



Forord

Masteroppgaven avslutter en fem-årlig mastergrad i Miljøfysikk og fornybar energi tatt ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Oppgaven ble utformet i samarbeid med Glava Energy Center i Sverige og omfatter 30 studiepoeng.

Det å skrive om mulighetene for solcelleanlegg på fritidsboliger har vært en motiverende prosess som har gitt meg mye ny kunnskap. Interessen fra bekjente og tilfeldige interesserte har vært stor, og det har vist seg at dette er problemstillinger som er lett å relatere til. Dette har bidratt til inspirasjon for arbeidet, og mange nyttige poeng er blitt plukket opp.

Oppgavens tema er solenergi, og det er noe jeg har fått stor interesse for gjennom studiene. Solceller vil ha en helt sentral plassering i utviklingen av nye fornybare energikilder, og må brukes aktivt i fremtidens bygg for å oppnå fremtidige krav til energibruk. Arbeidet med oppgaven har vært veldig spennende, læringsrikt og krevende. Jeg har tilegnet meg mye ny og nyttig kunnskap om PV-systemer og dataprogrammer for å simulere slike anlegg. Dette er kunnskap jeg vil ta med meg videre og håper på å få brukt i arbeidslivet.

Jeg vil takke min interne veileder Arne Auen Grimenes for god og presis veiledning. Han har helt fra starten av oppgaven sørget for at frister med arbeidet har blitt satt. Disse fristene har han fulgt opp slik at arbeidet med masteroppgaven kunne foregå jevnt og uten tilløp til panikk mot slutten. Deretter vil jeg rette en takk til Magnus Nilsson i Glava Energy Center for sitt engasjement og hjelp i utformingen av oppgaven. Han har i tillegg har fungert som ekstern veileder. Takk til alle som raskt har gitt tillatelse til bruk av bilder og figurer, og som også har kommet med flere alternative bilder og figurer som jeg kunne bruke i masteroppgaven. Takk til Rolf Bjornes og Ellen Haugenes Bjornes for innspill og korrekturlesning. Til slutt rettes en stor takk til min kjære Sigrid Toverud som har hjulpet og holdt ut med meg under hele masterperioden.

Kristoffer Bjornes 12. Mai 2015.



Sammendrag

Det elektriske energiforbruket til norske fritidsboliger har mer enn doblet seg siden 1990-tallet med stadig flere og større fritidsboliger tilkoblet strømmettet. Økningen i bruken av elektrisk energi fra fritidsboliger øker langt raskere enn bruken i vanlige husholdninger, og vil i fremtiden utgjøre en stadig større andel av det totale forbruket innenfor husholdningssektoren. For å møte det økte behovet for elektrisitet med fornybar energi ble det sett på muligheten for PV-anlegg på norske fritidsboliger. Området som ble undersøkt var kysten av Sør- og Østlandet i Norge hvor tettheten av norske fritidsboliger er størst og globalstrålingen er høy etter norske forhold.

Meteorologiske data fra Meteonorm ble sammenlignet med meteorologiske data fra Bioforsk-stasjonene Landvik, Tjølling og Ås. Det ble laget et normalår basert på årene 1997–2014 fra Bioforsk-stasjonene. Dette normalåret ble brukt i simuleringen av PV-anlegget. Simuleringer av anlegget ble utført i programmet PVsyst. PV-anlegget ble plassert på den mest optimale halvdelen av taket på en tenkt fritidsbolig og dekket 39,4 m² av taket. Anlegget hadde en maks effekt på 6,0 kW. Simuleringer ble kjørt med følgende helningsvinkler på taket: Optimal vinkel, 27 grader og 10 grader. Og følgende orientering: Asimut 0 grader (rett mot syd), asimut -45 grader og asimut -90 grader (rett mot vest). Videre ble dekningsgraden av forbruket undersøkt basert på forbruksdata fra AMS-prosjektet i Hvaler kommune.

Den gjennomsnittlige årlige globalstrålingen for området ble funnet til å være 0,92 MWh/m² ved bruk av Meteonorm og 0,98 MWh/m² ved bruk av data fra Bioforsk-stasjonene. Den årlige produksjonen til et anlegg med optimal helningsvinkel og orientering ble funnet til å være 6,0 MWh. Fritidsboligen som ble valgt til å representere standardfritidsboligen med 27 graders takvinkel og en asimut på -45 grader hadde en simulert produksjon på 5,6 MWh. Årlig forventet forbruk fra fritidsboliger i samme område ble funnet til å være 4,3 MWh. Antall timer forbruket ble dekket av produksjonen til PV-anlegget, ble funnet til å være 9,5 % i vintermånedene, 43 % i vårmånedene, 59 % i sommermånedene og 25 % i høstmånedene. Totalt for året ble 34 % av timene dekket av produksjonen fra PV-anlegget.

Abstract

The electrical energy consumption by Norwegian cabins has more than doubled since 1990. The cabins are getting bigger in size and consume more electrical energy because of a higher standard of living. In addition, cabins that before were not connected to the electrical grid are now connected. The increase in electrical energy consumption rises more rapidly for cabins than normal households, and this will lead to a bigger share of the total consumption in the future. To meet the rising demand for electrical energy consumed by the cabins, this thesis investigate the possibility of installing PV-systems on the roof of these cabins. The cabins investigated in this thesis are located at the southern and eastern coast of Norway. The density of cabins and global irradiation is high in this area after Norwegian conditions.

Meteorological data from Meteonorm was compared to data from local meteorological stations operated by Bioforsk. The Bioforsk stations were located at Landvik, Tjølling and Ås. A normal was created based on the years 1997–2014, and used in further simulations. The simulations were performed in the program PVsyst. The PV-system was located on the most optimal part of the roof and covered an area of 39.4 m². The peak power of the PV-system was 6.0 kW. Different settings for the slope of the roof and the orientation of the building were used. The settings for roof slopes were 10 degrees, 27 degrees and optimal slope. For the orientation azimuth 0 (directly south), azimuth -45 and azimuth -90 were investigated. Lastly, an analyze was performed on how much of the hourly consumption the PV-system could cover based on data from the AMS-project in Hvaler.

The mean annual global irradiation for the area was found to be 0.92 MWh/m² with use of the Meteonorm service and 0.98 MWh/m² with use of the Bioforsk data. The yearly production for the optimal system was found to be 6.0 MWh. For the standard cabin with the slope of the roof at 27 degrees and orientation with azimuth -45 the yearly production was found to be 5.6 MWh. Estimated consumptions for cabins in the same area was found to be 4.3 MWh based on consumption data from Hvaler. The hourly coverage of consumption was found to be 9.5 % in the winter months, 43 % in the spring months, 59 % in the summer months and 25 % in the autumn months. For the whole year, 34 % of the total hours were covered by the PV-system.

Nyttige forkortelser

Forkortelse	Forklaring
AC	Alternating Current
AM	Air Mass
AMS	Avanserte Måle- og Styringssystemer
BOS	Balance Of System
CdTe	Cadmium Telluride
DC	Direct Current
FF	Fill Factor
GaAs	Gallium Arsenide
HOMER	Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources
IAM	Incidence Angle Modifier
ISO	International Organization of Standardization
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NMBU	Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet
NOCT	Normal Operating Conditions
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PV	PhotoVoltaic
PVsyst	PhotoVoltaic system
REC	Renewable Energy Corporation
STC	Standard Test Conditions
TEK	Byggeteknisk forskrift

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	III
Nyttige forkortelser	IV
Figurliste.....	VIII
1 Innledning.....	1
1.1 Tidligere arbeid.....	2
1.2 Spørsmål som skal besvares i oppgaven.....	3
2 Teori	4
2.1 Solressursen	4
2.1.1 Global, direkte og diffus stråling	6
2.2 Oppbygningen av solceller	7
2.2.1 Atomstrukturen	7
2.2.2 Pn-overgang	7
2.2.3 Rekombinasjonsprosesser	9
2.2.4 Direkte og indirekte båndgap	10
2.2.5 Fyllfaktor og Maximum Power Point Tracker (MPPT).....	11
2.3 Typer solceller	12
2.3.1 Monokrystallinske solceller	12
2.3.2 Polykrystallinske solceller	13
2.3.3 Amorfe solceller.....	13
2.3.4 Kadmium tellurid solceller	13
2.3.5 CIGS	14
2.3.6 Solceller bestående av flere lag.....	14
2.4 Celle, modul, streng og matrise	15
2.5 Invertere.....	16
2.5.1 Virkemåte.....	16
2.5.2 Sentral inverter	17
2.5.3 Microinverter	17
2.5.4 Streng-invertere.....	17
2.5.5 Øydrift.....	18
2.6 Faktorer som påvirker produksjonen	18
2.6.1 Helningsvinkel	18
2.6.2 Orientering	19

