

Julie Gade Gørbitz

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

Julie Gade Gørbitz

## Bærekraftig lokal energiforsyning til et nytt hyttekonsept

Juni 2019



# Bærekraftig lokal energiforsyning til et nytt hyttekonsept

**Julie Gade Gørbitz**

Energi og miljø

Innlevert: Juni 2019

Hovedveileder: Johan Berg Pettersen

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for energi- og prosessteknikk



# Forord

Denne masteroppgaven er skrevet i tiende semester av sivilingeniørstudiet i energi og miljø ved NTNU. Masteroppgaven bygger videre på forfatterens prosjektoppgave, som har tittelen «Analyse av bærekraftige energiforsyningsløsninger for hyttekonseptet *Seterhytta* i Grønn fjellhagebyprosjektet» og ble gjennomført høsten 2018.

Jeg ønsker å rette en stor takk til veileder Johan Berg Pettersen for tett oppfølging gjennom hele arbeidet. Jeg ønsker også å takke Tina Lihaug Selbæk og Asgeir Meland i Nasjonalparken Næringshage for godt samarbeid og motiverende tilbakemeldinger. Sist, men ikke minst, er jeg veldig takknemlig for all støtte fra familie og venner og for Nils Martin Gørbitz sin innsats som korrekturleser.

Trondheim, 11.06.2019

Julie Gade Gørbitz

## Sammendrag

Norske hytter øker stadig i størrelse og standard, og dette gjør at de forbruker stigende mengder strøm. Som en motvekt til denne utviklingen, har Nasjonalparken Næringshage gjennom Grønn fjellhageby-prosjektet som mål å bygge hytter med et gjennomgående fokus på bærekraft. Denne masteroppgaven har til hensikt å finne ut hvilke systemer basert på bioenergi som kan benyttes for å levere bærekraftig lokal energi til hyttekonseptet *Seterhytta* i Grønn fjellhageby-prosjektet. Oppgaven gjør en helhetlig studie av bærekraften til fem sentraliserte energiforsyningsløsninger, med vekt på om de er *økonomisk levedyktige*, *sosialt akseptable* og om de har *lave miljøpåvirkninger*. Både kvalitative og kvantitative metoder blir benyttet, deriblant nåverdiberegninger og livsløpsvurderinger.

Analysene viser at flere lokale bioenergibaserte løsninger kan være aktuelle for å forsyne Seterhyttene med bærekraftig energi. I alle løsningene leverer bioenergianlegget varme til et nærvarmenett, og hyttene utveksler strøm med strømmettet. En løsning med flisfyrt mikro-kraftvarmeverk (mikro-CHP), en løsning med mikro-CHP og solceller og en løsning med fliskjel i kombinasjon med solceller kan alle bli bærekraftige. Hvis det er mulig å få tak i en mikro-CHP som er tilpasset Seterhyttens forbruk, og det ikke er nødvendig med et flistørkesystem, får disse løsningene omtrent like totalkostnader. Det er også sannsynlig at totalkostnadene deres kan tilsvare kostnaden til en fullstendig nettstrømsbasert løsning.

Løsningen med kun CHP ser ut til å ha de laveste miljøpåvirkningene, men alle de bioenergibaserte løsningene medfører betydelig lavere klimapåvirkninger enn å forsyne hyttene kun med nettstrøm. Det er hovedsakelig solcellesystemene som gjør at CHP-løsningen får lavere miljøpåvirkninger enn de andre løsningene. Alle de bioenergibaserte løsningene vil gi lavere belastning på strømmettet enn en løsning som kun bruker nettstrøm, i tillegg til at de kan øke sysselsetningen og omsetningen i det lokale skogbruket. Løsningene med solfangere fikk både økte kostnader og miljøpåvirkninger, og de ble derfor vurdert som mindre bærekraftige.

Resultatene forbundet med CHPen er usikre fordi de kun baserer seg på data fra én mikro-CHP og fordi de forutsetter at en CHP i riktig størrelse er tilgjengelig, noe som ikke er sikkert. Dessuten er løsningene med CHP risikable fordi de trolig er avhengige av at det bygges et *mikronett*, som foreløpig er lite utbredte. Vedlikehold av CHPer er også mer komplisert. Dette betyr at løsningen med fliskjel og solceller trolig er best egnet til å levere bærekraftig energi til Seterhyttene under dagens forhold, men dersom endringer i markedet og lovverket reduserer risikoen forbundet med mikro-CHPer, vil løsningene med CHP fremstå som bærekraftige og svært innovative.

I det videre arbeidet er det nødvendig å opprette dialog med potensielle leverandører av energiforsyningsteknologiene for å gjøre sikrere kostnadsanslag og sammenlikne data fra utslippsmålinger med dataene benyttet i LCAen. Det er dessuten viktig å avgjøre om det er økonomisk og praktisk mulig med mikronett. LCAen kan med fordel forbedres ved å inkludere flere komponenter og gjøre prosessene enda mer stedsesifikke. På tross av usikkerhetene kan masteroppgavens resultater være verdifulle i det videre arbeidet med Seterhyttens energiforsyning. Det er da viktig å vurdere resultatenes gyldighet, for eksempel hvis Seterhyttens faktiske energiforbruk avviker mye fra beregningene i oppgaven.

## Abstract in English

Norwegian cabins are steadily increasing in size and standard, and this causes them to consume growing amounts of electricity. As a response to this development, through its Grønn fjellhageby project («Green Mountain Garden City» project) Nasjonalparken Næringshage has a goal of building cabins with an overall focus on sustainability. This Master's thesis aims at identifying bioenergy based systems that can supply sustainable and local energy to the cabin concept *Seterhytta* in the Grønn fjellhageby project. The thesis performs an integrated study of the sustainability of five centralised energy supply solutions, emphasising their economical viability, social acceptability and environmental impacts. Both qualitative and quantitative methods are used, including present value calculations and life cycle assessment (LCA).

The analyses show that there are several local, bioenergy based solutions that could supply the *Seterhytta* cabins with sustainable energy. In all cases the bioenergy plant delivers heat to a small scale district heating grid, and the cabins are exchanging power with the electricity grid. A solution with a wood chip fired micro combined heat and power plant (micro CHP), a solution with both a micro CHP and solar cells and a solution with a wood chip boiler in combination with solar cells could all be sustainable. If it is possible to obtain a micro CHP which is adapted to the consumption of the *Seterhytta* cabins, and a wood chip drying system proves unnecessary, these solutions will have approximately the same total costs. Furthermore, it is likely that their total costs can be similar to the costs of a solution based entirely on grid electricity.

The solution with only a CHP seems to have the lowest environmental impacts, but all the bioenergy based solutions entail considerably lower climate impacts than supplying the cabins with electricity only. The solar cell systems are the main reason the CHP solution has lower environmental impacts than the other solutions. All the bioenergy based solutions will lead to lower stress on the electricity grid than a solution with only grid electricity, and they can increase deployment and sales in the local forestry. The solutions with solar thermal collectors had both greater costs and environmental impacts, and they were therefore considered less sustainable.

The results related to the CHP are uncertain as they are based on data from one micro CHP and because they assume that a CHP of the correct size is available, which might not be the case. Furthermore, the CHP solutions are risky because they are likely to depend on a micro grid, which are currently uncommon. Maintenance of CHPs is also more complicated. This means that under today's circumstances, the wood chip boiler and solar cell solution is probably best suited to supply sustainable energy to the *Seterhytta* cabins. However, if changes in the market and legislation reduce the risk of micro CHPs, the CHP solutions will be sustainable and very innovative.

In the further work, it will be necessary to establish a dialogue with potential suppliers of the energy supply technologies to perform more certain cost estimates and compare data from emission measurements with the data used in the LCA. It is also crucial to determine whether a micro grid is economically and practically feasible. The LCA can be improved by including more components and making the processes more location specific. Despite the uncertainties, the results of the Master's thesis may be valuable in the further work with the energy supply system of the *Seterhytta* cabins. In case it is used in the further work, it is important to evaluate the validity of the results, for example if the energy use of the cabins deviate from the calculations in the thesis.

# Innhold

|   |             |
|---|-------------|
| <b>Forord</b>   | <b>i</b>    |
| <b>Sammendrag</b>   | <b>ii</b>   |
| <b>Abstract in English</b>  | <b>iii</b>  |
| <b>Liste over figurer</b>   | <b>vii</b>  |
| <b>Liste over tabeller</b>  | <b>viii</b> |
| <b>Akronymer og forkortelser</b>  | <b>ix</b>   |
| <b>Definisjoner</b>   | <b>xii</b>  |
| <b>1 Innledning</b>   | <b>1</b>    |
| 1.1 Bakgrunn . . . . .  | 1           |
| 1.1.1 Bærekraft og energibruk i norske hytter . . . . .                 | 1           |
| 1.1.2 Grønn fjellhageby . . . . .                                       | 2           |
| 1.2 Studiens formål og omfang (problembeskrivelse) . . . . .            | 3           |
| 1.3 Studiens innhold . . . . .  | 4           |
| <b>2 Tidligere arbeid</b>   | <b>5</b>    |
| 2.1 Lokal energiforsyning til hytter . . . . .                          | 5           |
| 2.2 Lokal energiforsyning til andre bygninger . . . . .                 | 6           |
| 2.3 Miljøvurderinger av småskala energiforsyningsløsninger . . . . .    | 8           |
| 2.4 Liknende prosjekter . . . . .                                       | 8           |
| 2.5 Prosjektoppgaven . . . . .  | 10          |
| <b>3 Teori</b>  | <b>11</b>   |
| 3.1 Energibehov, energieffektivisering og passivhus . . . . .           | 11          |
| 3.2 Nettstrøm som energikilde og distribusjon av elektrisitet . . . . . | 14          |
| 3.2.1 Oppvarming med strøm . . . . .                                    | 14          |
| 3.2.2 Klimapåvirkninger fra nettstrøm . . . . .                         | 15          |
| 3.2.3 Mikronett og utveksling av strøm med nettet . . . . .             | 15          |
| 3.3 Bioenergi . . . . .   | 16          |
| 3.3.1 Individuelle løsninger . . . . .                                  | 18          |
| 3.3.2 Biomassebasert nærvarme . . . . .                                 | 18          |
| 3.3.3 Småskala kraftvarmeverk . . . . .                                 | 20          |
| 3.4 Solenergi . . . . .   | 22          |
| 3.4.1 Solfangere . . . . .  | 23          |
| 3.4.2 Solceller . . . . .   | 24          |
| 3.4.3 Hybride solenergisystemer . . . . .                               | 25          |
| 3.5 Økonomiske betraktninger . . . . .                                  | 25          |
| 3.5.1 Nåverdiberegninger . . . . .                                      | 25          |



|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 3.5.2    | Energikostnad over levetiden . . . . .                                  | 26        |
| 3.5.3    | Støtteordninger . . . . .   | 26        |
| 3.6      | Livsløpsvurdering . . . . .   | 27        |
| 3.6.1    | Fastsettelse av hensikt og omfang . . . . .                             | 27        |
| 3.6.2    | Livsløpsregnskap . . . . .  | 27        |
| 3.6.3    | Livsløpseffektvurdering . . . . .                                       | 29        |
| 3.6.4    | Livsløpstolkning . . . . .  | 30        |
| <b>4</b> | <b>Metode</b>   | <b>32</b> |
| 4.1      | Valg av energiforsyningsløsninger . . . . .                             | 32        |
| 4.2      | Energiberegninger . . . . .   | 33        |
| 4.2.1    | Antakelser om hyttene og beregning av energibehov . . . . .             | 33        |
| 4.2.2    | Antakelser om energiforsyningsystemene og beregning av energiproduksjon | 35        |
| 4.3      | Økonomiske betraktninger . . . . .                                      | 37        |
| 4.3.1    | Innledende avgrensninger og antakelser . . . . .                        | 37        |
| 4.3.2    | Datainnhenting og fastsettelse av inputparametre . . . . .              | 38        |
| 4.4      | Praktiske og samfunnsmessige betraktninger . . . . .                    | 40        |
| 4.5      | Livsløpsvurdering . . . . .   | 41        |
| 4.5.1    | Fastsettelse av livsløpsvurderingens hensikt og omfang . . . . .        | 41        |
| 4.5.2    | Oppsett av livsløpsregnskap . . . . .                                   | 43        |
| 4.5.3    | Effektvurdering og tolkning . . . . .                                   | 46        |
| <b>5</b> | <b>Analyse og resultater</b>  | <b>47</b> |
| 5.1      | Valg av energiforsyningsløsninger . . . . .                             | 47        |
| 5.2      | Energiberegninger . . . . .   | 48        |
| 5.2.1    | Beregnet energibehov . . . . .  | 48        |
| 5.2.2    | Beregnet energiproduksjon . . . . .                                     | 49        |
| 5.3      | Økonomiske beregninger . . . . .  | 50        |
| 5.3.1    | Nåverdiberegninger . . . . .  | 50        |
| 5.3.2    | Energikostnader over levetiden . . . . .                                | 52        |
| 5.4      | Praktiske og samfunnsmessige betraktninger . . . . .                    | 53        |
| 5.5      | Livsløpsvurdering . . . . .   | 56        |
| 5.5.1    | Valg av effektkategorier . . . . .                                      | 56        |
| 5.5.2    | Livsløpseffektvurdering . . . . .                                       | 58        |
| <b>6</b> | <b>Diskusjon, tolkning og videre arbeid</b>                             | <b>63</b> |
| 6.1      | Valg av energiforsyningsløsninger . . . . .                             | 63        |
| 6.2      | Energiberegninger . . . . .   | 64        |
| 6.2.1    | Beregning av energibehov . . . . .                                      | 64        |
| 6.2.2    | Beregning av energiproduksjon . . . . .                                 | 65        |
| 6.3      | Økonomiske betraktninger . . . . .                                      | 66        |
| 6.3.1    | Betydning av resultatene . . . . .                                      | 66        |
| 6.3.2    | Sammenlikninger med andre studier . . . . .                             | 67        |
| 6.3.3    | Antakelser, begrensninger og usikkerheter . . . . .                     | 68        |
| 6.3.4    | Sensitivitetsanalyser . . . . .   | 71        |

|          |   |            |
|----------|---|------------|
| 6.3.5    | Oppsummering, delkonklusjoner og anbefalinger knyttet til økonomiske aspekter . . . . .   | 73         |
| 6.4      | Praktiske og samfunnsmessige betraktninger . . . . .  | 74         |
| 6.4.1    | Betydning av resultatene . . . . .  | 74         |
| 6.4.2    | Oppsummering, delkonklusjoner og anbefalinger knyttet til praktiske og samfunnsmessige aspekter . . . . .                                     | 75         |
| 6.5      | Livsløpstolkning . . . . .  | 76         |
| 6.5.1    | Betydning av resultatene og vesentlige faktorer . . . . .   | 76         |
| 6.5.2    | Sammenlikninger med andre studier . . . . .   | 80         |
| 6.5.3    | Begrensninger, usikkerheter og evaluering . . . . .   | 81         |
| 6.5.4    | Oppsummering, delkonklusjoner og anbefalinger knyttet til livsløpsvurdering . . . . .   | 86         |
| 6.6      | Oppsummering av diskusjon og anbefalinger . . . . .   | 88         |
| <b>7</b> | <b>Konklusjon</b>   | <b>90</b>  |
|          | <b>Vedlegg</b>  | <b>99</b>  |
| <b>A</b> | <b>Detaljerte energiberegninger</b>   | <b>100</b> |
| A.1      | Metode for beregning av månedsfordelt energibehov i én Seterhytte . . . . .   | 100        |
| A.2      | Beregnet månedsfordelt energibehov i hver Seterhytte . . . . .  | 100        |
| A.3      | Diskusjon av antakelser for beregning av energibehov . . . . .  | 102        |
| A.4      | Metode for beregning av energiproduksjon . . . . .  | 103        |
| A.5      | Beregnet energiproduksjon for alle scenarioer . . . . .   | 104        |
| A.6      | Diskusjon av antakelser for beregning av energiproduksjon . . . . .   | 110        |
| <b>B</b> | <b>Antatt konfigurasjon av Seterhytter og distribusjonsnett for vannbåren varme</b>   | <b>113</b> |
| <b>C</b> | <b>Inndata til nåverdiberegninger</b>   | <b>114</b> |
| <b>D</b> | <b>Detaljerte resultater fra økonomiske beregninger</b>   | <b>118</b> |
| <b>E</b> | <b>Fullstendig oppsett av livsløpsregnskap for forgrunnssystemer i livsløpsvurdering</b>  | <b>120</b> |
| <b>F</b> | <b>Detaljerte resultater fra livsløpsvurdering</b>  | <b>127</b> |
| F.1      | Normaliserte midtpunkt-resultater . . . . .   | 127        |
| F.2      | Endepunkt-resultater . . . . .  | 129        |
| F.3      | Enkeltpoengsummer fra livsløpsvurdering . . . . .   | 130        |
| F.4      | Fullstendig oversikt over midtpunkt-resultater . . . . .  | 131        |
| <b>G</b> | <b>Sensitivitetsanalyser for nåverdiberegninger</b>   | <b>133</b> |
| G.1      | Sensitivitetsanalyser som viser endring i total nåverdi . . . . .   | 133        |
| G.2      | Sensitivitetsanalyser som viser endring i forholdet mellom nåverdien til bioenergis-scenarioene og nåverdien til referansescenariot . . . . . | 134        |
| <b>H</b> | <b>Sensitivitetsanalyser for livsløpsvurdering</b>  | <b>136</b> |

## Liste over figurer

|     |   |     |
|-----|---|-----|
| 1.1 | De tre dimensjonene i bærekraftsbegrepet . . . . .  | 1   |
| 1.2 | Utvikling i strømforbruk til husholdninger og fritidsboliger fra 1998 til 2017. <i>Heltrukne grafer, venstre akse:</i> Forbruk per husholdning og per fritidsbolig. <i>Stiplet graf, høyre akse:</i> Totalforbruket i fritidsboliger. Figuren er laget med data fra SSB (2017a), SSB (2017b) og SSB (2018a) . . . . . | 2   |
| 3.1 | Typisk formålsfordeling av energiforbruk i passivhus (Wigenstad mfl., 2012) . . .   | 11  |
| 3.2 | Kyotopyramiden for passiv energidesign (Lavenergiprogrammet, 2013) . . . . .  | 12  |
| 3.3 | Energibehov til romoppvarming og varmtvann i et passivhus og en bolig bygget etter TEK07 i Oslo klima (Bergesen mfl., 2012) . . . . .   | 13  |
| 3.4 | Fliskjel med installert effekt på ca. 50 kW inkludert akkumulertank fra merket ETA (ETA, 2018) . . . . .  | 19  |
| 3.5 | Mikro-CHPen på Campus Evenstad (Kallhovd og Bernhard, 2015) . . . . .   | 21  |
| 3.6 | Graf av gjennomsnittlig månedlig solinnstråling i Oppdal, Oslo, Hamburg og Zürich mellom 2010 og 2016, inkludert kart som viser stedenes relative plassering (PV-GIS, 2017; Google Maps, 2019) . . . . .  | 22  |
| 3.7 | Faser i en livsløpsvurdering . . . . .  | 27  |
| 4.1 | Antatt månedsfordeling av energibehov til oppvarming i bolig bygget som passivhus   | 34  |
| 4.2 | Antatt månedsfordeling av bebodde dager i Seterhyttene . . . . .  | 34  |
| 4.3 | Antatt månedlig solinnstråling i Oppdal uttrykt som prosentandel av maksimal månedlig innstråling. Figuren viser også gjennomsnittlig solinnstråling i Oppdal, Oslo, Hamburg og Zürich i perioden 2010-2016 . . . . .   | 35  |
| 5.1 | Månedsfordelt og totalt energibehov til ulike formål i Seterhyttene . . . . .   | 49  |
| 5.2 | Årlig energiproduksjon fra hver energikilde, samt strøm levert til nettet og varmetap i nærvarmenettet i hvert forsyningsscenario uttrykt per hytte . . . . .   | 50  |
| 5.3 | Resultater fra nåverdiberegninger . . . . .   | 51  |
| 5.4 | Resultater fra livsløpsvurdering av å forsyne én Seterhytte med årsbehovet for energi   | 59  |
| B.1 | Illustrasjon av antatt konfigurasjon av de femti Seterhyttene og distribusjonsnettet for den vannbårne varmen. Elementene i figuren er ikke tegnet i rett skala i forhold til hverandre . . . . .   | 113 |
| F.1 | Normaliserte midpunkt-resultater fra livsløpsvurdering . . . . .  | 128 |
| F.2 | Endepunkt-resultater i kategorien <i>Skade på menneskelig helse</i> . . . . .   | 129 |
| F.3 | Endepunkt-resultater i kategorien <i>Økosystemskade</i> . . . . .   | 129 |
| F.4 | Endepunkt-resultater i kategorien <i>Skade på ressurstilgjengelighet</i> . . . . .  | 129 |
| F.5 | Enkeltpoengsum fra livsløpsvurdering . . . . .  | 130 |
| G.1 | Sensitivitetsanalyse for CHP(L)-scenarioet uten flistørkesystem . . . . .   | 133 |
| G.2 | Sensitivitetsanalyse for CHP(L)+PV-scenarioet uten flistørkesystem . . . . .  | 133 |
| G.3 | Sensitivitetsanalyse for NV+PV-scenarioet uten flistørkesystem . . . . .  | 134 |
| G.4 | Sensitivitetsanalyse for NS-scenarioet . . . . .  | 134 |

## Liste over tabeller

|     |   |     |
|-----|---|-----|
| 3.1 | Maksimalt energibehov, maksimalt effektbehov og antatt årlig driftstid for oppvarming av varmtvann, belysning og annet el-spesifikt utstyr i passivhus og lavenergi-bygninger som gitt i passivhusstandarden (Standard Norge, 2013) . . . . . | 13  |
| 3.2 | Midtpunkt-effektkategorier i ReCiPe . . . . .   | 31  |
| 3.3 | Endepunkt-effektkategorier i ReCiPe . . . . .   | 31  |
| 4.1 | Potensielle energiforsyningsløsninger for Seterhyttene . . . . .  | 32  |
| 5.1 | Energikostnad over levetiden for hvert forsyningsscenario . . . . .   | 53  |
| C.1 | Inndata til nåverdiberegninger, del 1: Data for kraftvarmeverk . . . . .  | 114 |
| C.2 | Inndata til nåverdiberegninger, del 2: Data for nærvarme-scenarier . . . . .  | 115 |
| C.3 | Inndata til nåverdiberegninger, del 3: Data for solenergisystemer . . . . .   | 116 |
| C.4 | Inndata til nåverdiberegninger, del 4: Inndata felles for scenarier . . . . .   | 117 |
| E.1 | Livsløpsregnskap for prosess «Treflis, levert ved bioenergianlegg» . . . . .  | 120 |
| E.2 | Livsløpsregnskap for prosess «Nettstrøm» . . . . .  | 120 |
| E.3 | Livsløpsregnskap for prosess «Fliskjel 50 kW, drift inkl. håndtering av aske» . . .   | 121 |
| E.4 | Livsløpsregnskap for prosess «Fliskjel 50 kW, infrastruktur per hytte for ett år» . .   | 123 |
| E.5 | Livsløpsregnskap for prosess «CHP, drift inkl. håndtering av aske» . . . . .  | 124 |
| E.6 | Livsløpsregnskap for prosess «CHP, infrastruktur for per hytte for ett år» . . . . .  | 125 |
| E.7 | Livsløpsregnskap for prosess «Nærvarmenett» . . . . .   | 125 |
| E.8 | Livsløpsregnskap for prosess «Solcellestrøm» . . . . .  | 126 |
| E.9 | Livsløpsregnskap for prosess «Solfangervarme» . . . . .   | 126 |

## Akronymer og forkortelser

|                            |  |
|----------------------------|--|
| <b>1,4-DB-ekv.</b>         | 1,4-diklorbenzen-ekvivalenter  |
| <b>Akkum.tank</b>          | Akkumulatortank  |
| <b>ALO</b>                 | <i>Agricultural land occupation</i> – Forbruk av jordbruksområder        |
| <b>APOS</b>                | <i>Allocation at Point of Substitution</i>                               |
| <b>CC</b>                  | <i>Climate change</i> – Klimaendringer                                   |
| <b>CH<sub>4</sub></b>      | Metan  |
| <b>CHP</b>                 | <i>Combined heat and power (plant)</i> – Kraftvarmeverk                  |
| <b>CHP(L)</b>              | CHP-variant som er mindre og dermed billigere enn den på Campus Evenstad |
| <b>CHP(S)</b>              | CHP-variant i samme størrelse som på Campus Evenstad                     |
| <b>CHP+PV</b>              | Forsyningsløsning med kraftvarmeverk og solceller                        |
| <b>CHP+PV+SF</b>           | Forsyningsløsning med kraftvarmeverk, solceller og solfangere            |
| <b>CI</b>                  | Karbonintensitet   |
| <b>CO</b>                  | Karbonmonoksid   |
| <b>CO<sub>2</sub>-ekv.</b> | Karbondioksidekvivalenter  |
| <b>COD</b>                 | <i>Chemical Oxygen Demand</i> – Kjemisk oksygenforbruk                   |
| <b>Cut off-modellen</b>    | <i>Allocation, cut off by classification</i>                             |
| <b>DNT</b>                 | Den Norske Turistforening  |
| <b>ED</b>                  | <i>Damage to ecosystem diversity</i> – Økosystemskade                    |
| <b>ENTSO</b>               | <i>European Network of Transmission System Operators</i>                 |
| <b>E<sub>t</sub></b>       | Energiproduksjon i år <i>t</i>   |
| <b>FD</b>                  | <i>Fossil depletion</i> – Forbruk av fossile ressurser                   |
| <b>FE</b>                  | <i>Freshwater eutrophication</i> – Ferskvannseutrofiering                |
| <b>Fe-ekv.</b>             | Jernekvivalenter   |
| <b>FET</b>                 | <i>Freshwater ecotoxicity</i> – Økotoksisitet i ferskvann                |
| <b>FU</b>                  | <i>Functional Unit</i> – Funksjonell enhet                               |
| <b>H<sub>2</sub></b>       | Hydrogen   |
| <b>HH</b>                  | <i>Damage to human health</i> – Skade på menneskelig helse               |
| <b>HT</b>                  | <i>Human toxicity</i> – Menneskelig toksisitet                           |
| <b>ICE</b>                 | <i>Internal Combustion Engine</i> – Intern forbrenningsmotor             |
| <b>IEA</b>                 | <i>International Energy Agency</i> – Det internasjonale energibyrådet    |
| <b>IPCC</b>                | <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> – FN's klimapanel       |
| <b>IR</b>                  | <i>Ionising radiation</i> – Ioniserende stråling                         |

|                           |   |
|---------------------------|---|
| <b>JRC</b>                | <i>European Commission Joint Research Centre</i> – EU-kommisjonens felles forsknings-senter     |
| <b><math>K_0</math></b>   | Investeringskostnad   |
| <b><math>K_t</math></b>   | Summen av kostnader og inntekter i år $t$   |
| <b>kW<sub>el</sub></b>    | Kilowatt elektrisk effekt   |
| <b>kWh</b>                | Kilowattimer  |
| <b>kWp</b>                | Kilowatt peak (måleenhet for installert solcelle-effekt)  |
| <b>kW<sub>varme</sub></b> | Kilowatt termisk effekt   |
| <b>LCA</b>                | <i>Life Cycle Analysis</i> – Livsløpsvurdering  |
| <b>LCI</b>                | <i>Life Cycle Inventory</i> – Livsløpsregnskap  |
| <b>LCIA</b>               | <i>Life Cycle Impact Assessment</i> – Livsløpseffektvurdering                                   |
| <b>LCOE</b>               | <i>Levelized Cost Of Energy</i> – Energikostnad over levetiden                                  |
| <b>m<sup>2</sup></b>      | Kvadratmeter  |
| <b>m<sup>2</sup>a</b>     | Kvadratmeter-år   |
| <b>m<sup>3</sup></b>      | Kubikkmeter   |
| <b>mc-Si</b>              | <i>Multi-crystalline silicon</i> – Polykrystallinsk silisium                                    |
| <b>ME</b>                 | <i>Marine eutrophication</i> – Eutrofiering i sjøvann   |
| <b>MET</b>                | <i>Marine ecotoxicity</i> – Økotoksisitet i havvann   |
| <b>MJ</b>                 | Megajoule   |
| <b>MRD</b>                | <i>Mineral resource depletion/metal depletion</i> – Forbruk av mineralressurser/metallressurser |
| <b>N<sub>2</sub>O</b>     | Dinitrogenoksid   |
| <b>NH<sub>3</sub></b>     | Ammoniakk   |
| <b>Nibio</b>              | Norsk institutt for bioøkonomi  |
| <b>NLT</b>                | <i>Natural land transformation</i> – Forandring av naturområder                                 |
| <b>NMVO</b>               | <i>Non-methan Volatile Organic Compounds</i> – Flyktige organiske forbindelser unntatt metan    |
| <b>NOK</b>                | Norske kroner   |
| <b>NO<sub>x</sub></b>     | Nitrogenoksider   |
| <b>NV+PV</b>              | Forsyningsløsning med nærvarmesystem og solceller   |
| <b>NV+PV+SF</b>           | Forsyningsløsning med nærvarmesystem, solceller og solfangere                                   |
| <b>NVE</b>                | Norges vassdrags- og energidirektorat   |
| <b>Næringshagen</b>       | Nasjonalparks Næringshage   |
| <b>NåV</b>                | Nåverdi   |
| <b>OD</b>                 | <i>Ozone depletion</i> – Nedbryting av ozonlaget  |
| <b>ORC</b>                | <i>Organic Rankine Cycle</i> – Organisk Rankine-syklus  |

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| <b>p</b>                    | <i>Piece</i> – Enhet/stykk  |
| <b>Passivhusstandarden</b>  | NS 3700:2013 Kriterier for passivhus og lavenergibygninger - Boligbygninger           |
| <b>P-ekv.</b>               | Fosforekvivalenter  |
| <b>PM<sub>10</sub></b>      | Partikler med diameter <10 µm   |
| <b>PM<sub>10</sub>-ekv.</b> | PM <sub>10</sub> -ekvivalenter  |
| <b>PM<sub>2.5</sub></b>     | Partikler med diameter <2,5 µm  |
| <b>PMF</b>                  | <i>Particulate matter formation</i> – Partikkeldannelse                               |
| <b>POF</b>                  | <i>Photochemical oxidant formation</i> – Dannelse av fotokjemisk smog                 |
| <b>Prosjektoppgaven</b>     | Forfatterens prosjektoppgave  |
| <b>PV</b>                   | <i>Photovoltaic</i> – Fotopelektrisk (dvs. som produserer strøm fra sollys)           |
| <b>PV/T</b>                 | <i>Photovoltaic/thermal</i> – Hybridløsning med både solceller og solfangere          |
| <b>PVGIS</b>                | <i>Photovoltaic Geographical Information System</i>                                   |
| <b>r</b>                    | Kalkulajonsrente  |
| <b>RA</b>                   | <i>Damage to resource availability</i> – Skade på ressurstilgjengelighet              |
| <b>RICE</b>                 | <i>Reciprocating Internal Combustion Engine</i> – Stempelmotor med intern forbrenning |
| <b>sc-Si</b>                | <i>Single-crystalline silicon</i> – Monokrystallinsk silisium                         |
| <b>SF</b>                   | Solfanger(e)  |
| <b>SO<sub>2</sub></b>       | Svoveldioksid   |
| <b>SO<sub>2</sub>-ekv.</b>  | Svoveldioksidekvivalenter   |
| <b>SSB</b>                  | Statistisk sentralbyrå  |
| <b>t</b>                    | År (i nåverdibergninger)  |
| <b>T</b>                    | Analyseperiode (i nåverdibergninger)  |
| <b>TA</b>                   | <i>Terrestrial acidification</i> – Forsuring på landjord                              |
| <b>TEK07</b>                | Forskrift om tekniske krav til byggverk 2007  |
| <b>TET</b>                  | <i>Terrestrial ecotoxicity</i> – Økotoksisitet på landjord                            |
| <b>tkm</b>                  | Tonn-kilometer  |
| <b>TWh</b>                  | Terrawattimer   |
| <b>ULO</b>                  | <i>Urban land occupation</i> – Forbruk av urbane områder                              |
| <b>Virkn.grad</b>           | Virkningsgrad   |
| <b>WD</b>                   | <i>Water depletion</i> – Forbruk av vannressurser                                     |
| <b>Wp</b>                   | Watt peak (måleenhet for installert solcelle-effekt)                                  |
| <b>ZEB</b>                  | <i>Zero emission building</i> – Nullutslippsbygg                                      |
| <b>ZEN</b>                  | <i>Zero emission neighborhood</i> – Nullutslippsnabolag                               |

## Definisjoner

|                                       |   |
|---------------------------------------|---|
| <i>Albedo</i>                         | Uttrykk for jordoverflatens refleksjonsevne   |
| <i>Biogene CO<sub>2</sub>-utslipp</i> | CO <sub>2</sub> -utslipp fra forbrenning av biomasse  |
| <i>Eksergi</i>                        | Energiandel som kan omformes til arbeid/mekanisk energi   |
| <i>El-spesifikt utstyr</i>            | Utstyr som krever elektrisk energi for å fungere, for eksempel kjøleskap, TV og vaskemaskin   |
| <i>Kapasitetsfaktor</i>               | Uttrykk for utnyttelsesgraden til energiproduksjonsanlegg. Uttrykker den årlige energiproduksjonen delt på teoretisk maksimal energiproduksjon i løpet av et år dersom anlegget gikk ved full effekt kontinuerlig |
| <i>Karbonintensitet</i>               | Utslipp av klimagasser målt i CO <sub>2</sub> -ekvivalenter per enhet energi. Også kjent som CO <sub>2</sub> -intensitet  |
| <i>Lavenergibygninger</i>             | Meget energieffektive bygg som oppfyller kravene til lavenergibygninger definert i standarden «NS 3700:2013 Kriterier for passivhus og lavenergibygninger - Boligbygninger»                                       |
| <i>Mikronett</i>                      | Små, klart avgrensede fordelingsnett som knytter sammen distribuert kraftproduksjon og omkringliggende laster   |
| <i>Nullutslippsbygg</i>               | Et bygg produserer så mye fornybar energi at det veier opp for klimagassutslippene knyttet til byggets totale energibruk  |
| <i>Nullutslippsnabolag</i>            | Et nabolag produserer så mye fornybar energi at det veier opp for klimagassutslippene knyttet til nabolagets totale energibruk  |
| <i>Passivhus</i>                      | Meget energieffektive bygg som oppfyller kravene til passivhus definert i standarden «NS 3700:2013 Kriterier for passivhus og lavenergibygninger - Boligbygninger»  |
| <i>Rotasjonstid</i>                   | Beskriver tiden det tar fra hogst til biomassen er på samme vekstnivå som før hogsten   |
| <i>Wafer</i>                          | Tynne silisiumskiver som inngår i produksjon av solceller   |
| <i>Årsmiddeltemperatur</i>            | Gjennomsnittet av de månedlige gjennomsnittstemperaturene   |

Til sist gjøres det oppmerksom på at i denne oppgaven vil begrepene *hytte* og *fritidsbolig* bli brukt om hverandre som betegnelse på stasjonære bygninger som fungerer som et alternativ til primærboligen og som hovedsakelig benyttes til rekreasjonsformål.



# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

### 1.1.1 Bærekraft og energibruk i norske hytter

De siste tiårene har norske hytter økt drastisk i både størrelse og standard. For mange nordmenn er ikke hytta lenger et mer primitivt alternativ til primærboligen, men heller en «bolig nummer to» (Støa, Manum og Aune, 2011). Dette gjør at hyttene blir stadig likere helårsboliger i utforming og energiforbruk, selv om de brukes adskillig sjeldnere. En rekke forskere trekker frem denne utviklingen som problematisk fra et bærekraftsperspektiv (Støa, Manum og Aune, 2011; Aall, 2011; Gransmo og Berker, 2011; Vittersø, 2007; Aall mfl., 2011; Steffansen, 2017).

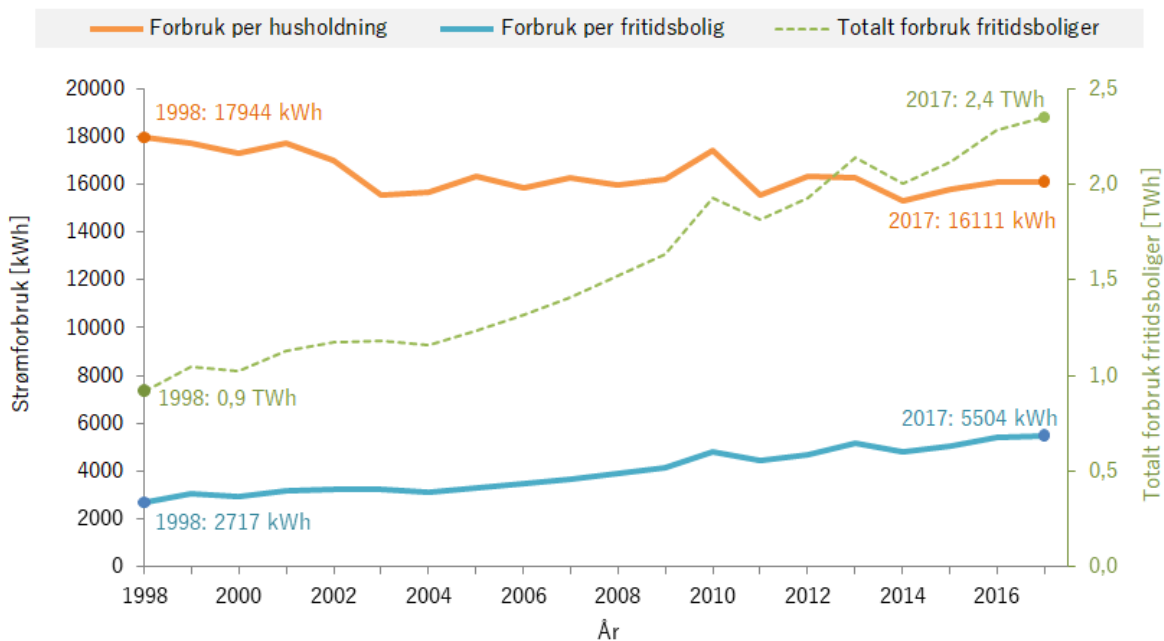
Bærekraft, som etterhvert har blitt et velkjent begrep, sies ofte å ha tre dimensjoner. For at noe skal være bærekraftig, må det være *sosialt akseptabelt*, *økonomisk levedyktig* og ha tilstrekkelig *lave miljøpåvirkninger* (Elghali mfl., 2007). Samspillet mellom dimensjonene er illustrert i figur 1.1. I forbindelse med den norske hyttebyggingen er det særlig mangelen på miljømessig bærekraft som kritiseres. Til tross for at norske hytteeiere i stor grad verdsetter naturen, er de generelt lite bevisste på hvilke konsekvenser bygging og bruk av hyttene har for miljøet (Aall mfl., 2011).



Figur 1.1: De tre dimensjonene i bærekraftsbegrepet

Utviklingstrendene beskrevet ovenfor gjør at hyttene beslaglegger større naturarealer, krever mer ressurser, gjør det nødvendig med utbygging av infrastruktur og forbraker større mengder energi (Vittersø, 2007; Aall, 2011). Den stiplede grafen i figur 1.2 viser at det samlede elektrisitetsforbruket i norske fritidsboliger har økt fra 0,9 TWh i 1998 til hele 2,4 TWh i 2017. Selv om antallet hytter har steget noe i denne perioden, skyldes veksten i strømforbruket hovedsakelig at hyttelivet har blitt mer energiintensivt og at flere hytter har fått innlagt strøm (Aall, 2011). De heltrukne grafene i figur 1.2 viser at mens det har vært en nedgang i strømforbruk per husholdning, har forbruket per fritidsbolig blitt mer enn dobbelt så høyt i løpet av 19-årsperioden. I 2017 var husholdningenes gjennomsnittsförbruk drøyt 16 000 kWh/år, mens fritidsboligene brukte rett i overkant av 5500 kWh. Dette tallet er høyt med tanke på at norske hytter i gjennomsnitt kun brukes omkring 50 døgn i året (Nordby, 2011).

Det er ønskelig å redusere konsumet av nettstrøm i hytter av flere årsaker. For det første bidrar strømforbruket direkte til klimaendringer fordi en viss andel av elektrisiteten er fossilbasert. I tillegg er det i den pågående avkarboniseringen av samfunnet viktig å ta hensyn til marginaleffekter som at all uutnyttet norsk strøm vil kunne erstatte annen, mer skitten energi. Disse aspektene kommer oppgaven tilbake til i kapittel 3.2. En tredje grunn til å redusere bruken av nettstrøm i hytter, er at strømforbruket deres øker effekttoppene i strømmettet, noe som er et problem i områder med mange fritidsboliger i forhold til boliger. I perioder med stort effektuttak i mange hytter på en gang, kan nettselskapene oppleve problemer fordi strømmettet i områdene ikke er dimensjonert for belastningen (Gransmo og Berker, 2011).



Figur 1.2: Utvikling i strømforbruk til husholdninger og fritidsboliger fra 1998 til 2017. *Heltrukne grafer, venstre akse:* Forbruk per husholdning og per fritidsbolig. *Stiplet graf, høyre akse:* Totalforbruket i fritidsboliger. Figuren er laget med data fra SSB (2017a), SSB (2017b) og SSB (2018a)

### 1.1.2 Grønn fjellhageby

Gjennom Grønn fjellhageby-prosjektet ønsker Nasjonalparken Næringshage (heretter «Næringshagen») å bygge innovative og bærekraftige fritidsboliger i Oppdal- og Rennebu-området. Hyttene skal på helhetlig vis ta hensyn til miljøet, og det skal være fokus på bærekraft «både når det gjelder bygg, bruk og omgivelser» (Nasjonalparken Næringshage, 2017, s. 12). I 2017 gjennomførte Næringshagen i samarbeid med flere andre aktører et forprosjekt der det ble identifisert tre ulike hyttekonsepter som kan inngå i en Grønn fjellhageby (Pir II, 2017). *Naturhytta* vil ha svært enkel standard og være plassert langt unna sentrumsområder, mens *Urbanhytta* vil bygges i eksisterende tettsteder og ha relativt høy standard. *Seterhytta* vil plasseres lenger unna sentrum enn Urbanhytta og er tenkt med noe enklere standard, men med innlagt strøm. Ifølge Tina Lihaug Selbæk, daglig leder i Næringshagen, har de sett for seg at hyttene er mellom 25 og 65 m<sup>2</sup> store.

Et vesentlig aspekt for Næringshagen er å sikre høy brukstid av hyttene, altså at de er bebodd store deler av året. For å oppnå det, foreslår rapporten fra forprosjektet at hyttene leies ut, eller at de eies gjennom «timeshare», der flere eiere har rett på et gitt antall bruksdøgn årlig (Pir II, 2017). For å minimere hyttenes miljøpåvirkninger har Næringshagen også et mål om at en del av de nødvendige funksjonene, som lagring og oppholdsrom, samles som fellesløsninger for flere hytter. Ifølge Lihaug Selbæk er en annen viktig egenskap ved Grønn fjellhageby-hyttene at de bidrar minst mulig til effekttoppene i strømmettet. For å sørge for det, peker forprosjektrapporten på hyttenes energiforsyning som en avgjørende faktor. Rapporten lister opp flere potensielt utnyttbare energikilder, som solstrøm, ved- og flisfyrt bioenergi, vindkraft og grunnvarme. I tillegg nevner den muligheten for å forsyne Seterhyttene med energi gjennom en felles energisentral og mikronett.

## 1.2 Studiens formål og omfang (problembeskrivelse)

Som innledningen indikerer, er valget av energiforsyningsløsning avgjørende for bærekraften til hyttene i Grønn fjellhageby-prosjektet. I prosjektoppgaven til undertegnede (heretter omtalt som «prosjektoppgaven») ble lokalprodusert bioenergi utpekt som en godt egnet energikilde i Seterhytte-prosjektet. Som en videreføring av prosjektoppgaven vil derfor denne masteroppgaven ha som hovedformål å svare på følgende overordnede problemstilling:

**Hvilke energiforsyningsløsninger basert på bioenergi kan benyttes for å levere bærekraftig lokal energi til hyttekonseptet *Seterhytta* i Grønn fjellhageby-prosjektet?**

For å svare på denne problemstillingen vil oppgaven undersøke følgende forskningsspørsmål:

- (a) Hvordan er kostnadene og de eventuelle inntektene for ulike bioenergibaserte energiforsyningsløsninger sammenliknet med hverandre?**
- (b) Hva er de praktiske og samfunnsmessige fordelene og utfordringene knyttet til ulike bioenergibaserte energiforsyningsløsninger?**
- (c) Hva er miljøpåvirkningene forbundet med ulike bioenergibaserte energiforsyningsløsninger sett fra et livsløpsperspektiv?**

Hensikten med de tre forskningsspørsmålene er at hvert av dem skal adressere én av bærekraftsdimensjonene i figur 1.1. Forskningsspørsmål a) handler om den økonomiske levedyktigheten til energiforsyningsløsningene, mens spørsmål b) og c) handler om henholdsvis den sosiale og den miljømessige bærekraften. Målet er dermed at masteroppgaven ved å undersøke forskningsspørsmålene skal kunne sammenlikne den samlede bærekraften til ulike bioenergibaserte energiforsyningsløsninger og svare på den overordnede problemstillingen. I tillegg til å svare på problemstillingen, skal studien legge frem forslag til mulige fortsettelser av arbeidet.

For å svare på forskningsspørsmålene vil oppgaven utføre en grundig kartlegging av tidligere relevant arbeid og gjøre andre og mer nøyaktige analyser enn i prosjektoppgaven. I tråd med forfatterens studiebakgrunn vil detaljerte miljømessige analyser vektlegges.

Studien fokuserer på *Seterhytta*, fordi prosjektoppgaven også gjorde det. Av de tre hyttekonseptene beskrevet i avsnitt 1.1.2, er *Seterhytta* vurdert som den det er mest relevant å se på lokal energiforsyning til fra et forskningsståsted. *Naturhytta* vil sannsynligvis ikke ha behov for energitilførsel i særlig stor grad, mens *Urbanhytta* trolig vil ligne på leilighetskomplekser i byer, slik at løsninger som er benyttet i urbane boligprosjekter, lettere vil være overførbare til Urbanhyttene. Ved å jobbe med utgangspunkt i et spesifikt konsept, blir oppgaven avgrenset på en naturlig måte, og det blir mulig med en mer konkret analyse og diskusjon. Likevel er det et klart mål at resultatene skal kunne brukes i andre prosjekter relatert til bærekraftige fritidsboliger.

Den overordnede problemstillingen har som premiss at Seterhyttene skal forsynes med bioenergi. Denne avgrensningen begrunnes med at prosjektoppgaven viste at de bioenergibaserte løsningene hadde lave miljøpåvirkninger og var best egnet til å begrense Seterhyttenes bidrag til effekttoppene i strømmettet. Som kapittel 2.5 utdyper, var det imidlertid også knyttet størst usikkerhet til disse resultatene, og det er derfor nyttig å gjøre grundigere analyser av potensielle bioenergisystemer. Dessuten er det store uutnyttede bioenergiressurser i form av skog i Trøndelag, noe oppgaven

kommer tilbake til i kapittel 3.3. Tina Lihaug Selbæk i Næringsshagen bekrefter er det mye trevirke som kan benyttes som biobrensel i området der det er aktuelt å bygge Seterhyttene. På grunn av tilgjengeligheten av brensel vil masteroppgaven derfor kun fokusere på bioenergi produsert fra faste brensler. Biogass og flytende biobrensler som bio-olje vil ikke bli behandlet.

Oppgaven vil i tillegg se på muligheten for å kombinere bioenergiproduksjonen med solenergisystemer. Fra funnene i prosjektoppgaven virker solenergiløsninger også aktuelle i Seterhytteprosjektet, men de egner seg dårlig som eneste energiforsyningsløsning, siden de hovedsakelig produserer energi i sommerhalvåret. Studien vil ikke vurdere bruk av fossile energikilder på grunn av de store klimagassutslippene disse medfører. Småskala vindkraft blir heller ikke undersøkt, fordi dette i prosjektoppgaven viste seg å være en lite sannsynlig løsning blant annet som følge av liten utbredelse og meget variabel produksjon. For å begrense masteroppgavens omfang vil den dessuten kun se på lokal energiforsyning, altså vil «off-site»-løsninger som å kjøpe en andel av et fjerntliggende solenergianlegg, ikke bli diskutert.

Videre vil oppgaven ta utgangspunkt i at hyttene er tilkoblet strømmettet, fordi dette tillater utveksling av elektrisitet i perioder med lokal over- eller underproduksjon og gjør at langtidslagring av strøm ikke er nødvendig. Sesonglagring av varme, for eksempel i grunnen, vil heller ikke bli vurdert. Tidligere master- og bacheloroppgaver har vist at langtidslagring av store energimengder i hytter er utfordrende både praktisk, økonomisk og miljømessig (Børset, 2009; Auråen, 2013; Dolva, 2017; Vastveit, Gundersen og Brevik, 2015). Alle forutsetninger og antakelser vil bli grundig gjennomgått senere i oppgaven.

### **1.3 Studiens innhold**

Masteroppgaven er delt inn i syv kapitler. Etter innledningen følger kapittel to, som handler om tidligere arbeid som er gjort innenfor oppgavens tema. Her blir både publisert forskning og studentoppgaver om energiforsyning til hytter og andre bygninger gjort rede for. I tillegg blir en rekke liknende og relevante prosjekter presentert. Kapittel tre inneholder teori som er sentralt for forståelsen av de senere delene av studien. Dette innebærer teori om blant annet energibehov og energieffektivisering, ulike energiformer og økonomi. Teorikapittelet avsluttes med en gjennomgang av metoden livsløpsvurdering (LCA - «Life Cycle Assessment»). I kapittel fire blir metoden som er benyttet i masteroppgaven, nøye gjennomgått. Dette kapitlet forklarer hvordan studien går frem for å svare på forskningsspørsmålene og problemstillingen beskrevet i innledningen. Metodekapittelet redegjør for alle forutsetninger og antakelser som blir gjort i studien.

I kapittel fem blir resultatene og analysen lagt frem. Her presenteres det først hvilke energiforsyningsløsninger som ble valgt ut til de videre analysene, før det beregnede energibehovet til hyttene og energiproduksjonen til energiforsyningsteknologiene blir lagt frem. Videre gjør kapittelet rede for resultatene fra de økonomiske beregningene, de praktiske og samfunnsmessige undersøkelsene og livsløpsvurderingen. Resultatene etterfølges av et diskusjonskapittel, der resultatene blir tolket og diskutert. Dette kapittelet drøfter også svakheter ved studien og kommer med forslag til videre arbeid. Masteroppgaven avsluttes med en konklusjon i kapittel syv.

## 2 Tidligere arbeid

Det har i begrenset omfang blitt forsket på bærekraft i tilknytning til hytter, noe som står i kontrast til det omfattende fokuset på bærekraftige boliger (Gransmo, Berker og Jørgensen, 2011). Prosjektoppgaven som masteroppgaven er en videreføring av, fastslo at de som har forsket på hytter i et bærekraftsperspektiv, hovedsakelig har fokusert på hvorfor den norske hyttebestanden utvikler seg som den gjør og hva følgene av utviklingen er (Gørbitz, 2018). Dette kapittelet vil innledningsvis se på artikler, rapporter og studentoppgaver som tar opp lokal energiforsyning til hytter som et tema. Deretter vil relevant forskning og studentoppgaver om lokal energiforsyning til andre bygninger kort bli gjort rede for. Videre presenterer kapittelet forskning om småskala fornybare energiforsyningsløsninger, før det gir en kort oversikt over prosjekter som har likhetstrekk med Seterhyttene. Kapittelet runder av med å oppsummere prosjektoppgaven som masteroppgaven bygger på.

### 2.1 Lokal energiforsyning til hytter

Solbraa (2016) identifiserer en rekke utfordringer knyttet til hytter og bærekraft, i tillegg til å se på hvordan norsk hyttepolitikk tar hensyn til dette. Rapporten finner at verken energibruk eller miljø blir vektlagt i særlig stor grad i hytteutbyggingen, og den trekker frem «strengere energikrav som fremmer alternativ fornybar energiproduksjon» som et viktig tiltak fra det offentlige for å øke bærekraften til norske hytter (Solbraa, 2016, s. 41). Rapporten poengterer at lokal energiforsyning er et viktig tiltak for å redusere hyttenes nettstrømforbruk, men utover dette går den ikke nærmere inn på energiforsyning.

Antologien *Norske hytter i endring - om bærekraft og behag* har samlet ti artikler der forfattere med ulike innfallsvinkler undersøker bærekraft i relasjon til hytter (Gransmo, Berker og Jørgensen, 2011). Noen av artiklene i antologien tar opp energiforsyning som et tema, og nevner for eksempel lokal, vannbåren varme produsert fra biomasse, men de holder seg på et overordnet nivå uten å gå i detalj på verken løsningenes gjennomførbarhet eller bærekraftsimpplikasjoner (Gransmo og Berker, 2011; Berker og Gransmo, 2011).

#### Studentoppgaver

De siste årene er det skrevet en del bachelor- og masteroppgaver hvor vurderinger av lokal energiforsyning til hytter inngår som en del av arbeidet. Et flertall av oppgavene, deriblant Børset (2009), Bøckman (2011) og Rimstad (2014), handler om bruk av solfangere til å frostsikre sanitærinstallasjoner i ubebodde hytter på en energieffektiv og klimavennlig måte. Oppgavene konkluderer generelt med at solfangeranlegg er godt egnet til frostsikring av sanitæranlegg når disse plasseres i en ekstra godt isolert indre sone. Børset (2009) ser i tillegg på lokal strømproduksjon med solceller, og finner at de ikke er lønnsomme sammenliknet med nettstrøm slik forholdene var i 2009.

Rimstad (2014) sammenlikner solfangeranlegget med solceller, bensinaggregat, brenselcelleaggregat og pelletsovn. På bakgrunn av en forenklet LCA konkluderer oppgaven med at solceller og solfangere fører til lavest CO<sub>2</sub>-utslipp, etterfulgt av pelletskjelen. Solenergisystemene er også de mest

kostnadseffektive, men må suppleres med andre energikilder på vinterstid. Brenselcelleaggregatet er svært dyrt, mens pelletsovnene er billigere enn bensinaggregatet. Telneset (2014) undersøker frostsikring ved bruk av solceller, vindturbiner og en termoelektrisk generator. Ut ifra på praktiske og økonomiske vurderinger slår studien fast at kombinasjonen av de tre energiforsyningsteknologiene og batterier kan gjøre en hytte med enkel standard selvforsynt med fornybar energi.

Olsen (2013) ser på strømproduksjon med solceller og vindturbiner på en turisthytte i Jotunheimen. Resultatene viser at vind- og solstrømproduksjonen bare kan fylle en liten del av hyttas totale energibehov og at et system med de fornybare teknologiene er dyrere enn å kun benytte det eksisterende dieselaggregatet. Bjornes (2015) kartlegger potensialet for bruk av solceller på hytter langs kysten av Sør- og Østlandet. Simuleringene i oppgaven indikerer at solcelleanlegg i gjennomsnitt kan dekke hyttens energibehov i 34 % av timene i løpet av et år. Avslutningsvis nevnes bacheloroppgaven til Vastveit, Gundersen og Brevik (2015), som vurderer muligheten for å forsyne et hyttefelt med vind- og solstrøm via et frittstående mikronett. Studentene konstaterer at langtidslagring av strømmen er svært kostnadskreven og at det kun er mulig å gjennomføre løsningen dersom det er aktuelt å investere i dette.

De tidligere studentoppgavene om lokal energiforsyning til hytter er i begrenset grad relevante for denne studien. De vil kunne ha noe nytte når det kommer til å vurdere solenergisystemer, men de har ikke fokus på bioenergi og gjør ikke helhetlige bærekraftsvurderinger.

## 2.2 Lokal energiforsyning til andre bygninger

Det er forsket adskillig mer på lokal energiforsyning til andre bygningstyper enn hytter, og mye av denne forskningen kan overføres til hytter. Det finnes flere typer bærekraftige bygningskonsep-ter der lokal energiproduksjon har en sentral rolle. *Lavenergibygninger* og *passivhus* er bygg med betydelig forbedret isolasjon og energieffektivitet sammenlignet med dagens byggeforskrift, der en vesentlig del av varmforsyningen er basert på andre kilder enn direkte elektrisitet og fossile brensler (Standard Norge, 2013). Masteroppgaven kommer tilbake til definisjonen av lavenergibygninger og passivhus i kapittel 3.1. Sintef Byggforsk har utgitt flere publikasjoner som er relevante for denne oppgaven, for eksempel om muligheter og utfordringer forbundet med ulike energiforsyningsløsninger i norske passivhus (Murphy, Thunshelle og Wigenstad, 2010; Andresen, Buvik mfl., 2010) og om erfaringer ved bruk av passivhus (Klinski mfl., 2012). I tillegg har forskningsinstitusjonen utformet en håndbok og et kompendium om passivhus (Lavenergiprogrammet, 2013; Dokka og Andresen, 2012). Relevant informasjon fra de ulike publikasjonene vil blant annet bli gjort rede for i kapittel 3.

I norsk sammenheng er et *nullutslippsbygg* (ZEB) et bygg som produserer så mye fornybar energi at det veier opp for klimagassutslippene knyttet til byggets totale energibruk (Andresen, Lien mfl., 2017). The Research Centre on Zero Emission Buildings (heretter «ZEB-senteret») forsket på nullutslippsbygg i Norge fra 2009 til 2017. Siden 2017 har prosjektet blitt videreført gjennom The Research Centre on Zero Emission Neighbourhoods in Smart Cities (heretter «ZEN-senteret»), som forsker på nullutslippsnabolag (ZEN - *Zero Emission Neighbourhood*) (Walnum og Fredriksen, 2018). De to forskningssettene har publisert rapporter som både tar for seg energiforsyningen til konkrete ZEB- og ZEN-konsep-ter (Sartori mfl., 2018; Sørensen mfl., 2017), og som gjør mer

generelle betraktninger rundt energiforsyningen til nullutslippsprosjekter (Walnum og Fredriksen, 2018; Dokka, Houlihan Wiberg mfl., 2013; Andresen, Lien mfl., 2017). Et utvalg ZEB- og ZEN-prosjekter blir presentert i kapittel 2.4, mens rapportene blant annet blir brukt i kapittel 3.

Interessen for bygninger som forsynes med lokalprodusert fornybar energi, er stor også utenfor Norges grenser. Voss og Musall (2013) oppsummerer kjennetegn og erfaringer knyttet til 23 nullutslipps-byggeprosjekter over hele verden, og det er publisert forskning om lokal sol- og/eller biomassebasert energiforsyning til bygninger i både Østerrike (Ochs, Dermentzis og Feist, 2014), Tyskland (Jenssen, König og Eltrop, 2014), Storbritannia (Wang, Gwilliam og Jones, 2009), Canada og USA (Biaou og Bernier, 2008), for å nevne noen. Mohamed, Hasan og Sirén (2014) gjør en omfattende analyse av bioenergisystemer i ZEBs i Finland og konkluderer blant annet med at fellesløsninger er mer energieffektive enn private bioenergi-løsninger. Musall mfl. (2010) og Voss, Sartori mfl. (2010) har et mer overordnet fokus i sin drøfting av aspekter ved forskjellige energiforsyningssystemer i ZEBs.

## **Studentoppgaver**

Flere masteroppgaver har sett på bruk av lokalprodusert bio- og solenergi for andre bygninger enn hytter. Larsen (2011) konkluderer med at pelletsfyrte kraftvarmeverk (CHP) i kombinasjon med solceller har størst potensial for å sørge for fornybar lokal energiforsyning til fremtidens bygningsmasse i Norge, men at også fjernvarme, pelletsfyrte biokjel og varmepumper i kombinasjon med solceller kan bidra til at en betydelig andel av boligmassen blir ZEBs. Skrautvol og Eliassen (2016) finner også at CHP-anlegg er godt egnet til å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp fra bygningsmassen, men at resultatene er svært avhengige av CO<sub>2</sub>-faktoren benyttet for strøm. Dette bekreftes av både Alfstad (2013) og Folstad (2014), som dessuten fastslår at det er mest hensiktsmessig å drifte en mikro-CHP (CHP med elektrisk effekt <100 kW) i et boligbygg slik at varmeproduksjonen følger boligens termiske behov. Stokke (2017) gjør en samfunnsøkonomisk analyse av to flisfyrte nærvarmesystemer og finner at selv om systemene etter dagens forhold ikke er lønnsomme sammenliknet med elkjeler, kan de bli det i fremtiden.

Løtveit (2013) konkluderer med at en kombinasjon av varmepumpe, solfangere og solceller er den mest økonomiske løsningen for å forsyne ZEBs med energi, men at også biokjel og solceller kan være en miljøvennlig og kostnadseffektiv løsning. Borgnes (2018) gjennomfører en LCA av et planlagt ZEN som helhet og finner at solcelleanlegget står for en betydelig mindre andel av de totale utslippene enn bygningene og transportbehovet i området, men atskillig mer enn fjernvarmenettverket (uten å ta hensyn til utslippene fra drift). Resultatene viser dessuten at de «negative utslippene» knyttet til solcellenes strømproduksjon i driftsfasen faktisk er mindre enn utslippene fra å produsere solcellepanelene. Kummen (2018) finner på den annen side at installasjon av solceller kan være godt egnet for å gjøre en gård mer klimavennlig, både praktisk og økonomisk.

Keul (2010) forklarer at solfangeranlegg i norsk sammenheng er best egnet til å forsyne bygninger med høyt varmtvannsbehov sammenliknet med oppvarmingsbehov, slik som passivhus. Jakobsons (2015) finner at i to passivhus i Bergen leverer solfangeranleggene så lite energi at det reelle utbyttet blir svært begrenset, men at dekningsgraden til anleggene kan bli betydelig høyere ved å forbedre utformingen. Lillevåg (2016) gjør liknende observasjoner, og i sin analyse av et solfangeranlegg montert på et ZEB peker han på at suboptimalt design begrenser anleggets effektivitet.

## 2.3 Miljøvurderinger av småskala energiforsyningsløsninger

I tillegg til forskning som dreier seg spesifikt om energiforsyning til bygninger, er det gjort mange studier av miljømessige aspekter ved små bio- og solenergisystemer. Oliver-Solà, Gabarrell og Rieradevall (2009) trekker frem kraftproduksjonsanlegget, gravearbeid og komponenter plassert inni boligene som de mest avgjørende undersystemene i et nærvarmesystem fra et miljøperspektiv. Guest mfl. (2011), som bruker LCA til å sammenlikne CHP-systemer av ulik størrelse tenkt lokalisert i Trøndelag, finner at alle systemene presterer bra fra et miljøperspektiv og at det ikke er entydig hvilket som er det beste. Gjennom en sammenliknende LCA fastslår Kimming mfl. (2011) at biomassebaserte småskala CHP-anlegg (CHP med elektrisk effekt <1 MW) i Sverige har betydelig lavere klimagassutslipp enn fossilt fyrte anlegg, men at de bidrar mer til forsuring. Det bekrefter Havukainen mfl. (2018), som også gjør rede for at småskala CHP-anlegg fyrt med biomasse fra skog gir mer eutrofiering (overgjødning) enn det forbrenning av naturgass gjør.

Det er utført spesielt mange LCA-studier av solcellesystemer, noe som også har resultert i flere oversiktsartikler («review articles») som gjennomgår resultatene fra tidligere studier (Sherwani, Usmani og Varun, 2010; Peng, Lu og Yang, 2013; Wong, Royapoor og Chan, 2016). Oversiktsartiklene finner at det er stor variasjon i studienes konklusjoner avhengig av solcellepanelenes geografiske plassering, orientering og vinkling, hvilken solcelletype som er brukt, estimert levetid på komponentene og når studien ble gjennomført.

Mange studier av solceller tar utgangspunkt i at panelene er plassert i områder med stor innstråling. Laleman, Albrecht og Dewulf (2011) og Stamford og Azapagic (2018) vurderer imidlertid miljøpåvirkningene til solcelle-systemer (PV-systemer) på boliger i områder med lavere innstråling, slik som Storbritannia. Førstnevnte studie finner at solcellene bidrar adskillig mindre til global oppvarming enn fossile brensler, men mer enn vind- og kjernekraft. I tillegg trekkes det frem at solcelleproduksjonen forbruker relativt mye mineraler som finnes i begrensede mengder. Stamford og Azapagic (2018) konkluderer blant annet med at teknologiske forbedringer mellom 2005 og 2015 har ført til betydelige reduksjoner i miljøpåvirkninger for solceller.

For solfangeranlegg finner Ardente mfl. (2005) at 80-90 % av livsløpsutslippene er indirekte utslipp, mens Koroneos og Nanaki (2012) konkluderer med at lagringstanken er den komponenten i solfangeranlegget som står for de største påvirkningene. Greening og Azapagic (2014) gjør en LCA av solfangeranlegg til vannoppvarming i områder med relativt lav innstråling, med Storbritannia som eksempel. Studien finner at solfangeranleggene fører til lave klimagassutslipp, men har betydelig høyere påvirkninger i andre effektkategorier sammenliknet med gasskjeler. Uctug og Azapagic (2018) trekker liknende konklusjoner for solfangeranlegg i Tyrkia.

## 2.4 Liknende prosjekter

Det finnes en rekke realiserte prosjekter i inn- og utland som på ulike måter minner om Seterhytteprosjektet, og som det derfor er mulig og hensiktsmessig å dra nytte av erfaringene fra. I Fjellsnaret hyttefelt i Buskerud forsynes 40 hytter med vannbåren varme produsert fra lokal hogst, mens i Mjuken hyttegrend på Berkåk har hyttene sørvendte takflater som er tilrettelagt for installasjon av solceller (Berker og Gransmo, 2011; Vold, 2017). I Hurdal økolandsby er det et gjennomgående



fokus på bærekraftig boligutbygging, og i planleggingsfasen av byggetrinn to legges det stor vekt på at energiforsyningen skal benytte lokalprodusert og sentralisert sol- og bioenergi (Bernhard, Mørkved mfl., 2017).

Det har etterhvert blitt bygget mange lavenergi- og passivhus i Norge, og noen av forsynes med lokalprodusert sol- og bioenergi. Løvåshagen borettslag i Bergen ble bygget i 2008 som Norges første leilighetsprosjekt med passivhusstandard (Dokka og Andresen, 2012). Her dekker solfangeranlegg årlig omkring 50 % av varmtvannsbehovet og 15-20 % av oppvarmingsbehovet til leilighetene. På Ranheim i Trøndelag varmes omsorgsboliger opp ved hjelp av fjernvarme og solfangere, mens et enkeltstående passivhus i Melhus kommune forsynes med varme fra en varmepumpe i kombinasjon med solfangere og vedovn (Lavenergiprogrammet, 2013).

Det er bygget atskillig færre ZEBs enn passivhus, men det finnes flere vellykkede og interessante eksempler. På grunn av de høye kravene til lokal fornybar energiproduksjon i ZEBs, er det stort fokus på de ofte avanserte energisystemene. I Larvik ble det i 2014 bygget et ZEB pilothus på 202 m<sup>2</sup>, der energiforsyningssystemet består av 150 m<sup>2</sup> takmonterte solceller, 16,8 m<sup>2</sup> solfangere og flere ulike varmepumpe- og varmegjenvinningssystemer (Sørensen mfl., 2017). I 2016 ble det nye administrasjonsbygget for Høgskolen i Innlandet på Campus Evenstad bygget som det mest ambisiøse nullutslippsbygget i Norge (Wiik, Sørensen og Selvig, 2017). Flere løsninger ble vurdert for å forsyne energi til bygget på snaut 1200 m<sup>2</sup>, men valget falt til slutt på en flisfyrt mikro-CHP. Campuset var fra før forsynt med strøm fra 455 m<sup>2</sup> takmonterte solceller.

