kontroll
8. Fornybar termisk energi
9. Fornybar elektrisk energi

[1]

#### Lokasjonen og form

Dette er det mest effektive punktet siden det ikke inkluderer noen ekstra byggekostnader. Lokasjon av bygningen i forhold til tilgjengeligheten av sol, dagslys, vind og utslipp av CO<sub>2</sub> fra trafikken. Formen på bygningen har en stor påvirkning på det endelige energiforbruket og utslipp av CO<sub>2</sub>.

[1]

#### Dagslys og sol

Passiv utnyttelse av dagslys og sol kan bespare energi. Strategisk plassering er derfor viktig for å oppnå dette. Man ønsker å unngå overoppheting av bygningen gjennom dagen, samtidig som det ønskes å utnytte dagslyset for å gi lys til rommet. Det finnes også avanserte systemer som kan sammenkoble bygningen for å utnytte energien fra solen på best måte. [1]

#### Materialvalg

Ved å velge riktige materialer kan man minimalisere energiforbruket betraktelig, spesielt i driften



av bygningen. Avhengig av ZEB-ambisjonsnivået er det ulike krav til hva man burde ha som materiale. For å oppnå høyest mulig ZEB-ambisjonsnivå kan man: redusere mengden materiale, gjenbruke materialet, bruke fornybart materiale, benytte materialer med lite vedlikehold og bruke materiale som er i nærheten av det området bygningen befinner seg. [1]

### **Bygningsskallet - isolasjon og lufttetthet**

En selvfølge for en nullutslippsbygning er at det er godt isolert og lufttett. Energibruk for oppvarming er designet med samme krav eller lavere som standarder for en norsk passiv bygning. U-verdien på ytterveggene må ligge mellom 0.1 – 0.15 W / (m<sup>2</sup>K) og taket burde ha enda lavere U-verdi. Som isolasjon blir det ofte brukt mineralull og trefiber. For å minimere termiske broer er det viktig å ha god termisk isolasjon på utsatte områder av bygningen. Luftlekkasjenummeret n50 burde være lavere enn 0.6 luftforandring per time for bygningen. [1]

### **Energieffektive lys og apparater**

Å ha lys og apparater som krever lite energi gjennom driften er viktig i lavenergibygninger. For å oppnå dette kan man bruke LED lys i kombinasjon med mye dagslys og bevegelsessensorer. Det burde brukes apparater med høyest energimerket for de er mest energieffektive.[1]

### **Effektiv oppvarming, ventilasjon og kjølesystem**

Det er mulig å velge effektive systemer for oppvarming, ventilasjon og kjølesystem som krever lite energi ved drift i bygningen.[1]

### **Beregninger og kontroll**

For å visualisere energiforbruket er det nødvendig med avanserte målinger og kontrollsystemer. Dette kan gjøres ved kartlegging av energibruken for hver av delene i: oppvarming av rom og vann, ventilasjon, kjøling, lys og apparater. [1]

### **Fornybar termisk energi**

Ved å redusere energiforbruket og utslippet så mye som mulig, kan man benytte termisk energi som er fornybar for å dekke det resterende oppvarmings/nedkjøling behovet. De energisys-

temene for termisk energi som ofte blir benyttet i en nullutslippsbygning er:

- Varmepumpe
- Solvarmesystemer
- CHP systemer
- Overskuddsvarme fra industri
- Fjernvarme

[1]

### **Fornybar elektrisk energi**

Det gjenværende energiforbruket i bygningen må kompenseres for ved å benytte lokal produksjon av fornybare elektrisitet. Det er i utgangspunktet tre ulike teknologier som blir vurdert i et nullutslipps hus:

- Solcellepanel
- Vindkraft
- CHP systemer

Solcellepanel blir nesten alltid brukt i nullutslippsbygninger, åtte av ni ganger. Panelet som ofte blir brukt er krystallinsk silikonteknologi med virkningsgrad på 16 til 21 prosent. Solcellepanelet er tilkoblet nettet. Vind blir lite brukt på grunn av lav energiutbytte på grunn av utilstrekkelig vindhastighet på områdene. [1]

Elektrisitet til oppvarming:

Elektrisitet er den energiformen som har høyest mulig energikvalitet. Dette betyr at elektrisitet kan transformeres til alle former for energi. Så i en bygning er det mange deler som trenger energi, og dette kan bli levert av elektrisitet. Det er ikke fornuftig å bruke elektrisitet til alle tjenester. Energibehovet kan også bli dekket av andre energiformer som har lavere energikvalitet, som termisk energi. I Norge er elektrisitet den dominerende energibæreren i husholdninger og tjenesteindustrien, hvor rundt 80 prosent av energibehovet blir dekket med elektrisitet. Her er det et stort potensial for å bruke andre energiresurser for oppvarming. [1]

## 2.2 Energifleksibilitet

### 2.2.1 Behovet for fleksibilitet

Ettersom det er svingninger i etterspørsel og produksjon av energi er det behov for energifleksibilitet. Energibehovet i bygninger varierer spesielt med utendørs tilstand, som værforholdene. Den varierer også med brukerne og aktivitetsnivået inne i bygningen.

Samtidig som fornybare energikilder, som sol og vind, har store variasjoner og i noen perioder ingen produksjon. På grunn av dette er det utfordrende å forutse, og tilpasse seg brukerne. For å møte energibehovet til en hver tid og sikre effektiv drift, er det behov for et fleksibelt system hvor flere energiteknologier kan tilføre energi. Teknologier for energilagring kan være en del av løsningen for å oppnå balanse mellom tilgjengelig energi og det forventede behovet. Både termisk- og elektrisklagring kan benyttes, men også lagring ved å bruke nettet som er koblet til bygningen. [1]

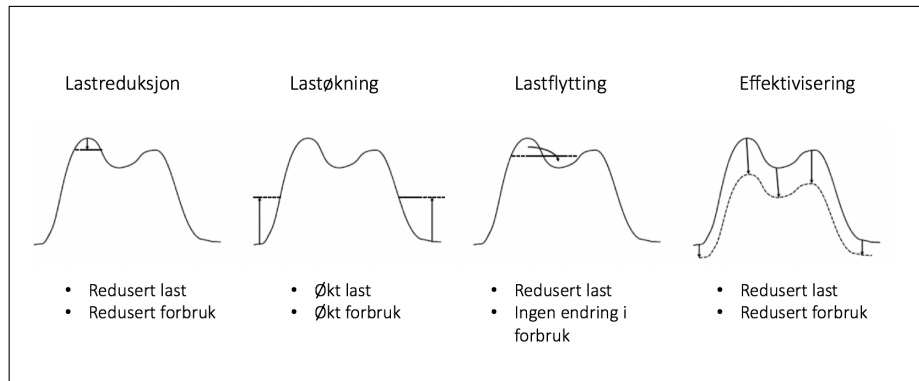
### 2.2.2 Etterspørselsfleksibilitet

Det er mulighet for å utnytte det eksisterende nettet bedre ved hjelp av energifleksibilitet. Utvikling av ny teknologi gjør at mindre sluttbrukere kan være med på å balansere kraftsystemet. Dette kan skje ved at etterspørselssiden kan få et mer aktivt forhold til sitt strømforbruk. På den måten kan en del av strømforbruket forflyttes til andre tidspunkt i løpet av døgnet, uten at det påvirker forbrukeren sin komfort. I fremtiden kommer flere apparater til å kunne innstilles automatisk i forhold til prissignaler og/eller lastforholdet i nettet. [20]

### 2.2.3 Ulike strategier for å utnytte fleksibilitet

For tiden er det store endringer i kraftsystemet og kraftmarkedet. Fleksibilitet er en viktig faktor for å få til integrering av fornybar energi i kraftmarkedet. Fleksibilitet trengs for å håndtere balansen i systemet ettersom man går over fra regulerbar til uregulerbar energiproduksjon.

Sluttbrukeraktiviteten kan utnyttes ved å flytte eller redusere forbruket. På enkelte områder vil mange sluttbrukere ha tilgjengelig energi som er lett å regulere, mens på andre områder er det mer kritisk å endre lasten. Figur 2.4 viser ulike måter for energieffektivisering:



Figur 2.4: Ulike strategier for energieffektivisering [4]

For å oppnå bedre energieffektivisering trengs det detaljert kunnskap om hver enkelt forbruker sitt forbruk. [4]

## 2.3 Batteri

### 2.3.1 Fordelen med batteri

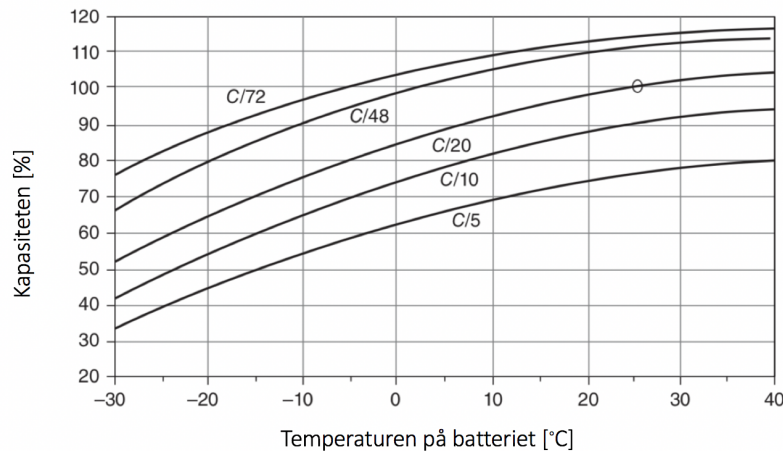
Ved å investere i batterier kan man lagre energien, og bruke den ved et senere tidspunkt. Lagringskapasiteten i batteriet må være stor nok for at det kan utgjøre en viktig energireserve. Det er spesielt innen to områder økt bruk av batterier forventes fremover: batterier tilknyttet solcelleanlegg og batterier i elbiler. [2]

Utviklingen av batteriteknologien har blitt meget forbedret. Mer effektive batterier vil kunne utgjøre en betydelig energireserve i fremtiden. Elektrisk lagring fører til redusert belastning på nettet og øker muligheten for å benytte flere energiløsninger som er uavhengige av kraftnettet. Et batteri kan også fungere som en reserveløsning dersom et strømbrudd skulle oppstå. I tillegg vil batterier kunne benytte seg av prisvariasjoner i kraftnettet ved å lagre strøm som er egenprodusert, for eksempel fra solceller. [20]

## 2.3.2 Teknisk beskrivelse av batteri

### Batterikapasitet

Lagring av energi i et batteri er gitt med enheten ampere-timer [Ah] ved en nominell spenning og en spesifikk utladningshastighet. Kapasiteten til batteriet er i stor grad knyttet til utladningshastigheten. Det betyr at økt utladningshastighet resulterer i høyere kapasitet.



Figur 2.5: Kapasiteten er påvirket av temperaturen på batteriet [5]

Figur 2.5 viser hvordan kapasiteten er påvirket av temperaturen på batteriet ved ulike utladningshastighet. For eksempel avhenger et bly-batteri av utladningshastigheten og temperaturen, sånn at kapasiteten er 100 % ved 25 grader og med en utladningshastighet på C/20. C betyr kapasitet. [5]

### Virkningsgraden på batteriet:

Oppladning av et batteri foregår med ved en konstant strøm  $I_{ch}$  over en tidsperiode  $T_{ch}$  hvor en spenning  $V_{ch}$  er påført batteriet. Input av energi på batteriet er:

$$E_{in} = I_{ch} \cdot V_{ch} \cdot T_{ch}$$

For utladning går strømmen  $I_{dch}$  i motsatt retning over en tidsperiode  $T_{dch}$  og ved en spenning  $V_{dch}$  påført batteriet. Da er levert energi:

$$E_{ut} = I_{dch} \cdot V_{dch} \cdot T_{dch}$$

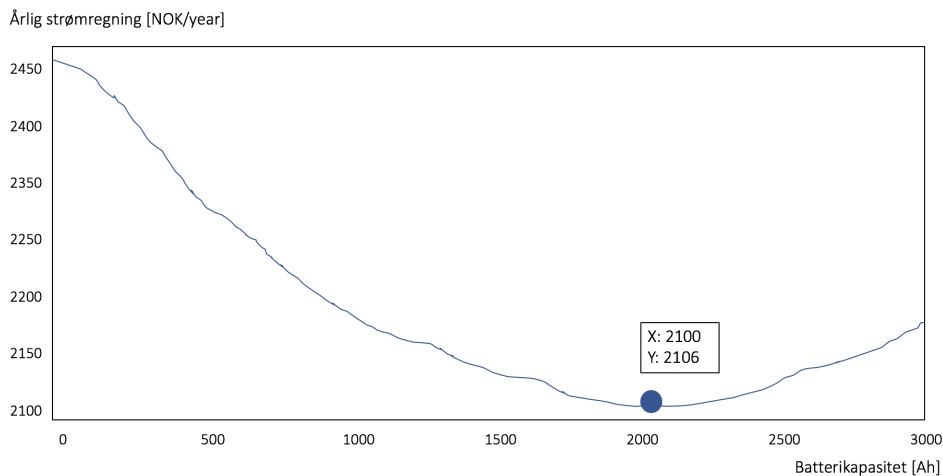
Energivirkningsgraden for batteriet er da:

$$\eta_{batteri} = \frac{E_{ut} = I_{dch} \cdot V_{dch} \cdot T_{dch}}{E_{in} = I_{ch} \cdot V_{ch} \cdot T_{ch}} \quad [5]$$

### 2.3.3 Batteri i ZEB

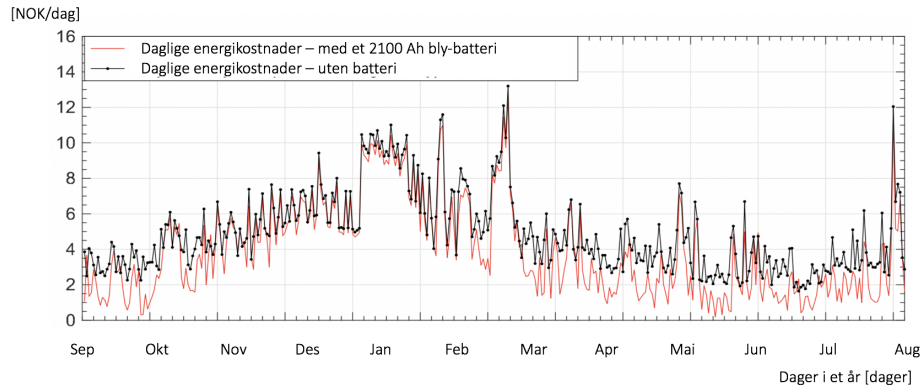
Det er viktig å estimere riktig størrelse og hvilke type batteri ut i fra produksjonen fra solcelleanlegget og lasteprofilen. Dette er fordi bygningsintegreerte solcelle-system sammen med riktig mengde energilagring kan føre til å redusere belastningstopper og årlige kostnader. [6]

Det har blitt gjort et casestudie for å finne optimal størrelse på batteri som skal passe inn i en nullutslippsbygning. [6] I Sør-Norge har det blitt utviklet en smartby som består av fem nullutslippsbygninger med solcelleanlegg. Resultatet viste at en installasjon av et lead-acid batteri med størrelsen 25.2 kWh (2100 ah) fører til en reduksjon i elektrisitetsregning med 17,6 % i forhold til å ikke installere batteriet. Analysen er gjort over et år på en standard nullutslippsbygningen. Figur 2.6 viser hvordan prisen på strømregningen varierer i forhold til ulike kapasiteter på batteriet:



Figur 2.6: Strømregningen og batterikapasitet [6]

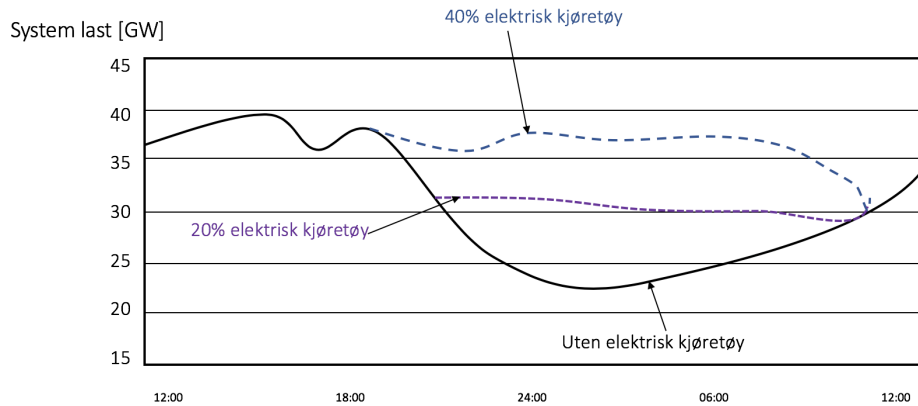
Figur 2.7 sammenligner energikostnadene ved å installere et batteri av denne størrelsen:



Figur 2.7: Sammenligning av energikostnader [6]

## 2.4 Batteri og elbil

For å oppnå utslippsreduksjon innen transportsektoren fremover er elektriske løsninger i biler en tilgjengelig teknologi med et stort potensial. Nasjonal transportplan 2018-2029 skal påvirke og tilrettelegge slik at Norge skal kutte i klimagass-utslippene fra transportsektoren. Sektoren står for om lag en tredjedel av klimagassutslippene i Norge, som totalt er 15,6 millioner tonn. Frem mot år 2030 er målet å redusere klimagassutslipp fra transportsektoren med om lag 2 millioner tonn. Overgang til lav- og nullutslippsteknologi påvirker i stor grad om dette målet kan nås. Regjeringen kan ikke bestemme at folk skal ta miljøvennlige valg, men de kan legge til rette for at klimavennlige teknologier er det mest økonomiske valget. Ved å bruke elektriske kjøretøy reduserer man avhengigheten av olje, som er enormt viktig for forbedring av luftkvaliteten, gir helsefordeler og reduserer klimautslippet fra fossile brensler. Det ideelle er om batteriene som brukes i de elektriske kjøretøyene kan bli oppladet i løpet av natten, når prisene og etterspørselen er lav. [21]



Figur 2.8: Valley-filling [7]

Figur 2.8 illustrerer «valley-filling». Den viser påvirkningen av å opplade det elektriske kjøretøyet i løpet av natten. Påvirkningen av elektriske kjøretøy festet til nettet fører til økt belastning av elektrisitet.

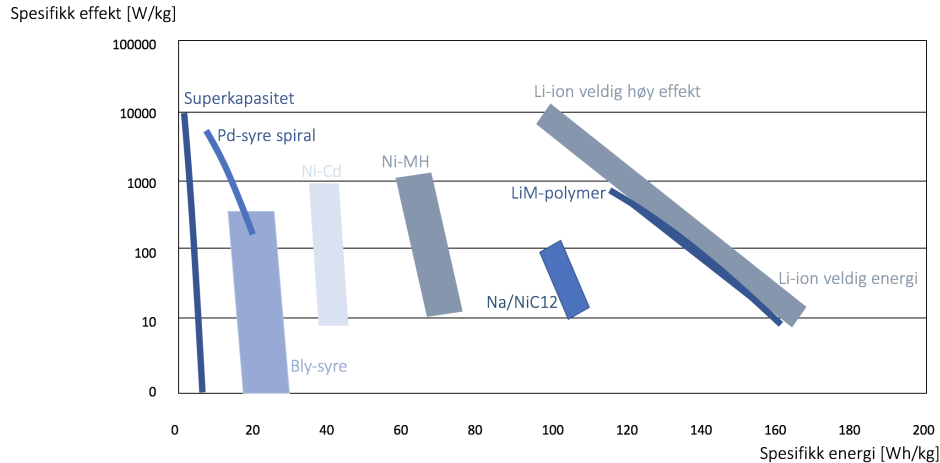
[7]

### 2.4.1 Mobil batterilagring

Det er flere viktige egenskaper med batterisystemer som inkluderer kostnader, vekt, volum, syklus, levetid, kWh for lagring og kW for effekt. Hvilke egenskaper som er viktig avhengig av bruksområdet til batteriet. For et elektrisk kjøretøy er vekt og volum viktige faktorer. Batteriet må være små og lette. Det mest lovende batteriet for kjøretøy er litiumioner. På grunn av utviklingen av slike batterier, som både er lettvektet og effektfulle, gjør det at elektriske biler har blitt mulig. [7]

Figur 2.9 viser ulike batterityper ut i fra to viktige enheter: spesifikk effekt (W/kg) og spesifikk energi (Wh/kg):





Figur 2.9: Spesifikk effekt og spesifikk energi for ulike batterityper [7]

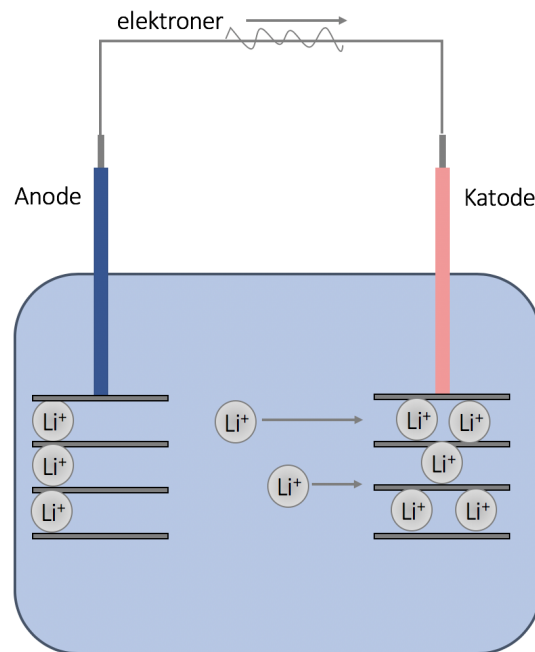
## 2.4.2 Litium-ion-batterier

Batterier lagrer og frigjør energi ved å forflytte elektroner. Elektronene flyter fra den ene elektroden til den andre elektroden. Den ene elektroden kalles en anode og den andre kalles en katode. Anoden er laget av karbon og katoden er laget fra en kjemisk forbindelse som kalles metalloksid. Mellom disse elektrodene er det plassert en elektrolytt. Elektrolytten er en saltløsning som inneholder litiumioner.[8]

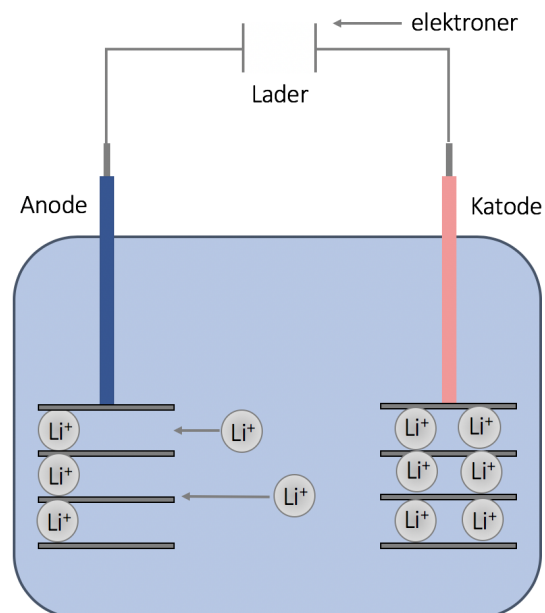
Om batteriet blir oppladet eller utladet avhenger av hvilken retning elektronene beveger seg. Dersom det produseres elektrisitet (oppladning) flyter elektronene fra anoden til katoden. Det er fordi de positivt ladede litiumioner tiltrekkes mot katoden. Når alle litiumioner har beveget seg dit, blir katoden mer positivt ladet enn anoden. Når batteriet er koblet til en lader, beveger litiumionene seg i motsatt retning. Når de beveger seg fra katoden til anoden gjenopprettes batteriet for å kunne brukes igjen.[8]

Grunnen til at litium-ion-batterier er så vanlige er fordi de kan produsere mer elektrisk kraft per vektenhet enn andre batterier. De kan altså lagre like mye strøm som andre batterier, men oppnå dette i en lettere og mindre pakke. En ulempe med litium-ion-batterier er at de tar mye lenger tid å lade enn andre batterier. [8]

Figur 2.10 og 2.11 illustrerer oppladning og utladning av et batteri:



Figur 2.10: Oppladning av et batteri [8]



Figur 2.11: Utladning av et batteri [8]

### 2.4.3 Kjøretøy-tilkoblet-strømnettet (V2G)

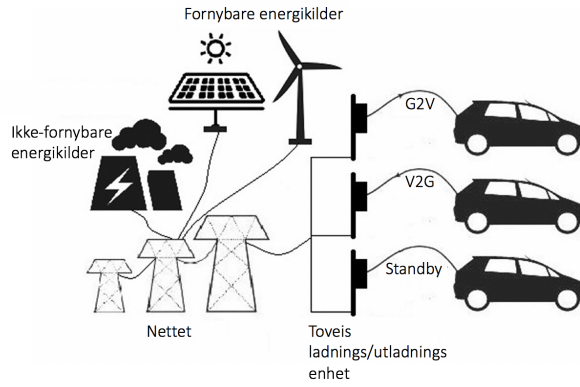
Elektrisk kjøretøy (EV) avgir null eksosgasser og lager minimalt med lyder. Sammenlignet med den konvensjonelle forbrenningsmotoren bruker EV elektrisk motor og batterier for fremdrift, noe som har høyere effektivitet og lavere driftskostnad. For å tilrettelegge for EV i fremtiden er utviklingen av litium-ion-batteri og hurtig ladingsteknologi viktig. Den nåværende EV-industrien møter imidlertid mange tekniske begrensninger, som for eksempel høy opprinnelig pris, begrensede ladestasjoner, begrenset kjøreintervall og lang batteriladningstid [9] [10].

Smartgrid-konseptet har endret kraftsystemet ved at det har blitt flere kommunikasjonsfunksjoner. Begrepet kjøretøy til strømnettet (V2G) er en av de teknologiene for smartnett som involverer EV for å forbedre kraftsystemet. V2G-konseptet gir energiutveksling mellom EV og strømnettet, som kan ha store fordeler for strømnettet [9] [10].

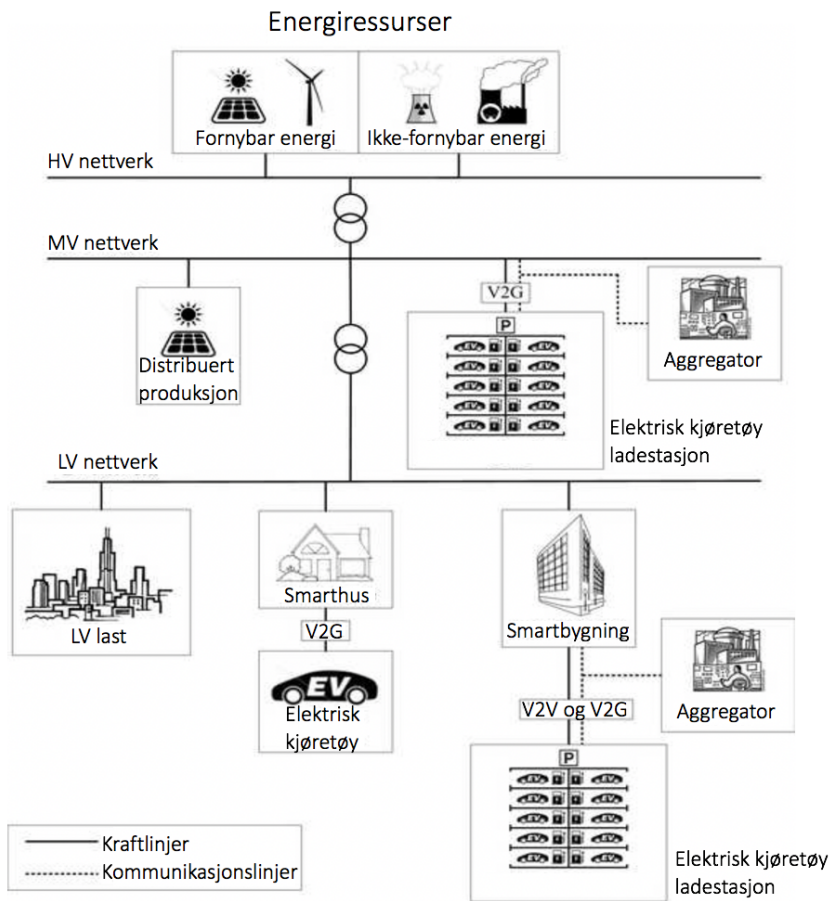
V2G kan deles inn i to kategorier: enveis og toveis. For enveis V2G foregår det kun i en retning at strømnettet leverer ladestrømmen på hvert kjøretøy. kjøretøy-batteriet er en elektrisk belastning, men kan også betraktes som energilagring. Derfor kan man ved toveis V2G utveksle energi mellom kjøretøyets batteri og strømnettet. Dette gir større fleksibilitet for strømforsyningen til å styre kjøretøy-batteriet for å forbedre påliteligheten og bærekraften til kraftsystemet. V2G-teknologien oppnås ved å bruke optimaliseringsteknikker. Disse optimaliseringsteknikkene kan oppnå forskjellige mål og tjenester, for eksempel topplastkutting, lastutjevning, spenningsregulering og maksimering av fortjeneste. [10].

Figur 2.12 viser den typisk V2G infrastrukturen. Nettet mottar strøm fra fornybar og ikke-fornybar energikilder. Parkerte elektriske kjøretøy er tilkoblet nettet i enten: kjøretøy-til-nettet (V2G), nettet-til-kjøretøyet (G2V) eller ventemodus. [9]

Figur 2.13 viser en annen typisk infrastruktur for tilkobling av det elektriske kjøretøyet. V2G referer til kontroll og styring av det elektrisk kjøretøy via kommunikasjon mellom kjøretøyet og strømnettet. Det er tre nye konsepter nett-tilkoblede elektriske kjøretøy: kjøretøy-til- hjemmet (V2H), kjøretøy-til-kjøretøy (V2V) og kjøretøy-til-nettet (V2G). [10]



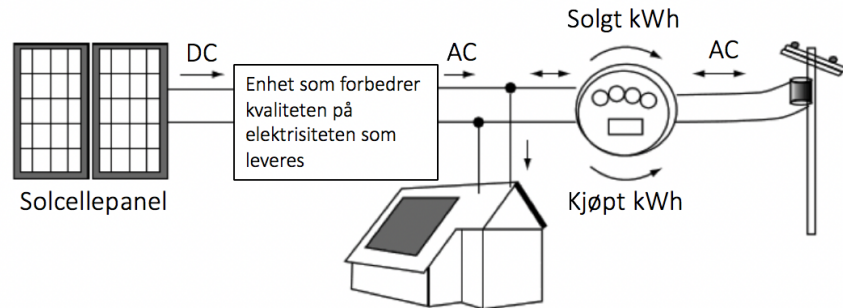
Figur 2.12: Den typiske V2G infrastrukturen [9]



Figur 2.13: En annen typisk V2G infrastruktur [10]

## 2.5 Batteri og solceller

Figur 2.14 viser hovedkomponentene i et nett-tilkoblet solcelle-system:

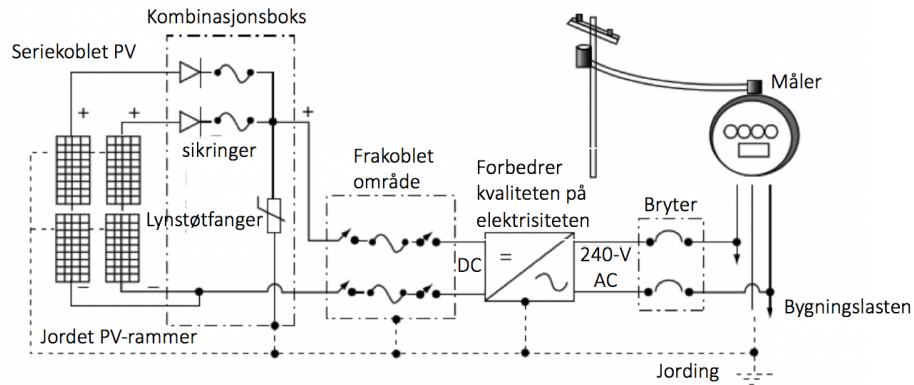


Figur 2.14: Et forenklet nett-tilkoblet solcelle-system med nettmåling [11]

Solcellepanelene leverer likestrøm til en enhet som forbedrer kvaliteten på elektrisiteten som leveres. Denne enheten inneholder et maksimal effektspor (MPPT) for å holde solcellepanelene på det mest effektive punktet på strøm-spennings-kurven. En omformer konvertere likestrøm (DC) til vekselstrøm (AC). Dersom solcellepanelet forsyner mindre elektrisitet enn den umiddelbare etterspørselen til bygningen, sørges det for at bygningen får ekstra elektrisitet fra nettet.