2.6.3 Tracking	21
2.6.4 Air Mass (AM) og Standard Test Conditions (STC)	22
2.6.5 Temperaturforhold og NOTC	22
2.6.6 Skygning av paneler	24
2.6.7 Aldring av paneler	25
2.6.8 Tilsmussing av paneler	25
3 Materialer og metode	27
3.1 Valg av simuleringsverktøy	27
3.2 Simuleringsverktøyet PVsyst 6.34	28
3.3 Meteorologiske data	29
3.3.1 Manglende meteorologiske datapunkter	30
3.3.2 Landvik	32
3.3.3 Tjølling	32
3.3.4 Ås	32
3.4 Meteorologisk måleutstyr	33
3.4.1 Pyranometer	33
3.4.2 Vindmåler og termometer	34
3.5 Parametere i simuleringen	35
3.5.1 Takareal	35
3.5.2 Helningsvinkel	36
3.5.3 Orientering	37
3.5.4 Albedoverdier	37
3.5.5 Tilsmussing	38
3.5.6 Øvrige tapsfaktorer	39
3.6 Om anlegget	40
3.7 Brukerprofiler og forbruksmønstre	40
3.7.1 Utviklingen til norske fritidsboliger	40
3.7.2 Totalt energiforbruk i hytter	41
3.7.3 Avanserte måle- og styringssystemer (AMS)	43
3.7.4 Smartnett i Hvaler kommune	43
3.7.5 Topplaster	44
3.7.6 Temperatur og sesongvariasjon	45
3.7.7 Strøm til oppvarming	47
3.7.8 Sesongvariasjoner	47
3.7.9 Dekningsgraden av forbruket fra PV-anlegget	49

4 Resultater.....	51
4.1 Meteorologiske data	51
4.2 Sammenligning av målte og modulerte data	53
4.3 Produksjonsdata.....	55
4.4 Effektiviteten til systemet.....	56
4.5 Dekningsgrad av forbruket	58
5 Diskusjon.....	62
5.1 Sammenlikning av resultater fra Meteonorm og Bioforsk	62
5.2 De ulike faktorene som påvirker produksjonen.....	63
5.2.1 Mottatt globalstråling.....	63
5.2.2 Helningsvinkler og orientering	64
5.2.3 Vind og temperatur	64
5.2.4 Begrensinger på grunn av lokale forhold.....	64
5.3 Utvikling av forbruksmønstre og AMS	66
5.3.1 Elbiler.....	67
5.4 Dekningsgrad av forbruk fra produksjonen til PV-anlegget	67
5.4.1 Perioden i forhold til normalåret.....	68
5.4.2 Temperatur og vinddata ikke inkludert.....	68
5.4.3 Likt forbruk på våren som høsten?	68
5.4.4 Reduksjon av effekttopper	69
5.5 Fremtidig utvikling av solceller i Norge og mulighetene for fritidsboliger	70
5.5.1 Kostnadsutviklingen i Norge	70
5.5.2 Subsidier og energiklasser	70
6 Konklusjon	72
6.1 Måloppnåelse.....	72
6.1.1 Forskjellen i simulerte og observerte værdata	72
6.1.2 Potensialet for produksjon av solstrøm fra norske fritidsboliger.....	72
6.1.3 Hvordan påvirker energibruken i fritidsboliger strømmettet og hvordan skiller dette seg fra helårsboliger og næringsliv	73
6.1.4 Hvor stor andel av forbruket til en fritidsboligen kan dekkes av et PV-anlegg.....	73
6.2 Videre arbeid	74
7 Litteratur.....	75
Vedlegg	82

Figurliste

Figur 1: Hvordan strålingen fra solen forandrer seg gjennom atmosfæren. X-aksen viser bølgelengden og y-aksen viser energien (Narom).....	5
Figur 2: Den totale energien mottatt fra sola på en horisontal flate en klarværsdag midtvinters til venstre og midtsommers til høyre (Barstad).....	6
Figur 3: Snitt av en solcelle og hvordan denne er bygd opp.....	8
Figur 4: Mulige rekombinasjonsprosesser i en solcelle.....	9
Figur 5: Båndgap-modellen til en solcelle. Energien E_g er den energien som er nødvendig for å skape et elektronhullpar. Figuren til venstre er for en intrinsisk halvleder mens de to andre er dopede halvledere, n-dopet (midten) og p-dopet (høyre) (Chen 2011).....	10
Figur 6: Direkte båndgap til venstre og indirekte båndgap til høyre.....	11
Figur 7: Strømspenningsdiagram til venstre og effektdiagram til høyre. I_{SC} er strømmen i kortslutning, I_{MP} er strømmen ved maksimal effekt, V_{MP} er spenningen ved maksimal effekt, V_{OC} er spenningen ved åpen krets og P_{maks} er effekten ved maksimal effekt.....	11
Figur 8: En flerlags-solcelle. Oppbygningen av de ulike lagene til høyre og tilhørende energispekter i diagrammet til venstre (Kukulka et al.).....	14
Figur 9: Skisse av en solcelle, modul og en streng med tilkoblet inverter. Vanligvis er 36–72 celler satt sammen til en modul.....	15
Figur 10: Forskjellig type bølger som en inverter kan produsere. Enkle og billige invertere produserer firkantpulser, med modifikasjoner kan disse gjøres om til trinnbølger. For å danne sinusbølger som vist nederst trengs en oscillator.....	16
Figur 11: Forskjellige typer invertere. Microinverter til venstre med målene 15*18*2,5 cm, streng-inverter i midten med målene 81*32*22 cm og en sentral inverter til høyre med målene 3,6*2,1*0,71 m (ABB).....	18
Figur 12: Senitvinkel og Asimutvinkel som de er definert i oppgaven.....	20
Figur 13: Horisontlinje for Ås for en flate med 27 graders helningsvinkel og en asimut på -45 grader (PVsyst). Grafene viser solhøyden i løpet av dagen etter når på året det er. Den øverste grafen er for årets lengste dag og den nederste for årets korteste dag. Under de blå linjene er tiden sola ikke skinner på flaten.....	21
Figur 14: Eksempler på ulike verdier for Air mass. På utsiden av atmosfæren er denne lik null da solstrålene enda ikke har gått gjennom noe av atmosfæren. Air mass koeffisienten øker jo nærmere horisonten sola kommer.....	22
Figur 15: Hvordan ulike temperaturer påvirker elektrisk energiproduksjonen til en solcelle (Lenardic 2013) Hver graf representerer en temperatur på solcellen. Høyere temperatur på cellen gir dårligere spenning og dermed mindre effekt.....	23
Figur 16: Effekt bypassdioder har på et panel med 36 celler der en celle ble 75 % skyggelagt. Den ene av to bypassdioder ble satt til å dekke et forskjellig antall celler (Quaschnig & Hanitsch 1996).....	24
Figur 17: Bypassdioder i et solcellepanel. Tre bypassdioder øverst er koblet over tre strenger som hver har 24 celler.....	26
Figur 18: Den geografiske posisjonen til de tre Bioforsk-stasjonene brukt i oppgaven. Øygruppen som utgjør Hvaler kommune som blir brukt senere i oppgaven er også merket av i kartet (kartverket).....	29
Figur 19: Eksempel fra PVsyst for hvordan døgndata blir representert som timesvise data. Dette eksempelet er for en dag med en innstråling på 6,5 kWh/m ² (PVSYST).....	30