På Ådland i Bergen planlegges et nullutslippsnabolag kalt *Zero Village Bergen*. Sartori mfl. (2018) sammenlikner tre mulige energiforsyningssystemer for nabolaget ved å se på kostnader og evne til å nå nullutslippskravet. Forsyningssystemene baserer seg på (1) fjernvarme, (2) CHP fyrt på biomasse og (3) varmepumper. Rapporten konkluderer med at CHP-systemet er det eneste som gjør det mulig å nå nullutslippskravet, mens varmepumpesystemet har høyest CO<sub>2</sub>-utslipp. Fjernvarmesystemet har de høyeste driftskostnadene og den laveste investeringskostnaden, mens CHPen har de høyeste investeringskostnadene og middels store driftskostnader.

I internasjonal sammenheng er det også flere relevante nullutslippsprosjekter, og her nevnes et utvalg som involverer lokalprodusert bioenergi. Storbritannias første nullutslippsbygg, kalt «The Lighthouse», forsynes med energi fra en 10 kW pelletskjel i kombinasjon med solfangere og solceller (Voss og Musall, 2013). I Hohen Neuendorf i Tyskland benytter en barneskole en 220 kW pelletskjel i kombinasjon med solceller og en pelletsfyrt CHP med 10 kW termisk kapasitet til å oppfylle energibehovet (Voss og Musall, 2013). Ved Verdens naturfonds hovedkvarter i Zeist i Nederland leverer en varmepumpe hovedandelen av varmebehovet, men solfangere og en mikro-CHP med kapasitet på 45 kW<sub>varme</sub> og 25 kW<sub>el</sub> fyrt på rapsolje bidrar også. I tillegg genererer et solcelleanlegg det meste av strømmen som forbrukes (Voss og Musall, 2013).

I Tyskland og Østerrike har det blitt bygget en rekke «bioenergi-landsbyer» («bioenergy villages») som forsøker å dekke så mye som mulig av energibehovet med lokalprodusert bioenergi (Jenssen, König og Eltrop, 2014). I Mauenheim, hvor det bor 400 mennesker, dekkes hele elektrisitets- og varmebehovet ved hjelp av en biogass-CHP og en flisfyrt kjel (Jenssen, König og Eltrop, 2014). I flere av de andre landsbyene kombineres bioenergien med solenergi. Bioenergi-landsbyene er eksempler på at små samfunn kan forsynes med lokalprodusert fornybar energi på en lønnsom måte.

## 2.5 Prosjektoppgaven

Forfatterens prosjektoppgave, med tittelen «Analyse av bærekraftig energiforsyningsløsninger for hyttekonseptet *Seterhytta* i Grønn fjellhageby-prosjektet», ble utarbeidet høsten 2018. Oppgaven hadde som hovedformål å finne ut hvilke løsninger som burde benyttes for å forsyne bærekraftig lokal energi til Seterhyttene. Det ble gjennomført omfattende litteraturstudier for å evaluere mulige løsninger, i tillegg til at det ble gjort en forenklet LCA av tre potensielle systemer sammen med et referansetilfelle kun basert på nettstrøm. De tre utvalgte forsyningsystemene var som følger:

- Solceller for strøm og solfangere for oppvarming og varmtvann. Resterende energibehov ble dekket med nettstrøm
- Solceller for strøm og nærvarme basert på trevirke for oppvarming og varmtvann. Resterende energibehov ble dekket med nettstrøm
- Småskala CHP fyrt med trevirke for strøm, oppvarming og varmtvann, samt solceller for ytterligere strøm. Resterende energibehov ble dekket med nettstrøm

En kvalitativ vurdering av de ulike systemene viste at løsningen med CHP og solceller hadde størst evne til å begrense Seterhyttenes bidrag til effektoppene i strømmettet. Løsningen med solceller og nærvarme hadde også relativt god evne til dette, etterfulgt av løsningen med solceller og solfangere, som bare til en viss grad ville kunne begrense hyttenes forbruk av nettstrøm.

Resultatene fra LCAen viste at energiforsyningsløsningenes relative miljøprestasjoner i liten grad var avhengige av hyttenes størrelse og brukstid. Alle løsningene bidro lite til klimaendringer, men de tre lokale forsyningsløsningene hadde noe høyere påvirkninger enn nettstrømmen. Løsningen med solceller og solfangere hadde størst klimapåvirkninger. Effektkategoriene *Forbruk av jordbruksarealer*, *Økotoksisitet i ferskvann* og *Økotoksisitet i havvann* ble vurdert som de mest avgjørende for å bestemme hvilken løsning som samlet sett gjorde det best. I de to sistnevnte kategoriene gjorde løsningen med CHP og solceller det er best, men denne løsningen forbrukte også klart mest jordbruksarealer. Resultatene for forbruk av jordbruksarealer ble imidlertid ansett som de mest usikre, og oppgaven konkluderte med at løsningen med CHP og solceller var den mest egnede løsningen til å forsyne Seterhyttene med bærekraftig lokal energi.

For å gjennomføre analysene innenfor oppgavens omfang, var det nødvendig med mange antakelser om hyttene og energisystemene. Dette medførte en del usikkerhet i resultatene, og oppgaven la derfor frem flere forslag til mulige videreføringer av arbeidet, som kunne redusere usikkerhetene. Større fokus på de praktiske og økonomiske aspekter ved løsningene ble her trukket frem som sentralt, siden prosjektoppgaven i liten grad tok hensyn til dette. Videre foreslo oppgaven å forsøke å beregne hyttenes energibehov og energiforsyningssystemenes produksjon mer nøyaktig og med utgangspunkt i bedre begrunnede forutsetninger. Studien tok dessuten noen snarveier i utføringen av LCAene, så i det videre arbeidet ble det anbefalt å tilpasse livsløpsregnskapet bedre til de faktiske forholdene, unngå underdimensjonering av infrastrukturen og øke detaljnivået i resultatene. I tillegg poengterte den at det hadde vært hensiktsmessig å gjennomføre flere sensitivitetsanalyser og grundigere vurderinger av hvilke faktorer som har mye å si for de endelige resultatene.

Siden masteroppgaven er en fortsettelse av prosjektoppgaven, vil den vektlegge de ovennevnte momentene når den gjennom de neste kapitlene går frem for å svare på problemstillingen.

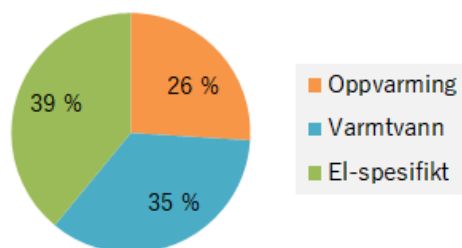
## 3 Teori

Dette kapittelet vil legge frem teori som er relevant for resten av masteroppgaven. Innledningsvis blir det forklart hva som kjennetegner energibehovet til en bygning, hva energieffektivisering er og hvorfor det er avgjørende som forutsetning for lokal energiforsyning. Dette delkapittelet inkluderer også en kort beskrivelse av lavenergibygninger og passivhus. Videre går kapittelet inn på aktuelle energikilder for å forsyne Seterhyttene med energi. Her blir først nettilkobling og strøm fra nettet gjort rede for, før bioenergi og solenergi blir gjennomgått. I disse avsnittene gis det en oversikt over potensielle teknologier som kan forsyne Seterhyttene med bio- eller solenergi. Deretter presenteres økonomisk teori som blir benyttet i vurderingen av energiforsyningsløsningenes økonomiske gjennomførbarhet. Til slutt i teorikapittelet blir sentrale trekk ved metoden LCA beskrevet.

Noe av teorien i avsnitt 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 og 3.6 tar delvis utgangspunkt i teori fra prosjektoppgaven. Den teorien som er tatt med videre fra prosjektoppgaven er revidert og det blir henvist til originalkildene. Det er dessuten innhentet betydelige mengder ny informasjon for å sikre kapittelets relevans for masteroppgaven.

### 3.1 Energibehov, energieffektivisering og passivhus

Bygninger trenger energi til en rekke ulike formål, og det er vanlig å dele opp energiforbruket i tre behovskategorier. Disse er (1) energi til oppvarming av rom, (2) energi til oppvarming av vann og (3) energi til såkalte *el-spesifikke* formål. Mens oppvarming av rom og vann kan gjøres med både elektrisitet og varme, må de el-spesifikke behovene, som belysning og kjøkkenmaskiner, dekkes med elektrisitet. Andelen av byggets totale energiforbruk som benyttes i de ulike kategoriene beskrives gjennom byggets *formålsfordeling*. En typisk formålsfordeling for passivhus er vist i figur 3.1. Formålsfordelingen sier ikke noe om byggets totale energiforbruk, men kan være til hjelp for å velge egnede energiforsyningsløsninger.

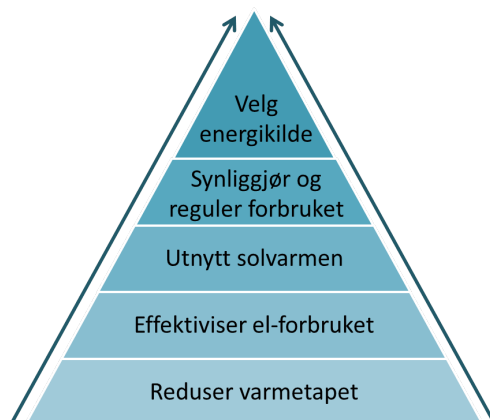


Figur 3.1: Typisk formålsfordeling av energiforbruk i passivhus (Wigenstad mfl., 2012)

På veien mot å utforme en lokal energiforsyningsløsning til et bygg er det hensiktsmessig å minimere byggets energiforbruk gjennom energieffektivisering. *Kyotopyramiden* i figur 3.2 er et verktøy som kan benyttes i planleggingen av energismarte bygg (Lavenergiprogrammet, 2013). Pyramidens fem trinn viser at det er flere energieffektiviseringstiltak som bør gjennomføres før valg av energiforsyningssystem. Innledningsvis bør varmetapet reduseres gjennom meget god isolasjon, kompakt bygningsutforming, gjennomtenkt romløsning og muligens også varmegjenvinning fra ventilasjonsluft (Dokka og Andresen, 2012; Lavenergiprogrammet, 2013; Gransmo og Berker, 2011). Deretter bør strømforbruket effektiviseres gjennom energieffektive tekniske installasjoner, som LED-pærer og A+++-merkede hvitevarer, samt behovsstyring av belysning og ventilasjon (Dokka og Andresen, 2012; Lavenergiprogrammet, 2013).

I steg tre av Kyotopyramiden anbefales det å utnytte den passive solvarmen best mulig. Det kan gjøres ved å plassere bygget hensiktsmessig med tanke på solinnstråling og montere vinduene

mot sør og vest (Dokka og Andresen, 2012; Lavenergiprogrammet, 2013). I det siste steget før valg av energikilde anbefaler Kyotopyramiden at energiforbruket synliggjøres og reguleres. Ved å gjøre brukerne av bygget oppmerksomme på sitt eget energiforbruk, gis de muligheten til å endre adferd for å redusere forbruket. Slike endringer kan være å ta kortere dusjer, lufttørke klær og fylle vaskemaskiner og oppvaskmaskiner helt opp (Lucon mfl., 2014).

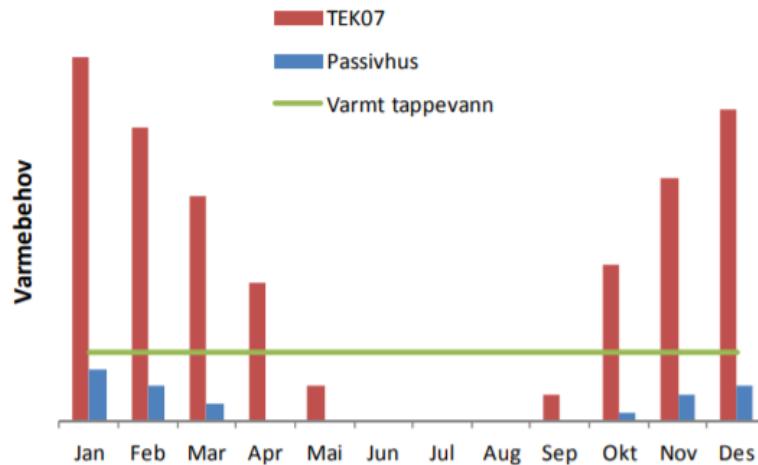


Figur 3.2: Kyotopyramiden for passiv energidesign (Lavenergiprogrammet, 2013)

## Lavenergibygninger og passivhus

I lavenergibygninger og passivhus, som ble introdusert i kapittel 2.2, blir mange av energieffektiveringstiltakene nevnt i forrige avsnitt kombinert for å oppnå et svært lavt energibehov. Krav til norske lavenergibygninger og passivhus er definert i standarden «NS 3700:2013 Kriterier for passivhus og lavenergibygninger - Boligbygninger», heretter omtalt som passivhusstandarden (Standard Norge, 2013). Standarden deler inn lavenergibygningene i to klasser, der klasse 1 har lavere energibehov enn klasse 2. Boliger som oppfyller kravene til passivhus, har et enda lavere energibehov. Energiforbruket til oppvarming i et typisk passivhus i Oslo-klima, sammenliknet med et bolighus bygget etter byggeforskriften TEK07, er vist i figur 3.3. I figuren er det antatt at energibehovet til oppvarming av varmtvann er konstant over året og likt i de to boligtypene. Figuren viser at romoppvarmingsbehovet i passivhuset er betydelig lavere og at det er behov for oppvarming i færre måneder gjennom året.

Den norske passivhusstandarden er utformet med utgangspunkt i den tyske versjonen, der det stilles krav om et oppvarmingsbehov mindre enn  $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år})$  eller en installert oppvarmingseffekt mindre enn  $10 \text{ W}/\text{m}^2$ . I den norske standarden gjøres det en justering av kravet til oppvarming hvis bygningens areal er mindre enn  $250 \text{ m}^2$  eller årsmiddeltemperaturen er mindre enn  $6,3 \text{ }^\circ\text{C}$ . For et norsk passivhus som både er mindre enn  $250 \text{ m}^2$  og som er plassert i et klima med årsmiddeltemperatur lavere enn  $6,3 \text{ }^\circ\text{C}$ , er høyeste beregnede netto energibehov til oppvarming gitt av formel (1) (Standard Norge, 2013). I formelen er  $e_{oppv,passiv}$  energibehovet til oppvarming,  $A_{fl}$  er oppvarmet areal i  $\text{m}^2$  og  $\theta_{ym}$  er årsmiddeltemperaturen. Formel (2) gir det tilsvarende varmebehovet  $e_{oppv,lavenergi}$  for en lavenergibygning av klasse 1.



Figur 3.3: Energibehov til romoppvarming og varmtvann i et passivhus og en bolig bygget etter TEK07 i Oslo klima (Bergesen mfl., 2012)

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

$$e_{oppv,lavenergi} = 30 + 8 \times \frac{(250 - A_{fl})}{100} + \left( 3,3 + 0,75 \times \frac{(250 - A_{fl})}{100} \right) \times (6,3 - \theta_{ym}) \quad (2)$$

Passivhusstanderen stiller dessuten krav til maksimalt energibehov og maksimalt effektbehov til oppvarming av varmtvann, belysning og annet el-spesifikt utstyr i byggene, i tillegg til å oppgi antatt årlig driftstid for installasjonene. Disse kravene er de samme for både passivhus og lavenergi-bygninger og er uavhengige av årsmiddeltemperaturen. Kravene er oppsummert i tabell 3.1.

Tabell 3.1: Maksimalt energibehov, maksimalt effektbehov og antatt årlig driftstid for oppvarming av varmtvann, belysning og annet el-spesifikt utstyr i passivhus og lavenergibygninger som gitt i passivhusstanderen (Standard Norge, 2013)

| Formål                    | Maksimalt energibehov [kWh/(m <sup>2</sup> ·år)] | Maksimalt effektbehov [kW/m <sup>2</sup> ] | Driftstid timer/døgn/uker |
|---------------------------|--|--|---------------------------|
| Varmtvann                 | 29,8   | 5,10                                       | 16/7/52                   |
| Belysning                 | 11,4   | 1,95                                       | 16/7/52                   |
| Annet el-spesifikt utstyr | 17,5   | 3,00                                       | 16/7/52                   |

I tillegg til å beregne det maksimale energibehovet, er det også mulig å si noe om det maksimale *effekt*behovet i passivhus. Ved å ta utgangspunkt i det tyske kravet om 10 W/m<sup>2</sup> maksimalt

effektbehov til oppvarming (dette er ikke spesifisert i den norske standarden), de maksimale effektbehovene i tabell 3.1, og ved å skille mellom varmeeffektbehov (til oppvarming og varmtvann) og el-spesifikt effektbehov (til belysning og utstyr), fås et samlet varmeeffektbehov på  $15,1 \text{ W/m}^2$  og et samlet el-spesifikt effektbehov på  $4,95 \text{ W/m}^2$ . I et bolig- eller hyttefelt med flere passivhus vil det samlede maksimale effektbehovet til hele feltet med stor sannsynlighet være lavere enn summen av det maksimale effektbehovet til hvert enkelt bygg, i og med at ikke alle maksimerer effektforbruket sitt samtidig. Dette fenomenet kan uttrykkes gjennom en *samtidighetsfaktor* regnet ut som det maksimale samtidige effektforbruket delt på det teoretisk maksimale effektforbruket dersom alle byggene maksimerte effektforbruket sitt på likt (Salom mfl., 2011). Samtidighetsfaktoren får dermed en verdi mellom 0 og 1, der 0 betyr at ingen av byggene maksimerer effektforbruket sitt samtidig, mens 1 betyr at 100 % prosent gjør det.

Det er viktig å merke seg at det beregnede energi- og effektbehovet i passivhus ikke nødvendigvis samsvarer med målte verdier. Ifølge Lavenergiprogrammet (2013) er det målte energiforbruket i passivhus i gjennomsnitt høyere enn det beregnede forbruket. Dette skyldes faktorer som feil i design og tekniske anlegg, i tillegg til at det faktiske energibehovet i stor grad avhenger av brukerne.

## 3.2 Nettstrøm som energikilde og distribusjon av elektrisitet

### 3.2.1 Oppvarming med strøm

Omkring 98 % av norskprodusert elektrisitet er produsert fra vannkraft, noe som gjør at Norge står i en særstilling når det gjelder fornybarandelen i energiproduksjonen (Scarlat mfl., 2011). Den store tilgangen på ren energi og lave strømpriser har gjort at andelen av oppvarming som dekkes direkte med elektrisitet i Norge, er betydelig større enn det som er vanlig i resten av verden (Kvellheim, 2017). Slik oppvarming foregår for eksempel gjennom panelovner og varmekabler. På tross av at den norske kraftproduksjonen er svært ren, har det i senere tid blitt mer diskusjon rundt om denne bruken av elektrisitet til oppvarming er bærekraftig, noe avsnitt 3.2.2 går nærmere inn på.

Bruk av varmepumper kan redusere elektrisitetsforbruket til oppvarming i bygninger sammenliknet med direkte elektrisk oppvarming. Varmepumper benytter elektrisitet til å heve temperaturen på omgivelsesvarme fra luft, vann, jord eller grunnen. Deretter bruker de denne varmen til romoppvarming og/eller oppvarming av vann i bygget (Murphy, Thunshelle og Wigenstad, 2010). Ifølge Dokka og Andresen (2012) er luft-til-luft-varmepumper generelt dårlig egnet i passivhus, siden de er punktoppvarmingskilder (altså at de forsyner varme fra ett punkt i bygningen) og fordi de får lav effektivitet ved lave temperaturer. I tillegg avgir de noe støy både innendørs og utendørs (Lavenergiprogrammet, 2013). Luft-til-vann-varmepumper er bedre egnet, men disse får også lavere effektivitet om vinteren når varmebehovet er størst, og de passer derfor ikke så godt i områder med kalde vintre. Luft-til-vann-varmepumper gir dessuten noe utendørs støy og er relativt kostbare (Lavenergiprogrammet, 2013).

Grunn-til-vann-, jord-til-vann- og vann-til-vann-varmepumper henter varme fra kilder med mer stabile temperaturer og har derfor bedre effektivitet i kalde perioder (Dokka og Andresen, 2012). I enkeltbygg med lavt energibehov er det imidlertid vanskelig å få disse teknologiene til å bli

lønnsomme, som følge av høye investeringskostnader (Lavenergiprogrammet, 2013). I boligblokker eller for flere enkeltbygg med felles vannbårent varmesystem kan slike varmepumpesystemer bli lønnsomme. Vann-til-vann-varmepumper er avhengige av at det er en egnet vannkilde relativt nære, mens jord-til-vann-varianter krever store arealer for nedgraving av kollektorsløyfer (Murphy, Thunshelle og Wigenstad, 2010). For grunn-til-vann-varmepumper (også kalt *grunnvarmepumper* eller *bergvarmepumper*) må det bores hull 80-150 meter ned i grunnen. Grunn-til-vann har blitt brukt eller blir vurdert i flere ZEB- og ZEN-prosjekter (Sørensen mfl., 2017; Sartori mfl., 2018; Walnum og Fredriksen, 2018). Ifølge Walnum og Fredriksen (2018) er grunnvarmepumper aller best egnet i situasjoner der det er behov for å balansere oppvarmings- og kjølebehov, slik som i større nabolagsprosjekter med flere ulike bygningstyper. Selv om varmepumper leverer mer energi enn de forbruker, er de fortsatt avhengige av en viss mengde elektrisitet, gjerne rundt 1/3 av varmemengden de skal forsyne (Dokka og Andresen, 2012).

### 3.2.2 Klimapåvirkninger fra nettstrøm

Som forklart i prosjektoppgaven, er Norge del av det europeiske kraftmarkedet og utveksler derfor strøm med andre land. I 2016 var ifølge SSB (2016) importandelen i det norske strømforbruket ca. 4,5 %. Selv om dette ikke er så mye, betyr det at den fossile andelen av strømforbruket er høyere enn det som er tilfellet for produksjonen, i og med at strømproduksjonen i andre europeiske land i større grad baserer seg på fossile brensler. Ifølge Solli mfl. (2009) gjør det økende norske elektrisitetsforbruket at mer import vil bli nødvendig fremover, og da vil fossilandelen i forbruket bli større. I tillegg kan det stigende forbruket gjøre at det blir behov for ny produksjonskapasitet, og det er ikke gitt at denne er like ren som vannkraften. Et annet viktig argument for unngått elektrisitetsbruk i norske bygninger er at det kan «frigjøre» strøm til elektrifisering av andre sektorer, for eksempel transport- eller industrisektoren (Kvellheim, 2017).

Utvekslingen av energi med Europa og fremtidige endringer i den norske kraftsituasjonen gjør at karbonintensiteten (CI - «Carbon Intensity»), altså utslippet av klimagasser målt i CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per enhet energi, til norsk strømforbruk ikke er entydig bestemt, og flere har diskutert hvordan den bør fastsettes i klimapåvirkningsanalyser. I databasen *ecoinvent*, som vil bli nærmere diskutert i kapittel 4.5.1, har den norske strømmen en CI på 25,3. CO<sub>2</sub>-ekv./kWh, gitt en sammensetning av norskprodusert elektrisitet og en samlet importandel på ca. 2,7 %. I en LCA av norske vedovner antar Solli mfl. (2009) at en nordisk elektrisitetsmiks med en CI på 210 CO<sub>2</sub>-ekv./kWh representerer marginalelektrisiteten i Norge. ZEB- og ZEN-senteret benytter en CI på 132 g CO<sub>2</sub>-ekv./kWh basert på en scenarioanalyse av utviklingen til den europeiske strømmiksen og kraftutvekslingen mellom Europa og Norge frem mot 2050 (Kallhovd og Bernhard, 2015; Andresen, Lien mfl., 2017). Usikkerhetene i scenarioanalysen er imidlertid store, og ZEB-senteret påpeker derfor at det er relevant å undersøke konsekvensene av å variere utslippsfaktoren (Andresen, Lien mfl., 2017).

### 3.2.3 Mikronett og utveksling av strøm med nettet

For å distribuere strøm fra lokale produksjonsanlegg til byggene i nærheten er det mulig å etablere et *mikronett*. Mikronett er små, klart avgrensede fordelingsnett som knytter sammen distribuert kraftproduksjon og omkringliggende laster (Solenergiklyngen, 2018). Et mikronett kan enten være

tilkoblet det nasjonale strømmettet i ett punkt eller driftes i såkalt øydrift, det vil si uten tilkobling til et eksternt nett. Foreløpig er mikronett lite utbredt i Norge og det er fortsatt på et tidlig stadium i utviklingen, men ifølge Kvellheim (2017) vil det bli mer fokus på det de kommende tiårene.

Med dagens lovverk er det ikke fritt frem å bygge mikronett for å forsyne strøm mellom bygg med ulike eiere. Produksjon og omsetning av elektrisk energi er regulert av «Energilovforskriften», som sier at alle som driver et fordelingsanlegg for elektrisk energi, omsetter strøm eller kan stå i en form for monopolsituasjon, må ha en konsesjon for fordelingsanlegget og omsetningen (Lovdata, 2019). Ifølge Bernhard, Mørkved mfl. (2017) innebærer en slik konsesjon krav og plikter som nettselskapene har, som rapportering og gebyrer, og det lønner seg derfor ikke for små kraftanlegg å ha egen konsesjon. Energilovforskriften lister opp fire unntak fra omsetningskonsesjonsplikten, deriblant gårdsbruk, videreformidling av strøm i forbindelse med utleie eller administrasjon av bygg og «tilfeller hvor konsesjonsplikt må anses åpenbart unødvendig» (Lovdata, 2019, § 4-2). Søknader om konsesjonsfritak behandles av NVE, men Bernhard, Mørkved mfl. (2017) påpeker at det i praksis er vanskelig å få fritak.

Solenergiklyngen (2018) mener imidlertid at det er sannsynlig at det vil komme flere forretningsmodeller basert på deletjenester for strøm i nærmeste fremtid og at regelverket vil tilpasse seg dette. Som eksempel trekkes en modell fra Tyskland frem, der forbrukere kobles sammen bak ett målepunkt mot nettet og dermed kan kjøpe og selge strøm fra hverandre. Rapporten skriver oppsummeringsvis at kraftmarkedet er i endring og at «nye effekttariffer og en dreining i fokus på støtteordninger vil [...] promotere nye løsninger som baserer seg på kW, CO<sub>2</sub> og områdetankegang fremfor kWh og enkeltbygg-tankegang» (Solenergiklyngen, 2018, s. 58).

Ved lokal produksjon av strøm på eller ved private bygninger kan i dag overskuddsstrøm selges til nettet gjennom *plusskundeordningen*, som tillater salg opp til en effektgrense på 100 kW (Solenergiklyngen, 2018). I utgangspunktet selges denne strømmen da til spotpris, altså det det koster for strømleverandørene å kjøpe strøm fra kraftmarkedet Nord Pool i øyeblikket. Spotprisen ligger på rundt 0,3 NOK/kWh (Kallhovd og Bernhard, 2015). Ved kjøp av strøm tilbake fra nettet, må kjøper i tillegg betale nettleie og avgifter, noe som gjør at kjøpsprisen ligger på omkring 1 NOK/kWh i dag (Solenergiklyngen, 2018). Derfor lønner det seg å bruke egenprodusert strøm fremfor å selge den. Noen strømselskaper opererer imidlertid med andre priser på kjøp av overskuddsstrømmen. TrøndelagKraft, som er en av de største strømleverandørene i Oppdal, oppgir for eksempel i sine avtalevilkår at de kjøper overskuddsproduksjon opp til 5000 kWh/år for 1 NOK/kWh, og deretter betaler de spotpris (TrøndelagKraft, 2019).

Tidligere har plusskundeordningen kun gjeldt for enkeltbygg, men nylig ble det åpnet for at borettslag og sameier kan selge strøm som én plusskunde, og enkelte nettselskaper har akkurat begynt å tilby avtaler for dette (Kragerø Kraft, 2019). Innenfor en slik avtale kan borettslaget produsere strøm med et felles produksjonsanlegg og fordele strømmen til de ulike beboerne.

### 3.3 Bioenergi

Bioenergi, det vil si energi produsert fra biomasse, finnes i mange varianter og har en rekke forskjellige bruksområder. Som nevnt i avsnitt 1.2, vil fokuset i denne studien ligge på energiproduksjon fra faste biobrensler. Dette inkluderer både uforedledede brensler som flis og ved og foredledede



eller prosesserte brensler slik som pellets. Pellets består av sammenpresset biomasse i form av for eksempel sagflis, bark, spon og skogflis og har et høyere energiinnhold per volumenhet enn ved og flis (Murphy, Thunshelle og Wigenstad, 2010). Foredlingsprosessen gjør at pellets har standardiserte brenselsegenskaper, som størrelse og fuktinnhold, noe som gjør at de er rentbrennende og har lave sot- og partikkelutslipp (Bernhard, Mørkved mfl., 2017; Murphy, Thunshelle og Wigenstad, 2010). Flis har større variasjon i egenskapene, og pellets er derfor noe mer driftssikkert enn flis (Bernhard, Mørkved mfl., 2017). Ifølge Bernhard, Mørkved mfl. (2017) har det imidlertid blitt mer standardisering også av flis i Norge de senere årene.

En ulempe med pellets er et økt transportbehov, som følge av at råmateriale må fraktes til fabrikk og de ferdige pelletsene må leveres til sluttbruker. Dette medfører utslipp av blant annet klimagasser, og Solli mfl. (2009) finner at utslippene fra transport kan stå for en betydelig andel av livsløpsutslippene til bioenergi. Ifølge Havukainen mfl. (2018) gjør dessuten elektrisitetsforbruket i pelletsproduksjonen at pellets har et høyere miljøavtrykk enn flis. På grunn av prosesseringen er pellets også dyrere enn uforedlet biobrensel (Bernhard, Mørkved mfl., 2017).

Ressursgrunlaget for produksjon av bioenergi i Norge er betydelig. Under halvparten av den årlige tilveksten i norske skoger hugges, og det er derfor potensial for å utvinne mer biobrensel fra skog (Scarlat mfl., 2011). Ifølge Granhus, Hysten og Ørnelund Nilsen (2012) er det mye uutnyttet produktivt skogareal (skogområder egnet for skogbruk) i Trøndelag, og hoveddelen av skogvolumet finnes som gran. I tillegg finnes det relativt store volumer med furu- og bjørkeskog. Biobrensel fra skog er særlig egnet i rurale områder på grunn av store mengder tilgjengelig biomasse per innbygger sammenliknet med urbane områder (Jenssen, König og Eltrop, 2014). I hytteområder kan hogst dessuten bidra til å opprettholde kulturlandskapet, noe norske hytteeiere ifølge Gransmo og Berker (2011) setter mer pris på enn uberørt natur. Konkurransen om landareal er en velkjent problemstilling knyttet til produksjon av bioenergi, men i rurale områder med store skogressurser er det mulig å dekke betydelige energibehov uten at dette blir en avgjørende faktor (Jenssen, König og Eltrop, 2014). Det er adskillig større negative konsekvenser knyttet til produksjon av biobrensel til transport, fordi dette gjerne beslaglegger matjord, men Jenssen, König og Eltrop (2014) trekker likevel frem at det kan være hensiktsmessig å kombinere bioenergiproduksjon med andre fornybare energikilder.

I forskningssammenheng forutsettes det gjerne at bioenergi ikke forårsaker direkte klimagassutslipp, fordi de biogene («fra organisk materiale») CO<sub>2</sub>-utslippene tas opp igjen gjennom ny plantevekst (Brekke mfl., 2015). Denne forutsetningen har i senere tid blitt problematisert, og forskere påpeker at indirekte endringer i arealbruk, biomassens rotasjonstid (hvor lang tid den bruker på å nå samme vekstnivå som ved høsting) og endringer i albedo (landarealets refleksjonsevne) også innvirker på bioenergiens klimapåvirkninger (Brekke mfl., 2015). På tross av dette regner blant annet FNs klimapanel (IPCC) økt bruk av bioenergi som et sentralt tiltak for å nå de internasjonale klimamålsetningene (Brekke mfl., 2015). I forbindelse med økt bruk av bioenergi som et klimatiltak, trekker flere forskere frem at det også er nødvendig å se på andre miljøpåvirkninger fra bioenergiproduksjonen, slik som lokale partikkelutslipp, forurensning og eutrofiering (overgjødsling) (Solli mfl., 2009; Havukainen mfl., 2018; Caserini mfl., 2010).

I norsk sammenheng har biomasse tradisjonelt vært lite brukt til energiformål sammelikt med nabolandene, og en viktig barriere for økt bruk av bioenergi er at lave elektrisitetspriser gjør det vanskelig å produsere bioenergi på en lønnsom måte (Scarlat mfl., 2011; Andresen, Buvik mfl.,

2010). Dette er tilfellet for flere fornybare energiteknologier. En fordel med bioenergi sammenliknet med for eksempel sol- og vindenergi er imidlertid at produksjonen kan styres etter behov. Ifølge Jenssen, König og Eltrop (2014) kan økt bruk av bioenergi dessuten stimulere den lokale økonomien i rurale områder, være omdømmebyggende og ha positiv effekt på turisme.

Bioenergibasert energiforsyning til bygninger kan gjennomføres både med individuelle løsninger i hvert enkelt bygg og med sentralfyrte fellessystemer. Ifølge Dokka og Andresen (2012) er det vanskelig å gjøre sentralfyrte løsninger lønnsomme i boligprosjekter med færre enn 8-10 bygg, mens det i større prosjekter er viktig med nøye planlegging og dimensjonering for å unngå for store systemtap. Gransmo og Berker (2011) trekker imidlertid frem sentraliserte vannbårne bioenergisystemer som aktuelle i hyttefelt, og i samtlige av bioenergi-landsbyene nevnt i avsnitt 2.4 benyttes sentralfyrte løsninger på tross av relativt spredt bebyggelse (Jenssen, König og Eltrop, 2014). I de neste avsnittene vil oppgaven gå nærmere inn på ulike aktuelle teknologier.

### **3.3.1 Individuelle løsninger**

Individuelle eller private bioenergisystemer inkluderer blant annet vedovner, peiser, pelletskaminer og ved- og pelletskjeler. Vedovner og peiser er generelt dårlig egnet i mindre passivhus, fordi de er punktoppvaringskilder og er vanskelige å regulere, noe som kan føre til overoppheting (Dokka og Andresen, 2012). Dessuten krever de tilførsel av store mengder frisk luft. Pelletskaminer er bedre egnet fordi de er lettere å regulere til lav varmeeffekt og kan ha automatisk styring og mating av brensel (Dokka og Andresen, 2012). Slike kaminer er imidlertid også punktoppvaringskilder, i tillegg til at mye av- og påslåing reduserer virkningsgraden deres. Vedovner og pelletskaminer kan også utstyres med en *vannkappe* (også kalt *vannmantel*) slik at varmen overføres til et vannbårent varmesystem i bygget. Da unngås problemet med punktoppvarming. I dag er vannkappesystemer relativt lite utbredte, trolig som følge av høye investeringskostnader, men de har økende popularitet i passivhus (Seljeskog, 2014). Private ved- og pelletskjeler forsyner også varme til et vannbårent system. Ifølge Stene (2008) må vedkjeler mates manuelt, og begge kjeltypene er avhengige av et eget fyrrom, noe som gjør at de egner seg best i større bygninger.

### **3.3.2 Biomassebasert nærvarme**

Fjern- og nærvarmesystemer er varmforsyningssystemer bestående av én eller flere varmesentraler som leverer varme til et vannbårent distribusjonssystem for romoppvarming og varmtvannsproduksjon i bygninger (Stene, 2008). Et nærvarmesystem kan defineres som et fjernvarmesystem med installert varmekapasitet under 10 MW (Murphy, Thunshelle og Wigenstad, 2010). Varmesentralene kan utnytte mange ulike varmekilder, men de mest aktuelle i denne studien er biokjeler fyrt med flis eller pellets. Disse varmer opp vann gjennom direkte forbrenning av biomassen (Stene, 2008). Biokjeler med normal ytelse har typisk en virkningsgrad på 80 - 85 %, mens kjeler med høy ytelse kommer opp i over 90 % (Standard Norge, 2016; ETA, 2018). Best virkningsgrad oppnås når kjelen kjøres med høy last Standard Norge (2016). Det stilles visse krav til brenselet som benyttes i biokjeler, og i små fliskjeler med installert effekt under 200 kW kan flisen typisk ha et fuktinnhold på opptil 35 % (Nibio, 2018b; ETA, 2018).

En kjel med installert effekt på 50 kW kan ha dimensjoner på omkring 0,7x1,5 m grunnflate og 1,5 m høyde (ETA, 2018). Det er imidlertid også nødvendig med infrastruktur for flislagring og en akkumulatortank for korttidslagring av det varme vannet. Dette vil ta mer plass enn selve kjelen. En kommersielt tilgjengelig fliskjel med installert effekt på 50 kW sammen med en akkumulatortank er vist i figur 3.4. Investeringskostnaden for en liten fliskjel er i størrelsesorden 7000 - 8500 NOK per kW installert effekt (Nibio, 2018a; Kallhovd og Bernhard, 2015; Sidelnikova mfl., 2015). Jo mindre anlegget er, jo høyere blir den spesifikke investeringskostnaden. Ifølge Sidelnikova mfl. (2015) er biokjeler moden teknologi, og det er lite sannsynlig med store prisreduksjoner i fremtiden. Drifts- og vedlikeholdskostnadene (ekskludert brenselkostnadene) for fliskjeler oppgis av ulike kilder til å være mellom 2 og 8 øre per levert kWh (Nibio, 2018a; Sidelnikova mfl., 2015; Rosenberg, 2010; Gartnerforbundet, 2019). Det er nødvendig med kompetent personell som kan drifte biokjelen, og ifølge Gartnerforbundet (2019) må det påregnes en halvtimes ettersyn daglig i tillegg til at kjelen bør stoppes hver sommer for årlig vedlikehold.



Figur 3.4: Fliskjel med installert effekt på ca. 50 kW inkludert akkumulatortank fra merket ETA (ETA, 2018)

Varmedistribusjonsnett i et nærvarmesystem består av stål- og/eller plastrør der varmt vann med temperaturer mellom 45 og 120 °C sirkulerer. Ifølge Stene (2008), som dette avsnittet er basert på, kan distribusjonsnett utformes som et såkalt *stjerneledningsnett*, *ringledningsnett* eller en kombinasjon av disse. I et stjerneledningsnett er det gjerne én forsyningsvei fra varmesentralen til hver abonnent, mens det i ringledningsnett er flere. I nærvarmeanlegg er det vanlig med stjerneledningsnett, men ringledningsnett sørger for større forsyningsikkerhet. Distribusjonsnett kan stå for en relativt stor andel av total kostnaden til et nærvarmesystem, noe som kan gjøre det ulønnsomt som forsyningsløsning til bygninger med lavt energibehov. Tett utbygging gjør det mulig med et mindre distribusjonsnett, noe som senker både investeringskostnaden og kostnaden forbundet med varmetap. Den sistnevnte kostnaden kan være betydelig – ifølge Stene (2008) ligger tapet i fjern- og nærvarmesystemer typisk mellom 5 og 15 % av varmesentralens produksjon, mens Guest mfl. (2011) antar mellom 5,0 og 8,1 % tap i mindre distribusjonssystemer.

For å minimere distribusjonsvarmetapene er det også hensiktsmessig med lav vanntemperatur (Walnum og Fredriksen, 2018). Dette tillater dessuten bruk av plastrør, som har lavere miljøpåvirkninger enn stålrør og er rimeligere og enklere å legge, men som tåler lavere temperatur og trykk (Perzon, Johansson og Fröling, 2007; Bernhard, Mørkved mfl., 2017). Det er imidlertid noen utfordringer knyttet til lavtemperatursystemer. For det første må naturlig nok temperaturen være høy nok til at den oppfyller varmebehovet i byggene systemet forsyner. Med lavere temperatur er det dessuten nødvendig å øke rørdimensjonene for å kunne levere samme varmemengde, og dette øker systemets materialforbruk og kostnader (Walnum og Fredriksen, 2018). I tillegg introduserer lavtemperatursystemer under 70 °C økt fare for spredning av legionella-bakterier (Walnum og Fredriksen, 2018).

### 3.3.3 Småskala kraftvarmeverk

Kraftvarmeverk, eller CHPer, produserer som navnet indikerer både elektrisitet og varme. I dag er de fleste CHPer av stor skala, men anlegg av mindre skala blir stadig mer vanlige (Walnum og Fredriksen, 2018). Småskala CHPer defineres gjerne som enheter med en installert elektrisk effekt <1 MW, mens betegnelsen mikro-CHP kan benyttes om enheter med installert elektrisk effekt <100 kW (Guest mfl., 2011).

Det finnes mange ulike CHP-teknologier som kan utnytte forskjellige energikilder, og som i forrige avsnitt er det flis og pellets som er de mest relevante brenslene for denne oppgaven. Noen CHP-teknologier, som såkalt Stirling-motor og organisk Rankine-syklus-teknologi (ORC - «Organic Rankine Cycle»), benytter faste biobrenslere direkte, mens interne forbrenningsmotorer (ICE - «Internal Combustion Engine»), for eksempel i form av stempelmotorer (RICE - «Reciprocating Internal Combustion Engine») eller gassturbiner, bruker biogass (Walnum og Fredriksen, 2018). Biogass kan produseres fra fast biobrensel lokalt ved hjelp av en prosess kalt *gassifisering*. Under gassifisering varmes brenselet opp til rundt 1000 °C med lav oksygentilgang, noe som gjør at det omdannes til brennbar syntesegass (hovedsakelig bestående av H<sub>2</sub> og CO) og aske (Kallhovd og Bernhard, 2015). Denne gassen kan så forbrennes i en motor eller turbin for å produsere energi. CHPen på Campus Evenstad (se avsnitt 2.4) er en RICE som benytter gass produsert gjennom gassifisering av flis (Walnum og Fredriksen, 2018). Denne CHPen, illustrert i figur 3.5, er fra det finske merket Volter og har en installert effekt på 40 kW<sub>el</sub> og 100 kW<sub>varme</sub>.

Ifølge Walnum og Fredriksen (2018) er RICE-teknologi det mest brukte alternativet for mikro-CHPer i dag, som følge av lave investeringskostnader og dagens energipriser. Hvis anlegget har en gassifiseringsenhet, øker imidlertid investeringskostnadene, det blir stilt høyere krav til brenselkvaliteten og virkningsgraden synker noe (Walnum og Fredriksen, 2018). Enheten på Evenstad har en samlet virkningsgrad på 72 % og krever at flisen er av en viss størrelse og har et fuktinnhold på <18 % (Kallhovd og Bernhard, 2015). ORC- og Stirling-teknologiene gjør det mulig å redusere kvaliteten på brenselet, men har gjerne lavere elektrisk virkningsgrad enn de interne forbrenningsmotorene (Mohamed, Hasan og Sirén, 2014; Kimming mfl., 2011). Stirling-motorer er dessuten foreløpig for dyre til å kunne brukes i kommersielle anvendelser (Walnum og Fredriksen, 2018). Ifølge Sidelnikova mfl. (2015) er investeringskostnadene for ORC-anlegg også høye, i tillegg til at de hovedsakelig er aktuelle for effekter over 500 kW.



Figur 3.5: Mikro-CHPen på Campus Evenstad (Kallhovd og Bernhard, 2015)

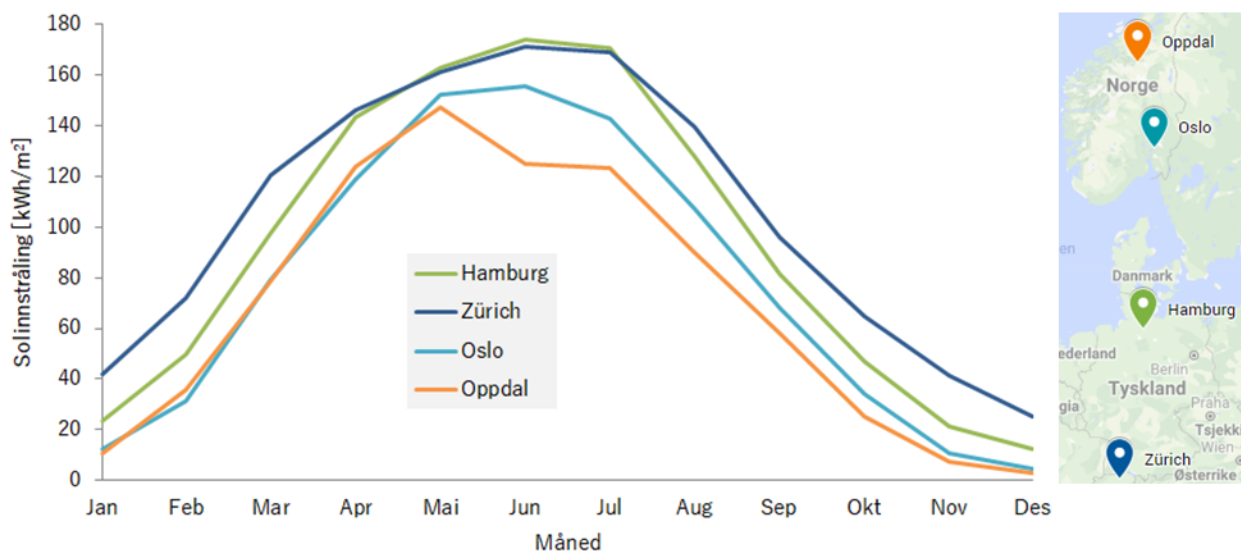
Varmen fra en småskala CHP kan forsynes til et nærvarmenett, som beskrevet i avsnitt 3.3.2, mens strømmen enten kan leveres ut på nettet eller distribueres til omkringliggende bygninger med et mikronett, som introdusert i avsnitt 3.2.3. Walnum og Fredriksen (2018) mener CHPer er godt egnet i nullutslippsnabolag, fordi driften er meget fleksibel og fordi de kan utfylle produksjonen fra solcelleanlegg. Mens solcellene har størst produksjon om sommeren, driftes CHPer gjerne etter varmebehovet, som er høyest om vinteren. Det umodne markedet for og lave elektrisitetspriser er imidlertid viktige barrierer for økt utbredelse av småskala CHPer i Norge (Walnum og Fredriksen, 2018). I dag er CHPen på Evenstad den eneste biomasse-fyrte CHPen i denne størrelsesordenen i landet (Wiik, Sørensen og Selvig, 2017). Det er imidlertid mulig at småskala CHPer blir mer kostnadseffektive etterhvert som omstendighetene i markedet utvikler seg (Walnum og Fredriksen, 2018). Kallhovd og Bernhard (2015) forventer at økt konkurranse og større grad av masseproduksjon for gassifiseringsenheter vil gi betydelige kostnadsreduksjoner i fremtiden.

Evenstad-anlegget hadde en samlet investeringskostnad på i overkant av 5 millioner kr, inkludert akkumulatortank, flislagrings- og tørkesystem i tillegg til alle prosjekterings- og monteringskostnader (Wiik, Sørensen og Selvig, 2017). Drifts- og vedlikeholdskostnadene (eks. brenselkostnadene) ligger på litt under 60 000 NOK/år (Kallhovd og Bernhard, 2015). Driften av en CHP med gassifisering er mer komplisert enn en biokjel, men Volter sin modell på Evenstad kan styres via internett, slik at det mulig å få assistanse uten fysisk tilstedeværelse (Kallhovd og Bernhard, 2015). For denne CHPen er det nødvendig med daglig tilsyn, i tillegg til at det bør påregnes en time i uken

for vedlikehold (Kallhovd og Bernhard, 2015). Noe av vedlikeholdet og skifte av komponenter må utføres av personell med spesialkompetanse på Volter sin teknologi (Kallhovd og Bernhard, 2015). CHPer er mer arealkrevende enn biokjeler, og CHPen på Evenstad, inkludert en 10 m<sup>3</sup> akkumulatortank, har et netto arealbehov på omkring 34 m<sup>2</sup>. Flissiloen på 120 m<sup>3</sup> har en grunnflate på ca. 30 m<sup>2</sup> (Kallhovd og Bernhard, 2015).

### 3.4 Solenergi

Solenergisystemer omdanner strålingsenergi fra solen til elektrisitet, varme eller begge deler. Fordi Norge ligger langt nord, har det blitt diskutert hvorvidt det lønner seg å installere solenergisystemer på norske bygninger (Sørensen, Torp og Nylund, 2017). Figur 3.6 viser imidlertid at det ikke er så stor forskjell mellom innstrålingen i Oppdal og Oslo sammenlignet med de europeiske byene Hamburg i Tyskland og Zürich i Sveits. De senere år har det derfor blitt stadig mer populært å utnytte solenergien i lokal energiproduksjon også i Norge.



Figur 3.6: Graf av gjennomsnittlig månedlig solinnstråling i Oppdal, Oslo, Hamburg og Zürich mellom 2010 og 2016, inkludert kart som viser stedenes relative plassering (PVGIS, 2017; Google Maps, 2019)

En viktig fordel med solenergisystemer er at solinnstrålingen er gratis og utslippsfri, noe som gir lave driftskostnader og tilnærmet ingen miljøpåvirkninger fra bruksfasen. Produksjonsfasen er imidlertid ikke like ren, og det er derfor viktig å benytte et livsløpsperspektiv for å gjøre en helhetlig vurdering av de totale miljøpåvirkningene. Fremstillingen av solenergisystemer kan forbruke mye materialer, som stål og aluminium, sammenliknet med andre energiproduksjonsteknologier (Pehnt, 2006). I tillegg er produksjonsprosessene relativt energiintensive (Pehnt, 2006).

En viktig utfordring ved bruk av solenergisystemer er den naturlige variasjonen til innstrålingen, som gjør den til en ikke-kontrollerbar energikilde. Produksjonen fra solenergisystemene varierer med blant annet innstrålingsmengde og klimatiske forhold. For å oppnå maksimal årlig produksjon, bør systemene plasseres mot sør, der innstrålingen er størst, med en vinkling på 30-60° i forhold til horisontalplanet (Sørensen, Torp og Nylund, 2017; Murphy, Thunshelle og Wigenstad, 2010).

Fasademonterte solenergisystemer (festet vertikalt på vegg) har gjerne større produksjon i vinterhalvåret, men også lavere produksjon om sommeren, noe som resulterer i lavere årlig energiproduksjon (Dokka, Houlihan Wiberg mfl., 2013; C. S. Good, Lobaccaro og Hårklau, 2014). Skygge og snø på panelene kan redusere effektiviteten betydelig og bør unngås så langt det lar seg gjøre. Sammenliknet med bioenergi er det en fordel at solenergisystemer kan plasseres oppå eksisterende bygg og dermed ikke beslaglegger ekstra landareal. De neste avsnittene vil gå nærmere inn på noen aktuelle solenergiteknologier.

### 3.4.1 Solfangere

Solfangere utnytter strålingsenergien fra solen til å varme opp vann som kan brukes til romoppvarming og tappevann. I Norge kan en solfanger som kun varmer opp tappevann, forsyne ca. halvparten av det totale varmtvannsbehovet til en normal bolig på lønnsomt vis, mens et kombisystem som dekker både oppvarming og varmtvann, gjerne dekker 10 til 30 % av romoppvarmingsbehovet i tillegg (Lavenergiprogrammet, 2013).

Solfangere er relativt enkle tekniske systemer, og hovedkomponenten i alle systemene er en absorbatoren som absorberer solinnstrålingen og gjør den om til varme (Sørensen, Torp og Nylund, 2017). I tillegg er de fleste solfangere utstyrt med et dekklag, som øker effektiviteten, og isolasjon. I dag er det særlig to solfangertyper som er i utstrakt bruk: *plane solfangere* og *vakuumsolfangere* (Sørensen, Torp og Nylund, 2017). Plane solfangere består av en absorbatorenflate med innstøpte væskefylte rør hvor vann varmes opp. I vakuumsolfangere ligger absorbatoren inni glassrør med vakuum, noe som reduserer varmetapet fordi vakuum isolerer bedre enn luft (Sørensen, Torp og Nylund, 2017). Forskjellen i utforming gjør at vakuumsolfangere har bedre virkningsgrad enn plane solfangere, men de er også dyrere og egner seg derfor best om det er begrenset med tilgjengelig areal (Sørensen, Torp og Nylund, 2017). Plane solfangerne har vært vanligst å bruke i norske bygninger, men markedet for vakuumsolfangere er i vekst (Sørensen, Torp og Nylund, 2017).

Solfangernes virkningsgrad ligger mellom 70 og 90 %, og i Norge leverer de typisk 300-500 kWh varme per m<sup>2</sup> per år, avhengig av blant annet geografi, orientering og type (Sørensen, Torp og Nylund, 2017). På passivhus på Ranheim i Trøndelag er det målt en varmeproduksjon på 400 kWh/(m<sup>2</sup>·år) (Lavenergiprogrammet, 2013). Ifølge Sørensen, Torp og Nylund (2017) er det viktig ikke å overdimensjonere solfangeranlegg, fordi dette gjør at varme går til spille og kan gi for høye driftstemperaturer. Før dimensjonene til et solfangeranlegg bestemmes er det derfor viktig med grundige undersøkelser av energi- og effektbehov og lokale klimaforhold.

Solfangere styres automatisk og krever lite vedlikehold og tilsyn gjennom levetiden på 20 til 30 år (Sørensen, Torp og Nylund, 2017). Dette gjør dem meget billige i drift. Investeringskostnadene for solfangeranlegg avhenger av anleggets utforming, og prisen per kvadratmeter er mindre for større anlegg. Inkludert installasjon og akkumulatortank kan for eksempel kostnaden for plane solfangere variere fra 5000 NOK/m<sup>2</sup> for et anlegg på 4 m<sup>2</sup> til under 4000 NOK/m<sup>2</sup> for anlegg opp mot 20 m<sup>2</sup> (Bernhard og Sørensen, 2015). Markedet for solfangere i Norge er fortsatt relativt umodent, noe som ifølge Sidelnikova mfl. (2015) gir en forventet prisreduksjon på 40 % for solfangere til romoppvarming og varmtvann mellom 2015 og 2035.

I takt med variasjonen i solinnstrålingen over året, som vist i figur 3.6, produserer solfangere mest varme om sommeren. Dette er en ulempe med tanke på at oppvarmingsbehovet er størst om vinteren. Ifølge Sørensen, Torp og Nylund (2017) gjør «mismatchen» mellom varmebehov og solfangerproduksjon at solfangere i kombinasjon med bioenergi kan være en praktisk og økonomisk hensiktsmessig varmeløsning med lave miljøpåvirkninger. Dersom solfangerne står for all oppvarmingen i sommermånedene, kan bioenergianlegget skrus av, slik at levetiden forlenges, brenselforbruket reduseres og det blir mulig å utføre vedlikehold (Sørensen, Torp og Nylund, 2017).

### 3.4.2 Solceller

Solceller består av halvlederteknologi og produserer elektrisitet når de blir eksponert for sollys. Det er utviklet en rekke ulike solcelleteknologier, men krystallinske silisiumsolceller er klart mest vanlig (Wong, Royapoor og Chan, 2016). Silisiumsolceller kan fremstilles gjennom ulike prosesser, noe som resulterer i forskjellige celle-egenskaper. Monokrystallinske (sc-Si) og polykrystallinske (mc-Si) silisiumsolceller er de mest vanlige typene. Den monokrystallinske produksjonsprosessen sørger for at solcellene får høyere virkningsgrad, men den krever også mer energi og har generelt høyere miljøpåvirkninger. I tillegg er sc-Si-solceller dyrere enn mc-Si-solceller (Wong, Royapoor og Chan, 2016).

Omformingen fra lys til strøm heller enn varme gjør at solceller har betydelig lavere virkningsgrad enn solfangere. I dag har mc-Si-solceller en virkningsgrad på 14 til 18 %, mens sc-Si-solceller kommer opp i 20 til 24 % (Sidelnikova mfl., 2015). Solcellepaneler i Norge produserer typisk 100-170 kWh/(m<sup>2</sup>·år) eller omkring 800 kWh/(kWp·år), der kWp står for «kilowatt peak» (Sørensen, Torp og Nylund, 2017; Jungbluth mfl., 2012). Installert effekt oppgis i denne måleenheten fordi effektproduksjonen (målt i watt, W) fra et PV-panel varierer med både lokasjon og klimatiske forhold. Wp er definert som effekten ved «standard betingelser», som innebærer blant annet 1000 W/m<sup>2</sup> innstråling og 25 °C. Bruk av Wp gjør det lettere å sammenlikne solcellers ytelse ved ulike forhold (Solenergiklyngen, 2018).

Markedet for solceller har vokst kraftig i Norge de siste årene, men det er fortsatt i en umoden fase med relativt få anlegg i drift. Solenergiklyngen (2018) forventer imidlertid en betydelig økning i installert kapasitet fremover. Tilnærmet alle ZEBs bruker solcelleanlegg for å nå nullutslippsbalansen, og pilothuset i Larvik er for eksempel utstyrt med takmonterte mc-Si-solceller (Musall mfl., 2010; Sørensen mfl., 2017). En fordel med solcelleanlegg i Norge, er at solcellers virkningsgrad øker med synkende temperatur (C. Good, Andresen og Hestnes, 2015).

I dag ligger investeringskostnaden for små solcelleanlegg i Norge på omkring 18 NOK/W<sub>pinstallert</sub> (Solenergiklyngen, 2018; Kallhovd og Bernhard, 2015). På samme måte som for solfangere, er de spesifikke kostnadene lavere for større PV-anlegg. I Hurdal Økolandsby ble det anbefalt å bygge et sentralt solcelleanlegg over en parkeringsplass for å redusere kostnadene sammenliknet med private solcelleanlegg på hvert hustak (Bernhard, Mørkved mfl., 2017). Kostnadene for solceller har sunket drastisk de siste tiårene, og ifølge Sidelnikova mfl. (2015) vil modulprisen trolig synke med ytterligere 40 % fra 2014 til 2035. Ifølge Kallhovd og Bernhard (2015) er det dessuten sannsynlig at utslippene fra produksjonen av solceller går ned fremover. Solceller krever lite vedlikehold og har lave driftskostnader, men vekselretteren i systemet må gjerne byttes én gang i løpet av solcel-



lenes levetid, som er på omkring 30 år (Sidelnikova mfl., 2015; Sørensen mfl., 2017).

### 3.4.3 Hybride solenergisystemer

Hybride solenergisystemer, eller PV/T-systemer («Photovoltaic/Thermal»), fungerer som en kombinasjonsløsning mellom solceller og solfangere og produserer både elektrisk og termisk energi. Ideen er at PV/T-paneler skal utnytte en større andel av den innkommende solenergien ved at termisk energi absorberes og kan nyttegjøres, i tillegg til at solcellenes virkningsgrad øker når temperaturen på panelene synker som følge av varmeabsorpsjonen (C. Good, Andresen og Hestnes, 2015). Selv om det er mulig med relativt høy strømproduksjonen fra PV/T-paneler, er den elektriske virkningsgraden fortsatt lavere enn for kommersielt tilgjengelige solcellepaneler (C. Good, Andresen og Hestnes, 2015). I tillegg kan varmeutbyttet fra PV/T-modulene være betydelig lavere enn fra solfangere, ettersom de både har lavere virkningsgrad og større varmetap (C. Good, Andresen og Hestnes, 2015).

PV/T-teknologien er relativt ny, og selv om interessen for slike paneler er økende, er markedet for PV/T-systemer fortsatt svært umodent sammenlignet med markedene for solceller og solfangere. I sin studie av ulike solenergisystemer på norske nullutslippsbygg trekker C. Good, Andresen og Hestnes (2015) frem dette som en viktig ulempe ved PV/T-panelene sammenlignet med tradisjonelle solcelle- og solfangeranlegg.

## 3.5 Økonomiske betraktninger

### 3.5.1 Nåverdiberegninger

For å vurdere kostnadene og inntektene forbundet med ulike alternativer opp mot hverandre kan *nåverdiberegninger* benyttes. Formelen for å beregne nåverdien til en investering er gitt i likning 3, der  $NåV$  er den totale nåverdien,  $T$  er analyseperioden,  $t$  er antall år fra analyseperiodens start,  $K_0$  er den innledende investeringskostnaden,  $K_t$  er summen av kostnader og inntekter i år  $t$ , og  $r$  er kalkulasjonsrenten (også kjent som diskonteringsrenten eller kapitalkostnaden).

$$NåV = K_0 + \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

I prosjekter som involverer bygninger, settes gjerne analyseperioden lik bygningens antatte levetid.  $K_t$  vil for et energiforsyningssystem bestå av drift- og vedlikeholdskostnader, brenselkostnader og eventuelt kostnader for reinvestering i tekniske systemer med kortere levetid enn  $T$ . Kalkulasjonsrenten sørger for at nåverdiberegningene tar hensyn til tidsverdien av penger og gir større vekt til tidlige utgifter og inntjening. Jo høyere kalkulasjonsrenten er, jo mindre betydning får fremtidige beløp. For en investor vil kalkulasjonsrenten tilsvare avkastningskravet på investeringen (Kallhovd og Bernhard, 2015). Næringsshagen har foreløpig ikke fastsatt noe avkastningskrav.

Nåverdiberegninger regnes som en robust og transparent metode for å gjøre investeringsbeslutninger, blant annet fordi de tar hensyn til tidsverdien av penger (Sending, 2014). I tillegg gir beregningene investeringenes nåverdi som absolutte økonomiske beløp, noe som gjør at de er velegnet når hensikten er å sammenlikne investeringer for å finne ut hvilke som har de laveste totalkostnadene.

### 3.5.2 Energikostnad over levetiden

For å sammenlikne kostnader knyttet til energiproduksjon med ulike teknologier er det også vanlig å beregne *energikostnaden over levetiden*, også kjent som LCOE («Levelized Cost Of Energy»). LCOE uttrykker de samlede kostnadene for et energiproduksjonssystem fordelt på systemets produksjon gjennom levetiden, og den kan beregnes ved hjelp av formel (4) (Sidelnikova mfl., 2015). Tilsvarende som i formel (3), er  $NåV$  den totale nåverdien,  $T$  er analyseperioden,  $t$  er antall år fra analyseperiodens start,  $K_0$  er den innledende investeringskostnaden,  $K_t$  er summen av kostnader og inntekter i år  $t$  og  $r$  er kalkulasjonsrenten. Videre er  $E_t$  energiproduksjonen i år  $t$  (Sidelnikova mfl., 2015).

$$LCOE = \frac{K_0 + \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{NåV}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

I formel (4) benyttes kalkulasjonsrenten til å diskontere både kostnader/inntekter og energiproduksjon. LCOE har gjerne benevnningen NOK/kWh og kan betraktes som et uttrykk for den minste gjennomsnittlige enhetsprisen energien kan selges for hvis energiproduksjonsløsningen skal bli lønnsom (Sidelnikova mfl., 2015).

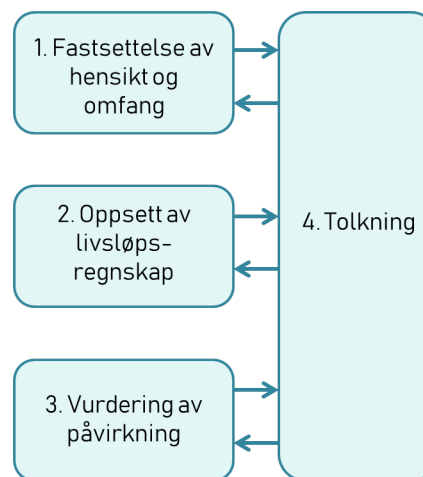
### 3.5.3 Støtteordninger

Enova er en statlig organisasjon som jobber for å tilrettelegge for mer energieffektive og klimavennlige bygg. Dette innebærer blant annet at organisasjonen gir støtte til utbygging av lokal fornybar energiproduksjon. Målet er at Enova sine midler skal hjelpe nye, klimavennlige løsninger med å slå rot, og de bidrar derfor med finansiering til innoverende tiltak som ellers ikke ville blitt gjennomført (Enova, 2019). Det innebærer at det er lettere å få tildelt støtte til mer nyskapende løsninger. Ifølge Kallhovd og Bernhard (2015) er det ikke lenger vanlig å få tilskudd til konvensjonelle solceller hvis de ikke er del av et større og mer innovativt tiltak, mens det er svært trolig at en CHP med gassifisering vil kunne motta støtte. Støtten vil variere avhengig av egenskapene til det enkelte prosjekt. På Campus Evenstad prosjekterte de med 50 % investeringsstøtte for mikro-CHPen, men endte opp med å få 33 % (Kallhovd og Bernhard, 2015).

I tillegg til Enova kan det være aktuelt å søke om tilskudd fra Innovasjon Norge. De har lansert et støtteprogram for bioøkonomiprojekter, der målet er å bidra med finansiering av utviklingsprosjekter i verdikjeden til bioressurser, deriblant «prosjekter som kan sannsynliggjøre et positivt klimabidrag» (Innovasjon Norge, 2019). Støtteandelen avhenger av prosjektypen og bedriftens størrelse, men ligger mellom 100 000 og 2 millioner kroner.

## 3.6 Livsløpsvurdering

Livsløpsvurdering (LCA) er et anerkjent verktøy for å gjennomføre helhetlige miljøpåvirkningsanalyser av produkter, tjenester, prosesser og sammensatte systemer. Hensikten med metoden er at miljøpåvirkninger fra alle livsløpsfaser og oppstrøms prosesser skal være inkludert i resultatene. LCAer utføres gjerne i fire faser, slik figur 3.7 illustrerer. De neste avsnittene vil kort forklare den praktiske gjennomføringen av hver fase, uten å gå inn på de matematiske detaljene. Beskrivelsene av fasene tar utgangspunkt i standarden «NS-EN ISO 14044:2006 Miljøstyring – Livsløpsvurderinger – Krav og retningslinjer» (Standard Norge, 2006). Dette delkapittelet er i større grad enn de andre teoriavsnittene basert på teorien fra prosjektoppgaven, men utenom listen og tabellene i avsnitt 3.6.3 er det ikke brukt direkte gjengivelse, og det blir derfor referert til originalkildene. Delkapittelet inneholder også en del ny informasjon.



Figur 3.7: Faser i en livsløpsvurdering

### 3.6.1 Fastsettelse av hensikt og omfang

Den første fasen av en LCA innebærer en tydelig beskrivelse av studiens hensikt og omfang. Hensikten er en redegjørelse av hvorfor studien gjennomføres, hva den skal brukes til og hvem som vil kunne dra nytte av den (Standard Norge, 2006). Omfanget bestemmes ut fra hvordan det er tenkt at resultatene skal brukes og inkluderer en nøyaktig angivelse av den funksjonelle enheten (FU - «Functional Unit») til studien. FUn er en konsis og målbar beskrivelse av *funksjonen(e)*, i form av leverte varer eller tjenester, til det studerte systemet (Standard Norge, 2006). FUn inneholder typisk informasjon om egenskaper som mengde, lokasjon, varighet og kvalitet til funksjonene. I en sammenliknende LCA må systemene som sammenliknes ha samme FU, i tillegg til at referansestrømmene, det vil si mengden av ulike varer hvert system leverer for å oppfylle FUn, må være bestemt.

Beskrivelsen av LCAens omfang inneholder også en klart definert systemgrense, som avgjør hvilke prosesser som er inkludert i analysen. Systemgrensen skal ideelt sett omfatte alle livsløpsfaser, prosesser, forbrukte ressurser og utslipp som er avgjørende for de endelige resultatene (Standard Norge, 2006). Den første LCA-fasen bør også forklare forutsetninger og begrensninger ved studien, hvilke krav som stilles til datakvalitet, samt hvilke metoder og påvirkningskategorier som benyttes i vurderingsfasen (fase 3 i figur 3.7) (Standard Norge, 2006).