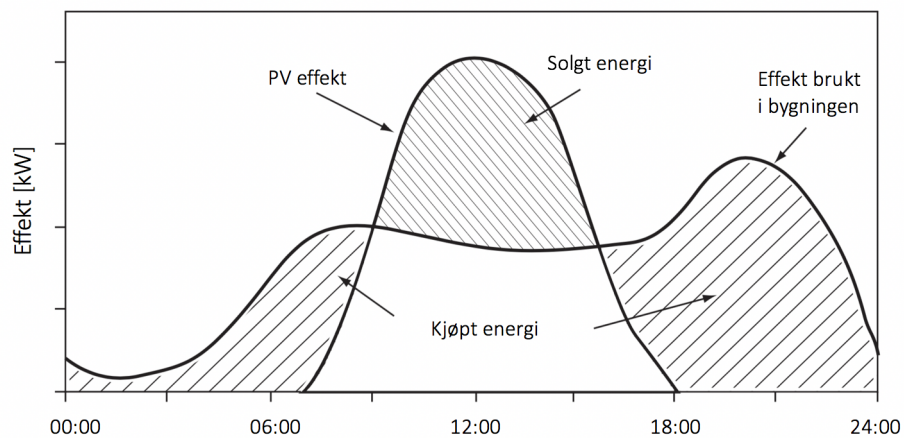
[11]

Figur 2.15 viser en mer detaljert beskrivelse av hovedkomponentene i et nett-tilkoblet solcellesystem:



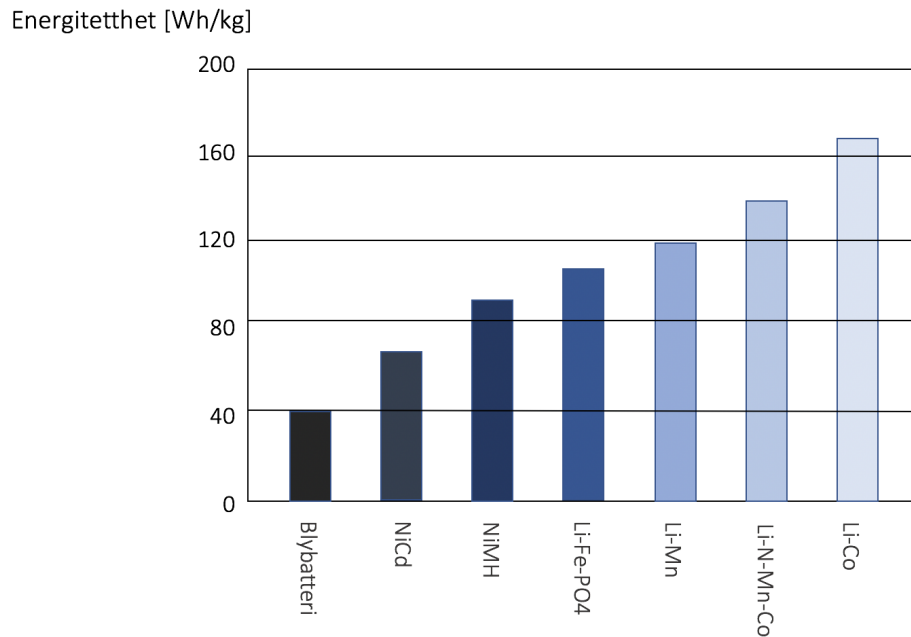
Figur 2.15: Hovedkomponentene i et nett-tilkoblet PV-system [11]

Figur 2.16 illustrer balansen mellom kjøp og salg av elektrisitet til nettet i forhold til produsert energi ved solcellepanelet. Dersom det er mye tilgang på sol på dagtid, kan solcellepanelet produsere mer energi enn behovet i bygningen og selge overskuddsenergien til nettet. På kvelden har bygningen behov for å kjøpe energi fra nettet.[11]



Figur 2.16: Balansen mellom kjøp og salg av elektrisitet til nettet [11]

### 2.5.1 Stasjonær batterilagring



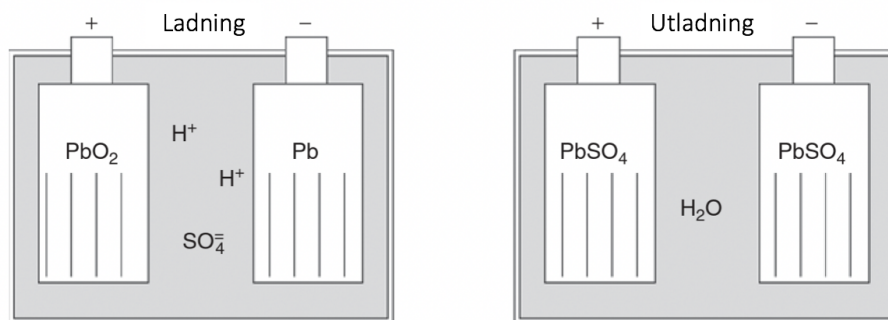
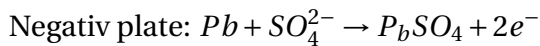
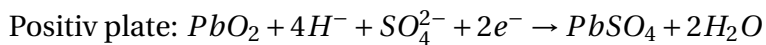
Figur 2.17: Energitettheten [Wh/kg] for de ulike batteriteknologiene [5]

Figur 2.17 viser energitettheten [Wh/kg] for de ulike batteriteknologiene. Fra lav til høy energitetthet. Høy energitetthet er det man ofte ønsker for mobile batterisystemer, som er i elektriske kjøretøy. Dette er fordi de inneholder mye energi og veier lite. For stasjonære systemer, som solcelle-systemer, er det ikke like nødvendig med lav energitetthet, så derfor blir blybatterier ofte brukt. Blybatterier er større og tyngre enn de andre batteriteknologiene, men de er fortsatt det billigste alternativet. Ettersom litiumbatterier stadig forbedres vil de trolig også bli brukt i solcelle-systemer i nær fremtid. [5]

## 2.5.2 Blybatterier

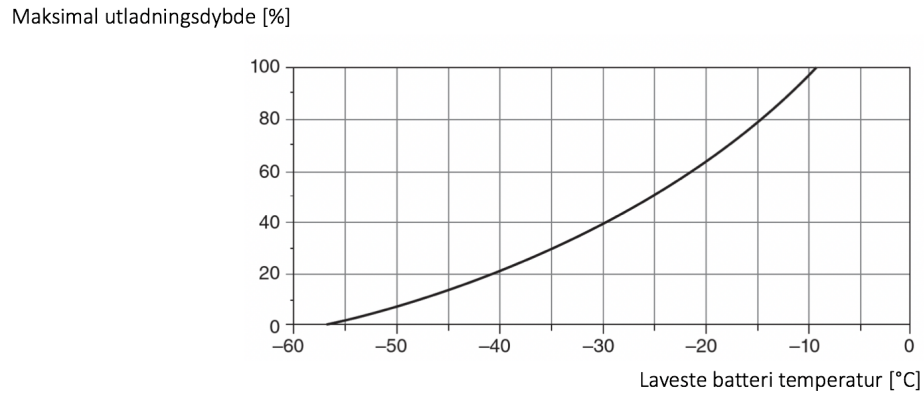
Denne typen batteri har vært på markedet lenge og ble oppdaget i 1860. Hovedbruksområdet til denne type batteri er å starte bilmotoren. Det er fordi en bilmotor trenger svært høy strømstyrke (400-600 A) over en veldig kort periode. Når motoren har startet, lader generatoren batteriet raskt, noe som betyr at batteriet nesten alltid er i nærheten av full ladning. Denne type batteri er upassende for de fleste solcelle-systemer, fordi da trengs det en langsom og dyp utladningen.

Et blybatteri består av en positiv elektrode laget av blydioksyd ( $\text{PbO}_2$ ) og en negativ elektrode laget av en svært porøs, metallisk bly (Pb) struktur. Disse elektrodene er helt nedsenket i en svovelsyre syreelektrolytt. De kjemiske reaksjonene som oppstår ved utladningern av blybatteriet er som følger:



Figur 2.18: Et blybatteri i sin ladning- og utladningstilstand [5]





Figur 2.19: Maksimal utladningsdybde og batteri temperatur [5]

Batterifrysing kan begrense tillatt utladningsdybde for et blybatteri. Utladningsdybde er en metode for å indikere batteriets ladetilstand. Lav temperatur påvirker i stor grad batteriets ytelse, det redusert kapasiteten og utgangsspenningen, det gir også økt sårbarheten for frysing ved utladning. Noen batterityper blir mer temperaturpåvirket enn andre, og blybatteri er en av de. Derfor må denne batteritypen være godt beskyttet i kaldt klima.

Blybatteriet er mer sårbart for frysing i utladet tilstand, dette er fordi antifrysings-virkningen av svovelsyren blir redusert når det er mindre av det tilstede. Et fullt utladet blybatteri vil fryse ved -8 grader, mens et fulladet blybatteri vil ikke fryser før elektrolytten faller under -57 grader. Det er derfor viktig å holde denne type batteri så fulladet som mulig. [5]

## 2.6 Økonomisk påvirkning

### 2.6.1 Økonomisk teori

For å estimere og sammenligne kostnadene for produsert energi fra de ulike energikildene er det viktig å bruke samme enhet: Årlig betaling delt på årlig kWh levert [\$/kWh]

P: Pengebeløpet

n: Antall år

r: Rentesats

Årlig betaling A [\$/år]:

$$A = P \cdot \text{CRF}(r,n)$$

Hvor CRF(r,n) er kapitalgjenvinningsfaktor (capital recovery factor):

$$\text{CRF}(r,n) = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

CRF avhenger av rentesats og antall år. Høyere rentesats fører til at CRF øker, mens flere år fører til at CRF minker, som man kan se i denne tabellen: [11]

Term	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
5	0.2122	0.2184	0.2246	0.2310	0.2374	0.2439	0.2505	0.2571	0.2638
10	0.1113	0.1172	0.1233	0.1295	0.1359	0.1424	0.1490	0.1558	0.1627
15	0.0778	0.0838	0.0899	0.0963	0.1030	0.1098	0.1168	0.1241	0.1315
20	0.0612	0.0672	0.0736	0.0802	0.0872	0.0944	0.1019	0.1095	0.1175
25	0.0512	0.0574	0.0640	0.0710	0.0782	0.0858	0.0937	0.1018	0.1102
30	0.0446	0.0510	0.0578	0.0651	0.0726	0.0806	0.0888	0.0973	0.1061

Figur 2.20: Kapitalgjenvinningsfaktor iforhold til rentesats og antall år [11]

Nåverdien tar hensyn til tidsverdien av penger, fordi verdien av penger endrer seg med årene. P Pengebeløpet [\$] er ikke det samme som pengebeløpet om et år, for det beløpet vil bli  $P(1+r)$ .

Det fremtidig beløpet F, N år fra nå, vil ha verdien  $F = P(1+r)^n$ .

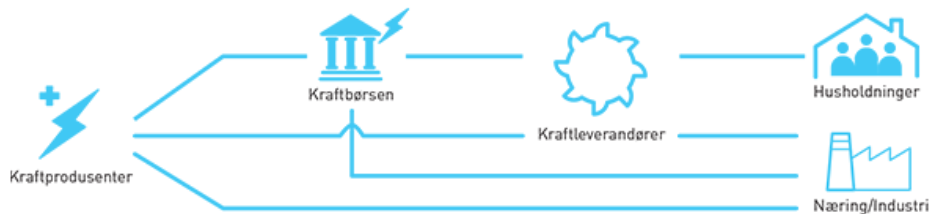
Nåverdien av det fremtidige beløpet blir da:  $P = \frac{F}{(1+r)^n}$ . [11]

## 2.6.2 Kraftmarkedet

### Fordelen med å ha et integrert kraftmarked mellom landene

Ved å ha et felles kraftmarked fører det til en mer effektiv og økonomisk utnyttelse av kraftressursene. Kraftutveksling mellom landene gir økt utnyttelse av naturressurser, og forbedring av produksjonssystemer og forbruksmønstre. Det fører også til lavere kostnader, enn om hvert land skulle ha sørget for sin egen energiforsyning. Utvekslingen av kraft forgår på en slik måte at energien flyter i retningen som gir størst verdig. [12].

### Organiseringen av kraftmarkedet



Figur 2.21: Kraftmarkedet [12]

Figur 2.21 viser en illustrasjon av kraftmarkedet. Sluttbrukerne betaler for sitt energiforbruk som kraftprodusenten leverer. Nettselskapene holder regnskap for hvor mye energi den enkelte produsent leverer og hvor mye den enkelte sluttbruker forbruker. [12]

Kraftmarkedet kan inndeles i to ulike markeder: engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. [12]

Sluttbrukermarkedet:

Den enkelte sluttbruker inngår avtale om kjøp av kraft fra en fritt valgt kraftleverandør. I Norge består dette markedet av omtrent en tredel husholdningskunder, en tredel industri og en tredel mellomstore sluttbrukere. [12]

Engrosmarkedet:

I dette markedet kjøpes/selges store kraftvolum. Aktørene i dette markedet er meglere, kraftprodusenter, kraftleverandører og industrikunder. Markedet fungerer ved at aktørene legger inn bud og hvor priser fastsettes enten ved day-aheadmarkedet, kontinuerlig intradagmarked eller balansemarkeder. Day-ahead- og intradaghandel foregår på kraftbørsen Nord Pool. Balansemarkedene drives av Statnett som har systemansvaret. [12]

Aktørene kan også inngå bilaterale kontrakter om kjøp og salg av kraft til avtalt pris, volum og tidsperiode for levering. [12]

Day-ahead markedet:

Dette er hovedmarkedet for krafthandel i Norden. Her handles den største delen av volumene på kraftbørsen Nord Pool. Det foregår en implisitt aksjon ved at aktørene byr på energi og overføringskapasitet samtidig. Et slikt marked sikrer balansen mellom tilbud og etterspørsel. Det kan selvfølgelig oppstå hendelser etter auksjonen som gjør at aktørens faktiske produksjon / forbruk blir annerledes enn forventet, for eksempel dersom vær-prognosene endres. [12]

Intradaymarkedet:

I dette markedet foregår handelen kontinuerlig i tidsrommet mellom klareringen i day-aheadmarkedet og frem til én time før driftstimen. På den måten får aktørene mulighet til å handle seg i balanse. [12]

Balansemarkedet:

Både day-ahead- og intradagmarkedet ønsker å oppnå balanse mellom produksjon og forbruk. Det kan oppstå hendelser som kan forstyrre balansen i driftstimen. Statnett har ansvar for å sikre balansen ved å benytte balansemarkedene for å regulere forbruk/produksjon opp eller ned. [12]

### **Prisdannelse**

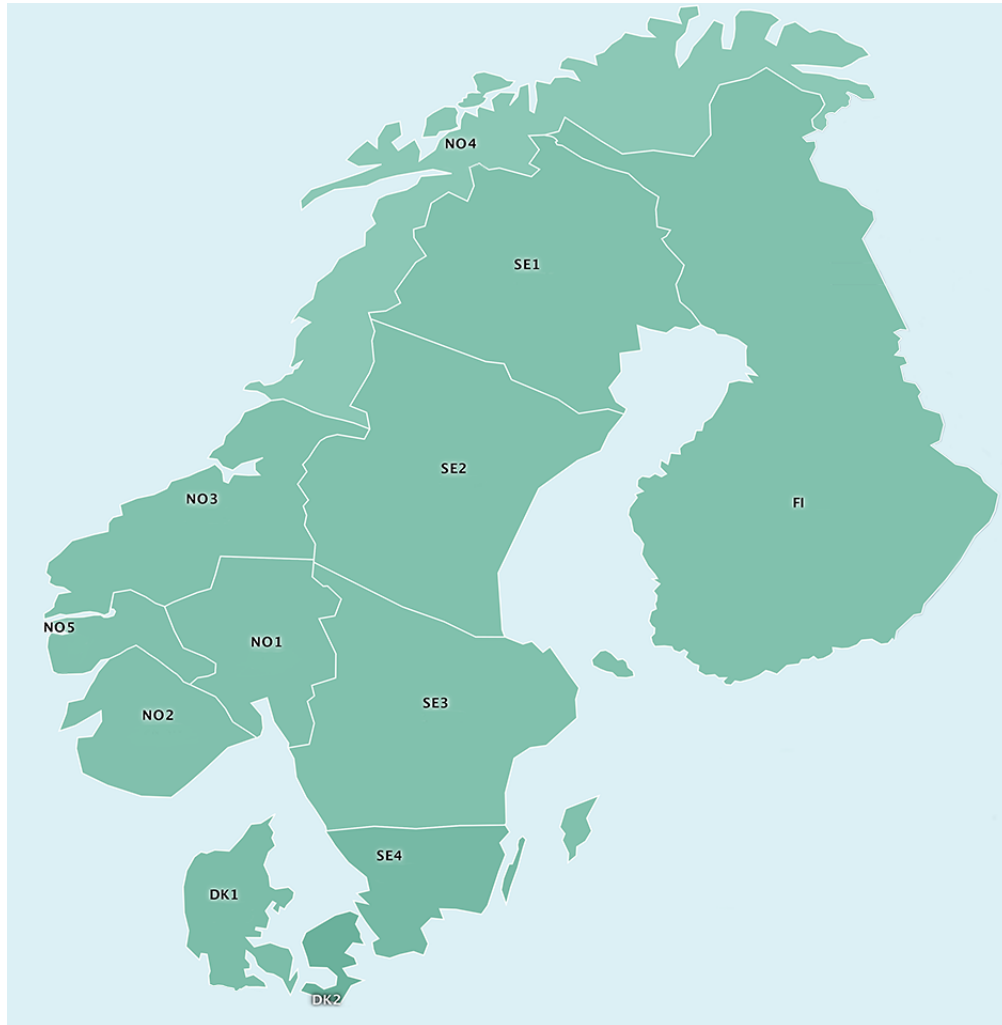
Kraftbehovet må dekkes, samtidig som det ønskes så lavest mulig kostnader for samfunnet som er mulig. Derfor blir det prisen satt ut ifra markedet. [12]

Systempris:

Systemprisen for kraft for det kommende døgnet blir beregnet daglig ut i fra kraftbørsen Nord Pool. Denne systemprisen skal være en referansepris for prissetting, og den er den lik for hele det nordiske markedet. [12]

Områdepris:

I de ulike markedsområdene er det ulik pris. Det norske kraftsystemet har relativ flat prisstruktur fordi det er stor tilgang på vannkraft. Flat prisstruktur betyr at det er lave kostnader for å regulere produksjonen opp og ned. I motsetning til for eksempel termiske kraftsystemer som er kostbart å regulere produksjonen. På grunn av dette kan Norge eksportere kraft til utlandet om dagen, og importere om nattet. Elektrisitetsprisen er økt på dagen fordi da er det økt forbruk. [12]



Figur 2.22: Oversikt over de ulike prisområdene [12]

Områdeprisene bidrar til balanse mellom kjøps- og salgsbud fra aktørene innenfor de ulike budområdene i Norden. Norge er delt inn i fem områder, Sverige er delt inn i fire områder, Danmark i to områder, mens Finland består av ett. [12]

På grunn av forskjellige kraftsituasjoner i de ulike områdene oppstår det ulike priser. Disse prisene varierer hver time, ved ulike sesonger og år. De områdene som har overskudd av kraft har mulighet til å eksportere kraften til de områdene som har underskudd. Det er viktig å ta hensyn til at flaskehals kan oppstå mellom områder som ikke har tilstrekkelig overføringskapasitet. [12]

Sluttbrukermarked og strømpris:

Sluttbrukere er de som kjøper kraft til eget forbruk, og de kan selv velge hvilke selskap de vil kjøpe av. Det er flere ulike kraftleverandører selv om strøm er et homogent produkt. For å skille de ulike kraftleverandører fra hverandre er det ulike kraftkontrakter: Fastpriskontrakter, kontrakter med standard variabel pris og kontrakter basert på markedspris med påslag (spotprisavtale). [12]

En fastpriskontrakt er en langtidskontrakt med en fastpris over en periode, (for eksempel over et år). Leverandøren er forpliktet til å levere strøm til sluttforbrukeren uavhengig av hva kraftprisen er. [12]

Kontrakter med standard variabel pris er også en form for finansiell kontrakt, men med ganske kort prissikringsperiode. Kraftpris varierer med utviklingen i kraftmarkedet. [12]

Kontrakter basert på markedspris med påslag er en avtale om at prisen skal være basert på markedsprisen som fastsettes på Nord Pool. Kundene må i tillegg betale et påslag. [12]

Den totale strømregningen for en sluttbruker består av flere deler: [12]

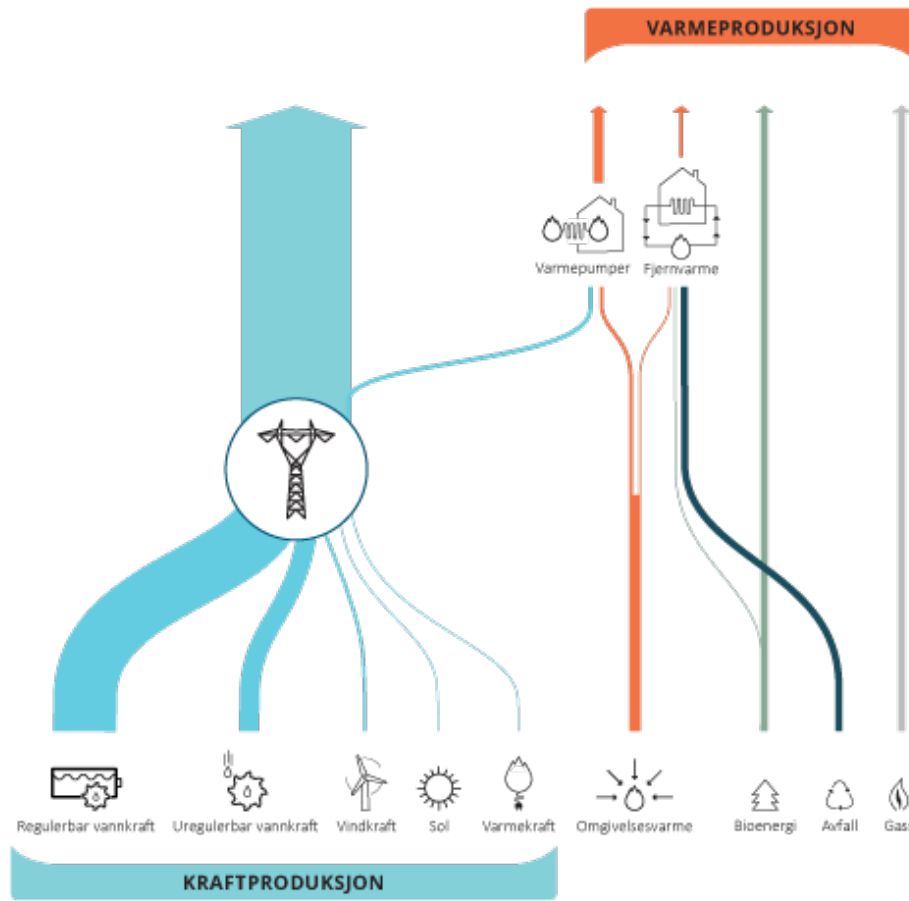
Kraftprisen: for selve råvaren elektrisk kraft.

Nettleie: tilknytning til og bruk av strømmettet,

Elavgift: forbruksavgift på elektrisk kraft. [12]

### 2.6.3 Norsk energiforsyning

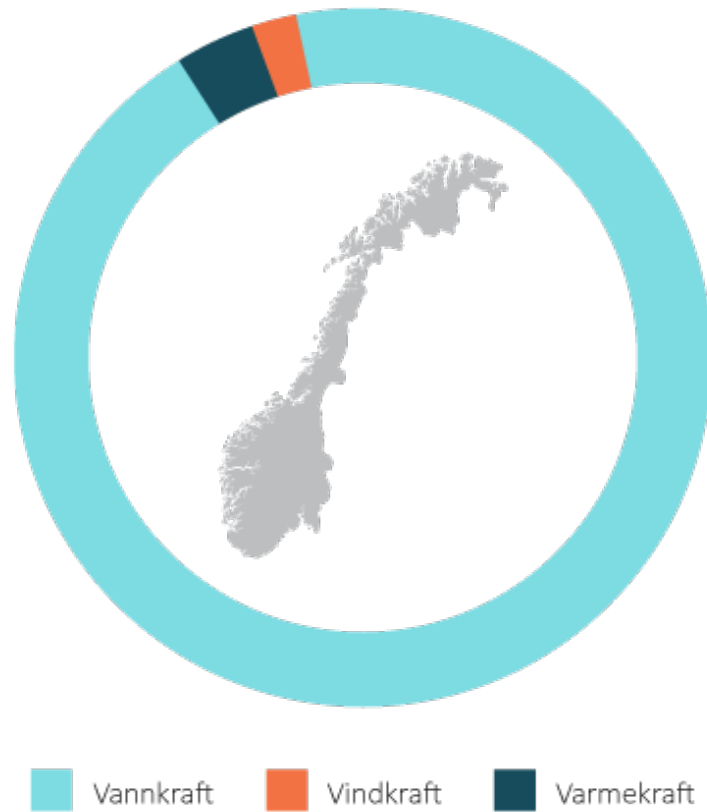
Energiforsyningen i Norge har som oppgave å levere energi til sluttbrukeren. Den består derfor av alle de delene som produserer, omsetter og frakter energi. [13]



Figur 2.23: Norsk energiforsyning [13]

Figur 2.23 illustrerer norsk energiforsyning. Den er delt inn i to deler: kraftproduksjon og varmeproduksjon. Den største delene er kraftproduksjonen på grunn av vannkraft. Vindkraft, sol og varmekraft er en lite andel i forhold til vannkraft. For varmeproduksjonen er det mer jevnt fordelt mellom omgivelsesvarme, bioenergi, avfall og gass. Varmen fra kraftproduksjonen blir også benyttet [13]. Figur 2.24 viser at den norske kraftforsyningen består av vannkraft, vindkraft og varmekraft. [14].





Figur 2.24: Fordelingen av den norske kraftforsyningen [14]

- Vannkraft:

Vannkraft står for mesteparten av kraftforsyningen i Norge. På grunn av dette er ressursgrunnlaget avhengig av årlig nedbørsmengde. Dette er ulikt fra de andre kraftsystemene i Europa, hvor termisk kraftproduksjon er det som dominerer. I dag står 1609 vannkraftverk for 94,3 prosent av den norske produksjonskapasiteten, dette tilsvarende 31 837 MW. [14]

- Vindkraft:

Værforholdene påvirker i stor grad produksjonen fra vindkraft. Vindkraft står for 3,5 prosent av totalen, som vil si at det var 33 vindkraftverk i Norge med en installert kapasitet på 1 188 MW. [14]

- Varmekraft:

Varmekraftstasjonene i Norge utgjorde 2,2 prosent av den samlede produksjonskapasiteten. I Norge er det 32 varmekraftstasjonene, som gir en installert kapasitet på rundt 1 108 MW og en-

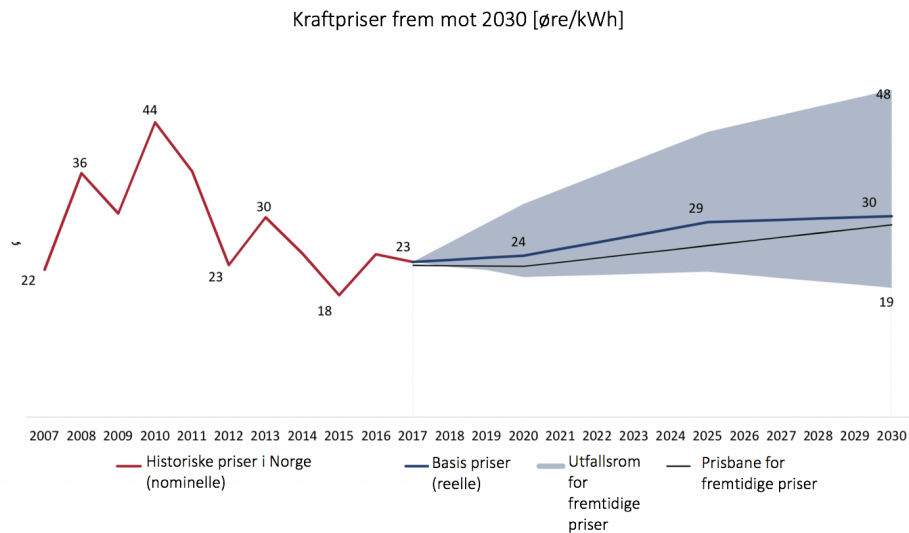
ergiproduksjonen ligger på 3,4 TWh. Plasseringen av disse kraftverkene er ofte i nærheten av store industribedrifter. På grunn av dette varierer produksjonen i stor grad etter kraftbehovet i industrien. [14]

Hovedegenskaper ved den norske kraftforsyningen er at det er fornybart, fleksibelt, markedsbasert, integrert og sikkert.