Figur 20: Pyranometer. Sensoren som registrerer strålingen er plassert i beskyttet atmosfære under glasskuplene.	34
Figur 21: Skåleanemometer til venstre og temperaturhytte til høyre.	35
Figur 22: Albedoinnstillinger i PVsyst, med vanlige albedoverdier i tabellen til høyre (PVsyst).	38
Figur 23: Innstillinger for ulik grad av tilsmussing basert på en årlig verdi eller månedlige verdier (PVsyst).	39
Figur 24: Gjennomsnittlig timesforbruk for hytter tilkoblet strømmettet på Hvaler om vinteren, sommeren og høst/vår. Ukedagene mandag til torsdag er slått sammen mens forbruket for fredag, lørdag og søndag er vist i sin helhet (Nilsson 2014).	42
Figur 25: Forbruket per fritidsbolig på Hvaler. Gjennomsnittet for utvalgte måneder er vist. Y-aksen er skalert til 5000 kWh, totalt hadde 10 hytter et høyere forbruk enn 5000 kWh i en av månedene. Antall hytter i desember er mindre enn i de andre månedene (Nilsson 2014).	44
Figur 26: Gjennomsnittlig temperatur og strømforbruk for husholdninger på Hvaler i perioden 1. november 2011 til 18. august i 2012 (Nilsson 2014).	46
Figur 27: Gjennomsnittlig temperatur og strømforbruk for fritidsboliger på Hvaler i perioden 1. november 2011 til 18. august i 2012 (Nilsson 2014).	46
Figur 28: Strømforbruket for mai måned i 2012 for hytter på Hvaler (Nilsson 2014).	48
Figur 29: Strømforbruket for hus på Hvaler i mai 2012 (Nilsson 2014). Merk at y-aksen ikke er lik y-aksen til fritidsboliger.	48
Figur 30: Strømforbruket for juni i 2012 for hytter på Hvaler (Nilsson 2014).	48
Figur 31: Strømforbruket for Juli 2012 for hytter på Hvaler (Nilsson 2014).	49
Figur 32: Forskjellen i månedlig globalstråling for de ulike lokasjonene Ås, Tjølling og Landvik i normalåret.	51
Figur 33: Dagene i normalåret og hvordan de fordeler seg i forhold til produsert elektrisk energi og globalstråling den dagen (PVsyst).	52
Figur 34: Forskjellen mellom modulerte verdier av månedlig globalstråling mellom PVsyst (Meteonorm) og observerte gjennomsnittverdier fra Bioforsk-stasjonene.	53
Figur 35: Performance factor gjennom året.	56
Figur 36: Produksjonen fra anlegget for fem tilfeldige dager om vinteren våren og sommeren 2012.	58
Figur 37: Månedlig globalstråling for normalåret, 2012 og desember 2011.	59
Figur 38: Geografisk plassering av de meteorologiske stasjonene som Meteonorm bruker til modellering av solinnstråling (Meteonorm).	62
Figur 39: Eksempel på pluss hus med pulttak (Clementz).	65

1 Innledning

Denne masteroppgaven er skrevet i samarbeid med Glava energy center som er lokalisert i Arvika Sverige ved de tidligere fabrikkene til REC (Renewable Energy Corporation).

Oppgaven ser på mulighetene for å utnytte solenergi på fritidsboliger langs kysten. Det er områdene langs sør og østlandskysten i Norge som blir analysert for å gi et anslag på hvor mye energi som kan produseres ved å ha solceller på takene av disse byggene. Dette gjøres ved å se på meteorologiske data fra Bioforsk-stasjoner lokalisert i området. Videre blir det undersøkt hvor mye en gjennomsnittlig fritidsbolig forbruker av strøm, og hvordan dette forbruket skiller seg fra husholdninger og næring. Til slutt blir det sett på hvor mye av forbruket til en fritidsbolig som kan dekkes av et PV-anlegg montert på taket av boligen.

Forbruket av strøm til fritidsboliger har vært sterkt økende de siste årene på grunn av økt størrelse og flere fasiliteter på nye hytter. I tillegg har flere eldre hytter blitt koblet til strømmettet. Norske fritidsboliger forbruker mindre enn 2 % av elektrisiteten i Norge og utgjør dermed en liten andel av totalforbruket. Likevel er det en av de sektorene som øker mest i energiforbruk. Fra 1993-2009 økte forbruket for fritidsboliger med 129 % (Hille et al. 2011).

Klimaforliket fra 2012 slår fast at Norge skal ha redusert sitt karbonutslipp med 30 % i forhold til 1990-nivå innen 2020, og Norge skal være karbonnøytralt i 2050. I tillegg skal andelen av fornybar energi økes til 67,5 % innen 2020. For at Norge skal oppfylle disse kravene er det sentralt med utbygging av ny fornybar energi. For vanlige forbrukere er solceller den fremste teknologien som kan utnyttes til å produsere fornybar elektrisk kraft.

Utbyggingen av solceller i Norge er forventet å øke de nærmeste årene som en følge av lavere priser på modulene, og flere aktører på markedet. Markedet for fritidsboliger har lang erfaring med bruk av PV-anlegg. Eiere av fritidsboliger kan med investeringer i PV-anlegg bidra til at det økte behovet for elektrisk energi fra fritidsboliger kommer fra fornybare kilder.

1.1 Tidligere arbeid

For produksjon av elektrisk energi fra solstrøm er det meteorologiske grunnlaget svært viktig. Det er gjort mye forskning på dette, og det finnes anslag på globalstråling fra hele kloden. Det blir derfor prioritert å nevne noen eksempler på forskningen som tar for seg samme område som i oppgaven. Forskning på elektrisitetsbruken og utviklingen av norske fritidsboliger har økt siden 1990 da energiforbruket i fritidsboligene skjøt fart. Før dette ble fritidsboligene som regel satt som en underpost under forbruket til husholdningene. Med AMS-prosjektet på Hvaler er det blitt tilgang på unike timesdata for elektrisitetsforbruket til norske fritidsboliger, og forskning fra dette prosjektet blir presentert. Forskning på nett-tilkoblede PV-anlegg og dekningsgraden av forbruk er ikke gjort for fritidsboliger i Norge. Det vil derfor presenteres noen rapporter som omhandler PV-anlegg og dekningsgrad for vanlige bolighus i Sentral-Europa for å ha et sammenligningsgrunnlag.

Skagerak nett utførte for hele året 2006 timesmåling for 3886 bedriftskunder og 3930 husholdningskunder. Dette var det første prosjektet av en viss størrelse med timesmålinger i Norge. Det var også en av de første store undersøkelsene der timesforbruket til forskjellige grupper av næringskunder ble undersøkt. Målerne var plassert hos bedrifter og bolighus i fylkene Vestfold og Telemark (Ericson og Halvorsen 2008).

Nilsson behandlet i sin masteroppgave forbruksdata fra Hvaler kommune der alle boliger tilkoblet strømmettet ble utstyrt med AMS-måler, og timesforbruk ble registrert. Det ble sett på sammenhengen mellom forbruk og utetemperatur for både hytter og husholdninger. Videre ble timesforbruket representert grafisk for ukeforbruk, månedsforbruk og sesongforbruk for å illustrere når topplastene og belastningen på nettet er størst. Det største gjennomsnittlige timesforbruket viste seg å være 1,41 kWh for fritidsboliger og 3,95 kWh for husholdninger (Nilsson 2014).

Multiconsult utførte i 2013 på oppdrag fra Enova en kostnadsstudie av solstrøm i Norge. Anleggene som ble undersøkt og analysert var ett anlegg på 7 kW for bolighus, 100 kW for næringsbygg og 1000 kW for et bakkemontert anlegg. Områdene der anleggende ble plassert var: Trondheim, Oslo, Kristiansand, Bergen og Tromsø. Analyseverktøyet brukt var PVsyst med meteorologiske data fra Meteonorm, PVGIS, NASA-SSE og Satellight. I tillegg ble data fra NMBU brukt som grunnlag for Oslo (Enova SF 2013).

Kathan og Stifter analyserte dekningsgrader fra PV-anlegg basert på størrelsen av anlegget i forhold til forbruket ved topplast. Det tenkte anlegget var plassert i Sentral-Europa og var et

næringsbygg med en typisk lastprofil. Anlegget oppnådde en dekningsgrad på 47 % ved likt forbruk og produksjon ved topplast. Det ble også undersøkt dekningsgrader når anlegget produserte mer enn forbruket, og en dekningsgrad på 65 % ble funnet med et anlegg som produserte ti ganger mer enn forbruket ved topplast. Produksjonen er basert på tall fra en uke i juli (Kathan og Stifter).

Sievert med flere undersøkte et system i Tyskland med et årlig produksjon på 4,75 MWh og et forbruk på 4,00 MWh. De fant at årlig ble 40 % av timene dekket av PV-anlegget, og i en uke med mange klare dager i september ble det funnet en dekningsgrad på 55 %. Den årlige dekningsgraden kunne økes til 65 % ved installasjon av Litium-ion batteri med en kapasitet på 5,5 kWh (Sievert et al. 2013).