### 3.6.2 Livsløpsregnskap

Fase to av en LCA går ut på å sette opp et livsløpsregnskap eller livsløpsinventar (LCI - «Life Cycle Inventory»). LCIen kan enten være regnskapsbasert («Attributional LCI») eller konsekvensbasert («Consequential LCI»). Den regnskapsbaserte LCIen tallfester inngangs- og utgangsfaktorene til

alle de faktiske prosessene som inngår i livsløpsfasene til systemene som er inkludert i analysen (Brander mfl., 2008). Inngangs- og utgangsfaktorene inkluderer elementære strømmer, som energi- og ressursuttak fra naturen, samt avfall og utslipp til jord, vann og luft. Den konsekvensbaserte LCIn forsøker på den annen side å kvantifisere hvordan et system eller en marginal forandring i et system forårsaker *endringer* i globale miljøpåvirkninger (Brekke mfl., 2015; Brander mfl., 2008). Ifølge Brander mfl. (2008) egner regnskapsbasert LCI seg for å forstå utslipp direkte knyttet til livsløpet til et system, mens konsekvensbasert LCI for eksempel egner seg for å informere politikere om endringer i utslipp som følge av en politisk beslutning. Ifølge Brekke mfl. (2015) er det mest hensiktsmessig å bruke regnskapsbasert LCI for å vurdere miljøbelastningene fra produksjon av et bioenergiprodukt.

Innhenting av data for å sette opp en LCI kan være omfattende for komplekse systemer, og det er ofte nødvendig å gjøre noen forenklinger for å kunne gjennomføre LCAen innenfor en rimelig tidsramme. For prosesser som har flere funksjoner burde det for eksempel ideelt sett hentes inn så detaljert informasjon om prosessene at det er mulig å skille mellom hvor mye av hver inngangsfaktor og utgangsfaktor som skyldes hver delfunksjon (Standard Norge, 2006). Dette kan imidlertid være vanskelig i praksis, og da er det nødvendig å benytte en metode for å *allokere*, eller fordele, de elementære strømmene mellom funksjonene. Allokering kan gjøres på flere måter. En mye brukt metode er å distribuere påvirkninger og ressursforbruk ut fra en egenskap ved funksjonene, som for eksempel masse, energi, eksergi eller økonomisk verdi (Standard Norge, 2006).

En LCI består gjerne av et forgrunnssystem, som inneholder de prosjektspesifikke prosessene som beslutningstakeren for LCAen har kontroll over og kan endre på, og et bakgrunnssystem, som representerer alle andre prosesser som forgrunnssystemet er avhengig av, men som beslutningstakeren ikke har direkte kontroll over (Life Cycle Initiative, udatert). For å sette opp komplette LCier, er det vanlig å ta utgangspunkt i eksisterende LCI-databaser som gir tilgang på et stort og relativt komplett bakgrunnssystem. Bruk av LCI-databaser kan dessuten forenkle oppsettet av forgrunnssystemet ved at det er mulig å ta utgangspunkt i eksisterende prosesser i databasen og så tilpasse disse til de prosjektspesifikke forholdene.

## **Ecoinvent**

Ecoinvent er den største LCI-databasen på markedet og inneholder mer enn 15.000 LCI-datasett (SimaPro, udatert). Databasen følger kravene i ISO 14044-standarden (se innledningen til delkappitlet) og inneholder dokumentasjon om alle prosessene (SimaPro, udatert). For regnskapsbasert LCI inkluderer ecoinvent to *systemmodeller*, som begge benytter økonomisk allokering: «Allocation at the point of substitution» (APOS) og «Allocation, cut off by classification» (cut off-metoden) (SimaPro, udatert). Hovedforskjellen mellom systemmodellene er kort forklart at APOS allokere noen miljøpåvirkninger fra en produksjonsprosess til eventuelle biprodukter, mens cut off-metoden allokere alle miljøpåvirkningene til hovedprodukt(ene) fra prosessen.

Bruk av cut off-metoden innebærer for eksempel at oppstrøms miljøpåvirkninger ved bruk av resirkulerte materialer bare skyldes resirkuleringsprosessen, og ikke den opprinnelige produksjonen. Med APOS vil den opprinnelige produksjonsprosessen bli «godskrevet» for miljøpåvirkninger som unngås ved at biproduktene erstatter andre produkter. APOS er komplekst og gir teoretisk mer mening, men kan i enkelte tilfeller gi rare utfall i praksis, slik som at bruk av resirkulert metall kan resultere i større miljøpåvirkninger enn å utvinne nytt (Ponsioen, udatert).

### 3.6.3 Livsløpseffektvurdering

Fase tre av en LCA er en såkalt livsløpseffektvurdering (LCIA - «Life Cycle Impact Assessment»), der systemets miljøpåvirkninger blir analysert med utgangspunkt i LCIen. LCIAen kan deles inn i seks steg, hvorav tre er obligatoriske. De seks stegene blir kort presentert i listen under. Listen er utformet på grunnlag av beskrivelsene i Standard Norge (2006) og er direkte gjengitt fra prosjekt-oppgaven.

1. *Valg av påvirkningskategorier, kategoriindikatorer og karakteriseringsmodeller* (obligatorisk): Her blir det bestemt hvilke miljøpåvirkningskategorier eller effektkategorier som skal inkluderes i analysen og hvordan LCI-resultatene skal karakteriseres. Vanligvis gjennomføres dette ved bruk av eksisterende metoder. Disse finnes det flere av, for eksempel ReCiPe-metoden, som er forklart nedenfor
2. *Klassifisering* (obligatorisk): Hvert LCI-resultat tilordnes til effektkategoriene de bidrar til. Dette kan for eksempel være klimaendringer eller partikkeldannelse
3. *Karakterisering* (obligatorisk): LCI-verdien multipliseres med en karakteriseringsfaktor for hver effektkategori for å kvantifisere verdiens bidrag til kategoriene. For eksempel kan mengden metanutslipp ganges med en karakteriseringsfaktor som forteller hvor mye én enhet metan bidrar til kategorien klimaendringer i kg karbondioksid-ekvivalenter (CO<sub>2</sub>-ekv.)
4. *Normalisering* (valgfritt): Karakteriserte verdier uttrykkes relativt til en spesifisert referanse, for eksempel gjennomsnittlig påvirkning per person i Europa per år. De normaliserte verdiene blir dermed uten enhet og kan sammenliknes på tvers av effektkategorier for å se hvilke bidrag som er størst relativt til den valgte referansen
5. *Gruppering* (valgfritt): Effektkategoriene tilordnes i overordnede kategorier og kan sorteres og rangeres på subjektivt grunnlag basert på studiens hensikt og omfang
6. *Vekting* (valgfritt): Normaliserte verdier vektes ut fra hvilke effektkategorier som anses som mer eller mindre viktige i en gitt sammenheng. Med vekting kan LCIA-resultater summeres til en enkelt poengsum på tvers av effektkategorier

De tre siste stegene er valgfrie fordi de involverer subjektive verdivalg. Dette kan introdusere betydelige usikkerheter og gjøre at resultatene og konklusjonene avhenger av hvem som har utført LCAen. Hvis det er et mål å sammenlikne resulterende miljøpåvirkninger på tvers av effektkategorier, er det imidlertid nødvendig å gjennomføre de valgfrie stegene. Dessuten kan disse stegene gjøre at resultatene blir lettere å tolke for lesere som ikke er kjent med LCA-metodologien. Standard Norge (2006) understreker imidlertid at «det ikke finnes noe vitenskapelig grunnlag for å slå sammen LCA-resultater til ett enkelt resultat» (Standard Norge, 2006, s. 11).

#### ReCiPe

ReCiPe er en relativt ny LCIA-metode som ble utviklet med mål om å samle styrkene til to tidligere LCIA-tilnæringer i én forbedret metode (Goedkoop mfl., 2013). ReCiPe gir muligheten til å produsere resultater fordelt på 18 såkalte midtpunkt-effektkategorier («midpoint impact categories») eller tre endepunkt-effektkategorier («endpoint impact categories») (Goedkoop mfl., 2013).

Disse er vist i henholdsvis tabell 3.2 og 3.3, som begge er hentet fra prosjektoppgaven. Miljøpåvirkninger uttrykt på midtpunkt-nivå er resultatet av å gjøre steg 1-3 av LCIAen, mens steg 4-6 gir konsekvenser uttrykt på endepunkt-nivå. Med ReCiPe er det dessuten mulig å aggregere endepunktsresultatene til én samlet poengsum.

Referanse for normalisering, grupperingsprosedyre og verdigrunnlaget for vekting kan i ReCiPe være begrunnet ut fra tre såkalte «kulturelle perspektiver», kalt individualist («Individualist»), hierarkist («Hierarchist») og egalitær («Egalitarian»). Individualist-perspektivet er det mest optimistiske. Det bruker en kort tidshorisont og inkluderer kun sikre miljøpåvirkninger (Goedkoop mfl., 2013). Egalitær-perspektivet er på motsatt side av skalaen fra individualist-perspektivet. Det bruker en lang tidshorisont og inkluderer også mindre sikre miljøpåvirkninger. Egalitær-perspektivet kan betraktes som et føre-var-perspektiv, men ifølge Laleman, Albrecht og Dewulf (2011) kan egalitære LCIAer overvurdere risikoer. Hierarkist-perspektivet representerer «den gyldne middelvei» og er det vanligste å bruke. Det baserer seg på konsensus og vanlige politiske prinsipper og benytter en middels lang tidshorisont (Goedkoop mfl., 2013).

### **3.6.4 Livsløpstolkning**

Den fjerde og siste LCA-fasen er livsløpstolkningen. Ifølge Standard Norge (2006) utgjør den første og den siste fasen rammen omkring LCA-studien. LCI- og LCIA-fasene sørger for at det foreligger nok informasjon om systemet til at det gjennom tolkningen blir mulig å oppfylle hensikten spesifisert i fase én. Hovedformålet med tolkningen er å forstå hva resultatene betyr og hvordan de kan brukes. Tolkningen innebærer blant annet å kartlegge vesentlige faktorer, slik som avgjørende effektkategorier og viktige delprosesser, livsløpsstadier og LCI-data. I denne fasen skal også begrensninger ved studien, slik som avgjørende antakelser og usikkerheter, drøftes. Tolkningen bør dessuten inneholde en evaluering der resultatene vurderes gjennom for eksempel en fullstendighetskontroll, sensitivitetsanalyser og en konsistenskontroll (Standard Norge, 2006).

En fullstendighetskontroll sjekker om all relevant informasjon er inkludert i studien, mens sensitivitetsanalyser undersøker hvordan resultatene avhenger av usikkerheter i analysen. Konsistenskontrollen fastslår om forutsetningene, metodene og dataene som er brukt samsvarer med hensikten og omfanget til LCIAen. Det innebærer for eksempel å vurdere om geografiske forskjeller har blitt behandlet konsekvent, om allokeringsregler og systemgrense er tilsvarende i alle systemene og om datakvaliteten er lik for de ulike systemene og delprosessene. Avslutningsvis skal tolkningen trekke en konklusjon og komme med anbefalinger, for eksempel til viktige forbedringspotensialer i de studerte systemene og til videre arbeid (Standard Norge, 2006).

Tabell 3.2: Midtpunkt-effektkategorier i ReCiPe

| Engelsk navn                               | Kode | Enhet                    | Norsk oversettelse                  |
|--|------|--------------------------|-------------------------------------|
| Climate change                             | CC   | kg CO <sub>2</sub> -ekv. | Klimaendringer                      |
| Ozone depletion                            | OD   | kg CFC-11-ekv.           | Nedbryting av ozonlaget             |
| Terrestrial acidification                  | TA   | kg SO <sub>2</sub> -ekv. | Forsuring på landjord               |
| Freshwater eutrophication                  | FET  | kg P-ekv.                | Ferskvannseutrofiering              |
| Marine eutrophication                      | MET  | kg N-ekv.                | Eutrofiering i sjøvann              |
| Human toxicity                             | HT   | kg 1,4-DB-ekv.           | Menneskelig toksisitet              |
| Photochemical oxidant formation            | POF  | kg NMVOC                 | Dannelse av fotokjemisk smog        |
| Particulate matter formation               | MPF  | kg PM10-ekv.             | Partikkeldannelse                   |
| Terrestrial ecotoxicity                    | TET  | kg 1,4-DB-ekv.           | Økotoksisitet på landjord           |
| Freshwater ecotoxicity                     | FET  | kg 1,4-DB-ekv.           | Økotoksisitet i ferskvann           |
| Marine ecotoxicity                         | MET  | kg 1,4-DB-ekv.           | Økotoksisitet i havvann             |
| Ionising radiation                         | IR   | kg U235-ekv.             | Ioniserende stråling                |
| Agricultural land occupation               | ALO  | m <sup>2</sup> a         | Forbruk av jordbruksområder         |
| Urban land occupation                      | ULO  | m <sup>2</sup> a         | Forbruk av urbane områder           |
| Natural land transformation                | NLT  | m <sup>2</sup>           | Forandring av naturområder          |
| Water depletion                            | WD   | m <sup>3</sup>           | Forbruk av vannressurser            |
| Metal depletion/mineral resource depletion | MRD  | kg Fe-ekv.               | Forbruk av mineral-/metallressurser |
| Fossil depletion                           | FD   | kg olje-ekv.             | Forbruk av fossile ressurser        |

Tabell 3.3: Endepunkt-effektkategorier i ReCiPe

| Engelsk navn                    | Kode | Enhet | Norsk oversettelse              |
|---------------------------------|------|-------|---------------------------------|
| Damage to human health          | HH   | år    | Skade på menneskelig helse      |
| Damage to ecosystem diversity   | ED   | år    | Økosystemskade                  |
| Damage to resource availability | RA   | \$    | Skade på ressurstilgjengelighet |

## 4 Metode

Dette kapittelet gjør rede for metodene som er benyttet i masteroppgaven. Først beskrives fremgangsmåten for å velge ut energiforsyningsløsninger til de videre analysene, før fokuset rettes mot beregningene av hyttenes energibehov og energiforsyningssystemenes produksjon. Deretter blir metodene som er brukt for å svare på forskningsspørsmål a), b) og c) forklart etter tur.

### 4.1 Valg av energiforsyningsløsninger

For å gjennomføre detaljerte analyser av mulige energiforsyningsløsninger til Seterhyttene, er masteroppgaven nødt til å konsentrere seg om et begrenset antall løsninger. Oppgaven gjør derfor først en overordnet kvalitativ vurdering for å finne fem bioenergibaserte systemer som virker gjennomførbare og bærekraftige. Vurderingen gjøres på bakgrunn av funnene i tidligere arbeid og teori. Denne metoden ble valgt fordi det er en effektiv måte å finne løsninger som sannsynligvis kan være gjennomførbare og som det dermed er hensiktsmessig å analysere i nærmere detalj. Det er likevel en mulighet for at aktuelle løsninger blir utelatt fra de videre studiene, noe oppgaven tar opp i diskusjonen i kapittel 6.1. I utvelgelsen forutsettes det at Seterhyttene bygges tett nok til at det er mulig med felles sentralfyrt energiforsyning, noe som er i tråd med Næringshagens visjon om stor grad av fellesløsninger i Seterhytte-prosjektet. Resultatene fra utvelgelsen er forklart i kapittel 5.1, men er oppsummert i tabell 4.1, fordi resten av metoden tar utgangspunkt i dem. I tabellen tildeles forsyningsløsningene forkortede navn til bruk videre i oppgaven.

Tabell 4.1: Potensielle energiforsyningsløsninger for Seterhyttene

| Navn      | Forklaring   |
|-----------|--|
| CHP       | Kun mikrokraftvarmeverk (CHP) fyrt med flis for både strøm og varme. Utveksling av strøm med nettet for å dekke eventuelt resterende energibehov og selge overskuddsproduksjon   |
| CHP+PV    | Mikrokraftvarmeverk (CHP) fyrt med flis for strøm og varme, og solceller (PV) for strøm. Utveksling av strøm med nettet for å dekke eventuelt resterende energibehov og selge overskuddsproduksjon                           |
| CHP+PV+SF | Mikrokraftvarmeverk (CHP) fyrt med flis for strøm og varme, solceller (PV) for strøm og solfangere (SF) for varme. Utveksling av strøm med nettet for å dekke eventuelt resterende energibehov og selge overskuddsproduksjon |
| NV+PV     | Nærvarme (NV) produsert med fliskjel for varme og solceller (PV) for strøm. Utveksling av strøm med nettet for å dekke eventuelt resterende energibehov og selge overskuddsproduksjon  |
| NV+PV+SF  | Nærvarme (NV) produsert med fliskjel for varme, solceller (PV) for strøm og solfangere (SF) for varme. Utveksling av strøm med nettet for å dekke eventuelt resterende energibehov og selge overskuddsproduksjon             |



I tabell 4.1 innebærer «varme» både energi til romoppvarming og varmtvann. I resten av oppgaven vil uttrykk som «CHP+PV-scenarioet» henvise til et scenario der Seterhyttene forsynes med energi fra CHP+PV-løsningen, mens «CHP-scenarioene» og «NV-scenarioene» brukes til å omtale alle scenarioene som inkluderer henholdsvis CHP og fliskjel. I de økonomiske beregningene og livsløpsvurderingene vil et referansescenario der hyttene kun forsynes med nettstrøm bli analysert i tillegg til de fem lokale løsningene. Referansescenarioet og energiforsyningsløsningen det innebærer betegnes med forkortelsen «NS» for *nettstrøm*. Samlebetegnelsen «bioenergi-løsningene» (og tilsvarende «bioenergi-scenarioene») vil brukes om alle forsyningsløsningene utenom NS-løsningen.

## 4.2 Energiberegninger

### 4.2.1 Antakelser om hyttene og beregning av energibehov

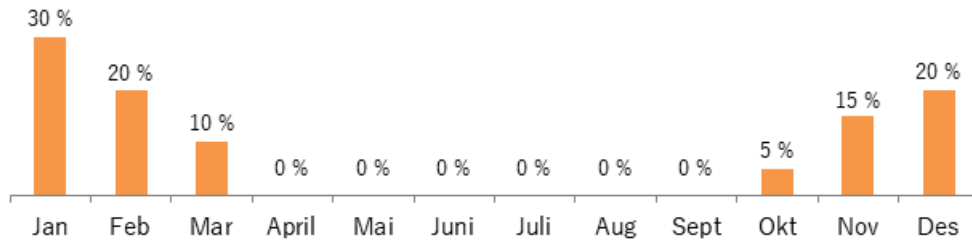
For å bestemme mengden strøm og varme som må forsynes av de ulike energiforsyningsystemene er det nødvendig å tallfeste Seterhyttenes energibehov. Tilnæringsmåten for å beregne behovet bygger på metoden som ble benyttet i prosjektoppgaven, men er modifisert for å øke nøyaktigheten i resultatene og gjøre dem mer realistiske. Likevel er det nødvendig å gjøre en del antakelser om hyttene for å kunne utføre beregningene, og disse vil bli gjort rede for her.

På samme måte som i prosjektoppgaven, tas det utgangspunkt i at hyttene er «passivhytter», altså at de bygges med strenge krav til isolasjon og andre energieffektiviseringstiltak i tråd med passivhusstandarden NS 3700:2013. I bebodde perioder forutsettes det derfor at hyttene har et energiforbruk og en formålsfordeling tilsvarende en enebolig bygget etter passivhusstandarden. Det maksimale energibehovet til oppvarming per kvadratmeter i Seterhyttene beregnes dermed med formel (1) i kapittel 3.1. Videre blir det maksimale energibehovet til oppvarming av vann  $29,8 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år})$ , mens belysning og annet elektrisk utstyr til sammen maksimalt kan forbruke  $28,9 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år})$ . I LCAen antas det at energibehovsberegningene gjelder per hytte, slik at energiforbruk i eventuelle fellesarealer i Seterhytte-prosjektet er inkludert i forbruket per hytte.

Som kapittel 2.5 nevner, viste det seg i prosjektoppgaven at Seterhyttenes størrelse og brukstid hadde liten relevans for energiforsyningsløsningens relative miljømessige ytelse. Derfor forutsetter masteroppgaven én sannsynlig kombinasjon av gjennomsnittlig størrelse og brukstid. Siden Næringshagen ønsker små hytter med høy brukstid, går masteroppgaven ut fra at Seterhyttene har et gjennomsnittsareal på  $50 \text{ m}^2$  og at de i snitt brukes 200 døgn i året. Siden eventuelle fellesarealer i LCA-beregningene inngår i arealet per hytte, er det valgt et gjennomsnittsareal i den øvre delen av intervallet på  $25\text{-}65 \text{ m}^2$ , anslått av Næringshagen. 200 bruksdøgn er valgt på bakgrunn av at en utleie- eller timeshare-ordning vil sørge for høy brukstid, samtidig som det ikke er sannsynlig at hyttene er bebodd alle hverdager. For at beregningene av energiforbruket skal ta hensyn til at Seterhyttene brukes sjeldnere enn en bolig, gjøres dessuten følgende antakelser:

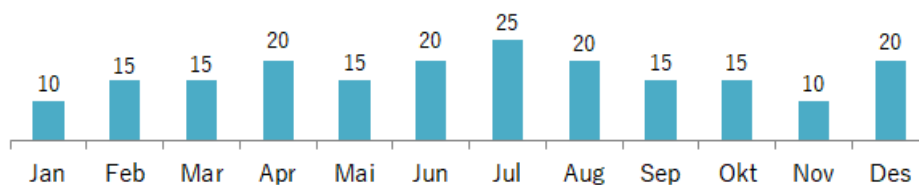
- Antar at kravene som stilles i NS 3700:2013, innebærer at en bolig bygget etter standarden er i bruk 365 dager i året
- Antar at det månedlige energibehovet til oppvarming i en bolig bygget etter passivhusstandarden fordeler seg som vist i figur 4.1. Dette begrunnes med at det omtrent tilsvarer for-

delingen av energibehovet til passivhus vist i figur 3.3. For Dokka, Houlihan Wiberg mfl. (2013) sin modell av et ZEB-bolighus er også fordelingen liknende



Figur 4.1: Antatt månedsfordeling av energibehov til oppvarming i bolig bygget som passivhus

- Antar at energibehovet til varmtvann, utstyr og belysning i en bolig bygget etter passivhusstandarden fordeles jevnt over året. Denne antakelsen er gjort på grunnlag av at varmtvannsbehovet i figur 3.3 er konstant, i tillegg til at både varmtvannsbehovet og det el-spesifikke behovet til ZEB-modellen i Dokka, Houlihan Wiberg mfl. (2013) er tilnærmet konstant
- Antar at de de bebodde dagene i Seterhyttene fordeles utover året som vist i figur 4.2. Dette er utledet fra blant annet fordeling av helligdager, ferier og værforhold. Mer detaljer er gitt i vedlegg A.2



Figur 4.2: Antatt månedsfordeling av bebodde dager i Seterhyttene

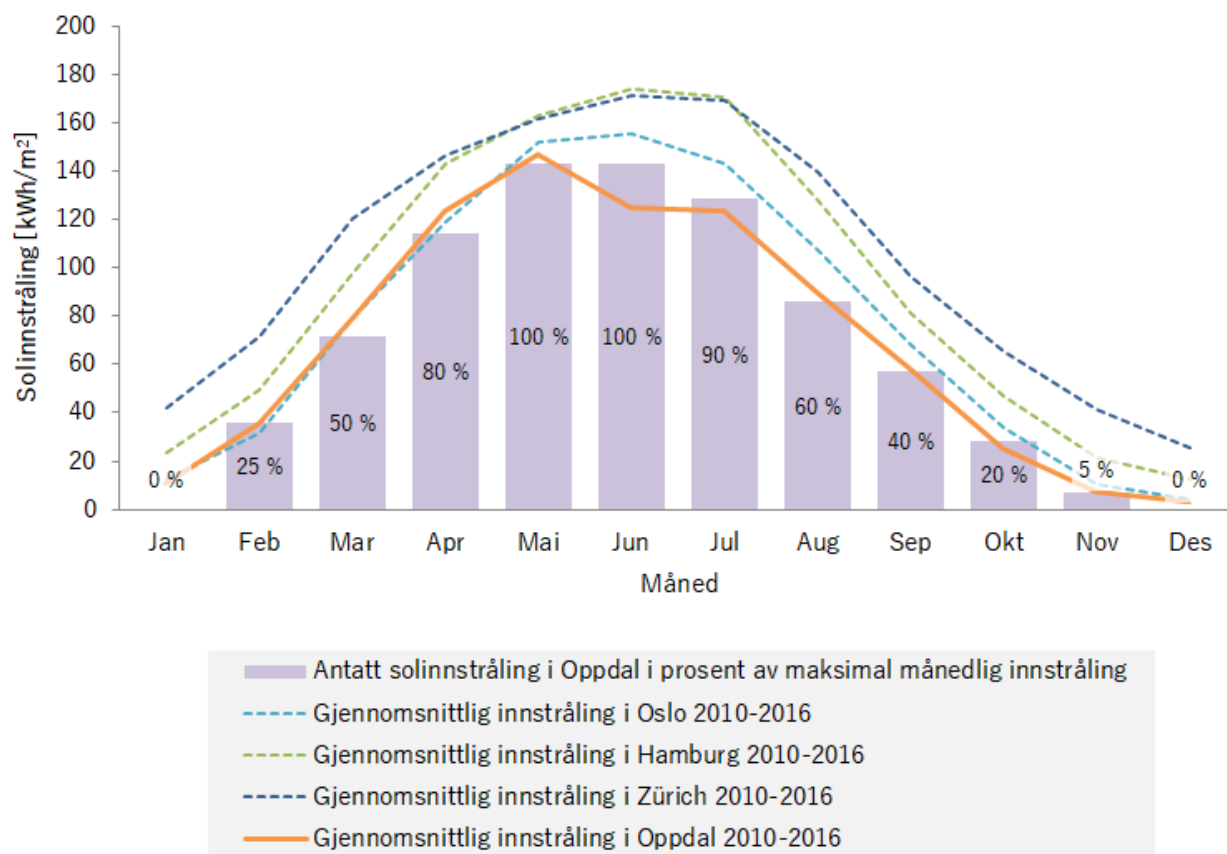
- Antar at energibehovet til oppvarming i Seterhyttene reduseres med 80 % i ubebodde perioder, i og med at passivhus er meget godt isolerte og derfor har lavt varmetap. Det antas at noe oppvarmingsenergi er nødvendig for å holde hyttene ved omkring 12-15 °C også i ubebodde perioder i månedene der det er et oppvarmingsbehov
- Antar at energibehovet til varmtvann, belysning og annet utstyr i Seterhyttene reduseres med 95 % i ubebodde perioder. Det er sannsynligvis behov for enda mindre energi til disse formålene enn til oppvarming i ubebodde perioder fordi det ikke forbrukes varmtvann og el-spesifikt utstyr og belysning i stor grad er avslått. Reduksjonen er imidlertid ikke satt til 100 % for å ta høyde for at det kan være nødvendig å holde varmtvannstanken ved en viss temperatur eller at utstyr som kjøleskap og fryser står på. Det antas at utstyret er meget energieffektivt og derfor forbruker svært lite energi når det ikke brukes aktivt
- Årsmiddeltemperaturen der Seterhyttene bygges antas å være 2,7 °C, som ifølge Meteorologisk institutt (2018) er årsmiddeltemperaturen i Oppdal

På bakgrunn av i disse antakelsene regnes det månedlige energibehovet i hver Seterhytte ut ved hjelp av den stegvise fremgangsmåten som er forklart i vedlegg A.1. Beregningene utføres i Excel, og de viktigste resultatene blir presentert i delkapittel 5.2.1. Detaljert oversikt over alle beregningene finnes i vedlegg A.2.

## 4.2.2 Antakelser om energiforsyningssystemene og beregning av energiproduksjon

For å kunne gjøre praktiske og økonomiske vurderinger av energiforsyningssystemene og for å utføre LCAen, er det nødvendige å beregne hvor mye energi de ulike teknologiene produserer i hvert forsyningsscenario. Dette blir gjort ved hjelp av en revidert og forbedret versjon av metoden som ble benyttet i prosjektoppgaven. På tilsvarende vis som for Seterhyttenes energibehov, er det nødvendig med noen forutsetninger om energiforsyningsteknologiene og produksjonsevnen deres. Forutsetningene, som er gjort på bakgrunn av teori, erfaringer fra tidligere arbeid, solinnstrålingsdata og omstendighetene omkring prosjektet, er som følger:

- Med utgangspunkt i figur 3.6 gjøres en antakelse om at solinnstrålingen i Oppdal er maksimal i mai og juni og at den ellers fordeler seg som vist i figur 4.3. Her er det antatt at innstrålingen i juni er noe høyere enn gjennomsnittet for årene 2010-2016, fordi denne trolig er noe irregulær gitt formen på de andre kurvene i figuren



Figur 4.3: Antatt månedlig solinnstråling i Oppdal uttrykt som prosentandel av maksimal månedlig innstråling. Figuren viser også gjennomsnittlig solinnstråling i Oppdal, Oslo, Hamburg og Zürich i perioden 2010-2016

- Antar at strømproduksjonen fra solcellepanelene og varmeproduksjonen fra solfangerne er proporsjonal med solinnstrålingen, slik at den månedlige produksjonen fra solenergisystemene uttrykt som prosentandel av maksimal produksjon blir lik prosentbeskrivelsene av antatt

månedlig innstråling i figur 4.3. For solcelleanlegg tar proporsjonalitetsantakelsen utgangspunkt i Adaramola og Vågnes (2015), som gjennom målinger på Ås finner at produksjonen fra solcelleanlegg er tilnærmet proporsjonal med innstrålingen. For solfangerne er antakelsen gjort på bakgrunn av en gjennomgang av grafer over varmeproduksjonen fra solfangeranlegg i flere kilder (C. S. Good, Lobaccaro og Hårklau, 2014; Dokka, Houlihan Wiberg mfl., 2013; Jakobsons, 2015; Lillevåg, 2016). Grafene viser at det er en del variasjon i fordelingen av årlig varmeproduksjon i ulike kilder, men at det generelt er høyest produksjon i mai-juli

- Antar at det i begge scenarioene med solfangerne installeres så mange solfangerne at de dekker hele varmebehovet i den måneden som gjør at systemet som helhet blir så lønnsomt som mulig
- Antar at det i alle scenarioene med solceller installeres så mange solcellepaneler at de dekker hele det el-spesifikke forbruket som eventuelt ikke dekkes av CHPen i den måneden mellom mars og september som gjør at systemet som helhet blir så lønnsomt som mulig. Det innebærer her at *netto* forbruk av nettstrøm i perioden er null, altså at mengden nettstrøm forbrukt er mindre enn eller lik mengden strøm levert fra solcellepanelene tilbake inn på nettet. Produksjonen fra solceller er liten på overskyede dager og null når det ikke er noe sol, slik som om natten, og hyttene vil derfor trekke strøm fra nettet i disse tidsintervallene
- Antar at fliskjelanlegget i begge NV-scenarioene er dimensjonert til å kunne dekke hele det maksimale varmeeffektbehovet
- Antar at CHPen i alle CHP-scenarioene dimensjoneres og driftes slik at hele varmebehovet dekkes (eventuelt fratrukket andel dekket av solfangeranlegg). Denne antakelsen forklares med at CHPen ifølge Walnum og Fredriksen (2018) følger varmebehovet, i tillegg til at Folstad (2014) i sin master konkluderte med at det var mest hensiktsmessig. Eventuell overproduksjon av strøm fra CHPen eller solcellepanelene mates inn på nettet
- Antar at CHPen har et produksjonsforhold mellom strøm og varme på 2:5, siden det ifølge Kallhovd og Bernhard (2015) er det CHPen på Evenstad har
- Antar at varmesentralen som følge av distribusjonstap må produsere 5 % mer varme enn det hyttene forbruker, noe som er marginalt lavere enn det Guest mfl. (2011) antar
- Antar null distribusjonstap for solfangervarme fordi de sannsynligvis vil være plassert på hyttene slik at det er kort avstand fra produksjon til bruk
- Antar at det ikke er tap av elektrisitet ved overføring til hyttene fra verken CHP eller solceller. Ifølge Guest mfl. (2011) er de elektriske overføringstapene meget små over korte distanser

Som forklart tidligere, er «varmebehovet» i listen over ensbetydende med det samlede behovet for energi til oppvarming og varmtvann.

Basert på disse antakelsene og det beregnede energibehovet blir det mulig å regne ut den månedlige energimengden som forsynes med de ulike teknologiene for hver hytte i hvert av scenarioene. Metoden for å utføre disse beregningene er grundig forklart i vedlegg A.4. Alle beregningene gjennomføres i Excel og er gjengitt i sin helhet i vedlegg A.5. De viktigste resultatene blir gjort rede for i kapittel 5.2.2.

## 4.3 Økonomiske betraktninger

Nåverdiberegninger, utført ved hjelp av formel (3), ble valgt som metode for å sammenlikne de økonomiske aspektene ved hver energiforsyningsløsning og dermed kunne svare på forskningsspørsmål a). Som avsnitt 3.5 forklarer, er nåverdiberegninger godt egnet som grunnlag for å vurdere ulike løsninger opp mot hverandre. Andre metoder, som *internrentemetoden* og *tilbakebetalingsmetoden* har ifølge Sending (2014) noen viktige ulemper som gjør dem uegnet i denne masteroppgaven, for eksempel angående tidsverdien til penger og muligheten til å sammenlikne totalkostnader.

Ved hjelp av nåverdiene vil oppgaven også bruke formel (4) til å finne energikostnaden over levetiden (LCOE) til løsningene. Hyttenes årlige totale energibehov vil være likt som den samlede netto energiproduksjonen til energiforsyningssystemene når strøm levert til nettet og varmetap i nærvarmerørene er trukket fra totalproduksjonen. Derfor settes  $E_t$  i formel (4) lik hyttenes samlede årlige energibehov. Siden  $E_t$  dermed blir den samme for alle energiforsyningsscenarioene, representerer ikke egentlig LCOEene ny informasjon om de relative kostnadene i masteroppgaven utover det som kan leses fra nåverdiberegningene. LCOEene kan likevel være nyttige hvis det for eksempel viser seg at hyttene får et annet energibehov enn det som er beregnet, slik at både energibehovene og totalkostnadene endrer seg. Dersom det da blir utført nye økonomiske beregninger, kan LCOEene i denne oppgaven brukes som sammenlikningsgrunnlag.

Hovedresultatene fra de økonomiske beregningene blir presentert i kapittel 5.3, mens alle detaljene finnes i vedlegg D. Resultatene blir diskutert i kapittel 6.3, som også inkluderer flere sensitivitetsanalyser der effekten av å variere enkelte inputparametre undersøkes.

### 4.3.1 Innledende avgrensninger og antakelser

Siden energiforsyningssystemene er relativt komplekse, er det nødvendig å gjøre noen innledende antakelser og avgrensninger, slik at det blir mulig å gjennomføre nåverdiberegningene innenfor den avsatte tidsrammen. Disse er som følger:

- Antar at infrastrukturbygginger i strømmettet i området ikke blir nødvendig, slik at det ikke blir inkludert noen kostnader forbundet med oppgraderinger i det eksterne nettet i analysen
- Inkluderer ikke kabler eller andre komponenter nødvendig for distribusjon av strøm innad i hyttfeltet i beregningene
- Inkluderer ikke selve hyttene eller installasjoner inni dem, som vannbårne oppvarmingssystemer og private kontrollsystemer, i beregningene
- Forutsetter at hver energiforsyningsløsning skal forsyne energi til 50 Seterhytter, altså at de skal levere 50 ganger energimengdene beregnet med metoden forklart i avsnitt 4.2.2 og vedlegg A.4

### 4.3.2 Datainnhenting og fastsettelse av inputparametre

For å gjennomføre nåverdiberegningene er det nødvendig å tallfeste alle investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader for energiforsyningssystemene, i tillegg til kostnader og inntekter knyttet til utveksling av strøm med nettet. De nødvendige dataene blir samlet inn fra informasjon om tidligere prosjekter, fra leverandører og produsenter og fra andre relevante rapporter. I noen tilfeller tilpasses de innhentede dataene til dette prosjektets egenskaper.

For å minke usikkerheten i nåverdiberegningene søker masteroppgaven å begrunne hver inputparameter med informasjon fra flere kilder, så langt dette lar seg gjøre. I tillegg benyttes så nye kilder som mulig, fordi rask teknologisk utvikling gjør at eldre kilder om kostnader er mindre relevante. Som nevnt i avsnitt 3.4.2 og 3.3.3, er dette særlig tilfellet for solenergisystemer og CHP-teknologi. Det er imidlertid svært mange verdier som må fastsettes, noe som sammen med forenklingene og antakelsene gir opphav til relativt store usikkerheter i de økonomiske beregningene. Dette vil bli diskutert i mer detalj i kapittel 6.3. De neste avsnittene forklarer hvordan et utvalg av de sentrale inputparametrene til nåverdiberegningene blir bestemt. En fullstendig oversikt over inndataene er gitt i vedlegg C, sammen med kildene de er hentet fra og eventuelle kommentarer.

#### Analyseperiode og kalkulasjonsrente

Analyseperioden,  $T$  i likning (3), settes til 60 år, fordi dette er en vanlig verdi å bruke for bygningers levetid og er det forskningssenteret ZEB benytter i sine analyser (Kallhovd og Bernhard, 2015; Dokka, Houlihan Wiberg mfl., 2013). Kalkulasjonsrenten,  $r$  i likning (3), settes til 4 %, siden Næringshagen per i dag ikke har noe avkastningskrav, og 4 % er det som benyttes av både Kallhovd og Bernhard (2015) og Andresen, Buvik mfl. (2010). Ifølge Andresen, Buvik mfl. (2010) settes  $r$  som oftest til mellom 4 og 7 % avhengig av lånerenten og tiltakshavers avkastningskrav. I den rapporten velges 4 % fordi temaveiledningen *Energi* fra Statens bygningstekniske etat spesifiserer at den skal «settes til 4 % for lønnsomhetsberegninger iht. teknisk forskrift».

#### Mikrokraftvarmeverk

Siden det kun finnes ett realisert mikro-CHP-anlegg i Norge i dag, er de økonomiske aspektene ved slike systemer i svært liten grad dokumentert. De aller fleste inndataene for CHPen baserer seg derfor på den økonomiske analysen av anlegget på Campus Evenstad (Kallhovd og Bernhard, 2015). Virkningsgraden på 72 % er det imidlertid mulig å sammenlikne med tall fra andre studier. I Mohamed, Hasan og Sirén (2014) har de fire mikro-CHPene som inngår i de sentralfyrte systemene virkningsgrader på mellom 84 og 90 %. I Guest mfl. (2011) benyttes en samlet virkningsgrad på 76 % for mikro-CHPen, mens Havukainen mfl. (2018) antar 86 %. Dette indikerer at 72 % er et konservativt anslag på den samlede virkningsgraden, men den beholdes for å ta hensyn til at nettovirkningsgraden over året reduseres som følge av flere oppstarter og driftsstopp.

Hvis det antas en samtidighetsfaktor på 1 og effektbehovene regnet ut i kapittel 3.1 ganges opp med femti Seterhytter på 50 m<sup>2</sup>, får hyttefeltet et maksimalt samlet effektbehov på 37,75 kW varme og 12,375 kW elektrisitet - altså adskillig mindre enn den installerte effekten til Evenstad-anlegget. Disse effektbehovene kunne i teorien blitt dekket av en mikro-CHP med effekt på 20 kW<sub>el</sub> og 50 kW<sub>varme</sub>, altså halvparten av Evenstad-CHPens installerte effekt, med en viss sikkerhetsmargin. Volter, produsenten av CHPen på Evenstad og den eneste produsenten av mikro-CHPer på det

norske markedet i dag, leverer i dag ikke mindre CHPer enn den på Evenstad. Siden markedet for mikro-CHPer er i vekst, er det imidlertid mulig at det finnes mindre kommersielle systemer når Seterhyttene eventuelt skal bygges.

På bakgrunn av de ovennevnte betraktningene blir nåverdiberegningene for CHP-scenariot og CHP+PV-scenariot utført med to mulige verdier for investeringskostnadene til CHPen. Det første alternativet beholder investeringskostnadene slik de er beskrevet i Kallhovd og Bernhard (2015), mens det andre justerer dem ned til et anlegg med halvparten så stor kapasitet, ved hjelp av likning (5) (Kumar, Cameron og Flynn, 2003). Denne likningen benytter en skaleringsfaktor  $\alpha$  til å estimere kostnaden  $k$  til et kraftverk med kapasitet  $kap$  gitt et kraftverk med kjent kostnad ( $k_0$ ) og kapasitet ( $kap_0$ ). Ifølge Kumar, Cameron og Flynn (2003) er  $\alpha$  gjerne mellom 0,7 og 0,8 for biomassebaserte kraftanlegg. Guest mfl. (2011) benytter  $\alpha = 0,7$  for å gå fra en småskala CHP til en mikro-CHP, og  $\alpha = 0,7$  blir derfor brukt for å beregne den alternative investeringskostnaden til CHPen.

$$k = k_0 \cdot \left( \frac{kap}{kap_0} \right)^\alpha \quad (5)$$

Det ble besluttet å ikke ha to varianter av CHPen i beregningene til CHP+PV+SF-scenariot fordi beregningene for de to andre CHP-scenariotene med stor sannsynlighet vil gi et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere konsekvensene av en mindre CHP. For alle CHP-scenariotene antas det at Enova yter et tilskudd tilsvarende 33 % av CHPens investeringskostnader. Det blir ikke forutsatt noen annen økonomisk støtte.

### **Fliskjel og infrastruktur tilknyttet varmesentral**

For fliskjelen i NV-scenariotene antas det en installert kapasitet på 50 kW, basert på beregningen av hyttefeltets samlede varmeeffektbehov beskrevet over. Investerings- og drifts- og vedlikeholdskostnadene til fliskjelen settes til henholdsvis 8000 NOK/kW<sub>installert</sub> og 0,07 NOK/kWh<sub>levert</sub>. Begge verdiene er i øvre halvdel av kostnadsintervallene presentert i avsnitt 3.3.2. Virkningsgraden settes lik 85 %, på grunnlag av at dette fra teorien i kapittel 3.3.2 tilsvarer en kjel med relativt høy ytelse. Kostnadene til øvrig nødvendig infrastruktur i NV-scenariotene, som flissilo, flistørkesystem og bygningen rundt maskinen, blir bestemt ut ifra i kostnadene for Evenstad-CHPen. Hensikten med dette er å gjøre NV- og CHP-scenariotene mest mulig sammenliknbare. Tallene nedjusteres imidlertid noe i NV-scenariotene, siden fliskjelen har lavere effekt og ifølge kapittel 3.3 vil ta mindre plass enn en CHP.

### **Brenselskostnader, nærvarmenett og flistørkesystem**

Fliskostnaden settes til 0,24 NOK/kWh, ut fra data fra blant annet NVE og Norsk institutt for bioøkonomi (Nibio). De totale brenslsskostnadene til CHPen og fliskjelen beregnes som produktet av fliskostnaden og bioenergianleggets årlige totale energiproduksjon (til femti hytter og inkl. rørtap), delt på anleggets samlede virkningsgrad. For investeringskostnaden til nærvarmenettet benyttes en verdi på 1638 NOK/m, beregnet ved hjelp av data fra blant annet NVE (se tabell C.2 i vedlegg C for detaljer). Fordi konfigurasjonen til Seterhyttene ikke er kjent, er det i figur B.1 i vedlegg B laget en grov skisse av et forslag til hvordan hyttene, varmesentralen og rørnettet kan være plassert

i forhold til hverandre. Basert på denne skissen settes rørvarmenettets totale lengde til 500 m, noe som inkluderer 2 m per hytte som ikke er vist i figuren for påkobling til hovednettet.

På Evenstad har de et eget flistørkesystem, noe det ikke er gitt at er nødvendig for Seterhyttene dersom det er mulig å kjøpe tilstrekkelig tørr flis direkte eller flisen kan lufttørke uten et tørkesystem. Fordi kostnaden for flistørkesystemet er betydelig, blir nåverdiberegningene for alle scenarioene (både NV- og CHP-scenariene) derfor utført for ett alternativ med og ett uten flistørkesystem.

## Solenergisystemer

For solfangeranleggene settes den spesifikke investeringskostnaden til 7000 NOK/m<sup>2</sup>, beregnet ved hjelp av teori fra blant annet Bernhard og Sørensen (2015). Mer detaljer finnes i tabell C.3 i vedlegg C. Med en antatt produksjon på 400 kWh/(m<sup>2</sup>·år) blir dermed den totale investeringskostnaden for solfangeranlegget regnet ut som følger:

$$\text{Total investering SF} = \frac{\text{Levert varmemengde fra solfangeranleggene til 50 Seterhytter [kWh/år]}}{400 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år}) \cdot 7000 \text{ NOK}/\text{m}^2}$$

Drifts- og vedlikeholdskostnaden settes til 1 % av investeringskostnaden, siden solfangeranlegg krever minimalt med vedlikehold, som beskrevet i avsnitt 3.4.1.

For solcelleanleggene settes investeringskostnaden lik 18 NOK/Wp, mens strømproduksjonen settes lik 800 kWh/(kWp·år) (se kapittel 3.4.2). Dermed beregnes den totale investeringskostnaden som følger:

$$\text{Total investering PV} = \frac{\text{Levert strømmengde fra solcelleanleggene til 50 Seterhytter [kWh/år]}}{800 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{år}) \cdot 0,018 \text{ NOK}/\text{kWp}}$$

Drifts- og vedlikeholdskostnaden settes til 1,5 % av investeringskostnaden, siden solcelleanlegg krever lite vedlikehold, men vekselretterne må byttes ut oftere enn solcellene, som forklart i avsnitt 3.4.2. For mer detaljer henvises det til tabell C.3 i vedlegg C.

## Nettstrøm

Kjøps- og salgsprisen for nettstrøm settes til henholdsvis 1 og 0,3 NOK/kWh ved starten av analyseperioden på bakgrunn av teorien i avsnitt 3.2.3. Ifølge NVE sin kraftmarkedsanalyse for 2018-2030 vil strømprisen i Norge stige fremover som følge av økt utveksling med Europa og endringer i kraftmarkedet, blant annet som følge av økte CO<sub>2</sub>-kostnader (Bartnes, Amundsen og Bjørshol, 2018). I nåverdiberegningene antas det derfor en årlig økning i både kjøps- og salgspris for strøm på 3 % hentet fra rapporten til Solenergiplanen (2018).

## 4.4 Praktiske og samfunnsmessige betraktninger

Til vurderingen av praktiske og samfunnsmessige aspekter ved energiforsyningsløsningene, som skal brukes til å svare på forskningsspørsmål b), blir det benyttet en mer kvalitativ metode enn



for de økonomiske vurderingene. Dette valget begrunnes med at praktiske og samfunnsmessige fordeler og ulemper vanskeligere lar seg kvantifisere, særlig for et prosjekt som er på et såpass tidlig stadium som det Grønn fjellhageby-prosjektet er. Masteroppgaven vil derfor ta utgangspunkt i teori og erfaringer fra andre prosjekter og studier og analysere dette i lys av egenskapene til Seterhyttene og de utvalgte energiforsyningssystemene. Med denne tilnærmingen vil systemenes sosiale bærekraft bli vurdert basert på indikatorer som:

- Økning i lokal verdiskapning og sysselsetting, samt ringvirkninger i lokale verdikjeder
- Tidsbruk, kompetansekrav og behov for arbeidskraft i forbindelse med drift og vedlikehold
- Plassering av og størrelse på systemene
- Praktiske utfordringer ved energidistribusjon
- Belastning på strømmettet
- Støymessige konsekvenser

Hensikten med vurderingen er å kunne fastslå om det er avgjørende forskjeller i den praktiske og samfunnsmessige gjennomførbarheten til forsyningsløsningene. Den valgte fremgangsmåten vil gi mindre konkrete svar enn for eksempel nåverdiberegninger og livsløpsvurderinger, men på den annen side er den effektiv og gir bred oversikt over fordeler og ulemper. Derfor er den vurdert som tilstrekkelig for formålet. Resultatene fra vurderingen blir presentert i kapittel 5.4 og drøftet i kapittel 6.4.

## **4.5 Livsløpsvurdering**

For å svare på forskningsspørsmål c) om energiforsyningsløsningenes miljøpåvirkninger ble det besluttet å bruke livsløpsvurderinger (LCA), siden det er en anerkjent metode som har til hensikt å skape et så korrekt bilde av de totale miljøpåvirkningene som mulig. LCA er velegnet til å sammenlikne løsninger som alle kan oppfylle en ønsket funksjon, noe som passer godt med masteroppgavens formål. Metodens fullstendighet er en klar styrke ved LCA, men representerer også en utfordring med tanke på innsamling av data og detaljnivå i analysene. I enhver LCA må det derfor gjøres noen praktiske avgrensninger. Dette delkapittelet forklarer hvordan masteroppgaven går frem for å utføre en omfattende, men også gjennomførbar, sammenliknende LCA.

### **4.5.1 Fastsettelse av livsløpsvurderingens hensikt og omfang**

Hensikten med LCAen i denne masteroppgaven er å identifisere og sammenlikne miljøpåvirkningene til de ulike energisystemene, for å finne ut hvilke av dem som forsyner Seterhyttene med mest miljøvennlig energi. Målet er at resultatene fra LCAen skal utfylle resultatene fra de andre delene av masteroppgaven og dermed bidra til å svare på hvilke løsninger som kan forsyne Seterhyttene med bærekraftig lokal bioenergi. Forhåpentligvis vil Næringshagen kunne bruke resultatene i det videre arbeidet med energiforsyningen til Seterhyttene. Analysen skal dessuten kunne være relevant i arbeidet med andre bærekraftige hytter.

I den sammenliknende LCAen vil alle de fem forsyningsalternativene i tabell 4.1 bli analysert, i tillegg til et referansescenario der hyttene kun forsynes med nettstrøm. Den funksjonelle enheten er å forsyne én Seterhytte plassert i Oppdal/Rennebu med hele behovet for energi til oppvarming, varmtvann og el-spesifikt utstyr/belysning i ett år. Selv om den funksjonelle enheten kun involverer én hytte, antas det på samme måte som for de økonomiske beregningene at det totalt skal leveres energi til 50 hytter. Denne antakelsen er blant annet nødvendig for dimensjonering av infrastrukturkomponentene, noe oppgaven kommer tilbake til i avsnitt 4.5.2. Valget av antall hytter i den funksjonelle enheten begrunnes med at anslaget på 50 hytter er meget usikkert. Dersom det blir besluttet å bygge flere eller færre hytter, vil resultatene fra denne oppgaven være lettere å bruke videre når de er oppgitt per hytte. Avsnitt 4.2.2 forklarer hvordan masteroppgaven finner referansestrømmene av energi som forsynes av hvert system for å oppfylle den funksjonelle enheten.

Systemgrensen omfatter i hvert tilfelle hele det lokale energiforsyningssystemet, inkludert rør for distribusjon av vannbåren varme fra energisentralen til hyttene, men ekskludert elektrisitetsnettene som er nødvendig for å distribuere lokalprodusert elektrisitet og strøm fra det offentlige nettet til hyttene. Det skyldes at strømkabler er nødvendig i alle tilfeller, også dersom hyttene skal forsynes kun med nettstrøm. I tillegg er det vanskelig å fastslå hvor mye kabler som er nødvendig, siden det ikke er gitt hvor det nasjonale strømmettet går i forhold til hyttefeltet eller om det blir mulig å etablere et mikronett. Systemgrensen innbefatter heller ikke andre deler av hyttene, som selve hyttene eller de interne vannbårne varmesystemene i hver hytte. Analysen forsøker så langt det lar seg gjøre å ta hensyn til alle livsløpsfaser, inkludert utvinning av råmaterialer og produksjon, transport, montering, bruk og avhending av systemene og brenslene. I noen tilfeller er systemgrensen for enkeltkomponenter imidlertid bestemt av et eksisterende livsløpsregnskap. Dette kommer oppgaven tilbake til.

I og med at LCAen bygger på beregningene av hyttenes energibehov og energiforsyningsløsningenes produksjon, overføres antakelsene og usikkerhetene i beregningene til LCAen. De største usikkerhetene i resultatene introduseres imidlertid gjennom oppsettet av livsløpsregnskapene (LCIene). Hvilke data som er benyttet, hvordan LCIene er satt sammen og hvilke forutsetninger de baserer seg på, er nøye forklart i avsnitt 4.5.2.

LCAen gjennomføres i det anerkjente LCA-verktøyet SimaPro. SimaPro inkluderer tilgang til en rekke inventardatabaser, deriblant ecoinvent, og gjør det mulig å utføre livsløpseffektvurderingen (LCIAen) med flere metoder. I denne oppgaven blir ReCiPe valgt som LCIA-metode, fordi den inneholder et bredt utvalg effekt kategorier og kan beregne både midtpunkt- og endepunkt-resultater. Ut ifra egenskapene forklart i avsnitt 3.6.3, velges det kulturelle perspektivet «hierarkist» til analysene. Klimapåvirkningene knyttet til biogene CO<sub>2</sub>-utslipp settes til null fordi både ReCiPe og Guest mfl. (2011), som LCIen til mikro-CHPen er basert på (dette vil bli forklart i avsnitt 4.5.2), gjør det. Sistnevnte studie forklarer at dette er den vanlige praksisen i LCA-miljøet.

For å begrense antall resultater til en håndterbar mengde og for å unngå å basere konklusjonene for mye på de omdiskuterte valgfrie LCIA-stegene (se avsnitt 3.6.3), vil masteroppgaven fokusere på resultatene i åtte midtpunkt-effekt kategorier. Disse åtte blir valgt ut på grunnlag av (1) hvilke av midtpunkt-kategoriene som har de høyeste normaliserte resultatene, (2) hvilke av dem som bidrar mest til endepunkt-resultatene, (3) i hvilke kategorier det er stor forskjell mellom energiforsyningsløsningene og (4) hvilke effekt kategorier som er inkludert i tidligere relevante studier. Resultatene fra denne utvelgelsen blir presentert i avsnitt 5.5.1.

## 4.5.2 Oppsett av livsløpsregnskap

Beskrivelsene av regnskapsbasert og konsekvensbasert LCI i avsnitt 3.6.2 antyder at den regnskapsbaserte er best egnet i denne masteroppgaven, i og med at formålet er å sammenlikne de direkte livsløpspåvirkningene til hver energiløsning heller enn å se på marginale endringer i globale utslipp som følge av hver løsning. På grunn av ecoinvent sin kompletthet blir denne databasen valgt som utgangspunkt for LCIen. Dermed blir bakgrunnssystemet gitt av ecoinvent. For forgrunnssystemene, som består av infrastrukturen til og driften av de ulike energiforsyningsteknologiene, tas det tildels også utgangspunkt i eksisterende prosesser, som deretter tilpasses til lokale forhold. I de neste avsnittene blir noen sentrale trekk ved LCIene til ulike deler av forgrunnssystemene gjort rede for. Detaljer ved LCIene er oppgitt i tabell E.1 til E.9 i vedlegg E.

### Livsløpsregnskap for trefflis

For trefflis lages det en prosess som bygger på tre ecoinvent-prosesser for flis fra henholdsvis gran, furu og bjørk produsert gjennom bærekraftig svensk skogbruk. Det blir antatt at trefflisen består av 62 % granflis, 17 % furufflis og 21 % bjørkeflis. Granhus, Hysten og Ørnelund Nilsen (2012) oppgir at det produktive skogvolumet i Trøndelag består av 62 % gran og 17 % furu, mens de resterende 21 prosentene hovedsakelig består av bjørk, som er en hard tresort, og enkelte andre harde tresorter. Som forutsatt i Guest mfl. (2011) blir det antatt at det er nødvendig å transportere flisen 29 km fra produksjonsstedet til hyttefeltet og at 4 % av flisen går tapt under transportprosessen. For transporten benyttes en generisk transportprosess med lastebil.

Flisprosessene som er benyttet fra ecoinvent, inkluderer alle aktiviteter relatert til skogbruket, som planting, høsting, prosessering av trevirke til flis og bygging og vedlikehold av skogsveier. Prosessene slutter når flisen er levert og eventuelt tørket ved skogsveien, klar til videre transport. Transportprosessen inkluderer produksjon, drift, vedlikehold og avhending av kjøretøy og veiinfrastruktur for varetransport med en gjennomsnittlig europeisk lastebil. Detaljert LCI for trefflis finnes i tabell E.1.

### Livsløpsregnskap for strøm fra nettet

For kjøp og salg av nettstrøm benyttes ecoinvent-prosessen for nordisk strømmiks, siden Norge utveksler strøm med nabolandene, og fordi utvekslingen trolig vil øke i tiden fremover, som beskrevet i avsnitt 3.2.2. En strømmiks er en sammensetning av strøm produsert fra ulike energikilder. Ecoinvent-prosessen for den nordiske strømmiksen er en *produksjonsmiks*, i motsetning til en *forbruksmiks*, fordi den beskriver høyspent strøm som ikke er distribuert til forbrukerne. Den valgte prosessen består av strøm blant annet vannkraft, vindkraft og fossil kraft i Norge, Sverige og Finland. Prosessen tar hensyn til infrastruktur for produksjon, påvirkninger fra for eksempel vannkraftreservoarer og direkte utslipp fra forbrenning av fossile brensler, men det er ikke tatt hensyn til transformasjons- og distribusjonstap eller lekkasjer av isolasjonsgass i bryteranlegg. Detaljert LCI for strøm fra nettet finnes i tabell E.2.

### Livsløpsregnskap for varme fra fliskjel

For varmeproduksjon fra fliskjel i NV-scenarioene brukes en prosess i ecoinvent for et moderne fyringsanlegg på 50 kW driftet med skogflis i Sveits. Ecoinvent-prosessen inkluderer både infrastrukt-

tur og drift, så i prosessen for varme fra fliskjel i masteroppgaven blir infrastrukturkomponentene fjernet (disse blir inkludert i infrastrukturprosessen forklart lenger ned). Deretter erstattes brenselet og driftsstrømmen i ecoinvent-prosessen med henholdsvis treflis- og nettstrøm-prosessene beskrevet i de foregående avsnittene. I tillegg reduseres de direkte partikkel-utslippene fra driften med 25 %. Det begrunnes med at et omfattende litteratursøk viste at de direkte partikkelutslippene i ecoinvent-prosessen er høye sammenliknet med målte verdier oppgitt i andre nye kilder, deriblant utslippsdatabasen GEMIS V4.9 (IINAS, 2019). For mer detaljer vises det til tabell E.3.

Avslutningsvis økes virkningsgraden til kjelen fra 75 % i ecoinvent-prosessen til 85 %. Det gjøres fordi de økonomiske beregningene brukte en virkningsgrad på 85 % og fordi datainnhentingen til nåverdberegningene indikerte at dette er en relativt konservativ verdi. Dessuten er den nedre brennverdien til treflisen benyttet i masteroppgaven marginalt høyere enn det ecoinvent-prosessen antar (19,32 kontra 19,1 MJ/kg), noe som vil resultere i et litt høyere energiutbytte per kg brensel. Ecoinvent-prosessen starter ved levering av flis og slutter med at asken håndteres. Prosessen for håndtering av aske er en generell prosess som baserer seg på sveitsiske data for to måter å håndtere avfall, nemlig kommunal avfallsforbrenning og såkalt *landfarming*. Landfarming innebærer at avfall blandes ut i jord, for eksempel i jordbruks- og skogbruksområder (Doka, 2003). Detaljert LCI for varme fra fliskjel-prosessen finnes i tabell E.3.

### **Livsløpsregnskap for varme og strøm fra CHP**

I ecoinvent er det ingen prosesser som beskriver samtidig kraft- og varmeproduksjon fra småskala CHPer fyrt med treflis. For produksjon av varme og strøm fra CHPen tas det derfor utgangspunkt i mikro-CHPen i studien til Guest mfl. (2011). Det gjøres imidlertid en del endringer i forhold til den studien, fordi den har brukt en tidligere versjon av ecoinvent, og fordi ikke alt innholdet i LCIene er relevant for denne masteroppgaven. På samme måte som for fliskjelen deles det inn i én prosess for drift og én for infrastrukturkomponentene. Infrastrukturprosessen blir beskrevet i neste avsnitt. I artikkelen til Guest mfl. (2011) driftes mikro-CHPen delvis med avfallstrevirke fra skog og delvis med sagmugg. I masteroppgaven erstattes disse brenselene med treflis-prosessen beskrevet over. Tilsvarende som i de økonomiske beregningene antas en CHP-virkningsgrad på 72 %.

De direkte utslippene fra CHPen settes like som i Guest mfl. (2011). Av de få eksisterende LCA-studiene av mikro-CHPer ble denne vurdert som den mest komplette. De direkte utslippene er kontrollert mot data fra GEMIS V4.9 (IINAS, 2019) og mot utslippsmålinger fra Volter sin mikro-CHP (mottatt direkte fra Volter), som alle viste seg å være i omtrent samme størrelsesorden. Mengden aske som produseres ved forbrenningen, settes til 1 % av brenselet, slik som i Guest mfl. (2011), mens prosessen for håndtering av asken settes lik den som benyttes for drift av fliskjelen. Mikro-CHPen i Guest mfl. (2011) har en installert effekt på 100 kW<sub>el</sub> og et produksjonsforhold mellom strøm og varme på 1:2,2. Detaljert LCI for varme og strøm fra CHPen finnes i tabell E.5.

### **Livsløpsregnskap for infrastruktur tilknyttet fliskjel og CHP**

For infrastrukturen til bioenergi-anleggene lages LCIene på bakgrunn av de samme prosessene/studiene som for drift av fliskjelen og CHPen. Disse prosessene oppgir nødvendig mengde infrastruktur per produserte energienhet. Hvis det antas at den samme infrastrukturen (total infrastruktur, ikke per energienhet) er nødvendig for Seterhyttene, men det viser seg at anleggene vil ha lavere årlig energiproduksjon i Seterhytte-prosjektet enn det som er antatt i original-prosessene,

vil påvirkningene fra infrastrukturen bli underdimensjonert ved å bruke originalprosessene direkte. For å unngå slik underdimensjonering, ganges infrastrukturen i de originale prosessene med antatt original årsproduksjon. Da oppgis infrastrukturen i LCIene per år, og ikke per energienhet. For å finne nødvendig infrastruktur per år *per hytte* deles så det årlige infrastrukturbehovet på 50.

Siden CHPen i Guest mfl. (2011) er betydelig større enn det det vil være behov for til 50 Seterhytter, med de forutsetningene som er gjort tidligere i masteroppgaven, justeres infrastrukturen ned fra en total installert kapasitet på 320 kW til en total installert kapasitet på 70 kW ved hjelp av formel (5). For fliskjelen inkluderer infrastrukturen selve kjelen, betongfundament for kjelen, flissilo og akkumulatortank. For CHPen inkluderer infrastrukturen bygningen og komponenter for selve CHP-enheten. I begge tilfeller er produksjon, transport og avhending av komponenter inkludert. Detaljert LCI for infrastruktur for fliskjel og CHP finnes i henholdsvis tabell E.4 og E.6.

### **Livsløpsregnskap for nærvarmenett**

For nærvarmenettet er det ingen egnede eksisterende prosesser i ecoinvent, og det tas derfor utgangspunkt i Fröling, Holmgren og Svanström (2004) og Fröling og Svanström (2005) sine omfattende LCAer av fjernvarmerør. Disse artiklene oppgir imidlertid ikke det fullstendige inventaret for produksjon av rørene (de henviser til artikler som ikke er tilgjengelige for allmennheten, og det har ikke lyktes å komme i kontakt med forfatterne). Det lages derfor en LCI for rørene ved å bruke vektangivelsene av ulike nødvendige materialer (stål, plast, kobber og polyuretan) for «Twin25»-rør fra Fröling, Holmgren og Svanström (2004), i tillegg til de resulterende utslippene fra transport og legging av rør i ikke-urbane omgivelser fra Fröling og Svanström (2005). Ecoinvent-materialprosessene fastsettes i samsvar med prosessene brukt i Oliver-Solà, Gabarrell og Rieradevall (2009). Detaljert LCI for nærvarmenettet finnes i tabell E.7.

### **Livsløpsregnskap for strøm fra solceller**

For strøm fra solcellene benyttes en ecoinvent-prosess for strøm produsert med multikrystallinske silisium-solcellepaneler montert på skråstilte tak i Sverige. Ifølge Jungbluth mfl. (2012) er produksjonen fra solcelleanlegg i Norge marginalt høyere enn i Sverige (800 kontra 791 kWh/(kWp·år)), så den svenske prosessen ble ansett som en god tilnærming til norske forhold. Ecoinvent-prosessen inkluderer alle komponenter for installasjon av solcellepaneler med installert effekt på 3 kWp, inkludert strøm for montering, vann til vasking av panelene og transport av materialer og personer, samt avhending etter levetiden. Detaljert LCI for strøm fra solceller finnes i tabell E.8.

### **Livsløpsregnskap for varme fra solfangere**

For varme fra solfangerne modifiseres en prosess for plane solfangere i et kombinert system for både oppvarming og varmtvann til en privatbolig i Sveits. Ifølge Jungbluth mfl. (2012) er den gjennomsnittlige solinnstrålingen i Sveits 1,155 ganger større enn i Norge. Derfor antas det i solfangerprosessen i denne masteroppgaven at det for å oppnå samme energiutbytte som fra den sveitsiske prosessen er nødvendig med 1,155 ganger så stort solfangeranlegg. I tillegg erstattes den lille mengden med strøm som er nødvendig for drift av solfangeranlegget, med nettstrøm-prosessen beskrevet over. Solfangerprosessen inkluderer produksjon og avhending av et komplett solfangeranlegg, samt transport av deler (til Sveits) og montering på hustak. Detaljert LCI for varme fra solfangere finnes i tabell E.9.

## Sammenstilling av scenarioer og valg av systemmodell

Når alle LCIene i avsnittene over er laget, kan de brukes til å sette sammen LCler for hvert energiforsyningsscenario som helhet. Da blir de ulike energiprosessene (varme fra fliskjel, varme og strøm fra CHP, varme fra solfangere, strøm fra solceller og strøm fra nettet) tilegnet mengder som tilsvarer energiproduksjonsmengdene regnet ut ved hjelp av metoden i vedlegg A.4. For forbruk av nettstrøm legges dette inn i LCI-ene som *netto* forbrukt nettstrøm i løpet av året, altså total nettstrøm forbrukt fratrukket total mengde strøm levert tilbake på nettet. I tilfeller der det i løpet av året leveres mer strøm inn på nettet enn mengden nettstrøm som blir forbrukt, inkluderes dette i LCAen ved å legge inn nettstrøm som et «unngått produkt» («avoided product») i LCIen. Mengden unngått nettstrøm settes da lik netto-mengden strøm levert inn på nettet årlig.

I tillegg til energi-prosessene legges det til ett års «forbruk» av infrastruktur for fliskjel eller CHP i LCIene til de respektive scenarioene. Mengden nærvarmenett per hytte per år blir i alle scenarioene den totale rørlengden på 500 m (som gitt i tabell C.4 i vedlegg C) delt på 50 hytter og delt på den antatte levetiden til rørnett på 30 år.

Ved bruk av prosesser fra ecoinvent benyttes systemmodellen «Allocation at point of substitution» (APOS). Denne modellen ble valgt for å være konsekvent med modelleringen av forgrunnssystemet. Energiforsyningsløsningene i forgrunnssystemet blir godskrevet unngåtte utslipp fra nettstrømmen som erstattes når de leverer strøm inn på nettet, noe som tilsvarer at APOS blir brukt i forgrunnssystemet.