En viktig egenskap ved den norske vannkraften er muligheten til å lagre energi. Halvparten av Europas magasinkapasitet er i Norge, hvor over 75 prosent av disse er regulerbare. Det fører til høy fleksibilitet og gjør at produksjonen kan raskt justeres opp og ned etter behov, og etter best pris. Det må til en hver tid være balanse i kraftsystemet mellom forbruk og produksjon. Vindkraft og solkraft er uregulerbar kraftproduksjon, noe som gjør at det er viktig med tilgjengelig fleksibilitet i det resterende kraftsystemet. [14]

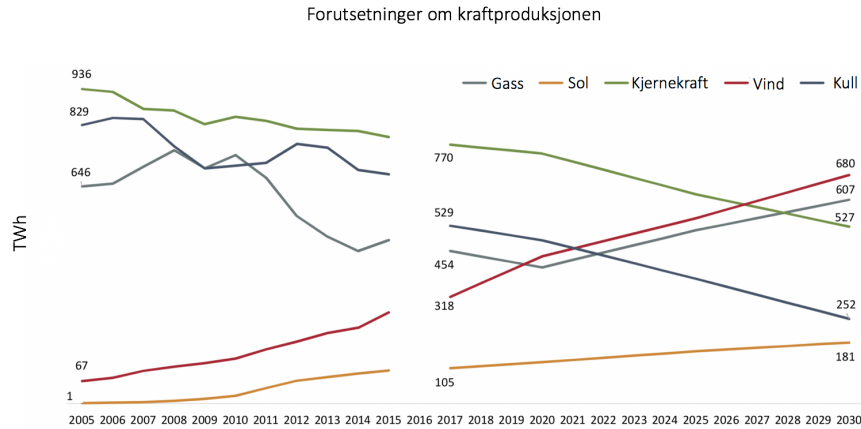
## 2.6.4 Utviklingen av kraftprisene

Energiavdelingen i NVE har gjort en analyse ved å undersøkt ulike scenarier for fremtidig utvikling av kraftprisene frem mot år 2030. [15] Analysen viser at kraftprisene i Norge kommer til å stige jevnt fremover mot år 2030:



Figur 2.25: Utviklingen av kraftprisene [15]

Figur 2.25 viser scenarier for hvordan utviklingen av kraftprisene kan endre seg frem mot år 2030. Kraftprisen i Norge ser ut til å stige med 6-7 øre/kWh i år 2030, fra 23 øre/kWh til 30 øre/kWh. Det har tidligere vært store variasjoner de siste ti årene, det er derfor betydelig usikkerhet knyttet til den fremtidige kraftprisutviklingen. Fremover ser det ut til at kraftsystemene knyttes tettere sammen gjennom fysiske forbindelser og regulering. [15]

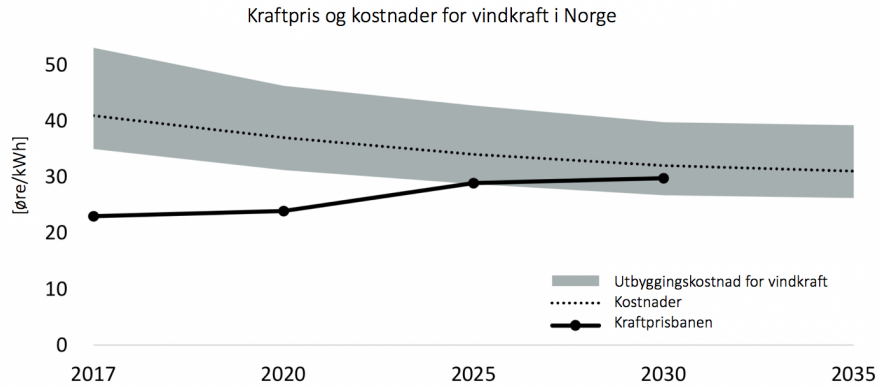


Figur 2.26: Utviklingen av kraftproduksjonen [15]

Figuren 2.26 viser hvordan utviklingen av kraftproduksjonen i Nord- og Vest-Europa (TWh) har vært, og hvordan den mulig blir fremover mot år 2030. Tidligere i perioden 2005 – 2015 har utbyggingen av fornybar energi som sol og vind hatt sterk økning, mens termisk kraftverk har blitt redusert. Denne trenden antas å fortsette fremover, Samtidig antas det også en økning av gasskraftproduksjonen. [15]

Variasjonene i kraftprisene mot år 2030 påvirkes i stor grad av utviklingen i prisen for produksjon av kraft fra gass- og kullkraft. Produksjonskostnaden for kull er i dag den viktigste forklaringsfaktoren for endringer i norsk kraftpris. Dette er en utvikling som forventes å fortsette fram mot 2025. Etter 2025 vil de norske kraftprisene påvirkes mer av produksjonskostnadene for både gass og kullkraftverk. Dette er fordi kull og kjernekraftkapasiteten i Europa reduseres, som gjør at gasskraft blir viktigere. [15]

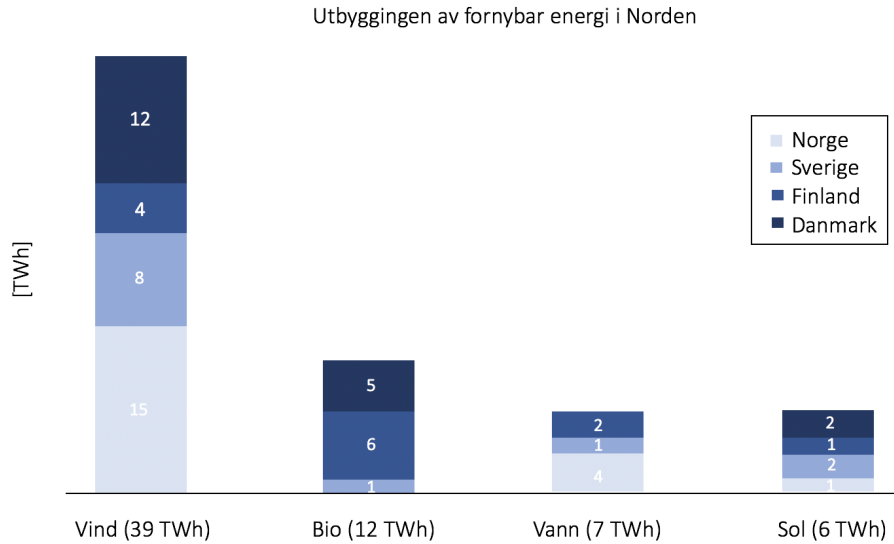
Utbyggingen av fornybar energi som sol og vind er en trend som antas å fortsette, på grunn av støtteordninger for å nå klimamålene og reduisering i teknologikostnader. Moderne turbinteknologi har ført til økt effektivisering og lavere kostnader av produksjonen i forhold til tidligere. Produksjon av solkraft har også en jevn vekst frem mot år 2030. [15]



Figur 2.27: Utviklingen av kraftpris og kostnader for vindkraft i Norge[15]

Figur 2.27 viser utviklingen av kraftprisen og kostnader for vindkraft i Norge. Det antas at frem mot år 2030 vil det bli bygges rundt 40 TWh ny vindkraft i Norden, hvor 15 av disse TWh-ene er antatt kan komme i Norge.[15]

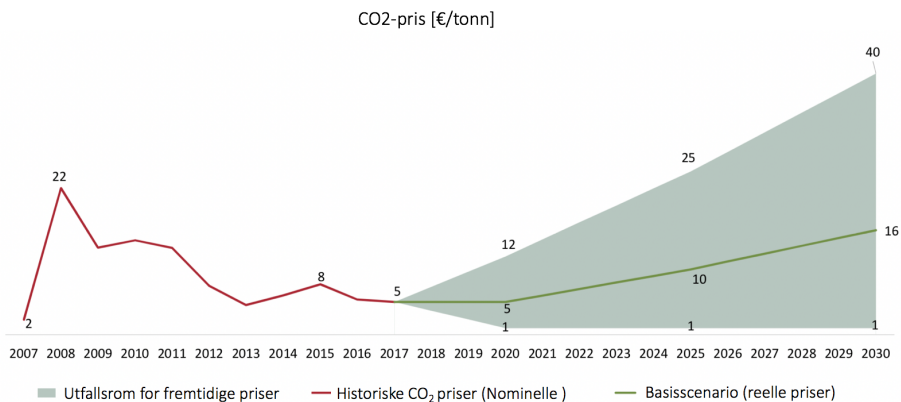
Prisen på CO<sub>2</sub> har stor betydning i kraftmarkedet. Hovedårsaken til prisstigningen er at prisen for CO<sub>2</sub> antas å øke. Dette er på grunn av målet om å reduserer utslipp av klimagasser, og da må kvotemarkedet være en sentral rolle for å få til dette. Selv om Norge har en kraftproduksjon som er nær 100 prosent fornybar, er kraftprisen påvirket av handel med kull- og gassproduserende land. [15]



Figur 2.28: Utviklingen av fornybar kraftproduksjon i Norden [15]

Figur 2.28 viser hvordan utviklingen av fornybar kraftproduksjon i Norden kan bli. Land-basert vindkraft er det som antas å ha den største økningen, dette er på grunn av støtteordninger og at investeringskostnadene minker.

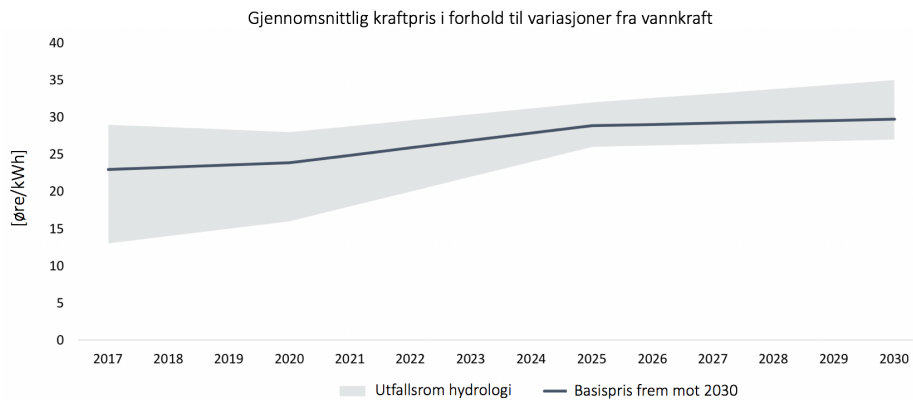
[15]



Figur 2.29: Utviklingen av CO<sub>2</sub>-prisen [15]

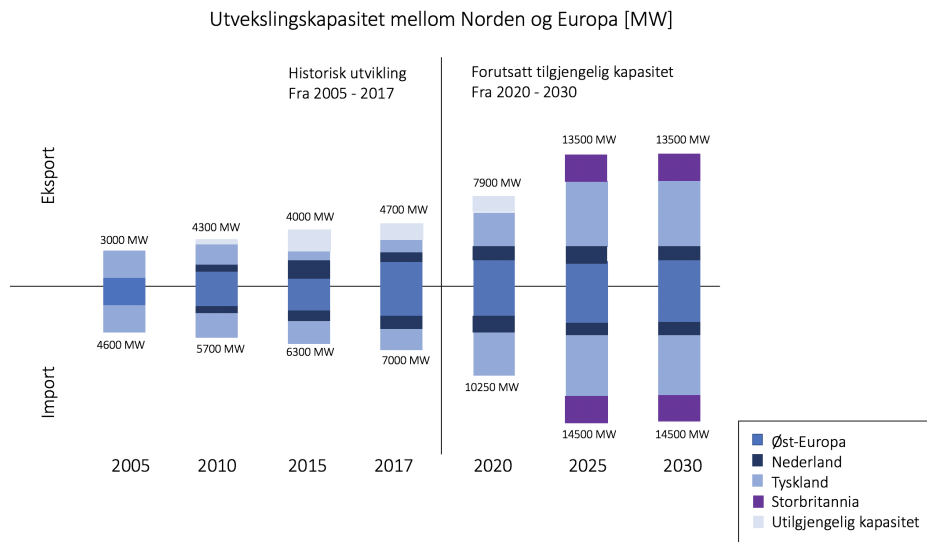
Figur 2.29 viser scenarier for hvordan CO<sub>2</sub> prisene mulig endres frem mot år 2030. Fra dagens pris på 5 €/tonn til 16 €/tonn i 2030. For et høyprisscenario antas CO<sub>2</sub>-prisen å være 40 €/tonn i år 2030 og for lavprisscenarioet er prisen på 1 €/tonn i år 2030. [15]

De nordiske kraftprisene antas å endres på grunn av økt utvekslingskapasitet og enda mer fornybar kraftproduksjon. Dette fører til muligheten for import av kraft i år med lite nedbør og reduserer ekstrempriser ved lav magasinifylling i Norge. I år med mye nedbør kan kraftoverskuddet i Norden eksporteres til andre land sør, noe som fører til at kraftprisene i Norge kan holde seg høyere i sommerhalvåret.



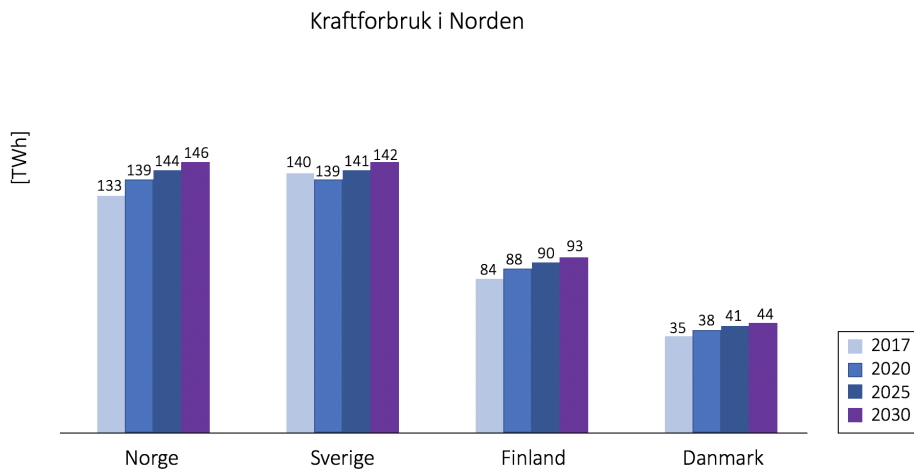
Figur 2.30: Kraftpris i forhold til variasjoner i vannkraft [15]

Figuren 2.30 viser at kraftprisen i Norge vil mulig variere mindre mellom år med mye- og lite nedbør på grunn av økt utvekslingskapasiteten mellom landene. Kraftprisene er gjennomsnittlig pris i Sør-Norge, ettersom kraftoverskuddet eksporteres til andre land sør [15].



Figur 2.31: Utviklingen av kapasiteten mellom Norden og resten av Europa[15]

Figur 2.31 viser mulig utviklingen av kapasiteten mellom Norden og resten av Europa. Utvekslingskapasiteten forventes å tredobles frem mot 2030. I dag planlegges det nye overføringslinjer mellom Norden og Europa. Det nordiske kraftforbruket antas å øke.[15]



Figur 2.32: Kraftforbruket i Norden frem mot 2030 [15]

Figur 2.32 viser hvordan kraftforbruket i Norden er antatt å øke frem mot 2030. Det er vekst i både Norge, Finland og Danmark, mens i Sverige er det forventet en flatere utvikling. [15]



# Kapittel 3

## Metode

### 3.1 Introduksjon til metode

Denne delen presenterer metoden som har blitt brukt for utviklingen av modellen. Første presenteres casestudiet som har blitt gjort i denne oppgaven. Den gir en detaljert beskrivelse av hvordan type bygning som studeres, om hvilke programmeringsmodell som blir benyttet, bygningens systemdesign, ZEB-ambisjonsnivå. Tilslutt er en oversikt over inngangsverdiene, modellen og utgangsverdiene.

### 3.2 Om case studiet

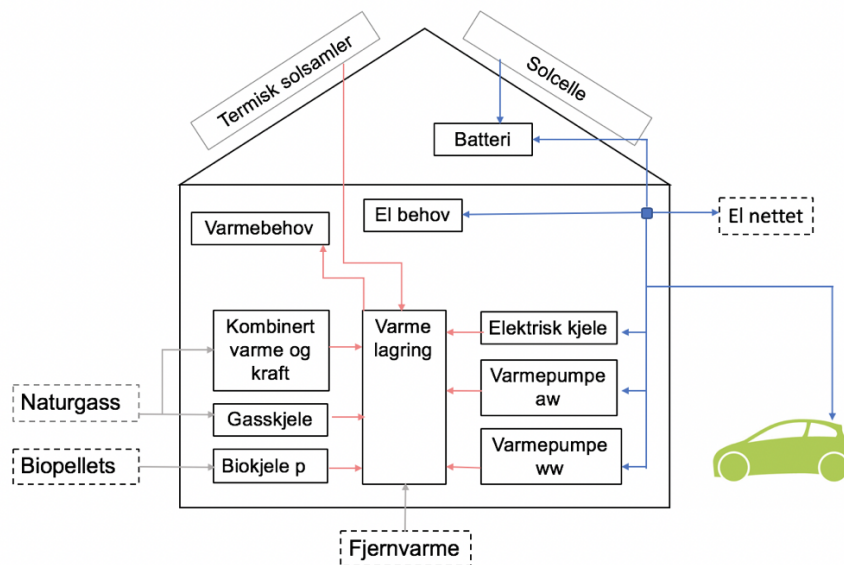
Dette casestudiet er en skolebygning på  $10.000 \text{ m}^2$ , i Drammen i Norge, med en antatt levetid på 60 år. Kostnader, data, energiprisene, klimaet og lignende er tilpasset disse geografiske forholdene. Det antas at bygning har passiv energistandard.

Lokasjon:	Drammen, Norge
Bygningstype:	Skole
levetid:	60 år
Bygningsareal:	$10.000 \text{ m}^2$
Energistandard:	Passiv

### 3.2.1 Om programmeringsmodellen

I denne oppgaven blir det brukt en deterministisk dynamisk blandet heltall programmeringsmodell. Den vil analysere energiforsyningen for bygninger. Modellen beregner hva som er mest kostnadseffektivt ved dimensjoneringen av energiteknologiene. Samtidig som modellen forholde seg til flere restriksjoner. Kostandene varierer mye ut i fra valgene for input data. En deterministisk modell betyr at input parameterne er kun statiske og uten usikkerhet. Modellen er dynamisk ettersom den har tidstrinn på en time, for et gitt antall perioder, gjennom hele bygningens levetid. Denne modellen har blitt utviklet og løses i FICO Xpress.

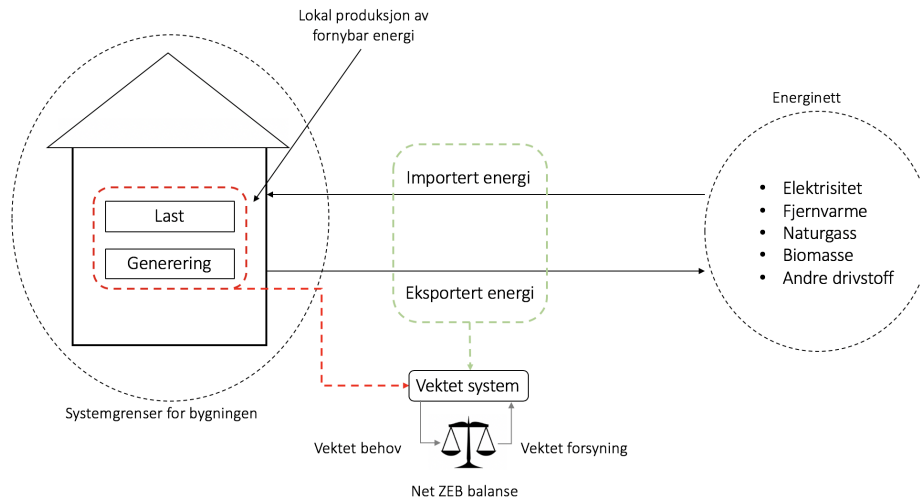
### 3.2.2 Systemdesign



Figur 3.1: Oversikt over alle de tilgjengelige teknologiene i bygningen

Figur 3.1 illustrerer hvilke energiteknologier som er implementert i modellen og hvordan energien flyter mellom de. De røde pilene er varmeflyten og de blå er elektrisitetflyten.

Hvor man skal definere systemgrensene og hvilke elementer som skal inkluderes for ZEB balansen kan diskuteres. Det er vanlig å sette systemgrensene slik at man inkluderer de elementene som generer energi lokalt på bygningsiden.



Figur 3.2: Sammenkobling mellom bygningen og energinettet [1]

Figur 3.2 viser sammenkobling mellom bygningen og energinettet [1]

### 3.2.3 ZEB-ambisjonsnivå

Definisjonen på ZEB og hvilket ambisjonsnivå det skal oppnå kan variere. Kostnadene og dimensjoneringen av energiteknologiene er i stor grad påvirket av hvilket ZEB ambisjonsnivå som settes. Det kan variere fra å ikke har krav til å være ZEB (0 % ZEB) til å ha et strengt krav om å være ZEB (100 % -ZEB).

### 3.3 Oversikt over modellen

Inngangsverdier	Modellen	Utgangsverdier
<p><b>Modellen tar inn tre filer fra Excel:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Inngangsverdier</li> <li>Kontrollparametere</li> <li>Serier med verdier</li> </ul> <p><b>Inngangsverdier:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Energibærere</li> <li>Investeringsteknologier</li> <li>Installasjonskostnader</li> <li>Driftskostnader</li> <li>Virkningsgrad</li> <li>Primærenergi-faktor</li> <li>CO2-faktor</li> <li>Tidsparametere</li> </ul> <p><b>Serier med verdier:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Total elbehov for bygningen</li> <li>Total behov for elbil</li> <li>Total varmebehov for bygningen</li> <li>Temperatur i Drammen</li> <li>COP varmpumpe</li> <li>Pris for kjøp av el</li> <li>Pris for salg av el</li> <li>Fjernvarmepris</li> <li>El produsert fra PV</li> <li>Varme produsert fra solvarme</li> <li>Utslipp av CO2 fra nettet</li> </ul> <p><b>Kontrollparametere:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Objekt funksjon</li> <li>Nullutslippsrestriksjon</li> <li>Nettbegrensning</li> <li>Primærenergifaktor</li> <li>Co2 faktor</li> <li>Investeringsteknologier</li> <li>Tidsparametere</li> </ul>	<p><b>Kostnader:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Totale kostnader</li> <li>Investeringskostnader</li> <li>Årlige driftskostnader</li> </ul> <p><b>Utslipp:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Null co2-utslipp</li> <li>Totale utslipp</li> </ul> <p><b>Primærenergi:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Null primærenergi</li> <li>Totale primærenergi</li> </ul> <p><b>Nett/elektrisitet:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Begrenset import/eksport</li> <li>Totale elektrisitet eksportert</li> </ul> <p><b>Elektrisitet restriksjoner:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Generell elektrisitetsbalanse</li> <li>Maks elektrisitetslast per måned</li> </ul> <p><b>Varme restriksjoner:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Generell varmebalanse</li> <li>Varmelagingsbalanse</li> <li>Varmelagring, begrenset restriksjon</li> </ul> <p><b>Installert kapasitet:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Nett last (maksimal eksport/import)</li> <li>Nett, hindre eksport og import på samme t</li> <li>Kapasitet av varmeteknologiene</li> <li>Kapasitet av varmelager</li> <li>Maksimal ladning/utladning av varelageret</li> </ul> <p><b>Batteri restriksjonene:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The SOC balansen</li> <li>Lagringssinnhold</li> <li>Ladning</li> <li>Utladning</li> </ul> <p><b>Energibalanse</b></p>	<p><b>Kostnader:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Totale kostnader</li> <li>Investeringskostnader</li> <li>Årlige driftskostnader</li> </ul> <p><b>Utslipp og primærenergi:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Total co2 utslipp</li> <li>Total primærenergi</li> <li>Total elektrisitet eksportert</li> </ul> <p><b>Kapasitet:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Installert kapasitet over alle energiteknologiene</li> </ul> <p><b>Produksjon:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Energi produsert over alle energiteknologiene</li> </ul> <p><b>Nett:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Maksimal el importert</li> <li>Maksimal el eksportert</li> <li>GM-faktor</li> </ul> <p><b>Driftskostnader:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Driftskostnader for de ulike energiteknologiene</li> </ul> <p><b>Drivstoffkostnader:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>For el import</li> <li>For el eksport</li> </ul>

Figur 3.3: Inngangsverdier, modellen og utgangsverdier

Figur 3.3 gir en oversikt over hva modellen tar inn av inngangsverdier, hva modellen består av (målfunksjon og restriksjoner) og hvilke utgangsverdier modellen presenterer.

Inngangsverdiene vil bli presentert i kapittel 4. En detaljert matematisk beskrivelse som presenterer optimaliseringsmodellen er gitt i kapittel 5. Resultatene som er basert på utgangsverdiene vil bli vist og beskrevet i kapittel 6.

# Kapittel 4

## Inngangsverdier

### 4.1 Inngangsverdier for modellen

Modellen tar inn store mengder inngangsverdier, så det er derfor flere muligheter for valg av inngangsverdier. Hvilke inngangsverdier man bruker i modellen påvirker modellen på ulik måte. På grunn av dette er viktig å velge riktige verdier som skal brukes i modellen. Modellen tar inn tre filer fra excel: Inngangsdata, kontrollparametere og serier med data.

#### 4.1.1 Inngangsdata

Inngangsdata er informasjon som modellen tar inn. Det er et dokument i Excel som består av følgende:

- Energibærere
- Investerings teknologier
- Kostnader for energiteknologiene
- Virkningsgrad for energiteknologiene
- Primærenergi-faktor
- CO<sub>2</sub>-faktor
- Faste energikostnader

### **Energibærere**

Her er en oversikt over de energibærerne som er med i modellen:

<b>Energibærere</b>
Elektrisitet importert
Elektrisitet eksportert
Biokjele(drivstoff: pellets)
Biokjele(drivstoff: flis)
Fjernvarme
Naturgass

### **Investeringsteknologier**

Her er en oversikt over de energiteknologiene som er implementert i modellen. Disse teknologiene har bygningen mulighet til å investere i:

<b>Investeringsteknologier</b>
Solcellepanel
Termisk solvarme
Varmepumpe
Biokjele
Elektrisk kjele
Fjernvarme
Kombinert varme og kraft (CHP)
Gasskjele
Varmelager
Batteri

**Kostnader for de ulike teknologiene**

De totale kostnadene består av investeringskostnader (både faste og spesifikke) og driftskostnader. Kostandene er hentet fra norske produsentpriser. Diskonteringsrenten er satt til 4%. Diskonteringsrenten er viktig å ha med siden den benyttes for å beregne nåverdi (NV) av fremtidige kontantstrømmer. Prisutveksling mellom norske og europisk valuta er 8,3 NOK / EUR. Tabellen gir en oversikt over kostnadene for de ulike teknologiene:

<b>Kostnader for de ulike teknologiene</b>			
Investeringsteknologier:	Faste[EUR]:	Spesifikke[EUR/kW]	Drifts [desimal]
Solceller		3258	0,0076
Solfanger	5265	501	0,007
Varmepumpe (væske-til-vann)		1756	0,008
Varmepumpe (luft-til-vann)		1302	0,018
Biokjele (drivstoff: pellets)		1003	0,014
Biokjele (drivstoff: flis)		1128	0,022
Elektrisk kjele		302	0,014
Fjernvarme	7530	75	
Kombinert varme- og kraftverk	2000	6717	0,03
Gasskjele	2000		0,014
Varmelagring		188	
Batteri	3000	1000	

**Levetiden for de ulike teknologiene**

Bygningens levetid er antatt å vare i 60 år, som er en lengre periode enn levetiden for de ulike energiteknologiene. Dette betyr at energiteknologiene må reinvesteres når levetiden for hver av de er slutt. Dette er tatt med som en del av kostnadene i modellen. Tabellen viser en oversikt over forventet levetid for de ulike teknologiene:

<b>Levetiden for de ulike teknologiene [år]</b>	
Solceller	25
Solsamler	20
Varmepumpe energibrønn (væske-til-vann)	40
Varmepumpeenheten (væske-til-vann)	15
Varmepumpeenheten (luft-til-vann)	15
Biokjele (drivstoff: pellets)	20
Biokjele (drivstoff: flis)	20
Elektriskkjele	20
Fjernvarme	60
Kombinert varme- og kraftverk	20
Varmelagringstank	20
Batteri	10



### Virkningsgraden for de ulike teknologiene

Virkningsgrad er et mål på hvor effektivt energiteknologien er, og defineres som forholdet mellom tilført energi og utnyttbar energi. Virkningsgradene er gitt i % for alle teknologiene, bortsett fra varmpumpene som er gitt som effektfaktor (COP). Effektfaktor (COP) forteller hvor mye varmeeffekt en varmpumpe gir, i forhold til hvor mye elektrisk effekt den tilføres. Høyere COP-verdi betyr høyere effektivitet av varmpumpene.

$$COP = \frac{Q}{W} \quad (4.1)$$

Hvor Q er varmen som leveres til bygningen fra varmpumpen, og W er arbeidet som må tilføres for å drive varmpumpen. Tabellen gir en oversikt over virkningsgraden for energiteknologiene:

Virkningsgrad for de ulike teknologiene	
Investeringsteknologi:	Virkningsgrad:
varmpumpe (væske-til-vann)	3,2 COP
varmpumpe (luft-til-vann)	3,5 COP
Biokjele (drivstoff: pellets)	90 %
Biokjele (drivstoff: flis)	85 %
Elektrisk kjele	98 %
Fjernvarme	100 %
Kombinert varme- og kraftverk (el)	33 %
Kombinert varme- og kraftverk (varme)	52 %
Gasskjele	84 %
Varmelagring	99 %
Batteri	90 %

### Primærenergi- og CO2-faktor

I modellen blir det brukt to typer vektningsfaktorer: Primærenergi- og CO2-faktor. Hensikten med vektningsfaktorer er å beregne samlet energiforbruk og klimagassutslipp i hele energiverdikjeden, fra produksjon og til endelig forbruk. [22]

Primærenergi er energi i sin opprinnelige form. Primærenergi kan omdannes og transporteres til sluttbruker i form av sekundærenergi som for eksempel som varme. En primærenergifaktor (PEF) defineres som forholdet mellom primær- og sekundærenergi. Det beregnes ved å dividere energiinnholdet i primærenergien med energiinnholdet i sekundærenergien. [22]

En CO2-faktor indikerer forholdet mellom utslipp av klimagasser og forbruk av sekundærenergi. Ved å multiplisere forbruket av sekundærenergi med CO2-faktorer vil man synliggjøre utslipp som oppstår i hele energiforsyningskjeden. Dette er både i form av direkte utslipp og indirekte utslipp i forbindelse med utvinning og omdanning av primærenergi, samt transport av sekundær energi til sluttbruker. [22]

Primærenergi faktorer				
Energibærer:	Total		Ikke-fornybar	
	asymmetrisk	symmetrisk	asymmetrisk	symmetrisk
Strømnett, import	2,5	2,5	2,5	2,5
Strømnett, eksport	2	2,5	2	2,5
Tre, pellets	1,05	1,05	0,05	0,05
Tre, flis	1,05	1,05	0,05	0,05
Varme, fjernvarme	0,7	0,7	0,7	0,7
Naturgas	1,05	1,05	1,05	1,05

Alle verdiene i tabellen har enheten [ $kWh_p/kWh_s$ ]

CO2 faktorer		
Energibærer:	CO2 a(No)	CO2 b (EN)
Strømnett, import	17	350
Strømnett, eksport	17	350
Tre, pellets	7	7
Tre, flis	4	14
Varme, fjernvarme	40	40
Naturgas	210	210

Alle verdiene i tabellen har enheten [ $CO_2 - eq, g/kWh_s$ ]

### Energikostnader

Energikostnader		
Nett: fast månedlig maks last ladning, sommer	3,01	EUR/kWmax, måned
Nett: fast månedlig maks last ladning, vinter	8,9	EUR/kWmax, måned
Nett: Årlig fast ladning nett og energi	729	EUR/år
Bio: drivstoff pellets	0,05	EUR/kWh
Bio: drivstoff flis	0,038	EUR/kWh
Gass: energi kostnader	0,069	EUR/kWh
Gass: fast årlig kostnad	200	EUR/år
Fjernvarme: Årlig fast ladning	362	EUR/år
Fjernvarme: Fast månedlig maks last ladning, sommer	3,01	EUR/kWmax, måned
Fjernvarme: Fast månedlig maks last ladning, vinter	8,9	EUR/kWmax, måned

### 4.1.2 Kontrollparametere

Modellen tar inn en fil fra excel som består av kontrollparametere. Kontrollparametere er parametere som har en verdi fra 0 til 1. Når parameteren er satt til 0 betyr det at parameteren ikke er med i koden. Tabellen gir en oversikt over de kontrollparameterne som blir tatt med i koden:

- Minimere totale kostnader
- Null CO2 utslipp(Netto årlig)
- Null primær energi (Netto årlig)
- Begrensning av både import og eksport
- Primærenergi faktorer
- Investerings teknologier
- Minimal og maksimal kapasitet

### 4.1.3 Serier med data

Modellen tar også inn serier med data. Disse seriene inneholder ulike verdier over to år. Seriene med verdier er hentet fra denne doktoravhandlingen [16]. Elektrisitetsbehovet for elbilene er hentet fra [23]. Tabellen gir en oversikt over hva modellen tar inn av serier med data:

- Total energibehov for bygningen
- Total elbehov for elbil
- Temperatur i Drammen
- COP varmepumpe
- Pris for elektrisitet og fjernvarme
- Elektrisitet produsert fra PV
- Varme produsert fra solvarme
- Utslipp av CO2 fra nettet

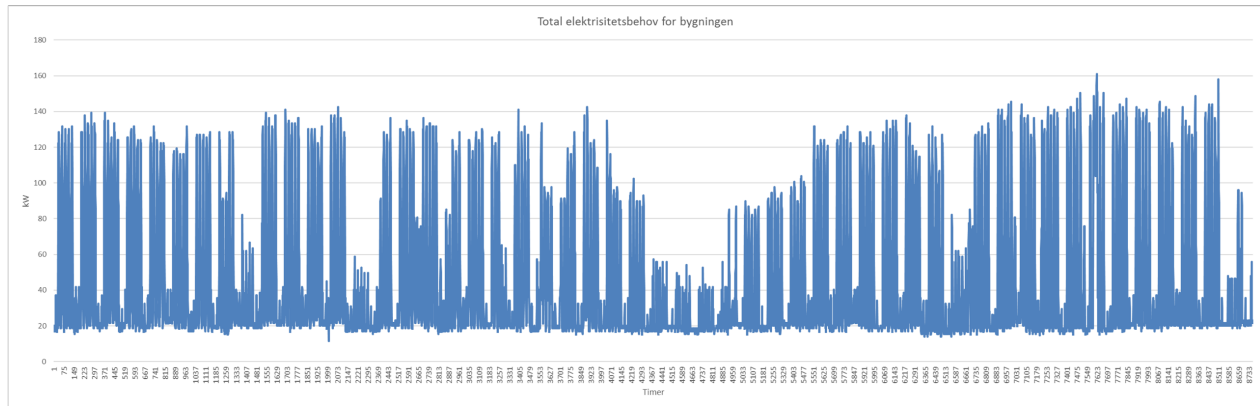
#### Det totale energibehovet for bygningen

Figurene 4.1 og 4.2 viser lastprofilen for elektrisitets- og varmebehovet for en 10,000  $m^2$  skole i Drammen i Norge. Inngangsdataene er fra år 2012.

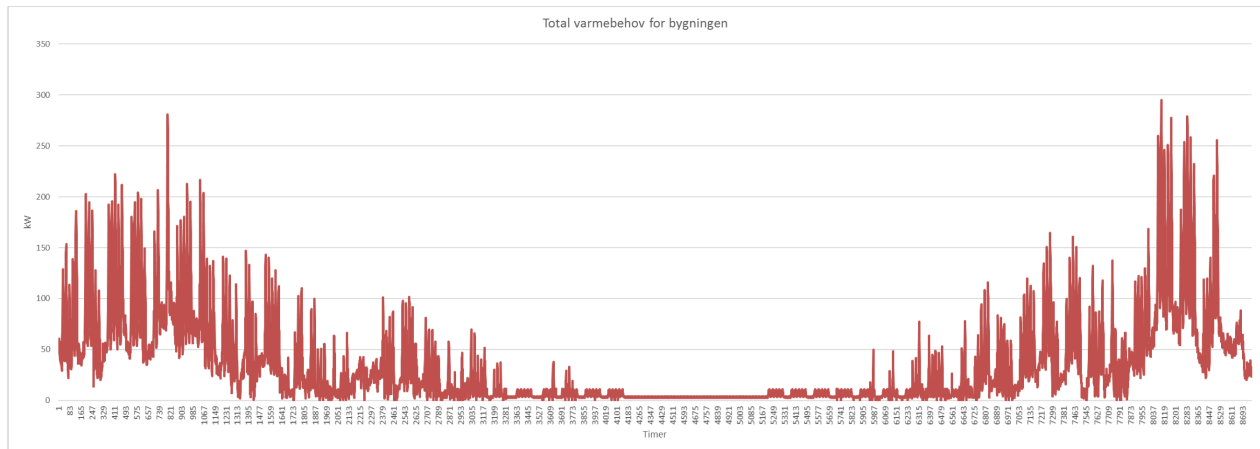
<b>Total energibehov for bygningen</b>	
Total elektrisitetsbehov:	380650 kW
Total varmebehov:	296080 kW
Sum - Total energibehov:	676730 kW

Maksimal topplast for etterspørsel etter elektrisitet er: 161,1 kW.