1.2 Spørsmål som skal besvares i oppgaven

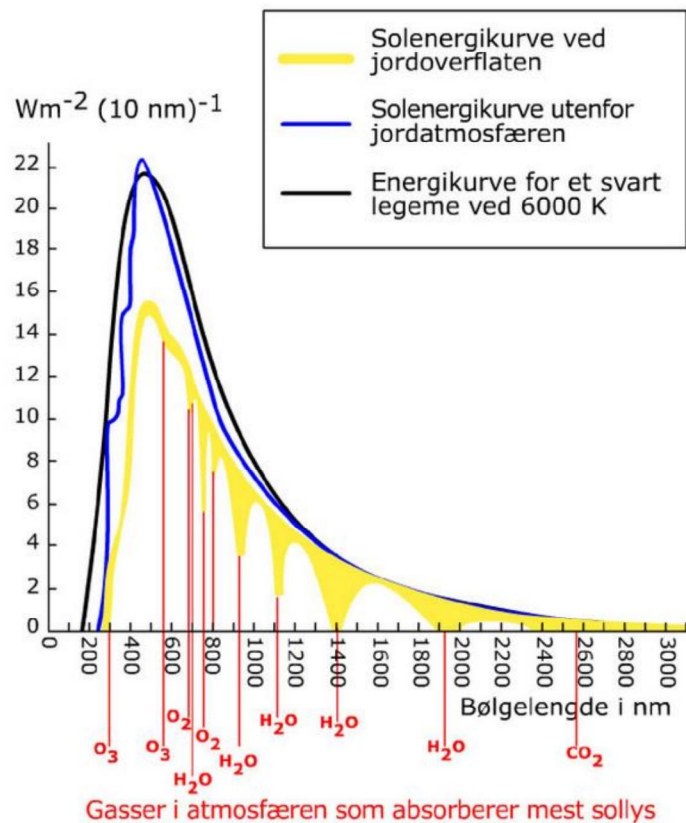
- Hva er forskjellen mellom modellerte meteorologiske data fra programmet Meteonorm og observerte data fra Bioforsk-stasjoner?
- Hvor mye strøm kan en vanlig fritidsbolig produsere ved installasjon av solceller på taket?
- Hvordan påvirker energiforbruket i fritidsboliger strømmettet og hvordan skiller dette seg fra helårsboliger og næringsliv?
- Hvor stor dekningsgrad av forbruket kan oppnås med et PV-anlegg installert på en fritidsbolig.

2 Teori

Teoridelen forklarer hvordan et PV-anlegg er satt opp, og hvilke komponenter det består av. Denne delen starter med energikilden sola, og bygger seg derfra videre til kvantefysikk, atomstrukturer, pn-overganger, celler, moduler og strenger. Videre er det tatt med hvordan disse modulene blir koblet sammen i større systemer ved hjelp av forskjellige typer invertere. Til slutt er det sett på hvilke faktorer som påvirker produksjonen.

2.1 Solressursen

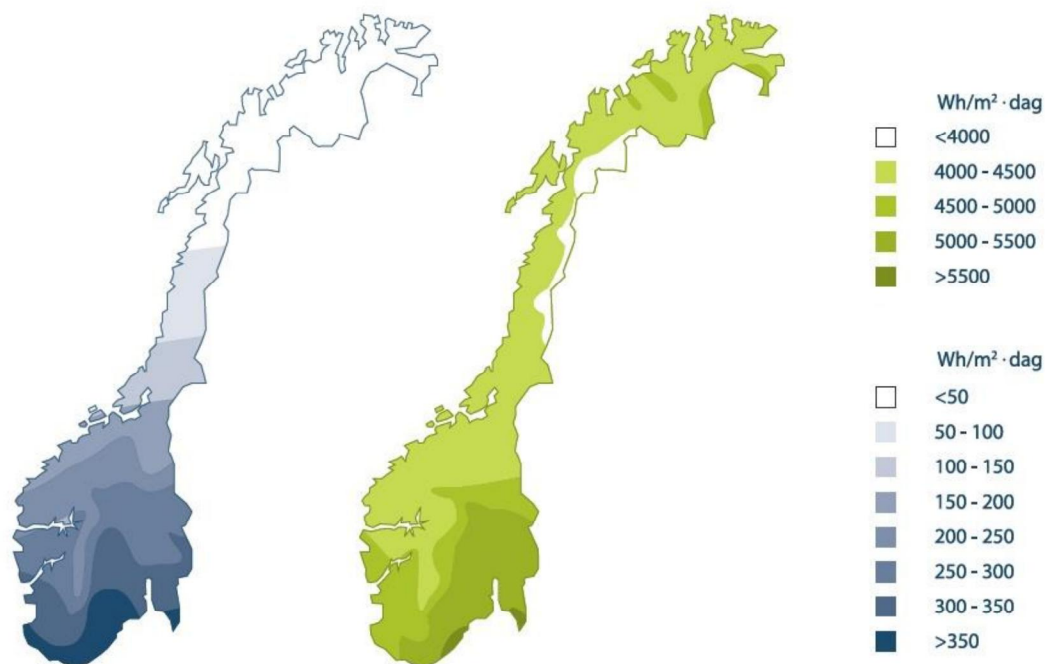
Stråling fra sola når utsiden av jordas atmosfære med en energi på $1366 \pm 3 \text{ W/m}^2$, dette er vist som den blå linjen i figur 1. Strålingen som når jordoverflaten er ikke på mer enn ca. 1000 W/m^2 når sola skinner vinkelrett på en flate (Chen 2011). Grunnene til at energien er lavere ved jordoverflaten er først og fremst refleksjon og spredning fra skyer, luft og jordoverflaten. Dette står for et tap av fotoner på 30 %. Videre blir 20 % absorbert av drivhusgasser, skyer og partikler i atmosfæren. Til slutt er det igjen 50 % av fotonene som blir absorbert av jordoverflaten. Fotonene som treffer jordoverflaten har derimot en høyere gjennomsnittsenergi enn fotonene som ikke blir tatt opp. Dette gjør at den totale energien mottatt ved jordoverflaten er 70 % av den opprinnelige energien til alle fotonene (Chen 2011). I figur 1 vises det en sammenligning av strålingsenergien fra sola på utsiden av atmosfæren (blå graf) med strålingsenergien ved jordoverflaten (gul graf).



Figur 1: Hvordan strålingen fra solen forandrer seg gjennom atmosfæren. X-aksen viser bølgelengden og y-aksen viser energien (Narom).

For å analysere hvor mye energi det kan produseres fra et PV-system over et helt år sees det på årlig innstrålt energi. Dette varierer over hele kloden og har en sterk sammenheng med vær og breddegrad. For en horisontal flate er forskjellene i årlig innstrålt energi store. Forskjellene kan i gjennomsnitt over ett år variere fra under 2 kWh/m² per dag i nordlige områder med få soldager, til over 6 kWh/m² per dag for sørlige ørkenområder (Chen 2011).

Norge ligger langt nord og har derfor lite solinnstråling over året sammenlignet med sørligere breddegrader. Figur 2 viser at det også er store sesongvariasjoner i potensialet for sol i Norge, forskjellen på en klarværsdag midtvinters og en sommerdag er en faktor på 15 (Barstad). Til tross for at Norge ligger langt nord har det likevel vist seg at Østlandsområdet har like godt potensial for PV-anlegg som i Sentral-Europa. Hovedsakelig skyldes dette flere klarværsdager og dermed høyere årlig innstråling. Kaldere klima er i midlertidig også en fordel fordi da blir effektiviteten til solceller høyere (Chen 2011).



Figur 2: Den totale energien mottatt fra sola på en horisontal flate en klarværsdag midtvinters til venstre og midtsommers til høyre (Barstad).

2.1.1 Global, direkte og diffus stråling

Globalstråling er den totale strålingen som mottas på et gitt areal, det er summen av direkte og diffus stråling. Den diffuse strålingen kan på klarværsdager utgjøre 20 % av den totale strålingen (Gray 2003). Tidlig på morgenen og sent på kvelden kan andelen være enda høyere. På dager med overskyet vær vil naturligvis den diffuse strålingen utgjøre all strålingen som mottas. Det må ikke være direkte sollys for at et solcellepanel skal produsere strøm, og ved overskyet vær kan et solcellepanel produsere strøm fra den diffuse strålingen. Den diffuse strålingen varierer med tykkelsen og høyde på skydekket samt hvordan bakken rundt panelet ser ut. Jord og gress har lav refleksjon mens snø og is har høyere refleksjonskoeffisienter som bidrar til et større bidrag av diffus stråling til panelene (Brennan et al. 2014).