### 4.5.3 Effektvurdering og tolkning

Når LCIene er komplette, blir livsløpseffektvurderingen (LCIAen) gjennomført med metoden og effektkategoriene forklart i avsnitt 4.5.1. Resultatene fra LCIAen gjennomført i SimaPro eksporteres så til regneark-programmet Excel, slik at de kan sammenfattes og presenteres i en figur. De viktigste resultatene fra LCIAen er vist i avsnitt 5.5.2, mens alle resultatene er gitt i vedlegg F.4. Resultatene blir tolket i diskusjonen i avsnitt 6.5. Masteroppgaven legger stor vekt på tolkningen, siden det er denne som gir grunnlag for å svare på forsknings spørsmål c). Tolkningen tar utgangspunkt i elementene beskrevet i avsnitt 3.6.4. Først blir implikasjonene og egenskapene til resultatene grundig diskutert, før de evalueres gjennom blant annet fullstendighetskontroll, konsistenskontroll og flere sensitivitetsanalyser. Sensitivitetsanalysene gjennomføres ved å variere sentrale LCI-parametere og deretter utføre nye LCIAer. På grunnlag av de foregående delene av tolkningen legges det til slutt frem en konklusjon for LCAen, samt forslag til videre arbeid.

## 5 Analyse og resultater

I dette kapitlet blir resultatene fra masteroppgaven presentert og beskrevet. Kapitlet er delt i fem hoveddeler. Det første delkapitlet forklarer hvilke fem energiforsyningsløsninger som velges ut til analysen basert på den overordnede, kvalitative vurderingen av teori og tidligere arbeid. Deretter presenteres resultatene fra beregningene av hyttens energibehov og energiforsyningssystemenes produksjon. Den tredje og fjerde hoveddelen av kapitlet legger frem resultatene fra henholdsvis den økonomiske analysen og vurderingen av de praktiske og samfunnsmessige aspektene ved energiforsyningsløsningene. Avslutningsvis blir resultatene fra LCAen gjennomgått.

### 5.1 Valg av energiforsyningsløsninger

Avgrensningene forklart i kapittel 1.2 presiserer at Seterhyttens energiforsyning skal benytte fast biobrensel, muligens supplert med noe solenergi, og at det ikke skal etableres systemer for lagring av elektrisk eller langtidslagring av termisk energi. Av systemene vurdert i prosjektoppgaven er det dermed løsningen med CHP og solceller og løsningen med nærvarme og solceller som er aktuelle å ta med videre. Løsningen med CHP og solceller kom som forklart i kapittel 2.5 best ut fra et miljøperspektiv i prosjektoppgaven, men siden resultatene var relativt usikre, blir begge løsningene analysert i masteroppgaven.

Fordi hyttene har behov for både strøm og varme, og Næringshagen ønsker å begrense hyttens bidrag til effekttoppene i strømmettet mest mulig, er det fordelaktig med energiforsyningssystemer som produserer både strøm og varme. En CHP produserer begge energiformene, og det er derfor aktuelt å analysere et alternativ med kun biomassebasert kraftvarme, uten at det også leveres solenergi til hyttene. En biokjel i et nærvarmesystem produserer kun varme, så et scenario med kun biokjel tas ikke med i vurderingen. Selv om ingen av de to bioenergialternativene i prosjektoppgaven inkluderer solfangere, indikerer teorien i kapittel 3.4.1 at solfangere kan forsyne varme til Seterhyttene på en økonomisk og bærekraftig måte. Kapitlet trekker dessuten frem at solfangere er godt egnet som et tillegg i et bioenergisystem. Derfor vil masteroppgaven også se på to alternativer med solfangere, ett i kombinasjon med CHP og solceller og ett i kombinasjon med nærvarme fra biokjel og solceller.

I kapittel 3.3 peker de uforedledede faste biobrenslene seg frem som mer miljøvennlige fordi de krever mindre prosessering og transport enn foredledede brenslere som pellets og briketter. Beskrivelsen av ressursgrunnlaget i samme kapittel indikerer at det er mye skog som kan benyttes til bioenergiproduksjon i Trøndelag, noe Næringshagen bekrefter at er tilfellet i Oppdals-området. Kapittel 3.3.2 og 3.3.3 forklarer at både sentralfyrte biokjeler og småskala CHP-anlegg kan driftes ved bruk av flis, og analysene vil derfor ta utgangspunkt i skogflis som brensel i alle scenarioene med CHP og biokjel.

I og med at masteroppgaven forutsetter at Seterhyttene er svært energieffektive, blir konvensjonell vedovn og pellets-kamin ikke tatt med i de videre analysene, siden avsnitt 3.3.1 presenterte flere grunner at disse er dårlig egnet i energieffektive bygg. I tillegg er pellets et foredlet biobrensel med tilhørende høyere miljøpåvirkninger. Vedovner med vannkappe sørger for bedre varmespredning, men de er lite utbredte, er relativt kostbare og må som de andre individuelle løsningene mates med

ved og vedlikeholdes av beboerne. Det sistnevnte er en ulempe i Seterhyttene, fordi de trolig vil ha stor utskiftning av brukere gjennom utleie, og det kan dermed være krevende å sette samtlige brukere inn i driften av oppvarmingssystemet. Ulempene vurderes her til å være så store at vedovn med vannkappe ikke tas med i de videre analysene. Ved- og pelletskjeler i hver enkelt hytte blir heller ikke inkludert som et alternativ, som følge av de store lagringsvolumene som er nødvendig og behovet for eget fyrrom. Kapittel 3.3 forklarer at samtlige av de såkalte bioenergi-landsbyene i Tyskland og Østerrike benytter fellesløsninger fremfor individuelle bioenergisystemer, noe som tyder på at fellesløsninger er hensiktsmessig. Dessuten passer sentralfyrte bioenergisystemer godt med Næringshagens mål om å ha fellesløsninger i Grønn fjellhageby-prosjektet.

I kapittel 3.4.3 blir det klart at hybride solenergisystemer (PV/T-systemer) slik situasjonen er i dag har noen ulemper sammenliknet med konvensjonelle solcelle- og solfangersystemer, og PV/T-paneler blir derfor ikke tatt med i analysene. Varmepumper blir heller ikke undersøkt videre. Som beskrevet i avsnitt 3.2.1 har luft-til-luft- og luft-til-vann-varmepumper flere ulemper i passivhus i kaldt klima, mens grunn-til-vann-, jord-til-vann- og vann-til-vann-varmepumpene er avhengige av inngrep i naturen eller nærliggende vann, i tillegg til at de er forbundet med høye investeringskostnader. Når det er forutsatt at Seterhyttene skal forsynes med energi fra biomasse, vil det trolig bli vanskelig å gjøre disse varmepumpeteknologiene lønnsomme som et tillegg til bioenergisystemet. Dessuten bruker varmepumper elektrisitet til å produsere varme. Selv om varmetyttet er flere ganger større enn elektrisitetsforbruket, vil varmepumper bidra til at Seterhyttene forbruker nettstrøm, noe de lokale energiforsyningsløsningene i utgangspunktet prøver å begrense. Støy fra varmepumper kan også utgjøre et problem i små hytter.

Dermed velges følgende fem energiforsyningssystemer ut til den videre analysen:

1. Varme og strøm fra sentralfyrte mikrokraftvarmeverk driftet med flis (forkortet CHP)
2. Varme og strøm fra sentralfyrte mikrokraftvarmeverk driftet med flis, samt strøm fra solceller (forkortet CHP+PV)
3. Varme og strøm fra sentralfyrte mikrokraftvarmeverk driftet med flis, samt strøm fra solceller og varme fra solfangere (forkortet CHP+PV+SF)
4. Nærvarme fra fliskjel og strøm fra solceller (forkortet NV+PV)
5. Nærvarme fra fliskjel, strøm fra solceller og varme fra solfangere (forkortet NV+PV+SF)

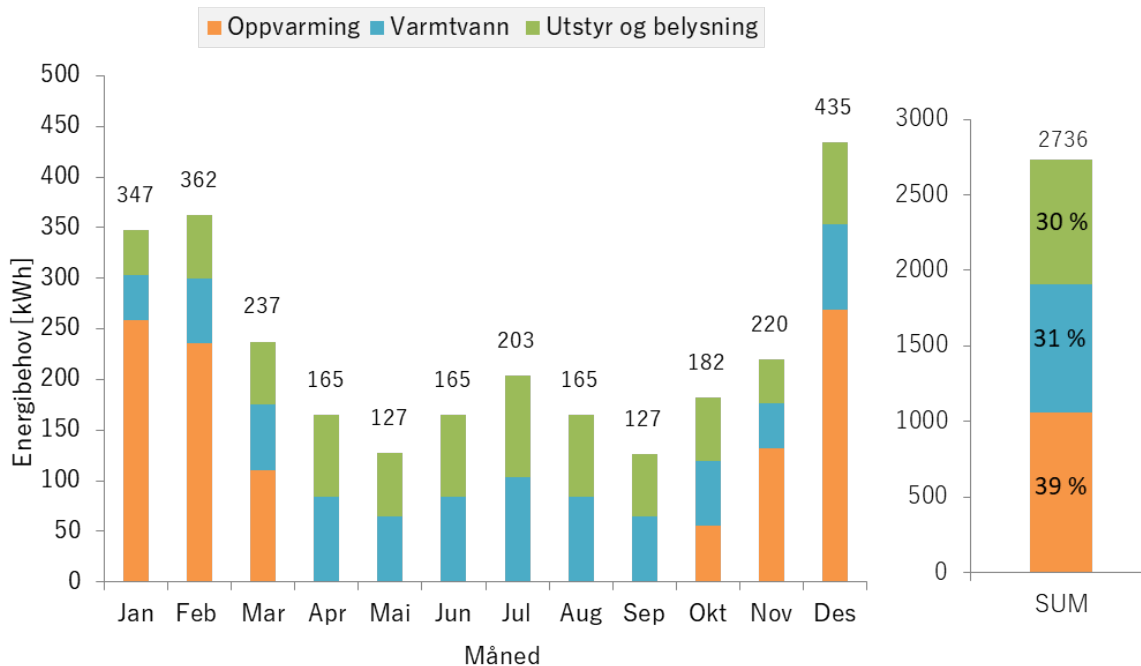
For alle de fem systemene forutsettes det at utveksling av strøm med nettet finner sted for å dekke eventuelt energiunderskudd og selge overskuddsproduksjon.

## 5.2 Energiberegninger

### 5.2.1 Beregnet energibehov

Figur 5.1 viser hvordan energibehovet til Seterhyttene fordeler seg mellom ulike formål hver måned, samt hvordan fordelingen ser ut samlet for et år (til høyre i figuren). Tallene over hver kolonne indikerer det samlede energibehovet i hver måned og for året som helhet, og de viser at en Seterhytte forbruker 2736 kWh energi totalt per år. Prosentangivelsene i sum-kolonnen indikerer hvor





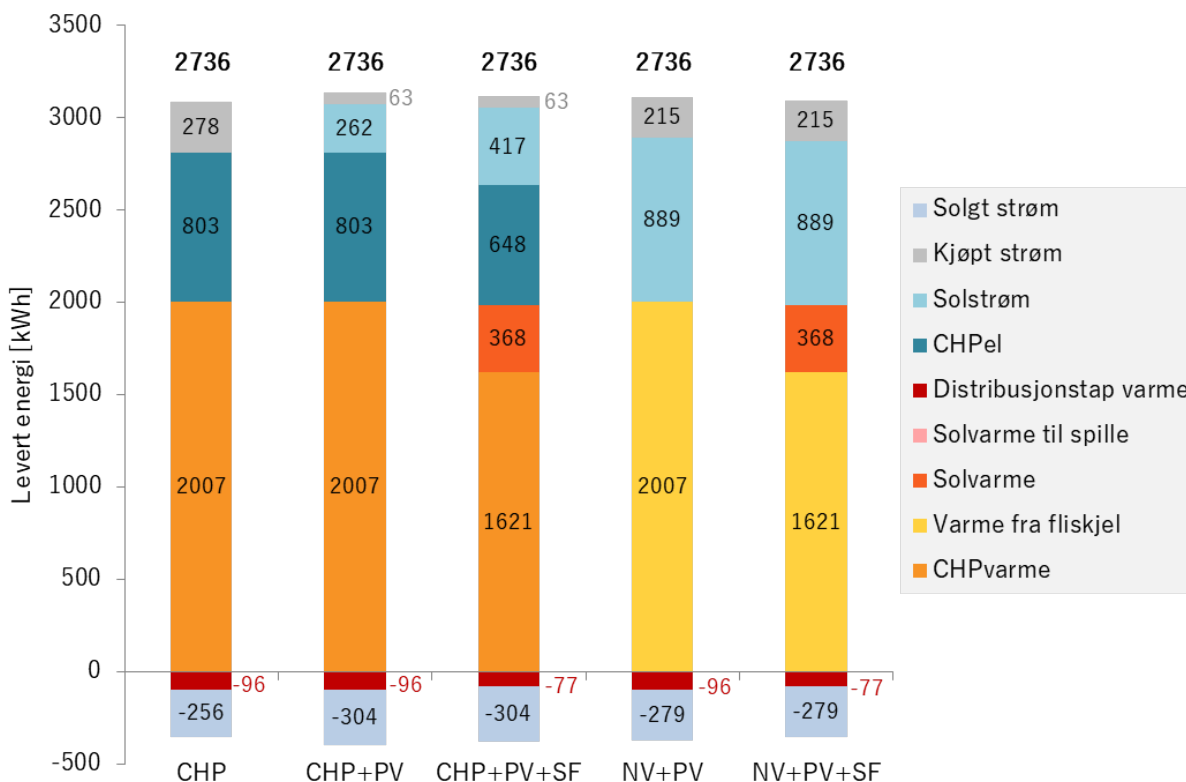
Figur 5.1: Månedsfordelt og totalt energibehov til ulike formål i Seterhyttene

mange prosent av det totale årsforbruket som går til hvert formål. Fordelingen er relativt jevn, med 30 % til utstyr og belysning, 31 % til varmtvann og 39 % til oppvarming. Variasjonene i kolonnene i venstre del av figuren skyldes en kombinasjon av variasjonen i oppvarmingsbehov i passivhus som vist i figur 4.1 og variasjonen i bebodde dager som vist i figur 4.2. For eksempel er det samlede energibehovet høyere i juli enn i oktober, på tross av at varmebehovet i figur 4.1 er høyere i oktober, fordi det er antatt flere bruksdøgn i juli. Detaljert oversikt over de beregnede energibehovene er gitt i vedlegg A.2.

## 5.2.2 Beregnet energiproduksjon

Figur 5.2 viser samspillet mellom de ulike energiteknologiene i hvert energiforsyningsscenario ved å gjøre rede for hvor mye strøm og varme hver teknologi produserer per år per hytte. I tillegg illustrerer den mengden elektrisitet levert inn på nettet og mengden varme som går tapt i distribusjonssystemet for varmtvann i hvert scenario. De to sistnevnte størrelsene er vist som negative verdier i figuren, for å tydeliggjøre at det er energi som ikke nyttiggjøres av hyttene. Tallene inni/til høyre for hver kolonne-del oppgir den respektive delens størrelse i kWh, mens tallene i fet skrift øverst viser summen av hver kolonne. Fordi energi levert inn på strømmettet og varmetap er oppgitt som negative, blir summen av hver kolonne lik det samlede årsbehovet for energi i en Seterhytte, som vist i figur 5.1.

I CHP-scenariet og CHP+PV-scenariet er levert energi fra CHPen den samme, og forskjellen mellom scenarioene skyldes kun produsert solstrøm og forbrukt og levert nettstrøm. I CHP+PV+SF-scenariet må solcellene produsere mer strøm fordi CHPens produksjon er redusert som følge av at solfangerne bidrar med noe varme. I NV-scenariene produserer solcellene betydelig mer strøm



Figur 5.2: Årlig energiproduksjon fra hver energikilde, samt strøm levert til nettet og varmetap i nærvarmenettet i hvert forsyningsscenario uttrykt per hytte

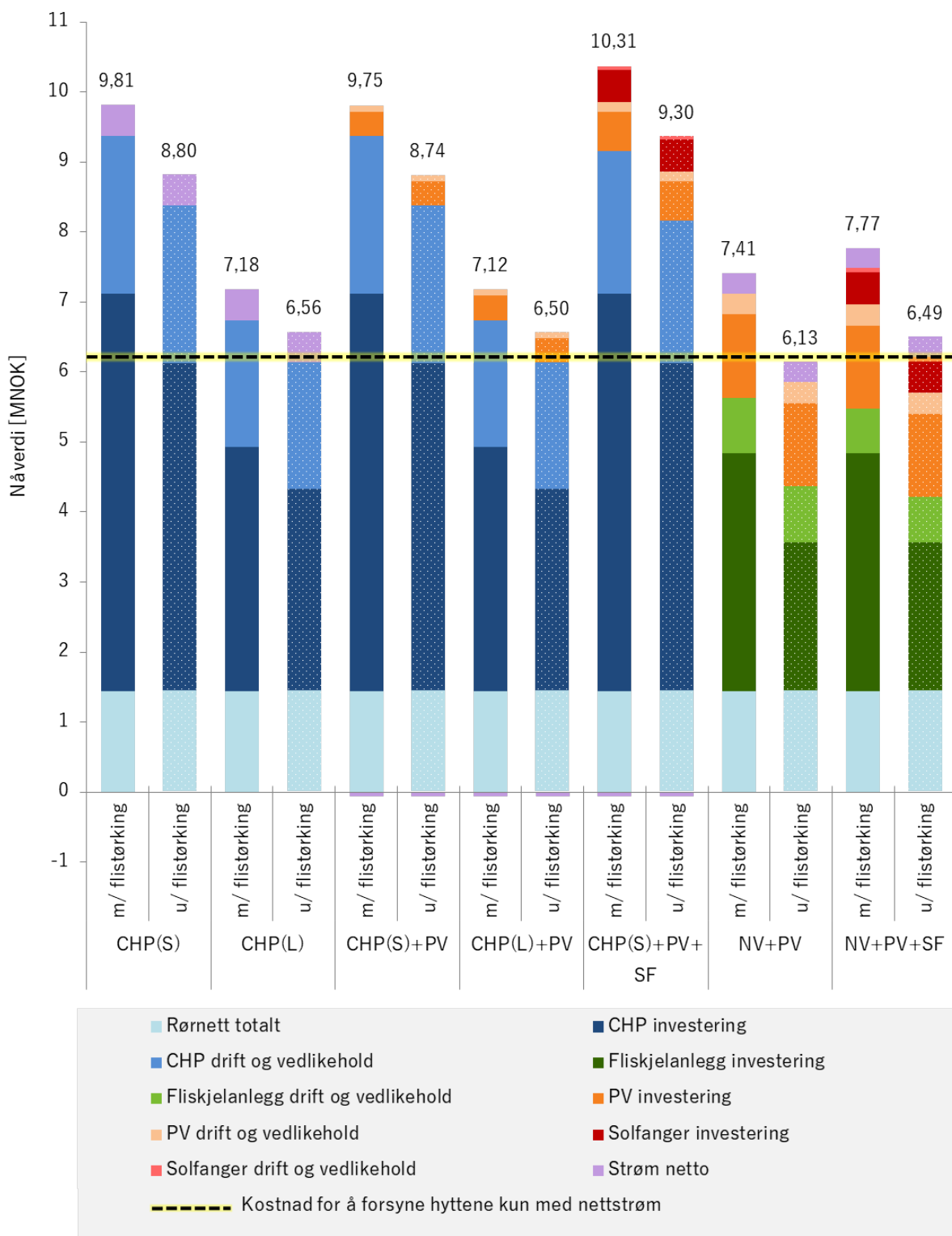
fordi fliskjelen i motsetning til CHPen kun produserer varme. I NV+PV+SF-scenariot bidrar solfangerne med noe varme slik at fliskjelens varmeproduksjon er redusert, men ellers er energiproduksjonen lik i NV-scenariene. Fordi det er antatt at det ikke er distribusjonstap av solfangervarmen, er varmetapet mindre i scenarioene med solfangere.

De økonomiske beregningene viste at det var mest lønnsomt å dimensjonere solcelleanleggene slik at de dekker hele elektrisitetsbehovet i juni for CHP-scenariene og i september for NV-scenariene. For både CHP+PV+SF- og NV+PV+SF-scenariot viste det seg mest lønnsomt å dimensjonere solfangerne til å dekke hele varmebehovet i mai. På grunn av denne dimensjoneringen er det ikke overproduksjon av solfangervarme i noen måneder. Dette er indikert i figur 5.2 ved at bidragene fra kategorien «Solvarme til spille» er null. Detaljert oversikt over den månedsfordelte beregnede energiproduksjonen fra hver teknologi er gitt i vedlegg A.5.

## 5.3 Økonomiske beregninger

### 5.3.1 Nåverdiberegninger

En oppsummering av resultatene fra nåverdiberegningene er presentert i figur 5.3. Som forklart i avsnitt 4.3 er nåverdiberegningene for CHP-scenariot og CHP+PV-scenariot utført for to va-



Figur 5.3: Resultater fra nåverdiberegninger

rianter av CHPen. Den ene, indikert med «(S)» for *stor* etter «CHP» i scenario-navnene, er like stor som den på Campus Evenstad (100 kW<sub>varme</sub> og 40 kW<sub>el</sub>). Den andre varianten, indikert med «(L)» for *liten* etter «CHP» i scenario-navnene, har halvparten så stor kapasitet (50 kW<sub>varme</sub> og 20 kW<sub>el</sub>). For alle scenarioene er det vist resultater for ett alternativ som inkluderer et lokalt system for flistørking (helfargede kolonner) og ett alternativ som antar at et lokalt flistørkesystem ikke er nødvendig (kolonner med svakt hvitprikket mønster).

Figuren viser nåverdien av kostnadene relatert til ulike komponenter av hvert energiforsyningsscenario. For energiproduksjonsteknologiene skilles det mellom investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader, mens i nærvarmenettets tilfelle (lyseste blåfarge i figuren) er investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnadene slått sammen. For nettstrømmen (lyselilla farge i figuren) er netto verdi vist, det vil si forbrukt nettstrøm minus strøm levert tilbake til nettet. En negativ verdi representerer derfor en nettoinntekt, og fra figuren er dette tilfellet kun for CHP+PV- og CHP+PV+SF-scenarioene. Tallene over hver kolonne viser den totale nåverdien til scenarioene i millioner NOK (MNOK). Den svarte og gule stiplede vertikale linjen viser kostnaden til referansescenarioet der hyttene kun forsynes med strøm fra nettet, som har en nåverdi på 6,19 MNOK.

Resultatene viser at det er betydelig forskjell i kostnadene til de ulike energiforsyningsløsningene og at kostnadene avhenger relativt mye av CHPens størrelse og om det er nødvendig med et flistørkesystem eller ikke. Den dyreste løsningen, som innebærer et stort kraftvarmeverk inkludert flistørkesystem, samt solceller og solfangere, er omtrent 68 % dyrere enn den billigste løsningen, som innebærer et fliskjelanlegg (uten flistørkesystem) og solceller. NV+PV-scenarioet uten flistørkesystem er det eneste som har lavere total nåverdi enn referansescenarioet. De totale nåverdiene blir mellom 9 % (for CHP(L)-scenarioet) og 21 % (for NV+PV-scenarioet) høyere ved å inkludere flistørkesystemet. For CHP-scenarioet og CHP+PV-scenarioet gjør den mindre CHPen at den totale nåverdien blir mellom 25 % (for CHP-scenarioet uten flistørkesystem) og 27 % (for både CHP- og CHP+PV-scenarioet med flistørkesystem) lavere sammenliknet med å ha den samme CHP-størrelsen som på Evenstad.

I samtlige scenarioer står investeringskostnaden til bioenergianlegget for den største delkostnaden. I CHP-scenarioene utgjør denne kostnaden mellom 43,8 % (for CHP(L) u/ flistørking) og 58,2 % (for CHP(S)+PV m/flistørking) av totalkostnaden. I NV-scenarioene utgjør den mellom 33 % (for NV+PV+SF u/flistørking) og 46 % (for NV+PV m/flistørking) av totalkostnaden. For alle CHP-scenarioene er investeringskostnaden til CHPen etterfulgt av drifts- og vedlikeholdskostnaden for CHPen, mens det i NV-scenarioene er totalkostnaden til nærvarmenettet som utgjør den nest største kostnaden. Alle scenarioene med solfangere er omkring 6 % dyrere enn de tilsvarende scenarioene uten solfangerne. Forskjellen skyldes hovedsakelig solfangernes investeringskostnader. Installasjon av solcelleanlegg i kombinasjon med CHP sammenliknet med å kun ha CHP gir et marginalt utslag på totalkostnaden. For alle de fire CHP-versjonene (CHP(S) og CHP(L) med og uten flistørkesystem) blir den samlede nåverdien 1 % lavere av å installere solceller.

### 5.3.2 Energikostnader over levetiden

Tabell 5.1 viser energikostnaden over levetiden (LCOE) for hvert av scenarioene i nåverdiberegningene. Som nevnt i kapittel 4.3, kan ikke LCOEene brukes til å utlede ny informasjon om

kostnadsbildet i denne masteroppgaven, men de kan komme til nytte i det videre arbeidet eller i sammenlikninger med andre resultater. Dette går diskusjonen i kapittel 6.3 nærmere inn på. Alle detaljer ved de økonomiske beregningene er gitt i vedlegg D.

Tabell 5.1: Energikostnad over levetiden for hvert forsyningsscenario

| Scenario     | LCOE med flistørking<br>[NOK/kWh] | LCOE uten flistørking<br>[NOK/kWh] |
|--------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| Kun strøm    | 2,00                              | 2,00                               |
| CHP(S)       | 3,17                              | 2,85                               |
| CHP(L)       | 2,32                              | 2,12                               |
| CHP(S)+PV    | 3,15                              | 2,82                               |
| CHP(L)+PV    | 2,30                              | 2,10                               |
| CHP(S)+PV+SF | 3,33                              | 3,01                               |
| NV+PV        | 2,40                              | 1,98                               |
| NV+PV+SF     | 2,51                              | 2,10                               |

## 5.4 Praktiske og samfunnsmessige betraktninger

### Sysselsetting og verdiskaping

Til forskjell fra andre fornybare energisystemer er ikke brenselet for å produsere bioenergi gratis. I tillegg til de åpenbare driftskostnadsmessige konsekvensene beskevet i forrige delkapittel, har dette også mer indirekte positive konsekvenser for lokalsamfunnet i tilfeller der bioenergien er produsert fra lokalt trevirke. Hvis Seterhyttene benytter biobrensel fra lokalt skogbruk, kan omsetningen i dette markedet øke. Det betyr at valget av et bioenergibasert energisystem får positive ringvirkninger i lokaløkonomien sammenliknet med å forsyne hyttene med andre energikilder slik som nettstrøm. Jo mer biobrensel som er nødvendig, jo mer vil i teorien omsetningen øke. Det betyr at CHP-løsningene har litt større positiv innvirkning på omsetningen enn NV-løsningene.

Samtidig som omsetningen øker, vil det også være behov for økt arbeidskraft i skogbruket, noe som øker sysselsettingen i området. I årsrapporten til Næringsshagen står det at «Næringsshagen [...] arbeider for vekst og nyskaping for og i næringslivet i Oppdal og Rennebu» (Nasjonalparken Næringsshage, 2017, s. 4). Dette betyr at de positive følgene for verdiskaping og sysselsetting ved bruk av lokal bioenergi er i meget godt samsvar med Næringsshagens formål. En annen indirekte positiv konsekvens ved å velge et innovativt og fornybart energisystem er at det kan bidra til å gjøre hyttene mer attraktive og dermed tiltrekke flere brukere/kjøpere. Ifølge Aall (2011) er det mulig å bruke miljøhensyn som salgargument for nye hyttefelt, noe som kan øke verdien på hyttene, som igjen gjør det mulig å investere mer i et lokalt fornybart energisystem. Dersom Seterhyttene blir populære, kan det dessuten føre til at omsetningen i andre deler av regionen øker som følge av en større turistmasse.

## **Drift og vedlikehold**

Drift og vedlikehold av det lokale energiforsyningssystemet kan også bidra til økt sysselsetting. Avsnitt 3.3.2 gjør rede for at det er nødvendig med omkring en halvtimes daglig tilsyn for en fliskjel, i tillegg til at den bør stoppes for årlig vedlikehold. Mikro-CHPen fra Volter krever ifølge avsnitt 3.3.3 daglig tilsyn i tillegg til omkring en time vedlikehold i uken. Bioenergi-anleggene gjør det dessuten nødvendig å skaffe og håndtere flis, noe som også innebærer arbeid. I scenarioene med solceller og solfangere er det i tillegg nødvendig med noe vedlikehold av disse systemene, men vedlikeholdsbehovet er lite, som beskrevet i avsnitt og 3.4.1 3.4.2.

Ut fra disse betraktningene utgjør drifts- og vedlikeholdsarbeidet knyttet til energiforsyningssystemene alene sannsynligvis ikke et årsverk i noen av scenarioene. Arbeidet kan imidlertid inngå som en del av oppgavene til en stilling med et mer vidtspennende ansvarsområde, for eksempel i form av en vaktmesterrolle. Dersom det viser seg å være vanskelig å finne en hensiktsmessig måte å utføre drift og vedlikehold av de sentralfyrte bioenergisystemene, vil drifts- og vedlikeholdsbehovet imidlertid kun utgjøre en ulempe ved systemene.

CHPer er mer teknisk kompliserte enn fliskjeler, noe som gjør at drift og vedlikehold også er mer komplisert. Som nevnt i avsnitt 3.3.3, kan mikro-CHPen til Volter som er installert på Campus Evenstad styres over internett, slik at det er mulig å få hjelp uten fysisk tilstedeværelse. Likevel påpekes det at noe av vedlikeholdet avhenger av personell med spesialkompetanse på Volter sin teknologi, noe som ifølge Kallhovd og Bernhard (2015) per i dag ikke finnes i Norge. I Storbritannia har personer som skal ha ansvar for drift av en slik mikro-CHP, blitt sendt på opplæring til Finland, der Volter-modellen produseres (Kallhovd og Bernhard, 2015). Dette viser at vedlikehold kan utgjøre en viktig praktisk utfordring ved bruk av en mikro-CHP i et Seterhytte-felt.

Fliskjeler er i motsetning til mikro-CHPer velprøvde, og kompetanse om teknologien er lettere tilgjengelig. Det finnes dessuten flere realiserte prosjekter der fliskjeler leverer varme til et mindre vannbårent distribusjonsnett, for eksempel i Fjellsnaret hyttefelt, slik at det er enklere å dra nytte av andres erfaringer for en slik løsning. Dette gjør at det er større risiko knyttet til CHP-scenarioene. Solceller og solfangere har også blitt mer vanlige på bygninger i Norge, men jo flere teknologier som kombineres, jo mer allsidig kompetanse er nødvendig for vedlikehold. En fordel ved CHP+PV+SF- og NV+PV+SF-scenarioene er at solfangere som nevnt i avsnitt 3.4.1 gjør det mulig å skru av bioenergianlegget for vedlikehold om sommeren.

## **Sentralisering og strømdistribusjon**

Hvis solenergisystemene sentraliseres fremfor å være distribuert på hvert hyttetak, forenkles vedlikeholdet fordi det blir nødvendig med færre komponenter og energiproduksjonen er samlet. Dette er også kostnadsbesparende. Solenergisystemene kan for eksempel plasseres oppå energisentralen til bioenergianlegget. I en slik konfigurasjon kan solfangerne levere varme til nærvarmenettet. Strøm fra et sentralisert solcelleanlegg må i likhet med strøm fra en CHP distribueres til hyttene. I avsnitt 3.2.3 kommer det frem at dette ikke er uproblematisk hvis strømmen ikke skal gå via det nasjonale strømmettet. Strømmen kan fordeles via et mikronett, men i dag er lovverket lite tilrettelagt for dette, siden det i utgangspunktet er nødvendig med omsetningskonsesjon. Avsnitt 3.2.3 forklarer hvorfor en konsesjon er lite hensiktsmessig for små kraftanlegg. Strømdistribusjon utgjør derfor en viktig praktisk utfordring i CHP-scenarioene og eventuelt NV-scenarioene hvis

PV-anleggene sentraliseres.

Betraktningene til Solenergiklyngen (2018) forklart i avsnitt 3.2.3, tyder på at det vil utarbeides løsninger som gjør det enklere å fordele egenprodusert elektrisitet internt i bolig- og hyttefelt, etter hvert som forskningen på nullutslippsnabolag (ZENs) kommer lenger. Det kan også tenkes at det vil være mulig for Seterhyttene å fungere som et sameie, slik at de kan inngå i en plusskundeordning som tillater at lokalprodusert strøm fordeles mellom hyttene. En slik ordning innebærer at hyttefeltet fungerer som én plusskunde når overskuddsstrøm selges til nettet. Siden plusskundeordningen for borettslag og sameier er såpass ny, er det uvisst om dette lar seg gjennomføre, men siden Seterhytte-feltet med forutsetningene som er gjort i denne masteroppgaven ikke vil overstige effektgrensen på 100 kW levert effekt til nettet, virker det ikke veldig usannsynlig.

Hvis solcellene i NV-scenarioene plasseres på hver enkelt hytte, er det ikke nødvendigvis behov for mikronett eller en felles plusskundeordning, fordi hyttene da kan fungere som individuelle plusskunder. Da unngås de ekstra kostnadene og hensynene rundt drift og vedlikehold forbundet med å etablere et mikronett. Samtidig øker kostnaden for solcelleanlegget, og det blir ikke mulig å fordele strøm mellom hyttene slik at de kan dra nytte av hverandres produksjon.

### Øvrige aspekter

Alle energiforsyningsløsningene som vurderes i denne oppgaven, bidrar til å redusere Seterhyttenes forbruk av nettstrøm betydelig sammenliknet med referansetilfellet der det ikke er lokal energiproduksjon. Energiproduksjonsberegningene i vedlegg A.5 viser at den maksimale månedlige nettobelastningen på strømmettet per hytte i vinterhalvåret er ca. 84 kWh i form av levert strøm til nettet for CHP-scenarioene. For NV-scenarioene ligger tallet på ca. 81 kWh i form av forbrukt strøm fra nettet. Beregningene av Seterhyttenes totale energibehov i samme måned (vedlegg A.2) viser at denne belastningen er liten sammenliknet med om hyttene var 100 % avhengige av nettstrøm. Det betyr at de lokale forsyningsystemene gjør at Seterhyttene legger mindre press på strømmettet i området, noe som er positivt for lokalbefolkningen dersom det forhindrer overbelastning av nettet og avbrudd i forsyningen. Det vil også kunne være positivt for netteier ved at behovet for oppgraderinger av den elektriske infrastrukturen reduseres.

Bioenergisystemene lager sannsynligvis noe lokal støy. Siden ETA (2018) spesifiserer at deres fliskjeler er meget stillegående, mens Volter sin mikro-CHP er lyddempet, vurderes imidlertid ikke støy til å være avgjørende for den praktiske og samfunnsmessige gjennomførbarheten til noen av forsyningsløsningene. Alle de vurderte lokale energiforsyningsløsningene vil også være mer plasskrevende enn ekstern energiforsyning. Energisentralen for CHPen inkludert akkumulatortanken på Campus Evenstad er ifølge Kallhovd og Bernhard (2015) omkring 34 m<sup>2</sup> stor, mens flissiloen er på ca. 30 m<sup>2</sup>. Både flissiloen og akkumulatortanken vil trolig kunne være mindre for Seterhyttene, slik det er forklart i avsnitt 4.3.2. Fliskjelen i NV-scenarioene vil ta mindre plass enn CHPen. Med utgangspunkt i disse størrelsene kan ikke arealbehovet til bioenergianleggene betraktes som et problem når det ses i forhold til Seterhyttenes samlede areal.

Kapittel 3.4.1 oppgir at typisk produksjon fra solfangeranlegg i Norge er 300-500 kWh/(m<sup>2</sup>·år). Gitt energiproduksjonsmengdene i figur 5.2 innebærer dette et solfangerareal på maksimalt 1,23 m<sup>2</sup> per hytte i CHP+PV+SF- og NV+SF-scenarioene. For solcelleanlegg er produksjonen ifølge avsnitt 3.4.2 100-170 kWh/(m<sup>2</sup>·år). Det gir et maksimalt solcelleareal per hytte på 2,6 m<sup>2</sup> for

CHP+PV-scenariot, 4,2 m<sup>2</sup> for CHP+PV+SF-scenariot og 8,9 m<sup>2</sup> for NV-scenariene. Selv om dette er overslag, er arealbehovene betydelig mindre enn grunnflatearealet til hver hytte. Solenergisystemene kan derfor plasseres oppå eksisterende bygg, slik at de ikke introduserer noe ekstra arealbehov. Særlig i NV-scenariene er imidlertid solcelleanleggene såpass store at de sannsynligvis ikke vil kunne plasseres samlet oppå energisentralen, men det er likevel mulig å samle dem i grupper for å spare kostnader og forenkle vedlikehold.

## 5.5 Livsløpsvurdering

Dette delkapittelet forklarer først hvordan de åtte effektkategoriene som inkluderes i livsløpseffektvurderingen (LCIAen) blir valgt ut, før det gjør rede for resultatene fra LCIAen.

### 5.5.1 Valg av effektkategorier

Figur F.1 i vedlegg F.1 viser de normaliserte midtpunkt-resultatene for alle de fem energiforsynings-scenariene, samt referansetilfellet kun basert på nettstrøm. Figur F.2-F.4 i vedlegg F.2 oppsummerer hvordan de ulike midtpunkt-resultatene bidrar til de tre endepunkt-kategoriene. Den første figuren viser at de normaliserte midtpunkt-resultatene er desidert høyest i effektkategoriene *økotoksisitet i ferskvann* og *økotoksisitet i havvann*. Figuren viser også at forskjellen mellom de ulike scenariene følger tilnærmet det samme mønsteret i begge disse effektkategoriene. Derfor velges det å fokusere på resultatene for *økotoksisitet i ferskvann*, siden tolkningen av disse resultatene med stor sannsynlighet også vil gjelde for resultatene for *økotoksisitet i havvann*.

Videre er de normaliserte resultatene relativt høye i kategorien *forbruk av jordbruksområder*, og her er det stor forskjell mellom de lokale forsynings-systemene sammenliknet med referansetilfellet med nettstrøm. I tillegg er det denne midtpunkt-kategorien som bidrar desidert mest til resultatene i endepunkt-kategorien *økosystemskade*, så *forbruk av jordbruksområder* tas med i vurderingen. Kategorien *forandring av naturområder* tas ikke med fordi påvirkningen fra hvert av de fem lokale energiforsynings-systemene er tilnærmet lik, i tillegg til at nettstrømmen har de høyeste påvirkningene i denne kategorien. Derfor vil denne effektkategorien trolig ikke være avgjørende for de endelige konklusjonene.

Effektkategoriene *ferskvannseutrofiering* og *menneskelig toksisitet* har også høyere normaliserte resultater enn en del andre kategorier, i tillegg til at det er relativt stor variasjon i resultatene til de ulike scenariene. Derfor blir begge disse kategoriene inkludert i analysen. *Ferskvannseutrofiering* er dessuten inkludert i studiene til Guest mfl. (2011) og Havukainen mfl. (2018), mens *menneskelig toksisitet* er inkludert i studiene til Guest mfl. (2011) og Caserini mfl. (2010). Figur F.2 viser i tillegg at *menneskelig toksisitet* er en av de tre største bidragsyterne til resultatene i endepunkt-kategorien *skade på menneskelig helse*. Fordi studiene til Guest mfl. (2011), Caserini mfl. (2010) og Havukainen mfl. (2018) alle undersøker forsuring, tas også *forsuring på landjord* med i de videre analysene, selv om denne kategorien har lave normaliserte resultater.

Videre tas *partikkeldannelse* med fordi utslipp av partikler er en velkjent problemstilling knyttet til forbrenning av biomasse, og figur F.2 viser at det er den midtpunkt-kategorien som bidrar mest



til endepunkt-kategorien *skade på menneskelig helse*. *Forbruk av metallressurser* tas også med fordi dette som forklart i kapittel 3.4 gjerne trekkes frem i forbindelse med miljøpåvirkningene til solenergisystemer. Avslutningsvis blir kategorien *klimaendringer* inkludert i de videre analysene fordi lave klimapåvirkninger er en avgjørende grunn til å velge bio- og solenergibaserte energiforsyningsløsninger. Siden LCAen inkluderer et referansetilfelle der hyttene kun forsynes med nettstrøm, er det relevant å undersøke hvordan klimapåvirkningene fra de lokale systemene er i forhold til fra nettstrømmen. I tillegg er *klimaendringer* den nest største bidragsyteren til resultatene i endepunkt-kategorien *skade på menneskelig helse* og til endepunkt-kategorien *økosystemska-*  
*de*.

For å oppsummere har dermed følgende åtte midtpunkt-effektkategorier blitt valgt ut til de videre analysene:

- Klimaendringer (CC)
- Ferskvannseutrofiering (FE)
- Menneskelig toksisitet (HT)
- Partikkeldannelse (PMF)
- Økotoksisitet i ferskvann (FET)
- Forsuring på landjord (TA)
- Forbruk av jordbruksområder (ALO)
- Forbruk av mineral-/metallressurser (MRD)

### **Kort om de utvalgte effektkategoriene**

Siden ikke alle effektkategoriene eller miljøpåvirkningene i listen over nødvendigvis er kjente for leseren, vil det meget kort bli gjort rede for hva de innebærer. Redegjørelsene tar utgangspunkt i beskrivelsene til Goedkoop mfl. (2013). *Klimaendringer* har etterhvert blitt en velkjent miljøkonsekvens ved utslipp av klimagasser som CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> og N<sub>2</sub>O. Klimaendringer påvirker både mennesker og økosystemer gjennom en rekke mekanismer slik som økte temperaturer, tørke, ekstremvær, endring av surhet og saltinnhold i hav, havnivåøkning og habitatendringer.

Eutrofiering kalles også overgjødning og skyldes overdreven tilførsel av plantenæringsstoffer som fosfor og nitrogen til vann. *Ferskvannseutrofiering* beskriver fenomenet der overgjødning av ferskvann fører til overoppblomstring av plantevekster slik som alger, noe som resulterer i redusert oksygeninnhold i vannet. Dette kan ha negative konsekvenser for andre ferskvannsorganismer. *Menneskelig toksisitet* og *økotoksisitet i ferskvann* brukes for å beskrive den negative innvirkningen til kjemiske stoffer på henholdsvis mennesker og ferskvannøkosystemer. Den negative innvirkningen avhenger av hvordan stoffene oppfører seg i miljøet, hvordan de tas opp av organismer og mennesker, hvordan de akkumuleres i næringskjeder og hvor toksiske, eller giftige, de er.

Miljøpåvirkningen *partikkeldannelse* skyldes utslipp av svevestøv eller kjemiske stoffer (som NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> og NH<sub>3</sub>) som reagerer i atmosfæren og fører til dannelse av svevestøv. Svevestøv består av

meget små partikler med diameter under  $10 \mu\text{m}$  ( $\text{PM}_{10}$ ), og det forårsaker helseproblemer i luftrør og lunger når det pustes inn. De negative konsekvensene ved svevestøv er større jo mindre partiklene er, slik at dannelse av partikler med diameter under  $2,5 \mu\text{m}$  ( $\text{PM}_{2.5}$ ) er mer alvorlig enn utslipp av  $\text{PM}_{10}$ . *Forsuring på landjord* beskriver prosessen der avsetning av uorganiske stoffer som  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  og  $\text{NH}_3$  fra atmosfæren endrer surhetsgraden til jord. Dette har negative konsekvenser særlig for planter, som trives best ved spesifikke jordsurhetsgrader.

*Forbruk av jordbruksarealer* er en mer selvforklarende effektkategori og beskriver hvor store mengder jordbruksarealer som beslaglegges over hvor lang tid, derav den noe uvanlige enheten  $\text{m}^2\text{a}$  eller kvadratmeter-år. Effektkategorien *forbruk av metall-/mineralressurser* er også intuitivt forståelig. Den beskriver de samfunnsøkonomiske konsekvensene ved uttak av mineralressurser, uttrykt som den marginale kostnadsøkningen til ressursene multiplisert med mengden som utvinnes i løpet av en gitt tidsperiode.

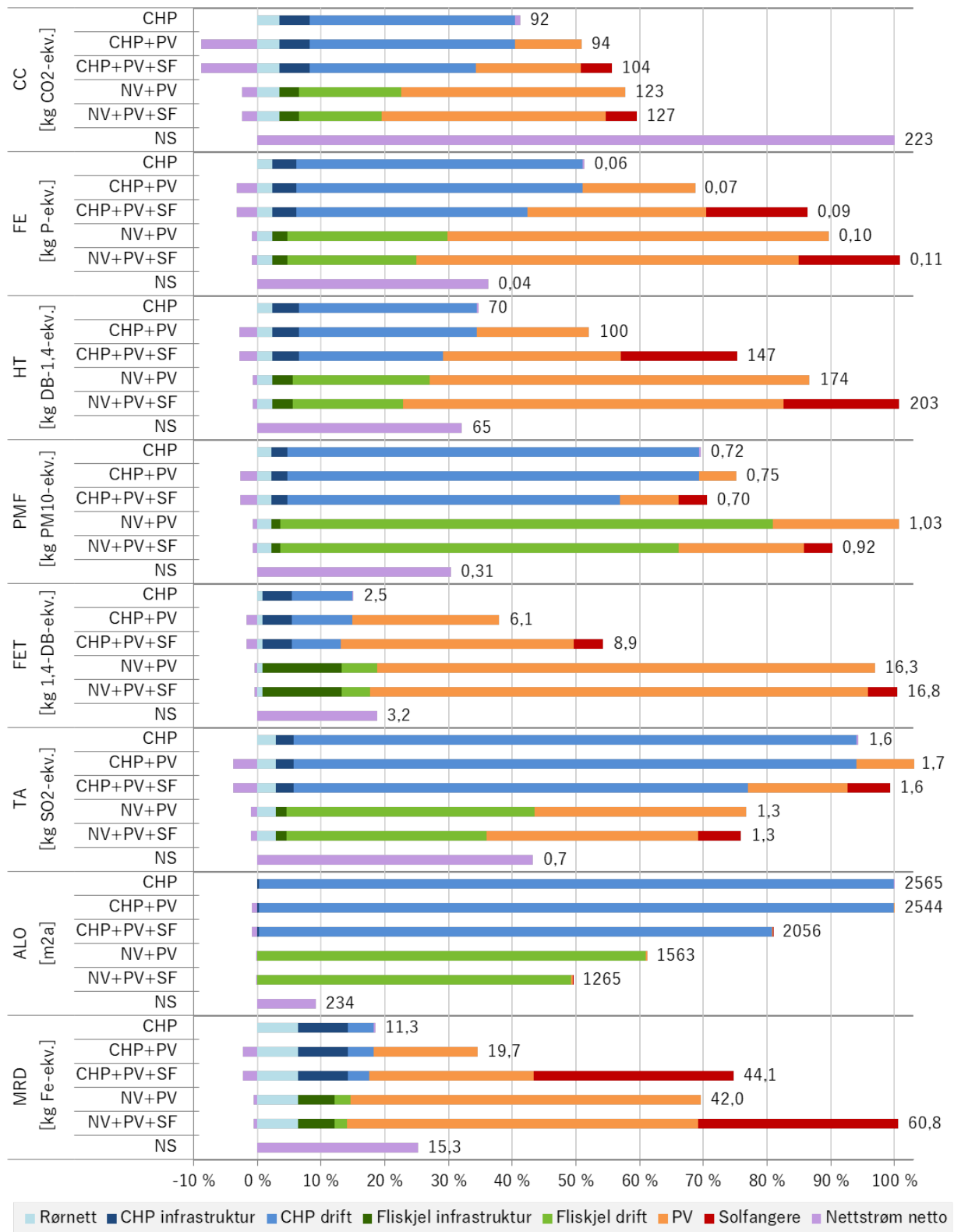
### 5.5.2 Livsløpseffektvurdering

Figur 5.4 viser midtpunkt-resultatene fra livsløpseffektvurderingen (LCIAen) av de fem bioenergis-scenarioene, samt referansescenarioet der hyttene kun forsynes med nettstrøm, forkortet «NS». I scenarioene der det leveres mer strøm inn på nettet enn det forbrukes nettstrøm, er påvirkningene fra nettomengden strøm levert inn på nettet indikert som negative bidrag i figuren. Som forklart i avsnitt 4.5.2, antas det at strømmen levert inn på nettet erstatter nettstrøm, slik at de lokale energiforsyningssystemene godskrives for miljøpåvirkningene til den unngåtte nettstrømmen. Tallene ved slutten av hver kolonne viser summen av kolonnen i enheten indikert etter den respektive effektkategoriens forkortelse helt til venstre i figuren. Prosentangivelsene på akse nederst i grafen indikerer hvor store påvirkningene i hvert scenario er relativt til det scenarioet som har høyest påvirkninger i hver effektkategori.

I de neste avsnittene vil viktige momenter ved resultatene i hver effektkategori bli trukket frem, med utgangspunkt i både det som kan leses direkte av figur 5.4 og de detaljerte beregningene gitt i vedlegg F.4. Det understrekes at siden resultatene er unormaliserte og uttrykt på midtpunktnivå, sier de heller ikke noe om de absolutte verdiene er store eller små, og det er ikke mulig å sammenlikne påvirkninger i form av absolutte verdier på tvers av effektkategoriene. Derfor vil kun relative betraktninger og sammenlikninger bli gjort, for eksempel knyttet til hvilke undersystemer som bidrar mest til totalresultatene og hvor stor forskjell det er mellom de ulike scenarioene i hver effektkategori.

#### Klimaendringer (CC)

I effektkategorien *klimaendringer* har alle bioenergis-scenarioene betydelig lavere påvirkninger enn referansescenarioet. NS-resultatet er 75 % større enn det høyeste resultatet blant de fem bioenergis-scenarioene, som tilhører NV+PV+SF-scenarioet. Forskjellen mellom bioenergis-scenarioene er relativt liten; resultatet til NV+PV+SF-scenarioet er 39 % høyere enn resultatet til CHP-scenarioet, som har den laveste påvirkningen. CHP+PV-scenarioet har den nest laveste totale påvirkningen, men totalsummen er bare marginalt høyere enn resultatet til CHP-scenarioet. Figur 5.4 kan gi inntrykk av at forskjellen er større, men på grunn av det negative bidraget fra overskuddsproduksjonen



Figur 5.4: Resultater fra livsløpsvurdering av å forsyne én Seterhytte med årsbehovet for energi

av strøm, er det bare 2 % forskjell mellom totalsummen til de to. For de to scenarioene i midten scorer CHP+PV+SF-scenarioet litt lavere enn NV+PV-scenarioet, og i dette tilfellet gjør de negative påvirkningene fra overskuddstrømmen at forskjellen kan fremstå som mindre i figur 5.4 enn det som er tilfellet.

I alle CHP-scenarioene er det drift av CHPen som står for hoveddelen av klimapåvirkningene, med bidrag tilsvarende henholdsvis 78 % , 77 % og 56 % av totalsummen for CHP-, CHP+PV- og CHP+PV+SF-scenarioet. I NV-scenarioene er det solcellene som bidrar mest til totalen, med andeler tilsvarende 63 % for NV+PV-scenarioet og 61 % for NV+PV+SF-scenarioet. Drift av fliskjelanlegget står også for betydelige bidrag i begge NV-scenarioene. Solcellene bidrar nest mest i CHP+PV- og CHP+PV+SF-scenarioene, mens de andre infrastrukturkomponentene generelt bidrar med relativt små andeler i denne effektkategorien.

### **Ferskvannseutrofiering (FE)**

I effektkategorien *ferskvannseutrofiering* har NS-scenarioet lavest påvirkninger. For bioenergi-scenarioene er rangeringen lik som for klimaendringer, men forskjellene mellom resultatene er større. Her har NV+PV+SF-scenarioet, som har høyest resultat, 95 % større påvirkninger enn CHP-scenarioet, som har lavest resultat blant bioenergi-scenarioene. På samme måte som for klimaendringer står drift av CHPen for de største påvirkningene i alle CHP-scenarioene (CHP: 88 %, CHP+PV: 69 % og CHP+PV+SF: 44 %), mens solcellene står for de største påvirkningene i begge NV-scenarioene (NV+PV: 67 % og NV+PV+SF: 60 %). Igjen bidrar også solcellene nest mest til totalresultatet i CHP+PV- og CHP+PV+SF-scenarioene, mens drift av fliskjelanlegget er nest viktigst for NV-scenarioene. Solfangernes påvirkninger er større i denne effektkategorien enn det som er tilfellet for klimaendringer, mens andelene av totalene som skyldes den resterende infrastrukturen, er mindre. Siden eutrofieringseffekten av nettstrømmen er forholdsvis liten, er dessuten de negative bidragene knyttet til strøm levert inn på nettet mindre i denne kategorien.

### **Menneskelig toksisitet (HT)**

I effektkategorien *menneskelig toksisitet* minner de relative resultatene om resultatene for ferskvannseutrofiering og rangeringen av scenarioene er den samme. Forskjellen mellom scenarioene er imidlertid større i denne kategorien enn begge de to foregående; her er totalsummen for NV+PV+SF-scenarioet nesten 2,9 ganger så stor som for CHP-scenarioet. Den økte variasjonen mellom scenarioene skyldes hovedsakelig noe lavere relative påvirkninger knyttet til drift av bioenergi-systemene, mens påvirkningene fra solceller er noe høyere. Disse forskjellene gjør også at det er solceller som står for det høyeste bidraget til totalen for CHP+PV+SF-scenarioet med 39 %, i tillegg til for NV+PV- og NV+PV+SF-scenarioene der de utgjør henholdsvis 69 % og 60 %. I likhet med de to første kategoriene er det drift av CHPen som er den viktigste årsaken til den menneskelige toksisiteten for CHP-scenarioet og CHP+PV-scenarioet med henholdsvis 80 % og 57 % av totalbidraget.

Den menneskelige toksisiteten forårsaket av referansescenarioet med nettstrøm er marginalt lavere enn totalsummen til CHP-scenarioet. Tilsvarende som for ferskvannseutrofiering er bidragene fra solfangerne større enn de er i kategorien klimaendringer, mens de negative bidragene fra strøm levert til nettet og andre infrastrukturkomponenter er små.

## **Partikkeldannelse (PMF)**

Resultatene i effektkategorien *partikkeldannelse* skiller seg ut fra resultatene i alle de tidligere omtalte effektkategoriene. NS-scenarioet har det laveste totalresultatet, mens NV+PV-scenarioet har de høyeste miljøpåvirkningene, med ca. 3,3 ganger så store påvirkninger som NS-scenarioet og opp mot 1,5 ganger i så store som CHP+PV+SF-scenarioet, som har de nest laveste påvirkningene. CHP-scenarioet og CHP+PV-scenarioet følger tett etter CHP+PV+SF-scenarioet. For alle bioenergi-løsningene er en stor overvekt av partikkeldannelsen forårsaket av drift av bioenergianleggene. Denne delprosessen står for mellom 70 % (for NV+PV+SF-scenarioet) og 93 % (for CHP-scenarioet) av totalresultatet. I alle scenarioene med solceller står disse for den nest største påvirkningen. Påvirkningene assosiert med både overskuddsproduksjon av strøm, solfangerne og annen infrastruktur er små sammenliknet med påvirkningene fra driften av bioenergianleggene.

## **Økotoksisitet i ferskvann (FET)**

I effektkategorien *økotoksisitet i ferskvann* er forskjellen mellom de minste og de største totale påvirkningene store sammenliknet med de tidligere effektkategoriene. Her er det høyeste resultatet, tilhørende NV+PV+SF-scenarioet, over 6,6 ganger så høyt som det laveste resultatet, tilhørende CHP+PV-scenarioet. Fra figur 5.4 er det tydelig at den store forskjellen hovedsakelig skyldes solcellene. Solcellenes høye påvirkninger i denne effektkategorien gjør dessuten at de står for det største bidraget til den totale toksisiteten i alle scenarioene som involverer solceller. Prosentandelen av totalen som kan tilskrives solcellene i disse fire scenarioene, er som følger: CHP+PV: 63 %, CHP+PV+SF: 70 %, NV+PV: 81 % og NV+PV+SF: 78 %. I denne effektkategorien er de relative påvirkningene fra infrastrukturen til fliskjelanlegget høyere enn det de har vært i de andre effektkategoriene. Siden det ikke benyttes verken solceller eller fliskjel i NS-scenarioet og CHP-scenarioet, har de betydelig lavere påvirkninger. De negative bidragene fra nettstrøm er også her minimale.

## **Forsuring på landjord (TA)**

Resultatene er mer jevne for *forsuring på landjord* enn for økotoksisitet i ferskvann, siden det bare er en faktor på 2,3 som skiller mellom høyeste og laveste verdi, tilhørende henholdsvis NS- og CHP+PV-scenarioet. Mellom de fem bioenergi-scenarioene er forskjellen enda mindre. Her er summen til CHP+PV-scenarioet bare 34 % større enn summen til NV+PV+SF-scenarioet. Totalsummen er nesten lik for de tre CHP-scenarioene og for de to NV-scenarioene, faktisk så like at noen av forskjellene ikke synes på summene som er vist i figur 5.4. For alle CHP-scenarioene står driften av CHPen for klart mest forsuring, med mellom 75 % (CHP+PV+SF-scenarioet) og 94 % (CHP-scenarioet) av totalbidraget. I NV+PV-scenarioet er det drift av fliskjelen som bidrar mest, med drøyt halvparten av de totale påvirkningene, mens i NV+PV+SF-scenarioet står solcellene for 44 % og drift av fliskjelen for 42 % av det totale resultatet. I alle tilfellene er påvirkningene fra solfangerne, infrastrukturkomponentene og overskuddsproduksjonen av strøm forholdsmessig små.

## **Forbruk av jordbruksområder (ALO)**

For *forbruk av jordbruksområder* er det svært tydelig at det er drift av bioenergianleggene som

er avgjørende. For alle de fem bioenergi-scenarioene står denne driften for tilnærmet 100 % av de totale påvirkningene. Den høyeste totale påvirkningen er over 10 ganger så stor som påvirkningene til NS-scenarioet, mens det laveste resultatet blant bioenergi-scenarioene er over fem ganger så stort som for NS-scenarioet. Bioenergi-scenarioene rangert fra høyest til lavest totalresultat blir: CHP, CHP+PV, CHP+PV+SF, NV+PV og NV+PV+SF. Det er imidlertid bare 1 % forskjell mellom CHP-scenarioet og CHP+PV-scenarioet.

### **Forbruk av metall- eller mineralressurser (MRD)**

I effektkategorien *forbruk av metall-/mineralressurser* har solenergisystemene relativt store påvirkninger. Det relative påvirkningene fra nærvarmerørene er også større i denne effektkategorien, mens påvirkningene knyttet til drift av bioenergi-systemene er små sammenlignet med de andre effektkategoriene. Igjen er de negative bidragene fra overproduksjon av strøm små. På grunn av en stor andel av både solceller og solfangere, forbruker NV+PV+SF-scenarioet klart mest metallressurser. Det forbruker ca. 38 % mer enn CHP+PV+SF-scenarioet, som forbruker nest mest, og 5,4 ganger mer enn CHP-scenarioet, som forbruker minst. CHP-scenarioet er tett fulgt av NS-scenarioet. Den forholdsvis lave mengden solceller gjør at CHP+PV-scenarioet også har et relativt lavt totalresultat på omkring 32 % av resultatet til NV+PV+SF-scenarioet.

Solcellene bidrar til det største ressursforbruket for scenarioene CHP+PV, NV+PV og NV+PV+SF, med henholdsvis 50 %, 80 % og 55 % av totalsummen. For CHP-scenarioet bidrar infrastrukturen til CHPen mest, med 42 %, mens i CHP+PV+SF-scenarioet er det solfangerne som står for den største andelen med 43 %.

## 6 Diskusjon, tolkning og videre arbeid

I dette kapitlet blir resultatene fra kapittel 5 utførlig diskutert og tolket. Først vil utvelgelsen av de fem energiforsyningsløsningene bli diskutert kort, etterfulgt av energibehovs- og energiproduksjonsberegningene. Videre blir de økonomiske resultatene grundig drøftet, før de praktiske og samfunnsmessige vurderingene blir evaluert. Deretter følger livsløpstolkningen, som er den siste fasen av livsløpsvurderingen. I tillegg til å diskutere og tolke betydningen av resultatene, vil kapitlet kommentere svakheter ved studien og identifisere muligheter for videre arbeid. Kapitlet vil avslutningsvis oppsummere diskusjonen og komme med anbefalinger til Næringshagen om hvordan de bør gå frem med tanke på energiforsyning i fortsettelsen av Seterhytte-prosjektet.

### 6.1 Valg av energiforsyningsløsninger

Kapittel 5.1 benyttet kvalitative vurderinger som utgangspunkt for å velge ut fem energiforsyningsløsninger som resten av masteroppgaven ville fokusere på. De grundige gjennomgangene av tidligere arbeid og teori la et solid grunnlag for vurderingene. I utvelgelsen ble det forutsatt at det er mulig med en felles sentralfyrt energiforsyningsløsning i Seterhyttene. Dette er vurdert som meget sannsynlig med tanke på Næringshagens visjoner i Grønn fjellhageby-prosjektet. Både vannbåren varme og småskala kraftvarmeproduksjon er fokusområdet hos ZEN-senteret (Walnum og Fredriksen, 2018), noe som tyder på at utvalget i oppgaven representerer fremtidsrettede energiløsninger. Valget om å se på kun sentraliserte bioenergiløsninger fremstår også som en naturlig avgrensning av oppgaven, siden det ville blitt for krevende å inkludere mange flere løsninger i analysene. En løsning med kun CHP og solfangere kunne blitt inkludert. Siden solfangerne ikke ble lønnsomme verken med CHP og solceller eller med fliskjel og solceller, er det imidlertid lite sannsynlig at de ville blitt lønnsomme i kombinasjon med kun CHPen.

Gitt at det på et senere tidspunkt i arbeidet med Seterhyttene likevel skulle vise seg at slike sentraliserte løsninger ikke lar seg gjennomføre, kunne det vært hensiktsmessig å utføre en liknende analyse av vedovner med vannkappe. Disse ble utelatt fra de videre analysene hovedsakelig på grunn av praktiske og økonomiske hensyn. Endringer i markedet kan imidlertid gi prisreduksjoner, i tillegg til at de praktiske utfordringene kan vise seg å være overkommelige. På den annen side indikerer resultatene til Solli mfl. (2009), sammenliknet med resultatene fra livsløpsvurderingen i denne oppgaven, at sentraliserte systemer har lavere klimagassutslipp enn private vedovner. Diskusjonen går nærmere inn på dette i avsnitt 6.5, men det kan uansett antyde at løsningene vurdert i masteroppgaven fra et klimaperspektiv er bedre enn vedovn med vannkappe.

Hybride solenergisystemer, eller såkalte PV/T-systemer, ble også valgt bort på grunn av ulemper som høye kostnader og lave virkningsgrader. Siden disse teknologiene fortsatt er i startgropen, kan det tenkes at når Seterhyttene eventuelt skal bygges, har markedet utviklet seg såpass mye at en ny vurdering av gjennomførbarheten til et PV/T-system er på sin plass. Slik forholdene er i dag, dekker imidlertid masteroppgaven et forholdsvis bredt utvalg av mulige bioenergibaserte energiforsyningsløsninger til Seterhyttene, og alle løsningene samsvarer godt med Nasjonalparken Næringshage sine ambisjoner om økt bruk av fellesløsninger og stimulering av lokalt næringsliv.

## 6.2 Energiberegninger

### 6.2.1 Beregning av energibehov

Seterhyttenes beregnede månedsfordelte energibehov ble presentert i avsnitt 5.2.1. Beregningene resulterte i et samlet årlig energibehov på 2736 kWh per hytte. Dette tilsvarer nesten akkurat halvparten av det gjennomsnittlige strømforbruket i norske hytter, som avsnitt 1.1.1 forklarte at ligger på omkring på 5500 kWh/år. Siden det er antatt at Seterhyttene brukes ca. fire ganger så mange døgn i året som den norske gjennomsnittshytten, er Seterhyttenes beregnede energibehov å betrakte som meget lavt. Ifølge Dokka og Andresen (2012) har passivhus gjerne én fjerdedel av oppvarmingsbehovet til nye boliger og ned mot 10 % av behovet til hele den stående boligmassen. Relativt til disse tallene virker ikke Seterhyttenes energibehov urealistisk, siden energiforbruket er beregnet på grunnlag av svært ambisiøse, men ikke umulige, forutsetninger om energieffektivitet. I kombinasjon med lokal produksjon av fornybar energi vil hyttene med dette energiforbruket trolig fremstå som svært innovative.

Antakelsen om 200 bruksdøgn er også ambisiøs relativt til de 50 gjennomsnittlige døgnene nevnt ovenfor, men dette var også hensikten ettersom den er fastsatt på bakgrunn av Næringshagens ambisjon om høy brukstid. Siden resultatene fra prosjektoppgaven viste at gjennomsnittlig areal og brukstid hadde liten innvirkning på de endelige konklusjonene, er det dessuten sannsynlig at dette ville vært tilfellet også i masteroppgaven.

Kyotopyramiden i figur 3.2 anbefaler at bygninger gjøres så energieffektive som mulig før de forsynes med fornybar energi, og i tillegg er det ifølge Musall mfl. (2010) er svært vanlig å senke energibehovet til bygningskroppen i nullutslippsbygg. Antakelsen om at Seterhyttene bygges som «passivhytter» fremstår derfor som velbegrunnet. Ved å ta utgangspunkt i en standard, unngås eventuelle usikkerheter som ville blitt introdusert av å forsøke å beregne effekten av hvert energieffektiviseringsstiltak individuelt. Dette ville dessuten vært en arbeidskrevende prosess, og det ville gjort at mindre tid kunne blitt brukt på andre deler av studien. Det beregnede energibehovet er teoretisk, og som forklart i kapittel 3.1, blir ofte det målte energibehovet høyere. Hvor mye det eventuelt kan øke, er imidlertid vanskelig å forutsi, siden det avhenger av blant annet designparametre og brukere. Derfor virker valget om å basere analysene på de beregnede verdiene for passivhus akseptabel, tatt i betraktning at formålet er å bruke det som inndata til hovedanalysene i oppgaven.

Figur 3.1 viser den typiske formålsfordelingen til et passivhus. Fra figur 5.1 er andelen av Seterhyttenes energibehov som går til romoppvarming, betydelig større (39 % mot 26 % i figur 3.1), mens andelen til det el-spesifikke behovet og varmtvannsbehovet er lavere i Seterhyttene. Den økte oppvarmingsandelen i Seterhyttene, skyldes flere faktorer. Som forklart i avsnitt 3.1 stiller passivhusstandarden i utgangspunktet krav om et maksimalt oppvarmingsbehov på 15 kWh/(m<sup>2</sup>·år). Hvis huset er lite eller ligger i et relativt kaldt område, justeres imidlertid kravet ved hjelp av formel (1). Som vist i vedlegg A.2, resulterer en årsmiddeltemperatur på 2,7 °C og et areal på 50 m<sup>2</sup> i at det tillatte oppvarmingsbehovet øker til ca. 38 kWh/(m<sup>2</sup>·år). Samtidig gjøres ingen justeringer av energibehovene til varmtvann, utstyr og belysning. Dette er sannsynligvis en viktig grunn til at Seterhyttenes formålsfordeling avviker fra fordelingen i figur 3.1. I tillegg øker det relative varmebehovet noe som følge av at det er antatt at 20 % av oppvarmingsbehovet opprettholdes i ubebodde



perioder, mens kun 5 % opprettholdes for de andre formålene.