Maksimal topplast for etterspørsel etter varme: 294,8 kW.



Figur 4.1: Elektrisitetsbehovet for bygningen



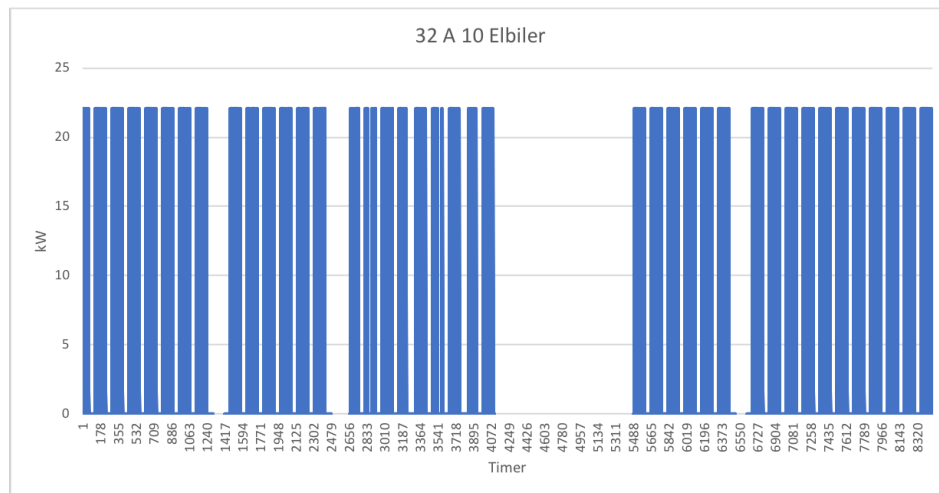
Figur 4.2: Varmebehovet for bygningen

### Det total elbehov for elbil

Fire ulike lastprofiler over det totale elektrisitetsbehovet for elbil har blitt undersøkt i modellen:

Lastprofiler over elektrisitetsbehovet for elbil		
Maksimal belastning	Antall elbiler tilkoblet bygningen	Totale energibehovet [kW]
16 A	5	9149
16 A	10	16263
32 A	5	9860
32 A	10	18297

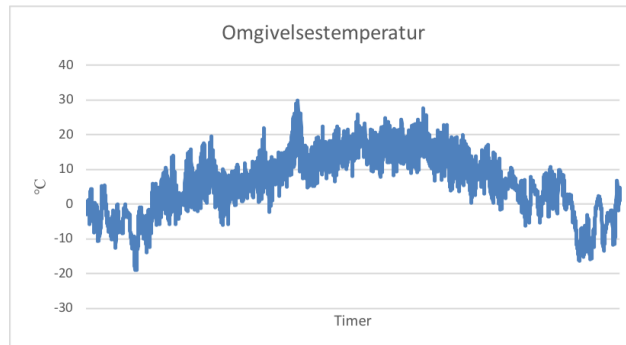
Ut i fra tabellen kan man se at størrelsen på det totale energibehovet for elektrisitet blir påvirket mye av antall elbiler som er tilkoblet bygningen. Størrelsen på maksimal belastning har ikke så stor påvirkning. De fire lastprofilene over elektrisitetsbehovet for elbil ser ganske like ut. Den lastprofilen som blir brukt videre i modellen er vist i figur 4.3:



Figur 4.3: 32 A, 10 Elbiler

### Omgivelsestemperatur

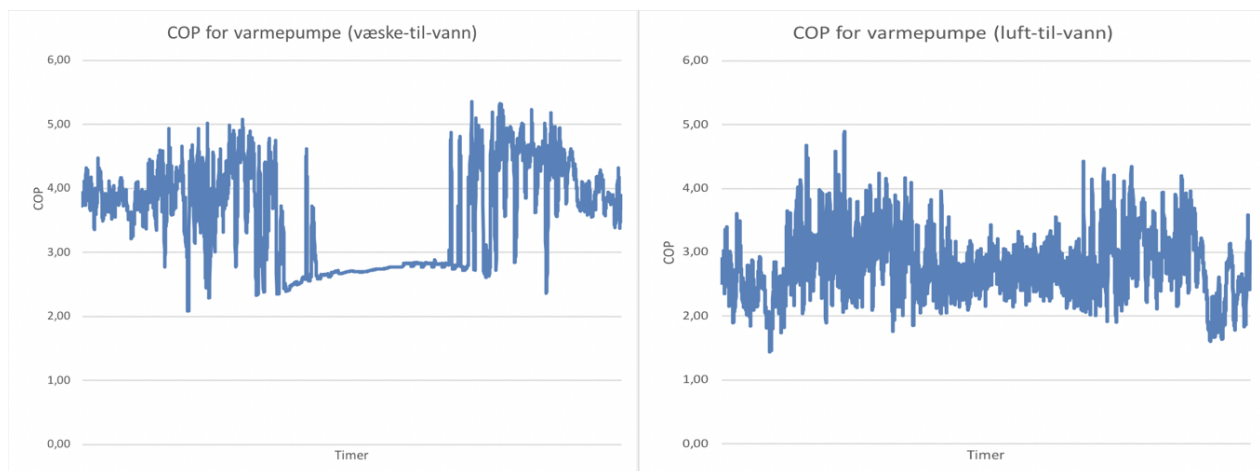
Figur 4.4 viser en oversikt over omgivelsetemperaturen der bygningen befinner seg, i Drammen:



Figur 4.4: Omgivelsestemperaturen

### COP varmepumpe

Det er to typer varmepumpe implementert i modellen. Figur 4.5 viser COP-verdiene for varmepumpe (luft-til-vann) til venstre og varmepumpe (væske-til-vann) til høyre.

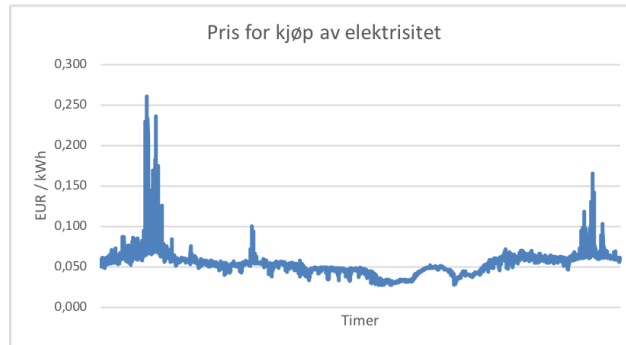


Figur 4.5: COP for varmepumpe

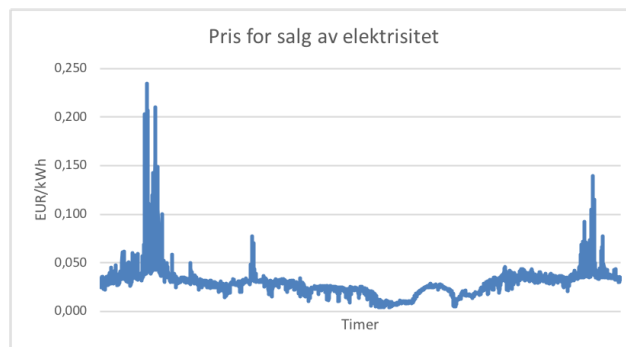


### Pris for elektrisitet og fjernvarme

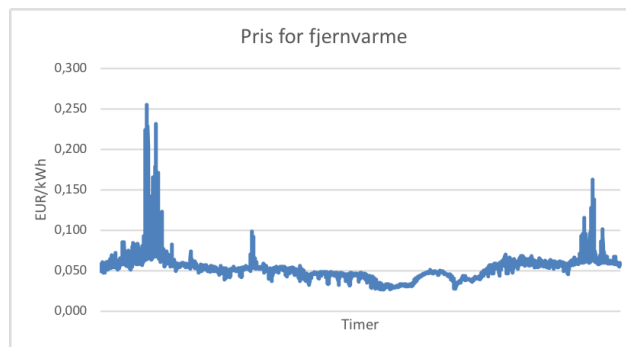
Lastprofilen over pris for elektrisitet og fjernvarme er ganske lik som man kan se i de tre figurene 4.6, 4.7 og 4.8. Det er to priser for elektrisitet, en for kjøp og en for salg. Kjøpsprisen er litt høyere enn salgsprisen. Det er kun en pris for fjernvarme.



Figur 4.6: Pris for kjøp av elektrisitet



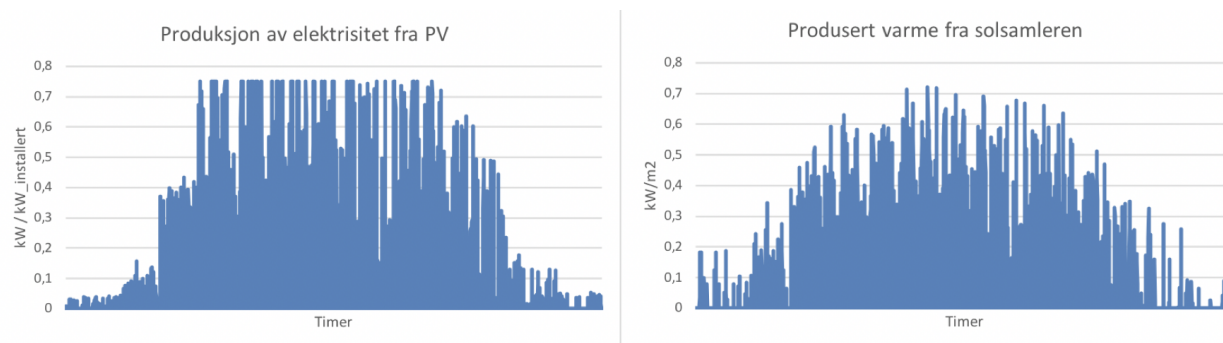
Figur 4.7: Pris for salg av elektrisitet



Figur 4.8: Pris for kjøp av fjernvarme

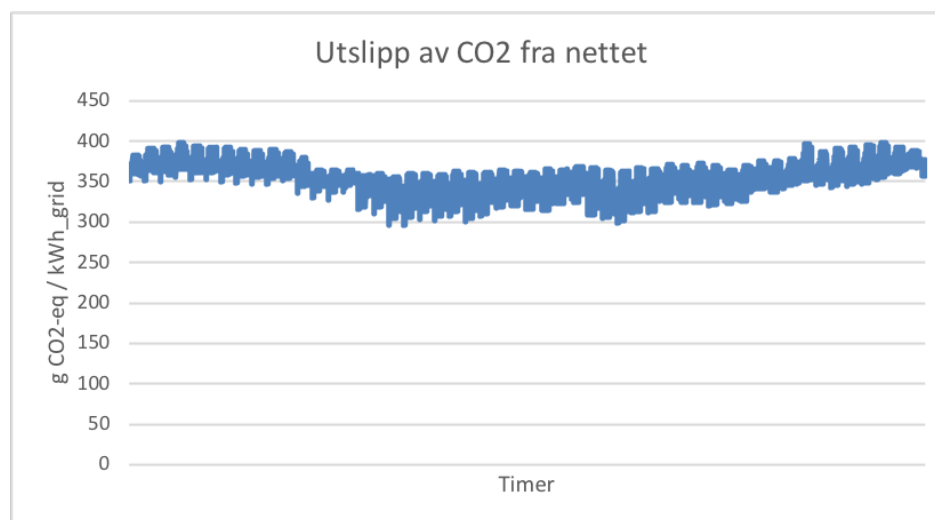
### Energi produsert fra solen

Figur 4.9 viser energi produsert fra solen. Til venstre er elektrisitet produsert fra solcelle-anlegget, og til høyre er varme produsert fra solfangeren.



Figur 4.9: Energi produsert fra solen

### CO2-utslipp fra nettet



Figur 4.10: CO2-utslipp fra nettet

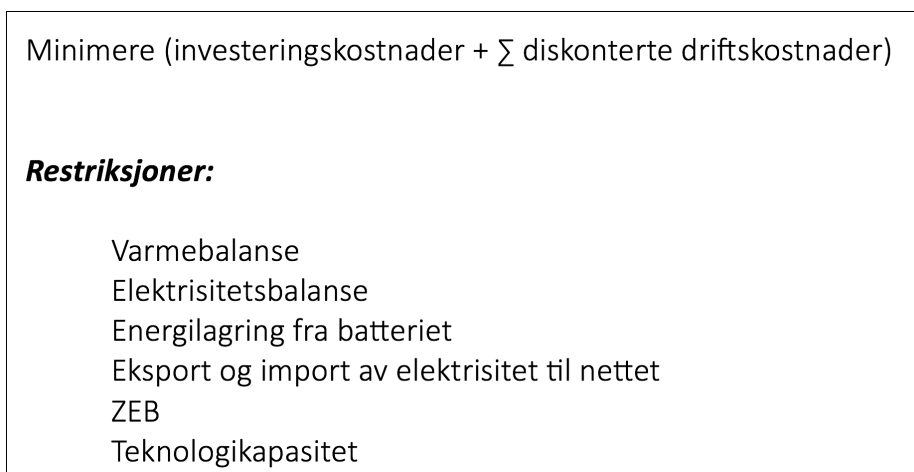
# Kapittel 5

## Modellen

### 5.1 Optimeringsmodellen

I det følgende kapitlet presenteres de matematiske ligninger som er grunnlaget for modelleringskoden, som presenteres i vedlegget. Alle de matematiske ligningene er hentet fra denne doktoravhandlingen [16], bortsett fra de matematiske ligningene over batteriet som er hentet fra [24].

Modellen finner det mest kostnadseffektive løsningen ved valg av energibærere for bygningen.



Figur 5.1: Oversikt over optimeringsmodellen

### 5.1.1 Set, indekser, parametere og variabler

<b>Set</b>	
$I^{\text{varme}}$	Varmeteknologier, subset av $I$ , $I^{\text{varme}} = \{ST, ASHP, GSHP, EB, BB, DH, GB, CHP\}$
$I^{\text{el}}$	Elektriske teknologier, subset av $I$ , $I^{\text{el}} = \{PV, CHP, BA, ELBIL\}$
$I$	Alle energiteknologier
$F$	Energibærere, $F = \{\text{el importert, el eksport, biopellet, naturgass, fjernvarme}\}$
<b>Indekser</b>	
$p$	Periode
$\tau$	År innen perioden, $\tau = 1, \dots, N$
$t$	Tidssteg innen perioden, $t = 1, \dots, T$
$i$	Energiteknologier
$f$	Energibærer
$m$	Måneder innen året, $m = 1, \dots, 12$
$k$	Antall reinvesteringer
<b>Parametere</b>	
$C_{i,tot\text{spec}}$	Diskontert spesifikke investeringskostnader, inkludert reinvestering av teknologi $i$ , [EUR/kW]
$C_{i,tot\text{fixed}}$	Diskontert faste investeringskostnader, inkludert reinvestering av teknologi $i$ , [EUR]
$C_i^{\text{am}}$	Årlige vedlikeholdskostnader for energiteknologi $i$ [EUR/kW per år]
$\phi_i$	Forventet levetid for teknologi $i$ [år]
$D_{t,p}^{\text{varme}}$	Varmebehovet for bygningen, ved tiden $t$ , i perioden $p$ [kWh/time]
$D_{t,p}^{\text{el}}$	Elektrisitetsbehovet for bygningen, ved tiden $t$ , i perioden $p$ [kWh/time]
$P_{t,p}^{\text{buy,D}}$	Pris for elektrisitet kjøpt fra nettet ved tiden $t$ , i periode $p$ [EUR/kWh]
$P_{t,p}^{\text{buy,HP}}$	Pris for elektrisitet kjøpt fra nettet ved tiden $t$ , i periode $p$ [EUR/kWh]
$P_{t,p}^{\text{sell,PV}}$	pris for PV elektrisitet eksportert til nettet ved tiden $t$ , i periode $p$ [EUR/kWh]
$P_{t,p}^{\text{sell,CHP}}$	pris for CHP elektrisitet eksportert til nettet ved tiden $t$ , i periode $p$ [EUR/kWh]
$P_p^{\text{bio}}$	Pris for bio i periode $p$ [EUR/kWh]
$P_p^{\text{gas}}$	Pris for gass i periode $p$ [EUR/kWh]
$r$	Diskonteringsrente [-]
$\eta_i$	Virkningsgrad for teknologi $i$ [-]
$\eta_{i,t,p}$	Virkningsgrad for teknologi $i$ , ved tiden $t$ , i periode $p$ [-]
$COP_{i,t,p}$	Koeffisient for ytelse av teknologi $i$ , ved tiden $t$ , i periode $p$ [-]
$Y_{pv,t,p}$	Spesifikk PV elektrisitet generert, ved tiden $t$ , i periode $p$ [kW/kW <sub>p</sub> ]
$Q_{st,t,p}$	Spesifikk soloppvarming generert, ved tiden $t$ , i perioden $p$ [kW/m <sup>2</sup> ]
$G_{f,p}$	Utslipp av CO <sub>2</sub> for energibærer $f$ , i periode $p$ [g <sub>co2-eq</sub> /kWh]
$PF_{f,p}$	Primær energifaktor for energibærer $f$ , i periode $p$ [kWh <sub>pe</sub> /kWh]
$PF^{\text{embodied}}$	Vektet embodied energi [PE/ kWh <sub>pe</sub> ]
$G^{\text{embodied}}$	Vektet embodied energi [GE/g <sub>co2-eq</sub> ]
$PF^{\text{ref}}$	Vektet energi importert uten ZEB restriksjon [PE/ kWh <sub>pe</sub> ]
$G^{\text{ref}}$	Vektet energi importert uten ZEB restriksjon [GE/g <sub>co2-eq</sub> ]
GRCH	Årlig nettkostnader [EUR]
PPCH <sub>m</sub>	Topplast effektkostnader, for hver måned $m$ [EUR/kW]
$H_m^{\text{acc}}$	Timenummer for den siste timen, for hver måned $m$ [-]
$T_{t,p}^{\text{SH}}$	Temperatur på vannet for oppvarmingsbehov, ved tid $t$ , i periode $p$ [°C]

Figur 5.2: Set, indekser, parametere og variabler [16]

$T_{t,p}^{\text{DHW}}$	Temperaturkrav for varmtvann, ved tiden $t$ , i perioden $p$ [ $^{\circ}\text{C}$ ]
$T_{t,p}^{\text{Source}}$	Temperaturen på varmekilden for varmepumpen [ $^{\circ}\text{C}$ ]
$T_{t,p}^{\text{Collector}}$	Temperaturen på lagringen [ $^{\circ}\text{C}$ ]
$\text{IRR}_{t,p}^{\text{tilt}}$	Global bestråling på et skråstilt plan [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
$\Upsilon$	Faktor for ZEB [-]
<b>Variabler</b>	
$c_i$	Installert kapasitet for teknologi $i$ [ $\text{kW}$ ]
$c_p^{\text{run}}$	Årlige operasjonskostnader, for et typisk år i periode $p$ [ $\text{EUR}/\text{time}$ ]
$q_{i,t,p}$	Varme generert av teknologi $i$ , ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$d_{i,t,p}$	Forbrukt elektrisitet av teknologi $i$ , ved tiden $t$ , ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$b_{t,p}$	Forbrukt bio ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$g_{t,p}^{\text{CHP}}$	Naturgas forbruk i CHP ved tiden $t$ , ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$g_{t,p}^{\text{GB}}$	Naturgas forbruk i GB ved tiden $t$ , ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$s_{t,p}$	Varme lagret i tanken $S$ , ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$Y_{i,t,p}$	Generert elektrisitet av teknologi $i$ , ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$Y_{i,t,p}^{\text{exp}}$	Eksportert elektrisitet til nettet, ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$Y_{i,t,p}^{\text{selfcD}}$	Elektrisitet forbruk i bygningen, ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$Y_{i,t,p}^{\text{selfcHP}}$	Elektrisitet forbruk i HP, ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$Y_{i,t,p}^{\text{impD}}$	Elektrisitet importert fra nettet, ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$Y_{i,t,p}^{\text{impHP}}$	Elektrisitet importert fra HP, ved tiden $t$ , for et typisk år i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{time}$ ]
$\delta_{t,p}^{\text{exp}}$	Binærvariabel, 1 hvis elektrisiteten er eksportert fra nettet, 0 for import.
$\delta_{t,p}^{\text{imp}}$	Binærvariabel, 0 hvis elektrisiteten er eksportert fra nettet, 1 for import.
$Y_{m,p}^{\text{maximp}}$	Månedlig maksimal elektrisitet importert, for hver måned $m$ , i periode $p$ [ $\text{kWh}/\text{hr}$ ]

Figur 5.3: Set, indekser, parametere og variabler [16]

### 5.1.2 Målfunksjonen

Denne delen presenterer målfunksjonen som skal minimere de totale kostnadene for bygningen, samtidig som den må forholde seg til restriksjonene. Kostnadene består av både investerings- og driftskostnader gjennom hele bygningens levetid. Bygningens levetid kan deles inn i perioder,  $p$ , hvor modellen kjøres for et representativt år innen hver periode.

Ligning (5.1) viser målfunksjonen. Den summerer de diskonterte investeringskostnadene, de faste- [EUR] og de spesifikke kostnadene [EUR/KW] for hver teknologi,  $i$ , og de totale diskonterte årlige driftskostnadene.

$$\text{Min } \pi = \sum_{i \in I} (C_i^{\text{tot spec}} \cdot X_i + C_i^{\text{tot fixed}}) + \sum_{p=1}^P \frac{1}{(1+r)^{(p-1) \cdot N(p)}} \cdot \sum_{\tau=1}^N \frac{C_p^{\text{tot run}}}{(1+r)^\tau} \quad [\text{EUR}] \quad (5.1)$$

Ligningene (5.2) og (5.3) viser de totale spesifikke- og faste kostnadene.

$C_i^{\text{tot spec}}$  er de spesifikke investeringskostnader som er justert for levetiden. De er funnet for hver teknologi,  $i$ , og er beregnet ut i fra forventet levetid,  $\phi_i$ .

Hvor  $C_i^{\text{spec}}$  er investeringskostnadene [EUR/kW] og  $(\frac{P \cdot N(p)}{\phi_i} - 1)$  er antall reinvesteringer,  $k$ , som trengs for hele levetiden til bygningen.  $Z^{\text{rest verdi}}$  er restverdien.

$$C_i^{\text{tot spec}} = \sum_{k=0}^{(\frac{P \cdot N(p)}{\phi_i} - 1)} \frac{C_i^{\text{spec}}}{(1+r)^{k \cdot \phi_i}} - Z^{\text{rest verdi}} \quad [\text{EUR/kW}] \quad (5.2)$$

$$C_i^{\text{tot fixed}} = \sum_{k=0}^{(\frac{P \cdot N(p)}{\phi_i} - 1)} \frac{C_i^{\text{fixed}}}{(1+r)^{k \cdot \phi_i}} - Z^{\text{rest verdi}} \quad [\text{EUR}] \quad (5.3)$$

Ligning (5.4) viser de årlige driftskostnadene for et representativt år innen perioden.

$$\begin{aligned}
 C_p^{totrun} = \sum_{t \in T} & \left( P_{t,p}^{buy,D} \cdot y_{t,p}^{imp,D} + P_{t,p}^{buy,HP} \cdot y_{t,p}^{imp,HP} + P_p^{bio} \cdot b_{t,p} + P_p^{gas} \cdot (g_{t,p}^{GB} + g_{t,p}^{CHP}) \right. \\
 & + P_{t,p}^{selfc} \cdot ((y_{t,p}^{PVselfc,D} + y_{t,p}^{PVselfc,HP}) + y_{t,p}^{CHPselfc}) \\
 & \left. - (P_{t,p}^{sell,PV} P_{t,p}^{PVexp} + P_{t,p}^{sell,CHP} P_{t,p}^{CHPexp}) \right) \quad (5.4) \\
 & + \sum_{i \in I} C_i^{am} \cdot x_i + \sum_{m \in M} PPCH_m \cdot y_{m,p}^{maximp} + GRCH \\
 & \qquad \qquad \qquad \forall p \quad [EUR/year]
 \end{aligned}$$

$C_p^{totrun}$  er lik kostnadene for energien importert i alle timene,  $t$ , som er prisen for hver energibærer,  $P_{t,p}^f$  multiplisert med mengden importert elektrisitet,  $Y_{t,p}^{imp}$  bio pellets,  $b_{t,p}$  eller naturgas,  $g_{t,p}$  forbrukt.

Grunnen til at  $P_{t,p}^{buy,HP} \cdot Y_{t,p}^{buy,HP}$  er separat i forhold til de andre teknologene er fordi i noen land har elektrisiteten som blir brukt for varmepumper lavere tariff enn normal elektrisitet forbruk.

Kostnaden for selvforskyningen av lokal elektrisitet generert er lagt til  $P_{t,p}^{selfc} \cdot Y_{t,p}^{selfc}$  og inntekten av elektrisitet solgt til nettet er trukket i fra  $P_{t,p}^{sell} \cdot Y_{t,p}^{exp}$ .

Den siste linjen presenterer den faste årlige vedlikeholdskostnaden for hver teknologi,  $C_i \cdot x_i$  og to spesielle avgifter på strømmettet, hvor  $PPCH_m$  gjenspeiler den månedlige toppstrømladningen og GRCH er den årlige nettladningen.

## 5.2 Restriksjonene

Denne delen presenterer restriksjonene som modellen må forholde seg til.

### 5.2.1 Varmebalanse

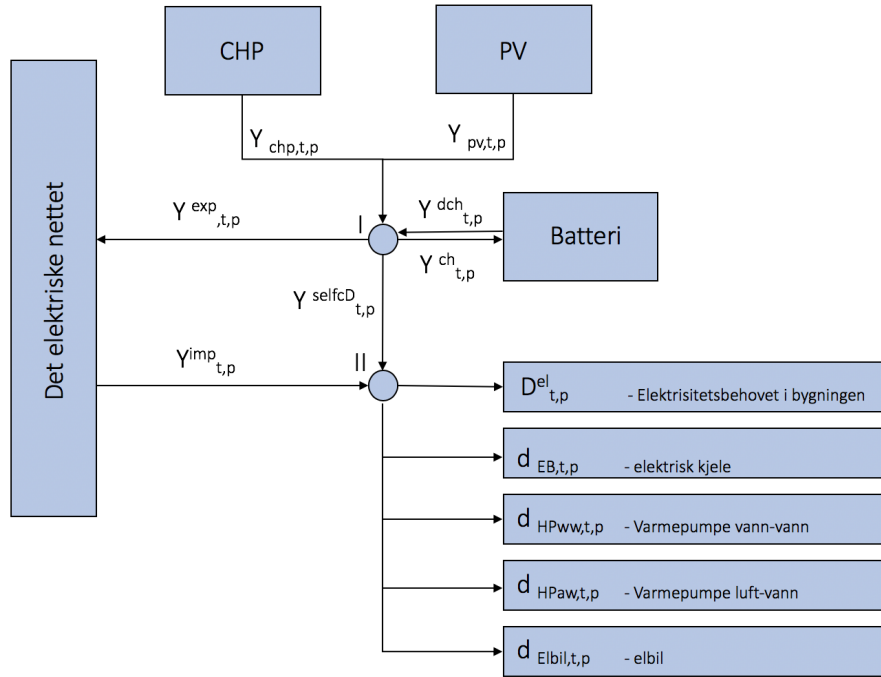
For hver time må bygningens varmebehovet bli dekket. Ligning (5.5) presenterer varmebalansen. På venstre siden av ligningen er summen av alle varmeteknologiene,  $q_{i,t,p}$ , i tillegg til innholdet i varmelagret ved begynnelsen av time  $t$ , multiplisert med virkningsgraden  $\eta_s$ . Dette må være lik varmebehovet for bygningen,  $D_{t,p}^{heat}$ , i tillegg til energiinnholdet i lagringen på slutten av timen  $t$ ,  $S_{t,p}$ .

$$\sum_{i \in I} q_{i,t,p} + \eta_s \cdot s_{t-1,p} = D_{t,p}^{heat} + s_{t,p} \quad \forall t, p \quad [kWh] \quad (5.5)$$

### 5.2.2 Elektrisitetsbalanse

Elektrisitetsbehovet for bygningen må dekkes, akkurat som varmebehovet må dekkes. Figur 5.4 illustrerer de to balanseligningene for elektrisitet.





Figur 5.4: Elektrisitetflyten

$$I: \quad Y_{PV,t,p} + Y_{chp,t,p} + Y_{t,p}^{dch} = Y_{PV,t,p}^{exp} + Y_{t,p}^{selfcD} + Y_{t,p}^{ch} \quad \forall t, p \quad (5.6)$$

$$II: \quad D_{t,p}^{el} + d_{EB,t,p} + d_{HPww,t,p} + d_{HPaw,t,p} + d_{elbil,t,p} = Y_{t,p}^{imp} + Y_{t,p}^{selfcD} \quad \forall t, p \quad (5.7)$$

Node *I* reflekterer elektrisitetsbalansen mellom PV  $Y_{PV,t,p}$ , CHP  $Y_{CHP,t,p}$  og landning/utladning av batteri  $Y_{t,p}^{ch}$   $Y_{t,p}^{dch}$ . Produsert elektrisitet fra PV og/eller lagret energi på batteriet kan bli eksporterert til nettet  $Y_{PV,t,p}^{exp}$  og / eller bli brukt selv i bygningen  $Y_{PV,t,p}^{selfcD}$

Node *II* reflekterer at elektrisitetsbehovet for bygningen  $D_{t,p}^{el}$  og elektrisitet forbrukt av teknologien elektriske kjele  $d_{EB,t,p}$ , varmepumpe (vann-til-vann)  $d_{HPww,t,p}$ , varmepumpe (luft-til-vann)  $d_{HPaw,t,p}$  og elbil  $d_{elbil,t,p}$  må være i balanse med elektrisiteten som kjøpes fra nettet  $Y_{PV,t,p}^{imp}$  og / eller fra lokalt produsert elektrisitet fra PV  $Y_{PV,t,p}^{selfcD}$

### 5.2.3 Energilagring fra batteriet

Innholdet av elektrisitet i batteriet  $z_{t,p}^{ba}$  [kWh] må enten være mindre enn eller lik den investerte lagringskapasiteten:

$$z_{t,p}^{ba} \leq x_{ba} \quad \forall t, p \quad (5.8)$$

Ligning (5.9) er balanseringsligningen for batteriinnholdet innen en times drift. Batteriinnholdet ved tiden  $t$ ,  $z_{t,p}^{ba}$ , er lik batteriinnholdet for timen tidligere,  $z_{t-1,p}^{ba}$ , og i tillegg til om det har forekommet endringen i ladning/utladning,  $Y_{t,p}^{ch}$ ,  $Y_{t,p}^{dch}$ . På grunn av tap ved ladning / utlading er det viktig å ta hensyn til virkningsgraden  $\eta^{ch}$ ,  $\eta^{dch}$ .

$$z_{t,p}^{ba} = z_{t-1,p}^{ba} + y_{t,p}^{ch} \cdot \eta^{ch} - y_{t,p}^{dch} \cdot \frac{1}{\eta^{dch}} \quad \forall t, p \quad (5.9)$$

Ligning (5.10) forhindrer at ladning ikke overstiger det gjenværende volum i lagringen på et bestemt tidspunkt  $t$ .

$$y_{t,p}^{ch} \leq (x^{ba} - z_{t-1,p}^{ba}) \cdot \frac{1}{\eta^{ch}} \quad \forall t, p \quad (5.10)$$

Likning (5.11) forhindrer at utladningen ikke overstige det tidligere lagrede energiinnholdet.

$$y_{t,p}^{dch} \leq z_{t-1,p}^{ba} \cdot \eta^{dch} \quad \forall t, p \quad (5.11)$$

### 5.2.4 Restriksjoner for eksport / import av elektrisitet til nettet

De følgende tre ligningene er lagt til for å unngå at import og eksport av elektrisitet ikke foregår innen samme time.  $\delta_{p,t}^{exp}$  og  $\delta_{p,t}^{imp}$  er binære variabler, som enten har verdiene 0 eller 1. Hvis den binære variabelen får verdien 1 betyr det at enten eksport eller import foregår.  $M_{grid}$  er en parameter med en stor nok verdi slik at ligningen skal være gjelde.

For import:

$$\left( y_{t,p}^{impD} + y_{t,p}^{impHP} \leq \delta_{p,t}^{imp} \cdot M_{grid} \right) \quad \forall t, p \quad (5.12)$$

For eksport:

$$\left( y_{t,p}^{PVexp} + y_{t,p}^{CHPexp} \leq \delta_{p,t}^{exp} \cdot M_{grid} \right) \quad \forall t, p \quad (5.13)$$

Enten import eller eksport:

$$\delta_{p,t}^{exp} + \delta_{p,t}^{imp} \leq 1 \quad \forall t, p \quad (5.14)$$

### 5.2.5 ZEB restriksjoner

For å tilpasse den ZEB-tilstanden man ønsker å oppnå er det mulighet for å endre grensevilkår, vektningsfaktorer og ZEB ambisjoner. Her er den grenseverdien satt ved bygningens fysiske vegger, og ZEBs ambisjonsnivå inkluderer energi som brukes til å bygge bygningen og all energi som forbrukes i bygningen.