2.2 Oppbygningen av solceller

2.2.1 Atomstrukturen

I krystallinske solceller laget av silisium er atomene bundet i lange strukturer, der hvert atom er bundet til fire andre silisiumatomer med kovalente dobbeltbindinger. For at silisiumet skal ha denne strukturen er det svært riktig at det er helt rent silisium. Det trengs silisium med en renhetsgrad på 99,9999 % for vanlige solceller og enda renere silisium for solceller med høy effektivitet (Chen 2011).

Båndgapet illustrerer den energien som kreves for at et foton skal slå løs et elektronhullpar i materialet. Hvis fotonet har lavere energi enn båndgapet, vil det ikke bli dannet et elektronhullpar. Dette er illustrert i figur 5 der E_G er den minste energien et foton må ha for å eksitere elektronet opp i ledningsbåndet. Hvis fotonet har mer energi enn E_G , vil elektronet som blir eksitert tape energien etter eksitasjon i form av utsendt stråling (Chen 2011).

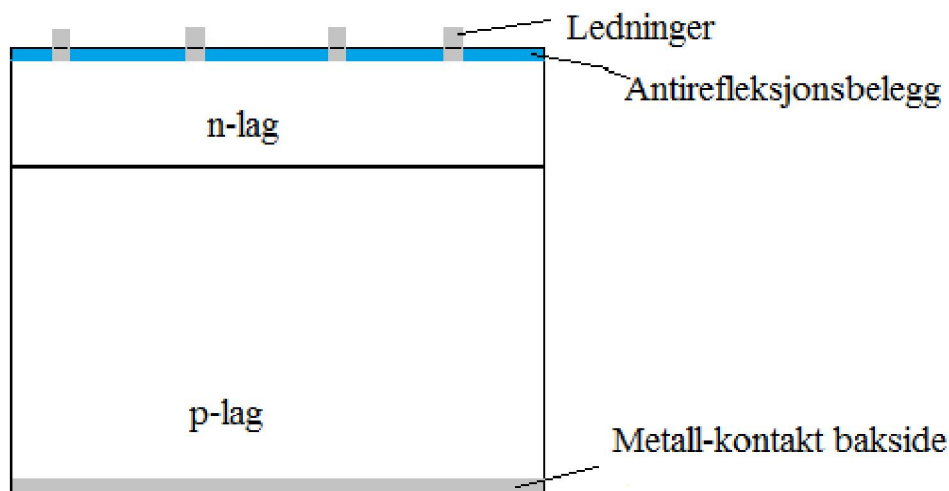
Fotonets avvik fra båndgapsenergien til silisium på 1,11 eV er hovedgrunnen til at effektiviteten på solceller sjeldent er over 20 % på kommersielt nivå. Mindre og mer energi til fotonet enn 1,11 eV står for 65 % av tapene i en vanlig silisium solcelle bestående av et lag. Shockley-Queisser satt i 1961 en teoretisk effektivitetsgrense for silisium til å være 30 % (Shockley & Queisser 1961). I dag er det eksempler på solceller bestående av flere lag med effektiviteter på over 46 % i laboratoriene (Fraunhofer-Institut 2014). Solcellen med så høy virkningsgrad har ikke de samme grunnparameterne som Shockley og Queisser brukte som antagelser i beregningene. Forutsetningene til Shockley og Queisser er fremdeles gjeldene for de fleste kommersielle solcellene som produseres i dag. Forutsetningene er at det kun er et lag med solceller, et foton kan kun eksitere ett elektronhullpar og den eneste rekombinasjonsprosessen er radiativ rekombinasjon (Shockley & Queisser 1961). Et eksempel på en slik celle er vist i figur 3.

2.2.2 Pn-overgang

I en intrinsisk halvleder (en halvleder bestående av kun et materiale) vil elektronhullpar rekombinere i løpet av kort tid, da det ikke er noe som holder elektronene adskilt fra hullene. Elektronhullpar som har rekombinert kan ikke utnyttes til å lage strøm. For å begrense rekombinasjon lages det en pn-overgang i solcellen som skiller elektroner og hull. En pn-overgang lages ved å dope solcellematerialet med to forskjellige stoffer. Det ene stoffet har et overskudd av valenselektroner, og det andre har et underskudd av elektroner

sammenlignet med hovedmaterialet. Når disse to delene settes sammen dannes det et depleksjonssjikt mellom platene med en spenning over seg. Elektronene og hullene blir adskilt av spenningsforskjellen mellom de to sidene. Materialet med et underskudd av elektroner er et grunnstoff fra gruppe IV i det periodiske system, og kalles p-materialet (positivt materiale). Gruppe IV stoffer har kun tre valenselektroner, og de fungerer dermed som akseptorer ved at de danner hull i silisiumstrukturen hvor atomene rundt har fire elektroner. Det andre materialet er fra gruppe VI. Det har fem valenselektroner og kalles n-materiale (negativt materiale). Det fungerer som en donator av elektroner i en silisiumstruktur (Chen 2011).

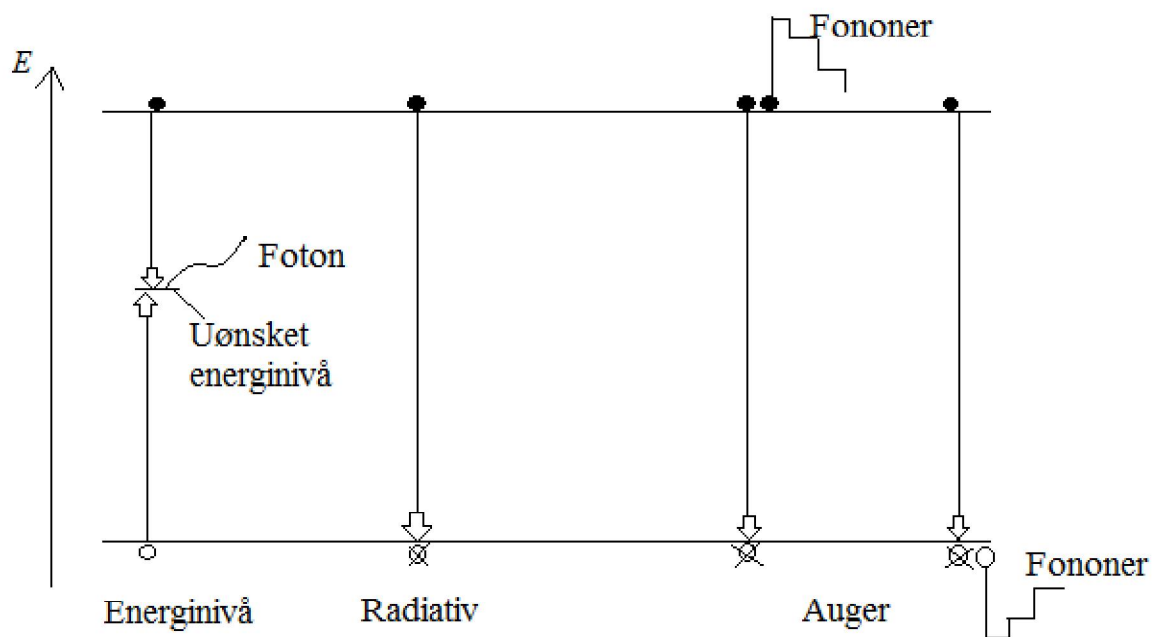
De mest vanlige materialene brukt til doping av silisiumsolceller er bor i p-materialet og fosfor i n-materialet. Vanlige dopingnivåer for p-materialet er 10^{16} atomer per kubikkcentimeter og 10^{19} atomer per kubikkcentimeter for n-materialet (Chen 2011). Til sammenligning er antall silisiumatomer rundt 10^{23} atomer per kubikkcentimeter. Konsentrasjonen kan derfor ofte være rundt ett dopatom blant en million silisiumatomer (Enebakk et al. 2009).



Figur 3: Snitt av en solcelle og hvordan denne er bygd opp.

2.2.3 Rekombinasjonsprosesser

Etter at ett elektronhullpar er skilt fra hverandre ved hjelp av en pn-overgang vil hullet og elektronet prøve å rekombinere i løpet av kort tid. Hvis mange elektronhullpar rekombinerer før de blir brukt som elektroner i strøm, får cellen en dårlig effektivitet. De vanligste rekombinasjonsprosessene er radiativ rekombinasjon, auger rekombinasjon og rekombinasjon gjennom energinivåer i det forbudte båndgap. Disse prosessene er illustrert i figur 4 og foregår parallelt i solceller under belysning.