Hvis det ble antatt at Seterhyttene heller ble bygget som lavenergibygninger av klasse 1, ville energibehovet til oppvarming blitt beregnet med formel (2). Det resulterer i et maksimalt oppvarmingsbehov på i overkant av 63 kWh/(m<sup>2</sup>·år). Siden energikravene til de andre formålene forblir de samme, som forklart i kapittel 3.1, resulterer disse antakelsene i at hele 52 % av det resulterende totale energibehovet på 3460 kWh/(m<sup>2</sup>·år) per hytte går til oppvarming, mens varmtvann og utstyr/belysning forbruker 24 % hver.

Kapittel 4.2.1 lister opp syv tilleggsantakelser og -forutsetninger for energibehovsberegningene. Drøftingen av disse er lagt til vedlegg A.3, siden resultatene fra disse beregningene ikke er å regne som et hovedresultat i masteroppgaven. Oppsummeringsvis viser drøftingen at antakelsene stort sett er godt begrunnet, med noen unntak, men at de forenklede antakelsene har relativt liten innflytelse på de endelige resultatene. Når Seterhyttens design er fastsatt, vil det naturlig nok være nødvendig med nye beregninger, men gitt forutsetningene for denne masteroppgaven, fremstår beregningene som rimelige. Ved nye beregninger kan drøftingen i vedlegg A.3 komme til nytte.

## 6.2.2 Beregning av energiproduksjon

Figur 5.2 i avsnitt 5.2.2 oppsummerte energiproduksjonen, utvekslingen med strømmettet og varmetapet i nærvarmerørene i hvert scenario. I alle tilfeller er mengden strøm levert til nettet relativt liten sammenliknet med de totale produserte energimengdene. I motsetning til i nullutslippsbygg (ZEBs) har det ikke vært noe uttalt mål i denne oppgaven å veie opp for hyttens samlede livsløpsutslipp av klimagasser gjennom lokal fornybar energiproduksjon. Dette kunne vært et mål, men siden det ville ført til større eksport av elektrisitet til nettet, kunne det gitt stor belastning på det lokale strømmettet. Frem til nå har det i arbeidet med ZEBs generelt vært lite fokus på byggenes innvirkning på den lokale elektriske infrastrukturen, og strømmettet har gjerne blitt ansett som et slags batteri med uendelig kapasitet (Andresen, Lien mfl., 2017). De detaljerte beregningene i vedlegg A.5 viser at det er CHP+PV- og CHP+PV+SF-scenarioene som leverer mest strøm inn på nettet i løpet av året, så disse ville vært nærmest til å nå et eventuelt ZEB-mål.

Dimensjoneringen og den tilhørende produksjonen til systemene i denne oppgaven ble beregnet på grunnlag av flere antakelser listet opp i avsnitt 4.2.2. På samme måte som for energibehovsberegningene, er drøftingen av disse antakelsene lagt til vedlegg A.6. For å oppsummere drøftingen, forenkler antakelsene beregningene på bekostning av noen detaljer. Det ville vært fordelaktig å utføre simuleringer av solenergisystemene i programmer som POLYSUN, TRNSYS og PVsyst for mer realistiske produksjonstall og optimalisering av anleggene.

I tillegg kan nøyaktigheten til resultatene forbedres ved å øke den månedlige oppløsningen på beregningene, til for eksempel timesbaserte verdier, for å bedre ta hensyn til samspillet mellom den lokale produksjonen og strømmettet. Siden disse beregningene kun utgjør et mellomsteg på veien mot å svare på forskningsspørsmålene og den overordnede problemstillingen, virker det usannsynlig at det ville vært hensiktsmessig å utføre mye mer komplekse beregninger, gitt formålet deres i denne oppgaven. Drøftingen av antakelsene i vedlegg A.6 vil kunne være praktiske i en viderføring av arbeidet i masteroppgaven.

## 6.3 Økonomiske betraktninger

### 6.3.1 Betydning av resultatene

I kapittel 5.3 ble resultatene fra nåverdiberegningene presentert og gjennomgått. Hensikten med beregningene var å svare på forskningsspørsmål a), som er: «Hvordan er kostnadene og de eventuelle inntektene for ulike bioenergibaserte energiforsyningsløsninger sammenliknet med hverandre?». Fra figur 5.3 ble det klart at kostnadene i alle tilfeller er betraktelig større enn inntektene, og at det kun er en marginal nettoinntekt forbundet med solgt nettstrøm i CHP+PV- og CHP+PV+SF-scenarioene. Dette er som forventet, siden beregningene ikke inkluderer inntektene forbundet med at brukerne av hyttene vil betale for strømmen.

Det er naturlig nok en tydelig korrelasjon mellom nåverdien til de ulike energiforsyningsteknologiene i hvert scenario og energimengden de produserer (figur 5.2). CHPen bidrar med desidert mest energi i alle CHP-scenarioene, og kostnadene forbundet med CHPen utgjør også hovedandelen av totalkostnaden i de samme scenarioene. Den samme trenden er synlig for NV-scenarioene, selv om kostnadene relatert til bioenergien relativt sett står for en mindre andel her. Selv om det i NV-scenarioene leveres mer energi til nettet enn det forbrukes nettstrøm, er nettokostnaden for nettstrøm positiv, siden det er forutsatt at prisen for å kjøpe strøm er høyere enn salgsprisen.

Fra figur 5.3 er det klart at investeringskostnaden til bioenergianleggene er lik uavhengig av om bioenergien er supplert med solenergiproduksjon, gitt at scenarioer med og uten flistørkesystem ikke sammenliknes. Dette skyldes at det er antatt at den installerte effekten som er nødvendig for bioenergianleggene, er den samme selv om det også er solenergiproduksjon, siden maksimalt varmeeffektbehov forekommer når solenergiproduksjonen er lav eller null. For CHP- og CHP+PV-scenarioet er også driftskostnadene til CHPene like gitt samme CHP-størrelse. Det eneste som skiller disse scenarioene, er at det i CHP+PV-scenarioet produseres solcellestrøm og dermed forbrukes mindre nettstrøm og selges mer strøm.

Resultatene gjør det klart at det er en utfordring å gjøre bioenergisystemene lønnsomme sammenliknet med å forsyne hyttene kun med strøm fra nettet (NS-scenarioet). Ut fra teorien i kapittel 3.3 er dette som forventet. Gitt at inndataene og forutsetningene som la grunnlaget for nåverdiberegningene, stemmer, er det kun NV+PV-scenarioet uten et lokalt flistørkesystem som har lavere totalkostnad enn NS-scenarioet. CHP-scenarioet med den lille CHPen (CHP(L)), CHP(L)+PV-scenarioet og NV+PV+SF-scenarioet, alle uten flistørking, har nesten samme nåverdi og ligger rett i overkant av NS-scenarioet.

Alle scenarioene med den store CHPen (CHP(S)) har langt høyere nåverdier og fremstår derfor ikke som økonomisk gjennomførbare. For CHP+PV+SF-scenarioet er det tydelig at solfangerne øker totalkostnaden sammenliknet med CHP+PV-scenarioet. Selv om det ikke ble utført en nåverdiberegning av CHP+PV+SF-scenarioet med den lille CHPen, kan det ved hjelp av de andre resultatene fastslås at dette ville resultert i en noe høyere nåverdi enn for CHP(L)+PV-scenarioet. Derfor virker CHP- og CHP+PV-scenarioene mer realistiske enn CHP+PV+SF-scenarioet fra et økonomisk perspektiv. Det samme gjelder for NV+PV-scenarioene kontra NV+PV+SF-scenarioene. Grunnen til at solfangerene ikke lønner seg, har trolig sammenheng med at de reduserer den årlige produksjonen fra bioenergianleggene uten å redusere infrastrukturbehovene deres.

Hvis flistørkesystemet er nødvendig, blir nåverdiene også godt over NS-scenariotet, men konsekvensen av dette er mindre enn om det er nødvendig med den store CHPen. Forskjellen med og uten flistørkesystem er større for NV-scenariene, fordi andelen av investeringskostnadene som skyldes tørkesystemet er større enn i CHP-scenariene. Selv om nåverdiene til scenariene med flistørkesystem er høyere, er de ikke så høye at scenariene blir forkastet som helt urealistiske.

Utover å fastslå de kostnadmessige konsekvensene av et flistørkesystem, sier ikke resultatene noe om hvor sannsynlig det er eller hva som avgjør om et slikt system er nødvendig. For CHPen på Evenstad forutsatte Kallhovd og Bernhard (2015) at det ble kjøpt flis med 35 % fuktinnhold, mens tørkesystemet reduserte det til 18 %. Dette er den øvre fuktgrensen for Volter-CHPen, som avsnitt 3.3.3 forklarer. Tørrere flis er dyrere, men ifølge Sidelnikova mfl. (2015) er prisdifferensen bare rundt 20 %. På grunn av det lave energiforbruket til Seterhyttene, kan det hende det vil lønne seg å kjøpe tørrere brensel i CHP-scenariene heller enn å investere i et flistørkesystem. Dette avhenger imidlertid av at det er mulig å få tak i tørr flis i området der hyttene bygges. For fliskjeler gjør avsnitt 3.3.2 rede for at fuktinnholdet kan være opp mot 35 %. Derfor virker det sannsynlig at det i NV-scenariene ikke vil være behov for et flistørkesystem. I det videre arbeidet bør det undersøkes hva slags flis som produseres i nærheten av hyttene. I tillegg bør det innhentes tilbud fra leverandører av CHPer og fliskjeler for å kunne forholde seg til mer spesifikke anlegg.

I økonomiske vurderinger knyttet til energiproduksjon er det vanlig å trekke inn produksjonsenheterens *kapasitetsfaktor*. Denne er definert som årlig energiproduksjon delt på teoretisk maksimal årlig energiproduksjon gitt at anlegget gikk ved full effekt hele året. Kapasitetsfaktoren forteller noe om utnyttelsesgraden til anlegget. En veldig lav kapasitetsfaktor betyr at det produserer mye mindre enn sin teoretiske kapasitet, og infrastrukturkostnadene blir da større per produsert energienhet. Da blir det vanskelig å få systemene lønnsomme. I denne oppgaven blir kapasitetsfaktoren for den store CHPen, som har en total installert effekt på 140 kW, 11,5 % i CHP- og CHP+PV-scenariotet, mens den blir 9,3 % i CHP+PV+SF-scenariotet. For den lille CHPen, som har en total installert effekt på 70 kW, blir kapasitetsfaktoren 22,9 % i både CHP- og CHP+PV-scenariotet. For fliskjelen på 50 kW blir kapasitetsfaktoren henholdsvis 22,9 % og 18,5 % i NV+PV- og NV+PV+SF-scenariotet. Kapasitetsfaktorene blir lavere i CHP+PV+SF- og NV+PV+SF-scenariene fordi solfangerbidragene senker produksjonen til bioenergianleggene.

Guest mfl. (2011) antar i sin studie en kapasitetsfaktor på 51 % for CHPene, basert på målinger fra en svensk mellomskala CHP (ca. 50 MW<sub>el</sub>). Ecoinvent-prosessen som LCAen tok utgangspunkt i for NV-scenariene, har en kapasitetsfaktor på 22,8 %, altså nesten eksakt likt som for fliskjelen i NV+PV-scenariotet og CHPen i CHP(L)-scenariotet og CHP(L)+PV-scenariotet. Ifølge Sidelnikova mfl. (2015) øker kapasitetsfaktoren for større energiproduksjonsanlegg. I den rapporten antas kapasitetsfaktorer på 32 % for en 150 kW fliskjel og 64 % for en 10 MW CHP. Dette indikerer at kapasitetsfaktorene til bioenergianleggene i masteroppgaven er relativt lave, men for den lille CHPen og fliskjelen virker de ikke uakseptabelt lave, særlig ikke i scenariene uten solfangere.

### 6.3.2 Sammenlikninger med andre studier

Det er interessant å vurdere hvordan resultatene i masteroppgaven ser ut sammenliknet med andre studier. Det er imidlertid viktig å være bevisst på at ulike forutsetninger kan resultere i veldig

forskjellige resultater. I nåverdiberegninger er det nødvendig med antakelser i beregningene utover bare tallene for investerings- og driftskostnadene, for eksempel angående valg av kalkulasjonsrente, analyseperiode og levetider. Ifølge Sidelnikova mfl. (2015) er kostnaden over levetiden (LCOE) særlig sensitiv til kapasitetsfaktorer. I rapporten til Sidelnikova mfl. (2015), som bruker en kalkulasjonsrente på 4 % og en analyseperiode på 20 år, blir for eksempel LCOEene for 150 kW-fliskjelen og 10 MW-CHPen nevnt i forrige avsnitt henholdsvis 1 NOK/kWh og 0,936 NOK/kWh. Det er under halvparten av LCOEene i denne oppgaven. De mange og ulike antakelsene i beregningene gjør det lite hensiktsmessig å sammenlikne tallverdiene. Det er likevel interessant at kostnaden for CHPen i rapporten er lavere enn for fliskjelen. På den annen side er CHPen mye større, og det må derfor tas høyde for skalafordeler.

I sin masteroppgave finner Stokke (2017) at LCOEen for en 150 kW fliskjel i nærvarmesystem blir 1,1 NOK/kWh, mens for en 500 kW kjel blir LCOEen 0,964 NOK/kWh. Dette illustrerer skalafordelene ved større anlegg. Jenssen, König og Eltrop (2014) oppgir at den «spesifikke energikostnaden» (uten å spesifisere om dette er LCOE) for en flisfyrt CHP med gassifisering med installert effekt på 2 MW<sub>el</sub> og 4,5 MW<sub>varme</sub> er 26,4 eurocent/kWh. For et flisfyrt fjernvarmeverk på 2,5 MW<sub>varme</sub> blir kostnaden 10,6 eurocent/kWh, altså under halvparten av CHPen. Dette viser altså en liknende trend som i denne oppgaven, selv om forskjellen mellom de to teknologiene er større. Mohamed, Hasan og Sirén (2014) finner at det er mer hensiktsmessig å kombinere en CHP med solceller enn solfangere, blant annet på grunn av at solcellestrøm kan eksporteres, mens solfangervarme må forbrukes, gitt at det ikke er mulig med varmeeeksport til et eksternt varmenettverk. Dette resultatet stemmer godt med resultatene i masteroppgaven.

Som nevnt i avsnitt 2.4, konkluderer Risholt mfl. (2014) med at et fjernvarmesystem i *Zero Village Bergen* har høyere driftskostnader, men lavere investeringskostnader, enn en CHP-løsning. Dette samsvarer bare delvis med funnene i denne oppgaven, der både drifts- og investeringskostnadene er lavere for fliskjelen i nærvarmesystemet. Igjen gjør svært ulike forutsetninger at det er vanskelig å trekke konklusjoner basert på sammenlikningen. I sin studie av mulige energiforsyningsløsninger til passivhus finner Andresen, Buvik mfl. (2010) at dagens strømpriser gjør at direkte elektrisk oppvarming er billigst, men hvis strømprisen kommer opp i 2 NOK/kWh, blir alternative løsninger konkurransedyktige, som for eksempel pelletskjeler, fjernvarme og solfangere. Studien fastslår derfor at det i dag er nødvendig med økonomiske støtteordninger for å gjøre de alternative varmesystemene lønnsomme. For de alternative varmesystemene er investeringskostnadene mest avgjørende for de totale kostnadene. Dette samsvarer relativt godt med funnene i denne oppgaven.

### 6.3.3 Antakelser, begrensninger og usikkerheter

De ovennevnte sammenlikningene med andre studier indikerer at antakelser gjort i analysene er avgjørende for de endelige resultatene. Som tabell C.1 til C.4 i vedlegg C viser, tar nåverdiberegningene inn svært mange inputparametre. Selv om alle inndataene er begrunnet, var det innenfor tidsrammen til masteroppgaven nødvendig å akseptere en viss usikkerhet i hver inputparameter. I tillegg ble det gjort noen innledende avgrensninger og antakelser, som listet opp i avsnitt 4.3.1. De akkumulerte usikkerhetene i de endelige nåverdiene må derfor betraktes som relativt store.

## Antakelser

Den første av de innledende antakelsene i avsnitt 4.3.1 gjør rede for at nåverdiberegningene ikke inkluderer eventuelle nødvendige infrastrukturbygginger i strømmettet i området som følge av Seterhyttenes energibehov. Gitt beregningene av den forbrukte nettstrømmen i vedlegg A.5, virker denne antakelsen rimelig. Videre spesifiseres det at strømfordelingssystemet innad i hyttefeltet ikke inkluderes i beregningene. Dette er en forenkling som ble gjort fordi det var lite tilgjengelig informasjon om kostnader til lavspent fordelingsnett og mikronett, i tillegg til at det er usikkert hvordan det interne strømdistribusjonssystemet vil utformes. Som forklart i avsnitt 5.4, er det for eksempel ikke sikkert om det blir mulig med mikronett eller om hyttene må kobles til det nasjonale strømmettet individuelt. Dessuten representerer strømkablene en kostnad som vil være nødvendig i alle de vurderte scenarioene, også NS-scenarioet, slik at den trolig ikke vil være avgjørende for sammenlikningen av scenarioene. Hvis det blir mulig med mikronett, er det likevel nødvendig å gjøre en kostnadvurdering av dette, siden det sannsynligvis vil medføre noen ekstra utgifter.

Den tredje antakelsen forklarer at selve Seterhyttene og komponenter inni dem også blir utelatt fra nåverdiberegningene. Dette begrunnes med at hovedfokuset i masteroppgaven er på systemene for selve energiproduksjonen og energidistribusjon frem til hyttene, heller enn aspekter direkte relatert til utformingen av hyttene. Denne avgrensningen kan anses som en spesifisering av *systemgrensen* i nåverdiberegningene, tilsvarende som systemgrensen i livsløpsvurderingen (LCAen). Valget om ikke å se på komponenter i hyttene er konsistent med både de praktiske vurderingene og LCAen. I en samlet kostnadvurdering av hele Seterhytte-prosjektet må naturlig nok disse kostnadene inkluderes. For eksempel bør det gjøres en evaluering av tilleggskostnaden ved å etablere vannbåren varmforsyning i hyttene sammenliknet med et direkte elektrisk oppvarmingssystem.

I den siste innledende antakelsen i avsnitt 4.3.1 forutsettes det at alle energiforsyningsløsningene skal levere energi til 50 Seterhytter. Dette antallet er ikke fastsatt av Næringshagen, men daglig leder Tina Lihaug Selbæk har anerkjent det som et rimelig anslag. Antallet benyttes for å fastsette effekten og infrastrukturbehovene til energiforsyningssystemene. Som påpekt i avsnitt 6.3.1, er det knyttet skalafordeler til større energiproduksjonsanlegg, siden de spesifikke infrastrukturkostnadene blir lavere ved høyere produksjonsvolumer. Dette er også uttrykt gjennom likning (5), som ble benyttet til å justere ned infrastrukturbehovene fra den store til den lille CHPen. Skalafordelene innebærer at det sannsynligvis er nødvendig med et relativt stort energibehov for at de sentralfyrte løsningene i denne masteroppgaven skal lønne seg. Om Seterhyttene har så lavt energibehov som det er antatt i energibehovsberegningene, vil det derfor være nødvendig med et visst antall hytter for at det samlede energibehovet skal bli høyt nok.

Hvis det totale energibehovet blir mye større enn det som er beregnet, er det på den annen side sannsynlig at de lokale systemene blir mer lønnsomme sammenliknet med NS-løsningen, men da kan det også bli nødvendig å øke de installerte kapasitetene. Det gjelder for eksempel hvis hyttene bygges som «lavenergihytter» heller enn «passivhytter», som diskutert i kapittel 6.2. Hvis antallet Seterhytter avviker mye fra 50 eller de får et drastisk endret energibehov, må det basert på betraktningene over utvises forsiktighet ved bruk av de økonomiske resultatene fra masteroppgaven. Sett at det bare er snakk om små variasjoner, er det derimot sannsynlig at rangeringen av løsningene etter nåverdi fortsatt er gyldig. Hensikten med beregningene av LCOEene, som vist i tabell 5.1, var også å sikre studiens relevans selv om det skulle vise seg at energibehovene endrer seg noe.

## Øvrige usikkerheter og begrensninger

Beregningene av de nødvendige installerte effektene til bioenergianleggene ble beregnet ut fra det maksimale effektbehovet til oppvarming per  $m^2$  fra den tyske passivhusstandarden, i og med at den norske passivhusstandarden kun stiller krav til maksimalt årlig *energi*behov til oppvarming. Siden det i denne oppgaven ble gjort en oppjustering av det maksimale energibehovet fra grunnverdien på  $15 \text{ kWh}/(m^2 \cdot \text{år})$ , fordi Seterhyttene er små og er plassert i relativt kaldt klima, kan det være at det maksimale effektbehovet også burde blitt justert opp før det ble benyttet i dimensjoneringen av bioenergianleggene. Det er derimot ikke naturlig å anta at effektbehovet ville blitt justert opp like mye som energibehovet, siden justeringen av energibehovet også innebærer at fyringssesongen er lenger. I tillegg tar dimensjoneringen utgangspunkt i at hyttenes energiforbruk har en samtidighet på 1, altså at alle maksimerer effektuttaket sitt samtidig, noe som er meget usannsynlig. Ut fra disse vurderingene er dimensjoneringen ikke urimelig.

Den månedlige oppløsningen benyttet i energiberegningene, som vedlegg A.6 diskuterer grundig, har konsekvenser for nåverdiene. Siden den reelle utvekslingen med nettet er høyere enn det energiberegningene viser, vil mer strøm både kjøpes og selges enn det nåverdiberegningene har antatt. Prisforskjellen på kjøp og salg av strøm gjør at nettokostnadene forbundet med nettstrøm i denne oppgaven derfor er lavere enn de ville vært om energiberegningene hadde høyere oppløsning. Når det er sagt er disse nettokostnadene (-inntektene) små (se figur 5.3), slik at feilen som introduseres av den grove oppløsningen, trolig ikke er avgjørende for de endelige konklusjonene. Videre inkluderer ikke nåverdiberegningene en eventuell forskjell i strømpris mellom sommer og vinter. Mellom 1999 og 2018 har strømprisen i snitt vært ca. 17 % høyere i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret (SSB, 2018b). Vedlegg A.5 viser at i CHP-scenariene er innmatingen på strømmettet størst i vinterhalvåret og forbruket av nettstrøm størst i sommerhalvåret, mens det er motsatt i NV-scenariene. Dermed kan inkludering av årstidsvariasjonen i strømpris i analysene gjøre at CHP-scenariene får lavere nåverdi, mens NV-scenariene får høyere. Likevel gjør de små relative bidragene fra kjøp og salg av strøm til de endelige nåverdiene at også denne endringen ville hatt lite å si for resultatene.

En annen svakhet ved nåverdiberegningene er at de ikke tar hensyn til degradering av energiproduksjonsanleggene, ettersom det antas samme energiproduksjon hvert år i analyseperioden. Ifølge Solenergiklyngen (2018) degraderes energiproduksjonen fra solceller med 0,5 % per år, mens Sidelnikova mfl. (2015) oppgir en lineær degraderingsrate på 2,5 % for termiske produksjonsanlegg. Dette burde vært inkludert i analysene, for eksempel gjennom økt brenselsforbruk for bioenergianleggene og økt investeringskostnad for solcellene. Dersom det besluttes å ta hensyn til dette i en senere analyse, bør det innhentes så nøyaktig informasjon som mulig, for eksempel fra leverandørene av aktuelle energiproduksjonssystemer.

Når det gjelder datakvaliteten til inputparametrene i nåverdiberegningene, ble det hovedsakelig benyttet kilder fra 2015 og senere for å sikre at investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnadene ble så korrekte som mulig. Likevel kan rask utvikling av teknologi og markedsforhold gjøre at kostnadsbildet endres om det går lang tid frem til det endelige valget om Seterhyttenes energiforsyning skal tas. Dette bør i så fall vurderes når den tid kommer. Videre er det en ulempe for datakvaliteten at det kun finnes én mikro-CHP i Norge. Dette gjorde at de fleste inndataene for CHP-anlegget kun tok utgangspunkt i én kilde, og det er derfor sannsynlig at disse dataene er de mest usikre. Særlig

gjelder dette for den lille CHPen, som bruker en teoretisk formel til å justere de allerede usikre dataene fra Evenstad-CHPen. Enova-støtten på 33 % av totalinvesteringen for CHPen er også hentet fra Evenstad-anlegget, men denne kan potensielt bli større for Seterhyttene, siden støtteandelen vurderes individuelt for hvert prosjekt.

For solenergisystemene skiller ikke nåverdiberegningene mellom hvorvidt anleggene er sentraliserte eller fordelt på hver hytte. Investeringskostnadene for solcellene er beregnet ut fra gjennomsnittlige kostnader for PV-anlegg plassert på boliger, som vanligvis er mindre enn det et sentralisert system for Seterhyttene potensielt ville blitt, men også muligens noe større enn eventuelle individuelle anlegg for hver hytte. For solfangerne er investeringskostnaden beregnet for et anlegg på ca. 2 m<sup>2</sup>, noe som ut fra beregningen til slutt i avsnitt 5.4 er litt større enn det nødvendige solfangerarealet per hytte. Disse momentene betyr at investeringskostnadene for solenergisystemene trolig ligger et sted mellom det kostnadene ville blitt for individuelle og sentraliserte systemer.

For utveksling av strøm med nettet kan det være at forskjellen i pris for kjøpt og solgt strøm er antatt å være større enn den blir i virkeligheten, siden enkelte nettselskaper betaler 1 NOK/kWh for å kjøpe overskuddsproduksjon fra sine plusskunder, som forklart i avsnitt 3.2.3. I det videre arbeidet, når de praktiske aspektene rundt mikronett og en eventuell plusskundeavtale undersøkes nærmere, bør det fastslås hva salgspriisen for overskuddsproduksjon blir. Utviklingen i strømpris på 3 % økning årlig må dessuten anses som meget usikker. For treflisen er det antatt konstant flispris. Ifølge Sidelnikova mfl. (2015) viser analyser at det mellom 1975 og 2003 var en kostnadsreduksjon på 12-15 % for transport og lagring av skogflis i Sverige, men at det er lite datagrunnlag for å vurdere en eventuell fremtidig kostnadsreduksjon i Norge. I denne oppgaven virker det derfor fornuftig å anta konstant flispris for å unngå en potensiell overestimert av kostnadsreduksjonen.

Lengden på nærvarmenettverket er den eneste inputparameteren til nåverdiberegningene som kun er basert på antakelser om Seterhytte-prosjektet og ikke en ekstern kilde. Den foreløpig ukjente konfigurasjonen av Seterhyttene gjør at tallet er relativt usikkert, selv om det er utledet fra den tentative konfigurasjonen i vedlegg B.

#### 6.3.4 Sensitivitetsanalyser

Ut fra betraktningene rundt datakvaliteten i nåverdiberegningene, er det tydelig at det er store usikkerheter knyttet til flere av inputparametrene. For å vurdere resultatenes følsomhet til variasjoner i noen av de mest usikre eller avgjørende parametrene, har det blitt utført sensitivitetsanalyser for CHP(L)-, CHP(L)+PV- og NV+PV-scenariene uten flistørkesystem, i tillegg til av NS-scenariet. Sensitivitetsanalysene er gitt i vedlegg G og innebærer variasjon i følgende parametre:

- Kalkulasjonsrente
- Investeringskostnad for bioenergianlegg (CHP-anlegg i CHP-scenariene og fliskjelanlegg i NV-scenariet)
- Mengde rør i nærvarmenett
- Salgspris og kjøpspris for strøm
- Årlig økning i strømpris

- Enova-støtte (kun relevant for CHP-scenarioene)
- Pris på biobrensel (flis)
- Investeringskostnad for solceller

Figur G.1 til G.4 viser endringene i de totale nåverdiene gitt en variasjon mellom -40 % og +40 % relativt til den originale verdien for de ovennevnte parametrene. Vedlegg G.2 viser endringene i forholdet mellom nåverdien til hvert av bioenergi-scenarioene og nåverdien til NS-scenarioet for de samme parametrene og variasjonene.

Sensitivitetsanalysene viser at alle scenarioene er mest sensitive til endringer i kalkulasjonsrenten. Høyere kalkulasjonsrente betyr at den totale nåverdien blir lavere fordi fremtidige utgifter får lavere nåverdi. Siden det er antatt at strømprisen øker fremover i tid, får denne prisøkningen mer å si ved en lavere kalkulasjonsrente. Som vedlegg G.2 viser, innebærer dette at jo lavere kalkulasjonsrenten er, jo mer lønnsomme blir bioenergi-scenarioene sammenliknet med NS-scenarioet. Med 10 % lavere rente, det vil si 3,6 %, blir CHP(L)+PV-løsningen mer lønnsom enn NS-løsningen, mens det samme skjer for CHP(L)-scenarioet ved 20 % lavere rente, altså 3,2 %. Ved høyere kalkulasjonsrente blir forskjellen mellom bioenergi-løsningene og NS-løsningen større, og allerede ved 10 % høyere rente, det vil si 4,4 %, er alle bioenergi-løsningene dyrere enn NS-løsningen. Dersom Næringshagen fastsetter et avkastningskrav høyere enn 4 % vil derfor ingen av bioenergi-løsningene i masteroppgaven få lavere total kostnad enn å forsyne hyttene med kun nettstrøm.

For bioenergi-scenarioene er det endringer i den totale investeringskostnaden til bioenergianleggene som har nest mest å si for den endelige nåverdien. Hvis denne kostnaden blir 20 % lavere i CHP(L)- og CHP(L)+PV-scenarioene, får begge marginalt lavere nåverdi enn NS-scenarioet. For NV+PV-scenarioet vil 20 % lavere investeringskostnad resultere i at det får en nåverdi som er 92 % av NS-scenarioet. For CHP-scenarioene vil en økning i Enova-støtten ha liknende effekt, men naturlig nok med mindre bratt stigning enn reduksjon av hele investeringskostnaden. Hvis Enova-støtten øker med 40 % til 46,2 %, blir nåverdien til CHP(L)+PV-scenarioet tilnærmet den samme som nåverdien til NS-scenarioet. For CHP(L)-scenarioet viser imidlertid vedlegg G.2 at en økning på 40 % ikke er nok til å gjøre scenarioet like lønnsomt som NS-scenarioet.

Kortere eller billigere rørnettverk har også relativt mye å si for den totale nåverdien til bioenergi-scenarioene, noe som er viktig å ta i betraktning om det viser seg at det er behov for å justere mengden rør. Som forklart i avsnitt 6.3.3, er det å regne som sannsynlig, fordi mengden vil avhenge av konfigurasjonen til Seterhyttene og varmesentralen. For NV+PV-scenarioet har en reduksjon i investeringskostnaden til solcelleanleggene nesten akkurat samme effekt som en reduksjon i rørkostnaden, mens for CHP(L)+PV-scenarioet har denne endringen mindre å si, som følge av at kostnaden utgjør en mindre andel av totalen.

En endring i fliskostnaden vil også innvirke betydelig på resultatene i bioenergi-scenarioene, men minst i NV+PV-scenarioet, fordi dette scenarioet forbruker mindre flis. Sett at flisprisen øker med 20 %, som avsnitt 6.3.1 forklarer at kan representere innkjøp av tørrere flis, ligger nåverdiene til bioenergi-scenarioene på mellom 101 % (for NV+PV-scenarioet) og 109 % (for CHP(L)-scenarioet) av nåverdien til NS-scenarioet. Tatt i betraktning de andre usikkerhetene i analysen bør ikke disse forskjellene brukes som grunn til å utelukke scenarioene med 20 % høyere flispris. I alle tilfeller gir 20 % økning i flisprisen mindre nåverdiøkning enn å legge til et flistørkesystem.



Endringer i inndataene for strømprisene, altså kjøpspris, salgspris og årlig prosentmessig økning i begge, har minst effekt på nåverdiene til bioenergi-scenarioene. En endring i kjøpsprisens startverdi eller den årlige økningen har derimot stor effekt på nåverdien til NS-scenarioet. Som figur G.4 viser, blir den endelige nåverdien relativt lik hvis de to parametrene endres med samme prosentverdi. En økning på 10 % i en av disse parametrene gjør at alle de tre bioenergi-scenarioene blir mer lønnsomme enn NS-scenarioet. Dette indikerer at resultatene er svært sensitive til innledende og fremtidige strømpriser. Dette stemmer godt med funnene til Andresen, Buvik mfl. (2010).

### 6.3.5 Oppsummering, delkonklusjoner og anbefalinger knyttet til økonomiske aspekter

Resultatene fra de økonomiske beregningene og den påfølgende diskusjonen har vist at gitt forutsetningene om Seterhyttens energibehov og antall, vil en like stor CHP som den som er installert på Campus Evenstad, med en installert effekt på 100 kW<sub>varme</sub> og 40 kW<sub>el</sub>, bli for stor til å være økonomisk forsvarlig for Seterhyttene. Hvis det blir mulig med en CHP med halvparten så stor installert effekt, kan imidlertid en CHP-løsning nærme seg samme total kostnad over levetiden som en 100 % nettstrømsbasert energiforsyning. En energiforsyningsløsning med fliskjel tilkoblet et nærvarmenett i kombinasjon med solceller kan også konkurrere med nettstrømmen. Hvis det viser seg at Seterhyttefeltets samlede energibehov avviker mye fra beregningene i denne oppgaven, må resultatenes validitet revurderes.

Installasjon av solfangere øker i alle tilfeller total kostnaden sammenliknet med ikke å ha solfangere, og det virker derfor lite hensiktsmessig å installere solfangere fra et økonomisk perspektiv. Resultatene viser at total kostnadene reduseres hvis det ikke er nødvendig med et lokalt flistørkesystem, gitt at dette har samme kostnad som det som er installert på Campus Evenstad. Det er sannsynlig at et slikt system ikke vil være nødvendig i NV+PV-scenarioet, fordi fliskjeler tåler våtere flis enn CHPer. I CHP-scenarioene må det sannsynligvis installeres et flistørkesystem ved innkjøp av våt flis (fuktinnhold opp mot 35 %), men om det er mulig å kjøpe flis med et fuktinnhold <18 %, vil CHP-scenarioene heller ikke trenge et flistørkesystem. På tross av det er noe dyrere, vil innkjøp av tørrere flis kunne gi lavere total kostnader enn å legge til flistørkesystem.

På grunn av store usikkerheter knyttet til antakelser og inputparametre, må resultatene også anses som usikre. Dette er særlig tilfellet for scenarioene med den lille CHPen. I tillegg er resultatene meget sensitive til strømpris og kalkulasjonsrente, og de lokale systemene blir mer lønnsomme sammenliknet med å forsyne hyttene med nettstrøm hvis kalkulasjonsrenten synker eller strømprisen øker. Siden CHP(L)-, CHP(L)+PV-, NV+PV- og NS-scenarioene har relativt like totale nåverdier, gjør usikkerhetene i analysen at det ikke er mulig å trekke sikre konklusjoner om hvilket av dem som vil være mest lønnsomt. Det er derimot mulig å konkludere med at verken CHP-, CHP+PV- eller NV+PV-scenarioene er helt urealistiske, noe som også må betraktes som et verdifullt funn. Fordi NV+PV-løsningen har minst usikkerheter knyttet til seg, fremstår dette likevel som den minst risikable lokale energiforsyningsløsningen fra et økonomisk perspektiv.

Når det foreligger mer informasjon om Seterhytte-feltets utforming, bør det innhentes konkrete tilbud fra potensielle leverandører av både bioenergi- og solcellesystemer for å redusere usikkerheten i kostnadsvurderingene. Det vil særlig være avgjørende å finne ut om en småskala CHP med passende installert effekt er tilgjengelig. Det kan også være aktuelt å undersøke ulike teknologier for

CHPen og solcellene, da disse markedene er i rask vekst og det er flere relativt nye teknologier som kan bli mer aktuelle etter hvert, deriblant såkalte bygningsintegreerte solceller og tynnfilmsolceller (Solenergiklyngen, 2018; Peng, Lu og Yang, 2013).

I det videre arbeidet er det dessuten nødvendig å søke om støtte fra Enova og eventuelt Innovasjon Norge. I tillegg bør det undersøkes om det er mulig å kjøpe tørr flis i området rundt Oppdal og Rennebu slik at det kan fastslås med sikkerhet om det er nødvendig med flistørkesystem. Hvis det viser seg at en løsning med mikronett og en plusskundeavtale med det lokale nettselskapet er praktisk gjennomførbart, bør dessuten de økonomiske aspektene rundt dette inkluderes i lønnsomhetsanalysen. I en mer helhetlig økonomisk analyse er det naturlig nok også relevant å ta hensyn til energisystemene inni hyttene.

## **6.4 Praktiske og samfunnsmessige betraktninger**

### **6.4.1 Betydning av resultatene**

Kapittel 5.4 inneholder praktiske og samfunnsmessige betraktninger rundt bioenergi-scenariene. Formålet med betraktningene var at de skulle svare på forskningsspørsmål b), som lyder som følger: «Hva er de praktiske og samfunnsmessige fordelene og utfordringene knyttet til ulike bioenergi-baserte energiforsyningsløsninger?».

Resultatene trekker inn flere ulike aspekter ved forsyningsløsningene i vurderingen. Innledningsvis påpekes det at lokale bioenergisystemer kan bidra til å øke omsetningen og sysselsettingen i skogbruket i området. Det blir imidlertid ikke gjort noen undersøkelser av hvor store disse økningene er. Det er mulig økningene er marginale og at de derfor ikke har noen praktisk betydning, men det kan også hende de er betydelige. På den annen side er det sannsynligvis liten forskjell mellom de fem lokale forsyningsystemene på dette punktet, så økningene i sysselsetting og omsetning vil trolig ikke egne seg som grunnlag for å skille mellom bioenergi-løsningene. Det kan imidlertid brukes som argument for at bioenergi-løsningene er bedre enn en løsning basert kun på nettstrøm.

Videre forklares det at en lokal energiforsyningsløsning kan øke hyttenes attraktivitet, noe som igjen kan øke omsetningen i andre sektorer som følge av flere turister. Dette er relasjoner som vanskeligere lar seg kvantifisere, fordi det er problematisk å skulle skille mellom hva som skyldes hyttene som helhet og hva som kun skyldes energiforsyningsystemene. Det er derfor sannsynlig at et forsøk på å kvantifisere disse effektene innebærer mer arbeid enn hva funnene er verdt.

Fra resultatene knyttet til drift og vedlikehold kommer det frem at dette er et område hvor det er større forskjell mellom de ulike bioenergi-løsningene fordi det er lite tilgjengelig kompetanse på mikro-CHP-teknologien. Avsnitt 3.3.3 gjør imidlertid rede for at markedet for småskala CHPer er i vekst. Det norske erfarings- og kompetansegrunnlaget om småskala CHPer vil sannsynligvis øke i takt med markedet, og de drifts- og vedlikeholdsrelaterte utfordringene i CHP-scenariene vil derfor trolig være mindre noen år frem i tid. Per i dag er likevel drift mer praktisk utfordrende i CHP-scenariene enn i NV-scenariene. Selv om det er behov for noe vedlikehold av solenergisystemene, er dette så lite sammenliknet med behovene til bioenergisystemene at det sannsynligvis ikke vil være bestemmende for valg av løsning.

I forbindelse med energidistribusjonen kom det også frem noen forhold som kan være avgjørende for gjennomførbarheten til energiforsyningssystemene. For at mikronett skal kunne gjøres praktisk og økonomisk, er det trolig nødvendig med en ordning hvor hyttefeltet unntas fra kravet om omsetningskonsesjon. Resultatene gir ikke noe entydig svar på om dette blir mulig. Siden det påpekes at det ikke er usannsynlig at rammeverket for distribuert kraftproduksjon endrer seg fremover, og fordi det nylig ble åpnet for at borettslag kan inngå i plusskundeordningen, kan det være at problemet knyttet til konsesjonsplikten løses gjennom endringer i lovverket. Dette er det imidlertid nødvendig å finne ut av før det kan besluttes å etablere sentralisert strømproduksjon med enten CHP eller solceller.

De andre aspektene som er tatt opp i resultatene, indikerer at verken belastning på strømmettet, støyproduksjon eller arealbehov vil være avgjørende for å skille mellom de fem bioenergi-løsningene. Alle medfører mye lavere belastning på nettet sammenliknet med en utelukkende nettstrømsbasert løsning, og selv om støyen og arealbehovet blir noe større ved produksjon av bioenergi, har ingen av delene betydelig innvirkning på den endelige praktiske gjennomførbarheten.

#### **6.4.2 Oppsummering, delkonklusjoner og anbefalinger knyttet til praktiske og samfunnsmessige aspekter**

Resultatene viste at alle de vurderte bioenergibaserte energiforsyningsløsningene medfører samfunnsmessige og praktiske fordeler, som økt lokal sysselsetting og verdiskapning, økt verdi på hyttene og lav belastning på strømmettet. Selv om alle løsningene medfører noe mer støy og beslaglegger et større areal enn hva en nettstrømsbasert løsning ville gjort, anses ikke disse aspektene som utslagsgivende for valget av forsyningssystem.

De viktigste praktiske utfordringene er knyttet til drift og vedlikehold av bioenergianleggene, samt distribusjon av strøm. For begge disse aspektene er utfordringene større for CHP-scenariene enn NV-scenariene. Det skyldes hovedsakelig et umodent marked for småskala CHPer og et manglende rammeverk for utbygging av mikronett. Før det eventuelt besluttes å bygge en CHP-løsning i Seterhytte-feltet, er det derfor nødvendig å få klarhet i om disse utfordringene lar seg løse. I det videre arbeidet bør det derfor gjøres nærmere undersøkelser av om mikronett er realistisk og om drift og vedlikehold av en mikro-CHP utgjør et overkommelig praktisk problem. Det bør dessuten gjøres en vurdering av hvilket tidsperspektiv som er nødvendig for at CHP-scenariene skal kunne gjennomføres.

Hvis det viser seg at utfordringene beskrevet over lar seg løse, vil en løsning med CHP være å anse som meget innovativ. Installasjon av en mikro-CHP representerer derfor en mulighet for Nærings-hagen til å gå foran som et pilotprosjekt innen lokalprodusert biokraft. En løsning med fliskjel og nærvarmenett er på den annen side noe mindre innovativ, men involverer også mindre risiko. Et energisystem som kombinerer flisbasert nærvarme og solenergi i et hyttefelt, vil utvilsomt også fremstå som nyskapende. Når beslutningen om det endelige energiforsyningssystemet er tatt, må arkitektene og ingeniørene som skal designe hyttene, utforme dem slik at de kan varmes opp med vannbåren varme, og fasadene må tilpasses installasjon av de aktuelle solenergisystemene. Som nevnt i økonomidelen, kan det her være aktuelt å vurdere andre solcelleteknologier enn de tradisjonelle silisium-solcellene, slik som bygningsintegreerte solceller (Solenergiklyngen, 2018).

## 6.5 Livsløpstolkning

### 6.5.1 Betydning av resultatene og vesentlige faktorer

Kapittel 5.5 gjorde rede for resultatene fra livsløpsvurderingen, som hadde som mål å svare på forskningsspørsmål c): «Hva er miljøpåvirkningene forbundet med ulike bioenergibaserte energiforsyningsløsninger sett fra et livsløpsperspektiv?». Miljøpåvirkningene til hvert energiforsynings-scenario i åtte såkalte midtpunkt-effektkategorier ble systematisk gjennomgått. Oppsummeringsvis viste resultatene at NV+PV+SF-scenariot har størst påvirkninger i fire av åtte effektkategorier, mens NS-, CHP-, CHP+PV- og NV+PV-scenariene har høyest resultat i én kategori hver. CHP-scenariot og NS-scenariot har lavest påvirkninger i henholdsvis fem og tre kategorier hver. Tilsvarende som for de økonomiske resultatene er det en sammenheng mellom miljøpåvirkningene forbundet med hver av energiforsynings-teknologiene og hvor mye energi de bidrar med, men korrelasjonen er ikke like sterk for miljøpåvirkningene. Fra figur 5.4 er det særlig solcellene som har høye påvirkninger relativt til energimengden de leverer.

Resultatene viste også at det er solcellene og drift av bioenergi-anleggene som jevnt over står for de største bidragene til totalverdiene. Det er dessuten tydelig at de større PV-anleggene i NV-scenariene er en avgjørende grunn til at disse har høyere påvirkninger enn CHP-scenariene i mange effektkategorier. I CHP-scenariot står drift av CHPen for det største bidraget i alle effektkategoriene utenom *forbruk av metall-/mineralressurser* (MRD), der infrastrukturen til CHPen er viktigst. I CHP+PV-scenariot er CHP-driften viktigst i alle kategorier utenom MRD og *økotoksisitet i ferskvann* (FET), og i begge disse kategoriene er det solcellene som bidrar mest. I CHP+PV+SF-scenariot er CHP-driften viktigst utenom for MRD, FET og *menneskelig toksisitet* (HT). Her står solfangerne for det største MRD-bidraget, mens solcellene er viktigst i FET og HT. I NV+PV-scenariot er solcellene mest avgjørende i fem av åtte kategorier, mens drift av fliskjelen er viktigst i de resterende tre, som er *partikkeldannelse* (PMF), *forsuring på landjord* (TA) og *forbruk av jordbruksarealer* (ALO). I NV+PV+SF-scenariot er mønsteret likt, bare at solcellene utgjør den største andelen også i TA.

### Sentrale delprosesser og data i livsløpsregnskapene

I kapittel 5.5 ble det trukket frem hvilke delprosesser som var mest avgjørende for de endelige resultatene for hvert scenario i hver effektkategori. Ved å undersøke de såkalte nettverksstrukturene til resultatene i SimaPro, blir det mulig å identifisere hvilke oppstrøms aktiviteter som er viktigst innenfor disse delprosessene. I kategorien *klimaendringer* (CC) er det for eksempel særlig produksjon av treflis som bidrar mye til klimapåvirkningene fra drift av CHPen og fliskjelen. I tillegg bidrar de direkte utslippene fra forbrenningen en del, på tross av at de biogene CO<sub>2</sub>-utslippene i denne analysen ikke bidrar til klimaendringer. Hvilke direkte utslipp som er viktigst, kommer diskusjonen tilbake til i sensitivitetsanalysen i avsnitt 6.5.3. For PV-anleggene er det hovedsakelig produksjonen av *wafere*, altså tynne skiver av silisium som inngår i solcellene, som er avgjørende for klimapåvirkningene. For NS-scenariot, som hadde de høyeste klimapåvirkningene, kommer de største bidragene fra finsk fossilbasert kraftproduksjon.

I begge effektkategoriene *ferskvannseutrofiering* (FE) og *menneskelig toksisitet* (HT) er det en helt annen oppstrøms prosess som utgjør den desidert største delen av påvirkningene fra drift av bio-

energianleggene, nemlig håndteringen av asken. Eutrofieringen og toksisiteten skyldes sannsynligvis avrenning av stoffer i asken i de to avfallshånteringsprosessene forklart i avsnitt 4.5.2. For EF er det *landfarming* av asken som bidrar mest, mens for HT er kommunal avfallsforbrenning viktigst. For solcellene er det betydelige bidrag fra både wafer-produksjonen, vekselretterne og andre elektriske installasjoner, mens for solfangerne er det hovedsakelig produksjon av kobber-absorbatoren som er avgjørende for eutrofieringen og den menneskelige toksisiteten.

For *partikkeldannelse* (PMF) er det ikke overraskende direkte utslipp fra forbrenningen som er mest utslagsgivende for drift av bioenergianleggene. I denne effektkategorien er det interessant å bemerke at selv om CHPen i CHP-scenarioene har høyere brenselsforbruk enn fliskjelen i de tilsvarende NV-scenarioene, er partikkelutslippene fra drift av fliskjelen høyere, som følge av høyere spesifikke partikkelutslipp per leverte energienhet. Dette er i tråd med målinger, som viser at gassifiseringsprosesser generelt fører til lavere partikkelutslipp enn direkte forbrenning (Beauchemin og Tampier, 2008). For solcellene er igjen wafer-produksjonen viktigst.

I effektkategorien *økotoksitet i ferskvann* (FET) skilte bidragene fra solcellene seg ut som store. Resultatene nettverksstrukturer viser at det er de elektriske installasjonene som er den klart mest vesentlige oppstrøms prosessen for solcellenes FET-bidrag, og de fleste påvirkningene fra denne produksjonen kommer fra håndtering av kobberavfall fra ledningsproduksjon. Den generelleecoinvent-prosessen som representerer håndteringen av kobberavfallet i LCIn, innebærer at bare 31 % av kobberet blir resirkulert (fordi det er antatt at det inngår som deler av andre produkter), mens resten går til kommunal avfallsforbrenning. For CHP-scenarioene er det produksjonen av trefflis som er det viktigste bidraget til FET-resultatet. I NV-scenarioene er det interessant at det er infrastrukturen som bidrar mest til FET fra bioenergiproduksjonen. Dette bidraget skyldes hovedsakelig håndtering av skrapjern, som på samme måte som for kobberavfallet går til kommunal forbrenning der ca. 47 % sorteres ut for resirkulering. For *forsuring på landjord* (TA) er det direkte utslipp fra forbrenning som har mest å si for de totale resultatene til drift av bioenergisystemene, mens for solcellene er det wafer-produksjonen som står for hovedandelen av TA-bidraget.

I effektkategorien *forbruk av jordbruksarealer* (ALO) var det minst variasjon i sammensetningen av de totale miljøpåvirkningene, siden tilnærmet 100 % av resultatene skyldtes drift av bioenergisystemene. Denne effektkategorien er den eneste hvor rekkefølgen blir den samme hvis scenarioene rangeres etter total påvirkning og etter totalt brenselsforbruk. Den viktigste oppstrøms prosessen er her trefflisproduksjonen, som nødvendigvis tar opp areal for dyrkning av biomassen. I den siste effektkategorien, *forbruk av metall-/mineralressurser* (MRD), er det solenergisystemene som forbruker mest ressurser, som forventet fra teorien i avsnitt 3.4. Det er produksjonen av de ulike komponentene i solenergianleggene som bidrar til forbruket, og for solcellene er det vekselretteren som bidrar aller mest, mens det for solfangerne er kobberabsorbatoren.

## **Viktige forbedringer**

Undersøkelsene over viser at det er enkelte oppstrøms prosesser som går igjen som sentrale i flere effektkategorier. For å redusere miljøpåvirkningene fra energiforsyningssløsningene er det naturlig å fokusere på disse prosessene. For eksempel er wafer-produksjonen til solcellene viktig i flere kategorier. Hvis denne produksjonen gjøres mindre utslippsintensiv, vil det gi lavere klimapåvirkninger, eutrofiering, menneskelig toksisitet, forsuring og partikkeldannelse. Dessuten kan et mer nøyaktig livsløpsregnskap (LCI) her bidra til reduserte miljøpåvirkninger. Solcelle-produksjonen

i LCien i denne oppgaven består av generelle prosesser. I Norge produserer Elkem silisium med stort fokus på bærekraft, mens NorSun lager silisium-wafere (Elkem, 2019; NorSun, 2019). Ved å sette opp en LCI med utgangspunkt i norske produksjonskjeder, kan solcellenes miljøpåvirkninger reduseres. Dette er et viktig forbedringspotensial i LCAen, særlig siden solcellene generelt bidrar med høye relative miljøpåvirkninger.

Videre er renere treffisproduksjon et fornuftig fokusområde for å sørge for lavere miljøpåvirkninger, blant annet i effektkategoriene *klimaendringer* og *økotoksisitet i ferskvann*. Denne prosessen er i LCien bygget opp av prosesser for bærekraftig svensk skogbruk, noe som antyder at de har lavere miljøpåvirkninger enn skogbruk med mindre fokus på bærekraft. Likevel er det trolig noen miljømessige forbedringspotensialer i skogbruksprosessene. I tillegg, selv om Sverige har liknende klimatiske forhold og derfor skogforhold som Norge, ville det i en mer detaljert LCA vært hensiktsmessig å hente inn enda mer stedsspesifikke prosessdata for produksjon av skogflis.

Håndtering av avfall, mer spesifikt aske og skrapmetall, medvirker også merkbart til de endelige resultatene i flere kategorier. Disse prosessene er basert på gjennomsnittlige data i ecoinvent, og det ville vært fordelaktig med avfallsprosesser som representerer norske praksiser. For håndtering av aske burde det hentes inn informasjon om hvordan dette ville blitt gjort i Oppdal og Rennebu kommune. For skrapmetallet vil dessuten økt gjenvinningsgrad bidra til reduserte miljøpåvirkninger.

Diskusjonen over konstaterer dessuten at direkte utslipp fra forbrenning er sentralt for flere miljøpåvirkninger, slik som *partikkeldannelse*, *klimaendringer* og *forsuring på landjord*. Det er ikke mulig å lese fra nettverksstrukturene hvilke spesifikke stoffer som er bestemmende for resultatene, men dette blir behandlet i sensitivitetsanalysene i avsnitt 6.5.3.

### **Avgjørende effektkategorier**

Som nevnt i resultatkapittelet, forteller ikke de unormaliserte midtpunkt-resultatene noe om hvilke effektkategorier som er viktigst. Basert på resultatene er det derfor vanskelig å trekke absolutte konklusjoner om hvilke energiforsyningsløsninger som er mest og minst miljøvennlige. Det er likevel mulig å dra noen nyttige slutninger. CHP+PV-scenariet har høyere påvirkninger enn CHP-scenariet i syv av åtte effektkategorier, og i den åttende, *forbruk av jordbruksarealer* (ALO), er forskjellen marginal. Derfor fremstår CHP-scenariet som mest miljøvennlig av de to.

CHP+PV+SF-scenariet har høyere påvirkninger enn CHP-scenariet i seks av åtte kategorier. For *partikkeldannelse* (PMF) er CHP-scenariet sitt resultat marginalt høyere, mens den er noe større for ALO. CH+PV+SF-scenariet har høyere påvirkninger enn CHP+PV-scenariet i fem av åtte kategorier, det vil si alle utenom *forsuring på landjord* (TA), PMF og ALO. For TA og PMF er imidlertid forskjellene mellom de tre CHP-scenariene så små at effektkategoriene i liten grad kan brukes til å skille mellom scenarioene, særlig når usikkerhetene i analysen tas i betraktning. Usikkerhetene vil diskusjonen gå nærmere inn på i avsnitt 6.5.3. Dermed er det i realiteten bare for ALO at CHP+PV+SF-løsningen er klart bedre enn CHP-løsningen og CHP+PV-løsningen. Dette gjør at CHP+PV+SF-løsningen fremstår som noe mindre miljøvennlig enn både CHP-løsningen og CHP+PV-løsningen. Dersom arealforbruket til flisproduksjonen viser seg å være av stor betydning i Oppdals-området, kan på den annen side CHP+PV+SF-løsningen være å foretrekke fremfor de andre CHP-løsningene.

NV+PV+SF-scenarioet har høyere miljøpåvirkninger enn NV+PV-scenarioet i alle kategorier utenom PMF, TA og ALO. Forskjellen mellom NV-scenarioene er ikke veldig stor for PMF og ALO, og derfor fremstår NV+PV+SF-løsningen som noe mindre miljøvennlig enn NV+PV-løsningen. Igjen kan det imidlertid bli motsatt dersom ALO eller PMF viser seg å være svært viktig. Resultatene i begge disse kategoriene er i stor grad knyttet til lokale miljøpåvirkninger, siden arealforbruket skyldes dyrking av (lokal) biomasse, som forklart over, mens partikkelutslippene i hovedsak kommer fra forbrenningen til bioenergisystemene. Hvis det er viktig for Næringsshagen å minimere lokale miljøpåvirkninger, kan det derfor være at NV+PV+SF-løsningen er bedre enn NV+PV-løsningen. NV-scenarioene har høyere miljøpåvirkninger enn alle CHP-scenarioene i fem av åtte effektkategorier, mens alle CHP-scenarioene har høyere påvirkninger enn begge NV-scenarioene i to effektkategorier, ALO og TA. I den siste kategorien, MRD, er utslaget til solfangerne så stort at de to scenarioene med solfangere ligger øverst, mens de andre CHP-scenarioene er best.

Kapittel 3.3 forklarer at det er tilvekst av biomasse i norske skoger, og at det derfor er et stort potensial for økt uttak av trevirke. Dette antyder at lave resultater for ALO *ikke* vil være avgjørende for valget av energiforsyningsløsning til Seterhyttene. Dersom dette er tilfellet, trekker det mot at CHP-scenarioet og CHP+PV-scenarioet har lavere samlede miljøpåvirkninger enn CHP+PV+SF-scenarioet og at CHP-scenarioet har de aller laveste påvirkningene av de tre CHP-scenarioene. I tillegg vil lav vektning av ALO gjøre at det hovedsakelig kun er for TA at NV-scenarioene er bedre enn CHP-scenarioene fra et miljøperspektiv, mens PMF er den viktigste kategorien der NV+PV+SF-scenarioet er bedre enn NV+PV-scenarioet.

NS-scenarioet er inkludert i LCAen for å fungere som et referansescenario. Som det fremgår av resultatene, har NS-scenarioet stort sett lavere miljøpåvirkninger enn bioenergi-scenarioene, men for klimaendringene er resultatene vesentlig større. Siden reduksjon av klimaendringer er en viktig begrunnelse for å etablere lokale energiforsyningssystemer, som forklart i kapittel 1.1.1, er resultatet i denne effektkategorien betydningsfullt, fordi det viser at de lokale systemene har lave klimapåvirkninger. Dessuten tar ikke LCAen hensyn til belastning på strømmettet, som jo er mye større i NS-scenarioet og som også ble trukket frem som en sentral fordel med lokale systemer i områder med mange hytter. Selv om bioenergi-scenarioene har større miljøpåvirkninger enn NS-scenarioet i flere effektkategorier, er forskjellene ikke så store at bioenergi-løsningene bør avskrives som lite miljøvennlige. Dessuten er forskjellen størst for ALO, som det ble forklart over trolig ikke er av avgjørende betydning i norsk sammenheng.

Som nevnt i teorien om livsløpseffektvurderingen (LCIAen) i kapittel 3.6.3, er det mulig å sammenlikne og summere miljøpåvirkninger på tvers av effektkategorier ved å gjennomføre de valgfrie stegene i LCIAen (normalisering, gruppering og vektning). Disse stegene er mer omdiskuterte, men det kan uansett være hensiktsmessig å trekke inn endepunkt-resultatene (vedlegg F.2) og enkeltpongsommene (vedlegg F.3) i diskusjonen av de unormaliserte resultatene. Endepunkt-resultatene indikerer at for *skade på menneskelig helse* (HH) er CHP-scenarioene bedre enn NV-scenarioene fordi CHP-scenarioene har lavere påvirkninger i både *partikkeldannelse*, *menneskelig toksisitet* og *klimaendringer*, som er de tre viktigste bidragsyterne til denne endepunkt-kategorien.

I endepunkt-kategorien *økosystemskade* (ED) gjør NV-scenarioene det betraktelig bedre enn CHP-scenarioene, noe som skyldes at *forbruk av jordbruksarealer* (ALO) står for desidert mest av totalpåvirkningen i denne kategorien. Det gjør også at NS-scenarioet har betydelig lavere totalverdi for ED enn bioenergi-scenarioene. Vedlegg F.3 viser at det er ED-resultatene som har kart mest å

si for enkeltpoengsummene når alle de valgfrie LCIA-stegene er gjennomført.

Gitt at de tidligere betraktningene rundt den relative viktigheten av ALO for Seterhyttens energiforsyning er korrekte, stemmer ikke ReCiPe sin høye vektning av disse påvirkningene så godt i denne oppgaven. Hvis det antas at påvirkningene for ALO (og dermed for ED) er av mindre betydning enn det endepunkt- og enkeltpoengsumresultatene gir uttrykk for, blir de endelige resultatene jevnere. Det indikerer at de foregående vurderingene av hvordan de fem bioenergi-scenarioene presterer sammenliknet med hverandre er rimelige. Figur F.3 viser dessuten at bidraget fra *forsuring av landjord* (TA) til ED er neglisjerbart. Det kan brukes som argument for at CHP-scenarioene generelt har bedre miljøytelse enn NV-scenarioene, siden det hovedsakelig var for TA (i tillegg til ALO) at NV-scenarioene gjorde det bedre enn CHP-scenarioene, som forklart over.

## 6.5.2 Sammenlikninger med andre studier

Det er interessant å sammenlikne funnene fra livsløpsvurderingen med resultater i andre studier, på samme måte som for de økonomiske beregningene. Dette kan gi en indikasjon på om resultatene samsvarer med det som er forventet ut fra tidligere forskning. Resultater oppgitt som tallverdier i ulike studier er imidlertid ikke alltid helt sammenliknbare på grunn av avvikende antakelser om blant annet systemgrense, funksjonell enhet og teknologiske aspekter. I tillegg er det mange som benytter andre metoder enn ReCiPe. Noen anvender for eksempel LCA-metodene «CML 2001» (Havukainen mfl., 2018; Guest mfl., 2011; Stamford og Azapagic, 2018; Greening og Azapagic, 2014) og «Ecoindicator 99» (Laleman, Albrecht og Dewulf, 2011), mens Kimming mfl. (2011) gjør konsekvensbasert LCA. Det er dessuten vanlig å gjøre klimagassberegninger kun med utgangspunkt i en total karbonintensitet (CI) for hver teknologi, særlig i forbindelse med ZEBs (Wiik, Sørensen og Selvig, 2017; Jenssen, König og Eltrop, 2014). På tross av disse forskjellene er det mulig å gjøre enkelte sammenlikninger mellom studiene.

Guest mfl. (2011) bruker eksergi-basert allokering til å fordele påvirkninger mellom strøm- og varmeproduksjon fra CHPer og finner at en mikro-CHP har klimapåvirkninger på 2,4 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ<sub>varme</sub> og 11 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ<sub>el</sub>. For CHP-scenarioet i masteroppgaven er den totale CI en 9,3 g/MJ, noe som passer relativt godt med studien til Guest mfl. (2011), siden dette tallet gjelder for både strøm og varme. Tallene for eutrofiering, forsuring og toksisitet er også i samme størrelsesorden som i masteroppgaven. For eutrofiering og forsuring finner Guest mfl. (2011) at utslipp under drift av CHPen dominerer de endelige resultatene, noe som stemmer godt med masteroppgaven for forsuring, men ikke like godt for eutrofiering, der det var avrenning fra aske som var viktigst. For toksisitet i ferskvann finner Guest mfl. (2011) at askehåndteringen er viktigst, noe som heller ikke er likt som for CHPene i masteroppgaven, der produksjon av treffis var viktigst. Dette er interessante observasjoner, siden LCI-dataene i masteroppgaven er basert på Guest mfl. (2011) sine LCIs, og det antyder at valg av metode er avgjørende for de endelige konklusjonene.

I studien til Havukainen mfl. (2018) står infrastrukturen til en småskala CHP for 6-13 % av klimapåvirkningene når de biogene utslippene settes til null, mens å produsere og levere brensel står for 82-92 %. Dette stemmer godt med funnene i masteroppgaven. For eutrofiering kommer imidlertid 77-95 % av påvirkningene fra forbrenning, mens i masteroppgaven er avrenning fra aske viktigst for eutrofieringen. Det at både Havukainen mfl. (2018) og Guest mfl. (2011) finner at direkte ut-



slipp fra forbrenningen er viktigst for eutrofieringen, kan brukes som nok en begrunnelse for at det bør lages en LCI som bedre reflekterer norske forhold for håndtering av forbrenningsaske.

Solli mfl. (2009) gjør rede for at klimagassutslippene og forsureningen fra forbrenning av ved i moderne norske vedovner er på henholdsvis 21,4 g CO<sub>2</sub>-ekv. og 0,102 g SO<sub>2</sub>-ekv. per MJ<sub>varme</sub> levert til husholdningen. I NV+PV-scenariet i denne oppgaven er de tilsvarende samlede miljøpåvirkningene fra drift og vedlikehold av fliskjelanlegget og nærvarmesystemet på 7,0 g CO<sub>2</sub>-ekv. og 0,100 g SO<sub>2</sub>-ekv. per MJ<sub>varme</sub>. Dette antyder at det er fordeler knyttet til sentraliserte fremfor individuelle bioenergisystemer, og det kan brukes som argument for at valget om å utelate individuelle bioenergi-løsninger fra analysene var fornuftig.

Jensen, König og Eltrop (2014) finner at for en småskala flisfyrt CHP ligger klimagassutslippene på ca. 6 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ<sub>varme</sub> og 12 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ<sub>e1</sub> når eksergi-allokering benyttes. For et 2,5 MW flisfyrt fjernvarmeanlegg ligger utslippene på 7,5 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ<sub>varme</sub>, altså er også disse verdiene i samme størrelsesorden som i masteroppgaven. For mikro-CHPen på Campus Evenstad, som var utgangspunktet for de økonomiske beregningene og også ble benyttet i utformingen av livsløpsregnskapet til CHPen i LCAen, fastsetter Wiik, Sørensen og Selvig (2017) en CI på ca. 5,5 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ levert energi (både varme og elektrisitet), beregnet ut fra ZEB-senteret sin utslippsfaktor på 4 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ justert med en virkningsgrad på 72 % for CHPen. Denne faktoren tar imidlertid ikke høyde for alle komponentene som LCIene i masteroppgaven inkluderer.

For solenergisystemene finner Laleman, Albrecht og Dewulf (2011) at solcellestrøm produsert i områder med lav innstråling har klimapåvirkninger på omkring 22 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ, noe som samsvarer godt med resultatene i denne oppgaven på 24 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ. Stamford og Azapagic (2018) redegjør for miljøpåvirkningene til moderne solcelleanlegg, blant annet for multikrystallinske paneler i Storbritannia. De finner at for økotoksisitet i ferskvann og menneskelig toksisitet ligger påvirkningene rundt henholdsvis 10 g og 30 g 1,4-DB-ekv./MJ, sammenliknet med rundt 4 g og 38 g 1,4-DB-ekv./MJ for de tilsvarende påvirkningene i masteroppgaven. Tallene avviker altså noe, men forskjellene er ikke større enn at de kan skyldes ulike valg i metode og forutsetninger. For plane solfangere i Storbritannia finner Greening og Azapagic (2014) at klimapåvirkningene fra varmeproduksjonen ligger på rundt 9 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ, sammenliknet med ca. 8 g CO<sub>2</sub>-ekv./MJ i masteroppgaven. Verdiene for toksisitet i ferskvann og for mennesker er også liknende. Resultatene for solenergisystemene virker på bakgrunn av dette akseptable.

### 6.5.3 Begrensninger, usikkerheter og evaluering

En viss usikkerhet i resultatene som følge av antakelser er uunngåelig i alle LCAer, i tillegg til at valget av systemgrense, funksjonell enhet (FU) og referansestrømmer legger begrensninger på studien. I denne LCAen ble FUen satt til å gjelde én Seterhytte, selv om det er forutsatt at energiforsyningssystemene skal levere energi til 50 hytter. Dette valget ble tatt for å øke nytten av studien hvis det viser seg at antallet hytter blir annerledes, ved at resultatene kan skaleres til korrekt antall. Forutsetningen om 50 Seterhytter har likevel blitt brukt i dimensjoneringen av bioenergianleggene, og det vil derfor ikke bli helt korrekt å skalere resultatene hvis antallet hytter avviker mye fra 50.