Ligning (5.15) og (5.16) representerer restriksjonene for nullprimærenergi og nullutslipp:

$$(1 - \gamma) \cdot PE^{ref} = \sum_{p \in P} \left( N(p) \sum_{t \in T} \sum_{f \in F} \left( (y_{t,p}^{impD} + y_{t,p}^{impHP})_f - (y_{t,p}^{PVexp} + y_{t,p}^{CHPexp})_f + (b_{t,p})_f + (g_{t,p}^{GB} + g_{t,p}^{CHP})_f \right) \cdot PE_{f,p} \right) + PE^{embodied} \quad [KWH_{PE}] \quad (5.15)$$

$$(1 - \gamma) \cdot PE^{ref} = \sum_{p \in P} \left( N(p) \sum_{t \in T} \sum_{f \in F} \left( (y_{t,p}^{impD} + y_{t,p}^{impHP})_f - (y_{t,p}^{PVexp} + y_{t,p}^{CHPexp})_f + (b_{t,p})_f + (g_{t,p}^{GB} + g_{t,p}^{CHP})_f \right) \cdot G_{f,p} \right) + G^{embodied} \quad [gCO2_{eq}] \quad (5.16)$$

De to ligningene ser ganske like ut, så det som skiller dem er faktorene PE og G. PE er den primære energi faktoren [kWh PE/kWh f], mens G er karbon faktoren [g CO<sub>2</sub>-eq /kWh f]. For å undersøke ZEB-begrensningene, er  $\gamma$  innført. Denne faktoren har en verdi fra null til en. Derksom  $\gamma = 1$  betyr det at bygningen er har strengt krav om å være ZEB. Når  $\gamma = 0$  er det ikke noe ZEB krav.  $\gamma$  kan også være en verdi mellom 0 og 1.

$PE^{ref}$  representerer bygningens primære energiforbruk når det bare skal minimerer kostnadene uten å aktivere ZEB-begrensningen, og den settes deretter som en parameter ved aktivering av ZEB-begrensningen.

Ved å sette  $\gamma$  til en verdi mellom 0 og 1, for eksempel  $\gamma = 0,6$  betyr det en 60 prosent ZEB.

### 5.2.6 Teknologikapasitet restriksjoner

For hver teknologi,  $i$ , er det restriksjoner for kapasitetsbegrensninger og energibalanser. Ligningen (5.17) er for varme og ligning (5.18) er for elektrisitet. Varmen eller elektrisiteten som blir generert kan ikke overstige den installerte kapasiteten,  $x_i$ , av hver teknologi.

$$x_i \leq q_{i,t,p} \quad \forall t, p, i \in I^{heat} \quad [kW] \quad (5.17)$$

$$x_i \leq y_{i,t,p} \quad \forall t, p, i \in I^{el} \quad [kW] \quad (5.18)$$

# Kapittel 6

## Resultat og diskusjon

Denne delen presenterer resultatene fra case-studiet, en 10000  $m^2$  bygning i Drammen. Resultatet som blir presentert her er følgende:

- **Nullutslippsbygning**

Denne delen viser forskjellen på om bygningen har krav eller ikke til null CO<sub>2</sub>-utslipp gjennom bygningens levetid.

- **Nullutslippsbygning med batteri**

Her presenteres det om det er økonomisk lønnsomt å ha et batteri installert bygningen. Det vil også bli vist virkningen av å ha et batteri installert i nullutslippsbygningen.

- **Hvordan to lagringsteknologier påvirker bygningen.**

Denne delen presenteres resultatet etter å ha utført ni scenarioer over forskjellige lagringsteknologier og varmeteknologier. Lagringsteknologiene er: et batteri og et varmelager. Varmeteknologiene er varmepumpe, elektrisk kjele og fjernvarme.

- **Elektriske kjøretøy tilkoblet bygningen**

Her vises det hvordan bygningen blir påvirket av å ha elektriske kjøretøy tilkoblet for ladning/utladning.

## 6.1 Nullutslippsbygning

Modellen inneholder en restriksjon som kan settes til å måtte oppnå kravet om null utslippet av CO<sub>2</sub> gjennom hele bygningens levetid. Resultatet som presenteres her er forskjellen på med og uten krav om null CO<sub>2</sub>-utslipp for bygningen. Tabellen gir en oversikt over resultatene:

### Kostnader:

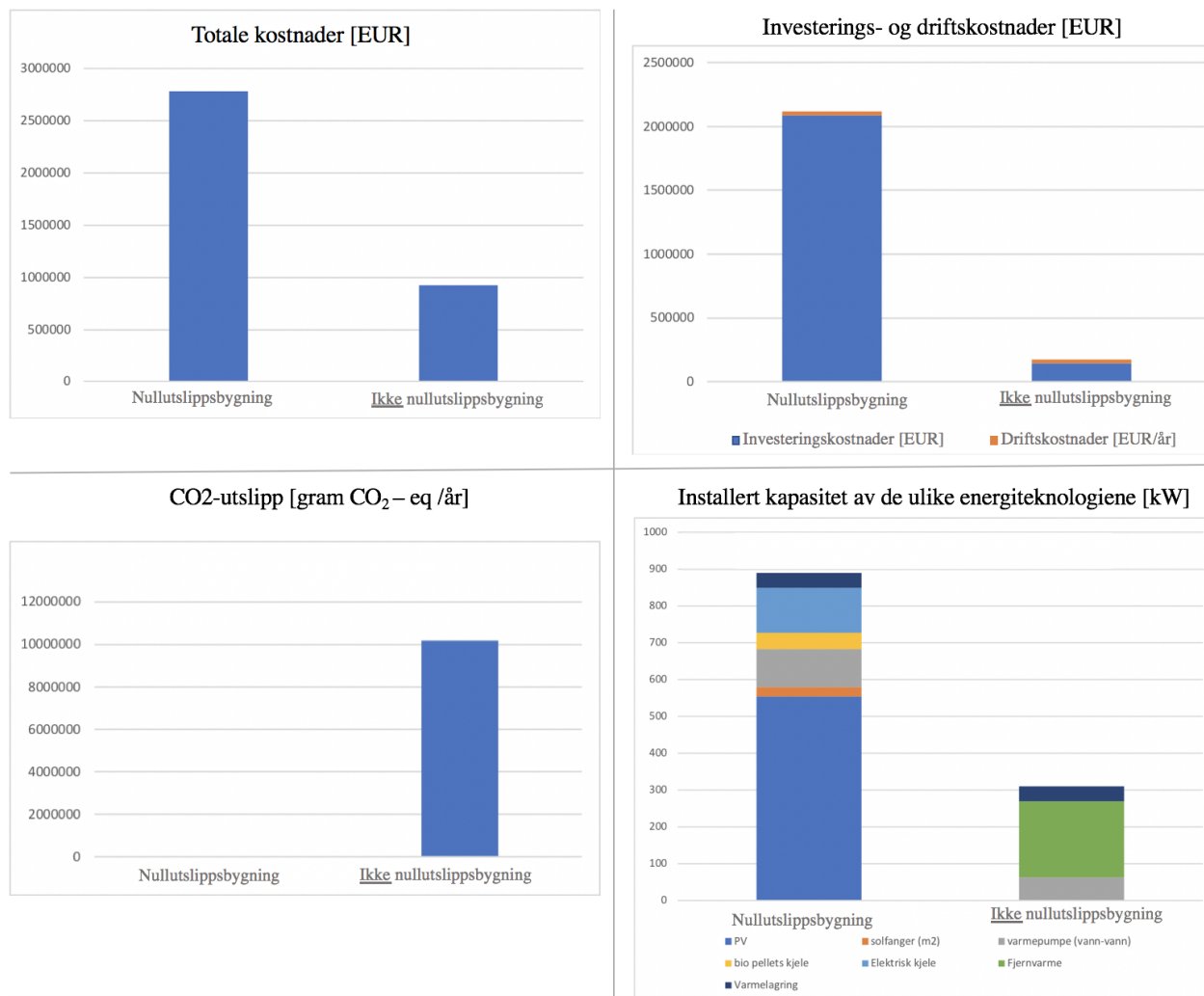
	<b>Nullutslippsbygning</b>	<b>Ikke-nullutslippsbygning</b>
Totale kostnader [EUR]:	2787036	923047
Investeringskostnader [EUR]:	2088720	141582
Driftskostnader [EURr]:	30867	34542

### CO<sub>2</sub>-utslipp, primærenergi og elektrisitet eksportert til nettet:

	<b>Nullutslippsbygning</b>	<b>Ikke-nullutslippsbygning</b>
Utslipp [gCO <sub>2</sub> – eq/år]:	0	10189420
Primærenergi [kWh <sub>p,r</sub> ]:	400	1146725
Elektritet eksportert [kWh/år]:	294236	0

### Installert kapasitet [kW] :

	<b>Nullutslippsbygning</b>	<b>Ikke-nullutslippsbygning</b>
PV:	553	0
Solsamler [m <sup>2</sup> ]:	27	0
Varmepumpe :	102	63
Biokjele:	44	0
Elektrisk kjele:	123	0
Fjernvarme:	0	206
Varmelager:	40	40



Figur 6.1: Forskjellen på med og uten krav om null CO2-utslipp

Fra tabellene og figur 6.1 kan man observere at det har stor påvirkning om bygningen har krav om null utslipp av CO<sub>2</sub>. For en nullutslippsbygning er solceller den teknologiene som det blir investert mest kapasitet i. Dette er fordi bygningen må eksportere store volumer av fornybar energi, som er elektrisitet, tilbake til nettet. Mengden CO<sub>2</sub>-utslipp er 0 for et nullutslippsbygning, mens ganske høyt for et 0 % ZEB. Investeringskostnadene er mye høyere for et nullutslippsbygning.



## 6.2 Nullutslippsbygning med batteri

Et batteri har blitt implementert inn i modellen. Om batteriet blir en del av lagringsteknologiene for bygningen avhenger av om det er økonomisk lønnsomt. Dette er fordi modellen minimerer kostnadene. Et batteri har muligheten til å lagre elektrisitet og benytte denne energien ved et senere tidspunkt istedenfor å importere elektrisitet fra nettet når prisen er høy.

Resultatet viser at batteri ikke blir en del av løsningen., fordi det ikke er lønnsomt iforhold til de andre energiteknologiene. Det som påvirker kostnadene på batteriet er:

- Investerings - og driftskostnadene
- Levetiden til batteriet
- Virkningsgraden på batteriet

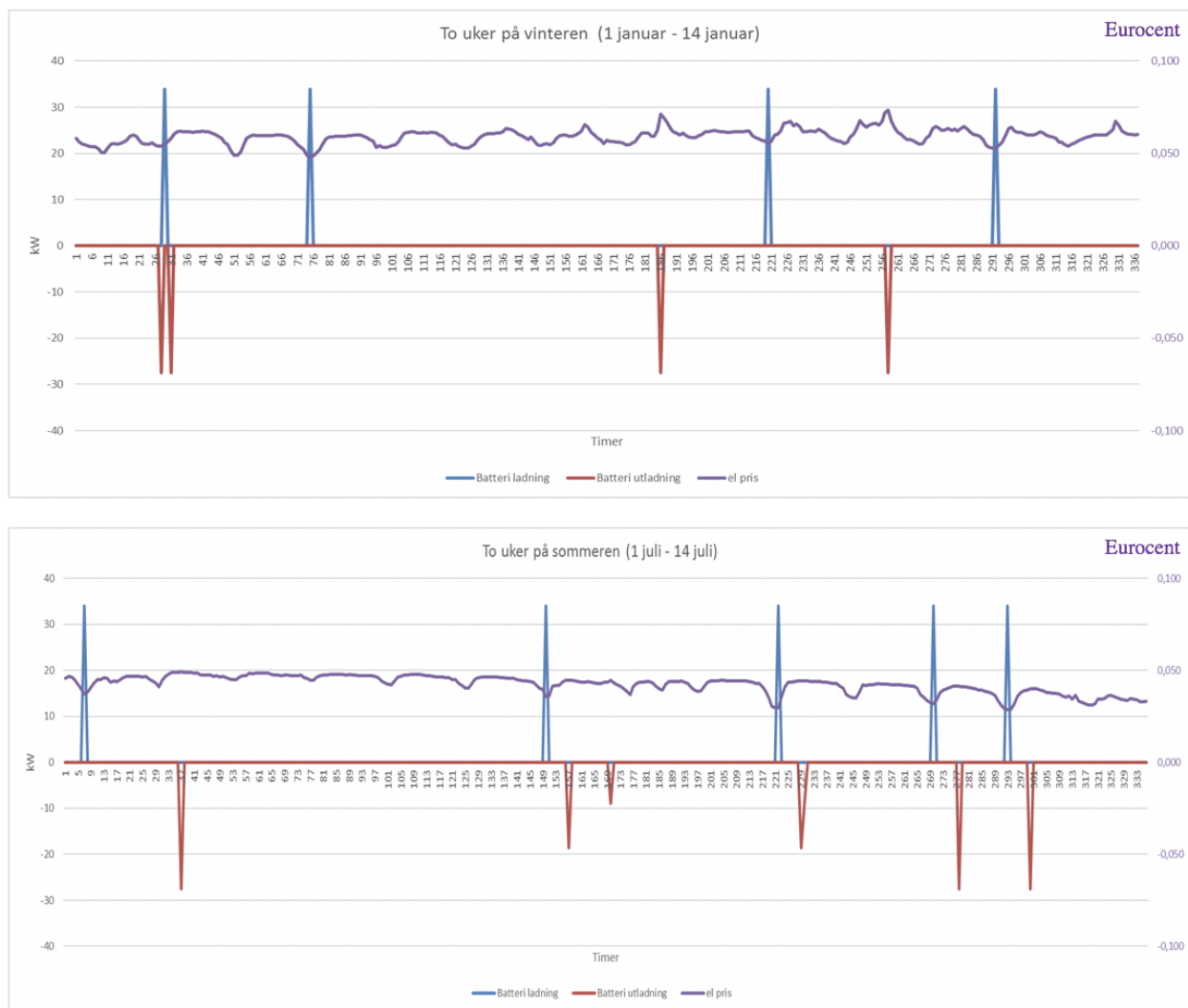
For at batteriet skal bli en del av løsningen må kostnaden reduseres, levetiden forlenges og/eller virkningsgraden økt.

### **Virkingen av å ha et batteri i nullutslippsbygningen**

Dersom man reduserer kostnadene på batteriet blir det del av energiteknologiene som investeres i. I denne delen presenteres virkingen av å ha et batteri i nullutslippsbygningen.

### Batteriet i forhold til elprisen

Figur 6.2 viser hvordan batteriet lades og utlades i forhold til prisen på elektrisitet:



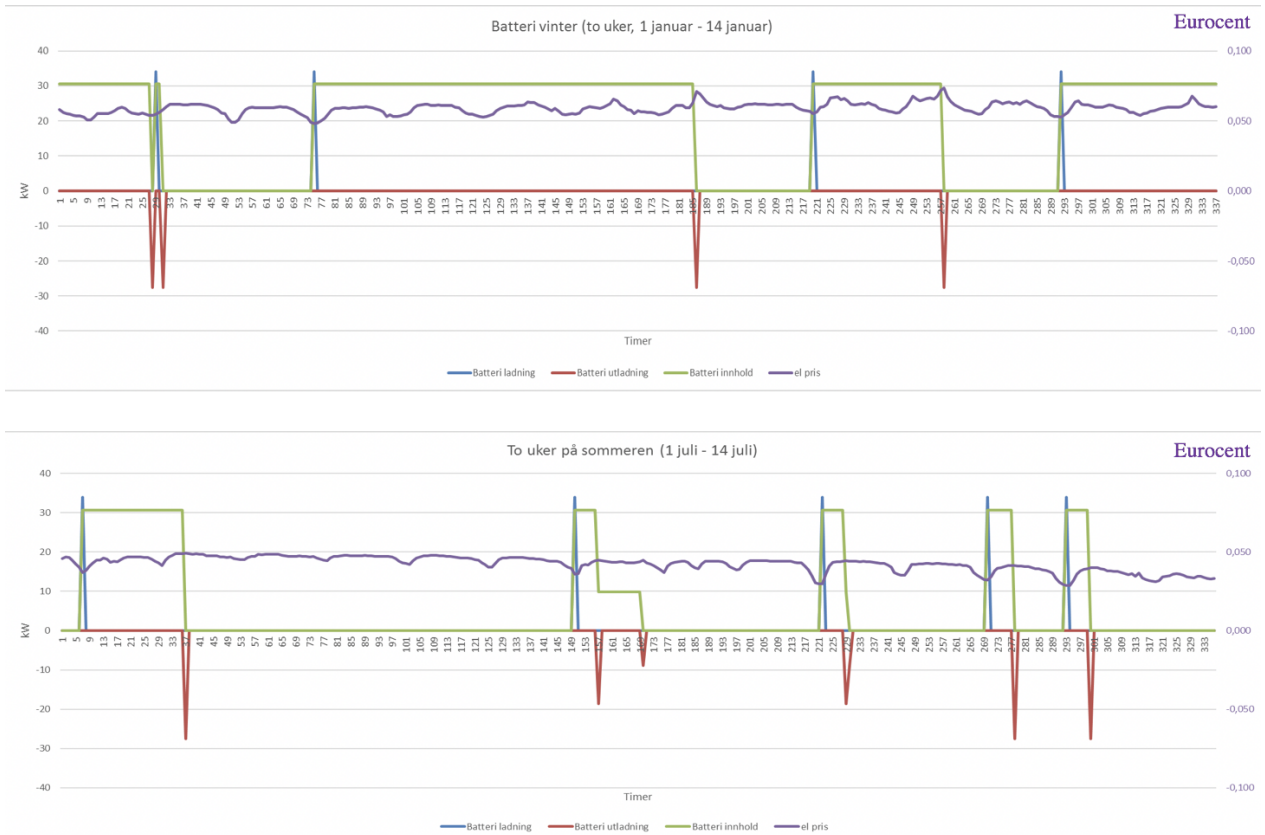
Figur 6.2: Ladning/utladning av batteriet i forhold til elprisen

Batteriet lades og utlades på grunn av prisvariasjoner for kjøp av elektrisitet. Hadde prisen for elektrisitet vært uten variasjoner ville ikke batteriet blitt brukt. Det betyr at dersom elprisen har en fastpris vil ikke batteriet blitt påvirket. Når variasjonen på elprisen er større blir batteriet brukt hyppigere. Elprisene som har blitt brukt i denne oppgaven er fra år 2012, som var et år med mye variasjoner i elprisen.

Som man ser på de to grafene, er det forskjellige ladning- og utladningsmønsteret for sommer og vinter. På vinteren er elbehovet for bygningen mye større. I disse periodene er også prisen for kjøp av elektrisitet høyere. For å dekke elektrisitetsbehovet må bygningen importere elektrisitet. I perioder hvor prisen for kjøp av elektrisitet er lavere enn vanlig blir batteriet benyttet og oppladet. I sommerperiodene er elektrisitetsbehovet for bygningen mye lavere og behovet for å importere elektrisitet er derfor mindre. Batteriet blir utladet i perioder hvor elprisene er høye, for da slipper bygningen å importere elektrisitet.

Prisen for elektrisitet er lavest på natten, så ladningen av batteriet foregår da:

<b>Tidspunkt for ladning av batteriet på vinteren</b>	
<b>Timenummer</b>	<b>Dato og tid</b>
24	1 januar klokken 24:00
78	4 januar klokken 06:00
221	10 januar klokken 05:00
290	13 januar klokken 02:00



Figur 6.3: Batteri innhold

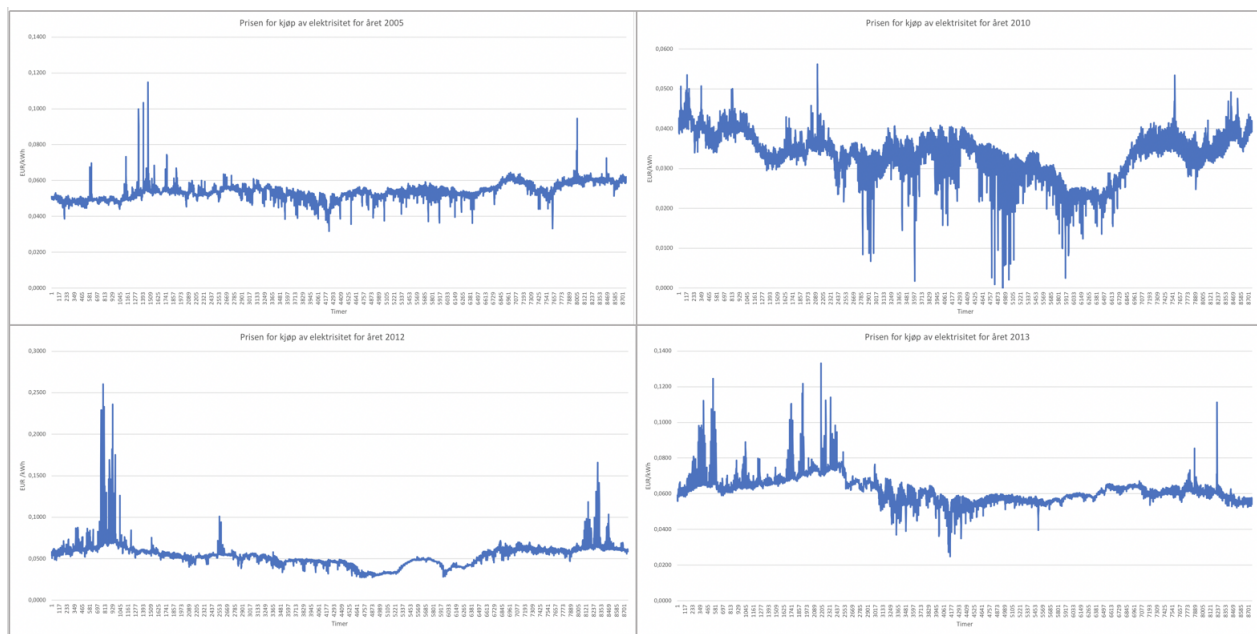
Figur 6.3 viser hvordan batteri innholdet (den grønne linjen) er i forhold til ladning/utladning. Batteri innholdet er ulikt for sommer og vinter. Det er mye kortere perioder med innhold i batteriet på sommeren.

### variasjoner for elprisene ved ulike år

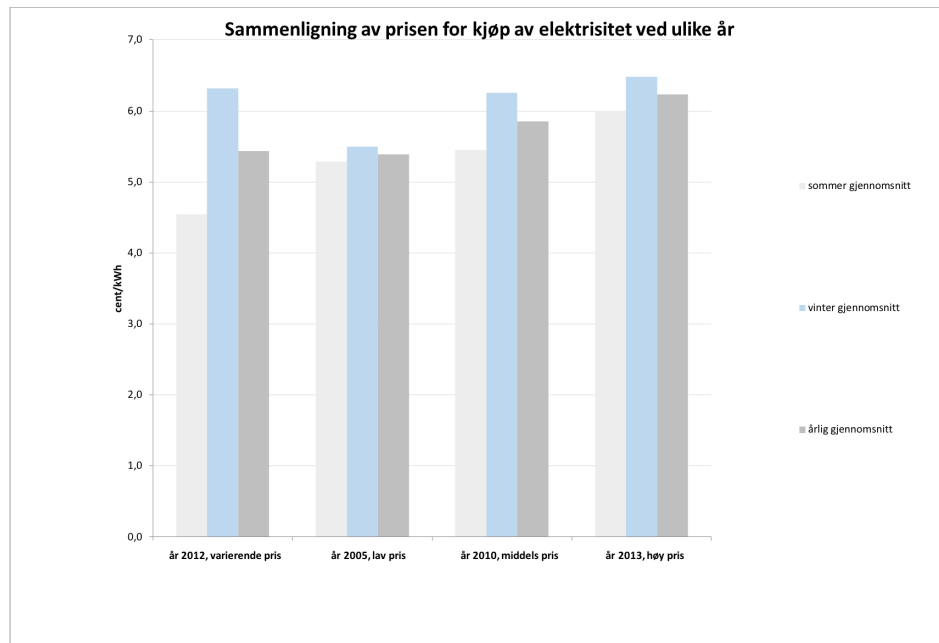
Elprisen varierer fra år til år. Noen år har større variasjoner enn andre. Siden ladnings- og utladningsmønsteret til batterier varierer ut i fra elprisene er det viktig å se på elprisvariasjonen for ulike år.

- År 2005: Dette året var elprisene lave.
- År 2010: Dette året var elprisene ganske normale/gjennomsnittlig.
- År 2012: Dette året var elprisene veldig varierende. Det vil si i noen perioder er elprisene meget høye, andre perioder meget lave og innimellom ganske flate.
- År 2013: Dette året var elprisene ganske høye.

Figur 6.4 viser ulike lastprofiler over elprisen for ulike år, og figur 6.5 sammenligner elprisene for de ulike årene.



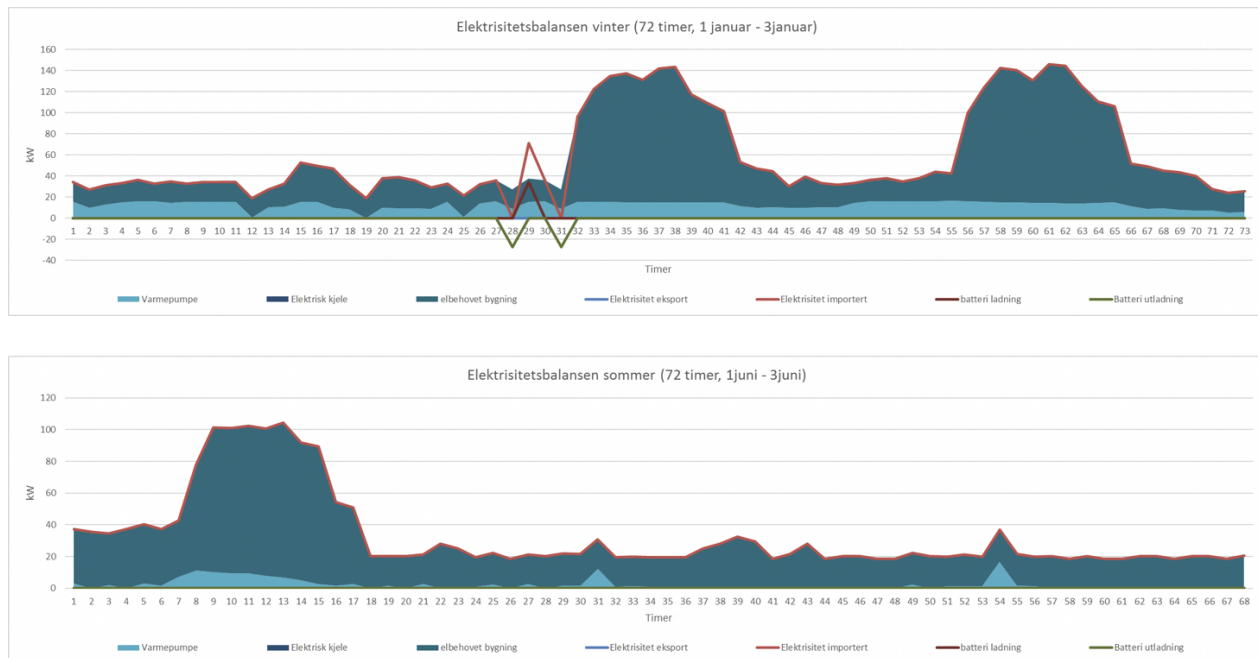
Figur 6.4: Elpris for år 2005, 2010, 2012 og 2013



Figur 6.5: Sammenligning av elprisene for ulike år

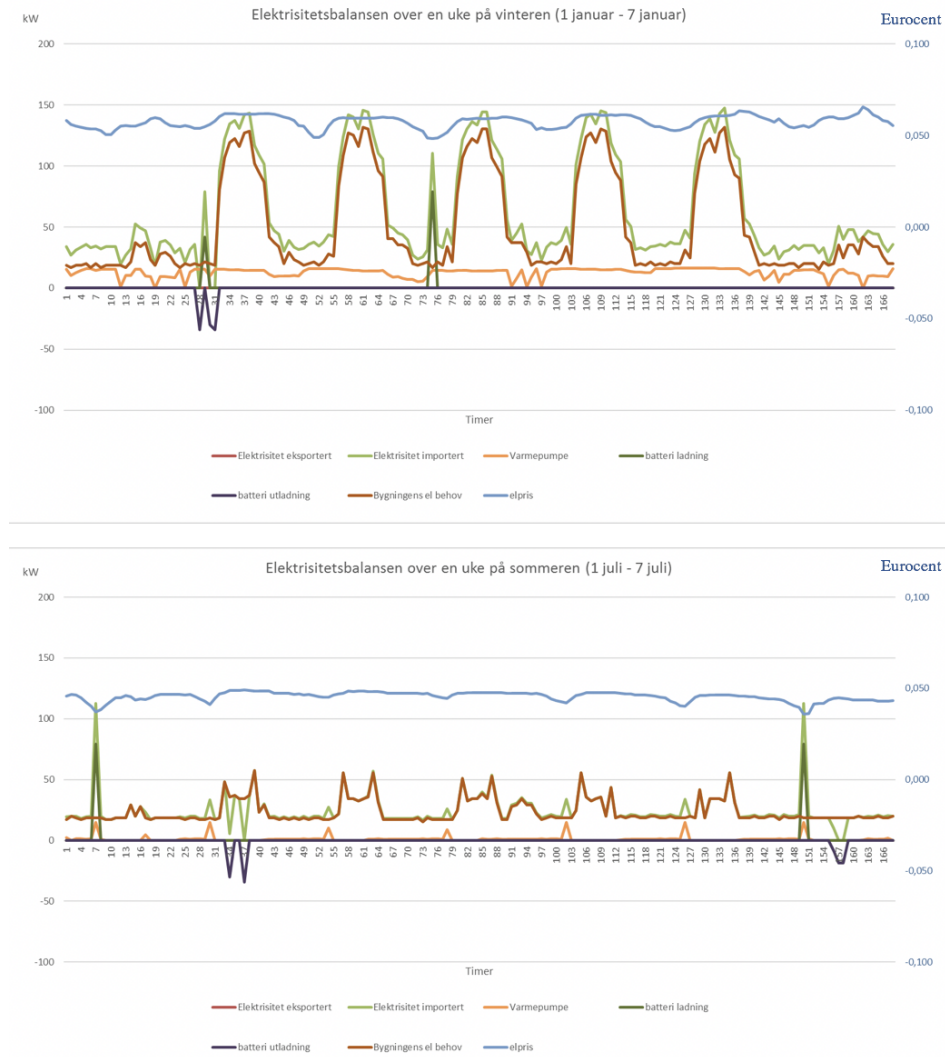
### Batteriet i forhold til elektrisitetsbalansen

Hvordan batteriet påvirker elektrisitetsbalansen:



Figur 6.6: Elektrisitetsbalanse vinter og sommer

Figur 6.6 viser elektrisitetbalansen over tre dager for sommer og vinteren. I løpet av disse tre dagene er det bare et behov for batteriet på vinteren. Man ser også at batteriet utlades istedenfor å importere elektrisitet fra nettet. Mesteparten av elektrisitetsbehovet i bygningen blir dekket av varmepumpe og elektrisk kjele.



Figur 6.7: Elektrisitetsbalanse vinter og sommer

Figur 6.7 er en annen måte å illustrere elektrisitetsbalansen på i forhold til elprisen. Varigheten på grafene er en uke. Elprisen er økte når elektrisitetsbehovet for bygningen er høyt. Batteriet lades opp når elprisene er lave. Her ser man enda bedre at elektrisitetsbehovet er økt i vinterperiodene.