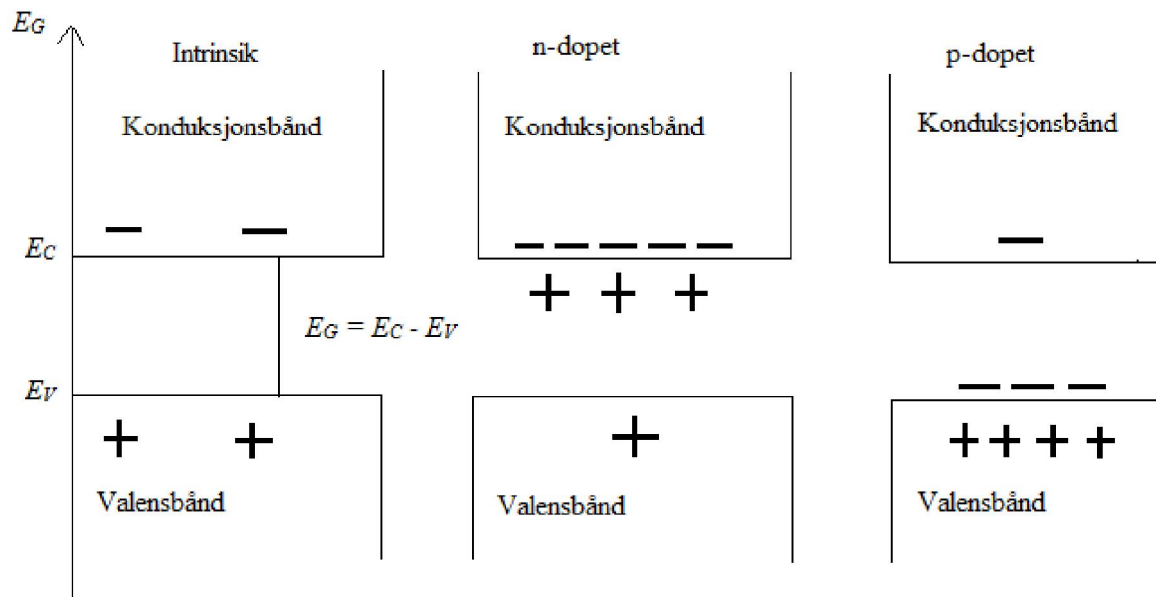
Figur 4: Mulige rekombinasjonsprosesser i en solcelle.

For å motvirke dannelsen av nivåer i det forbudte båndgap er det viktig med rent silisium med ordnet krystallstruktur. Hvis det er mange urenheter i silisiumet vil det dannes ekstra energinivåer i det forbudte båndgap, slik at elektronet kan gå fra ledningsbåndet til valensbåndet i to steg for å rekombinere. Rekombinasjonsraten er proporsjonal med antall nivåer i det forbudte båndgap og øker med antall mulige nivåer (Gray 2003).

Radiativ rekombinasjon er det motsatte av hva som skjer når et elektron kommer inn og eksiterer ett elektronhullpar. Elektroner går fra ledningsbåndet og rekombinerer med hull i valensbåndet, og det sender ut et foton med energien til båndgapet i prosessen. Dette skjer oftere i materialer med direkte båndgap fordi bevegelsesmengden til bunnen av

ledningsbåndet og toppen av valensbåndet er lik ved minste verdi av E_G , som illustrert i figur 6 (Gray 2003).

Auger rekombinasjon skjer når de innkommende fotonene som danner elektronhullparene har større energi enn båndgapet. Elektronene blir eksitert med høyere energi enn båndgapet, men denne energien blir fort tapt igjen ved utsendelse av fononer. Dette er illustrert til høyre i figur 4.

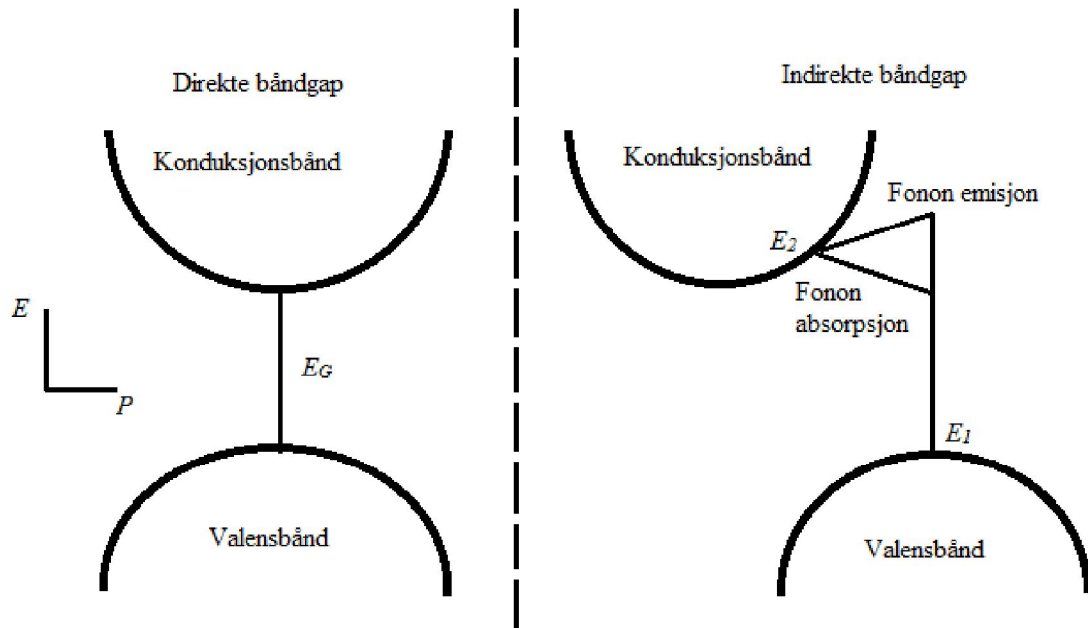


Figur 5: Båndgap-modellen til en solcelle. Energien E_g er den energien som er nødvendig for å skape et elektronhullpar. Figuren til venstre er for en intrinsik halvleder mens de to andre er dopede halvledere, n-dopet (midten) og p-dopet (høyre) (Chen 2011).

2.2.4 Direkte og indirekte båndgap

Når minimumsverdien til ledningsbåndet og maksverdien til valensbåndet er ved samme bevegelsesmengde, som vist til venstre i figur 6, har materialet et direkte båndgap, og fotonene kan da bli tatt opp i en prosess. Ved indirekte båndgap som vist til høyre i figur 6, må elektronet gjennom to prosesser for å bli tatt opp i materialet siden maksverdien til valensbåndet ikke samsvarer med minimumsverdien til ledningsbåndet (Gray 2003). Den ekstra prosessen skjer ved hjelp av et fonon som har lav energi men høy impuls. Denne prosessen gjør at dette fotonet får endret sin bevegelsesmengde til å passe med båndgapet. Siden dette er en prosess som krever to steg er sannsynligheten for at dette skjer mindre, og materialet i et indirekte båndgap materiale må derfor være tykkere for at fotonet skal bli tatt opp. Pn-overgangen i en solcelle med direkte båndgap er typisk fem mikrometer tykt mens

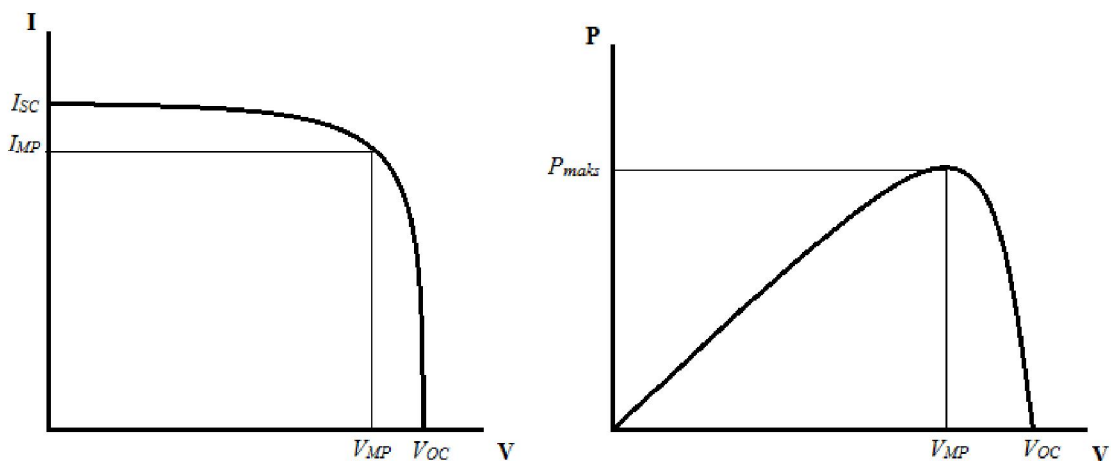
den i en indirekte båndgap-celle er 200 mikrometer, og dette bidrar til et større materialbruk i slike solceller (Chen 2011).