På samme måte som for de økonomiske resultatene vil LCA-resultatene heller ikke være gjeldende

dersom hyttene får et annet energibehov enn beregnet. Oppgaven har antatt meget energieffektive hytter, og dersom de får et større energibehov, kan det tenkes at infrastrukturen må oppskaleres for å øke produksjonskapasiteten. Dette vil kunne gi skalafordeler slik at miljøpåvirkningene blir lavere per energienhet, men de vil naturlig nok bli høyere per hytte. Dersom det viser seg at det bygges færre Seterhytter, men hver hytte har et høyere energiforbruk, kan resultatene stemme relativt godt, selvfølgelig avhengig av hvor store avvik det er snakk om. En annen sammensetning mellom strøm- og varmeforbruk, for eksempel hvis Seterhyttene bygges som «lavenergihytter» heller enn «passivhytter», vil også virke inn på resultatene. Høyere varmebehov vil gjøre at påvirkningene forbundet med varmeproduksjon blir høyere, noe som blant annet vil gjøre solcellenes påvirkninger mindre relativt til påvirkningene fra varmeproduksjonen.

Klimapåvirkningene fra biogent CO<sub>2</sub> ble i denne LCAen satt til null, med begrunnelsen forklart i avsnitt 4.5.1, på tross av at denne antakelsen forklarer er omdiskutert, slik kapittel 3.3 forklarer. Ifølge Brekke mfl. (2015) er antakelsen særlig problematisk for boreale skoger med lang rotasjons-tid, så dette representerer en svakhet ved analysene. I tillegg tar LCAen ikke hensyn til at endringer i albedo som følge av hogst har motsatt klimaeffekt, fordi mer sollys reflekteres av snødekte flater enn mørke skoger. I det videre arbeidet kan det derfor være hensiktsmessig å inkludere flere klimaeffekter knyttet til bioenergi i vurderingene.

Oppsettet av livsløpsregnskapene (LCIene) tok utgangspunkt i LCIer i ecoinvent og andre studier. Selv om det ble gjort prosjekt- og stedsspesifikke tilpasninger av disse, er LCI-oppsettene fortsatt en betydelig kilde til usikkerhet i resultatene. For LCIen til CHPen ble det tatt utgangspunkt i mikro-CHPen i studien til Guest mfl. (2011). Denne CHPen har et forhold mellom strøm og varme på 1:2,2, mens det i LCAen ble antatt 1:2,5 fordi det er det CHPen på Campus Evenstad har. Det betyr at de beregnede utslippene og infrastrukturbehovene for CHPen avviker noe fra det de ville gjort dersom en CHP med korrekt produksjonsforhold ble brukt som utgangspunkt. Likevel er feilen som introduseres av dette, trolig ikke av stor betydning, fordi forskjellen mellom produksjonsforholdene er liten.

For infrastrukturen til fliskjelanlegget og CHPen ble det tatt utgangspunkt i henholdsvis ecoinvent og studien til Guest mfl. (2011). Disse LCIene inkluderte noe ulike komponenter av infrastrukturen. CHPen sin LCI inkluderte bygningen og komponenter for produksjon av varme og elektrisitet, mens fliskjelen sin LCI inkluderte kjelen, flissilo og akkumulatortank. At de inkluderte komponentene ikke er de samme gir opphav til feil i sammenlikningsgrunnlaget. Likevel inkluderer begge LCIene selve produksjonsenheten i tillegg til noe ekstra infrastruktur, og det er derfor ikke sikkert feilen er så stor. Dessuten viser resultatene at miljøpåvirkningene forbundet med bioenergi-infrastrukturen generelt er små, og feilen er derfor av mindre betydning enn feil i andre deler av LCIene. Likevel, dersom det skal gjennomføres en forbedret miljøanalyse, anbefales det å sette opp mer detaljerte infrastruktur-LCIer. For CHPen ble i tillegg infrastrukturen justert ned fra et anlegg med total installert kapasitet på 320 kW til et på 70 kW ved hjelp av likning (5). Dette introduserer enda mer usikkerhet i LCIen sammenliknet med fliskjelen sin LCI. Dette vil sensitivitetsanalysen lenger ned vurdere konsekvensen av.

LCIen til nærvarmenettet tok utgangspunkt i «Twin25»-rør, som består av både stål og plast (Fröling, Holmgren og Svanström, 2004; Fröling og Svanström, 2005). Avsnitt 3.3.2 forklarer at ved lavtemperatursystemer er det mulig å bruke rør av kun plast, som medfører lavere miljøpåvirkninger. Fordi det ikke er fastslått hva slags distribusjonstemperatur og -trykk som er nødvendig for

Seterhyttene, er imidlertid beslutningen om å benytte stålrør rimelig. Guest mfl. (2011) tar dessuten også utgangspunkt i disse rørene. Flere kilder bekrefter at valget av «twin»-rør er fordelaktig, fordi tur- og returledningen ligger i samme rør, slik at varmetapet og material- og leggekostnadene reduseres (Bernhard, Mørkved mfl., 2017; Walnum og Fredriksen, 2018). Fordi det fullstendige inventaret benyttet i Fröling, Holmgren og Svanström (2004) og Fröling og Svanström (2005) ikke lot seg oppdrive, ble det laget en LCI som tok utgangspunkt i vektangivelser fra materialer og totale utslipp fra legging. Det innebærer at miljøpåvirkninger fra produksjons- og avhendingsprosessen til rørene ikke er inkludert. Fröling, Holmgren og Svanström (2004) oppgir imidlertid at materialproduksjonen står for >90 % av de totale miljøpåvirkningene til rørene. Derfor er feilen av ikke å inkludere produksjons- og avhendingsutslippene å betrakte som marginal, særlig tatt i betraktning av rørnettets relativt små bidrag til totalresultatene, som vist i figur 5.4.

For solenergisystemene ble ecoinvent-prosesser brukt som utgangspunkt, men som nevnt over vil det vært fordelaktig å forbedre LCIene for å bedre reflektere de faktiske produksjonskjedene til solenergisystemer i Norge. Peng, Lu og Yang (2013) understreker dessuten at den raske teknologiske utviklingen gjør at solceller trolig vil bli mer miljøvennlige fremover, noe resultatene til Stamford og Azapagic (2018) også viser. Den studien konkluderer også med at en forskyvning mot produksjon i Kina øker miljøpåvirkningene sammenliknet med europeisk produksjon, noe som understreker betydningen av en stedsspesifikk LCI utover bare å justere energiproduksjonen etter solinnstrålingen, som er det som ble gjort i denne masteroppgaven.

Videre trekkes usikkerhetene ved miljøpåvirkningene fra nettstrøm frem som store. Den nordiske produksjonsmiksen for strøm ble valgt fordi den representerer at Norge er del av et internasjonalt kraftmarked. Resultatene viste at denne strømmiksen resulterte i en karbonintensitet (CI) på 81,3 g CO<sub>2</sub>-ekv./kWh, noe som samsvarer relativt godt med CIen til ZEB-senteret på 132 g CO<sub>2</sub>-ekv./kWh, som forklart i avsnitt 3.2.2. Likevel er det ikke gitt at denne strømmen er den beste representasjonen av den gjennomsnittlige strømmiksen gjennom levetiden til Seterhyttene. Den nordiske produksjonsmiksen i ecoinvent inneholder verken dansk, nederlandsk eller russisk strøm, selv om Norge også utveksler strøm med disse landene.

Et alternativ kunne vært å benytte prosessen for norsk forbruksmiks fra ecoinvent. Denne forutsetter imidlertid en importandel på ca. 2,7 %, noe som er mindre enn dagens andel på i underkant av 5 % og betydelig mindre enn den vil bli dersom importen øker fremover, slik avsnitt 3.2.2 forklarer at den trolig vil. Dette antyder at den norske forbruksmiksen ikke er en god representasjon av den nåværende og fremtidige strømmiksen for Seterhyttene. På den annen side gjør valget av en produksjonsmiks at miljøpåvirkningene knyttet til det lavspente distribusjonsnettets ikke er inkludert i analysen. Dette vil sensitivitetsanalysene se nærmere på.

### **Fullstendighetskontroll og konsistenskontroll**

En fullstendighetskontroll av den sammenliknende LCAen indikerer at den er omfattende og dekker store deler av de relevante systemene, men den avdekker også at det er noen mangler. Analysen inkluderer for eksempel ikke strømkabler, noe som burde vært inkludert i en mer helhetlig analyse og som bør medregnes når det er bestemt om det blir mulig med mikronett. I tillegg er komponenter inni hyttene relatert til valg av energisystem ikke inkludert. Oliver-Solà, Gabarrell og Rieradevall (2009) konkluderte med at disse komponentene kan stå for betydelige andeler av de totale miljøpåvirkningene i fjernvarmesystemer, og det hadde derfor vært relevant å inkludere dem.

De tidligere nevnte forskjellene i inkluderte infrastrukturkomponenter er en indikasjon på litt avvikende systemgrenser. Det samme gjelder for nærvarmerørene, siden LCIen ikke inkluderte produksjon og avhending, noe de andre prosessene gjør. LCAen kan derfor ikke sies å være 100 % konsistent. I tillegg er dataene for LCIene hentet fra forskjellige kilder, og det er derfor noen uunn-gåelige forskjeller i datakvalitet for de ulike systemene. Likevel er det lagt stor vekt på å gjøre prosessene prosjektspesifikke. Systemmodellen «Allocation at point of substitution» har dessuten blitt anvendt konsekvent for allokering av miljøpåvirkninger.

## Sensitivitetsanalyser

Det er gjennomført sensitivitetsanalyser for flere LCI-data som i løpet av oppgaven har pekt seg ut som særlig viktige eller usikre. De detaljerte sensitivitetsanalysene er gitt i vedlegg H og viser konsekvensene av følgende endringer:

- 20 % økning i direkte utslipp av henholdsvis partikler (PM<sub>2,5</sub>), NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, NMVOC, CO og (biogent) CH<sub>4</sub>
- 10 % økning og 10 % reduksjon i virkningsgrad til bioenergianlegg
- Økning i infrastruktur til CHP fra 70 til 140 kW installert effekt
- 10 % økning og 10 % reduksjon i virkningsgrad til solenergisystemer
- 50 % økning i transportdistanse for treflis fra produksjonssted til Seterhyttene
- Nettstrøm erstattet med henholdsvis europeisk produksjonsmik (ENTSO - «European Network of Transmission System Operators») og norsk forbruksmik

Sensitivitetsanalysene for de direkte utslippene viser at SO<sub>2</sub>-, NMVOC-, CO- og CH<sub>4</sub>-utslippene fra forbrenning er av marginal betydning for de endelige resultatene, mens PM<sub>2,5</sub>-, NO<sub>x</sub>- og N<sub>2</sub>O-utslippene har mer å si. PM-utslippene virker kun inn i effektkategorien *partikkeldannelse* (PMF), og en 20 % økning i de direkte utslippene gir 2 % økning i totalresultatet til CHP-scenarioene og 10-11 % økning for NV-scenarioene. I avsnitt 4.5.2 ble det forklart at partikkelutslippene til den opprinnelige ecoinvent-prosessen til fliskjelen ble justert ned 25 % fordi de fremsto som for høye sammenliknet med andre kilder. Dette indikerer at det er relativt stor usikkerhet knyttet til disse partikkelutslippene, og når sensitivitetsanalysen i tillegg viser at variasjon i denne LCI-parameteren har såpass mye å si, må resultatene til NV-scenarioene for PMF betraktes som usikre. I et eventuelt videre arbeid ville det derfor vært hensiktsmessig å benytte målinger fra en aktuell fliskjel for å validere eller revidere disse resultatene.

En 20 % økning i de direkte NO<sub>x</sub>-utslippene resulterer i betydelig økt resultat for *forsuring på landjord* (TA) og PMF, spesielt for CHPen. Det betyr at det er viktig å sørge for å holde NO<sub>x</sub>-utslippene på et lavt nivå. Det anbefales derfor å innhente data fra målinger av NO<sub>x</sub>-utslipp fra eventuelle aktuelle CHPer og fliskjeler og sammenlikne dem med verdiene benyttet i denne oppgaven før endelig beslutning tas. En 20 % økning i de direkte N<sub>2</sub>O-utslippene øker klimapåvirkningene med mellom 1 % (for NV-scenarioene) og 5 % (for CHP-scenarioet og CHP+PV-scenarioet), noe som tyder på at det hovedsakelig er denne klimagassen som forårsaker klimapåvirkningene fra forbrenningen.

LCAen antok en virkningsgrad på 85 % for fliskjelen og 72 % for CHPen. Dersom bioenergianleggene viser seg å ha høyere virkningsgrad, vil de få lavere flisforbruk og direkte utslipp per leverte energimengde. Som forklart i avsnitt 4.3.2, antar flere andre studier høyere virkningsgrad for småskala CHPer (Guest mfl., 2011; Mohamed, Hasan og Sirén, 2014; Havukainen mfl., 2018). Hvis det på den annen side viser seg at det blir nødvendig å stanse og starte bioenergianlegg ofte, vil gjennomsnittsvirkningsgraden reduseres. Sensitivitetsanalysene viser at variasjoner i virkningsgradene til bioenergianleggene slår ut på resultatene i samtlige effektkategorier, og at det har aller mest å si for *forbruk av jordbruksarealer* (ALO), PMF og TA, mens *forbruk av metall-/mineralressurser* (MRD) er minst påvirket av en endring i virkningsgrad. Dette betyr, ikke overraskende, at høy virkningsgrad er fordelaktig, og at det bør tilstrebes å drifte et eventuelt bioenergianlegg i Seterhyttefeltet slik at så høy nettovirkningsgrad som mulig gjennom året oppnås.

Sensitivitetsanalysene for endring i virkningsgraden til solenergisystemene viser at dette som forventet ikke har innvirkning på ALO, men gir store utslag for MRD og også relativt store for FET. Med den pågående teknologiske utviklingen av solceller er det sannsynlig at virkningsgraden til kommersielle solceller vil øke i årene som kommer, og det er derfor interessant å se at dette kan ha betydelig innvirkning på miljøpåvirkningene til scenarioene med mye solceller, slik som NV-scenarioene. Dersom det viser seg at blir nødvendig med større infrastruktur for CHPen, tilsvarende dobbelt så stor installert kapasitet, viser sensitivitetsanalysen at dette har betydelige innvirkninger i flere effektkategorier, og særlig for MRD, *økotoksisitet i ferskvann* (FET), menneskelig toksisitet (HT) og klimaendringer. Det betyr at det vil være viktig også fra et miljøperspektiv at det er mulig med en mikro-CHP med en størrelse som er tilpasset Seterhyttens forbruk.

Det ikke er gitt hvor treffisen blir produsert i forhold til plasseringen av Seterhyttene. Basert på Guest mfl. (2011) var transportdistansen fra der flisen ligger når den er ferdig produsert og frem til Seterhyttene opprinnelig 29 km. I sensitivitetsanalysen er distansen oppjustert til 43,5 km. Dette gir små utslag i effektkategorien *klimaendringer* (CC), og har ellers liten innvirkning på de endelige resultatene. Det indikerer at denne transportetappen har relativt lite å si såfremt den ikke blir mange ganger lenger. Sensitivitetsanalysen sier ikke noe om effekten av endringer i transportbehov i andre deler av systemet, og det kan være andre transportetapper med større innflytelse på resultatene.

De siste sensitivitetsanalysene dreier seg om sammensetningen av nettstrømmen. Den europeiske miksen har generelt betydelig større påvirkninger enn den nordiske, og det er kun for ALO at den har lavere. Den foregående diskusjonen har forklart hvorfor ALO sannsynligvis ikke vil være den mest avgjørende effektkategorien i denne oppgaven, og økt utveksling med Europa vil derfor veie til fordel for de lokale energiforsyningssystemene. Forskjellen blir aller størst for de scenarioene som forbruker minst strøm fra nettet. I CHP+PV- og CHP+PV+SF-scenarioene, som har stor overproduksjon av strøm, gjør den europeiske strømmen sine høye påvirkninger at det i noen effektkategorier (CC og FE) resulterer i netto negative påvirkninger på grunn av substitusjonen av nettstrøm. Negative utslipp er naturlig nok ikke helt realistisk og representerer en svakhet ved substitusjon som allokeringmodell, men det reflekterer uansett at høyere fossilandel i nettstrømmen er fordelaktig for de bioenergi-scenarioene sammenliknet med NS-scenarioet.

Sensitivitetsanalysen med norsk forbruksmiks viser at klimapåvirkningene til den norske strømmen i ecoinvent kun er 32 % av originalverdien for den nordiske produksjonsmiksen, noe som er som forventet som følge av en lavere fossilandel. Dersom bioenergi-scenarioene sammenliknes med

norsk nettstrøm, blir klimapåvirkningene deres mellom 31 % (for CHP-scenariot) og 81 % (for NV+PV+Sf-scenariot) høyere enn NS-scenariot sine. Som diskutert over, er det imidlertid ikke rimelig å benytteecoinvent-prosessen for norsk strøm som den gjennomsnittlige stømmiksen for Seterhyttene, fordi den innebærer liten utveksling med nabolandene.

Det er interessant at den norske strømmen har mer enn 15 ganger større påvirkninger for FET enn den nordiske. Nettverksstrukturen til resultatet viser at det hovedsakelig skyldes det lavspente distribusjonsnett, fordi det gir opphav til mye kobberavfall, på samme måte som solcellene. Dette betyr at FET-resultatene forbundet med nettstrøm i LCAen er urealistisk lave. Det samme gjelder effektkategoriene FE, HT og MRD, der det lavspente distribusjonsnett også bidrar til betydelige påvirkninger. Dette viser altså at det å benytte en produksjonsmiks istedenfor en forbruksmiks i LCAen kan underestimere miljøpåvirkningene fra nettstrømmen. LCAen kunne derfor blitt forbedret ved å inkludere miljøpåvirkninger forbundet med distribusjon av lavspent strøm.

Med en vesentlig økning av nettstrømmens påvirkninger i de fire effektkategoriene der distribusjonsnett ville bidratt mye, altså FET, FE, HT og MRD, vil det hovedsakelig være i effektkategoriene PMF og ALO at nettstrømmen får betydelig lavere totalresultat enn bioenergi-scenariene. Siden det har blitt argumentert for at ALO er av mindre betydning, står PMF igjen som den viktigste fordelen med å velge en 100 % nettstrømsbasert løsning fremfor en bioenergi-løsning. I sensitivitetsanalysen med europeisk strøm får imidlertid NS-scenariot 1,7 ganger så høyt PMF-resultat som det høyeste blant bioenergi-scenariene, i tillegg til at de normaliserte resultatene i vedlegg F.1 antyder at PMF-resultatene ikke er veldig store. Dette indikerer at partikkelutslippene fra bioenergisystemene ikke er uforsvarlige.

#### **6.5.4 Oppsummering, delkonklusjoner og anbefalinger knyttet til livsløpsvurdering**

Tolkningen i den sammenliknende LCAen har vist at ingen av de lokale energiforsyningsssystemene skiller seg ut som det åpenbart beste eller verste fra et miljøperspektiv. Alle systemene har større miljøpåvirkninger enn de andre i minst én av de åtte effektkategoriene som er vurdert. CHP-løsningene gjør det generelt bedre enn NV-løsningene i flest effektkategorier, mens NV-scenariene har lavere påvirkninger for *forsuring på landjord (TA)* og *forbruk av jordbruksarealer (ALO)*. Resultatene viser at alle bioenergi-scenariene har lavere klimapåvirkninger enn referansescenariot kun basert på nettstrøm, men at nettstrømmen har betydelig lavere resultat for *partikkeldannelse (PMF)* og spesielt ALO. PMF er en kjent utfordring ved forbrenning av biomasse, men selv om utslippene er større enn for referansescenariot, virker de ikke uakseptable.

ALO har vist seg å være en sentral effektkategori for å bestemme hvilke energiforsyningsløsninger som er de mest miljøvennlige. Siden det er en årlig økning i biomasse i norske skoger, ble miljøpåvirkningene i denne effektkategorien vurdert til å være mindre alvorlige, noe som taler til fordel for CHP-scenariene sammenliknet med NV-scenariene. Hvis alle PMF-resultatene anses som akseptable, gjør liten vekt til ALO dessuten at NV+PV-løsningen fremstår som mer miljøvennlig enn NV+PV+Sf-løsningen, i tillegg til at CHP-løsningen virker mer miljøvennlig enn CHP+PV-løsningen, som igjen blir mer miljøvennlig enn CHP+PV+Sf-løsningen. Gjennom tolkningen er det dermed CHP-løsningen som fremstår som den mest miljøvennlige løsningen.

Hovedgrunnen til at CHP-scenariot har betydelig lavere påvirkninger i mange effektkategorier, er

at det ikke involverer solceller. Solcelleanleggene og drift av bioenergisystemene er de mest avgjørende delprosessene for de endelige LCA-resultatene. Hvis det er mulig å redusere påvirkningene fra solcellene, vil de andre scenarioene bli mer like CHP-scenarioet, og det vil særlig innvirke på resultatene til CHP+PV- og NV+PV-scenarioene. Produksjon av *wafere* til solcellene ble identifisert som en prosess det er viktig å redusere miljøpåvirkningene fra. Høyere virkningsgrad i solcellene vil også redusere miljøpåvirkningene fordi energiutbyttet per installerte kWp øker. Den teknologiske utviklingen gjør at det ikke er usannsynlig at solcellenes miljøpåvirkninger vil synke fremover, noe som vil gjøre at løsningene med solceller presterer bedre fra et miljøperspektiv.

Tolkningen pekte på flere andre prosesser der utslippsreduksjoner vil ha stor innvirkning på totalsummene, deriblant produksjon av treflis og håndtering av aske og skrapmetaller slik som stål og kobber. For de sistnevnte prosessene vil også økt gjenvinningsgrad være positivt. Lavere direkte utslipp fra bioenergianleggene, særlig av NO<sub>x</sub> og svevestøv, vil også kunne gi lavere resultater. I tillegg vil økte virkningsgrader for bioenergianleggene resultere i lavere totale påvirkninger.

Videre gjør tolkningen rede for at alle resultatene har noen usikkerheter forbundet med seg. Dette gjelder særlig for infrastrukturkomponentene til CHPen, fordi disse er nedskalert fra data for et større anlegg. Hvis det blir nødvendig å øke infrastrukturen til CHPen, vil de endelige miljøpåvirkningene øke. Det er også usikkerheter assosiert med nettstrømmen, men det er sannsynlig at mer nøyaktige resultater for nettstrømmen vil tale til fordel for bioenergi-systemene, fordi NS-scenarioets påvirkninger vil øke. I et eventuelt videre arbeid kan forbedringer av LCAen, og særlig livsløpsregnskapene (LCIene), redusere usikkerhetene og gi mer korrekte resultater. På samme måte som for forbedringene i de reelle prosessene, er det naturlig å legge vekt på å forbedre LCIene til de mest avgjørende prosessene.

For solenergisystemene, og særlig solcellene, anbefales det i det videre arbeidet å sette opp LCIER med utgangspunkt i reelle verdikjeder for systemer levert og montert i Oppdalsområdet. I denne oppgaven ble ecoinvent-prosessene kun justert med hensyn til innstrålingsforskjellen mellom Norge og Sveits. Siden Norge produserer både silisium og *wafere*, kan det være relativt store avvik mellom ecoinvent-prosessene og realiteten. Videre bør det vurderes om prosessen for produksjon av treflis kan gjøres enda mer stedsspesifikk, siden denne tok utgangspunkt i svensk treflisproduksjon. Prosessene for håndtering av aske og skrapmetall kan med fordel også gjøres stedsspesifikke, da disse kun var generelle prosesser i ecoinvent.

Når arbeidet med Seterhyttene har kommet lenger, bør det innhentes målinger av utslipp fra aktuelle fliskjeler og CHPer for å redusere usikkerhetene rundt de direkte utslippene fra forbrenningen. I tillegg kan det vurderes å gjøre en vurdering av de samlede klimapåvirkningene fra forbrenning av biomasse, inkludert effekter fra biogent CO<sub>2</sub> og endringer i albedo. LCAen inkluderte verken strømkabler eller komponenter for energidistribusjon- og styring inni hyttene, og det kan inkluderes i en enda mer detaljert LCA. For nettstrømmen vil det være fordelaktig å lage en LCI som representerer en realistisk gjennomsnittlig forbruksmiks for Seterhyttene gjennom levetiden.

For å oppsummere gjør usikkerhetene at resultatene fra LCAen ikke bør behandles som avgjorte sannheter. Dette gjelder særlig dersom det viser seg at de faktiske Seterhyttenes energibehov eller antall avviker fra det som er antatt i denne oppgaven. Likevel er LCAen grundig utført, og den bør brukes som del av beslutningsgrunnlaget for hvor fokuset skal ligge i det videre arbeidet med Seterhyttenes energiforsyning.

## 6.6 Oppsummering av diskusjon og anbefalinger

Gjennom diskusjonen har samtlige resultater i masteroppgaven blitt grundig drøftet. Formålet med diskusjonen har vært å trekke frem viktige aspekter ved resultatene, vurdere usikkerheter, svakheter og begrensninger, peke på mulige forbedringer og fremtidig arbeid og ikke minst vurdere om resultatene gir svar på de tre forskningsspørsmålene definert i innledningen. Disse omhandlet henholdsvis økonomi, sosiale og samfunnsmessige aspekter og til slutt miljøpåvirkninger. Hensikten med forskningsspørsmålene var at deres svar til sammen skulle kunne svare på den overordnede problemstillingen, som lød som følger: «Hvilke energiforsyningsløsninger basert på bioenergi kan benyttes for å levere bærekraftig lokal energi til hyttekonseptet *Seterhytta* i Grønn fjellhagebyprosjektet?». For å svare på denne problemstillingen vil dette delkapitlet på en konsis måte forsøke å sy sammen resultatene og diskusjonen rundt de tre forskningsspørsmålene.

De økonomiske vurderingene viste at både CHP-, CHP+PV- og NV+PV-løsningen kan ende opp med total kostnader i nærheten av det det ville kostet med en 100 % nettstrømsbasert energiforsyningsløsning, gitt at det er mulig å få tak i en CHP med en installert effekt som er tilpasset Seterhyttens effekt- og energibehov. De relativt store usikkerhetene i resultatene gjør imidlertid at det ikke er mulig å konkludere sikkert med hvilken løsning som er mest lønnsom. Usikkerhetene er størst for CHPen, og selv om CHP-løsningene er mest innovative, er de også mest risikable. Dette støtter de praktiske og samfunnsmessige betraktningene opp under, fordi disse viste at det hovedsakelig er de praktiske forholdene som skiller de ulike energiforsyningsscenarioene. CHP-løsningene er avhengige av at det er mulig å fordele strøm fra CHPen til hyttene, og slik forholdene for etablering av mikronett er i dag, er det ikke selvsagt at dette vil la seg gjennomføre i praksis. Dessuten gjør det umodne markedet for mikro-CHPer at det er mer problematisk med vedlikehold av en CHP enn en fliskjel. CHP-løsningenes praktiske og økonomiske gjennomførbarhet avhenger av om markedet utvikler seg og øker tilgjengeligheten av mikro-CHP-varianter og kompetanse på teknologien.

Livsløpsvurderingen (LCAen) hadde på mange måter motsatt utfall sammenliknet med de praktiske og økonomiske vurderingene. Såfremt arealforbruket for dyrking av biobrensel ikke viser seg å være avgjørende, noe oppgaven har argumentert for at det ikke vil, fremstår CHP-løsningen som den mest miljøvennlige lokale energiforsyningsløsningen. Det er hovedsakelig de relativt store miljøpåvirkningene forbundet med solceller som gjør at de andre scenarioene har høyere påvirkninger. Derfor vil det være hensiktsmessig å forsøke å redusere miljøpåvirkningene fra solcelleproduksjonen. Livsløpstolkningen trekker frem flere grunner til at det er sannsynlig at disse kan reduseres noe, både gjennom reelle prosessforbedringer og gjennom mer nøyaktige livsløpsregnskap. Siden det ikke er enorme forskjeller mellom miljøpåvirkningene til bioenergi-løsningene i noen av effektkategoriene, kan trolig både CHP+PV- og NV+PV-løsningen da anses som akseptable fra et miljøperspektiv. Løsningene med solfangere gjør det dårligere både økonomisk og miljømessig, og de virker derfor som mindre egnede valg enn de resterende tre løsningene, selv om solfangere kan forenkle vedlikeholdet av bioenergisystemene.

I det videre arbeidet anbefales det å gjøre undersøkelser av hvordan kostnader og miljøpåvirkninger kan minimeres. For å redusere kostnader bør fokuset være på infrastrukturen. Dersom det ikke er nødvendig med flistørkesystem, kan det for eksempel gi verdifulle kostnadsbesparelser. For å redusere miljøpåvirkningene fra bioenergianleggene er det derimot driften som bør være i fokus.



Reduserte utslipp fra produksjon og forbrenning av treflis, økte virkningsgrader og mer miljøvennlig askehåndtering vil være fordelaktig. Når Seterhytte-prosjektet har kommet noen steg videre, anbefales det at det hentes inn både tilbud og utslippsmålinger fra leverandører av aktuelle bioenergianlegg, slik at disse kan vurderes opp mot verdiene brukt i masteroppgaven. Det er dessuten nødvendig å bekrefte eller avkrefte om en mikro-CHP og mikronett er praktisk og økonomisk gjennomførbart. Mulighetene for å få støtte fra Enova og Innovasjon Norge bør også undersøkes.

I en eventuell videreføring av masteroppgaven anbefales det å tilpasse LCAen til lokale forhold i enda større grad, for eksempel med norske verdikjeder for solcelle- og treflisproduksjon og håndtering av aske og skrapmetaller. Strømkabler og komponenter relatert til energisystemet inni hyttene burde også medregnes i senere økonomiske og miljømessige vurderinger.

Avslutningsvis nevnes det at for å kunne svare på de tre forskningsspørsmålene, var det innledningsvis nødvendig å tallfeste Seterhyttenes energibehov og deretter energiforsyningsteknologi- enes produksjon. Fordi resten av analysene tar utgangspunkt i disse beregningene, gjelder ikke nødvendigvis resultatene og konklusjonene dersom det viser seg at Seterhyttene får et annet energibehov. I tillegg, selv om energiberegningene generelt baserer seg på godt begrunnede forutsetninger, introduserer de noen ytterligere usikkerheter i resultatene, som det er viktig å være bevisst på. Når det vites med sikkerhet hvordan hyttene utformes, er det derfor nødvendig å vurdere validiteten til resultatene fra masteroppgaven. I tillegg burde det gjøres mer nøyaktige vurderinger av hyttenes energibehov og energiforsyningssystemenes produksjon.

## 7 Konklusjon

Denne masteroppgaven har gjennomført omfattende analyser for å svare på problemstillingen «Hvilke energiforsyningsløsninger basert på bioenergi kan benyttes for å levere bærekraftig lokal energi til hyttekonseptet *Seterhytta* i Grønn fjellhageby-prosjektet?». Oppgaven har undersøkt den økonomiske, den sosiale og den miljømessige bærekraften til fem energiforsyningsløsninger. Tre av løsningene tok utgangspunkt i et mikro-kraftvarmeverk (mikro-CHP), enten alene eller i kombinasjon med enten solceller eller både solceller og solfangere. De siste energiløsningene tok utgangspunkt i varmeproduksjon fra en fliskjel, enten i kombinasjon med kun solceller eller både solceller og solfangere. I alle tilfeller distribueres varme via et nærvarmenett.

Den økonomiske bærekraften ble vurdert gjennom nåverdiberegninger. Resultatene og drøftingen viste at både løsningen med kun CHP («CHP-løsningen»), løsningen med CHP og solceller («CHP+PV-løsningen») og løsningen med fliskjel og solceller («NV+PV-løsningen») kan være økonomisk gjennomførbare, forutsatt at det er mulig å bygge en CHP med størrelse tilpasset *Seterhyttenes* energi- og effektbehov. Dette er en utfordring i dag, da markedet for mikro-CHPer er begrenset. CHP-løsningene er forbundet med størst økonomisk usikkerhet, og det er mindre risiko knyttet til NV+PV-løsningen. Undersøkelsene av den sosiale bærekraften, som besto av kvalitative vurderinger av praktiske og samfunnsmessige aspekter, viste også at CHP-løsningene er mest risikable. CHP-løsningene er i dag praktisk utfordrende på grunn av lite tilgjengelig kompetanse for vedlikehold og fordi de sannsynligvis trenger *mikronett* for strømdistribusjon til hyttene.

Energiforsyningsløsningenes miljømessige bærekraft ble analysert gjennom en livsløpsvurdering (LCA). LCAen argumenterte for at CHP-løsningen generelt har lavest miljøpåvirkninger, fordi stort arealforbruk for dyrking av biobrensel trolig ikke er en stor miljømessig ulempe i *Seterhytteprosjektet*. Alle bioenergi-løsningene har lavere klimapåvirkninger enn en løsning med kun nettstrøm, og selv om løsningene med solceller får høyere miljøpåvirkninger, bør de ikke anses som uaktuelle. Det er rimelig sannsynlig at teknologiske forbedringer kan redusere miljøpåvirkningene fra solcelle-produksjonen, og da vil de andre løsningene nærme seg CHP-løsningen.

Dermed fremstår CHP-, CHP+PV- og NV+PV-løsningene som energiforsyningsløsninger som kan forsyne hyttekonseptet *Seterhytta* med bærekraftig lokal energi. Hvilken som er aller best egnet, er vanskelig å fastslå med sikkerhet på det nåværende tidspunkt. CHP-løsningen virker mest miljøvennlig, men både denne og CHP+PV-løsningen innebærer store usikkerheter. NV+PV-løsningen er mindre risikabel, og på tross av noe høyere miljøpåvirkninger kan den regnes som miljøvennlig, særlig med tanke på klimaendringer. Slik forholdene er i dag, virker derfor NV+PV-løsningen som den samlet sett mest bærekraftige, men dette kan endre seg i takt med endringer i forutsetningene for mikro-CHPer.

I det videre arbeidet bør det innhentes tilbud og utslippsmålinger fra aktuelle teknologileverandører, for å sammenlikne dem med dataene brukt i masteroppgaven og for å finne teknologier som minimerer både kostnader og miljøpåvirkninger. I tillegg bør både den praktiske og økonomiske gjennomførbarheten til mikro-CHPer og mikronett undersøkes grundigere, sammen med mulighetene for å motta investeringsstøtte. Det kan også vurderes å gjøre LCAen enda mer nøyaktig med hensyn til stedsspesifikke verdikjeder og inkluderte komponenter. Resultatenes relevans bør dessuten valideres når *Seterhyttenes* endelige utforming og antall er bestemt.

## Referanseliste

- Adaramola, M. S. og E. E. T. Vågnes (2015). «Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions». I: *Energy Conversion and Management* 90, s. 458–465.
- Alfstad, K. M. (2013). «Performance evaluation of combined heat and power (CHP) applications in low-energy houses». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Andresen, I., K. Buvik mfl. (2010). *Miljøvennlig varmforsyning til lavenergi- og passivhus*. Oslo, Norge: Sintef Byggeforsk. Prosjektrapport 59.
- Andresen, I., K. M. Lien mfl. (2017). *Greenhouse gas balances in Zero Emission Buildings – Electricity conversion factors revisited*. Oslo, Norge: SINTEF Academic Press (ZEB Project report no 37).
- Ardenete, F. mfl. (2005). «Life cycle assessment of a solar thermal collector». I: *Renewable energy* 30(7), s. 1031–1054.
- Auråen, I. K. (2013). «Modeling of heat exchange with the ground and analyses of energy use for a frost proof leisure building with active solar heating». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Bartnes, G., J. S. Amundsen og I. Bjørshol (2018). *Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030*. NVE.
- Bauer, C. (2012). *Operation of Furnaces. English version of theecoinvent report No. 6-IX*. Oversatt fra tysk til engelsk av Franziska Peter. Villigen og Duebendorf, Sveits: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Beauchemin, P. og M. Tampier (2008). *Emissions from wood-fired combustion equipment*. Envirochem Services Inc.
- Bergesen, B. mfl. (2012). *Energibruksrapporten 2012. Energibruk i husholdningene*. Rapport 30/2012. Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: <http://asp.bibliotekservice.no/nve/title.aspx?tkey=20956>.
- Berker, T. og H. J. Gransmo (2011). «Bærekraftig urbanisering? Endringer i den norske hyttekulturen». I: *Norske hytter i endring – om bærekraft og behag*. Red. av H. J. Gransmo, T. Berker og F. A. Jørgensen. Trondheim: Tapir akademisk forlag, s. 165–177.
- Bernhard, P., A. Mørkved mfl. (2017). *Konseptutredning – Energiforsyning Hurdal Økolandsby boligun 2*. Asplan Viak.
- Bernhard, P. og Å. L. Sørensen (2015). *Solvarmeanlegg i Norge*. Norsk solenergiforening og Asplan Viak.
- Biaou, A. og M. Bernier (2008). «Achieving total domestic hot water production with renewable energy». I: *Building and Environment* 43(4), s. 651–660.
- Bjornes, K. (2015). «Potensialet for PV-anlegg på norske fritidsboliger lokalisert langs kysten av Sørlandet og Østlandet». Masteroppg. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, institutt for matematiske realfag og teknologi, Ås, Norge.
- Borgnes, V. (2018). «LCA Modelling for Zero Emission Neighbourhoods in Early Stage Planning». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Brander, M. mfl. (2008). «Technical Paper: Consequential and attributional approaches to LCA: a Guide to policy makers with specific reference to greenhouse gas LCA of biofuels». I:

- Brekke, A. mfl. (2015). *Analyse av klimagassutslipp fra utnyttelse av skog til energiformål. Litteraturgjennomgang og livsløpsvurderinger*. NVE.
- Bøckman, R. (2011). «Klimatisering for en fritidsbolig med sanitærinstallasjoner med fokus på å unngå fuktproblemer, frostproblemer og utslipp av klimagasser». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Børset, A. S. (2009). «Utvikling av konsept for en nullutslipp fritidsbolig med en isolert frostfri indre sone og soloppvarmet vannmagasin». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Caserini, S. mfl. (2010). «LCA of domestic and centralized biomass combustion: the case of Lombardy (Italy)». I: *Biomass and Bioenergy* 34(4), s. 474–482.
- Doka, G. (2003). *ecoinvent report No. 13, part III: Landfills – Underground Deposits – Landfarming*. Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Dokka, T. H. og I. Andresen (2012). *Energieffektive boliger for fremtiden. En håndbok for planlegging av passivhus og lavenergiboliger*. Oslo, Norge: Sintef Byggforsk.
- Dokka, T. H., A. A. M. Houlihan Wiberg mfl. (2013). *A zero emission concept analysis of a single family house*. Oslo, Norge: SINTEF Academic Press (ZEB Project report no 9).
- Dolva, I. (2017). «Frostsikring av ubebodde bygninger». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Elghali, L. mfl. (2007). «Developing a sustainability framework for the assessment of bioenergy systems». I: *Energy Policy* 35(12), s. 6075–6083.
- Elkem (2019). *Sustainability*. Tilgjengelig fra: <https://www.elkem.com/no/sustainability/> (sjekket 05.06.2019).
- Energirapporten (2017). «Energirapporten». I: 14(38).
- Enova (2019). *Om Enova*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/om-enova/> (sjekket 21.05.2019).
- ETA (2018). *ETA eHACK 20 til 130 kW*. Tilgjengelig fra: <http://www.etanorge.no/produkter/fliskjeler/> (sjekket 20.05.2019).
- Folstad, K. (2014). «Optimal operating strategies of the micro-CHP for improved interaction between the electrical and thermal demand and supply». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Fröling, M., C. Holmgren og M. Svanström (2004). «Life cycle assessment of the district heat distribution system – Part 1: Pipe production». I: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 9(2), s. 130–136.
- Fröling, M. og M. Svanström (2005). «Life cycle assessment of the district heat distribution system – Part 2: Network construction». I: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 10(6), s. 425–435.
- Gartnerforbundet (2019). *Økonomi*. Tilgjengelig fra: <http://www.ngfenergi.no/node/19> (sjekket 19.05.2019).
- Goedkoop, M. mfl. (2013). *ReCiPe 2008*. Tilgjengelig fra: [https://www.pre-sustainability.com/download/ReCiPe\\_main\\_report\\_MAY\\_2013.pdf](https://www.pre-sustainability.com/download/ReCiPe_main_report_MAY_2013.pdf) (sjekket 08.12.2018).
- Good, C. S., G. Lobaccaro og S. Hårklau (2014). «Optimization of solar energy potential for buildings in urban areas – a Norwegian case study». I: *Energy procedia* 58, s. 166–171.

- Good, C., I. Andresen og A. G. Hestnes (2015). «Solar energy for net zero energy buildings – A comparison between solar thermal, PV and photovoltaic–thermal (PV/T) systems». I: *Solar Energy* 122, s. 986–996.
- Google Maps (2019). *Kart over Europa*. Tilgjengelig fra: <https://www.maps.google.com> (sjekket 19.03.2019).
- Granhus, A., G. Hysten og J.-E. Ørnelund Nilsen (2012). *Skogen i Norge. Statistikk over skogforhold og skogressurser i Norge registrert i perioden 2005-2009*. Serie: Ressursoversikt fra skog og landskap, 3/2012. Ås, Norge: Norsk institutt for skog og landskap.
- Gransmo, H. J. og T. Berker (2011). «Frihet i ei lita hytte? Energiforbrukets sosiotekniske aktører». I: *Norske hytter i endring – om bærekraft og behag*. Red. av H. J. Gransmo, T. Berker og F. A. Jørgensen. Trondheim: Tapir akademisk forlag, s. 125–144.
- Gransmo, H. J., T. Berker og F. A. Jørgensen (2011). *Norske hytter i endring – om bærekraft og behag*. Trondheim: Tapir akademisk forlag.
- Greening, B. og A. Azapagic (2014). «Domestic solar thermal water heating: A sustainable option for the UK?» I: *Renewable Energy* 63, s. 23–36.
- Guest, G. mfl. (2011). «Life Cycle Assessment of Biomass-based Combined Heat and Power Plants: Centralized Versus Decentralized Deployment Strategies». I: *Journal of Industrial Ecology* 15(6), s. 908–921.
- Gørbitz, J. G. (2018). *Analyse av bærekraftige energiforsyningsløsninger for hyttekonseptet Seterhytta i Grønn fjellhageby-prosjektet*. Prosjektoppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Havukainen, J. mfl. (2018). «Life cycle assessment of small-scale combined heat and power plant: Environmental impacts of different forest biofuels and replacing district heat produced from natural gas». I: *Journal of cleaner production* 172, s. 837–846.
- IINAS (2019). *GEMIS - Global Emissions Model for integrated Systems*. International Institute for Sustainability Analysis og Strategy. Tilgjengelig fra: <http://iinas.org/gemis.html> (sjekket 02.04.2019).
- Innovasjon Norge (2019). *Tilskudd til bioøkonomiprojekter*. Tilgjengelig fra: <https://www.innovasjon Norge.no/no/tjenester/innovasjon-og-utvikling/finansiering-for-innovasjon-og-utvikling/tilskudd-til-bioekonomiprojekter/> (sjekket 21.05.2019).
- Jakobsons, M. (2015). «Solar collectors' performance – A case study of a solar thermal heating system in a passive house dwelling». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Jensen, T., A. König og L. Eltrop (2014). «Bioenergy villages in Germany: Bringing a low carbon energy supply for rural areas into practice». I: *Renewable Energy* 61, s. 74–80.
- Jungbluth, N. mfl. (2012). *Life Cycle Inventories of Photovoltaics. Version: 2012*. Swiss Federal Office of Energy SFOE.
- Kallhovd, M. og P. Bernhard (2015). *Energiforsyning Campus Evenstad – Forprosjektrapport*. Asplan Viak.
- Kelz, J. mfl. (2010). «PM emissions from old and modern biomass combustion systems and their health effects». I: *18th European Biomass Conference and Exhibition, Lyon, France*.
- Keul, A. L. (2010). «Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.

- Kimming, M. mfl. (2011). «Biomass from agriculture in small-scale combined heat and power plants – A comparative life cycle assessment». I: *Biomass and bioenergy* 35(4), s. 1572–1581.
- Klinski, M. mfl. (2012). *Systematisering av erfaringer med passivhus*. Oslo, Norge: Sintef Byggforsk. Prosjektrapport 90.
- Koroneos, C. J. og E. A. Nanaki (2012). «Life cycle environmental impact assessment of a solar water heater». I: *Journal of Cleaner Production* 37, s. 154–161.
- Kragerø Kraft (2019). *Plusskundeordningen for borettssalg/sameie*. Tilgjengelig fra: <https://www.kragerokraft.no/plusskundeordningen-borrettsalg-sameie/> (sjekket 19.05.2019).
- Kumar, A., J. B. Cameron og P. C. Flynn (2003). «Biomass power cost and optimum plant size in western Canada». I: *Biomass and Bioenergy* 24(6), s. 445–464.
- Kummen, T. M. (2018). «Muligheter for energieffektivisering og konvertering til fornybare energikilder på en gård». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesssteknikk, Trondheim, Norge.
- Kvellheim, A. K. (2017). «The power of buildings in climate change mitigation: The case of Norway». I: *Energy Policy* 110, s. 653–661.
- Laleman, R., J. Albrecht og J. Dewulf (2011). «Life cycle analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with a low solar irradiation». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(1), s. 267–281.
- Larsen, H. T. (2011). «Early decision making tools in selecting renewable energy solutions for Zero Emission Buildings (ZEB)». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesssteknikk, Trondheim, Norge.
- Lavenergiprogrammet (2013). *Prosjektering av passivhus*. Oslo, Norge: Sintef Byggforsk.
- Life Cycle Initiative (udatert). *Glossary of Life Cycle Terms*. Tilgjengelig fra: <https://www.lifecycleinitiative.org/resources/life-cycle-terminology-2/> (sjekket 24.05.2019).
- Lillevåg, S. J. (2016). «Analysis of the Systems for Thermal Energy Supply at the Living Lab». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesssteknikk, Trondheim, Norge.
- Lovdata (2019). *Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)*. Tilgjengelig fra: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959#KAPITTEL\\_4](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959#KAPITTEL_4) (sjekket 20.03.2019).
- Lucon, O. mfl. (2014). «Buildings». I: *Climate Change 2014. Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Red. av O. Edenhofer mfl. Cambridge, United Kingdom og New York, NY, USA: Cambridge University Press. Kap. 9.
- Lyse (2013). *På vei mot framtidens strømnett*. Tilgjengelig fra: <https://www.lysenett.no/getfile.php/reslysenettno/Dokumenter/Prosjektdokumenter/Brosjyre%5C%20j%5C%C3%5C%A6rnett.pdf> (sjekket 12.03.2019).
- Løtveit, S. V. (2013). «Cost Optimality of Energy Systems in Zero Emission Buildings in Early Design Phase». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for fysikk, Trondheim, Norge.
- Meteorologisk institutt (2018). *Været som var. Oppdal (Trøndelag)*. Tilgjengelig fra: <https://www.yr.no/sted/Norge/Tr%5C%C3%5C%B8ndelag/Oppdal/Oppdal/statistikk.html> (sjekket 12.11.2018).

- Mohamed, A., A. Hasan og K. Sirén (2014). «Fulfillment of net-zero energy building (NZEB) with four metrics in a single family house with different heating alternatives». I: *Applied Energy* 114, s. 385–399.
- Murphy, M. A., K. Thunshelle og T. Wigenstad (2010). *Mot et lavutslippsamfunn. Energi og energiforsyningen mulighetsstudie: Case Brøset*. Oslo, Norge: Sintef Byggforsk. Prosjektrapport 62.
- Musall, E. mfl. (2010). «Net Zero energy solar buildings: an overview and analysis on worldwide building projects». I: *EuroSun conference*, s. 7–8.
- Musil-Schläffer, B. mfl. (2010). *European Wood-Heating Technology Survey: An Overview of Combustion Principles, Performance Characteristics of Commercially Available Systems in Austria, Germany, Denmark, Norway and Sweden*. New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA).
- Nasjonalparken Næringshage (2017). *Årsrapport 2017*. Tilgjengelig fra: [https://www.nasjonalparkhagen.no/uploads/1/1/2/0/112097601/nasjonalparken\\_n%C3%A6ringshage\\_%C3%85rsrapport\\_2017.pdf](https://www.nasjonalparkhagen.no/uploads/1/1/2/0/112097601/nasjonalparken_n%C3%A6ringshage_%C3%85rsrapport_2017.pdf) (sjekket 05.10.2018).
- Nibio (2018a). *Flisfyring gir økt komfort og økt lønnsomhet*. Norsk institutt for bioøkonomi. Tilgjengelig fra: <https://www.nibio.no/tema/skog/bruk-av-tre/bioenergi/brenselflis> (sjekket 19.05.2019).
- (2018b). *Riktig flis gir god fyringsøkonomi*. Norsk institutt for bioøkonomi. Tilgjengelig fra: <https://www.nibio.no/tema/skog/bruk-av-tre/bioenergi/brenselflis> (sjekket 19.05.2019).
- Nordby, A. S. (2011). «Carbon reductions and building regulations: the case of Norwegian mountain cabins». I: *Building Research & Information* 39(6), s. 553–565.
- NorSun (2019). *A leading supplier of solar ingots and wafers*. Tilgjengelig fra: <http://norsuncorp.no/> (sjekket 05.06.2019).
- Ochs, F., G. Dermentzis og W. Feist (2014). «Minimization of the residual energy demand of multi-storey passive houses – energetic and economic analysis of solar thermal and PV in combination with a heat pump». I: *Energy Procedia* 48, s. 1124–1133.
- Oliver-Solà, J., X. Gabarrell og J. Rieradevall (2009). «Environmental impacts of the infrastructure for district heating in urban neighbourhoods». I: *Energy Policy* 37(11), s. 4711–4719.
- Olsen, H. R. (2013). «Mulighetsstudie: Bruk av distribuert fornybar energiproduksjon på norske turisthytter.» Masteroppg. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, institutt for matematiske realfag og teknologi, Ås, Norge.
- Orasche, J. mfl. (2012). «Comparison of emissions from wood combustion. Part 1: Emission factors and characteristics from different small-scale residential heating appliances considering particulate matter and polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH)-related toxicological potential of particle-bound organic species». I: *Energy & Fuels* 26(11), s. 6695–6704.
- Pehnt, M. (2006). «Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies». I: *Renewable energy* 31(1), s. 55–71.
- Peng, J., L. Lu og H. Yang (2013). «Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems». I: *Renewable and sustainable energy reviews* 19, s. 255–274.
- Perzon, M., K. Johansson og M. Fröling (2007). «Life cycle assessment of district heat distribution in suburban areas using PEX pipes insulated with expanded polystyrene». I: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 12(5), s. 317.
- Pir II (2017). *Grønn fjellhageby. Bærekraftig hyttebygging i fjellområder*. Rapport fra forprosjekt.

- Ponsioen, T. (udatert). *Finding Your Way In Multifunctional Processes And Recycling*. Tilgjengelig fra: <https://www.pre-sustainability.com/news/finding-your-way-in-allocation-methods-multifunctional-processes-recycling> (sjekket 24.05.2019).
- PVGIS (2017). *Monthly irradiation data*. European Commission Joint Research Centre. Photovoltaic geographical information system. Tilgjengelig fra: [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#MR](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR) (sjekket 05.11.2018).
- Rimstad, S. (2014). «Analyse av oppvarmingsalternativer for frostsikring av en fritidsbolig». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Risholt, B. mfl. (2014). *Energikonsepter for Ådland boligområde*. Oslo, Norge: SINTEF Academic Press (ZEB Project report no 15).
- Rosenberg, M. (2010). *Kostnader for fjernvarmeutbygging*. Bioen AS.
- Salom, J. mfl. (2011). «Understanding net zero energy buildings: Evaluation of load matching and grid interaction indicators». I: *Proceedings of Building Simulation 2011: 12th Conference of International Building Performance Simulation Association, Sydney, 14-16 November*. Bd. 6, s. 2514–2521.
- Sartori, I. mfl. (2018). *Zero Village Bergen. Energy system analysis*. Oslo, Norge: SINTEF Academic Press (ZEB Project report no 40).
- Scarlat, N. mfl. (2011). «An overview of the biomass resource potential of Norway for bioenergy use». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(7), s. 3388–3398.
- Seljeskog, M. (2014). *Spør en forsker: Vedovner med vannkappe*. Tilgjengelig fra: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/politikk/spor-en-forsker-vedovner-med-vannkappe/> (sjekket 19.05.2019).
- Sending, A. (2014). *Beslutninger på lang sikt – prosjektanalyse*. Tilleggshäfte til boken *Økonomistyring 2*. Tilgjengelig fra: <http://aagesending.no/Prosjektanalyse%5C%20nett%5C%20K-2.pdf> (sjekket 20.05.2019).
- Sherwani, A. F., J. A. Usmani og Varun (2010). «Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(1), s. 540–544.
- Sidelnikova, M. mfl. (2015). *Kostnader i energisektoren*. NVE.
- SimaPro (udatert). *ecoinvent LCI database*. Tilgjengelig fra: <https://simapro.com/databases/ecoinvent/> (sjekket 24.05.2019).
- Skrautvol, O. og S. F. Eliassen (2016). «Energiveier for framtidige bygningsområder». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, institutt for energi- og prosesseteknikk, Trondheim, Norge.
- Solbraa, T. (2016). *Berekraftig hyttebygging. Casestudie av hyttebygging i Stryn kommune*. Rapport 2/2016. Sogndal, Norge: Vestlandsforskning.
- Solenergiklyngen (2018). *Solcellesystemer og sol i systemet*. Utarbeidet av Multiconsult og Asplan Viak.
- Solli, C. mfl. (2009). «Life cycle assessment of wood-based heating in Norway». I: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 14(6), s. 517–528.
- SSB (2016). *Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft (GWh) 1950 - 2016*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/08307> (sjekket 22.11.2018).
- (2017a). *Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh), etter forbrukergruppe, statistikkvariabel og år*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/08311/> (sjekket 12.02.2019).



- SSB (2017b). *Privathusholdninger og personer i privathusholdninger, etter statistikkvariabel og år*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/06076/> (sjekket 12.02.2019).
- (2018a). *Eksisterende bygningsmasse. Antall fritidsbygninger og fritidsbygninger per kvadratkilometer*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/05467/> (sjekket 12.02.2019).
  - (2018b). *Elektrisitetspriser*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/list/elkraftpris> (sjekket 17.02.2019).
- Stamford, L. og A. Azapagic (2018). «Environmental impacts of photovoltaics: The effects of technological improvements and transfer of manufacturing from Europe to China». I: *Energy Technology* 6(6), s. 1148–1160.
- Standard Norge (2006). *Miljøstyring -- Livsløpsvurderinger – Krav og retningslinjer*. Standard. NS ISO 14044:2006.
- (2013). *Kriterier for passivhus og lavenergibygninger. Boligbygninger*. Standard. NS 3700:2013.
  - (2016). *Bygningers energiytelse. Beregning av energibehov og energiforsyning*. Standard. SN/TS 3031:2016.
- Steffansen, R. (2017). «The Norwegian Second Home Phenomenon. A critical perspective». Ph.d.-avh. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, institutt for by- og regionplanlegging.
- Stene, J. (2008). *Oppvarmingssystemer for boliger av lavenergi- og passivhusstandard*. Tekn. rapp. SINTEF Energiforskning AS, rapport TR A6579-2008, Trondheim.
- Stokke, L. M. (2017). «Analyse av to biobrenselanlegg til nærvarme». Masteroppg. Universitetet i Stavanger, det teknisk-naturvitenskapelige fakultet, Stavanger, Norge.
- Støa, E., B. Manum og M. Aune (2011). «Drømmen om det enkle liv – et grunnlag for mer bærekraftig hyttekultur?» I: *Norske hytter i endring – om bærekraft og behag*. Red. av H. J. Gransmo, T. Berker og F. A. Jørgensen. Trondheim: Tapir akademisk forlag, s. 53–74.
- Sørensen, Å. L., C. B. Torp og H. K. Nylund (2017). *Solvarme i kombinasjon med andre varmekilder*. Norsk solenergiforening.
- Sørensen, Å. L. mfl. (2017). *ZEB pilot house Larvik. As Built Report*. Oslo, Norge: SINTEF Academic Press (ZEB Project report no 33).
- Telneset, M. (2014). «Fossilfri, frostsikker og energiautonom hytte. En mulighetstudie». Masteroppg. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, institutt for matematiske realfag og teknologi, Ås, Norge.
- TrøndelagKraft (2019). *Avtalevilkår*. Tilgjengelig fra: <https://www.trondelagkraft.no/privat/avtalevilkar/pdf> (sjekket 19.05.2019).
- Uctug, F. G. og A. Azapagic (2018). «Life cycle environmental impacts of domestic solar water heaters in Turkey: the effect of different climatic regions». I: *Science of The Total Environment* 622, s. 1202–1216.
- Vastveit, M., M. Gundersen og V. Brevik (2015). *Selvtendig energinett ved Nognillosen hyttefelt*. Bacheloroppg. Høgskolen i Sør-Trøndelag, avdeling for teknologi, Trondheim, Norge.
- Vittersø, G. (2007). «Norwegian Cabin Life in Transition». I: *Scandinavian Journal of Hospitality and Tourism* 7(3), s. 266–280.
- Vold, D. (2017). *Nytt og miljøvennlig hyttekonsept*. Tilgjengelig fra: <http://www.sande-hytter.no/assets/Uploads/RN-20-2017-Sande.pdf> (sjekket 11.02.2019).
- Voss, K. og E. Musall (2013). *Net zero energy buildings: International projects of carbon neutrality in buildings*. Detail.

- Voss, K., I. Sartori mfl. (2010). «Load matching and grid interaction of net zero energy buildings». I: *EURO-SUN 2010 International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings*.
- Walnum, H. T. og E. Fredriksen (2018). *Thermal Energy Systems in ZEN: Review of technologies relevant for ZEN pilots*. Oslo, Norge: SINTEF Academic Press (ZEN Project report no 3).
- Wang, L., J. Gwilliam og P. Jones (2009). «Case study of zero energy house design in UK». I: *Energy and buildings* 41(11), s. 1215–1222.
- Werner, F. (2017). *Background report for the life cycle inventories of wood and wood based products for updates of ecoinvent 2.2*. Sveits: Federal Office for the Environment.
- Wigenstad, T. mfl. (2012). *Ventilasjons- og varmeløsninger i boliger med lavt energibehov*. Oslo, Norge: Sintef Byggforsk. Prosjektrapport 110.
- Wiik, M. R. K., Å. L. Sørensen og E. Selvig (2017). *Campus Evenstad – Statsbyggpilot. Jakten på nullutslippsbygget ZEB-COM*. Statsbygg.
- Wong, J., M. Royapoor og C. Chan (2016). «Review of life cycle analyses and embodied energy requirements of single-crystalline and multi-crystalline silicon photovoltaic systems». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58, s. 608–618.
- Aall, C. (2011). «Hyttebruk og miljø: en arena for nøysomhet eller overforbruk?» I: *Norske hytter i endring – om bærekraft og behag*. Red. av H. J. Gransmo, T. Berker og F. A. Jørgensen. Trondheim: Tapir akademisk forlag, s. 107–124.
- Aall, C. mfl. (2011). «Leisure and sustainable development in Norway: part of the solution and the problem». I: *Leisure Studies* 30(4), s. 453–476.

# Vedlegg

## A Detaljerte energiberegninger

### A.1 Metode for beregning av månedsfordelt energibehov i én Seterhytte

Ved å legge antakelsene i avsnitt 4.2.1 til grunn, kan det månedsfordelte energibehovet til oppvarming, varmtvann og utstyr/belysning i en Seterhytte med gjennomsnittsareal  $A$  og brukstid i måned  $m$  lik  $T_m$  beregnes med følgende steg:

1. Årlig energibehov til oppvarming per  $m^2$  ( $e_{oppv,bolig}$ ) i en bolig med passivhusstandard i Oppdalsklima (årsmiddeltemperatur  $\theta_{ym} = 2.7$  °C) med oppvarmet areal  $A_{fl}$  lik  $A$  beregnes med formel (1)
2. For hver måned  $m$  beregnes energiforbruket til oppvarming per dag i boligen ved å gange  $e_{oppv,bolig}$  med den respektive prosentandelen for  $m$  gitt i figur 4.1, for så å dele dette tallet på antall dager i måneden. Dette tilsvarer energiforbruket til oppvarming per bebodde dag i måned  $m$ , kalt  $e_{oppv,bebodd,m}$ , i én Seterhytte
3. Energiforbruket til varmtvann ( $e_{vann,bolig}$ ) og utstyr/belysning ( $e_{lys,bolig}$ ) settes lik henholdsvis 29,8 kWh/( $m^2 \cdot \text{år}$ ) og 28,9 kWh/( $m^2 \cdot \text{år}$ )
4. Energiforbruket fra punkt 3 deles på 365 for å finne gjennomsnittlig forbruk per bebodde dag i boligen. Disse tallene tilsvarer forbruket til varmtvann ( $e_{vann,bebodd}$ ) og utstyr/belysning ( $e_{lys,bebodd}$ ) per bebodde dag i én Seterhytte
5. For hver måned  $m$  ganges  $e_{oppv,bebodd,m}$  med 0,2 for å finne energiforbruket til oppvarming per ubebodde dag i måned  $m$  ( $e_{oppv,ubebodd,m}$ ) i én Seterhytte
6.  $e_{vann,bebodd}$  og  $e_{lys,bebodd}$  ganges med 0,05 for å finne gjennomsnittlig energiforbruk til varmtvann ( $e_{vann,ubebodd}$ ) og utstyr/belysning ( $e_{lys,ubebodd}$ ) per  $m^2$  per ubebodde dag i Seterhyttene
7. For hver måned  $m$  med dager  $D_m$  beregnes det totale månedlige energibehovet til oppvarming, varmtvann og utstyr/belysning per  $m^2$  i en Seterhytte ved å benytte henholdsvis formel (6), (7) og (8).

$$e_{oppv,m} = e_{oppv,bebodd,m} \cdot T_m + e_{oppv,ubebodd,m} \cdot (D_m - T_m) \quad (6)$$

$$e_{vann,m} = e_{vann,bebodd} \cdot T_m + e_{vann,ubebodd} \cdot (D_m - T_m) \quad (7)$$

$$e_{lys,m} = e_{lys,bebodd} \cdot T_m + e_{lys,ubebodd} \cdot (D_m - T_m) \quad (8)$$

8. Det totale månedlige energibehovet til oppvarming ( $E_{oppv,m}$ ), varmtvann ( $E_{vann,m}$ ) og utstyr/belysning ( $E_{lys,m}$ ) i hver Seterhytte finnes ved å gange henholdsvis  $e_{oppv,m}$ ,  $e_{vann,m}$  og  $e_{lys,m}$  med  $A$ .

### A.2 Beregnet månedsfordelt energibehov i hver Seterhytte

Andel av varmebehov oppretthold ved ubebodd: 0,20

Andel av varmtvannsenergi opprettholdt ved ubebodd: 0,05

Andel av strøm til utstyr/belysning opprettholdt ved ubebodd: 0,05

Årsmiddeltemperatur Oppdal: 2,70

| Passivhus 50 kvm per år                         |       |
|---|-------|
| Oppvarming<br>[kWh/m <sup>2</sup> /år]          | 37,61 |
| Varmtvann<br>[kWh/m <sup>2</sup> /år]           | 29,80 |
| Utstyr og belysning<br>[kWh/m <sup>2</sup> /år] | 28,90 |

|            | Totalt antall dager | Bebodde dager | Prosent      | Ubebodde dager | Fordeling av årlig varmebehov | Kommentar      |
|------------|---------------------|---------------|--------------|----------------|-------------------------------|----------------|
| Jan        | 31                  | 10            | 5,0 %        | 21             | 30 %                          | Få fridager    |
| Feb        | 28                  | 15            | 7,5 %        | 13             | 20 %                          | Vinterferie    |
| Mar        | 31                  | 15            | 7,5 %        | 16             | 10 %                          | Fint skivær    |
| Apr        | 30                  | 20            | 10,0 %       | 10             | 0 %                           | Påskeferie     |
| Mai        | 31                  | 15            | 7,5 %        | 16             | 0 %                           | Mange fridager |
| Jun        | 30                  | 20            | 10,0 %       | 10             | 0 %                           | Sommer         |
| Jul        | 31                  | 25            | 12,5 %       | 6              | 0 %                           | Sommer         |
| Aug        | 31                  | 20            | 10,0 %       | 11             | 0 %                           | Sommer         |
| Sep        | 30                  | 15            | 7,5 %        | 15             | 0 %                           | Sensommer      |
| Okt        | 31                  | 15            | 7,5 %        | 16             | 5 %                           | Høstferie      |
| Nov        | 30                  | 10            | 5,0 %        | 20             | 15 %                          | Få fridager    |
| Des        | 31                  | 20            | 10,0 %       | 11             | 20 %                          | Juleferie      |
| <b>SUM</b> | <b>365</b>          | <b>200</b>    | <b>100 %</b> | <b>165</b>     | <b>100 %</b>                  |                |

| Seterhytte 50 kvm per bebodde dag, månedsfordelt |   |  |  |
|--|---|--|--|
|  | Oppvarming<br>[kWh/m <sup>2</sup> /dag] | Varmtvann<br>[kWh/m <sup>2</sup> /dag] | Utstyr og belysning<br>[kWh/m <sup>2</sup> /dag] |
| Jan  | 0,364                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Feb  | 0,269                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Mar  | 0,121                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Apr  | 0,000                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Mai  | 0,000                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Jun  | 0,000                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Jul  | 0,000                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Aug  | 0,000                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Sep  | 0,000                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Okt  | 0,061                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Nov  | 0,188                                   | 0,082                                  | 0,079  |
| Des  | 0,243                                   | 0,082                                  | 0,079  |

| Seterhytte 50 kvm per ubebodde dag, månedsfordelt |   |  |  |
|---|---|--|--|
|   | Oppvarming<br>[kWh/m <sup>2</sup> /dag] | Varmtvann<br>[kWh/m <sup>2</sup> /dag] | Utstyr og belysning<br>[kWh/m <sup>2</sup> /dag] |
| Jan   | 0,0728                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Feb   | 0,0537                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Mar   | 0,0243                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Apr   | 0,0000                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Mai   | 0,0000                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Jun   | 0,0000                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Jul   | 0,0000                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Aug   | 0,0000                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Sep   | 0,0000                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Okt   | 0,0121                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Nov   | 0,0376                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |
| Des   | 0,0485                                  | 0,0041                                 | 0,0040   |

| Seterhytte 50 kvm per måned |   |  |  |
|-----------------------------|---|--|--|
|                             | Oppvarming<br>[kWh/m <sup>2</sup> /mnd] | Varmtvann<br>[kWh/m <sup>2</sup> /mnd] | Utstyr og belysning<br>[kWh/m <sup>2</sup> /mnd] |
| Jan                         | 5,17                                    | 0,90                                   | 0,87   |
| Feb                         | 4,73                                    | 1,28                                   | 1,24   |
| Mar                         | 2,21                                    | 1,29                                   | 1,25   |
| Apr                         | 0,00                                    | 1,67                                   | 1,62   |
| Mai                         | 0,00                                    | 1,29                                   | 1,25   |
| Jun                         | 0,00                                    | 1,67                                   | 1,62   |
| Jul                         | 0,00                                    | 2,07                                   | 2,00   |
| Aug                         | 0,00                                    | 1,68                                   | 1,63   |
| Sep                         | 0,00                                    | 1,29                                   | 1,25   |
| Okt                         | 1,10                                    | 1,29                                   | 1,25   |
| Nov                         | 2,63                                    | 0,90                                   | 0,87   |
| Des                         | 5,39                                    | 1,68                                   | 1,63   |

| Seterhytte 50 kvm totalt månedsfordelt |               |              |                     |               |
|--|---------------|--------------|---------------------|---------------|
|  | Oppvarming    | Varmtvann    | Utstyr og belysning | SUM           |
| Jan                                    | 258,4         | 45,1         | 43,7                | 347,3         |
| Feb                                    | 236,4         | 63,9         | 62,0                | 362,2         |
| Mar                                    | 110,4         | 64,5         | 62,6                | 237,4         |
| Apr                                    | 0,0           | 83,7         | 81,2                | 164,8         |
| Mai                                    | 0,0           | 64,5         | 62,6                | 127,0         |
| Jun                                    | 0,0           | 83,7         | 81,2                | 164,8         |
| Jul                                    | 0,0           | 103,3        | 100,2               | 203,4         |
| Aug                                    | 0,0           | 83,9         | 81,4                | 165,2         |
| Sep                                    | 0,0           | 64,3         | 62,4                | 126,6         |
| Okt                                    | 55,2          | 64,5         | 62,6                | 182,2         |
| Nov                                    | 131,6         | 44,9         | 43,5                | 220,1         |
| Des                                    | 269,3         | 83,9         | 81,4                | 434,6         |
| <b>SUM</b>                             | <b>1061,3</b> | <b>850,1</b> | <b>824,4</b>        | <b>2735,9</b> |

### A.3 Diskusjon av antakelser for beregning av energibehov

I avsnitt 4.2.1 ble det listet opp ytterligere syv antakelser og forutsetninger for energibehovsberegningene som ikke ble diskutert i avsnitt 6.2.1. Disse vil bli drøftet her.