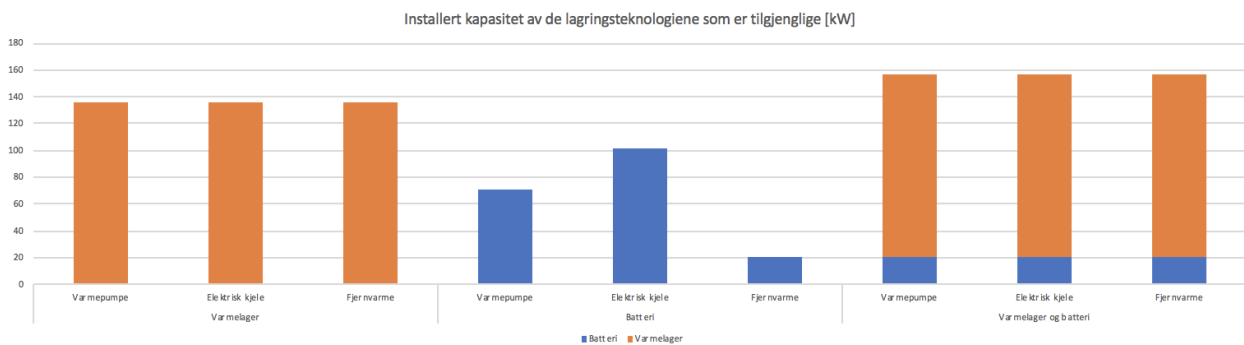


### 6.3 Hvordan to lagringsteknologier påvirker bygningen

Denne delen presenterer hvordan størrelsen (installert kapasitet [kW]) for to lagringsteknologier, et batteri og et varmelager, endres ved ulike oppvarmingsteknologier. Det har blitt utført ni scenarier. Tabellen under gir en oversikt over de ni scenarier som har blitt undersøkt:

Ni scenarier	
Lagringsteknologi	varmeteknologi
varmelagr	varmepumpe Elektrisk kjele Fjernvarme
batteri	varmepumpe Elektrisk kjele Fjernvarme
varmelagr og batteri	varmepumpe Elektrisk kjele Fjernvarme

Figur 6.8 viser resultatet, som er en oversikt over installert kapasitet [kW] av lagringsteknologiene ved ulike oppvarmingsteknologier:



Figur 6.8: Installert kapasitet [kW]



Figur 6.9: Oversikt over alle grafene fra de ni scenarioene

Figur 6.9 presenterer resultatet ved å sammenligne de ni utførte scenarioene. Energibehovet i bygningen består av et varmebehov og et elektrisitetsbehov. Dette behovet må dekkes ved hjelp av oppvarmingsteknologiene som er installert i bygningen.

Grafene viser hvordan energibehovet for bygningen (striplet linje) blir dekket av oppvarmingsteknologiene. Den viser også når lagringsteknologiene blir brukt. Lagringsteknologiene brukes til å jevne ut lastprofilen ved å få ned topplasten. Varmelageret brukes for å kutte topplasten av varmebehovet, mens batteriet brukes til å kutte topplasten av elektrisitetsbehovet.

Lagringsteknologiene er avhengig av prisen på el- og fjernvarme (gul linje) som er gitt på akse til høyre. Begge lagrene blir fylt opp i perioder når prisen på el- og fjernvarme er lave.

Fjernvarme bærer kun varme, noe som gjør at den kun kan dekke varmebehovet og ikke elektrisitetsbehovet. Fjernvarme er et transportnettverk for vann, som kan forsyne flere bygninger med energi til tappevann og oppvarming. Varmepumpe og elektrisk kjele kan dekke både varme- og elektrisitetsbehovet.

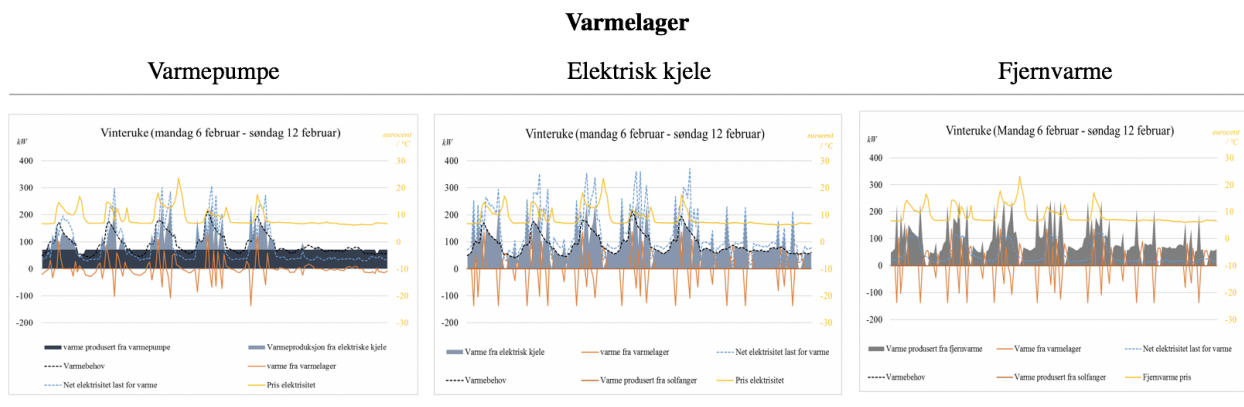
I scenarioene med varmepumpe er det også installert elektrisk kjele. Varmepumpen dekker grunnlasten, mens den elektrisk kjelen dekker topplasten. Det er vanlig å bruke varmepumpen i kombinasjon med andre varmekilder.

### Varmelageret

Tabellen under viser installert kapasitet [*kW*] for lagringsteknologien varmelager:

	Varmelager		
	Varmepumpe	Elektrisk kjele	Fjernvarme
Batteri:	0	0	0
Varmelager	136	136	136

For lagringsteknologien varmelageret har alle varmeteknologiene lik installert kapasitet på 136 kW. At det er like mye installert kapasitet av elektrisk kjele og fjernvarme er logisk, men at varmepumpen har sammen mengde er ikke logisk. Dette er fordi varmepumpe har mye høyre virkningsgrad i forhold til elektriske kjele og fjernvarme. Virkningsgraden for en varmepumpe er høy. En varmepumpe som har en COP på 3,5 vil si at den gir 3,5 ganger mer varmeenergi per enhet strøm som tilføres varmepumpen. Så 1 kWh tilført energi gir opptil 3,5 kWh varmeenergi til bygningen. Det betyr at det var forventet at installert kapasitet av varmelageret skulle være høyere for varmepumpen enn for elektrisk kjele og fjernvarme. Mulig årsak for hvorfor alle de tre oppvarmingsteknologiene har lik mengde kan være fordi varmelageret er så billig og modellen ønsker å minimere kostnadene.



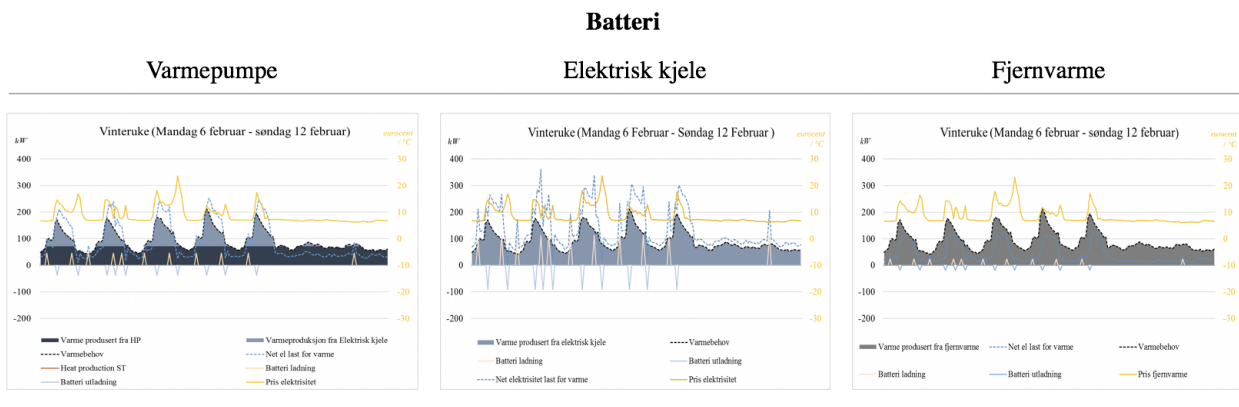
Figur 6.10: Installert kapasitet for varmelageret

**Batteri**

Tabellen under viser installert kapasitet [kW] for lagringsteknologien batteri:

	<b>Batteri</b>		
	Varmepumpe	Elektrisk kjele	Fjernvarme
Batteri:	71	101	21
Varmelager	0	0	0

Ved å ha et batteri som lagringsteknologi varierer installert kapasitet for de ulike varmeteknologiene. Dette har mye å gjøre med at et batteri påvirker elektrisitetsbalansen og ikke varmebalansen. Fjernvarme bærer kun varme, så hele varmebehovet dekkes av fjernvarme. Elektrisitetsbehovet må fortsatt dekkes (kan ikke dekkes av fjernvarme, må ha strøm til lys og belysning). Ved å ha fjernvarme som oppvarmingsteknologi er den installerte kapasiteten på 21 kW fra elektrisitet som er importert fra nettet. Ettersom virkningsgraden er forskjellig for varmpumpe og elektrisk kjele har de ulik installert kapasitet.



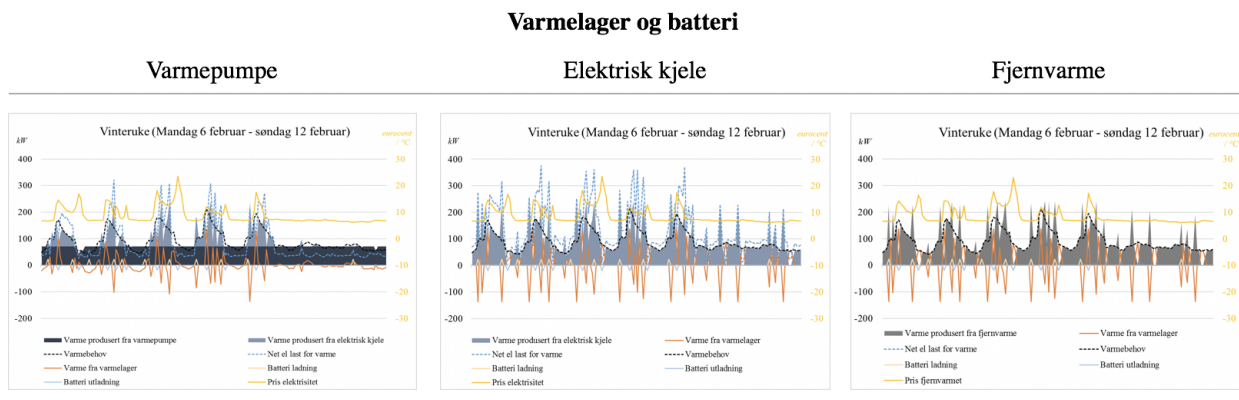
Figur 6.11: Installert kapasitet for batteri

### Varmelager og batteri

Tabellen under viser installert kapasitet [ $kw$ ] for lagringsteknologien varmelager og batteri:

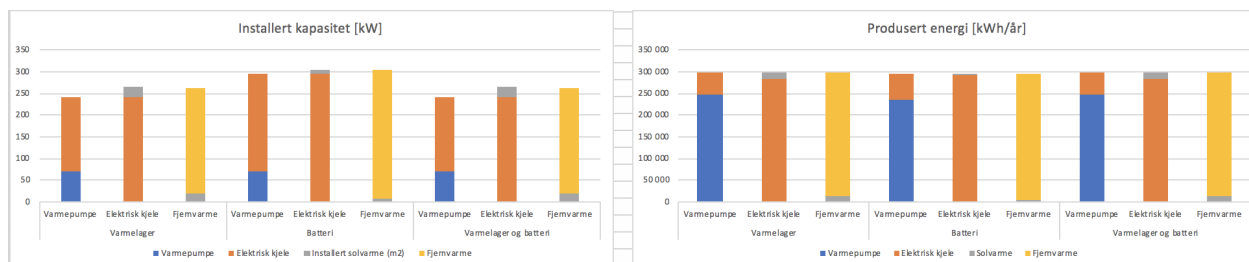
	Varmelager og batteri		
	Varmepumpe	Elektrisk kjele	Fjernvarme
Batteri:	21	21	21
Varmelager	136	136	136

Ved å ha begge lagringsteknologiene, et batteri og et varmelager, er det lik installert kapasitet for alle de tre varmeteknologiene. Det er større mengde installert kapasitet av varmelageret i forhold til batteriet, og årsaken er kostnadene. Et varmelager er billigere enn et batteri. Modellen ønsker å velge den lagringsteknologien som er billigst for å minimere kostnadene. Når det er tilgang på begge lagringsteknologiene bidrar det til å jevne ut både elektrisitet- og varmelastprofilen ved å få ned topplasten.



Figur 6.12: Installert kapasitet for varmelager og batteri

### Installert kapasitet og produsert energi for varmeteknologiene



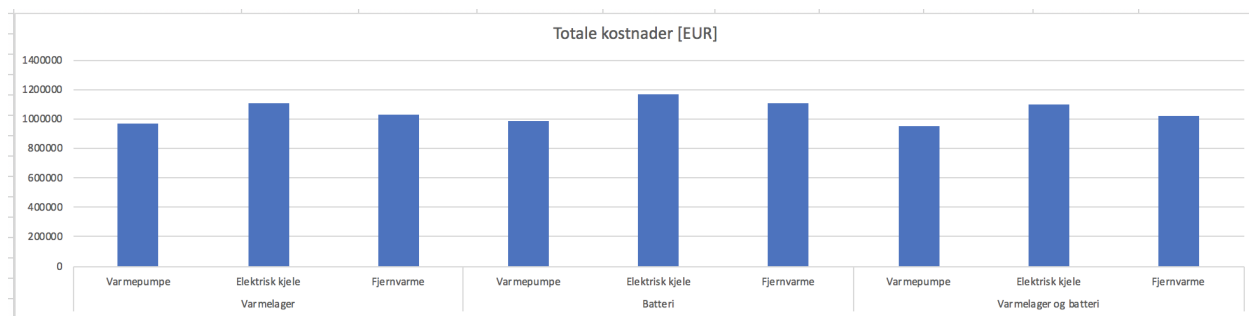
Figur 6.13: Installert kapasitet og produsert energi

Figur 6.13 viser grafene over installert kapasitet [kW] og produsert energi [kWh/år] for de ni scenarioene. Mengden produsert energi over et år er omtrent det samme i forhold til installert kapasitet. Grunnen til dette er fordi varmeteknologiene produserer ulik mengde energi. Varmepumpe er den varmeteknologien som produserer mest energi per enhet installert kapasitet. Elektrisk kjele er den varmeteknologien som produserer minst energi per enhet installert kapasitet. Under er en mer detaljert oversikt over installert kapasitet og produsert energi for de ni scenarioene:

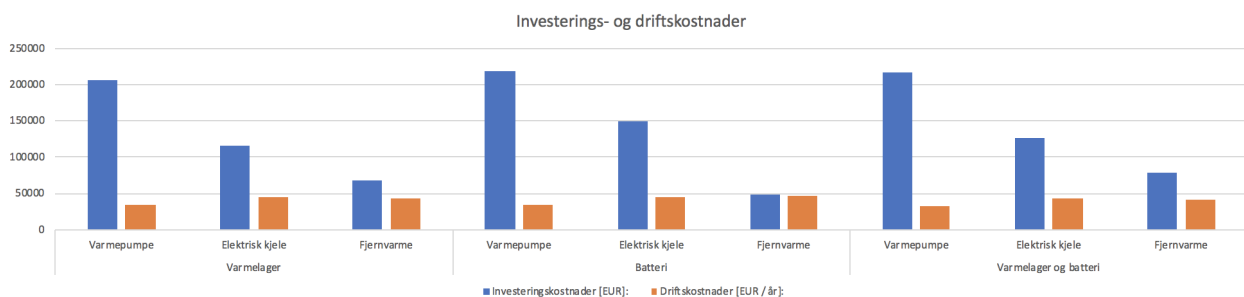
	Varmelager					
	Varmepumpe		Elektrisk kjele		Fjernvarme	
	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]
Varmepumpe	70	247 274	0	0	0	0
Elektrisk kjele	172	51 435	242	283 376	0	0
Installert solvarme (m2)	0	0	24	14 767	21	13 178
Fjernvarme	0	0	0	0	242	284 771
	Batteri					
	Varmepumpe		Elektrisk kjele		Fjernvarme	
	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]
Varmepumpe	71	236 418	0	0	0	0
Elektrisk kjele	224	59 662	295	291 129	0	0
Installert solvarme (m2)	0	0	8	4 951	8	4629
Fjernvarme	0	0	0	0	295	291 451
	Varmelager og batteri					
	Varmepumpe		Elektrisk kjele		Fjernvarme	
	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]	installert kapasitet [kW]	Produsert energi [kWh/år]
Varmepumpe	70	247 274	0	0	0	0
Elektrisk kjele	172	51 435	242	283 376	0	0
Installert solvarme (m2)	0	0	24	14 767	21	13 178
Fjernvarme	0	0	0	0	242	284 771

## Kostnader

Størrelsen på lagringsteknologiene påvirkes i stor grad av kostnadene. Dette er fordi modellen minimerer kostnadene. Figur 6.14 gir en oversikt over de totale kostnadene gjennom hele bygnings levetid. Figur 6.15 gir en oversikt over forskjellen på investerings- og driftskostnader.



Figur 6.14: Oversikt over de totale kostnadene



Figur 6.15: Oversikt over investerings- og driftskostnadene

Ut i fra dette ser man at de totale kostnadene for de ulike varmeteknologiene er ganske like, men det er store forskjeller mellom investeringskostnadene og driftskostnadene. For varmeteknologien varmpumpe er andelen investeringskostnader meget høy i forhold til driftskostnader. Fjernvarme derimot har ganske like investeringskostnader og driftskostnader. Elektrisk kjele er den varmeteknologien som har høyest totale kostnader for alle de tre ulike lagringsteknologiene. Varmepumpe er den av varmeteknologiene som har lavest totale kostnader.



Tabellene gir en mer detaljert oversikt over kostnadene:

	<b>Varmelager</b>		
	Varmepumpe	Elektrisk kjele	Fjernvarme
Totale kostnader [EUR]:	965104	1109522	1030124
Investeringskostnader [EUR]:	206408	115935	67223
Driftskostnader [EUR/år]:	33536	43918	42562

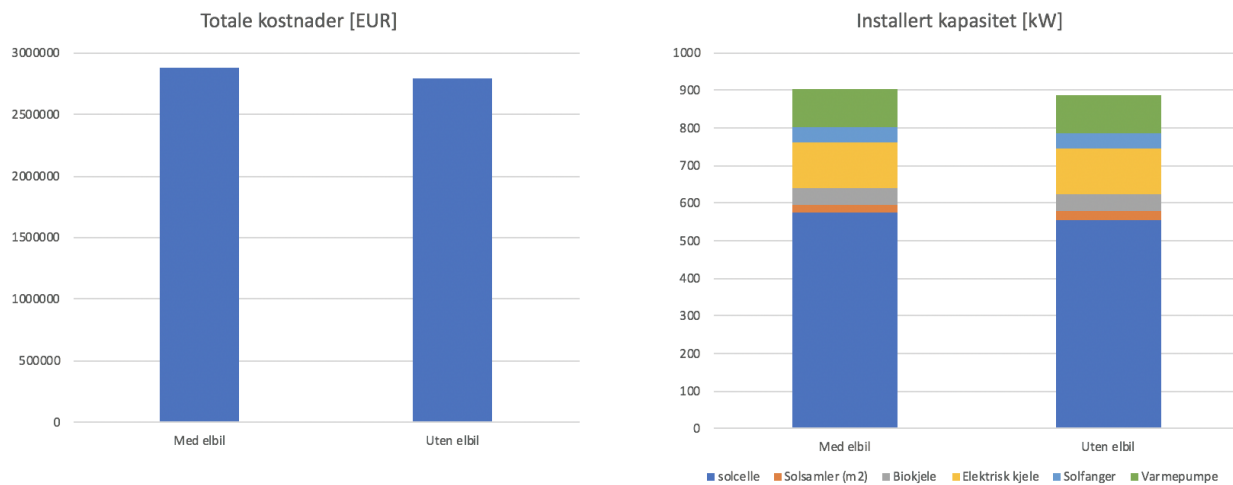
	<b>Batteri</b>		
	Varmepumpe	Elektrisk kjele	Fjernvarme
Totale kostnader [EUR]:	982195	1168152	1108218
Investeringskostnader [EUR]:	218374	149168	49105
Driftskostnader [EUR/år]:	33762	45041	46815

	<b>Varmelager og batteri</b>		
	Varmepumpe	Elektrisk kjele	Fjernvarme
Totale kostnader [EUR]:	954399	1098817	1019419
Investeringskostnader [EUR]:	216741	126268	77556
Driftskostnader [EUR/år]:	32606	42988	41632

## 6.4 Påvirkningen av at elektriske kjøretøy er tilkoblet bygningen

Denne delen presenterer hvordan det påvirker bygningen når elektrisk kjøretøy er tilkoblet bygningen. For å finne ut av dette har det blitt sammenlignet to bygningen: en bygningen med elektriske kjøretøy tilkoblet, og en uten.

Belastningsprofilen for energiforbruket til de elektriske kjøretøyene er: Maksimal belastning på 32 A, hvor 10 elbiler er tilkoblet. Resultatet viser:



Figur 6.16: Forskjell på med og uten elbil tilkoblet bygningen

Oversikt over kostnadene:

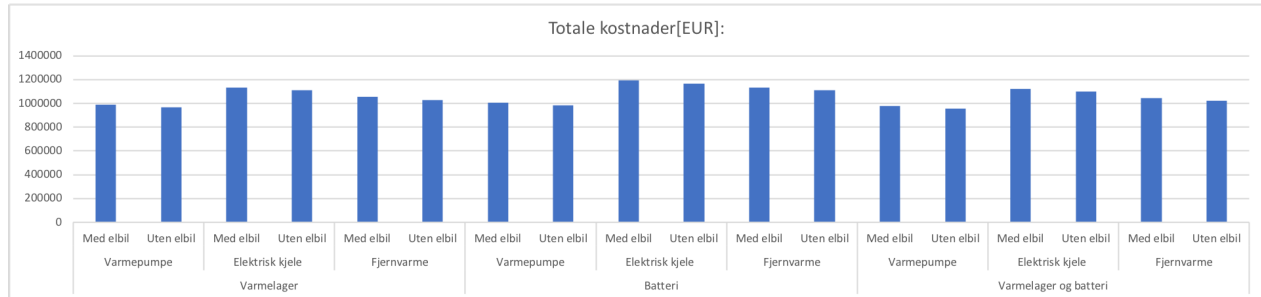
	<b>Med elbil</b>	<b>Uten elbil</b>
Totale kostnader [EUR]	2882010	2787813
Investeringskostnader [EUR]	2159945	2089009
Driftskostnader [EUR/år]	31917	30888

Oversikt over installert kapasitet [ $kw$ ]:

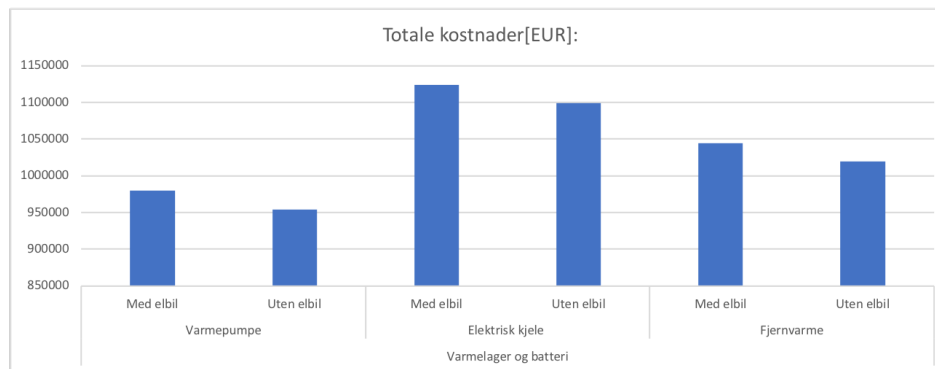
	<b>Med elbil</b>	<b>Uten elbil</b>
Solcellepanel	575	554
Solvarme (m2)	21	24
Biokjele	44	46
Elektrisk kjele	123	123
Varmepumpe	102	100
Varmelager	40	40

Ut i fra tabellene og figurene ser man at bygningen blir i liten grad påvirket av om elektriske kjøretøy er tilkoblet. Det er en liten økning i de totale kostnadene når elbilene er tilkoblet. Dette er fordi elbilen fungerer som en last og forbruker elektrisitet. Økning i antall elbiler som er tilkoblet, og økt maksimal strømbelastning, fører til både høyere elektrisitetsbelastning og kostnader. Det har blitt testet med 10 elbiler tilkoblet bygningen. Ettersom dette er en skole, som er en ganske stor bygning, har dette lite betydning på energibelastningen. Dersom det hadde vært mange flere biler tilfastet bygningen, 100 eller 1000 hadde det hatt større betydning på energibelastningen.

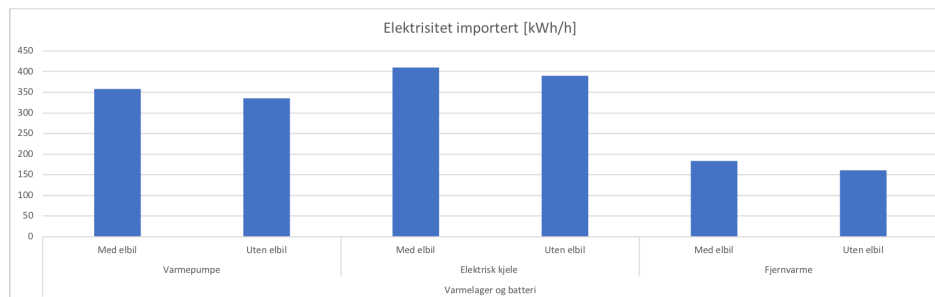
Det har også blitt undersøkt hvordan de ni scenarioene blir påvirket av at elektriske kjøretøy er tilkoblet bygningen. Ut i fra resultatet ser man også her at bygningen i liten grad blir påvirket:



Figur 6.17: Forskjell på med- og uten elbil installert i bygningen



Figur 6.18: Forskjell på med- og uten elbil installert i bygningen



Figur 6.19: Forskjell på med- og uten elbil installert i bygningen

# Kapittel 7

## Konklusjon og videre arbeid

### 7.1 Konklusjon

Denne oppgaven har tatt utgangspunkt i en optimeringsmodell i FICO Xpress over en energieffektiv bygningen. Modellen kan beregne hva som er mest kostnadseffektivt og dimensjoneringen av de tilgjengelig energiteknologiene. I denne oppgaven har modellen blitt videreutviklet ved å implementere inn et batteri som lagringsteknologi. Deretter har følgende blitt undersøkt:

#### **Nullutslippsbygning**

Her ble det undersøkt forskjellen på om bygningen har krav eller ikke-krav til null CO<sub>2</sub>-utslipp gjennom bygningens levetid. Resultatet viste at:

**Kostnader:** En bygning med krav til null utslipp av CO<sub>2</sub> har mye høyere totale kostnader iforhold til ikke-krav om det. Årsaken er fordi det er mye høyre investeringskostnader for en bygningen med krav om null CO<sub>2</sub>-utslipp.

**Installert kapasitet:** For en nullutslippsbygning er solceller den energiteknologien som det er mest installert kapasitet av. Årsaken til dette er fordi en bygning med krav om null CO<sub>2</sub>-utslipp eksporterer elektrisitet til strømmettet som må bli produsert fra fornybar energi. For en ikke-nullutslippsbygning er det fjernvarme det det blir investert mest kapasitet.

### **Nullutslippsbygning med batteri**

Her ble det undersøkt om det var økonomisk lønnsomt å ha et batteri installert i bygningen. Resultatet viste at et batteri ikke er lønnsomt. Det som påvirker kostnadene på batteriet er: investerings- og driftskostnader, levetiden til batteriet og virkningsgraden på batteriet.

Dersom man reduserer batterikostnadene blir batteriet et del av de investerte energiteknologiene i bygningen. Da har det blitt undersøkt hva som påvirker om batteriet blir ladet/utladet, som er på grunn av prisvariasjoner for kjøp av elektrisitet. Det betyr at når variasjonen på elprisen blir større blir batteriet ladet/utladet hyppigere. Batteriet opplades i perioder hvor elprisen er lav, sånn at det kan utlades istedenfor å importere elektrisitet i de periodene hvor elprisen er høy. Oppladningen foregår ofte på natten, siden da er elprisen på det laveste.

### **Hvordan to lagringsteknologier påvirker bygningen**

Det har blitt utført ni ulike scenarioer for å undersøke hvordan installert kapasitet [ $kW$ ] av lagringsteknologiene endres. Lagringsteknologiene som ble undersøkt her var først et batteri, så et varmelager og deretter begge disse sammen. De ulike varmeteknologiene som ble testet var varmepumpe, elektrisk kjele og fjernvarme. Resultatet viste at:

Lagringsteknologiene brukes til å jevne ut lastprofilen ved å få ned topplasten. Varmelageret brukes for å kutte topplasten av varmebehovet, mens batteriet brukes til å kutte topplasten av elektrisitetsbehovet.

For lagringsteknologien varmelageret blir det installert like mye kapasitet for alle varmeteknologiene, 136 kW. Dette var et overraskende resultat. Det var forventet at installert kapasitet av varmelageret skulle være høyere for varmepumpen enn for elektrisk kjele og fjernvarme. Dette er fordi varmepumpen har høyere virkningsgrad enn de andre teknologiene. Mulig årsak til at de har like mengde installert er fordi varmelageret er billig.

Ved å ha et batteri som lagringsteknologi varierer installert kapasitet for de ulike varmeteknologiene. Fjernvarme hadde 21 kW, elektriske kjele hadde 101 kW og varmepumpen 71 kW. Grun-

nen til at det er ulikt har mye å gjøre med at et batteri påvirker elektrisitetsbalansen og ikke varmebalansen. Fjernvarme bærer kun varme, noe som gjør at den kun kan dekke varmebehovet og ikke elektrisitetsbehovet. Varmepumpe og elektrisk kjele kan dekke både varme- og elektrisitetsbehovet

Ved å ha begge lagringsteknologiene, et batteri og et varmelager, er det lik installert kapasitet for alle de tre varmeteknologiene. Det er større mengde installert kapasitet av varmelageret iforhold til batteriet, og årsaken er kostnadene. Et varmelager er billigere enn et batteri.

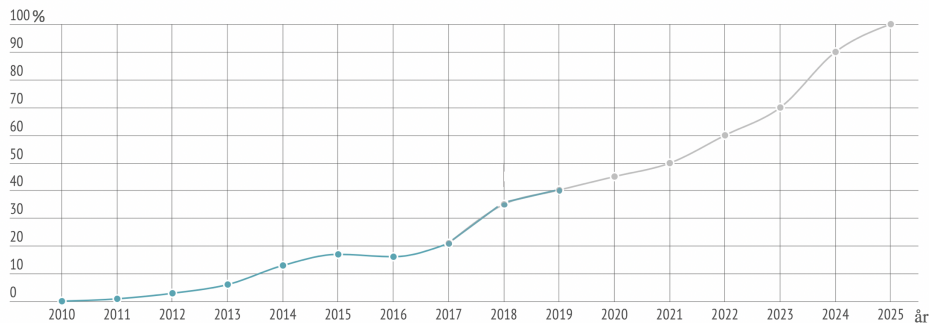
### Elektriske kjøretøy tilkoblet bygningen

Her ble det studert hvordan bygningen ble påvirket av å ha elektriske kjøretøy tilkoblet for lading/utladning. Resultatet viste at bygningen blir lite påvirket av dette. Det fører kun til en liten økning i totale kostnader på grunn av økning i forbrukt elektrisitet.

## 7.2 Videre arbeid

Denne delen gir anbefalinger for fremtidige utvidelser av modellen som er utviklet i denne oppgaven.

Modellen tar inn lastprofiler over ti elbiler festet til bygningen. Fremover er det antatt at antall elbiler i Norge kommer til å øke for å nå målet om at alle nye biler er nullutslipp i 2025 [17]:



Figur 7.1: Mot målet om 100% andel elbil i år 2025 [17]

Videre vil arbeidet være å teste modellen for ulike etterspørselsprofiler for elbilen med enda flere biler og større maksimal kapasitet. Dette er fordi bygningen hadde lite påvirkning av elbehovet av kun ti elbiler.

Modellen har sett på to typer lagringsteknologier som er implementert i modellen, et batteri og et varmelager. Det hadde vært interessant å implementert andre typer lagringsteknologier inn i modellen, for eksempel hydrogen. Hydrogen har høy energitetthet og rask responstid. Dette er en teknologi som det forventes en stor utvikling i fremtiden. Derfor forskes det mye på forbedring av hydrogenlagring der utfordringene er knyttet til lav systemeffektivitet, sikkerhetsaspekter og høye kostnader. [20]

All energirelaterte planleggingsoppgaver innebærer usikkerhet. Det er mange teknikker man kan bruke for å ta hensyn til usikkerhet, for eksempel scenarioanalyse. Det innebærer at flere grunnparametrene er definert som scenarioer, og man kan utføre ulike scenarioer og analyser resultatet. [25]

Dette casestudiet har sett på en passiv skolebygning, så derfor har lastprofiler for energibehovet til en denne type bygning blitt brukt. Videre arbeid kan være å se på andre typer bygg. På den måten kan man analysere optimal løsning for forskjellige type bygninger. Dette kan for eksempel være kjøpesentere, ulike typer boligbygninger, idrettshaller. Disse bygningstypene har ulik energibehov, så optimal løsning vil derfor endes ved ulike lastprofiler.