Figur 6: Direkte båndgap til venstre og indirekte båndgap til høyre.

2.2.5 Fyllfaktor og Maximum Power Point Tracker (MPPT)

Produksjonen fra solceller varierer med flere faktorer som innstrålingsenergi, temperatur og motstand i cellene og ledningsnettet. Det er derfor ikke noen lineær sammenheng i produsert effekt fra modulene. Dette kan illustreres med en strøm-spenningskurve som vist i figur 7.



Figur 7: Strøm-spenningsdiagram til venstre og effektdiagram til høyre. I_{SC} er strømmen i kortslutning, I_{MP} er strømmen ved maksimal effekt, V_{MP} er spenningen ved maksimal effekt, V_{OC} er spenningen ved åpen krets og P_{maks} er effekten ved maksimal effekt.

For å finne stedet på kurven som gir mest effekt, er det i invertere til PV-systemer installert maximum power point trackers (MPPT) som hele tiden registrerer og belaster anlegget slik at maksimal effekt blir produsert. Dette gjøres normalt ved å ta små justeringer i belastningen for å se hvilken effekt som observeres. Hvis produsert elektrisk energi øker gis det ytterligere belastning, og hvis effekten synker stilles belastningen ned (National Instruments 2009). Dette er en forholdvis enkel metode som benyttes på små og billige invertere. Større invertere benytter avanserte algoritmer som produsentene sjeldent oppgir (Gonzales et al. 2013).

2.3 Typer solceller

På markedet finnes det i dag mange forskjellige typer solceller basert på forskjellige materialer og bruksområde. De deles ofte inn i to hovedgrupper: Krystallinske celler og tynnfilm celler. Krystallinske celler er ofte basert på silisium og er de mest populære cellene. De har siden 1950 tallet vært markedsledende fordi de ble valgt til bruk i romfartsindustrien. Senere dro solcelleproduksjonen store fordeler av forskningen forbundet med mikroprosessorer. Fra mikroprosessindustrien fikk produsentene av solceller god tilgang på ren silisium og forskning tilknyttet materialeegenskapene til silisium (Hegedus og Luque 2003). Silisiumsolkceller har hatt over 80 % av det totale markedet for solceller siden 1992 (Fraunhofer rapport 2014).

Blant tynnfilmceller er det flere forskjellige typer materialer og prinsipper. Felles for dem alle er at materialene har direkte båndgap. Med direkte båndgap blir fotonene tatt opp i materialet fort, og cellene trenger derfor ikke være mer enn fem mikrometer tykke. Materialbruken til selve cellen i tynnfilm-solkceller er mindre enn en tiendedel sammenlignet med krystallinske celler (Hegedus og Luque 2003).

2.3.1 Monokrystallinske solceller

Monokrystallinske solceller består av en enkel krystall med silisium som er fremstilt ved Czochralski-prosessen. Fremstilling og produksjon med Czochralski-prosessen er svært energikrevende og i tillegg går silisium tapt i kuttingen der silisiumkjernen sages til tynne wafere. Fremstillingen av silisium til cellene utgjør 65 % av kostnaden til monokrystallinske solceller (Gray 2003). De monokrystallinske cellene har den høyeste virkningsgraden for solceller bestående av ett lag, med en virkningsgrad på over 25,6 % fra laboratoriet (Green et. al. 2015). Kommersielle moduler med en virkningsgrad på 20 % er i dag mulig å få kjøpt.

2.3.2 Polykrystallinske solceller

Polykrystallinske (multikrystallinske) solceller består av flere silisiumkrystaller som er dannet ved smelting og avkjøling av silisium. Det er mange måter dette blir gjort på, men felles for dem alle er at fremstillingsprosessen er raskere og billigere enn Czochralski-prosessen. Når silisiumet størkner dannes det mange krystaller med en typisk størrelse på 1–10 mm (Gray 2003). Dette gjør at virkningsgraden går noe ned i forhold til monokrystallinske celler da flere krystaller hindrer en langtrekkende ordnet struktur. Disse har ofte en typisk virkningsgrad på 13–16 %, men er til tross for dette de mest populære cellene med en markedsandel på 55 % på grunn av lavere pris (Fraunhofer rapport).

2.3.3 Amorfe solceller

Amorfe silisiumsolceller har ikke en lang gitterstruktur av silisium, og de løse bindingene blir derfor passivert ved å ha opp mot 10 % hydrogen i cellen. Cellen kan bli laget ved temperaturer under 300 grader celsius. Den bruker derfor lite energi sammenlignet med Czochralski-prosessen som foregår ved 1400 grader (Hegedus og Luque 2003). Cellen er svært tynn og sparer materialkostnader. Den største kostnaden er forbundet med materialet cellen blir festet på som glass, metall eller plastikk (Hegedus og Luque 2003 29). Virkningsgraden ligger på rundt 10 % og markedsandelen på rundt 5 %.

2.3.4 Kadmium tellurid solceller

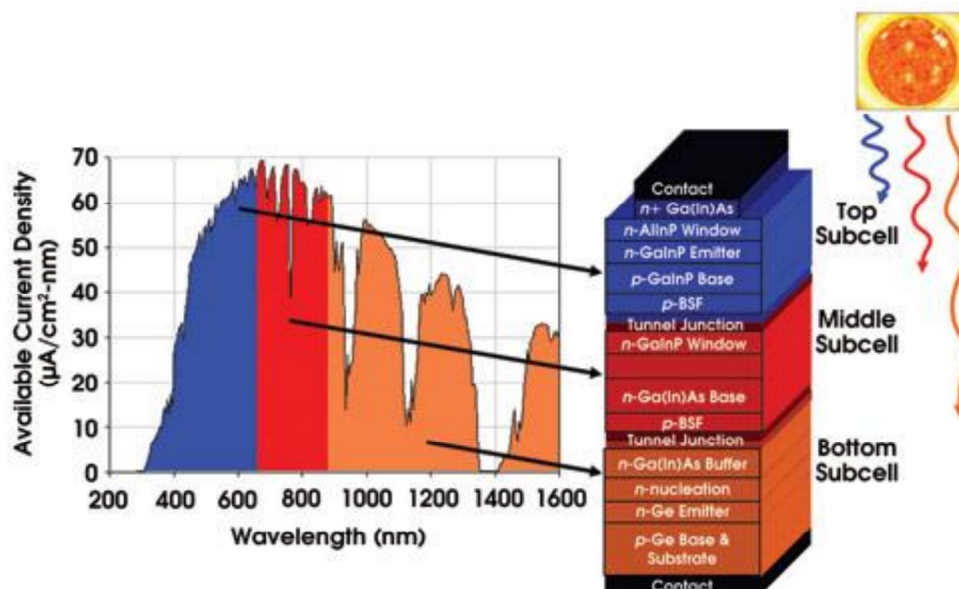
Kadmium tellurid (CdTe) solceller har direkte båndgap, noe som gjør at det trengs svært lite materiale siden cellene ikke trenger å være mange mikrometerne tykke for å ta opp fotonene. Det er de eneste solcellene som kan konkurrere med silisiumceller på pris, og de har vist seg å være billigere i store installasjoner. De er brukt i svært store solcelleanlegg blant annet i verdens største solcelleanlegg «Topaz solar park» som har en effekt på over 500 MW. På verdensbasis har CdTe celler en markedsandel på rundt fem prosent. CdTe solceller krever minst tid for å tilbakebetale energien brukt i fremstillingen, med energien tilbakebetalt på under ett år. I tillegg har de det laveste karbonavtrykket av solcelleteknologiene (de Wild-Scholten 2013). Et av problemene er at tellurid er et svært sjeldent grunnstoff på jorda og derfor dyrt å bruke. Videre er kadmium kjent som et svært giftig grunnstoff for mennesker og miljø. Kadmium har sammen med tellurid vist seg å være mindre farlig enn rent kadmium. I tillegg er panelene innkapslet slik at kadmium ikke slippes ut til omgivelsene i løpet av levetiden til panelene (Fthenakis 2002).