I den første av disse forutsettes det at kravene i passivhusstandarden innebærer at passivhuset er i bruk 365 dager i året. Denne antakelsen er i tråd med driftstidene for belysning, varmtvann og annet el-spesifikt utstyr benyttet i standarden, som gjengitt i tabell 3.1. Selv om standarden ikke eksplisitt oppgir at energibehovet til oppvarming også gjelder for en driftstid på 7 dager i uken de månedene det er behov for oppvarming, er det rimelig å anta at den er konsekvent.

Den neste antakelsen handler om månedsfordelingen av oppvarmingsbehovet. Antakelsen er begrunnet ut fra en figur over en typisk månedsfordeling for et passivhus i Oslo-klima. Siden årsmiddeltemperaturen i Oppdal er noe lavere enn i Oslo, kan det tenkes at fyringssesongen i Oppdal er noe lenger, slik at det også vil være et lite oppvarmingsbehov i april og september. I beregningen av det totale årlige oppvarmingshøvet er det tatt hensyn til temperaturredifferansen, så ved bruk av en annen månedsfordeling ville totalforbruket fortsatt vært det samme. Derfor virker det lite sannsynlig at dette ville hatt stor innvirkning på resultatene.

Den påfølgende antakelsen gjelder månedsfordelingen av energi til varmtvann, utstyr og belysning. Disse energibehovene blir antatt å være uavhengige av årstid, slik at det kun er variasjonen i bebodde og ubebodde dager som gjør at månedsfordelingen blir ulik. Det er sannsynlig at det er behov for noe mer belysning i vinterhalvåret, men siden belysning står for den minste energiposten i tabell 3.1, har dette trolig liten betydning for de endelige resultatene. Antakelsen er dessuten begrunnet med to kilder for varmtvannet og én kilde for det el-spesifikke behovet, noe som styrker validiteten. I neste forutsetning blir det presentert en månedsfordeling av bebodde dager i Seterhyttene. Denne er ikke utledet fra noen referanse, men er heller basert på fordeling av fridager og ferier og når det er «vanlig» å være på hytta. Denne fordelingen kan derfor anses som usikker. Samtidig er det ikke mulig å forutsi det nøyaktige bruksmønsteret i et hyttefelt som ikke er bygget og hvor eierne ikke er kjent, så ut ifra forutsetningene virker antakelsen troverdig.

Videre spesifiserer oppgaven hvor mye det forutsettes at hyttenes energibehov til ulike formål reduseres i ubebodde perioder. Disse antakelsene er heller ikke hentet direkte fra litteratur eller målinger, men er anslag utledet fra teoretisk kunnskap om passivhus og energieffektive bygningskomponenter. I en studie av erfaringer ved bruk av passivhus oppgir passivhuseiere at selv når de har dratt på lengre ferier i kalde perioder og kun hatt varmekabler på badet stående på, er boligen fortsatt varm når de kommer tilbake (Klinski mfl., 2012). Dette tyder på at antakelsen om 80 % reduksjon i varmebehovet ikke er for høy. For det el-spesifikke behovet antas en 95 % reduksjon i ubebodde perioder. Belysning står ifølge tabell 3.1 for en stor andel av det el-spesifikke forbruket, og det er sannsynlig at all belysning slås av i ubebodde perioder. I tillegg er det aller meste av elektrisk utstyr av, som komfyr, vaskemaskin, kjøkkenutstyr og TV. I lys av dette synes ikke antakelsen veldig overdreven. Ved isteden å sette reduksjonen i oppvarmingsbehovet til 75 %, øker det årlige oppvarmingsbehovet med under 5 %, mens ved å sette reduksjonen i det el-spesifikke forbruket til 90 %, øker det totale årlige energibehovet med ca. 2 %, noe som indikerer at nøyaktigheten til antakelsene ikke er av avgjørende betydning. Likevel, på tross av at tallene er forholdsvis godt begrunnet og ikke er veldig bestemmende for de endelige resultatene, ville det vært hensiktsmessig

å finne eller utføre målinger av dem.

Den siste antakelsen i denne delen er fastsettelsen av årsmiddeltemperaturen i Oppdal. Selv om denne temperaturen vil variere noe, har det lite å si for det endelige energibehovet til oppvarming. En 20 % endring i årsmiddeltemperaturen gir kun 5 % endring i det årsbehovet for oppvarming, og mindre enn 2 % endring i det samlede energibehovet.

## A.4 Metode for beregning av energiproduksjon

Med utgangspunkt i antakelsene forklart i avsnitt 4.2.2 og de beregnede energibehovene som vist i vedlegg A.1 kan den månedlige energiproduksjonen fra hver teknologi i hvert av de fem energiforsyningsscenarioene (CHP-, CHP+PV-, CHP+PV+SF-, NV+PV- og NV+PV+SF-scenariot) beregnes med metoden beskrevet i dette vedlegget.

I CHP-scenariot beregnes energiproduksjonen ved at hele varmebehovet (inkludert tap i nærvarmenettet) dekkes av CHPen, som dermed produserer to femtedeler så mye elektrisitet som varme hver måned. I måneder der denne elektrisitetsproduksjonen er større enn det elspesifikke behovet, mates strøm inn på nettet, mens når behovet er større enn produksjonen, forbruker hyttene strøm fra nettet.

I CHP+PV-scenariot blir varme- og strømproduksjonen fra CHPen lik som i CHP-scenariot, siden anlegget driftes etter hyttenes varmebehov. I tillegg sørger solcelleanlegget for at forbruket av nettstrøm blir null i den måneden mellom mars og september som gjør at systemet som helhet blir så lønnsomt som mulig. Den måneden, kalt  $m_{PVdim}$ , som solcelleanlegget dimensjoneres for å dekke hele det resterende elektrisitetsbehovet i, bestemmes ved hjelp av nåverdiberegningene forklart i avsnitt 4.3. Dermed forsyner PV-anlegget en energimengde  $W_{PV}$  som er lik differansen mellom det elspesifikke behovet og produksjon fra CHPen i måned  $m_{PVdim}$ . Når  $m_{PVdim}$  og  $W_{PV}$  er fastsatt, kan panelenes produksjon i de andre månedene regnes ut ved hjelp av figur 4.3. Hvis det leses av figur 4.3 at andelen av maksimal produksjon fra solcelleanlegget i en tilfeldig måned  $m$  er  $x_m$ , kan produksjonen fra panelene i måned  $m$  regnes ut som  $(W_{PV}/x_{PVdim}) \cdot x_m$  der  $x_{PVdim}$  er prosentandelen av maksimal produksjon som oppnås i måned  $m_{PVdim}$ . All overskuddsstrøm produsert av både CHPen og solcellene mates inn på nettet.

I CHP+PV-SF-scenariot sørger solfangeranlegget for at CHP-produksjonen blir null i en måned slik at systemet som helhet blir så lønnsomt som mulig. Den måneden, kalt  $m_{SFdim}$ , som solfangeranlegget dimensjoneres for å dekke hele varmebehovet i, bestemmes ved hjelp av nåverdiberegningene forklart i avsnitt 4.3. Dermed forsyner solfangerne en varmemengde  $Q_{SF}$  som er lik det totale oppvarmings- og varmtvannsbehovet i måned  $m_{SFdim}$ . Når  $m_{SFdim}$  og  $Q_{SF}$  er fastsatt, kan solfangerens produksjon i de andre månedene regnes ut ved hjelp av figur 4.3. Hvis det leses av figur 4.3 at andelen av maksimal produksjon fra solfangerne i en måned  $m$  er  $x_m$ , kan produksjonen fra panelene i måned  $m$  regnes ut som  $(Q_{SF}/x_{SFdim}) \cdot x_m$  der  $x_{SFdim}$  er prosentandelen av maksimal produksjon som oppnås i måned  $m_{SFdim}$ . Ettersom det ikke er lagt opp til termisk lagring i Seterhyttene, vil solfangeranlegget i enkelte måneder kunne produsere mer enn det varmebehovet er. Denne eventuelle overproduksjonen går til spille, men tas med i LCAen og de økonomiske vurderingene, siden varmen i dette tilfellet ikke kan benyttes av noen andre. Varmeproduksjonen fra CHPen settes

lik det resterende varmebehovet hver måned inkludert tap i nærvarmenettet, mens elektrisitetsproduksjonen blir to femtedeler av dette. Solcelleanleggets produksjon beregnes på samme måte som for CHP+PV-scenarioet. Igjen mates overskuddsstrøm inn på nettet.

I NV+PV-scenarioet settes varmeproduksjonen fra fliskjelanlegget lik varmebehovet i hver måned, inkludert tap i nærvarmenettet. Solcelleanleggets produksjon beregnes på samme måte som for CHP+PV-scenarioet, bare at det i dette tilfellet ikke er noen annen strømproduksjon og at solcellene derfor produserer hele elektrisitetsbehovet i den dimensjonerende måneden (kalt  $m_{PVdim}$  over). I NV+PV+SF-scenarioet blir også solcelleproduksjonen beregnet på denne måten, mens produksjonen fra solfangeranlegget beregnes på samme måte som i CHP+PV-SF-scenarioet. Varmeproduksjonen fra fliskjelanlegget settes i NV+PV+SF-scenarioet lik det resterende varmebehovet hver måned, inkludert tap i nærvarmenettet. Også for NV-scenarioene mates overskuddsstrøm inn på nettet, mens i måneder med for liten egen produksjon forbruker hyttene strøm fra nettet.

## **A.5 Beregnet energiproduksjon for alle scenarioer**

Cellene som har rød kant viser verdier benyttet som inndata til livsløpsvurderingen.



CHP

Produksjonsforhold strøm:varme for CHP

0,4

|            | Oppvarmings-<br>behov<br>[kWh] | Varmtvanns-<br>behov<br>[kWh] | Sum<br>oppvarming<br>og<br>varmtvann<br>[kWh] | Utstyr og<br>belysning<br>[kWh] | Varmeproduk-<br>sjon CHP<br>[kWh] | Elproduksjon<br>CHP [kWh] | Nettoforbruk<br>av nettstrøm<br>[kWh] | Samlet<br>belastning på<br>strømnettet<br>[kWh] | Kjøp av<br>strøm | Salg av strøm  |
|------------|--------------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---|------------------|----------------|
| Jan        | 258,40                         | 45,11                         | 303,51  | 43,75                           | 318,69                            | 127,47                    | -83,73                                | 83,73   | 0,00             | -83,73         |
| Feb        | 236,39                         | 63,89                         | 300,28  | 61,96                           | 315,29                            | 126,12                    | -64,16                                | 64,16   | 0,00             | -64,16         |
| Mar        | 110,40                         | 64,50                         | 174,90  | 62,55                           | 183,64                            | 73,46                     | -10,91                                | 10,91   | 0,00             | -10,91         |
| April      | 0,00                           | 83,68                         | 83,68   | 81,16                           | 87,87                             | 35,15                     | 46,01                                 | 46,01   | 46,01            | 0,00           |
| Mai        | 0,00                           | 64,50                         | 64,50   | 62,55                           | 67,72                             | 27,09                     | 35,46                                 | 35,46   | 35,46            | 0,00           |
| Juni       | 0,00                           | 83,68                         | 83,68   | 81,16                           | 87,87                             | 35,15                     | 46,01                                 | 46,01   | 46,01            | 0,00           |
| Juli       | 0,00                           | 103,28                        | 103,28  | 100,16                          | 108,44                            | 43,38                     | 56,78                                 | 56,78   | 56,78            | 0,00           |
| Aug        | 0,00                           | 83,89                         | 83,89   | 81,36                           | 88,08                             | 35,23                     | 46,12                                 | 46,12   | 46,12            | 0,00           |
| Sept       | 0,00                           | 64,29                         | 64,29   | 62,35                           | 67,51                             | 27,00                     | 35,35                                 | 35,35   | 35,35            | 0,00           |
| Okt        | 55,20                          | 64,50                         | 119,70  | 62,55                           | 125,68                            | 50,27                     | 12,28                                 | 12,28   | 12,28            | 0,00           |
| Nov        | 131,63                         | 44,90                         | 176,53  | 43,55                           | 185,36                            | 74,14                     | -30,60                                | 30,60   | 0,00             | -30,60         |
| Des        | 269,32                         | 83,89                         | 353,21  | 81,36                           | 370,87                            | 148,35                    | -66,99                                | 66,99   | 0,00             | -66,99         |
| <b>SUM</b> | <b>1061,34</b>                 | <b>850,12</b>                 | <b>1911,46</b>                                | <b>824,44</b>                   | <b>2007,03</b>                    | <b>802,81</b>             | <b>21,63</b>                          | <b>534,40</b>                                   | <b>278,01</b>    | <b>-256,38</b> |

CHP+PV

Produksjonsforhold strøm:varme for CHP 0,4  
 Måned der hele elbehovet dekkes av PV (4-10): 6  
 Maksimal produksjon PV: 46,01

|            | Fordeling solenergi-produksjon | Opp-varmings-behov [kWh] | Varmtvanns-behov [kWh] | Sum opp-varming og varmt-vann [kWh] | Utstyr og lys [kWh] | Varme-produksjon CHP [kWh] | El-produksjon CHP [kWh] | El-produksjon PV [kWh] | Netto-forbruk av nettstrøm [kWh] | Samlet belastning på strømmettet [kWh] | Samlet belastning i vinter-mnd [kWh] | Kjøpt strøm  | Solgt strøm    |
|------------|--------------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------------------|---------------------|----------------------------|-------------------------|------------------------|----------------------------------|--|--------------------------------------|--------------|----------------|
| Jan        | 0 %                            | 258,40                   | 45,11                  | 303,51                              | 43,75               | 318,69                     | 127,47                  | 0,00                   | -83,73                           | 83,73                                  | 83,73                                | 0,00         | -83,73         |
| Feb        | 25 %                           | 236,39                   | 63,89                  | 300,28                              | 61,96               | 315,29                     | 126,12                  | 11,50                  | -75,66                           | 75,66                                  | 75,66                                | 0,00         | -75,66         |
| Mar        | 50 %                           | 110,40                   | 64,50                  | 174,90                              | 62,55               | 183,64                     | 73,46                   | 23,00                  | -33,91                           | 33,91                                  | 33,91                                | 0,00         | -33,91         |
| April      | 80 %                           | 0,00                     | 83,68                  | 83,68                               | 81,16               | 87,87                      | 35,15                   | 36,81                  | 9,20                             | 9,20                                   | 0                                    | 9,20         | 0,00           |
| Mai        | 100 %                          | 0,00                     | 64,50                  | 64,50                               | 62,55               | 67,72                      | 27,09                   | 46,01                  | -10,55                           | 10,55                                  | 0                                    | 0,00         | -10,55         |
| Juni       | 100 %                          | 0,00                     | 83,68                  | 83,68                               | 81,16               | 87,87                      | 35,15                   | 46,01                  | 0,00                             | 0,00                                   | 0                                    | 0,00         | 0,00           |
| Juli       | 90 %                           | 0,00                     | 103,28                 | 103,28                              | 100,16              | 108,44                     | 43,38                   | 41,41                  | 15,37                            | 15,37                                  | 0                                    | 15,37        | 0,00           |
| Aug        | 60 %                           | 0,00                     | 83,89                  | 83,89                               | 81,36               | 88,08                      | 35,23                   | 27,61                  | 18,52                            | 18,52                                  | 0                                    | 18,52        | 0,00           |
| Sept       | 40 %                           | 0,00                     | 64,29                  | 64,29                               | 62,35               | 67,51                      | 27,00                   | 18,40                  | 16,95                            | 16,95                                  | 0                                    | 16,95        | 0,00           |
| Okt        | 20 %                           | 55,20                    | 64,50                  | 119,70                              | 62,55               | 125,68                     | 50,27                   | 9,20                   | 3,08                             | 3,08                                   | 0                                    | 3,08         | 0,00           |
| Nov        | 5 %                            | 131,63                   | 44,90                  | 176,53                              | 43,55               | 185,36                     | 74,14                   | 2,30                   | -32,90                           | 32,90                                  | 32,90                                | 0,00         | -32,90         |
| Des        | 0 %                            | 269,32                   | 83,89                  | 353,21                              | 81,36               | 370,87                     | 148,35                  | 0,00                   | -66,99                           | 66,99                                  | 66,99                                | 0,00         | -66,99         |
| <b>SUM</b> |                                | <b>1061,34</b>           | <b>850,12</b>          | <b>1911,46</b>                      | <b>824,44</b>       | <b>2007,03</b>             | <b>802,81</b>           | <b>262,26</b>          | <b>-240,63</b>                   | <b>366,85</b>                          | <b>293,19</b>                        | <b>63,11</b> | <b>-303,74</b> |

CHP+PV+SF

Produksjonsforhold strøm:varme for CHP 0,4  
 Måned der hele elbehovet dekkes av PV (3-10): 6  
 Maksimal produksjon PV: 73,0993  
 Måned der hele varmebehov dekkes av SF (3-10): 5  
 Maksimal produksjon SF: 64,4986

| For-<br>deling<br>sol-<br>energi-<br>prod-<br>uksjon | Opp-<br>varm-<br>behov<br>[kWh] | Varmt-<br>vanns-<br>behov<br>[kWh] | Sum opp-<br>varming<br>og varmt-<br>vann<br>[kWh] | Mulig<br>varme-<br>produk-<br>sjon SF<br>[kWh] | Faktisk<br>levert<br>varme SF<br>[kWh] | Varme<br>SF gått<br>til spille<br>[kWh] | Varme-<br>produk-<br>sjon CHP<br>[kWh] | Utstyr<br>og lys<br>[kWh] | El-<br>produk-<br>sjon CHP<br>[kWh] | El-produk-<br>sjon PV<br>[kWh] | Netto-<br>forbruk<br>av nett-<br>strøm<br>[kWh] | Samlet<br>belastn.<br>på nettet<br>[kWh] | Samlet<br>belastn. i              |                |                |                |
|--|---------------------------------|------------------------------------|---|--|--|---|--|---------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|---|--|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|
|  |                                 |                                    |   |  |  |   |  |                           |                                     |                                |   |  | Samlet<br>vinter-<br>mnd<br>[kWh] | Kjøpt<br>strøm | Solgt<br>strøm |                |
| Jan  | 0 %                             | 258,40                             | 45,11   | 303,51   | 0,00                                   | 0,00                                    | 0,00                                   | 318,69                    | 43,75                               | 127,47                         | 0,00  | -83,73                                   | 83,73                             | 83,73          | 0,00           | -83,73         |
| Feb  | 25 %                            | 236,39                             | 63,89   | 300,28   | 16,12                                  | 16,12                                   | 0,00                                   | 298,36                    | 61,96                               | 119,35                         | 18,27   | -75,66                                   | 75,66                             | 75,66          | 0,00           | -75,66         |
| Mar  | 50 %                            | 110,40                             | 64,50   | 174,90   | 32,25                                  | 32,25                                   | 0,00                                   | 149,78                    | 62,55                               | 59,91                          | 36,55   | -33,91                                   | 33,91                             | 33,91          | 0,00           | -33,91         |
| April  | 80 %                            | 0,00                               | 83,68   | 83,68  | 51,60                                  | 51,60                                   | 0,00                                   | 33,69                     | 81,16                               | 13,48                          | 58,48   | 9,20                                     | 9,20                              | 0              | 9,20           | 0,00           |
| Mai  | 100 %                           | 0,00                               | 64,50   | 64,50  | 64,50                                  | 64,50                                   | 0,00                                   | 0,00                      | 62,55                               | 0,00                           | 73,10   | -10,55                                   | 10,55                             | 0              | 0,00           | -10,55         |
| Juni   | 100 %                           | 0,00                               | 83,68   | 83,68  | 64,50                                  | 64,50                                   | 0,00                                   | 20,15                     | 81,16                               | 8,06                           | 73,10   | 0,00                                     | 0,00                              | 0              | 0,00           | 0,00           |
| Juli   | 90 %                            | 0,00                               | 103,28  | 103,28   | 58,05                                  | 58,05                                   | 0,00                                   | 47,49                     | 100,16                              | 19,00                          | 65,79   | 15,37                                    | 15,37                             | 0              | 15,37          | 0,00           |
| Aug  | 60 %                            | 0,00                               | 83,89   | 83,89  | 38,70                                  | 38,70                                   | 0,00                                   | 47,45                     | 81,36                               | 18,98                          | 43,86   | 18,52                                    | 18,52                             | 0              | 18,52          | 0,00           |
| Sept   | 40 %                            | 0,00                               | 64,29   | 64,29  | 25,80                                  | 25,80                                   | 0,00                                   | 40,42                     | 62,35                               | 16,17                          | 29,24   | 16,95                                    | 16,95                             | 0              | 16,95          | 0,00           |
| Okt  | 20 %                            | 55,20                              | 64,50   | 119,70   | 12,90                                  | 12,90                                   | 0,00                                   | 112,14                    | 62,55                               | 44,86                          | 14,62   | 3,08                                     | 3,08                              | 0              | 3,08           | 0,00           |
| Nov  | 5 %                             | 131,63                             | 44,90   | 176,53   | 3,22                                   | 3,22                                    | 0,00                                   | 181,97                    | 43,55                               | 72,79                          | 3,65  | -32,90                                   | 32,90                             | 32,90          | 0,00           | -32,90         |
| Des  | 0 %                             | 269,32                             | 83,89   | 353,21   | 0,00                                   | 0,00                                    | 0,00                                   | 370,87                    | 81,36                               | 148,35                         | 0,00  | -66,99                                   | 66,99                             | 66,99          | 0,00           | -66,99         |
| <b>SUM</b>   |                                 | <b>1061,34</b>                     | <b>850,12</b>                                     | <b>1911,46</b>                                 | <b>367,64</b>                          | <b>367,64</b>                           | <b>0,00</b>                            | <b>1621,01</b>            | <b>824,44</b>                       | <b>648,40</b>                  | <b>416,67</b>                                   | <b>-240,63</b>                           | <b>366,85</b>                     | <b>293,19</b>  | <b>63,11</b>   | <b>-303,74</b> |

NV+PV

Måned der hele elbehovet dekkes av PV: 9  
 Maksimal produksjon PV: 870,958904

|            | Fordeling solenergi-produksjon | Oppvarmingsbehov [kWh] | Varmtvannsbehov [kWh] | Sum oppvarming og varmtvann [kWh] | Varme-produksjon NV [kWh] | Utstyr og lys [kWh] | El-produksjon PV [kWh] | Netto-forbruk av nettstrøm [kWh] | Samlet belastning på strømnettet [kWh] | Samlet belastn. i vinter-mnd. [kWh] | Kjøpt strøm   | Solgt strøm    |
|------------|--------------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------|------------------------|----------------------------------|--|-------------------------------------|---------------|----------------|
| Jan        | 0 %                            | 258,40                 | 45,11                 | 303,51                            | 318,69                    | 43,75               | 0,00                   | 43,75                            | 43,75                                  | 43,75                               | 43,75         | 0,00           |
| Feb        | 25 %                           | 236,39                 | 63,89                 | 300,28                            | 315,29                    | 61,96               | 38,97                  | 22,99                            | 22,99                                  | 22,99                               | 22,99         | 0,00           |
| Mar        | 50 %                           | 110,40                 | 64,50                 | 174,90                            | 183,64                    | 62,55               | 77,94                  | -15,39                           | 15,39                                  | 15,39                               | 0,00          | -15,39         |
| April      | 80 %                           | 0,00                   | 83,68                 | 83,68                             | 87,87                     | 81,16               | 124,71                 | -43,55                           | 43,55                                  | 0                                   | 0,00          | -43,55         |
| Mai        | 100 %                          | 0,00                   | 64,50                 | 64,50                             | 67,72                     | 62,55               | 155,88                 | -93,33                           | 93,33                                  | 0                                   | 0,00          | -93,33         |
| Juni       | 100 %                          | 0,00                   | 83,68                 | 83,68                             | 87,87                     | 81,16               | 155,88                 | -74,72                           | 74,72                                  | 0                                   | 0,00          | -74,72         |
| Juli       | 90 %                           | 0,00                   | 103,28                | 103,28                            | 108,44                    | 100,16              | 140,29                 | -40,13                           | 40,13                                  | 0                                   | 0,00          | -40,13         |
| Aug        | 60 %                           | 0,00                   | 83,89                 | 83,89                             | 88,08                     | 81,36               | 93,53                  | -12,17                           | 12,17                                  | 0                                   | 0,00          | -12,17         |
| Sept       | 40 %                           | 0,00                   | 64,29                 | 64,29                             | 67,51                     | 62,35               | 62,35                  | 0,00                             | 0,00                                   | 0                                   | 0,00          | 0,00           |
| Okt        | 20 %                           | 55,20                  | 64,50                 | 119,70                            | 125,68                    | 62,55               | 31,18                  | 31,37                            | 31,37                                  | 0                                   | 31,37         | 0,00           |
| Nov        | 5 %                            | 131,63                 | 44,90                 | 176,53                            | 185,36                    | 43,55               | 7,79                   | 35,75                            | 35,75                                  | 35,75                               | 35,75         | 0,00           |
| Des        | 0 %                            | 269,32                 | 83,89                 | 353,21                            | 370,87                    | 81,36               | 0,00                   | 81,36                            | 81,36                                  | 81,36                               | 81,36         | 0,00           |
| <b>SUM</b> |                                | <b>1061,34</b>         | <b>850,12</b>         | <b>1911,46</b>                    | <b>2007,03</b>            | <b>824,44</b>       | <b>888,53</b>          | <b>-64,08</b>                    | <b>494,52</b>                          | <b>199,23</b>                       | <b>215,22</b> | <b>-279,30</b> |

NV+PV+SF

Måned der hele elbehovet dekkes av PV (3-10): 9  
 Maksimal produksjon PV: 155,882  
 Måned der hele varmebehov dekkes av SF (3-10): 5  
 Maksimal produksjon SF: 64,4986

|            | Fordeling solenergi-produksjon | Opp-varmings-behov [kWh] | Varmt-vanns-behov [kWh] | Sum opp-varming og varmt-vann [kWh] | Mulig varme-produksjon SF [kWh] | Faktisk varme-levering SF [kWh] | Varme SF gått til spille [kWh] | Varme-produksjon NV [kWh] | Utstyr og lys [kWh] | El-produksjon PV [kWh] | Netto-forbruk av nett-strøm [kWh] | Samlet belastn. på nettet [kWh] | Samlet vinter-belastn. i mnd. [kWh] | Kjøpt strøm [kWh] | Solgt strøm [kWh] |
|------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------------------|------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Jan        | 0 %                            | 258,40                   | 45,11                   | 303,51                              | 0,00                            | 0,00                            | 0,00                           | 318,69                    | 43,75               | 0,00                   | 43,75                             | 43,75                           | 43,75                               | 43,75             | 0,00              |
| Feb        | 25 %                           | 236,39                   | 63,89                   | 300,28                              | 16,12                           | 16,12                           | 0,00                           | 298,36                    | 61,96               | 38,97                  | 22,99                             | 22,99                           | 22,99                               | 22,99             | 0,00              |
| Mar        | 50 %                           | 110,40                   | 64,50                   | 174,90                              | 32,25                           | 32,25                           | 0,00                           | 149,78                    | 62,55               | 77,94                  | -15,39                            | 15,39                           | 15,39                               | 0,00              | -15,39            |
| April      | 80 %                           | 0,00                     | 83,68                   | 83,68                               | 51,60                           | 51,60                           | 0,00                           | 33,69                     | 81,16               | 124,71                 | -43,55                            | 43,55                           | 0                                   | 0,00              | -43,55            |
| Mai        | 100 %                          | 0,00                     | 64,50                   | 64,50                               | 64,50                           | 64,50                           | 0,00                           | 0,00                      | 62,55               | 155,88                 | -93,33                            | 93,33                           | 0                                   | 0,00              | -93,33            |
| Juni       | 100 %                          | 0,00                     | 83,68                   | 83,68                               | 64,50                           | 64,50                           | 0,00                           | 20,15                     | 81,16               | 155,88                 | -74,72                            | 74,72                           | 0                                   | 0,00              | -74,72            |
| Juli       | 90 %                           | 0,00                     | 103,28                  | 103,28                              | 58,05                           | 58,05                           | 0,00                           | 47,49                     | 100,16              | 140,29                 | -40,13                            | 40,13                           | 0                                   | 0,00              | -40,13            |
| Aug        | 60 %                           | 0,00                     | 83,89                   | 83,89                               | 38,70                           | 38,70                           | 0,00                           | 47,45                     | 81,36               | 93,53                  | -12,17                            | 12,17                           | 0                                   | 0,00              | -12,17            |
| Sept       | 40 %                           | 0,00                     | 64,29                   | 64,29                               | 25,80                           | 25,80                           | 0,00                           | 40,42                     | 62,35               | 62,35                  | 0,00                              | 0,00                            | 0                                   | 0,00              | 0,00              |
| Okt        | 20 %                           | 55,20                    | 64,50                   | 119,70                              | 12,90                           | 12,90                           | 0,00                           | 112,14                    | 62,55               | 31,18                  | 31,37                             | 31,37                           | 0                                   | 31,37             | 0,00              |
| Nov        | 5 %                            | 131,63                   | 44,90                   | 176,53                              | 3,22                            | 3,22                            | 0,00                           | 181,97                    | 43,55               | 7,79                   | 35,75                             | 35,75                           | 35,75                               | 35,75             | 0,00              |
| Des        | 0 %                            | 269,32                   | 83,89                   | 353,21                              | 0,00                            | 0,00                            | 0,00                           | 370,87                    | 81,36               | 0,00                   | 81,36                             | 81,36                           | 81,36                               | 81,36             | 0,00              |
| <b>SUM</b> |                                | <b>1061,34</b>           | <b>850,12</b>           | <b>1911,46</b>                      | <b>367,64</b>                   | <b>367,64</b>                   | <b>0,00</b>                    | <b>1621,01</b>            | <b>824,44</b>       | <b>888,53</b>          | <b>-64,08</b>                     | <b>494,52</b>                   | <b>199,23</b>                       | <b>215,22</b>     | <b>-279,30</b>    |

## A.6 Diskusjon av antakelser for beregning av energiproduksjon

Beregningene av energiproduksjonen fra hver teknologi bygget på ti antakelser listet opp i avsnitt 4.2.2. Disse blir grundig diskutert i dette vedlegget.

Den første antakelsen handler om solinnstrålingen på Oppdal og tok utgangspunkt i databasen PVGIS («Photovoltaic Geographical Information System»), som inneholder informasjon om solinnstråling og produksjon fra solcelleanlegg i ulike deler av verden. Databasen er utarbeidet av EU-kommisjonens felles forskningscenter («European Commission Joint Research Centre» - JRC) ved hjelp av satellittdata (PVGIS, 2017). Databasen er mye brukt og anses som et anerkjent verktøy, så den vurderes her som en pålitelig kilde. Justeringen av den antatte innstrålingen i juni begrunnes med at PVGIS bare inkluderte data for Oppdal mellom årene 2010 og 2016, og siden de tre andre byene i figuren fulgte en meget lik kurveform, virker det sannsynlig at kurven for Oppdal ville fått en liknende form dersom data for flere år var tilgjengelige.

Videre antas det at både solcellenes og solfangernes produksjon er proporsjonal med innstrålingen. Dette stemmer sannsynligvis meget godt for solcellene, gitt funnene til Adaramola og Vågnes (2015), mens det trolig stemmer noe dårligere for solfangerene, ettersom det i de undersøkte kildene var mye variasjon i solfangernes målte eller simulerte produksjon. Her ville det vært hensiktsmessig å gjøre mer nøyaktige simuleringer av produksjonen til solenergisystemene, og særlig solfangerene, for eksempel i programmer som POLYSUN, T\*SOL, TecSol, TRNSYS og PVsyst (Sørensen, Torp og Nylund, 2017; C. S. Good, Lobaccaro og Hårklau, 2014). Siden det ikke er bestemt hvordan solenergisystemene vil være utformet og orientert, ville slike simuleringer vært vanskelige å gjennomføre i denne oppgaven, men det anbefales at de benyttes i det videre arbeidet dersom solenergisystemer blir aktuelle i Seterhyttene.

Den tredje antakelsen fastslår at solfangeranleggene dimensjoneres slik at de dekker hele varmebehovet i den måneden som gjør at energiforsyningsløsningene de inngår i, blir så lønnsomme som mulig. Denne antakelsen begrunnes med at lønnsomhet er et viktig kriterium ved investeringsprosjekter. Et alternativ kunne vært å dimensjonere anlegget slik at det ikke i noen måneder blir høyere produksjon enn forbruk. Dimensjoneringen etter økonomi resulterte imidlertid i null overproduksjon, så disse dimensjoneringsgrunnlagene gir samme resultat. At ingen varme går til spille passer godt med teorien i avsnitt 3.4.1, som trekker frem at overdimensjonering av solfangeranlegg er lite hensiktsmessig. Produksjonen fra solfangerene i CHP+PV+SF- og NV+SF-scenariet utgjør omkring 19 % av det totale årlige varmebehovet (både varmtvann og oppvarming) og 43 % av det årlige varmtvannsbehovet. I kapittel 3.4.1 står det at solfangeranlegg typisk kan dekke rundt halvparten av varmtvannsbehovet i norske boliger, så dimensjoneringen virker rimelig realistisk.

Solfangerne kunne også blitt dimensjonert på en måte som gjorde at de ikke nødvendigvis dekket hele varmebehovet i en måned. Kravet om at hele behovet skulle dekkes i én måned gjorde imidlertid at en relativt enkel iterativ prosess var tilstrekkelig for å finne den mest lønnsomme dimensjoneringen, og innenfor oppgavens omfang ble dette vurdert som en praktisk strategi. Det er likevel klart at dimensjoneringen kan gjøres på grunnlag av en mer detaljert optimalisering i et eventuelt videre arbeid, for eksempel ved bruk av simuleringeverktøy.

Den neste antakelsen er tilsvarende som den foregående, bare at den gjelder solcelleanleggene. Igjen brukes lønnsomhet som kriterium for dimensjoneringen. Det er imidlertid lagt til en begrens-

ning om at solcellene kun kan dimensjoneres til å dekke det el-spesifikke forbruket utover det som dekkes av CHPens produksjon i den måneden mellom mars og september som gjør systemet så lønnsomt som mulig. Tillegget uthevet i kursiv ble lagt til fordi de økonomiske beregningene antydte at det ville være hensiktsmessig med så store solcelleanlegg som mulig i NV-scenarioene. Dette skyldes at inndataene til nåverdiberegningene gjør at solcelleanleggene i disse scenarioene tilsynelatende nedbetales gjennom strømmen levert inn på nettet uansett hvor store anleggene er. Det er imidlertid ikke realistisk med veldig store solcelleanlegg, fordi de er nødt til å plasseres et hensiktsmessig sted. I tillegg gir høy overskuddsproduksjon høy belastning på strømmettet, og den gjør også at effektgrensen på innmatet effekt for plusskunder på 100 kW kan overskrides. Disse begrensningene tar ikke nåverdiberegningene i denne oppgaven høyde for, og problemet ble derfor håndtert med spesifikasjonen forklart over.

Andre kriterier enn lønnsomhet kunne blitt benyttet også her, for eksempel at utvekslingen med strømmettet skulle være minst mulig i løpet av et år eller minst mulig i vintermånedene. Det første alternativet ble valgt bort fordi det ikke tar hensyn til at belastningen på nettet generelt er størst om vinteren, og at det er da det er viktigst å begrense Seterhyttens innmating av strøm. Dimensjoneringskriteriet om lavest belastning i vintermånedene ble imidlertid også valgt bort, fordi nettbelastningen ifølge Lyse (2013) er størst i desember og januar, mens solcellenes produksjon i disse månedene er null (fra figur 4.3). Dermed har da ikke solcellene innflytelse på nettbelastningen. På samme måte som for solfangerene kunne også solcelleanleggene blitt dimensjonert uten å forutsette at de måtte dekke hele behovet i en måned, men dette ville gjort det nødvendig å bruke en mer avansert tilnærming. I det videre arbeidet bør det benyttes simuleringer for å dimensjonere anleggene. De tidligere nevnte simuleringverktøyene kan dessuten gi svar på hvordan solenergianleggene bør plasseres og vinkles for å maksimere produksjonen.

En svakhet ved alle energiberegningene i denne oppgaven i forbindelse med dimensjoneringen av solenergisystemene er den månedlige oppløsningen. Når solenergisystemene dimensjoneres for å dekke «hele energibehovet» i en måned, er ikke dette helt realistisk. For solfangeranlegg er det vanlig med en akkumulatortank for korttidslagring av varme, slik at anlegget kan levere varme også om natten. I lengre overskyede perioder er det imidlertid sannsynlig at bioenergisystemene vil måtte bidra med noe varme. Derfor er solfangervarmen i denne oppgaven trolig litt høyere enn den ville vært i virkeligheten. For solcellestrømmen er det ikke lagt opp til korttidslagring, så som spesifisert i avsnitt 4.2.2, er det *netto* forbruk av nettstrøm som blir null i den dimensjonerende måneden. Det innebærer at det forekommer utveksling av strøm med nettet også i denne måneden, men det vises ikke i de månedlige beregningene, fordi utvekslingen foregår på times- og døgnbasis. I de andre månedene vil den reelle utvekslingen også være større enn beregningene viser.

Ideelt sett skulle energiberegningene hatt bedre oppløsning. Energiberegninger ned mot timesnivå kan bidra til å sørge både for bedre samsvar mellom energibehov og lokal energiproduksjon, såkalt «load matching», og til at det tas bedre hensyn til forholdet mellom energien levert til nettet og nettets behov, såkalt «grid interaction». De senere år har flere forskere trukket frem dette som viktige forbedringspotensialer i arbeidet med ZEBs (Andresen, Lien mfl., 2017; Voss, Sartori mfl., 2010; Salom mfl., 2011). For solenergisystemene vil døgnvariasjonen i produksjon og etterspørsel minne om årsvariasjonen. Om kvelden er produksjonen lav, mens forbruket er høyt, mens det om dagen er høy produksjon, men lavere forbruk. Dette tilsvarer at det om vinteren er høyt forbruk, men lav produksjon, mens det om sommeren er motsatt. I ZEBs er det vanlig med store solcelleanlegg

for å oppnå nullutslippsbalansen, og «mismatchen» mellom behov og produksjon kan derfor bli stor.

I scenarioene i denne oppgaven står solenergisystemene for en mindre del av Seterhyttens totale energibehov, og feilen som følge av den månedlige oppløsningen blir derfor mindre enn ved større solenergianlegg. For bioenergisystemene, som styres etter behovet, er ikke «load matching» et problem. Ifølge Walnum og Fredriksen (2018) er PV-anlegg godt egnet i kombinasjon med mikro-CHPer for å oppnå optimalisert «load matching» og «grid interaction» i nullutslippsnabolag, fordi PV-anlegget kan designes til å utfylle CHPens produksjon både på års- og timesbasis. Dette indikerer at en eventuell videreføring av arbeidet med Seterhyttens energiforsyning bør forsøke å ta bedre hensyn til disse aspektene.

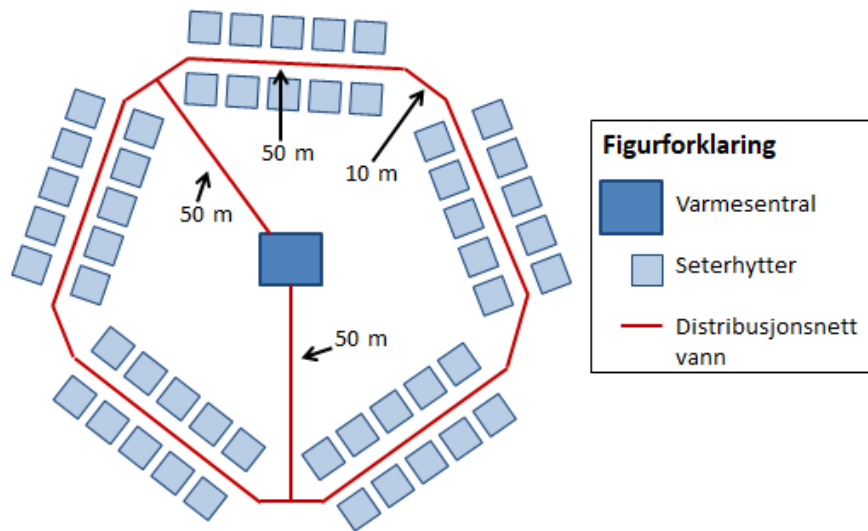
De neste antakelsene i avsnitt 4.2.2 sier at bioenergianleggene dimensjoneres og driftes for å kunne dekke hele varmebehovet i Seterhyttene. Dette er i tråd med målet om minst mulig nettstrømsforbruk og er trolig relativt sannsynlig. Imidlertid er det mulig at det fra et økonomisk perspektiv ville vært hensiktsmessig å dekke noe av topplasten med elektrisk energi, for å unngå at bioenergianleggene må kjøre på lav effekt. CHPens produksjonsforhold mellom strøm og varme er hentet fra et faktisk anlegg og er derfor reelt, men dersom Volter-modellen som er brukt som utgangspunkt ikke blir benyttet, kan dette forholdet være annerledes. Ifølge Mohamed, Hasan og Sirén (2014) ligger forholdet gjerne mellom 1:2 og 1:4 for mikro-CHPer. Guest mfl. (2011) antar 1:2,2 for mikro-CHPen i sin studie. Som figur 5.2 og vedlegg A.5 viser, resulterer det antatte produksjonsforholdet i relativt liten overproduksjon av strøm når CHPen driftes etter det termiske behovet. Dersom hyttene skulle bli bygget som lavenergihytter, slik som diskutert i avsnitt 6.2.1, ville strømproduksjonen fra en CHP med dette produksjonsforholdet gi et betydelig større overproduksjon av strøm. I et slikt tilfelle burde det blitt undersøkt om det er mulig å benytte en CHP med et annet produksjonsforhold.

De tre siste antakelsene for beregningen av energiproduksjonen handler om overføringstap. Varmetapet i nærvarmenettet, som er satt til å være 5 % av hyttens varmebehov, er lavt sammenliknet med intervallet på 5-15 % oppgitt i kapittel 3.3.3. Dette anses likevel som fornuftig fordi Seterhyttens antatt tette konfigurering gjør det nødvendig med et kort rørrnettverk, i tillegg til at tapene sannsynligvis er lavere i nye rør enn det som er gjennomsnittet for eksisterende fjern- og nærvarmenett. Det er antatt null distribusjonstap av solvarme fordi anleggene er plassert på hvert enkelt hyttetak, og varmen må derfor distribueres veldig kort. Dersom solfangieranleggene sentraliseres og leverer varme til nærvarmenettet, slik det ble foreslått i avsnitt 5.4, vil imidlertid tapene av solfangervarme bli ca. like store som tapene av biovarme. På den annen side viser energiberegningene i figur 5.2 at dette kun vil resultere i at de totale varmetapene øker fra 3,8 til 4,8 % av den totale varmeproduksjonen, så denne antakelsen har lite å si for de endelige resultatene.

Avslutningsvis neglisjeres de elektriske overføringstapene, noe som selvfølgelig er en forenkling, men ifølge Guest mfl. (2011) er de prosentmessige elektriske tapene betydelig lavere enn de termiske over korte distanser, så dette gir sannsynligvis ikke særlig stort utslag på resultatene. I tillegg er det vanskelig å si hvor lange strømkabler som er nødvendig når det ikke er bestemt hvordan strømmen skal overføres til hyttene. I en mer detaljert beregning, der lengden på distribusjonsnettet er kjent, bør tapene inkluderes.



## B Antatt konfigurasjon av Seterhytter og distribusjonsnett for vannbåren varme



Figur B.1: Illustrasjon av antatt konfigurasjon av de femti Seterhyttene og distribusjonsnettet for den vannbåre varmen. Elementene i figuren er ikke tegnet i rett skala i forhold til hverandre

## C Inndata til nåverdiberegninger

Tabell C.1: Inndata til nåverdiberegninger, del 1: Data for kraftvarmeverk

| Parameter  | Verdi     | Kilde(r) og eventuelle kommentarer   |
|--|-----------|--|
| Investering gassifiseringsenhet CHP [NOK]  | 1 729 513 | Fra Kallhovd og Bernhard (2015)  |
| Flissilo og matesystem CHP [NOK]   | 420 000   | Fra Kallhovd og Bernhard (2015), men redusert med 100 000 NOK, ettersom anlegget skal forsyne betydelig lavere energimengde  |
| Andre investeringskostnader CHP [NOK]  | 704 232   | Basert på Kallhovd og Bernhard (2015), inkl. transport, energisentral, akkumulatortank etc. Trukket fra 100 000 NOK for «ekstra rør- og elektroarbeider», ettersom rørkostnader er inkl. i kostnad for nærvarmenett og elektroinstallasjoner er utelatt fra analysen |
| Tillegg for uforutsette utgifter, prosjektering og rigg for CHP [% av investering] | 44 %      | Fra Kallhovd og Bernhard (2015). Inkluderer 13 % for prosjektering, 11 % for rigg og 20 % risikotillegg/for uforutsette utgifter   |
| Drift og vedlikehold CHP [NOK/år]  | 58 911    | Fra Kallhovd og Bernhard (2015)  |
| Levetid CHP [år]   | 20        | Fra Kallhovd og Bernhard (2015)  |
| Enova-støtte investering CHP [%]   | 33 %      | Fra Wiik, Sørensen og Selvig (2017)  |
| Samlet virkningsgrad CHP [%]   | 72 %      | Fra Kallhovd og Bernhard (2015)  |
| Kostnadsreduksjon ved reinvestering CHP [%]  | 30 %      | Fra Kallhovd og Bernhard (2015)  |
| Kostnadsreduksjon pga. mindre anlegg i alternativt scenario [%]                    | 38,44 %   | Beregnet med formel 5 med $\alpha = 0,7$ fra Guest mfl. (2011). Ifølge Kumar, Cameron og Flynn (2003) er 0,7-0,8 vanlige verdier for $\alpha$ for bioenergianlegg  |

Tabell C.2: Inndata til nåverdiberegninger, del 2: Data for nærvarme-scenarioer

| Parameter                                      | Verdi   | Kilde(r) og eventuelle kommentarer  |
|--|---------|---|
| Investering fliskjel [NOK]                     | 400 000 | Antar 50 kW installert effekt og 8000 NOK/kW inkl. prosjektering og rigg basert på at Sidelnikova mfl. (2015) oppgir 6975 NOK/kW for 1 MW flisfyrt anlegg inkl. kjel, installasjon og prosjektering. Skalafordeler gjør at det blir dyrere pr. kW for mindre kjel. Kallhovd og Bernhard (2015) oppgir 6900 NOK/kW for 60 kW pelletskjel inkl. prosjektering, rigg og installasjon, men det høres lite ut når Sidelnikova mfl. (2015) oppgir 7320 og 9547 NOK/kW for hhv. 150 og 10 kW pelletskjel. Nibio (2018a) oppgir 8500 NOK/kW for små flisfyringsanlegg |
| Investering akkum.tank [NOK]                   | 61 557  | 10 m <sup>3</sup> koster ifølge Kallhovd og Bernhard (2015) 100 000 NOK. Trenger sannsynligvis mindre volum, så justerer ned med samme faktor som for mindre CHP-anlegg (38,44 %)   |
| Investering flissilo og matesystem [NOK]       | 327 737 | Fra Kallhovd og Bernhard (2015), men fratrukket én sirkelmater (trolig ikke nødvendig med to for et såpass lite anlegg) og redusert silokostnad med samme faktor som for mindre CHP-anlegg (38,44 %) fordi den sannsynligvis kan være mindre. Gir silokostnad på ca. 148 000. Ifølge Rosenberg (2010) koster en silo for en 200 kW pelletskjel 200 000 NOK inkl. betongfundament, men denne kjelen har fire ganger så stor effekt og vil trolig trenge større silo  |
| Investering energisentral [NOK]                | 225 000 | Basert på Kallhovd og Bernhard (2015), som antar 15 000 NOK/m <sup>2</sup> og 30 m <sup>2</sup> sentral. Antar halvparten så stor sentral fordi en fliskjel tar betydelig mindre plass enn en CHP   |
| Tillegg NV-anlegg for uforutsette utgifter [%] | 25 %    | Basert på Kallhovd og Bernhard (2015), men justert ned fordi kjelkostnaden inkluderer prosjektering og rigg og fordi prosjekteringskostnaden og risikoen sannsynligvis er lavere for et NV-system som er mindre komplekst   |
| Drift og vedlikehold NV-anlegg [NOK/kWh]       | 0,07    | Relativt høy verdi basert på innhentede data fra: Nibio (2018a): 2 øre/kWh, Rosenberg (2010): 5-7 øre/kWh, Gartnerforbundet (2019): 8 øre/kWh, Sidelnikova mfl. (2015): 2,7-4,1 øre/kWh for fuktig flis i anlegg større enn 1 MW  |
| Levetid anlegg [år]                            | 20      | Fra Kallhovd og Bernhard (2015)   |
| Kostnadsreduksjon reinvestering kjel [%]       | 0 %     | Ifølge Sidelnikova mfl. (2015) er biokjeler moden teknologi med liten forventet prisnedgang   |
| Virkn.grad kjel [%]                            | 85 %    | En kjel med relativt høy ytelse basert på Standard Norge (2016). ETA (2018) selger kommersielle kjeler med over 90 % virkningsgrad  |

Tabell C.3: Inndata til nåverdiberegninger, del 3: Data for solenergisystemer

| Parameter   | Verdi | Kilde(r) og eventuelle kommentarer  |
|---|-------|---|
| Investeringskostnad PV [NOK/Wp]                               | 18    | Basert på Solenergiklyngen (2018) og Kallhovd og Bernhard (2015) som begge har denne verdien. Kummen (2018) fikk tilbud fra Solcellespesialisten på 14,2, 12,2 og 12,3 NOK/Wp   |
| Drift og vedlikehold PV [% av investeringskostnad]            | 1,5 % | Inkl. bytte av vekselretter én gang i levetiden til PV-anlegget. Det er basert på at Solenergiklyngen (2018) og Sidelnikova mfl. (2015) antar 0,5 % ekskl. bytte av vekselretter, mens Kallhovd og Bernhard (2015) benytter 1,5 % inkl. bytte av komponenter  |
| Levetid PV [år]   | 30    | Anbefalt av IEA (Sørensen mfl., 2017) og det som benyttes av Solenergiklyngen (2018), Kallhovd og Bernhard (2015), Bernhard, Mørkved mfl. (2017) og Jungbluth mfl. (2012)   |
| Produksjon PV [kWh/(kWp·år)]                                  | 800   | Fra Solenergiklyngen (2018) og Jungbluth mfl. (2012) (tabell 14.4)  |
| Kostnadsreduksjon ved reinvestering PV- og SF-anlegg [%]      | 40 %  | Ifølge Sidelnikova mfl. (2015) forventes en prisreduksjon for solfanger- og solcelleanlegg på 40 % fra 2014 til 2035. Kallhovd og Bernhard (2015) benytter også 40 % for solceller  |
| Varmeproduksjon per solfangerareal [kWh/(m <sup>2</sup> ·år)] | 400   | Gjennomsnitt fra Andresen, Buvik mfl. (2010) og det som er målt på Ranheim ifølge Lavenergi-programmet (2013)   |
| Investeringskostnad SF [NOK/m <sup>2</sup> ]                  | 7000  | Bernhard og Sørensen (2015) har samlet kostnader (inkl. tank og montering) fra 24 leverandører. Det minste anlegget er på 3,5 m <sup>2</sup> , men de har laget en lineær trendlinje som kan benyttes til å finne kostnadene for mindre anlegg. Dersom Seterhyttene har individuelle SF-anlegg, blir de basert på energiberegningene ca. 1 m <sup>2</sup> store. Det er imidlertid sannsynlig at det vil bli benyttet en form for deleløsning for SF-anleggene. Benytter derfor kostnaden for et 2 m <sup>2</sup> anlegg på ca. 7700 NOK/m <sup>2</sup> , men reduserer til 7000 NOK siden akkumulatortanken er inkl. i andre kostnader |
| Drift/vedlikehold SF [% av investeringskostn.]                | 1 %   | Svært lave drifts- og vedlikeholdskostnader ifølge Sørensen, Torp og Nylund (2017)  |
| Levetid SF [år]   | 20    | Ifølge Sørensen, Torp og Nylund (2017) opp mot 30 år, mens ecoinvent antar 20 år  |

Tabell C.4: Inndata til nåverdiberegninger, del 4: Inndata felles for scenarioer

| <b>Parameter</b>   | <b>Verdi</b> | <b>Kilde(r) og eventuelle kommentarer</b>   |
|--|--------------|---|
| Analyseperiode [år]                                      | 60           | Fra Kallhovd og Bernhard (2015) og Dokka, Houlihan Wiberg mfl. (2013). Vanlig verdi for levetid på bygg i nåverdiberegninger og det ZEB- og ZEN-sentrene benytter   |
| Kalkulasjonsrente [-]                                    | 4 %          | Anbefales av Andresen, Buvik mfl. (2010), er det Sidelnikova mfl. (2015) benytter i LCOE-beregninger og ble benyttet i Kallhovd og Bernhard (2015)  |
| Lengde nærvarmenett [m]                                  | 500          | Antakelse basert på prosjektets egenskaper, se figur i vedlegg B. Det er lagt til et tillegg på 2 m per hytte for påkobling til hovednettet   |
| Investering nærvarmenett [NOK/m]                         | 1638,5       | Basert på Sidelnikova mfl. (2015) sine verdier for DN50-rør: 850 NOK/m i gravearbeid og 600 NOK/m i rørleggerarbeid (inkl. rørene). Legger til 13 % prosjekteringspåslag for å være konsekvent med CHP-data. Rosenberg (2010) oppgir 2000 NOK/m inkl. rørmateriell, rørmontasje, gravearbeid og prosjektering. Benyttet nyeste tall |
| Drift/vedlikehold nærvarmenett [% av investeringskostn.] | 2 %          | Vanlig verdi for tekniske systemer, samme som for CHP i Kallhovd og Bernhard (2015)   |
| Levetid nærvarmenett [år]                                | 30           | Fra Perzon, Johansson og Fröling (2007)   |
| Varmetap nærvarmenett [%]                                | 5 %          | Fra Guest mfl. (2011) sin verdi for mikro-CHP   |
| Fliskostnad inkl. transport [NOK/kWh]                    | 0,24         | Basert på flere kilder. Sidelnikova mfl. (2015): 0,24 og 0,21 NOK/kWh eks. transport for flis med hhv. fuktinnhold <10 % og <35 %. Kallhovd og Bernhard (2015): 0,2 NOK/kWh for <35 % fukt og 2 øre/kWh i transport. Nibio (2018a): 0,21 NOK/kWh uten spesifisert fuktinnhold. Energirapporten (2017): 0,205 for <35 % fukt         |
| Flistørkesystem [NOK]                                    | 616 000      | Fra Kallhovd og Bernhard (2015)   |
| Kjøpspris strøm [NOK/kWh]                                | 1            | Rundet opp 0,97 i Solenergiklyngen (2018). Bernhard, Mørkved mfl. (2017): 0,8-1   |
| Salgspris strøm [NOK/kWh]                                | 0,3          | Fra Kallhovd og Bernhard (2015). Bernhard, Mørkved mfl. (2017): 0,25  |
| Årlig økning i strømpris                                 | 3 %          | Fra Solenergiklyngen (2018). Strømprisen vil ifølge Bartnes, Amundsen og Bjørshol (2018) øke fremover, anslår økning fra 0,32 til 0,36 NOK/kWh i spotpris fra 2020-2030. Sannsynlig med økning i nettleie også som følge av infrastrukturutbygging  |

## **D Detaljerte resultater fra økonomiske beregninger**

**TOTALKOSTNAD MED FLISTØRKing**

|                      | CHP drift<br>og<br>vedlike-<br>hold | CHP<br>investering | Fliskjel-<br>anlegg drift<br>og vedlike-<br>hold | Fliskjel-<br>anlegg<br>investering | Rørnett<br>totalt | PV<br>investering | PV drift og<br>vedlike-hold | Solfanger<br>investering | Solfanger<br>drift og<br>vedlike-<br>hold | Strøm<br>netto | SUM            | Relativt til<br>kun<br>nettstrøm |
|----------------------|-------------------------------------|--------------------|--|------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------|---|----------------|----------------|----------------------------------|
| <b>Bare strøm</b>    | 0                                   | 0                  | 0  | 0                                  | 0                 | 0                 | 0                           | 0                        | 0   | 6194786        | <b>6194786</b> | 100 %                            |
| <b>CHP(S)</b>        | 2254807                             | 4665283            | 0  | 0                                  | 1442526           | 0                 | 0                           | 0                        | 0   | 442356         | <b>8804972</b> | 142 %                            |
| <b>CHP(L)</b>        | 1806925                             | 2871819            | 0  | 0                                  | 1442526           | 0                 | 0                           | 0                        | 0   | 442356         | <b>6563626</b> | 106 %                            |
| <b>CHP(S)+PV</b>     | 2254807                             | 4665283            | 0  | 0                                  | 1442526           | 489465            | 126194                      | 0                        | 0   | -61612         | <b>8916662</b> | 144 %                            |
| <b>CHP(L)+PV</b>     | 1806925                             | 2871819            | 0  | 0                                  | 1442526           | 489465            | 126194                      | 0                        | 0   | -61612         | <b>6675316</b> | 108 %                            |
| <b>CHP(S)+PV+ SF</b> | 2045209                             | 4665283            | 0  | 0                                  | 1442526           | 777649            | 200493                      | 449977                   | 60566                                     | -61612         | <b>9580093</b> | 155 %                            |
| <b>NV+PV</b>         | 0                                   | 0                  | 799948   | 2110590                            | 1442526           | 1658311           | 427545                      | 0                        | 0   | 289098         | <b>6728018</b> | 109 %                            |
| <b>NV+PV+SF</b>      | 0                                   | 0                  | 646089   | 2110590                            | 1442526           | 1658311           | 427545                      | 449977                   | 60566                                     | 289098         | <b>7084703</b> | 114 %                            |

**TOTALKOSTNAD UTEN FLISTØRKing**

|                      | CHP drift<br>og<br>vedlike-<br>hold | CHP<br>investering | Fliskjel-<br>anlegg drift<br>og vedlike-<br>hold | Fliskjel-<br>anlegg<br>investering | Rørnett<br>totalt | PV<br>investering | PV drift og<br>vedlike-hold | Solfanger<br>investering | Solfanger<br>drift og<br>vedlike-<br>hold | Strøm<br>netto | SUM            | Relativt til<br>kun<br>nettstrøm |
|----------------------|-------------------------------------|--------------------|--|------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------|---|----------------|----------------|----------------------------------|
| <b>Bare strøm</b>    | 0                                   | 0                  | 0  | 0                                  | 0                 | 0                 | 0                           | 0                        | 0   | 6194786        | <b>6194786</b> | 100 %                            |
| <b>CHP(S)</b>        | 2254807                             | 4665283            | 0  | 0                                  | 1442526           | 0                 | 0                           | 0                        | 0   | 442356         | <b>8804972</b> | 142 %                            |
| <b>CHP(L)</b>        | 1806925                             | 2871819            | 0  | 0                                  | 1442526           | 0                 | 0                           | 0                        | 0   | 442356         | <b>6563626</b> | 106 %                            |
| <b>CHP(S)+PV</b>     | 2254807                             | 4665283            | 0  | 0                                  | 1442526           | 349618            | 90138                       | 0                        | 0   | -61612         | <b>8740760</b> | 141 %                            |
| <b>CHP(L)+PV</b>     | 1806925                             | 2871819            | 0  | 0                                  | 1442526           | 349618            | 90138                       | 0                        | 0   | -61612         | <b>6499414</b> | 105 %                            |
| <b>CHP(S)+PV+ SF</b> | 2045209                             | 4665283            | 0  | 0                                  | 1442526           | 555464            | 143209                      | 449977                   | 60566                                     | -61612         | <b>9300623</b> | 150 %                            |
| <b>NV+PV</b>         | 0                                   | 0                  | 799948   | 2110590                            | 1442526           | 1184508           | 305389                      | 0                        | 0   | 289098         | <b>6132060</b> | 99 %                             |
| <b>NV+PV+SF</b>      | 0                                   | 0                  | 646089   | 2110590                            | 1442526           | 1184508           | 305389                      | 449977                   | 60566                                     | 289098         | <b>6488744</b> | 105 %                            |

**LCOE [NOK/kWh]**

|                         | Bare strøm | CHP     | Billigere<br>CHP | Billigere<br>CHP+PV | Billigere<br>CHP+PV | Billigere<br>CHP+PV+SF | NV+PV   | NV+PV+SF |
|-------------------------|------------|---------|------------------|---------------------|---------------------|------------------------|---------|----------|
| <b>Med flistørking</b>  | 2,00169    | 3,17050 | 2,32117          | 3,14975             | 2,30043             | 3,33066                | 2,39560 | 2,51085  |
| <b>Uten flistørking</b> | 2,00169    | 2,84510 | 2,12087          | 2,82435             | 2,10012             | 3,00526                | 1,98142 | 2,09667  |

## E Fullstendig oppsett av livsløpsregnskap for forgrunnssystemer i livsløpsvurdering

Tabell E.1: Livsløpsregnskap for prosess «Trefflis, levert ved bioenergianlegg»

| <b>Output: Trefflis, levert ved bioenergianlegg</b>  |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 kg</b> |
|--|--|----------------|-------------|
| <b>Inputs</b>  |  |                |             |
| Prosessnavn  |  | Mengde         | Enhet       |
| Wood chips, wet, measured as dry mass {SE}   softwood forestry, pine, sustainable forest management   Alloc Def, U   |  | 0,646          | kg          |
| Wood chips, wet, measured as dry mass {SE}   softwood forestry, spruce, sustainable forest management   Alloc Def, U   |  | 0,177          | kg          |
| Wood chips, wet, measured as dry mass {SE}   hardwood forestry, birch, sustainable forest management   Alloc Def, U  |  | 0,219          | kg          |
| Transport, freight, lorry, unspecified {GLO}   market for   Alloc Def, U   |  | 0,029          | tkm         |
| <b>Kommentarer</b>   |  |                |             |
| <p>Fordelingen mellom treslagene er basert på tabell 18 i Granhus, Hysten og Ørnelund Nilsen (2012), der det oppgis at det produktive skogvolumet i Trøndelag består av 62 % gran, 17 % furu og 14 % bjørk, mens de resterende 7 prosentene hovedsakelig består av harde tresorter som likner mest på bjørk. Transportdistansen på 29 km og flistapet på 4 % under transporten er hentet fra Guest mfl. (2011). For flisprosessene som er benyttet oppgis det i tabell 2-15 i Werner (2017) at gran, furu- og bjørkeflisen har nedre brennverdier på hhv. 19,658; 19,280 og 18,372 MJ/kg. Vektet etter andelen av hvert treslag i det endelige brenselet gir dette en gjennomsnittlig brennverdi for treffisen på 19,32 MJ/kg.</p> |  |                |             |

Tabell E.2: Livsløpsregnskap for prosess «Nettstrøm»

| <b>Output: Nettstrøm</b>   |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 kWh</b> |
|--|--|----------------|--------------|
| <b>Inputs</b>  |  |                |              |
| Prosessnavn  |  | Mengde         | Enhet        |
| Electricity, high voltage {NORDEL}   production mix   Alloc Def, U |  | 1              | kWh          |



Tabell E.3: Livsløpsregnskap for prosess «Fliskjel 50 kW, drift inkl. håndtering av aske»

| <b>Output: Fliskjel 50 kW, drift inkl. håndtering av aske</b> |  | <b>Mengde:</b> | <b>1,133 MJ</b> |
|---|--|----------------|-----------------|
| <b>Inputs</b>   |  |                |                 |
| Prosessnavn   |  | Mengde         | Enhet           |
| Treflis, levert ved bioenergianlegg                           |  | 0,0698         | kg              |
| Nettstrøm   |  | 0,00556        | kWh             |
| <b>Utslipp til luft</b>                                       |  |                |                 |
| Type  |  | Mengde         | Enhet           |
| Particulates, < 2.5 um  |  | 8,613E-5       | kg              |
| Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified                 |  | 1,213E-6       | kg              |
| Dinitrogen monoxide   |  | 4,000E-6       | kg              |
| Chromium  |  | 5,280E-9       | kg              |
| PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons                         |  | 1,480E-8       | kg              |
| Formaldehyde  |  | 1,733E-7       | kg              |
| Sulfur dioxide  |  | 3,333E-6       | kg              |
| Calcium   |  | 7,800E-6       | kg              |
| Water/m3  |  | 0,000100       | kg              |
| Chlorine  |  | 2,400E-7       | kg              |
| Benzene   |  | 1,213E-6       | kg              |
| Benzene, ethyl-   |  | 4,000E-8       | kg              |
| Fluorine  |  | 6,667E-8       | kg              |
| Mercury   |  | 4,000E-10      | kg              |
| Bromine   |  | 8,000E-8       | kg              |
| Benzene, hexachloro-  |  | 9,600E-15      | kg              |
| Nitrogen oxides   |  | 0,000133       | kg              |
| Manganese   |  | 2,267E-7       | kg              |
| Phenol, pentachloro-  |  | 1,080E-11      | kg              |
| Sodium  |  | 1,733E-6       | kg              |
| Acetaldehyde  |  | 8,133E-8       | kg              |
| Nickel  |  | 8,000E-9       | kg              |
| Toluene   |  | 4,000E-7       | kg              |
| Copper  |  | 2,933E-8       | kg              |
| Dioxin, 2,3,7,8 Tetrachlorodibenzo-p-                         |  | 4,133E-14      | kg              |
| Potassium   |  | 3,120E-5       | kg              |

Forts. tabell E.3: Livsløpsregnskap for prosess «Fliskjel 50 kW, drift inkl. håndtering av aske»

| <b>Utslipp til luft</b>  |           |       |
|--|-----------|-------|
| Type   | Mengde    | Enhet |
| Ammonia  | 2,307E-6  | kg    |
| m-Xylene   | 1,600E-7  | kg    |
| Cadmium  | 9,333E-10 | kg    |
| Benzo(a)pyrene   | 6,667E-10 | kg    |
| Zinc   | 4,000E-7  | kg    |
| Chromium VI  | 5,333E-11 | kg    |
| Arsenic  | 1,333E-9  | kg    |
| Hydrocarbons, aliphatic, unsaturated                               | 4,133E-6  | kg    |
| Lead   | 3,333E-8  | kg    |
| Carbon dioxide, biogenic   | 0,1360    | kg    |
| Phosphorus   | 4,000E-7  | kg    |
| Carbon monoxide, biogenic  | 0,000600  | kg    |
| Methane, biogenic  | 1,000E-5  | kg    |
| NMVOOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin | 2,333E-5  | kg    |
| Magnesium  | 4,800E-7  | kg    |

#### **Avfall**

| Type   | Mengde   | Enhet |
|--|----------|-------|
| Wood ash mixture, pure {GLO}   market for   Alloc Def, U | 0,000635 | kg    |

#### **Kommentarer**

Ecoinvent-prosessen «Heat, central or small-scale, other than natural gas {CH} | heat production, soft-wood chips from forest, at furnace 50kW | Alloc Def, U» er benyttet som utgangspunkt. Brenselet er erstattet med «Treflis, levert ved bioenergianlegg» og strømmen til drift er erstattet med «Nettstrøm». Virkningsgraden er økt fra 75 til 85 % ved at energiutbyttet er økt fra 1 til 1,133 MJ ( $1 \cdot 0,85 / 0,75 = 1,133$ ). De direkte PM-utslippene fra forbrenning er redusert med 25 % fra totalt 1,0133E-04 kg/MJ (sum av PM2,5 og PM10) til totalt 7,60E-5 kg/MJ (kun PM2.5), som tilsvarer 8,61E-5/1,133 MJ. Dette skyldes at flere nyere kilder, inkludert GEMIS V4.9-databasen, oppgir lavere direkte PM-utslipp fra små fliskjeler. I prosessen «wood-chips-forest-heating-50 kW-2010 (residential central heating system with 50 kW-th for wood chips, incl. auxiliary electricity)» i GEMIS V4.9 er PM-utslippene 4,36E-5 kg/MJ, mens i prosessen «wood-chips-forest-heating-50 kW-2015 (residential central heating system with 50 kW-th for wood chips, incl. auxiliary electricity)» er de 1,38E-5 kg/MJ (IINAS, 2019). For øvrig finner Musil-Schläffer mfl. (2010) at moderne fliskjeler mellom 30 og 60 kW har gjennomsnittlige PM-utslipp på 2,20E-5 kg/MJ (se tabell 6-9), Kelz mfl. (2010) finner at en moderne 30 kW fliskjel har PM-utslipp på 1,53E-5 kg/MJ (se tabell II) og Orasche mfl. (2012) finner at en 30 kW furu-fliskjel har PM-utslipp på 3,10E-5 kg/MJ (Se tabell 2).