# Referanseliste

- [1] Nancy Lea Eik-nes Anne Grete Hestnes. *Zero emission buildings, utgave 1, fagbokforlaget, ISBN: 9788245020557*. 2017.
- [2] L. Henden, T. Ericson, A. Fidje et al. Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet, nve-rapport nr. 66/2017. [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_66.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_66.pdf), 2017.
- [3] Hannah Ritchie. Co2 and other greenhouse gas emissions. <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>, 2019.
- [4] Energi Norge. Fleksibilitet – fremtidig organisering av monopol og marked. <https://www.energinorge.no/contentassets/e393a68f81e74426a3c510b93d942e3d/fleksibilitet--fremtidig-organisering-av-monopol-og-marked.pdf>, 2016.
- [5] Gilbert M. Masters. *Renewable and Efficient Electric Power Systems, 2nd Edition, May 2013, Wiley-IEEE Press*. 2013.
- [6] Mohammed Abdelmotaleb M.Yassin, Mohan Lal Kolhe and Aimie Nazmin Azmi. Battery capacity estimation for building-integrated photovoltaic system: Design study of a southern norway zeb house, 2017.
- [7] Gilbert M. Masters. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2013.
- [8] Sustainable Nano. How does a lithium-ion battery work? <http://sustainable-nano.com/2013/10/15/how-do-lithium-ion-batteries-work/>, 2013.

- [9] Angshuman Sharma, Santanu Sharma. Review of power electronics in vehicle-to-grid systems. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X1830481X#fig0005>, February 2019.
- [10] Kang miao Tan, Vigna K.Ramachandaramurthy, Jia Ying Yong. Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211500982X>, 2015.
- [11] Gilbert M. Masters. *Renewable and Efficient Electric Power Systems, 2nd Edition, May 2013, Wiley-IEEE Press. 2013.*
- [12] Energifakta Norge. Kraftmarkedet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>, 2019.
- [13] Energifakta Norge. Norsk energiforskning. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/>, 2019.
- [14] Energifakta Norge. Kraftproduksjon. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>, 2019.
- [15] NVE, energiavdelingen. Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030. [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_79.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_79.pdf).
- [16] K. B. Lindberg, G. Doorman, D. Fischer, I. Sartori, M. Korpås, and A. Ånestad. Methodology for optimal energy system design for zero energy buildings using mixed-integer linear programming. *Energy and Buildings*, Vol. 127, pp. 194-205, 2016.
- [17] Norsk elbilforening. Nordisk elbilbarometer. <https://elbil.no/elbilstatistikk/elbilbarometeret/>, 2018.
- [18] CO2 i atmosfæren. energi og klima. <https://energiogklima.no/klimavakten/co2-i-atmosfaeren/>, 2019.
- [19] The research center on Zero emission buildings. Zeb-definisjonen. <https://www.zeb.no/index.php/no/om-zeb/zeb-definisjoner>, 2019.

- [20] Energifakta Norge. Et moderne og digital kraftsystem. <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/ny-teknologi-i-kraftsystemet/>, 2019.
- [21] Nasjonal transportplan 2018-2029. En grønnere transporthverdag. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/en-gronnere-transporthverdag/id2548633/>, 2017.
- [22] EnergiNorge. Vektning av elektrisitet i energipolitikken. <https://www.energinorge.no/contentassets/935d2fa12aab41adb7b4793d49aa43bd/vektning-av-elektrisitet---sluttrapport.pdf>, 2012.
- [23] Sondre Moe Knutsen. Integrering og vurdering av elbiler i zeb, 2019.
- [24] I.M.Andersen. Investment opportunities for batteries in zero emission buildings.a deterministic cost-optimization tool for zeb. master thesis, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2018.
- [25] Magnus Korpås Martin N. Hjelmeland Hans H. Faanes, Gerard Doorman. *Energy Systems Planning and Operation*. 2016.

# Kapittel 8

## Vedlegg

Vedlegget består av Koden i FICO Xpress som består:

- Main
- Lese fra filen i Excel
- Lese til filen i Excel

### 8.1 Koden i Mosel Xpress

#### 8.1.1 main

```
1  ! Optimization of investments in ZEB-buildings
2  model Project_AA
3  options explterm
4  options noimplicit
5  uses "mmsheet" !new! 2015-01-15
6  uses "mmxprs","mmsystem", "mmive" !Enable time-parameters (taken out: "mmodbc")
7  !uses "mmxprs.dso","mmsystem", 'mmive' !Enable time-parameters (taken out: "mmodbc")
8  setparam('xprs_verbose',true); !Enable message printing by the Optimizer
9  setparam('xprs_miplog',-20); !Global print control
10 setparam('xprs_miprelstop', 0.002); ! 0.015 !Stop MIP if the gap between MIP object value and best bound object value < 0,1% 0.001
11 setparam("timefmt", "%0H:%0M:%0S");
12 setparam("datefmt", "%y-%0m-%0d");
13 setparam("datetimefmt", "%y-%0m-%0dT%0H:%0M:%0S,%s");
14
15 writeln("Start running model");
16 declarations
17   ControlFile = "mmsheet.excel:noindex;ControlParameterFile.xlsx"; !new try 2015-01-15
18   InputDataFileSeries = "mmsheet.excel:grow;InputDataFileSeries.xlsx"; !new try 2015-01-15
19   InputDataFileValues = "mmsheet.excel:grow:noindex;InputDataFileValues.xlsx"; !new try 2015-01-15
20   ResultFile: string;
21 end-declarations
22
23 forward procedure initialize_General_Parameters_from_InputFile
24 forward procedure initialize_Control_Parameters_from_ControlFile
25 forward procedure defineResultFile
26 forward procedure write_Results_to_Excel_File
27
28
```

```

29 ! __ DECLARATION AND INITIALIZATION
30
31 ! -- Defining sets: -----
32 declarations
33 I : set of string; ! Investment technologies: PV, ST, HP_wv, HP_aw, BB_p, BB_c, EB, DH, CHP, S, BA
34 I_heat : set of string; ! Subset of I: Heat producing technologies, HP_wv, HP_aw, BB_p, BB_c, EB, DH, CHP
35 E : set of string; ! Energy carriers: EL_imp, EL_exp, BIO_p, BIO_c, HEAT_dh, GAS [-]
36 TN : integer; ! Total number of hours within a year, yr.
37 YRN : integer; ! Total number of years within each period, p.
38 PN : integer; ! Total number of perodes, PN = (LIFE/YR).
39 MN : integer; ! number of months per year [day]
40
41 T : range;
42 TT : range;
43 YR : range;
44 MM : range;
45 Mw : set of integer;
46 Ms : set of integer;
47 P : range;
48 end-declarations
49 initializations from InputDataFileValues
50 I as "set_invest_tech";
51 I_heat as "set_invest_tech_heat";
52 E as "set_energy_carriers";
53 TN as "t_TN";
54 MN as "t_MN";
55 end-initializations
56
57 initializations from ControlFile
58 YRN as "t_YRN";
59 PN as "t_PN";
60 end-initializations
61 T:= 1 .. TN; finalize(T);
62 TT:= 0 .. TN; finalize(TT);
63 MM:= 1 .. MN; finalize(MM);
64 YR:= 1 .. YRN; finalize(YR);
65 P:= 1 .. PN; finalize(P);
66
67
68 ! -- Defining parameters: -----
69 declarations
70 D_el: array(P,T) of real; ! Electricity demand building [kW]
71 D_heat: array(P,T) of real; ! Heat demand building [kW]
72 /elbtl:
73 D_el_car: array(P,T) of real; ! Electricity demand of electric car (New 11.18)
74 C_inv_specific_i: array(I) of real; ! Investment cost of technology, year zero, specific, adjusted for life time [EUR/kW_installed]
75 C_inv_fixed_i: array(I) of real; ! Investment cost of technology, year zero, fixed initial investment time [EUR]
76 C_run_i: array(I) of real; ! Running cost of technology, percent of installation cost, annual [decimal]
77 INW_cost_building: real; ! Investment cost of the building
78
79 Y_PV: array(P,T) of real; ! EL delivered from PV-panels [kWh/kW installed]
80 Q_ST: array(P,T) of real; ! Heat delivered from ST [kWh/kWh].
81
82 Eff_COP_wv: array(P,T) of real; ! Coefficient of performance, heat pump (water-water) [decimal]
83 Eff_COP_aw: array(P,T) of real; ! Coefficient of performance, heat pump (air-water) [decimal]
84 Eff_BB_p: real; ! Efficiency of bio boiler pellets [decimal]
85 Eff_BB_c: real; ! Efficiency of bio boiler chips [decimal]
86 Eff_EB: real; ! Efficiency of electric boiler [decimal]
87 Eff_DH: real; ! Efficiency of distric heating distribution [decimal]
88 Eff_S: real; ! Efficiency of the accumulator tank [decimal]
89 Eff_CHP_el: real; ! Electric efficiency of the CHP [decimal]
90 Eff_CHP_h: real; ! Heat efficiency of the CHP [decimal]
91 Eff_GB: real; ! gas boiler
92 Eff_BA: real; !Efficiency of the battery [decimal]
93
94 P_el_buy: array(P,T) of real; ! Price, Electricity: Price of el bought from the grid (incl tax) [EUR/kWh]
95 P_el_sell: array(P,T) of real; ! Price, Electricity: Price of el bought from the grid (excl tax) [EUR/kWh]
96 P_PV_sell: real; ! Price, Electr: EEG umlage
97 P_CHP_sell: real; ! Price, Electr sold from small CHP
98 P_selfc: real; ! Price, Self consumption of PV or CHP electr
99 GRPPCH_s: real; ! Charge, Electricity: Cost of max power per month grid cost [EUR/kWh_max_month]
100 GRPPCH_w: real; ! Charge, Electricity: Cost of max power per month grid cost [EUR/kWh_max_month]
101 GRYFCH: real; ! Charge, Electricity: Fixed yearly charge for energy and grid [EUR/year]
102
103 P_bio_p: real; ! Price, Bio: Price of bio fuel, pellets [EUR/kWh]
104 P_bio_c: real; ! Price, Bio: Price of bio fuel, chips [EUR/kWh]
105 P_gas: real; ! Price, Natural gas: Price of NG fuel [EUR/kWh]
106 GASVFCH: real; ! Charge, Natural gas: Fixed yearly charge [EUR/year]
107
108 P_heat_dh: array(P,T) of real; ! Price, Distric heating: Price of heat bought from the DH grid (incl tax) [EUR/kWh]
109 DHVFCH: real; ! Charge, Distric heating: Fixed yearly charge [EUR/year]
110 DHPPCH_s: real; ! Charge, Distric heating: Cost of max power per month grid cost [EUR/kWh_max_month]
111 DHPPCH_w: real; ! Charge, Distric heating: Cost of max power per month grid cost [EUR/kWh_max_month]
112
113 G_grid_t: array(P,T) of real; ! CO2-emission factors active, grid, array of (t) [CO2-eq, g/kWh_s]
114 G_CO2a_No: array(E) of real; ! CO2-emission factors, Norwegian, constant [CO2-eq, g/kWh_s]
115 G_CO2b_EN: array(E) of real; ! CO2-emission factors, European, constant [CO2-eq, g/kWh_s]

```

```

116
117 PE_tot_asym:          array(E) of real;      ! Primary energy factor total asymmetrical, constant [kWh_p/kWh_s]
118 PE_tot_sym:          array(E) of real;      ! Primary energy factor total symmetrical, constant [kWh_p/kWh_s]
119 PE_non_ren_asym:     array(E) of real;      ! Primary energy factor asymmetrical, constant [kWh_p/kWh_s]
120 PE_non_ren_sym:      array(E) of real;      ! Primary energy factor symmetrical, constant [kWh_p/kWh_s]
121
122 M_grid_connection:   real;                  ! Max electricity import (export) to (from) the building.
123 M_primary_energy:    real;                  ! Max primary energy.
124 Min_prod_BB_p:      real;                  ! Min production (cut-off) of bio boiler_pellet [kW_heat]
125 Min_prod_BB_c:      real;                  ! Min production (cut-off) of bio boiler_chips [kW_heat]
126 Min_prod_HP_ww:     real;                  ! new! 2017-03-27: Min production (cut-off) of heat pump ww [kW_heat]
127 Min_prod_CHP_heat: real;                  ! Min production (cut-off) of CHP unit [kWel]
128 Max_storage:        real;                  ! Max heat storage size at deltaT = 45 C [kWh]
129 Max_charge_rate:    real;                  ! Max charge rate of heat storage (0.0-1.0 of total installed capacity kW) [-]
130 M_inv_capacity:     real;                  ! Dummy: Limits the feasible region to reduce optimizing time [kW], all x < max_x_dummy
131
132 PE_tot_REF:         real;                  ! For restriction relaxation: total reference PE kWh_p/yr
133 G_tot_REF:          real;                  ! For restriction relaxation: total reference Emissions CO2-eq,/yr
134 G_embodied:         real;                  ! CO2-emissions embodied in the building [CO2-eq, g]
135 PE_embodied:        real;                  ! Primary Energy embodied in the building [CO2-eq, g]
136
137 alpha_tot:          real;                  ! Grid burden restriction: import and export
138 alpha_exp:          real;                  ! Grid burden restriction: export only
139 beta:               real;                  ! Relaxation of CO2-restriction
140 gamma:              real;                  ! Relaxation of PE-restriction
141
142 r:                  real;                  ! Discount rate [decimal]
143 Days_acc:           array(MM) of real;     ! Accumulated days per month, used for peak load cost [days]
144 end-declarations
145

```

```

146 ! -- Defining constraints: -----
147
148 declarations
149 !Zero-constraints
150 Zero_Emissions:      linctr;
151 Zero_Primary_energy: linctr;
152 Zero_El_net_grid:    linctr;
153
154 Limit_import_and_export: dynamic array(P,T) of linctr;
155 Limit_export:           dynamic array(P,T)   of linctr;
156 Limit_import:           dynamic array(P,T)   of linctr;
157
158 !General:
159 Total_Cost:             linctr;
160 Investment_Cost:        linctr;
161 Operational_Cost:       dynamic array(P)     of linctr;
162 Emissions_Total:        linctr;
163 Primary_Energy_Total:   linctr;
164
165 !EL_balance:
166 El_balance1:            dynamic array(P,T)   of linctr;
167 El_balance2:            dynamic array(P,T)   of linctr;
168 Selfcons_bal_PV:        dynamic array(P,T)   of linctr;
169 Selfcons_bal_CHP:       dynamic array(P,T)   of linctr;
170 El_exported:            linctr;
171 Grid_pk_imp_month:      dynamic array(P,MM)   of linctr;
172 Max_el_import:          dynamic array(P,T)   of linctr;
173 Max_el_export:          dynamic array(P,T)   of linctr;
174 If_importing:           dynamic array(P,T)   of linctr;
175 If_exporting:           dynamic array(P,T)   of linctr;
176 Grid_logic_constraint: dynamic array(P,T)   of linctr;
177
178 Heat_balance:           dynamic array(P,T)   of linctr;
179 DH_pk_month:            dynamic array(P,MM)   of linctr;
180 Energy_balance_heat_storage: dynamic array(P,T) of linctr;
181 Heat_storage_initial_conditions: dynamic array(P) of linctr;
182 Capacity_heat_tech:     dynamic array(I_heat,P,T) of linctr;
183 Capacity_CHP:           dynamic array(P,T)   of linctr; !new 2014-11-27
184 Capacity_storage:       dynamic array(P,TT)   of linctr;
185 Inv_logic_max_constraint: dynamic array(I)     of linctr;
186 Max_capacity_S:         linctr;
187 Max_charging_S:         dynamic array(P,T)   of linctr;
188 Max_decharging_S:       dynamic array(P,T)   of linctr;
189

```

```

190 Energy_balance_PV:          dynamic array(P,T)      of linctr;
191 Energy_balance_ST:          dynamic array(P,T)      of linctr;
192 Energy_balance_HP_ww:       dynamic array(P,T)      of linctr;
193 Energy_balance_HP_aw:       dynamic array(P,T)      of linctr;
194 Energy_balance_BB_p:        dynamic array(P,T)      of linctr;
195 Energy_balance_BB_c:        dynamic array(P,T)      of linctr;
196 Energy_balance_DH:          dynamic array(P,T)      of linctr;
197 Energy_balance_EB:          dynamic array(P,T)      of linctr;
198 Energy_balance_CHP_h:       dynamic array(P,T)      of linctr;
199 Energy_balance_CHP_el:      dynamic array(P,T)      of linctr;
200 Energy_balance_GB:          dynamic array(P,T)      of linctr;
201
202 !battery:
203 The_SOC_balance:            dynamic array(P,T)      of linctr;
204 Storage_content:            dynamic array(P,T)      of linctr;
205 The_accumulated_charging:   dynamic array(P,T)      of linctr;
206 The_accumulated_discharging: dynamic array(P,T)      of linctr;
207 end-declarations
208
209
210 ! -- Defining control parameters: -----
211 declarations
212 !sens_on_a_grid_load_is_active: integer;           ! If = 1 run sensitivity analysis
213 Is_active_obj_min_cost:      integer;              ! If = 1 run min(TotalCost)
214
215 Is_active_obj_min_PE:        integer;              ! If = 1 run min(PrimaryEnergy)
216
217 Is_active_zero_primary_energy: integer;           ! If = 1 set Total Net Annual Primary Energy Use = 0
218 Is_active_zero_emissions:    integer;           ! If = 1 set Total Net Annual Emissions = 0
219 Is_active_limit_imp_and_exp: integer;           ! If = 1 Limit import and export
220 Is_active_limit_exp:         integer;           ! If = 1 Limit export
221
222 Is_active_PE_tot_asym:       integer;           ! If = 1 use Primary Energy factors PE_tot_asym (total)
223 Is_active_PE_tot_sym:       integer;           ! If = 1 use Primary Energy factors PE_tot_sym (total)
224 Is_active_PE_non_ren_asym:   integer;           ! If = 1 use Primary Energy factors PE_non_ren_asym (asymmetrical)
225 Is_active_PE_non_ren_sym:    integer;           ! If = 1 use Primary Energy factors PE_non_ren_sym (symmetrical)
226
227 Is_active_CO2a_No:           integer;           ! If = 1 use CO2-factors CO2a Norwegian
228 Is_active_CO2b_EN:           integer;           ! If = 1 use CO2-factors CO2b European standard
229 Is_active_G_el_t:            integer;           ! If = 1 uses hourly CO2 factors for electricity
230
231 Is_active_tech:              array(I) of integer; ! If = 1 possible to invest in technology i.
232 Is_active_ST:                integer;           ! If = 1 possible to invest in ST
233 Is_active_min_bio_prod_p:    integer;           ! If = 1 limiting bio production, pellets to be 0 or above min_prod_BB_p
234 Is_active_min_bio_prod_c:    integer;           ! If = 1 limiting bio production, chips to be 0 or above min_prod_BB_c
235 Is_active_min_chp_prod_heat: integer;           ! If = 1 limiting CHP el-production to be 0 or above min_prod_CHP_el
236 Is_active_min_hpww_prod_heat: integer;         ! If = 1 limiting HPww heat production to be 0 or above min_prod_HP_ww
237 Is_active_charging_constraint: integer;         ! If = 1 Limiting charging/decharging of heat storage, to max_charge_rate
238
239 runTime1:                    real;
240 runTime2:                    real;
241 end-declarations

```

```

242
243
244 ! -- Initialize parameters: -----
245
246 include "Mosel_read_from_excel.mos"
247 initialize_General_Parameters_from_InputFile;
248 initialize_Control_Parameters_from_ControlFile;
249
250
251 ! -- Defining variables: -----
252
253 declarations
254   x:                               dynamic array(I)   of mpvar;      ! Installed capacity of technology i [kW]
255   x_if_inv:                         dynamic array(I)   of mpvar;      ! If technology i is installed =1, if not installed =0,
256   x_grid_max_exp:                   mpvar;             ! Max y_exp, export of electricity [kW]
257   x_grid_max_imp:                   mpvar;             ! Max y_imp, import of electricity [kW]
258
259   y_imp:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! EL bought from grid at time t [kW]
260   y_expPV:                          dynamic array(P,T) of mpvar;      ! PV-elec exported to the grid at time t [kW]
261   y_expCHP:                         dynamic array(P,T) of mpvar;      ! CHP-elec exported to the grid at time t [kW]
262   y_exp:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Total elec exported to the grid at time t [kW]
263   y_PV:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! EL produced by PV at time t [kW] (y_PV(p,t) = x("PV")*Y_PV(t),
264   y_CHP:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! EL produced by CHP at time t [kW]
265   y_PVselfc:                        dynamic array(P,T) of mpvar;      ! PV-electr selfconsumed by building at time t [kW]
266   y_CHPselfc:                       dynamic array(P,T) of mpvar;      ! CHP-electr selfconsumed by building at time t [kW]
267
268
269 !battery:
270   y_ch:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Electricity charging the battery at time t [kWh/h]
271   y_dch:                            dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Electricity drawn from the battery at time t [kWh/h]
272   z_ba:                             dynamic array(P,TT) of mpvar;      ! Energy content of battery at time t
273
274   q:                                 dynamic array(I_heat,P,T) of mpvar;      ! Heat provided from technology i at time t [kW]
275   q_ST:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Heat provided from ST at time = Q_ST(t) if installed,
276   u :                               dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Heat taken out/stored to the accumulator tank [kW]
277   s:                                 dynamic array(P,TT) of mpvar;      ! Heat storage in accumulator tank at end of hour [kW]
278
279
280   d_hp_ww:                          dynamic array(P,T) of mpvar;      ! EL consumed by water-water heat pump at time t [kW]
281   d_hp_aw:                          dynamic array(P,T) of mpvar;      ! EL consumed by air-water heat pump at time t [kW]
282   d_eb:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! EL consumed by electric boiler at time t [kW]
283
284   b_p:                              dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Bio fuel (pellets) consumed by bio boiler_p at time t [kW]
285   b_c:                              dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Bio fuel (chips) consumed by bio boiler_c at time t [kW]
286   g_n:                              dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Natural gas consumed by CHP at time t [kW]
287   h_dh:                             dynamic array(P,T) of mpvar;      ! Heat (district heating) bought from district heating grid at time t [kW]
288   grid_PPM_imp:                    dynamic array(P,MM) of mpvar;      ! Peak power from EL-grid per month [kW]
289   dh_PPM:                          dynamic array(P,MM) of mpvar;      ! Peak power from DH-grid per month [kW]
290   delta_imp:                       array(P,T)       of mpvar;      ! Variables for indicator constraints: either export or import at every t
291   delta_exp:                       array(P,T)       of mpvar;      ! Variables for indicator constraints: either export or import at every t
292
293
294   totCost:                          mpvar;             ! Total costs
295   invCost:                          mpvar;             ! Total investment cost, sum all technologies [EUR]
296   omCost:                            dynamic array(P)   of mpvar;      ! Summarized operational and maintenance cost all technologies per yr [EUR]
297   emissions_total:                  mpvar;             ! Summarized emissions from all technologies per t [g CO2-eq]
298   primary_energy_total:              mpvar;             ! Summarized primary energy use from all i, [kWh]
299   el_exported_total:                mpvar;             ! Summarized electricity exported [kWh]
300
301   loper_cost:                       dynamic array(I)   of mpvar;      ! Annual operational costs, period 1
302   lfuel_cost:                       dynamic array(E)   of mpvar;      ! Annual fuel costs, period 1
303
304 end-declarations
305
306 ! Create variables
307 forall (p in P, t in T) do
308   create(y_PV(p,t));               create(q_ST(p,t));
309   create(y_CHP(p,t));
310   !create(y_expCHP(p,t));           create(y_expPV(p,t));
311   create(y_PVselfc(p,t));         !create(y_CHPselfc(p,t));
312   create(y_exp(p,t));
313   create(y_imp(p,t));
314   !battery:
315   create(y_ch(p,t));
316   create(y_dch(p,t));
317   create(u(p,t));                 create(d_hp_ww(p,t));
318   create(d_hp_aw(p,t));           create(d_eb(p,t));
319   create(b_p(p,t));               create(b_c(p,t));
320   create(h_dh(p,t));               create(g_n(p,t));
321   forall (ih in I_heat) do
322     create(q(ih,p,t));
323   end-do
324 end-do
325 forall (i in I) do
326   create(x(i));
327   create(x_if_inv(i));
328   create(omCost(p));
329   create(s(p,tt));
330 end-do
331 forall (p in P) do
332   create(z_ba(p,tt));
333 end-do
334 forall (p in P, m in MM) do
335   create(grid_PPM_imp(p,m));
336   create(dh_PPM(p,m));
337 end-do

```



```

333 ! Define variables to be free, binary or semicontinuous
334 emissions_total is_free;
335 primary_energy_total is_free;
336 forall (i in I) do
337   x_if_inv(i) is_binary;
338 end-do
339 forall (p in P, t in T) do
340   omCost(p) is_free;
341   u(p,t) is_free;
342   y_PVselfc(p,t) is_free;
343   delta_imp(p,t) is_binary;
344   delta_exp(p,t) is_binary;
345   if (Is_active_min_bio_prod_p =1) then x("BB_p") is_semcont Min_prod_BB_p; end-if
346   if (Is_active_min_bio_prod_c =1) then x("BB_c") is_semcont Min_prod_BB_c; end-if
347   if (Is_active_min_chp_prod_heat =1) then x("CHP") is_semcont Min_prod_CHP_heat; end-if
348   if (Is_active_min_hpww_prod_heat =1) then x("HP_ww") is_semcont Min_prod_HP_ww; end-if !new! 2017-03-27
349 end-do
350
351
352 ! __ CONSTRAINTS (SPECIFIC "RUNNING-OPTIONAL-CONTROL" CONSTRAINTS)
353 ! -- Cost: -----
354
355 !#EQ 1 : Total Cost, discounted to t=0
356 Total_Cost :=
357 (
358   invCost
359   + sum(p in P)(1/((1+r)^(YRN*(p-1)))
360     *omCost(p)*sum(yr in YR)((1/((1+r)^(yr))))))
361 = totCost
362 );
363 !x_if_inv("HPww")=1
364
365 !#EQ 2 : Investment Costs, at t=0
366 Investment_Cost:=
367 (
368   INV_cost_building
369   + sum(i in I)(C_inv_spesific_i(i)*x(i) + C_inv_fixed_i(i)*x_if_inv(i))
370   = invCost); !
371
372
373 !#EQ 3 : Annual running/operational and maintenance Costs
374 forall (p in P) do
375   Operational_Cost(p):=
376 (
377   sum(i in I)(C_run_i(i) * C_inv_spesific_i(i) * x(i)) ! Sum running costs per year. !new 2014-12-03: ST is included (i in I|<>"ST")
378   + ( C_run_i("ST") * C_inv_fixed_i("ST") * x("ST") ) ! Operational cost of solar thermal collectors
379   + GRVFC * x_if_inv("DH") ! Yearly fixed charge, grid
380   + DHVFC * x_if_inv("DH") ! Yearly fixed charge, DH
381   + GASVFC * x_if_inv("CHP") ! Yearly fixed charge, gas
382   + sum(t in T)
383     (
384       (y_imp(p,t)*P_el_buy(p,t) ! Cost el bought from grid
385       - (y_exp(p,t))*P_el_sell(p,t) ! Export el price = spot price (time variant)
386       !- y_expPV(p,t)*P_PV_sell ! EEG = Constant export price of PV electr
387       !- y_expCHP(p,t)*P_CHP_sell ! Constant export price of CHP electr
388       !+( y_PVselfc(p,t)+ y_CHPselfc(p,t) ) *P_selfc
389       + b_p(p,t) *P_bio_p ! Cost bio fuel_pellets bought
390       + b_c(p,t) *P_bio_c ! Cost bio fuel_chips bought
391       + h_dh(p,t) *P_heat_dh(p,t) ! Cost district heat bought
392       + g_n(p,t) *P_gas ! Cost natural gas bought
393       + sum(m in Ms)(grid_PPH_imp(p,m)*GRPPCH_s + dh_PPH(p,m)*DHPPCH_s ) ! Cost peak power charge (extra charge for the hour with highest load per month)
394       + sum(m in Mw)(grid_PPH_imp(p,m)*GRPPCH_w + dh_PPH(p,m)*DHPPCH_w ) ! Cost peak power charge (extra charge for the hour with highest load per month)
395       = omCost(p) ! = Total annual running/operation&maintainance cost
396     );
397   ); end-do
398
399
400 ! -- Emissions: -----
401 !#EQ 4 : Zero Emissions
402 Zero_Emissions:= (emissions_total+g_embodied)*Is_active_zero_emissions <= G_tot_REF*YRN*PN*beta;
403
404 !#EQ 5 : Total Emissions
405 Emissions_Total:=
406 sum(p in P, t in T)((
407   y_imp(p,t)*((( G_CO2a_No("EL_imp") *Is_active_CO2a_No + G_CO2b_EN("EL_imp") *Is_active_CO2b_EN ) * (1-Is_active_G_el_t ) ) + ( G_grid_t(p,t)*Is_active_G_el_t ) )
408   - y_exp(p,t)*((( G_CO2a_No("EL_exp") *Is_active_CO2a_No + G_CO2b_EN("EL_exp") *Is_active_CO2b_EN ) * (1-Is_active_G_el_t ) ) + ( G_grid_t(p,t)*Is_active_G_el_t ) )
409   !- (y_expPV(p,t)+y_expCHP(p,t))*((( G_CO2a_No("EL_exp") *Is_active_CO2a_No + G_CO2b_EN("EL_exp") *Is_active_CO2b_EN ) * (1-Is_active_G_el_t ) ) + ( G_grid_t(p,t)
410   + b_p(p,t) * ( G_CO2a_No("BIO_p") *Is_active_CO2a_No + G_CO2b_EN("BIO_p") *Is_active_CO2b_EN )
411   + b_c(p,t) * ( G_CO2a_No("BIO_c") *Is_active_CO2a_No + G_CO2b_EN("BIO_c") *Is_active_CO2b_EN )
412   + g_n(p,t) * ( G_CO2a_No("GAS") *Is_active_CO2a_No + G_CO2b_EN("GAS") *Is_active_CO2b_EN )
413   + h_dh(p,t) * ( G_CO2a_No("HEAT_dh") *Is_active_CO2a_No + G_CO2b_EN("HEAT_dh") *Is_active_CO2b_EN ) ) *YRN
414   = emissions_total;
415
416
417 ! -- Primary Energy: -----
418 !#EQ 6 : Zero Primary Energy
419 Zero_Primary_energy:= (primary_energy_total+PE_embodied)*Is_active_zero_primary_energy <= PE_tot_REF*YRN*PN*gamma;

```

```

414
415 !EQ 7 : Total Primary Energy
416 Primary_Energy_Total :=
417   sum(p in P, t in T)((
418     y_imp(p,t) * (PE_tot_asym("EL_imp") * Is_active_PE_tot_asym + PE_tot_sym("EL_imp") * Is_active_PE_tot_sym + PE_non_ren_asym("EL_imp")
419     - y_exp(p,t) * (PE_tot_asym("EL_exp") * Is_active_PE_tot_asym + PE_tot_sym("EL_exp") * Is_active_PE_tot_sym + PE_non_ren_asym("EL_exp")
420     !- (y_expPV(p,t)+y_expCHP(p,t)) * (PE_tot_asym("EL_exp") * Is_active_PE_tot_asym + PE_tot_sym("EL_exp") * Is_active_PE_tot_sym + PE_non_r
421     + b_p(p,t) * (PE_tot_asym("BIO_p") * Is_active_PE_tot_asym + PE_tot_sym("BIO_p") * Is_active_PE_tot_sym + PE_non_ren_asym("BIO_p")
422     + b_c(p,t) * (PE_tot_asym("BIO_c") * Is_active_PE_tot_asym + PE_tot_sym("BIO_c") * Is_active_PE_tot_sym + PE_non_ren_asym("BIO_c")
423     + g_n(p,t) * (PE_tot_asym("GAS") * Is_active_PE_tot_asym + PE_tot_sym("GAS") * Is_active_PE_tot_sym + PE_non_ren_asym("GAS")
424     + h_dh(p,t) * (PE_tot_asym("HEAT_dh") * Is_active_PE_tot_asym + PE_tot_sym("HEAT_dh") * Is_active_PE_tot_sym + PE_non_ren_asym("HEAT_dh")
425     = primary_energy_total;
426
427
428 ! -- Grid/Electricity: -----
429 !EQ 8 : Limit import and export
430 forall (p in P, t in T)do
431   Limit_import_and_export(p,t):= (y_imp(p,t) + y_exp(p,t)) * Is_active_limit_imp_and_exp <= alpha_tot * M_grid_connection ;
432   Limit_export(p,t):= y_exp(p,t) * Is_active_limit_exp <= alpha_exp * M_grid_connection ;
433   ! Limit_import_and_export(p,t):= (y_imp(p,t) + y_expPV(p,t)+y_expCHP(p,t)) * Is_active_limit_imp_and_exp <= alpha_tot * M_grid_connection ;
434   ! Limit_export(p,t):= (y_expPV(p,t)+ y_expCHP(p,t)) * Is_active_limit_exp <= alpha_exp * M_grid_connection ;
435 end-do
436
437
438 !# 10 : Total Electricity Exported
439 El_exported:= sum(p in P, t in T) (y_exp(p,t)*YRN) = el_exported_total;
440 !El_exported:= sum(p in P, t in T)((y_expPV(p,t)+y_expCHP(p,t))*YRN) = el_exported_total;
441
442 !__ CONSTRAINTS (GENERAL SYSTEM BALANCES) _____
443
444 ! -- Electricity constraints: -----
445 !# 11 : General Electricity Balance
446 forall (p in P, t in T)do
447   ! El_balance(p,t):= D_el(p,t) + d_eb(p,t) + d_hp_ww + d_hp_aw = y_imp(p,t)- y_exp(p,t) + y_PV(p,t) + y_dch(p,t) - y_ch(p,t);
448   ! El_balance(p,t):= y_imp(p,t) + y_PV(p,t)+ y_CHP(p,t) - d_hp_ww(p,t)- d_hp_aw(p,t)- d_eb(p,t) - y_exp(p,t)+ y_dch(p,t) - y_ch(p,t)
449   El_balance1(p,t):= y_PV(p,t) + y_CHP(p,t) + y_dch(p,t)= y_exp(p,t) + y_PVselfc(p,t) + y_ch(p,t);
450   El_balance2(p,t):= D_el(p,t) + d_eb(p,t) + d_hp_ww(p,t) + d_hp_aw(p,t) + D_el_car(p,t) = y_imp(p,t)+ y_PVselfc(p,t);
451   ! El_balance(p,t):= y_imp(p,t) + y_PV(p,t)+ y_CHP(p,t) - d_hp_ww(p,t)- d_hp_aw(p,t)- d_eb(p,t) - y_exp(p,t) = D_el(p,t);
452   ! Selfcons_bal_PV(p,t):= y_PVselfc(p,t)= y_PV(p,t)-y_expPV(p,t);
453   ! Selfcons_bal_CHP(p,t):= y_CHPselfc(p,t)= y_CHP(p,t)-y_expCHP(p,t);
454   ! El_balance(p,t):= y_imp(p,t) + y_PVselfc(p,t)+ y_CHPselfc(p,t) = d_hp_ww(p,t)+ d_hp_aw(p,t)+ d_eb(p,t) + D_el(p,t);
455 end-do
456

```

```

458 !# 12 : Max Electricity Load per Month
459 forall (p in P, m in MM, t in T) do
460   if (t <= Days_acc(m)) then Grid_pk_imp_month(p,m) := (y_imp(p,t) <= grid_PPM_imp(p,m)); end-if
461   if (t <= Days_acc(m)) then DH_pk_month(p,m) := (q("DH",p,t) <= dh_PPM(p,m)); end-if
462 end-do
463
464
465 ! -- Heat constraints: -----
466 !# 13 : General Heat Balance
467 forall (p in P, t in T) do
468 Heat_balance(p,t) :=
469   sum(ih in I_heat)(q(ih,p,t))
470   + q_ST(p,t) !Heat from ST
471   + s(p,(t-1))*Eff_S !Heat in storage at time 't-1'*Efficiency of heat storage (heat Losses)
472   - s(p,t) !Heat in storage at time 't'
473   = D_heat(p,t);
474 end-do
475
476 !# 14 : Heat Storage Balance
477 !Balance to keep track of the heat taken out of the storage/delivered to the storage for every t.
478 forall (p in P, t in T) do
479   Energy_balance_heat_storage(p,t) := s(p,t) - s(p,(t-1)) = u(p,t);
480 end-do
481
482 !# 15 : Heat Storage, Boundary Conditions
483 ! Level of heat in the storage at t= 0 is equal to the level in t= nT
484 ! Storage time l = storage time TT
485 forall (p in P) do
486   Heat_storage_initial_conditions(p) := s(p,TT) = s(p,0);
487 end-do
488
489 ! -- Installed capacity: -----
490 !# 16 : Grid Load, (max Export / max Import)
491 forall(p in P, t in T) do
492   Max_el_import(p,t) := y_imp(p,t) <= x_grid_max_imp;
493   Max_el_export(p,t) := y_exp(p,t) <= x_grid_max_exp;
494   ! Max_el_export(p,t) := (y_expPV(p,t)+y_expCHP(p,t)) <= x_grid_max_exp;
495 end-do
496
497 !# 17 : Grid, (prevent export and import at same t)
498 forall(p in P, t in T) do
499   If_importing(p,t) := y_imp(p,t) <= delta_imp(p,t)*M_grid_connection;
500   If_exporting(p,t) := y_exp(p,t) <= delta_exp(p,t)*M_grid_connection;
501   ! If_exporting(p,t) := (y_expPV(p,t)+y_expCHP(p,t)) <= delta_exp(p,t)*M_grid_connection;
502   Grid_logic_constraint(p,t) := delta_imp(p,t) + delta_exp(p,t) <= 1;
503 end-do
504
505 !# 18 : Capacity of Heating Technologies (CHP - is attached to electr capacity)
506 forall(p in P, t in T, ih in I_heat | ih <> "CHP") do
507   ! heat production (kWh/hr) cannot exceed installed capacity (kW)
508   Capacity_heat_tech(ih,p,t) := q(ih,p,t) <= x(ih)*Is_active_tech(ih);
509 end-do

```

```

510 forall(p in P, t in T) do
511     Capacity_CHP(p,t):=          y_CHP(p,t)      <= x("CHP")*Is_active_tech("CHP");
512 end-do
513
514 ! # 23 : Optimizing dummy constraint (to limit feasible region)
515 !Max value of x, to limit the feasible region to ease the optimization-process. 'Max_x_dummy' is set to be much larger than a possible solution for x(i).
516 forall (i in I | i<>"S")do
517     Inv_logic_max_constraint(i):=  x(i)          <= x_if_inv(i)*M_inv_capacity;
518 end-do
519
520 !# 19 : Capacity heat storage
521 forall(p in P,tt in TT) do
522     Capacity_storage(p,tt):=      s(p,tt)       <= x("S");
523 end-do
524
525 !# 20 : Max Capacity of Storage
526 Max_capacity_S:=                 x("S")        <= Max_storage*Is_active_tech("S");
527
528
529
530 !# 21 : Max charging/discharging of Heat Storage
531 forall (p in P, t in T)do
532     Max_charging_S(p,t):=         u(p,t)*Is_active_charging_constraint <= (Max_charge_rate*x("S"));
533     Max_discharging_S(p,t):=     -u(p,t)*Is_active_charging_constraint <= (Max_charge_rate*x("S"));
534 end-do
535
536 !-----battery equations:-----
537 forall(t in T, p in P) do
538
539
540 ! The SOC balance - energibalanse endring i Lagringsinnholdet, verdi mellom 0 og 1
541 The_SOC_balance(p,t) :=          z_ba(p,t) = z_ba(p,t-1) + y_ch(p,t)* Eff_BA - y_dch(p,t)*(1/Eff_BA);
542
543 ! Lagringsinnholdet kan ikke vare større en maksimalt installert kapasitet
544 Storage_content(p,t) :=          z_ba(p,t) <= x("BA");
545
546
547 ! The accumulated charging:
548 The_accumulated_charging(p,t) :=  y_ch(p,t) <= (x("BA")- z_ba(p,(t-1)))*(1/Eff_BA);
549
550
551 ! The accumulated discharging:
552 The_accumulated_discharging(p,t) := y_dch(p,t)<= z_ba(p,t-1)*Eff_BA;
553
554
555 end-do

```

```

557 ! -- Energy balances: -----
558 !# 22 : Energy Balances
559 forall (p in P, t in T)do
560     Energy_balance_PV(p,t):=      y_PV(p,t)      = x("PV")*V_PV(p,t)*Is_active_tech("PV"); ! Energy_balance_PV (Solar PV)
561     Energy_balance_ST(p,t):=      q_ST(p,t)      = x("ST")*Q_ST(p,t)*Is_active_tech("ST"); ! Energy_balance ST (Solar thermal)
562     Energy_balance_HP_ww(p,t):=    q("HP_ww",p,t) = d_hp_ww(p,t)*Eff_COP_ww(p,t); ! Energy_balance_HP_ww (Water-water heat pump)
563     Energy_balance_HP_aw(p,t):=    q("HP_aw",p,t) = d_hp_aw(p,t)*Eff_COP_aw(p,t); ! Energy_balance_HP_aw (Air-water heat pump)
564     Energy_balance_BB_p(p,t):=     q("BB_p",p,t)  = b_p(p,t)*Eff_BB_p; ! Energy_balance_BB_p (Pellet bio boiler)
565     Energy_balance_BB_c(p,t):=     q("BB_c",p,t)  = b_c(p,t)*Eff_BB_c; ! Energy_balance_BB_c (Chips bio boiler)
566     Energy_balance_DH(p,t):=       q("DH",p,t)   = h_dh(p,t)*Eff_DH; ! Energy_balance_DH (Distric heating)
567     Energy_balance_EB(p,t):=       q("EB",p,t)   = d_eb(p,t)*Eff_EB; ! Energy_balance_EB (EL boiler)
568     Energy_balance_CHP_el(p,t):=    q("CHP",p,t)  = g_n(p,t)*Eff_CHP_h; ! Heat_balance_CHP (Combined Heat and Power)
569     Energy_balance_CHP_h(p,t):=    y_CHP(p,t)    = g_n(p,t)*Eff_CHP_el; ! Electricity_balance_CHP (Combined Heat and Power)
570     Energy_balance_GB(p,t):=       q("GB",p,t)   = g_n(p,t)*Eff_GB;
571 end-do
572
573
574 !-----
575 ! Declare results
576 declarations
577     New_Resultfile:                string;
578
579     Run_Date_excel:                date;
580     Run_Time_excel:                time;
581     Run_Best_Bound_excel:          real;
582     Run_runtime_excel:            real;
583     Optimizing_data_Min_excel:    string;
584     Optimizing_data_Zero_excel:   string;
585     Optimizing_data_PE_excel:     string;
586     Optimizing_data_CO2_excel:    string;
587
588     Objective_value_excel:         real;
589     TotalCost_excel:              real;
590     ElExported_excel:             real;
591     Investment_cost_excel:        real;
592     Operational_cost_excel:       array (P) of real;
593     Emissions_excel:              real;
594     Primary_energy_excel:         real;
595
596     oper_cost_excel:              array (I) of real;
597     oper_cost_excel_output:       array (I) of string;
598     fuel_cost_excel:              array (E) of real;
599
600     x_excel:                      array (I) of real;
601     x_excel_output:               array (I) of string;
602     x_grid_max_exp_excel:         real;
603     x_grid_max_imp_excel:         real;
604
605     y_imp_excel:                  array (P,T) of real;
606     y_exp_excel:                  array (P,T) of real;
607     /battery:
608     y_ch_excel:                   array (P,T) of real;

```

```

610     y_PV_excel:                array (P,T) of real;
611     y_CHP_excel:               array (P,T) of real;    !new! 2014-11-27
612     y_PVselfc_excel:          array (P,T) of real;
613     q_ST_excel:                array (P,T) of real;
614     q_HP_ww_excel:            array (P,T) of real;
615     q_HP_aw_excel:            array (P,T) of real;
616     q_BB_p_excel:             array (P,T) of real;
617     q_BB_c_excel:             array (P,T) of real;
618     q_EB_excel:                array (P,T) of real;
619     q_DH_excel:               array (P,T) of real;
620     q_CHP_excel:              array (P,T) of real;    !new! 2014-11-27
621     q_GB_excel:               array (P,T) of real;    !new! 2015-01-30
622     u_excel:                   array (P,T) of real;
623     s_excel:                   array (P,T) of real;
624     !battery:
625     z_ba_excel:                array (P,T) of real;
626
627
628     d_HP_ww_excel:            array (P,T) of real;
629     d_HP_aw_excel:            array (P,T) of real;
630     d_EB_excel:                array (P,T) of real;
631     b_p_excel:                 array (P,T) of real;
632     b_c_excel:                 array (P,T) of real;
633     h_DH_excel:                array (P,T) of real;
634     g_n_excel:                 array (P,T) of real;    !new! 2014-11-27
635     grid_PPM_imp_excel:        array (P,MM)of real;
636     dh_PPM_excel:              array (P,MM)of real;
637
638     alpha_tot_excel:           real;
639     alpha_exp_excel:           real;
640     beta_excel:                 real;
641     gamma_excel:                real;
642
643     Max_charge_rate_excel:      real;
644     Min_prod_BB_p_excel:        real;
645     Min_prod_CHP_excel:         real;
646 end-declarations
647
648
649 !=====
650
651 ! __ OBJECTIVE FUNCTION: _____
652 !# 19 Objective Function
653
654 include "Mosel_write_to_excel.mos"
655 defineResultFile;
656 ResultFile:= New_ResultFile;
657

```

```

610     y_PV_excel:          array (P,T) of real;
611     y_CHP_excel:        array (P,T) of real;    !new! 2014-11-27
612     y_PVselfc_excel:    array (P,T) of real;
613     q_ST_excel:         array (P,T) of real;
614     q_HP_ww_excel:      array (P,T) of real;
615     q_HP_aw_excel:      array (P,T) of real;
616     q_BB_p_excel:       array (P,T) of real;
617     q_BB_c_excel:       array (P,T) of real;
618     q_EB_excel:         array (P,T) of real;
619     q_DH_excel:         array (P,T) of real;
620     q_CHP_excel:        array (P,T) of real;    !new! 2014-11-27
621     q_GB_excel:         array (P,T) of real;    !new! 2015-01-30
622     u_excel:            array (P,T) of real;
623     s_excel:            array (P,T) of real;
624     !battery:
625     z_ba_excel:         array (P,T) of real;
626
627
628     d_HP_ww_excel:      array (P,T) of real;
629     d_HP_aw_excel:      array (P,T) of real;
630     d_EB_excel:         array (P,T) of real;
631     b_p_excel:          array (P,T) of real;
632     b_c_excel:          array (P,T) of real;
633     h_DH_excel:         array (P,T) of real;
634     g_n_excel:          array (P,T) of real;    !new! 2014-11-27
635     grid_PPM_imp_excel: array (P,MM)of real;
636     dh_PPM_excel:       array (P,MM)of real;
637
638     alpha_tot_excel:    real;
639     alpha_exp_excel:    real;
640     beta_excel:         real;
641     gamma_excel:        real;
642
643     Max_charge_rate_excel: real;
644     Min_prod_BB_p_excel:  real;
645     Min_prod_CHP_excel:  real;
646 end-declarations
647
648
649 !-----

```

```

650
651 ! __ OBJECTIVE FUNCTION: -----
652 !# 19 Objective Function
653
654 include "Mosel_write_to_excel.mos"
655 defineResultFile;
656 ResultFile:= New_ResultFile;
657
658 runTime1:=  gettime;
659 minimize (totCost);
660 runTime2:=  gettime;
661
662 writeln("Start output to file");
663     write_Results_to_Excel_File;
664 writeln("End running model");
665
666
667 end-model

```

## 8.1.2 Lese fra filen i Excel

```

1  !! PROCEDURE: Read from Input File
2  !!=====
3
4  procedure initialize_General_Parameters_from_InputFile
5      initializations from InputDataFileSeries
6
7      !Series
8      D_el_car          as '[Dataserie$B5:H8764](#1,#4,#7)'; ! 2per: H17524 "demand_heat"; New 06.11.2018
9      D_heat           as '[Dataserie$B5:I8764](#1,#4,#8)'; ! 2per: H17524 "demand_heat";
10     D_el              as '[Dataserie$B5:G8764](#1,#4,#6)'; ! 2per: G17524 "demand_el";
11
12     Y_PV              as '[Dataserie$B5:R8764](#1,#4,#17)'; !"Y_PV";
13     Q_ST              as '[Dataserie$B5:S8764](#1,#4,#18)'; !"Q_ST";
14
15     P_el_buy          as '[Dataserie$B5:N8764](#1,#4,#13)'; !"P_el_cost_buy";
16     P_el_sell         as '[Dataserie$B5:O8764](#1,#4,#14)'; !"P_el_cost_sell";
17     P_heat_dh         as '[Dataserie$B5:P8764](#1,#4,#15)'; !"P_heat_dh_cost";
18
19     G_grid_t          as '[Dataserie$B5:U8764](#1,#4,#20)'; !"G_grid_t";
20     Eff_COP_aw        as '[Dataserie$B5:L8764](#1,#4,#11)'; !"eff_COP_aw";
21     Eff_COP_ww        as '[Dataserie$B5:A8764](#1,#4,#29)'; !"eff_COP_ww";
22
23     Ms                as "t_Ms";                                !flyttet
24     Mw                as "t_Mw";                                !flyttet
25
26     Days_acc          as '[Dataserie$B5:AA16](#4,#26)'; ! "t_days_per_month_accumulated";    !flyttet
27
28     initializations from InputDataFileValues
29     !Constants
30     C_inv_specific_i  as "c_inv_specific_i";
31     C_inv_fixed_i    as "c_inv_fixed_i";
32     C_run_i           as "c_run_i";
33
34     Eff_BB_p          as "eff_BB_p";
35     Eff_BB_c          as "eff_BB_c";
36     Eff_EB            as "eff_EB";
37     Eff_DH            as "eff_DH";
38     Eff_CHP_el        as "eff_CHP_el";
39     Eff_CHP_h         as "eff_CHP_h";
40     Eff_GB            as "eff_GB";
41     Eff_S             as "eff_S";
42     Eff_BA            as "eff_BA";
43
44     GRPPCH_s          as "p_GRPPCH_s";    !Grid Peak Power Charge Summer
45     GRPPCH_w          as "p_GRPPCH_w";    !Grid Peak Power Charge Winter
46     GRYFCH            as "p_GRYFCH";      !Grid Annual Fee (♦rlig fast avgift)
47
48     P_bio_p           as "P_bio_p_cost";
49     P_bio_c           as "P_bio_c_cost";
50     P_gas             as "P_gas_fuel_cost"; !NG fuel costs (EUR/kWh)
51     !P_PV_sell        as "P_eeg_PV_sell";
52     !P_CHP_sell       as "P_chp_sell_price";
53     !P_selc           as "P_selc";

```

```

54
55     GASYFCH                                as "p_GASYFCH";      !Fixed annual cost for purchase of natural gas
56     DHYFCH                                as "p_DHYFCH";      !DH Annual Fee (◊rlig fast avgift)
57     DHPPCH_s                               as "p_DHPPCH_s";    !DH Peak Power Charge Summer
58     DHPPCH_w                               as "p_DHPPCH_w";    !DH Peak Power Charge Winter
59
60     PE_tot_asym                            as "PE_tot_asym";
61     PE_tot_sym                             as "PE_tot_sym";
62     PE_non_ren_asym                        as "PE_non_ren_asym";
63     PE_non_ren_sym                        as "PE_non_ren_sym";
64
65     G_CO2a_No                              as "G_CO2a_No";
66     G_CO2b_EN                              as "G_CO2b_EN";
67
68     G_tot_REF                              as "G_REF_tot";
69     PE_tot_REF                             as "PE_REF_tot";
70     G_embodied                             as "G_embodied";
71     PE_embodied                            as "PE_embodied";
72
73     M_grid_connection                      as "Max_grid_cap";
74     M_inv_capacity                         as "Max_inv_cap";
75
76     end-initializations
77     writeln("End input from InputDataFile");
78 end-procedure
79
80
81 !! PROCEDURE: Read from Control File
82 !!=====
83
84 procedure initialize_Control_Parameters_from_ControlFile
85     initializations from ControlFile
86     r                                as "ec_rate_discount";
87
88     alpha_tot                         as "alpha_tot";
89     alpha_exp                         as "alpha_exp";
90     beta                              as "beta";
91     gamma                             as "gamma";
92
93     Min_prod_BB_p                     as "min_prod_BB_p";
94     Min_prod_BB_c                     as "min_prod_BB_c";
95     Min_prod_CHP_heat                 as "min_prod_CHP_heat";
96     Min_prod_HP_ww                   as "min_prod_HP_ww";    !new! 2017-03-27
97     Max_charge_rate                  as "max_charge_rate";
98     Max_storage                       as "max_inv_S";
99
100    Is_active_obj_min_cost             as "is_active_obj_min_cost";
101    Is_active_limit_imp_and_exp        as "is_active_limit_imp_and_exp";
102    Is_active_limit_exp               as "is_active_limit_exp";
103
104    Is_active_zero_primary_energy      as "is_active_zero_primary_energy";
105    Is_active_zero_emissions           as "is_active_zero_emissions";
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```



### 8.1.3 Skrive til filen i Excel

```

1  !! PROCEDURE: Create/Define Result File |
2  !!=====
3
4  procedure defineResultFile
5  if(PN = 1) then
6      fcopy("reslt_template_1period.xlsx", "RESULTS_1p.xlsx");
7      New_ResultFile:= "mmsheet.xlsx:grow;RESULTS_1p.xlsx";
8  else
9      fcopy("reslt_template_2period.xlsx", "RESULTS_2p.xlsx");
10     New_ResultFile:= "mmsheet.xlsx:grow;RESULTS_2p.xlsx";
11 end-if
12 end-procedure
13
14
15
16 !! PROCEDURE: Write results to excel
17 !!=====
18
19 procedure write_Results_to_Excel_File
20     Run_Date_excel:=          date(SYS_NOW);           ! Returns date-stamp of optimizing
21     Run_Time_excel:=         time(SYS_NOW);           ! Returns time-stamp of optimizing
22     Run_Best_Bound_excel:=   getparam("XPRS_LPOBJVAL");
23     Run_runtime_excel:=     runtime2-runtime1;
24
25     if (Is_active_obj_min_cost = 1)then      Optimizing_data_Min_excel:=      "minCost";
26     else writeln("error: option min, in Model Options");
27     end-if
28
29     if (Is_active_zero_primary_energy = 1)then  Optimizing_data_Zero_excel:=     "zeroPE";
30     elif (Is_active_zero_emissions = 1)then    Optimizing_data_Zero_excel:=     "zeroCO2";
31     else                                       Optimizing_data_Zero_excel:=     "noZero";
32     end-if
33
34     if (Is_active_PE_tot_asym = 1)then         Optimizing_data_PE_excel:=       "PE tot asym";
35     elif (Is_active_PE_tot_sym = 1)then       Optimizing_data_PE_excel:=       "PE tot sym";
36     elif (Is_active_PE_non_ren_asym = 1)then  Optimizing_data_PE_excel:=       "PE n-r asym";
37     elif (Is_active_PE_non_ren_sym = 1)then   Optimizing_data_PE_excel:=       "PE n-r sym";
38     else writeln("error: option PE, in Model Options");
39     end-if
40
41     if (Is_active_CO2a_No = 1)then            Optimizing_data_CO2_excel:=      "CO2a No";
42     elif (Is_active_CO2b_EN = 1)then         Optimizing_data_CO2_excel:=      "CO2b EN";
43     elif (Is_active_G_e1_t = 1)then          Optimizing_data_CO2_excel:=      "CO2 t_e1";
44     else writeln("error: option CO2, in Model Options");
45     end-if
46
47     Objective_value_excel:=                  getobjval;
48     TotalCost_excel:=                        getsol(totCost);
49     Primary_energy_excel:=                   getsol(primary_energy_total)/(YRN*PN);
50     ElExported_excel:=                       getsol(el_exported_total)/(YRN*PN);
51     Investment_cost_excel:=                  getsol(invCost);
52     Emissions_excel:=                        getsol(emissions_total)/(YRN*PN);
53     x_grid_max_imp_excel:=                   getsol(x_grid_max_imp);
54     x_grid_max_exp_excel:=                   getsol(x_grid_max_exp);

```

```

55
56 forall(p in P,m in MM, t in T)do
57   Operational_cost_excel(p):=
58   y_imp_excel(p,t):=
59   y_exp_excel(p,t):=
60   !battery:
61   y_ch_excel(p,t):=
62   y_dch_excel(p,t):=
63
64   !y_exp_excel(p,t):=
65   y_PV_excel(p,t):=
66   y_CHP_excel(p,t):=
67   y_PVselfc_excel(p,t):=
68   q_HP_ww_excel(p,t):=
69   q_HP_aw_excel(p,t):=
70   q_BB_p_excel(p,t):=
71   q_BB_c_excel(p,t):=
72   q_EB_excel(p,t):=
73   q_DH_excel(p,t):=
74   q_ST_excel(p,t):=
75   q_CHP_excel(p,t):=
76   q_GB_excel(p,t):=
77   s_excel(p,t):=
78   !battery:
79   z_ba_excel(p,t) :=
80
81   u_excel(p,t):=
82
83   d_HP_ww_excel(p,t):=
84   d_HP_aw_excel(p,t):=
85   d_EB_excel(p,t):=
86   b_p_excel(p,t):=
87   b_c_excel(p,t):=
88   h_DH_excel(p,t):=
89   g_n_excel(p,t):=
90   grid_PPM_imp_excel(p,m):=
91   dh_PPM_excel(p,m):=
92 end-do
93
94 forall (i in I)do
95   x_excel(i):=
96   if (Is_active_tech(i)=0)then
97     x_excel_output(i):=
98     else
99     x_excel_output(i):=
100   end-if
101 end-do
102
   getsol(omCost(p));
   getsol(y_imp(p,t));
   getsol(-y_exp(p,t));
   getsol(y_ch(p,t));
   getsol(-y_dch(p,t));
   getsol(-y_expPV(p,t)-y_expCHP(p,t));
   getsol(y_PV(p,t));
   getsol(y_CHP(p,t)); !new! added 2014-11-27
   getsol(y_PVselfc(p,t));
   getsol(q("HP_ww",p,t));
   getsol(q("HP_aw",p,t));
   getsol(q("BB_p",p,t));
   getsol(q("BB_c",p,t));
   getsol(q("EB",p,t));
   getsol(q("DH",p,t));
   getsol(q_ST(p,t)); !new! added 2014-10-09
   getsol(q("CHP",p,t)); !new! added 2014-11-27
   getsol(q("GB",p,t)); !new! added 2015-01-30
   getsol(s(p,t));
   getsol(z_ba(p,t));
   getsol(-u(p,t));
   getsol(d_hp_ww(p,t));
   getsol(d_hp_aw(p,t));
   getsol(d_eb(p,t));
   getsol(b_p(p,t));
   getsol(b_c(p,t));
   getsol(h_dh(p,t));
   getsol(g_n(p,t)); !new! 2014-11-27
   getsol(grid_PPM_imp(p,m));
   getsol(dh_PPM(p,m));
   getsol(x(i));
   "NA";
   strfmt(x_excel(i),0,0);

```

```

103 forall (i in I)do !new 2014-12-04
104   oper_cost_excel(i):= C_run_i(i) * C_inv_spesific_i(i)* getsol(x(i));
105   if (Is_active_tech(i)=0)then "NA";
106   oper_cost_excel_output(i):=
107   else
108   oper_cost_excel_output(i):= strfmt(oper_cost_excel(i),0,0);
109   end-if
110 end-do
111
112 !new 2014-12-04
113 forall (p in P) do
114   fuel_cost_excel("EL_imp"):= sum(t in T)( getsol(y_imp(p,t))*P_el_buy(p,t) );
115   fuel_cost_excel("EL_exp"):= sum(t in T)( getsol(y_exp(p,t))*-P_el_sell(p,t) );
116   !fuel_cost_excel("EL_exp"):= sum(t in T)( getsol( (y_expPV(p,t))*-P_PV_sell+(y_expCHP(p,t))*-P_CHP_sell) );
117   fuel_cost_excel("BIO_p"):= sum(t in T)( getsol(b_p(p,t)) *P_bio_p );
118   fuel_cost_excel("BIO_c"):= sum(t in T)( getsol(b_c(p,t)) *P_bio_c );
119   fuel_cost_excel("HEAT_dh"):= sum(t in T)( getsol(h_dh(p,t)) *P_heat_dh(p,t) );
120   fuel_cost_excel("HEAT_dh"):= sum(t in T)( getsol(g_n(p,t)) *P_gas );
121 end-do
122
123 if (Is_active_limit_imp_and_exp = 1)then alpha_tot_excel:= alpha_tot; else alpha_tot_excel:= 0; end-if
124 if (Is_active_limit_exp = 1)then alpha_exp_excel:= alpha_exp; else alpha_exp_excel:= 0; end-if
125 if (beta > 0)then beta_excel:= beta; else beta_excel:= 0; end-if
126 if (gamma > 0)then gamma_excel:= gamma; else gamma_excel:= 0; end-if
127
128 if (Is_active_min_bio_prod_p = 1)then Min_prod_BB_p_excel := Min_prod_BB_p; else Min_prod_BB_p_excel := 0; end-if
129 if (Is_active_min_chp_prod_heat = 1)then Min_prod_CHP_excel := Min_prod_CHP_heat; else Min_prod_CHP_excel := 0; end-if
130 if (Is_active_charging_constraint= 1)then Max_charge_rate_excel:= Max_charge_rate; else Max_charge_rate_excel := 0; end-if
131
132
133 declarations Sheet: string;
134 end-declarations Sheet:= "[Results";

```

```

136   initializations to ResultFile
137   Run_Date_excel as Sheet+"$E6]";
138   Run_Time_excel as Sheet+"$E7]";
139   Run_Best_Bound_excel as Sheet+"$E50]";
140   Run_runtime_excel as Sheet+"$E52]";
141
142   Optimizing_data_Min_excel as Sheet+"$E9]";
143   Optimizing_data_Zero_excel as Sheet+"$E10]";
144   Optimizing_data_PE_excel as Sheet+"$E11]";
145   Optimizing_data_CO2_excel as Sheet+"$E12]";
146
147   TotalCost_excel as Sheet+"$E14]"; ! Total Cost
148   Investment_cost_excel as Sheet+"$E15]";
149   Operational_cost_excel as Sheet+"$D16:E17]";
150   Emissions_excel as Sheet+"$E18]";
151   Primary_energy_excel as Sheet+"$E19]"; ! Total Primary Energy Use
152   ElExported_excel as Sheet+"$E20]"; ! Total Electricity Exported
153
154   x_grid_max_imp_excel as Sheet+"$E48]";
155   x_grid_max_exp_excel as Sheet+"$E49]"; ! Grid burden
156
157   x_excel_output as Sheet+"$D22:E32]";
158   oper_cost_excel_output as Sheet+"$D65:E75]"; ! Operational costs per technology
159   fuel_cost_excel as Sheet+"$D77:E82]"; ! Fuel costs per fuel (el_exp, el_i
160
161   y_exp_excel as Sheet+"$V5:X5]";
162   y_imp_excel as Sheet+"$V5:AA5]";
163   !battery:
164   y_ch_excel as Sheet+"$CW5:CY5]";
165   y_dch_excel as Sheet+"$DA5:DC5]";
166   z_ba_excel as Sheet+"$DE5:DG5]";
167   y_PVselfc_excel as Sheet+"$DI5:DK5]";
168
169   y_PV_excel as Sheet+"$AB5:AD5]";
170   y_CHP_excel as Sheet+"$AE5:AG5]"; !new! added 2014-11-27
171
172   q_HP_ww_excel as Sheet+"$AI5:AK5]";
173   q_HP_aw_excel as Sheet+"$AL5:AN5]";
174   q_BB_p_excel as Sheet+"$AO5:AQ5]";
175   q_BB_c_excel as Sheet+"$AR5:AT5]";
176   q_EB_excel as Sheet+"$AU5:AW5]";
177   q_DH_excel as Sheet+"$AX5:AZ5]";
178   q_CHP_excel as Sheet+"$BA5:BC5]"; !new! added 2014-11-27
179   q_ST_excel as Sheet+"$BD5:BF5]";
180   q_GB_excel as Sheet+"$CS5:CU5]"; !new! added 2015-01-30
181   u_excel as Sheet+"$BG5:BI5]";
182   s_excel as Sheet+"$BJ5:BL5]";

```

```
183
184
185
186     d_HP_ww_excel          as Sheet+"$B$5:$B$5";
187     d_HP_aw_excel         as Sheet+"$B$5:$B$5";
188     d_EB_excel            as Sheet+"$B$5:$B$5";
189     b_p_excel             as Sheet+"$B$5:$B$5";
190     b_c_excel             as Sheet+"$C$5:$C$5";
191     h_DH_excel            as Sheet+"$C$5:$C$5";
192     g_n_excel             as Sheet+"$C$5:$C$5"; !new! added 2014-11-27
193     grid_PPM_imp_excel    as Sheet+"$C$5:$C$5";
194     dh_PPM_excel          as Sheet+"$C$5:$C$5";
195
196     beta_excel            as Sheet+"$E$6";
197     gamma_excel           as Sheet+"$E$7";
198     alpha_tot_excel       as Sheet+"$E$8";
199     alpha_exp_excel       as Sheet+"$E$9";
200
201     Min_prod_BB_p_excel   as Sheet+"$E$6";
202     Min_prod_CHP_excel    as Sheet+"$E$6";
203     Max_charge_rate_excel as Sheet+"$E$6";
204     end-initializations
205     !end-do
206
207 end-procedure
```