Tabell E.4: Livsløpsregnskap for prosess «Fliskjel 50 kW, infrastruktur per hytte for ett år»

| <b>Output: Fliskjel 50 kW, infrastruktur per hytte for ett år</b>   |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 år</b> |
|---|--|----------------|-------------|
| <b>Inputs</b>   |  |                |             |
| Prosessnavn   |  | Mengde         | Enhet       |
| Furnace, wood chips, with silo, 50kW {GLO}   market for   Alloc Def, U  |  | 0,001          | p           |
| <b>Kommentarer</b>  |  |                |             |
| Ecoinvent-prosessen «Heat, central or small-scale, other than natural gas {CH}   heat production, soft-wood chips from forest, at furnace 50kW   Alloc Def, U» er benyttet som utgangspunkt. For å få infrastrukturbehovet per år per hytte, istedenfor per MJ, ganges originalmengden med årsproduksjonen på 3,60E5 MJ og deles på 50. |  |                |             |

Tabell E.5: Livsløpsregnskap for prosess «CHP, drift inkl. håndtering av aske»

| <b>Output: CHP, drift inkl. håndtering av aske</b>   |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 MJ</b> |
|--|--|----------------|-------------|
| <b>Inputs</b>  |  |                |             |
| Prosessnavn  |  | Mengde         | Enhet       |
| Treflis, levert ved bioenergianlegg  |  | 0,0719         | kg          |
| <b>Utslipp til luft</b>  |  |                |             |
| Type   |  | Mengde         | Enhet       |
| Sulfur dioxide   |  | 1,950E-7       | kg          |
| Particulates, < 2.5 um   |  | 7,690E-6       | kg          |
| Carbon monoxide, biogenic  |  | 2,020E-4       | kg          |
| NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin  |  | 1,850E-5       | kg          |
| Methane, biogenic  |  | 1,850E-5       | kg          |
| Nitrogen oxides  |  | 2,250E-4       | kg          |
| Dinitrogen monoxide  |  | 7,440E-6       | kg          |
| <b>Avfall</b>  |  |                |             |
| Type   |  | Mengde         | Enhet       |
| Wood ash mixture, pure {GLO}   market for   Alloc Def, U   |  | 0,000719       | kg          |
| <b>Kommentarer</b>   |  |                |             |
| <p>Livsløpsregnskapet for mikro-CHPen beskrevet i Guest mfl. (2011) er benyttet som utgangspunkt, men brenslene er erstattet med «Treflis, levert ved bioenergianlegg». Tilsvarende som for nåverdiberegningene er det antatt en samlet virkningsgrad på 0,72 % basert på Kallhovd og Bernhard (2015), Siden nedre brennverdi til treflisen er 19,32 MJ/kg (se tabell E.1), blir brenselsbehovet til CHPen regnet ut som <math>1/(0,72 \cdot 19,32 \text{ MJ/kg}) \text{ kg/MJ}</math>. De direkte utslippene er de samme som i Guest mfl. (2011), men det er her spesifisert at alle PM-utslippene er &lt;2.5 µm ettersom forbrenning av trevirke nesten utelukkende fører til partikkelutslipp under denne størrelsen (Bauer, 2012). Det ble besluttet å bruke de direkte utslippene fra Guest mfl. (2011) fordi det er lite data tilgjengelig på de direkte utslippene fra små CHP-enheter. I GEMIS V4.9 har prosessen kalt «bio-SNG-wood-forest-EU-ICE-cogen-10 MW» utslippsverdier som er mellom 0 og 1,74 ganger så store som verdiene i Guest mfl. (2011). I en rapport over utslippsmålinger utført i september 2018 mottatt direkte fra Volter oppgis det at deres mikro-CHP i gjennomsnitt slipper ut 7,14E-6 kg/MJ partikler, 1,79E-5 kg/MJ CO og 2,23E-04 kg/MJ NOx når den kjøres på 80 % av full last. Siden disse verdiene er noe lavere enn verdiene til Guest mfl. (2011), ble det besluttet å beholde verdiene fra sistnevnte kilde. Aske-prosessen er den samme som for fliskjelen, og mengden aske er satt til 1 % av brenselet basert på Guest mfl. (2011).</p> |  |                |             |

Tabell E.6: Livsløpsregnskap for prosess «CHP, infrastruktur for per hytte for ett år»

| <b>Output: CHP, infrastruktur per hytte for ett år</b>  |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 år</b> |
|---|--|----------------|-------------|
| <b>Inputs</b>   |  |                |             |
| Prosessnavn   |  | Mengde         | Enhet       |
| Heat and power co-generation unit, 6400kW thermal, building {CH}   construction   Alloc Def, U  |  | 1,691E-5       | p           |
| Heat and power co-generation unit, 6400kW thermal, common components for heat+electricity {CH}   construction   Alloc Def, U  |  | 3,381E-5       | p           |
| Heat and power co-generation unit, 6400kW thermal, components for electricity only {CH}   construction   Alloc Def, U   |  | 3,381E-5       | p           |
| <b>Kommentarer</b>  |  |                |             |
| <p>For å få infrastrukturbehovet per år, istedenfor per MJ, ganges de originale mengdene med årsproduksjonen på 1,4 GWh (= 5,05E6 MJ) fra Guest mfl. (2011). I tillegg reduseres infrastrukturbehovene ned fra et anlegg med total installert kapasitet på 320 kW til et anlegg med total installert kapasitet på 70 kW ved hjelp av formel (5). Deretter deles de på 50 for å finne infrastrukturbehovene per hytte.</p> |  |                |             |

Tabell E.7: Livsløpsregnskap for prosess «Nærvarmenett»

| <b>Output: Nærvarmenett</b>  |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 m</b> |
|--|--|----------------|------------|
| <b>Inputs</b>  |  |                |            |
| Prosessnavn  |  | Mengde         | Enhet      |
| Polyethylene, high density, granulate {GLO}   market for   Alloc Def, U  |  | 1,290          | kg         |
| Polyurethane, rigid foam {GLO}   market for   Alloc Def, U   |  | 1,040          | kg         |
| Steel, low-alloyed {GLO}   market for   Alloc Def, U   |  | 3,560          | kg         |
| Copper {GLO}   market for   Alloc Def, U   |  | 0,0237         | kg         |
| <b>Utslipp til luft</b>  |  |                |            |
| Type   |  | Mengde         | Enhet      |
| Carbon dioxide   |  | 8,800          | kg         |
| Nitrogen oxides  |  | 0,120          | kg         |
| Sulfur dioxide   |  | 0,0150         | kg         |
| <b>Utslipp til vann</b>  |  |                |            |
| Type   |  | Mengde         | Enhet      |
| COD, Chemical Oxygen Demand  |  | 0,000520       | kg         |
| <b>Kommentarer</b>   |  |                |            |
| <p>Materialmengder hentet fra Fröling, Holmgren og Svanström (2004), direkte utslipp hentet resultatene for transport og legging av rør i «Green area» som gitt i Fröling og Svanström (2005) og materialprosesser valgt i samsvar med Oliver-Solà, Gabarrell og Rieradevall (2009).</p> |  |                |            |

Tabell E.8: Livsløpsregnskap for prosess «Solcellestrøm»

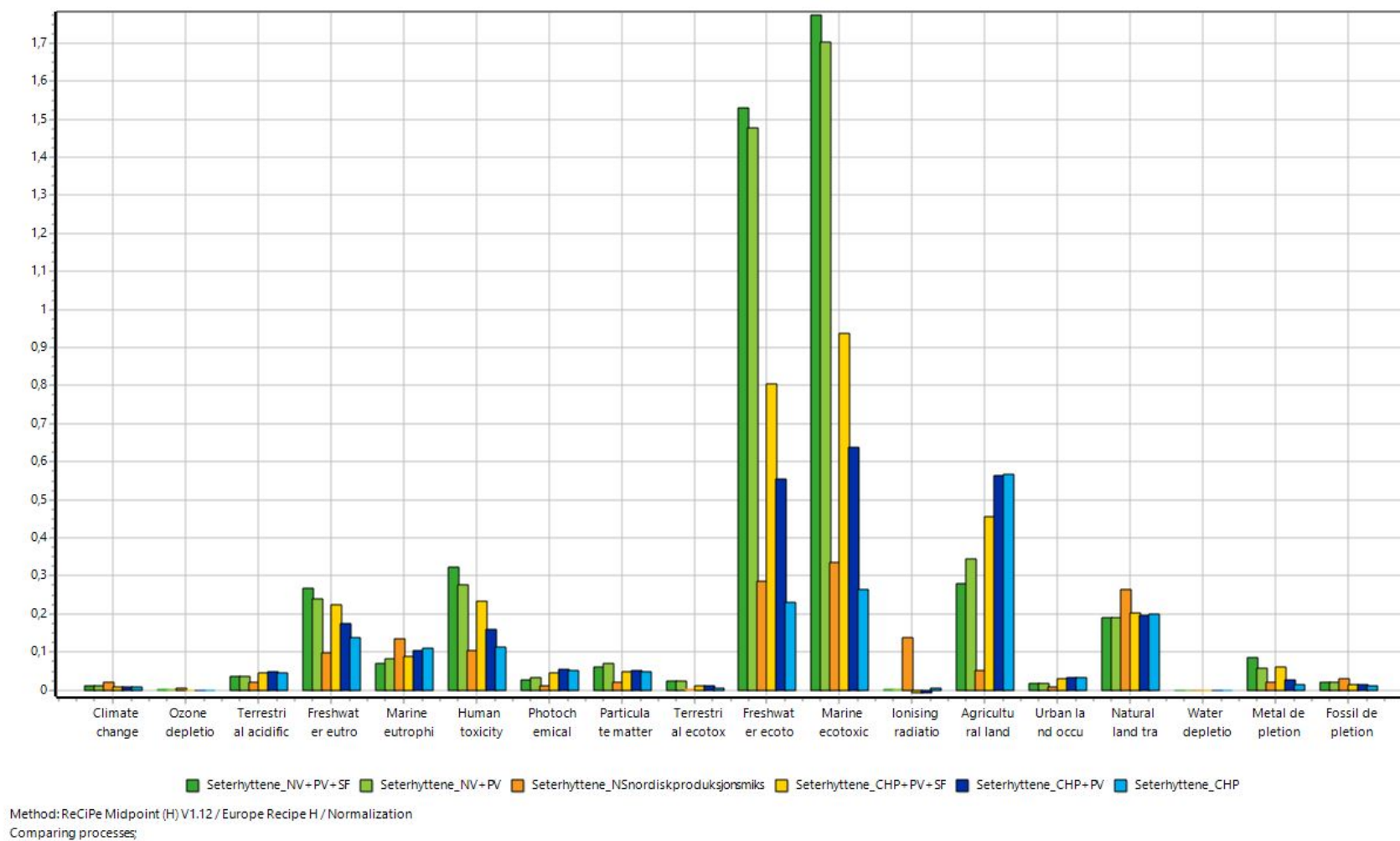
| <b>Output: Solcellestrøm</b>   |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 kWh</b> |
|--|--|----------------|--------------|
| <b>Inputs</b>  |  |                |              |
| Prosessnavn  |  | Mengde         | Enhet        |
| Energy, solar, converted   |  | 3,8503         | MJ           |
| Tap water {Europe without Switzerland}   market for   Alloc Def, U   |  | 0,00628        | kg           |
| Photovoltaic slanted-roof installation, 3kWp, multi-Si, panel, mounted, on roof {GLO}   market for   Alloc Def, U  |  | 1,421E-5       | p            |
| <b>Utslipp til luft</b>  |  |                |              |
| Type   |  | Mengde         | Enhet        |
| Water/m3   |  | 9,420E-7       | m3           |
| <b>Avfall</b>  |  |                |              |
| Type   |  | Mengde         | Enhet        |
| Wastewater, from residence {GLO}   market for   Alloc Def, U   |  | 6,280E-6       | m3           |
| <b>Kommentarer</b>   |  |                |              |
| Denne prosessen tilsvare ecoinvent-prosessen «Electricity, low voltage {SE}   electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted   Alloc Def, U» |  |                |              |

Tabell E.9: Livsløpsregnskap for prosess «Solfangervarme»

| <b>Output: Solfangervarme</b>  |  | <b>Mengde:</b> | <b>1 MJ</b> |
|--|--|----------------|-------------|
| <b>Inputs</b>  |  |                |             |
| Prosessnavn  |  | Mengde         | Enhet       |
| Energy, solar, converted   |  | 1,126          | MJ          |
| Solar collector system, Cu flat plate collector, one-family house, combined system {GLO}   market for   Alloc Def, U   |  | 2,534E-06      | p           |
| Nettstrøm  |  | 0,00902        | kWh         |
| <b>Kommentarer</b>   |  |                |             |
| Ecoinvent-prosessen «Heat, central or small-scale, other than natural gas {CH}   operation, solar collector system, Cu flat plate collector, one-family house, for combined system   Alloc Def, U» er benyttet som utgangspunkt. Nødvendig mengde solfangere er justert opp med en faktor på 1,155 i forhold til originalprosessen basert på at gjennomsnittsinstrålingen i Sveits ifølge Jungbluth mfl. (2012) er 1,155 ganger større enn i Norge. I tillegg er strømmen i originalprosessen erstattet med «Nettstrøm». |  |                |             |

## **F Detaljerte resultater fra livsløpsvurdering**

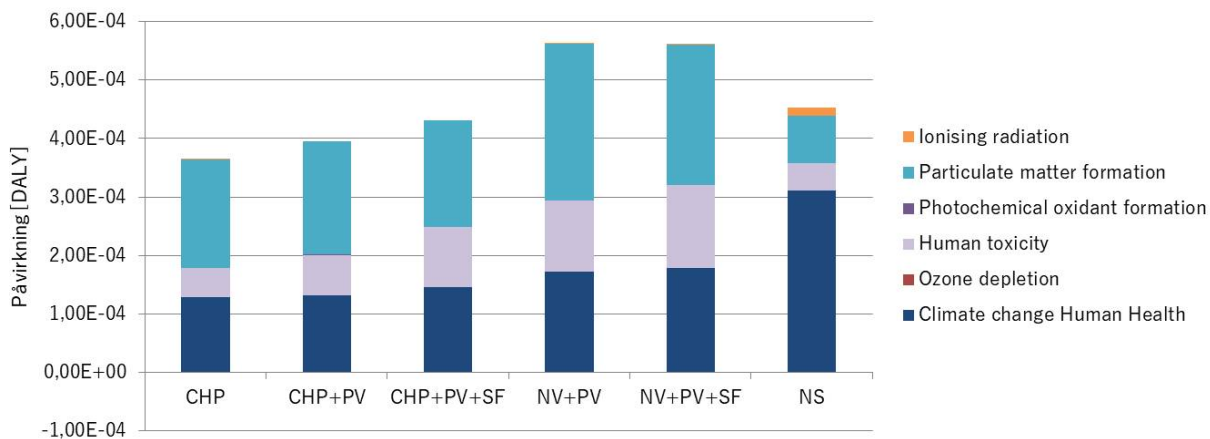
### **F.1 Normaliserte midtpunkt-resultater**



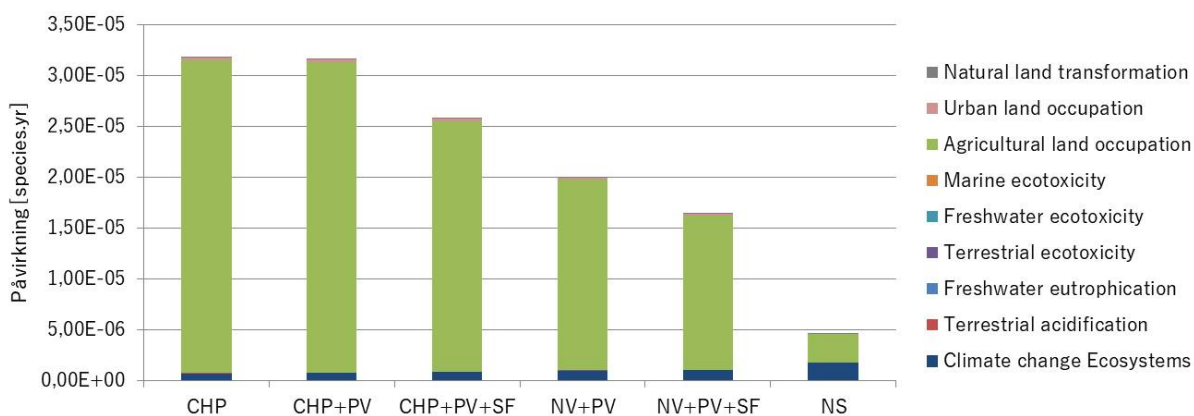
Figur F.1: Normaliserte midpunkt-resultater fra livsløpsvurdering



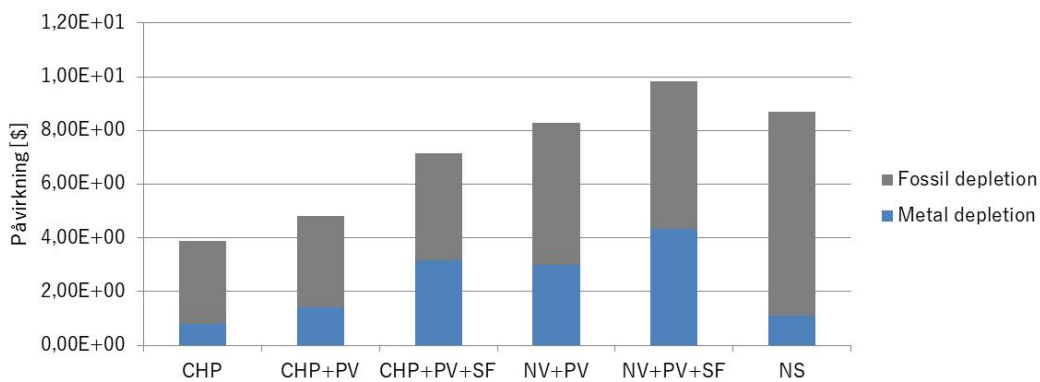
## F.2 Endepunkt-resultater



Figur F.2: Endepunkt-resultater i kategorien *Skade på menneskelig helse*

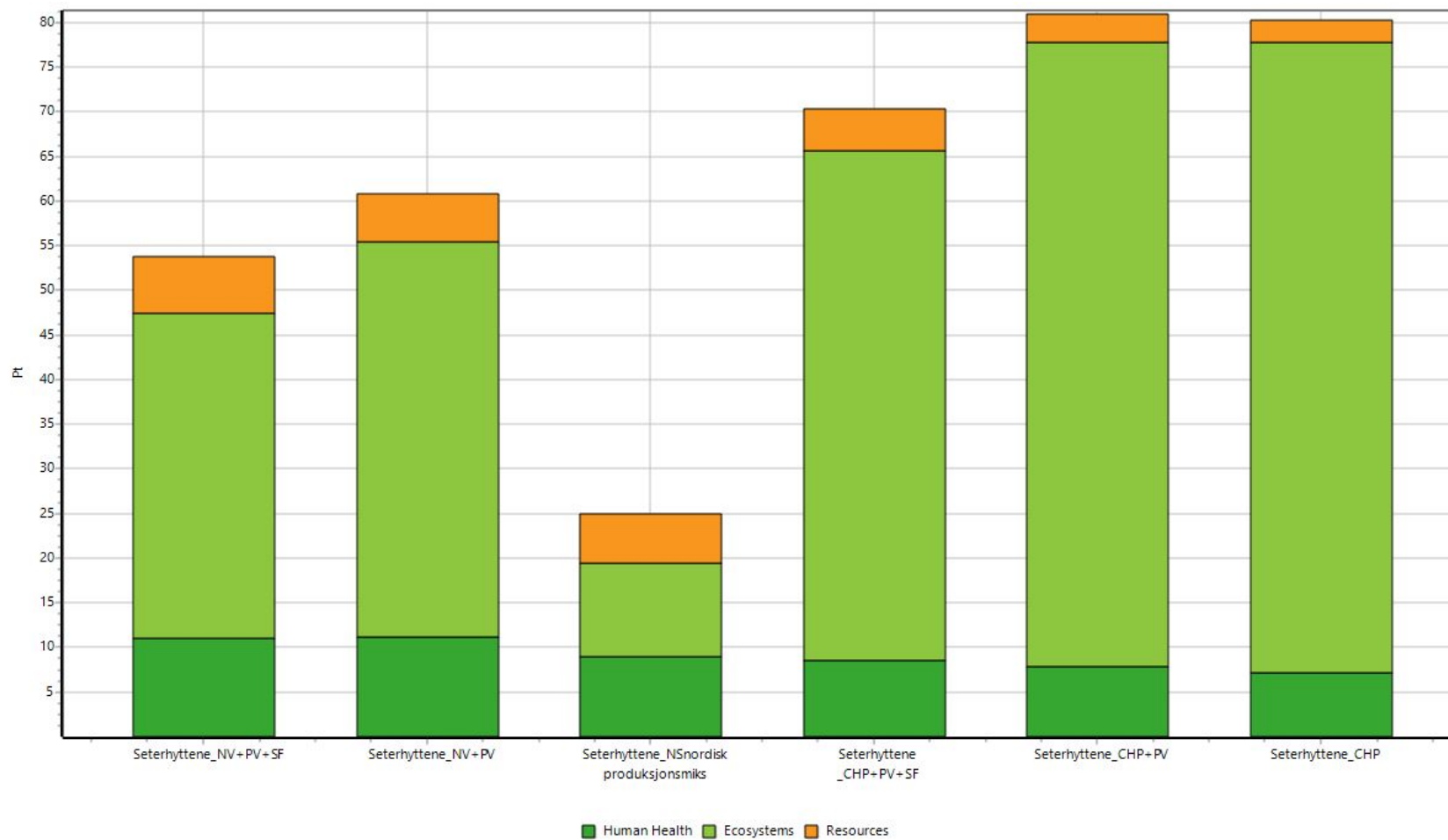


Figur F.3: Endepunkt-resultater i kategorien *Økosystemskade*



Figur F.4: Endepunkt-resultater i kategorien *Skade på ressurstilgjængelighet*

### F.3 Enkeltpoengsummer fra livsløpsvurdering



Method: ReCiPe Endpoint (H) V1.12 / Europe ReCiPe H/A / Single score  
Comparing processes;

Figur F.5: Enkeltpoengsum fra livsløpsvurdering

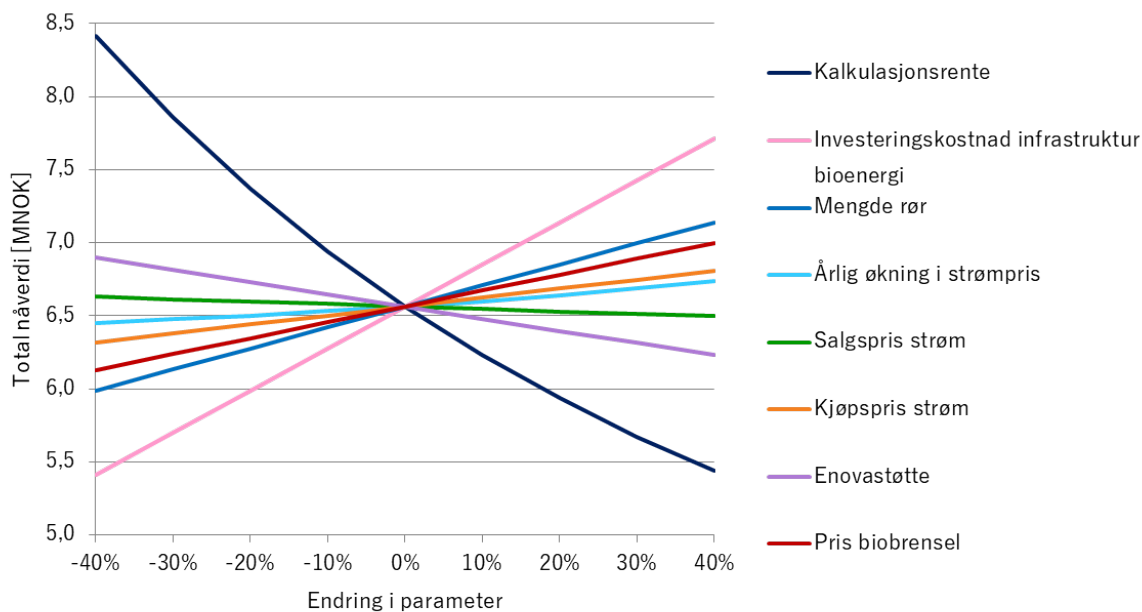
## **F.4 Fullstendig oversikt over midtpunkt-resultater**

| Påvirkningskategori             | CC                               | OD              | TA                      | FE                        | ME              | HT               | POF            | PMF             | TET                         | FET                         | MET                         | IR              | ALO             | ULO             | NLT            | WD              | MRD           | FD           |               |
|---------------------------------|----------------------------------|-----------------|-------------------------|---------------------------|-----------------|------------------|----------------|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|---------------|--------------|---------------|
| Enhet                           | kg CO2 eq<br>DALY/<br>species.yr | kg CFC-11<br>eq | kg SO2 eq<br>species.yr | kg P eq<br>species.<br>Yr | kg N eq         | kg 1,4-<br>DB eq | kg NMVOC<br>eq | kg PM10<br>eq   | kg 1,4-DB<br>eq<br>species. | kg 1,4-DB<br>eq<br>species. | kg 1,4-DB<br>eq<br>species. | kgBq U235<br>eq | m2a<br>species. | m2a<br>species. | m2<br>species. | m3              | kg Fe<br>eq   | kg oil<br>eq |               |
| Enhet endpoint                  | DALY                             | DALY            | species.yr              | Yr                        | -               | DALY             | DALY           | DALY            | Yr                          | Yr                          | Yr                          | DALY            | Yr              | Yr              | Yr             | -               | \$            | \$           |               |
| CHP                             | CHP drift                        | 71,89           | 9,42E-06                | 1,47E+00                  | 5,01E-02        | 1,105            | 56,67          | 2,89E+00        | 6,67E-01                    | 4,17E-02                    | 1,61                        | 1,448           | 27,65           | 2555,79         | 10,33          | 1,73E-02        | 1,260         | 2,53         | 14,44         |
|                                 | CHP infra.                       | 10,58           | 7,85E-07                | 4,71E-02                  | 4,23E-03        | 0,010            | 8,62           | 4,00E-02        | 2,57E-02                    | 1,25E-03                    | 0,78                        | 0,700           | 0,63            | 7,29            | 2,91           | 1,45E-02        | 0,105         | 4,71         | 2,05          |
|                                 | Rørnett                          | 7,58            | 2,14E-07                | 4,86E-02                  | 2,55E-03        | 0,005            | 4,60           | 6,01E-02        | 2,24E-02                    | 5,22E-04                    | 0,13                        | 0,123           | 0,20            | 0,08            | 0,04           | 3,09E-04        | 0,076         | 3,89         | 1,86          |
|                                 | Nettstrøm netto                  | 1,76            | 7,51E-07                | 5,71E-03                  | 3,20E-04        | 0,011            | 0,52           | 4,51E-03        | 2,48E-03                    | 1,39E-04                    | 0,02                        | 0,023           | 6,85            | 1,85            | 0,03           | 3,38E-04        | 0,299         | 0,12         | 0,36          |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>91,81</b>    | <b>1,12E-05</b>         | <b>1,58E+00</b>           | <b>5,72E-02</b> | <b>1,131</b>     | <b>70,41</b>   | <b>3,00E+00</b> | <b>7,18E-01</b>             | <b>4,36E-02</b>             | <b>2,54</b>                 | <b>2,294</b>    | <b>35,32</b>    | <b>2565,02</b>  | <b>13,31</b>   | <b>3,25E-02</b> | <b>1,740</b>  | <b>11,25</b> | <b>18,71</b>  |
| CHP+PV                          | CHP drift                        | 71,89           | 9,42E-06                | 1,47E+00                  | 5,01E-02        | 1,105            | 56,67          | 2,89E+00        | 6,67E-01                    | 4,17E-02                    | 1,61                        | 1,448           | 27,65           | 2555,79         | 10,33          | 1,73E-02        | 1,260         | 2,53         | 14,44         |
|                                 | CHP infra.                       | 10,58           | 7,85E-07                | 4,71E-02                  | 4,23E-03        | 0,010            | 8,62           | 4,00E-02        | 2,57E-02                    | 1,25E-03                    | 0,78                        | 0,700           | 0,63            | 7,29            | 2,91           | 1,45E-02        | 0,105         | 4,71         | 2,05          |
|                                 | Rørnett                          | 7,58            | 2,14E-07                | 4,86E-02                  | 2,55E-03        | 0,005            | 4,60           | 6,01E-02        | 2,24E-02                    | 5,22E-04                    | 0,13                        | 0,123           | 0,20            | 0,08            | 0,04           | 3,09E-04        | 0,076         | 3,89         | 1,86          |
|                                 | PV                               | 23,07           | 5,08E-06                | 1,64E-01                  | 1,97E-02        | 0,057            | 35,71          | 1,02E-01        | 6,03E-02                    | 4,44E-02                    | 3,88                        | 3,527           | 3,87            | 1,61            | 0,27           | 3,52E-03        | 0,871         | 9,89         | 6,29          |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>93,56</b>    | <b>7,14E-06</b>         | <b>1,67E+00</b>           | <b>7,30E-02</b> | <b>1,056</b>     | <b>99,87</b>   | <b>3,05E+00</b> | <b>7,48E-01</b>             | <b>8,62E-02</b>             | <b>6,12</b>                 | <b>5,541</b>    | <b>-43,85</b>   | <b>2544,19</b>  | <b>13,25</b>   | <b>3,19E-02</b> | <b>-1,010</b> | <b>19,67</b> | <b>20,60</b>  |
| CHP+PV+SF                       | CHP drift                        | 58,06           | 7,61E-06                | 1,19E+00                  | 4,05E-02        | 0,893            | 45,77          | 2,34E+00        | 5,39E-01                    | 3,36E-02                    | 1,30                        | 1,170           | 22,33           | 2064,22         | 8,34           | 1,40E-02        | 1,018         | 2,04         | 11,66         |
|                                 | CHP infra.                       | 10,58           | 7,85E-07                | 4,71E-02                  | 4,23E-03        | 0,010            | 8,62           | 4,00E-02        | 2,57E-02                    | 1,25E-03                    | 0,78                        | 0,700           | 0,63            | 7,29            | 2,91           | 1,45E-02        | 0,105         | 4,71         | 2,05          |
|                                 | Rørnett                          | 7,58            | 2,14E-07                | 4,86E-02                  | 2,55E-03        | 0,005            | 4,60           | 6,01E-02        | 2,24E-02                    | 5,22E-04                    | 0,13                        | 0,123           | 0,20            | 0,08            | 0,04           | 3,09E-04        | 0,076         | 3,89         | 1,86          |
|                                 | PV                               | 36,66           | 8,07E-06                | 2,60E-01                  | 3,13E-02        | 0,091            | 56,74          | 1,62E-01        | 9,59E-02                    | 7,05E-02                    | 6,17                        | 5,604           | 6,15            | 2,56            | 0,43           | 5,59E-03        | 1,384         | 15,71        | 9,99          |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>104,22</b>   | <b>1,03E-05</b>         | <b>1,59E+00</b>           | <b>9,28E-02</b> | <b>0,899</b>     | <b>146,94</b>  | <b>2,60E+00</b> | <b>7,00E-01</b>             | <b>1,07E-01</b>             | <b>8,86</b>                 | <b>8,137</b>    | <b>-42,13</b>   | <b>2055,99</b>  | <b>11,63</b>   | <b>3,26E-02</b> | <b>-0,450</b> | <b>44,12</b> | <b>24,22</b>  |
| NV+PV                           | Fliskjel drift                   | 35,78           | 5,36E-06                | 6,51E-01                  | 2,79E-02        | 0,651            | 43,51          | 1,39E+00        | 7,98E-01                    | 4,14E-02                    | 0,95                        | 0,987           | 13,23           | 1563,17         | 6,30           | 1,04E-02        | 0,610         | 1,48         | 8,64          |
|                                 | Fliskjel infra.                  | 6,89            | 4,67E-07                | 2,70E-02                  | 2,78E-03        | 0,008            | 6,70           | 2,45E-02        | 1,48E-02                    | 8,28E-04                    | 2,09                        | 1,818           | 0,47            | 0,19            | 0,56           | 9,14E-03        | 0,076         | 3,48         | 1,30          |
|                                 | Rørnett                          | 7,58            | 2,14E-07                | 4,86E-02                  | 2,55E-03        | 0,005            | 4,60           | 6,01E-02        | 2,24E-02                    | 5,22E-04                    | 0,13                        | 0,123           | 0,20            | 0,08            | 0,04           | 3,09E-04        | 0,076         | 3,89         | 1,86          |
|                                 | PV                               | 78,18           | 1,72E-05                | 5,55E-01                  | 6,69E-02        | 0,194            | 120,99         | 3,46E-01        | 2,04E-01                    | 1,50E-01                    | 13,16                       | 11,950          | 13,12           | 5,47            | 0,91           | 1,19E-02        | 2,951         | 33,49        | 21,30         |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>123,22</b>   | <b>2,10E-05</b>         | <b>1,26E+00</b>           | <b>9,91E-02</b> | <b>0,825</b>     | <b>174,27</b>  | <b>1,81E+00</b> | <b>1,03E+00</b>             | <b>1,93E-01</b>             | <b>16,25</b>                | <b>14,810</b>   | <b>6,72</b>     | <b>1563,43</b>  | <b>7,74</b>    | <b>3,08E-02</b> | <b>2,829</b>  | <b>41,99</b> | <b>32,03</b>  |
| NV+PV+SF                        | Fliskjel drift                   | 28,90           | 4,33E-06                | 5,26E-01                  | 2,25E-02        | 0,526            | 35,14          | 1,12E+00        | 6,44E-01                    | 3,34E-02                    | 0,77                        | 0,797           | 10,68           | 1262,52         | 5,09           | 8,40E-03        | 0,493         | 1,20         | 6,98          |
|                                 | Fliskjel infra.                  | 6,89            | 4,67E-07                | 2,70E-02                  | 2,78E-03        | 0,008            | 6,70           | 2,45E-02        | 1,48E-02                    | 8,28E-04                    | 2,09                        | 1,818           | 0,47            | 0,19            | 0,56           | 9,14E-03        | 0,076         | 3,48         | 1,30          |
|                                 | Rørnett                          | 7,58            | 2,14E-07                | 4,86E-02                  | 2,55E-03        | 0,005            | 4,60           | 6,01E-02        | 2,24E-02                    | 5,22E-04                    | 0,13                        | 0,123           | 0,20            | 0,08            | 0,04           | 3,09E-04        | 0,076         | 3,89         | 1,86          |
|                                 | PV                               | 78,18           | 1,72E-05                | 5,55E-01                  | 6,69E-02        | 0,194            | 120,99         | 3,46E-01        | 2,04E-01                    | 1,50E-01                    | 13,16                       | 11,950          | 13,12           | 5,47            | 0,91           | 1,19E-02        | 2,951         | 33,49        | 21,30         |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>127,25</b>   | <b>2,20E-05</b>         | <b>1,25E+00</b>           | <b>1,12E-01</b> | <b>0,722</b>     | <b>202,84</b>  | <b>1,59E+00</b> | <b>9,24E-01</b>             | <b>1,88E-01</b>             | <b>16,84</b>                | <b>15,418</b>   | <b>8,93</b>     | <b>1265,20</b>  | <b>6,74</b>    | <b>3,08E-02</b> | <b>3,002</b>  | <b>60,82</b> | <b>33,07</b>  |
| NS norsk<br>forbruksmiks        | Nettstrøm netto                  | 70,12           | 1,01E-05                | 3,72E-01                  | 6,12E-02        | 0,327            | 126,41         | 2,05E-01        | 1,67E-01                    | 1,56E-02                    | 48,70                       | 42,102          | 39,10           | 22,63           | 0,93           | 4,04E-02        | 84,159        | 43,45        | 13,72         |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>70,12</b>    | <b>1,01E-05</b>         | <b>3,72E-01</b>           | <b>6,12E-02</b> | <b>0,327</b>     | <b>126,41</b>  | <b>2,05E-01</b> | <b>1,67E-01</b>             | <b>1,56E-02</b>             | <b>48,70</b>                | <b>42,102</b>   | <b>39,10</b>    | <b>22,63</b>    | <b>0,93</b>    | <b>4,04E-02</b> | <b>84,159</b> | <b>43,45</b> | <b>13,72</b>  |
| NS nordisk<br>produksjonsmiks   | Nettstrøm netto                  | 222,53          | 9,50E-05                | 7,23E-01                  | 4,05E-02        | 1,379            | 65,15          | 5,71E-01        | 3,14E-01                    | 1,76E-02                    | 3,16                        | 2,924           | 866,28          | 234,17          | 3,39           | 4,27E-02        | 37,775        | 15,32        | 45,90         |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>222,53</b>   | <b>9,50E-05</b>         | <b>7,23E-01</b>           | <b>4,05E-02</b> | <b>1,379</b>     | <b>65,15</b>   | <b>5,71E-01</b> | <b>3,14E-01</b>             | <b>1,76E-02</b>             | <b>3,16</b>                 | <b>2,924</b>    | <b>866,28</b>   | <b>234,17</b>   | <b>3,39</b>    | <b>4,27E-02</b> | <b>37,775</b> | <b>15,32</b> | <b>45,90</b>  |
| NS europeisk<br>produksjonsmiks | Nettstrøm netto                  | 1322,30         | 1,49E-04                | 5,00E+00                  | 1,03E+00        | 14,016           | 734,80         | 2,54E+00        | 1,66E+00                    | 8,95E-02                    | 19,75                       | 18,798          | 799,24          | 93,82           | 6,05           | 1,56E-01        | 10,594        | 23,77        | 375,74        |
|                                 | <b>SUM</b>                       | <b>1322,30</b>  | <b>1,49E-04</b>         | <b>5,00E+00</b>           | <b>1,03E+00</b> | <b>14,016</b>    | <b>734,80</b>  | <b>2,54E+00</b> | <b>1,66E+00</b>             | <b>8,95E-02</b>             | <b>19,75</b>                | <b>18,798</b>   | <b>799,24</b>   | <b>93,82</b>    | <b>6,05</b>    | <b>1,56E-01</b> | <b>10,594</b> | <b>23,77</b> | <b>375,74</b> |

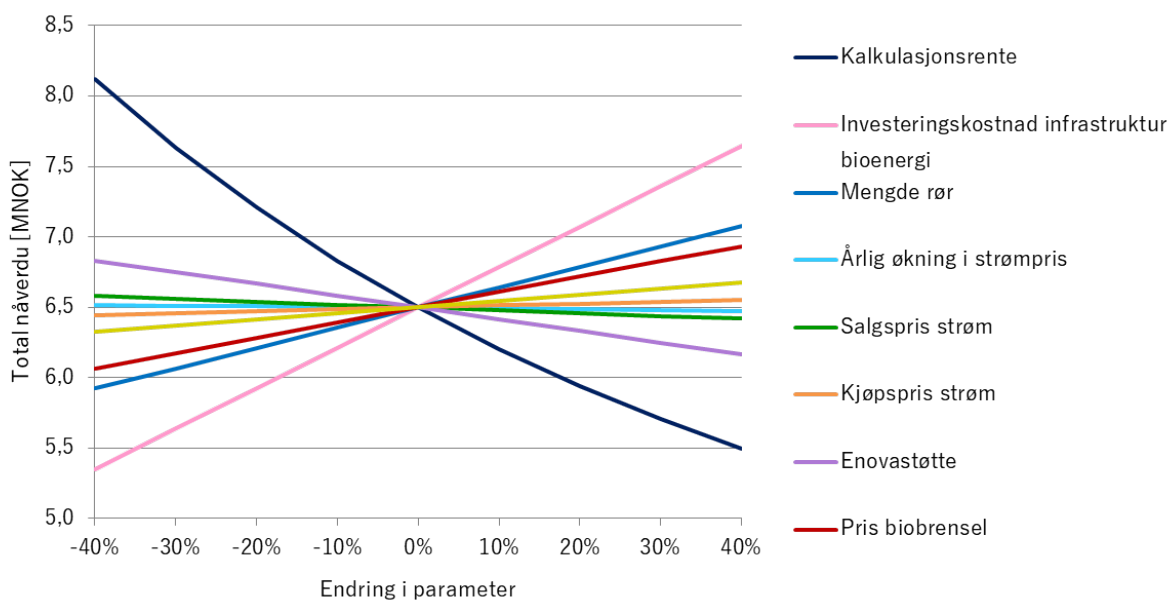
## G Sensitivitetsanalyser for nåverdiberegninger

### G.1 Sensitivitetsanalyser som viser endring i total nåverdi

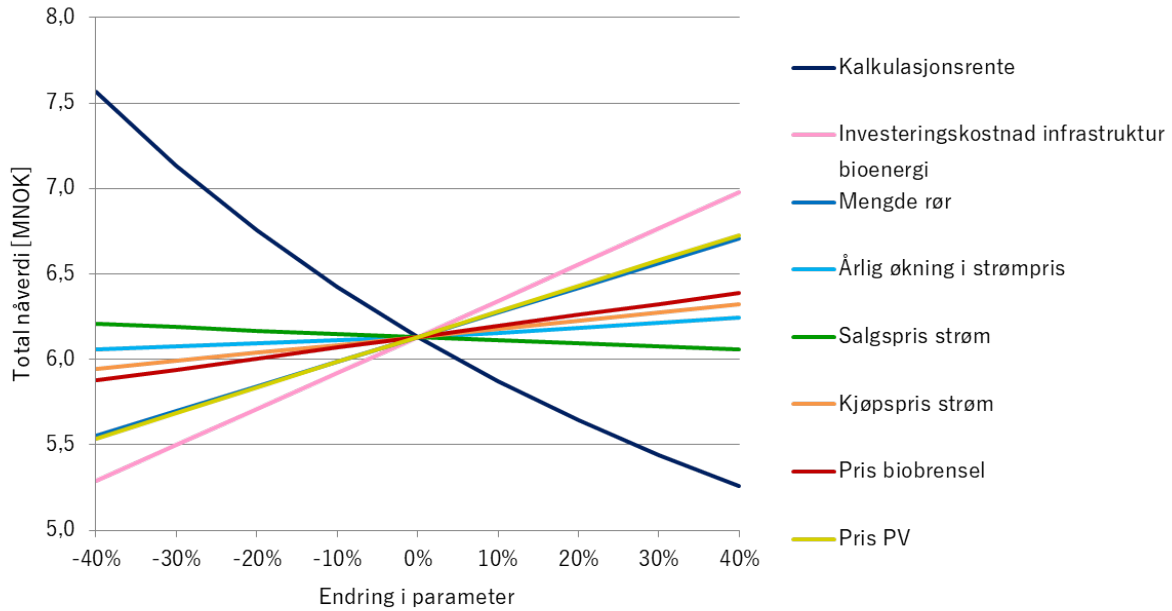
Vær oppmerksom på at skalaene og startverdiene til y-aksene varierer.



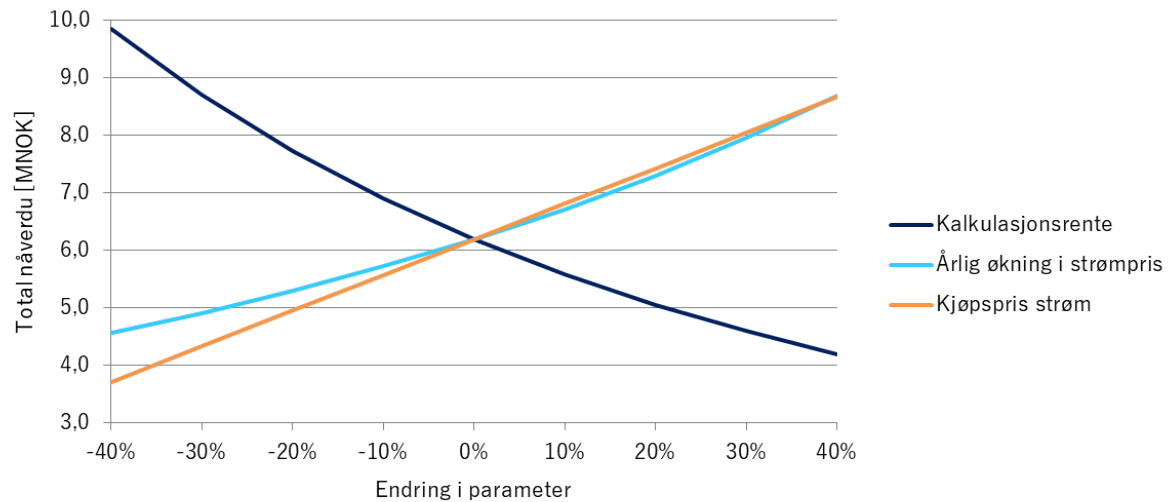
Figur G.1: Sensitivitetsanalyse for CHP(L)-scenarioet uten flistørkesystem



Figur G.2: Sensitivitetsanalyse for CHP(L)+PV-scenarioet uten flistørkesystem



Figur G.3: Sensitivitetsanalyse for NV+PV-scenariet uten flistørkesystem



Figur G.4: Sensitivitetsanalyse for NS-scenariet

## G.2 Sensitivitetsanalyser som viser endring i forholdet mellom nåverdien til bioenergi-scenarioene og nåverdien til referansescenariet

NÅVERDI RELATIVT TIL KUN NETTSTRØM

| SCENARIO  | PARAMETER                                   | ENDRING I PARAMETER |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------|---|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|           |   | -40 %               | -30 % | -20 % | -10 % | 0 %   | 10 %  | 20 %  | 30 %  | 40 %  |
| CHP(L)    | Kalkulasjonsrente                           | 85 %                | 90 %  | 95 %  | 101 % | 106 % | 112 % | 117 % | 123 % | 129 % |
|           | Investeringskostnad infrastruktur bioenergi | 87 %                | 92 %  | 97 %  | 101 % | 106 % | 111 % | 115 % | 120 % | 124 % |
|           | Mengde rør                                  | 97 %                | 99 %  | 101 % | 104 % | 106 % | 108 % | 111 % | 113 % | 115 % |
|           | Årlig økning i strømpris                    | 141 %               | 132 % | 123 % | 114 % | 106 % | 98 %  | 91 %  | 84 %  | 77 %  |
|           | Salgspris strøm                             | 107 %               | 107 % | 107 % | 106 % | 106 % | 106 % | 105 % | 105 % | 105 % |
|           | Kjøpspris strøm                             | 170 %               | 147 % | 130 % | 117 % | 106 % | 97 %  | 90 %  | 84 %  | 79 %  |
|           | Enovastøtte                                 | 111 %               | 110 % | 109 % | 107 % | 106 % | 105 % | 103 % | 102 % | 101 % |
|           | Pris biobrensel                             | 99 %                | 101 % | 102 % | 104 % | 106 % | 108 % | 109 % | 111 % | 113 % |
|           |   | -40 %               | -30 % | -20 % | -10 % | 0 %   | 10 %  | 20 %  | 30 %  | 40 %  |
| CHP(L)+PV | Kalkulasjonsrente                           | 82 %                | 88 %  | 93 %  | 99 %  | 105 % | 111 % | 118 % | 124 % | 131 % |
|           | Investeringskostnad infrastruktur bioenergi | 86 %                | 91 %  | 96 %  | 100 % | 105 % | 110 % | 114 % | 119 % | 123 % |
|           | Mengde rør                                  | 96 %                | 98 %  | 100 % | 103 % | 105 % | 107 % | 110 % | 112 % | 114 % |
|           | Årlig økning i strømpris                    | 142 %               | 132 % | 123 % | 114 % | 105 % | 97 %  | 89 %  | 81 %  | 74 %  |
|           | Salgspris strøm                             | 106 %               | 106 % | 106 % | 105 % | 105 % | 105 % | 104 % | 104 % | 104 % |
|           | Kjøpspris strøm                             | 173 %               | 149 % | 131 % | 116 % | 105 % | 96 %  | 88 %  | 81 %  | 76 %  |
|           | Enovastøtte                                 | 110 %               | 109 % | 108 % | 106 % | 105 % | 104 % | 102 % | 101 % | 100 % |
|           | Pris biobrensel                             | 98 %                | 100 % | 101 % | 103 % | 105 % | 107 % | 108 % | 110 % | 112 % |
|           | Pris PV                                     | 102 %               | 103 % | 103 % | 104 % | 105 % | 106 % | 106 % | 107 % | 108 % |
|           |   | -40 %               | -30 % | -20 % | -10 % | 0 %   | 10 %  | 20 %  | 30 %  | 40 %  |
| NV+PV     | Kalkulasjonsrente                           | 77 %                | 82 %  | 87 %  | 93 %  | 99 %  | 105 % | 112 % | 118 % | 125 % |
|           | Investeringskostnad infrastruktur bioenergi | 85 %                | 89 %  | 92 %  | 96 %  | 99 %  | 102 % | 106 % | 109 % | 113 % |
|           | Mengde rør                                  | 90 %                | 92 %  | 94 %  | 97 %  | 99 %  | 101 % | 104 % | 106 % | 108 % |
|           | Årlig økning i strømpris                    | 133 %               | 124 % | 115 % | 107 % | 99 %  | 92 %  | 85 %  | 78 %  | 72 %  |
|           | Salgspris strøm                             | 100 %               | 100 % | 100 % | 99 %  | 99 %  | 99 %  | 98 %  | 98 %  | 98 %  |
|           | Kjøpspris strøm                             | 160 %               | 138 % | 122 % | 109 % | 99 %  | 91 %  | 84 %  | 78 %  | 73 %  |
|           | Pris biobrensel                             | 95 %                | 96 %  | 97 %  | 98 %  | 99 %  | 100 % | 101 % | 102 % | 103 % |
|           | Pris PV                                     | 89 %                | 92 %  | 94 %  | 97 %  | 99 %  | 101 % | 104 % | 106 % | 109 % |

## **H Sensitivitetsanalyser for livsløpsvurdering**





| Forkortelse                      | CC    | TA  | FE  | HT    | PMF | FET  | ALO    | MRD  |
|----------------------------------|-------|-----|-----|-------|-----|------|--------|------|
| <b>NMVOG OPP 20 %</b>            |       |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 91,8  | 1,6 | 0,1 | 70,4  | 0,7 | 2,5  | 2565,0 | 11,3 |
| CHP+PV                           | 93,6  | 1,7 | 0,1 | 99,9  | 0,7 | 6,1  | 2544,2 | 19,7 |
| CHP+PV+SF                        | 104,2 | 1,6 | 0,1 | 146,9 | 0,7 | 8,9  | 2056,0 | 44,1 |
| NV+PV                            | 123,2 | 1,3 | 0,1 | 174,3 | 1,0 | 16,3 | 1563,4 | 42,0 |
| NV+PV+SF                         | 127,2 | 1,3 | 0,1 | 202,8 | 0,9 | 16,8 | 1265,2 | 60,8 |
| <b>CO OPP 20 %</b>               |       |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 91,8  | 1,6 | 0,1 | 70,4  | 0,7 | 2,5  | 2565,0 | 11,3 |
| CHP+PV                           | 93,6  | 1,7 | 0,1 | 99,9  | 0,7 | 6,1  | 2544,2 | 19,7 |
| CHP+PV+SF                        | 104,2 | 1,6 | 0,1 | 146,9 | 0,7 | 8,9  | 2056,0 | 44,1 |
| NV+PV                            | 123,2 | 1,3 | 0,1 | 174,3 | 1,0 | 16,3 | 1563,4 | 42,0 |
| NV+PV+SF                         | 127,2 | 1,3 | 0,1 | 202,8 | 0,9 | 16,8 | 1265,2 | 60,8 |
| <b>CH4 OPP 20 %</b>              |       |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 92,6  | 1,6 | 0,1 | 70,4  | 0,7 | 2,5  | 2565,0 | 11,3 |
| CHP+PV                           | 94,4  | 1,7 | 0,1 | 99,9  | 0,7 | 6,1  | 2544,2 | 19,7 |
| CHP+PV+SF                        | 104,9 | 1,6 | 0,1 | 146,9 | 0,7 | 8,9  | 2056,0 | 44,1 |
| NV+PV                            | 123,5 | 1,3 | 0,1 | 174,3 | 1,0 | 16,3 | 1563,4 | 42,0 |
| NV+PV+SF                         | 127,5 | 1,3 | 0,1 | 202,8 | 0,9 | 16,8 | 1265,2 | 60,8 |
| <b>BIOVIRKNINGSGRAD OPP 10 %</b> |       |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 85,3  | 1,4 | 0,1 | 65,3  | 0,7 | 2,4  | 2332,7 | 11,0 |
| CHP+PV                           | 87,0  | 1,5 | 0,1 | 94,7  | 0,7 | 6,0  | 2311,8 | 19,4 |
| CHP+PV+SF                        | 98,9  | 1,5 | 0,1 | 142,8 | 0,7 | 8,7  | 1868,3 | 43,9 |
| NV+PV                            | 120,0 | 1,2 | 0,1 | 170,3 | 1,0 | 16,2 | 1421,3 | 41,9 |
| NV+PV+SF                         | 124,6 | 1,2 | 0,1 | 199,6 | 0,9 | 16,8 | 1150,4 | 60,7 |
| <b>BIOVIRKNINGSGRAD NED 10 %</b> |       |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 99,8  | 1,7 | 0,1 | 76,7  | 0,8 | 2,7  | 2849,0 | 11,5 |
| CHP+PV                           | 101,5 | 1,8 | 0,1 | 106,2 | 0,8 | 6,3  | 2828,2 | 20,0 |
| CHP+PV+SF                        | 110,7 | 1,7 | 0,1 | 152,0 | 0,8 | 9,0  | 2285,4 | 44,3 |
| NV+PV                            | 127,2 | 1,3 | 0,1 | 179,1 | 1,1 | 16,4 | 1737,1 | 42,2 |
| NV+PV+SF                         | 130,5 | 1,3 | 0,1 | 206,7 | 1,0 | 16,9 | 1405,5 | 60,9 |
| <b>STOR CHP</b>                  |       |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 98,4  | 1,6 | 0,1 | 75,8  | 0,7 | 3,0  | 2569,6 | 14,2 |
| CHP+PV                           | 100,2 | 1,7 | 0,1 | 105,3 | 0,8 | 6,6  | 2548,7 | 22,6 |
| CHP+PV+SF                        | 110,8 | 1,6 | 0,1 | 152,3 | 0,7 | 9,3  | 2060,6 | 47,1 |

| Forkortelse                      | CC    | TA    | FE    | HT    | PMF   | FET   | ALO   | MRD   |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>NMVOG OPP 20 %</b>            |       |       |       |       |       |       |       |       |
| CHP                              | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| CHP+PV                           | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| CHP+PV+SF                        | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| NV+PV                            | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| NV+PV+SF                         | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| <b>CO OPP 20 %</b>               |       |       |       |       |       |       |       |       |
| CHP                              | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| CHP+PV                           | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| CHP+PV+SF                        | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| NV+PV                            | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| NV+PV+SF                         | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| <b>CH4 OPP 20 %</b>              |       |       |       |       |       |       |       |       |
| CHP                              | 101 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| CHP+PV                           | 101 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| CHP+PV+SF                        | 101 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| NV+PV                            | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| NV+PV+SF                         | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| <b>BIOVIRKNINGSGRAD OPP 10 %</b> |       |       |       |       |       |       |       |       |
| CHP                              | 93 %  | 91 %  | 92 %  | 93 %  | 92 %  | 94 %  | 91 %  | 98 %  |
| CHP+PV                           | 93 %  | 92 %  | 94 %  | 95 %  | 92 %  | 98 %  | 91 %  | 99 %  |
| CHP+PV+SF                        | 95 %  | 93 %  | 96 %  | 97 %  | 93 %  | 99 %  | 91 %  | 100 % |
| NV+PV                            | 97 %  | 95 %  | 97 %  | 98 %  | 93 %  | 99 %  | 91 %  | 100 % |
| NV+PV+SF                         | 98 %  | 96 %  | 98 %  | 98 %  | 94 %  | 100 % | 91 %  | 100 % |
| <b>BIOVIRKNINGSGRAD NED 10 %</b> |       |       |       |       |       |       |       |       |
| CHP                              | 109 % | 110 % | 110 % | 109 % | 110 % | 107 % | 111 % | 102 % |
| CHP+PV                           | 109 % | 110 % | 108 % | 106 % | 110 % | 103 % | 111 % | 101 % |
| CHP+PV+SF                        | 106 % | 108 % | 105 % | 103 % | 109 % | 102 % | 111 % | 101 % |
| NV+PV                            | 103 % | 106 % | 103 % | 103 % | 109 % | 101 % | 111 % | 100 % |
| NV+PV+SF                         | 103 % | 105 % | 102 % | 102 % | 108 % | 101 % | 111 % | 100 % |
| <b>STOR CHP</b>                  |       |       |       |       |       |       |       |       |
| CHP                              | 107 % | 102 % | 105 % | 108 % | 102 % | 119 % | 100 % | 126 % |
| CHP+PV                           | 107 % | 102 % | 104 % | 105 % | 102 % | 108 % | 100 % | 115 % |
| CHP+PV+SF                        | 106 % | 102 % | 103 % | 104 % | 102 % | 105 % | 100 % | 107 % |

| Forkortelse                      | CC     | TA  | FE  | HT    | PMF | FET  | ALO    | MRD  |
|----------------------------------|--------|-----|-----|-------|-----|------|--------|------|
| <b>SOLVIRKNINGSGRAD OPP 10 %</b> |        |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 91,8   | 1,6 | 0,1 | 70,4  | 0,7 | 2,5  | 2565,0 | 11,3 |
| CHP+PV                           | 91,5   | 1,7 | 0,1 | 96,6  | 0,7 | 5,8  | 2544,0 | 18,8 |
| CHP+PV+SF                        | 99,9   | 1,6 | 0,1 | 138,4 | 0,7 | 8,2  | 2055,5 | 41,0 |
| NV+PV                            | 116,1  | 1,2 | 0,1 | 163,3 | 1,0 | 15,1 | 1562,9 | 38,9 |
| NV+PV+SF                         | 119,1  | 1,2 | 0,1 | 188,5 | 0,9 | 15,6 | 1264,5 | 56,0 |
| <b>SOLVIRKNINGSGRAD NED 10 %</b> |        |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 91,8   | 1,6 | 0,1 | 70,4  | 0,7 | 2,5  | 2565,0 | 11,3 |
| CHP+PV                           | 96,1   | 1,7 | 0,1 | 103,8 | 0,8 | 6,5  | 2544,4 | 20,8 |
| CHP+PV+SF                        | 109,5  | 1,6 | 0,1 | 157,3 | 0,7 | 9,6  | 2056,5 | 48,0 |
| NV+PV                            | 131,9  | 1,3 | 0,1 | 187,7 | 1,1 | 17,7 | 1564,0 | 45,7 |
| NV+PV+SF                         | 137,1  | 1,3 | 0,1 | 220,4 | 1,0 | 18,4 | 1266,1 | 66,7 |
| <b>TRANSPORT OPP 50 %</b>        |        |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 93,2   | 1,6 | 0,1 | 70,9  | 0,7 | 2,5  | 2565,0 | 11,3 |
| CHP+PV                           | 95,0   | 1,7 | 0,1 | 100,4 | 0,8 | 6,1  | 2544,2 | 19,7 |
| CHP+PV+SF                        | 105,4  | 1,6 | 0,1 | 147,3 | 0,7 | 8,9  | 2056,0 | 44,2 |
| NV+PV                            | 124,1  | 1,3 | 0,1 | 174,6 | 1,0 | 16,3 | 1563,4 | 42,0 |
| NV+PV+SF                         | 128,0  | 1,3 | 0,1 | 203,1 | 0,9 | 16,8 | 1265,2 | 60,8 |
| <b>ENTSO-STRØM</b>               |        |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 100,5  | 1,6 | 0,1 | 75,7  | 0,7 | 2,7  | 2563,9 | 11,3 |
| CHP+PV                           | -3,2   | 1,3 | 0,0 | 41,0  | 0,6 | 4,7  | 2556,5 | 18,9 |
| CHP+PV+SF                        | 12,3   | 1,2 | 0,0 | 91,0  | 0,6 | 7,5  | 2067,7 | 43,4 |
| NV+PV                            | 111,7  | 1,2 | 0,1 | 167,3 | 1,0 | 16,1 | 1564,9 | 41,9 |
| NV+PV+SF                         | 117,8  | 1,2 | 0,1 | 197,1 | 0,9 | 16,7 | 1266,4 | 60,7 |
| NS                               | 1322,3 | 5,0 | 1,0 | 734,8 | 1,7 | 19,8 | 93,8   | 23,8 |
| <b>NORSK STRØM</b>               |        |     |     |       |     |      |        |      |
| CHP                              | 90,6   | 1,6 | 0,1 | 70,9  | 0,7 | 2,9  | 2563,3 | 11,5 |
| CHP+PV                           | 107,0  | 1,7 | 0,1 | 94,5  | 0,8 | 2,1  | 2562,8 | 17,2 |
| CHP+PV+SF                        | 117,0  | 1,6 | 0,1 | 141,8 | 0,7 | 5,1  | 2073,7 | 41,8 |
| NV+PV                            | 124,8  | 1,3 | 0,1 | 173,6 | 1,0 | 15,8 | 1565,6 | 41,7 |
| NV+PV+SF                         | 128,6  | 1,3 | 0,1 | 202,3 | 0,9 | 16,4 | 1267,0 | 60,6 |
| NS                               | 70,1   | 0,4 | 0,1 | 126,4 | 0,2 | 48,7 | 22,6   | 43,4 |

| Forkortelse                      | CC    | TA    | FE     | HT     | PMF   | FET    | ALO   | MRD   |
|----------------------------------|-------|-------|--------|--------|-------|--------|-------|-------|
| <b>SOLVIRKNINGSGRAD OPP 10 %</b> |       |       |        |        |       |        |       |       |
| CHP                              | 100 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 100 % | 100 %  | 100 % | 100 % |
| CHP+PV                           | 98 %  | 99 %  | 98 %   | 97 %   | 99 %  | 94 %   | 100 % | 95 %  |
| CHP+PV+SF                        | 96 %  | 98 %  | 95 %   | 94 %   | 98 %  | 93 %   | 100 % | 93 %  |
| NV+PV                            | 94 %  | 96 %  | 94 %   | 94 %   | 98 %  | 93 %   | 100 % | 93 %  |
| NV+PV+SF                         | 94 %  | 95 %  | 93 %   | 93 %   | 98 %  | 92 %   | 100 % | 92 %  |
| <b>SOLVIRKNINGSGRAD NED 10 %</b> |       |       |        |        |       |        |       |       |
| CHP                              | 100 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 100 % | 100 %  | 100 % | 100 % |
| CHP+PV                           | 103 % | 101 % | 103 %  | 104 %  | 101 % | 107 %  | 100 % | 106 % |
| CHP+PV+SF                        | 105 % | 103 % | 106 %  | 107 %  | 102 % | 109 %  | 100 % | 109 % |
| NV+PV                            | 107 % | 105 % | 107 %  | 108 %  | 102 % | 109 %  | 100 % | 109 % |
| NV+PV+SF                         | 108 % | 106 % | 108 %  | 109 %  | 103 % | 109 %  | 100 % | 110 % |
| <b>TRANSPORT OPP 50 %</b>        |       |       |        |        |       |        |       |       |
| CHP                              | 102 % | 100 % | 100 %  | 101 %  | 101 % | 100 %  | 100 % | 101 % |
| CHP+PV                           | 102 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 101 % | 100 %  | 100 % | 100 % |
| CHP+PV+SF                        | 101 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 100 % | 100 %  | 100 % | 100 % |
| NV+PV                            | 101 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 100 % | 100 %  | 100 % | 100 % |
| NV+PV+SF                         | 101 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 100 % | 100 %  | 100 % | 100 % |
| <b>ENTSO-STRØM</b>               |       |       |        |        |       |        |       |       |
| CHP                              | 109 % | 102 % | 114 %  | 108 %  | 101 % | 105 %  | 100 % | 101 % |
| CHP+PV                           | -3 %  | 77 %  | -20 %  | 41 %   | 84 %  | 76 %   | 100 % | 96 %  |
| CHP+PV+SF                        | 12 %  | 78 %  | 10 %   | 62 %   | 84 %  | 84 %   | 101 % | 98 %  |
| NV+PV                            | 91 %  | 96 %  | 90 %   | 96 %   | 99 %  | 99 %   | 100 % | 100 % |
| NV+PV+SF                         | 93 %  | 97 %  | 92 %   | 97 %   | 99 %  | 99 %   | 100 % | 100 % |
| NS                               | 594 % | 692 % | 2555 % | 1128 % | 528 % | 625 %  | 40 %  | 155 % |
| <b>NORSK STRØM</b>               |       |       |        |        |       |        |       |       |
| CHP                              | 99 %  | 100 % | 100 %  | 101 %  | 100 % | 114 %  | 100 % | 102 % |
| CHP+PV                           | 114 % | 102 % | 98 %   | 95 %   | 102 % | 35 %   | 101 % | 87 %  |
| CHP+PV+SF                        | 112 % | 102 % | 98 %   | 97 %   | 102 % | 57 %   | 101 % | 95 %  |
| NV+PV                            | 101 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 100 % | 97 %   | 100 % | 99 %  |
| NV+PV+SF                         | 101 % | 100 % | 100 %  | 100 %  | 100 % | 98 %   | 100 % | 100 % |
| NS                               | 32 %  | 51 %  | 151 %  | 194 %  | 53 %  | 1541 % | 10 %  | 284 % |