2.3.5 CIGS

CIGS solceller består av kobber, indium, gallium og selen. De har høy absorpsjonskoeffisient og høy effektivitet med over 20,4 % for celler i laboratorieforsøk (Green et al. 2015). For storskala produksjon er effektiviteten likevel en del mindre og ligger normalt på 11–12 % (Contreras 2009). En fordel med CIGS-solceller er at de kan implementeres på bøyelige lette overflater slik at de lett kan transporteres og rulles ut der de trengs.

2.3.6 Solceller bestående av flere lag

Solceller med flere lag lagt oppå hverandre er de solcellene som har oppnådd høyest virkningsgrad. I laboratoriet er det oppnådd en virkningsgrad på 46 % (Fraunhofer-Institut 2014). Ved å bruke materialer med ulik størrelse på båndgapet kan energispekteret til fotonene fra sola utnyttes i større grad. Det øverste laget består av et materiale med stort båndgap som tar opp den mest energirike strålingen. Fotonene som ikke har nok energi til å slå løs et elektronhullpar i dette laget går gjennom det øverste laget. I laget under er det et nytt materiale som har et lavere båndgap. Dermed kan fotonene som kommer gjennom det øverste laget, og har tilstrekkelig energi, slå løs ett elektronhullpar i lag nummer to. Fotonene som ikke har nok energi til å slå løs elektronhullpar i lag to går videre til lag tre og så videre. En illustrasjon av en slik celle er vist i figur 8 som også viser hvor de ulike fotonenergiene blir tatt opp i cellen.

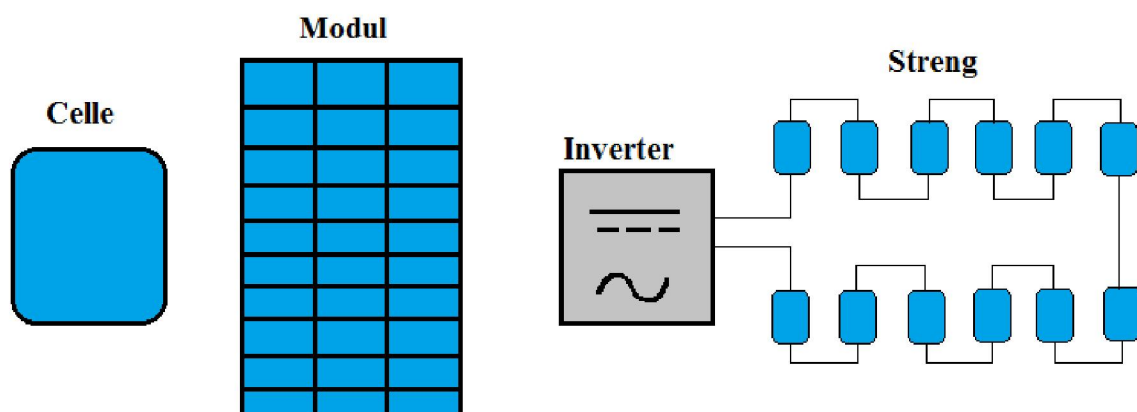


Figur 8: En flerlags-solcelle. Oppbygningen av de ulike lagene til høyre og tilhørende energispekter i diagrammet til venstre (Kukulka et al.).

Det blir sjeldent brukt mer enn tre lag i en slik celle fordi det da er lite energi å hente på de gjenværende fotonene. Slike celler er dyre å produsere på grunn av teknologien og materialene som trengs. For å utnytte slike høyeffektivitets-solceller maksimalt blir ofte konsentrert sollys benyttet. Stråling fra sola blir samlet ved hjelp av speil eller linser og konsentrert på cellearealet slik at cella kan oppleve en innstråling på flere hundre «soler». (Fraunhofer-institut 2014).

2.4 Celle, modul, streng og matrise

En solcelle har ofte en spenning på rundt 0,5–0,6 V ved åpen krets. Cellene settes derfor sammen i serie for å øke spenningen. Ofte er det snakk om 60–72 celler i en modul som da er beregnet å gi 220–300 W under standard test parametere (STC). Modulene er bygget i et lett metal som ofte er aluminium med glass eller plast over cellene. Glasset eller platen er dekket med en tynn film som skal hindre refleksjon av solstrålene. Størrelsene på moduler er typisk 1,5–2,0 m² og veier ofte rundt 20 kg slik at en person kan håndtere en modul alene. Som vist i figur 9 blir moduler koblet i strenger. Når større anlegg skal kobles blir strengene koblet i matriser. Deretter kobles alle strengene til en inverter som omformer likestrømmen fra panelene til vekselstrøm. Denne vekselstrømmen kan brukes direkte i boligen eller sendes ut på strømmettet.



Figur 9: Skisse av en solcelle, modul og en streng med tilkoblet inverter. Vanligvis er 36–72 celler satt sammen til en modul.

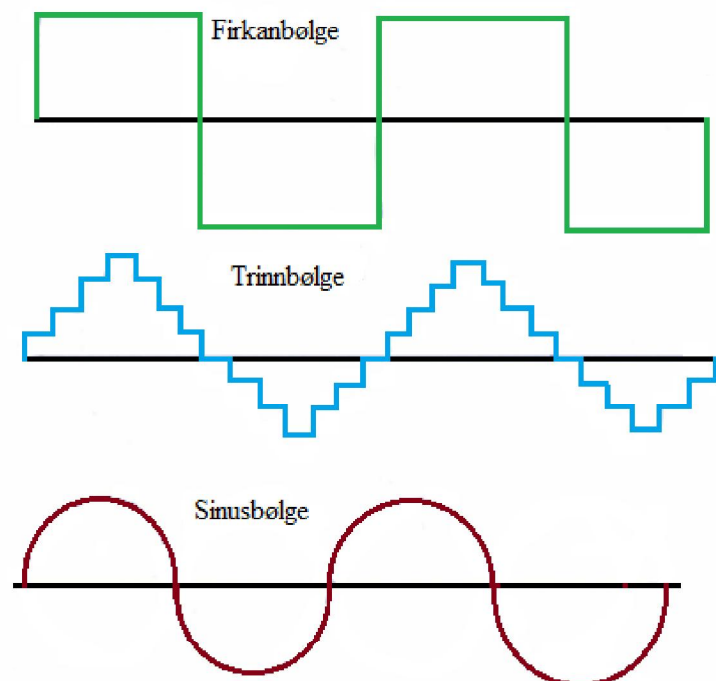
2.5 Invertere

Den elektriske energien som blir produsert fra solcellepanel er likestrøm. Oppgaven til en inverter er å gjøre likestrømmen fra panelene om til vekselstrøm med riktig frekvens og spenning slik at anlegget kan kobles til strømnettet og dermed mate strøm inn på nettet.

2.5.1 Virkemåte

Små og enkle invertere omformer likestrømmen til likestrøm med firkantpulser. Før ble dette gjort ved å mekanisk skifte strømretningen, i dag gjøres det ved hjelp av transistorer.

Firkantpulsen som produseres kan brukes i enkle elektroniske komponenter som kun trenger en induktiv last (Mpptsolar). For mer avanserte komponenter trengs pulser som ligner mer på sinusformer slik at det unngås brå endringene i levert effekt. Sinusformede pulser oppnås ved å modifisere firkantpulsene slik at de får en mer sinuslignende form, som vist i midten av figur 10. Dette gjøres ved hjelp av filtre, kondensatorer og spoler (Grabianowski 2009). Rene sinusformer oppnås ved å bruke en oscillator med ønsket sinusformet strøm som input. En oscillator er i inverteren et elektronisk system som lager svingninger. Invertere som er koblet til strømnettet får input direkte fra strømnettet slik at strøm og spenning fra anlegget blir synkronisert med nettet (Solar-Facts).



Figur 10: Forskjellig type bølger som en inverter kan produsere. Enkle og billige invertere produserer firkantpulser, med modifikasjoner kan disse gjøres om til trinnbølger. For å danne sinusbølger som vist nederst trengs en oscillator.

2.5.2 Sentral inverter

En sentral inverter er en inverter der alle solcellepanelene er koblet i strenger som leder til denne inverteren. Med en sentral inverter er ofte virkningsgraden til inverteren bedre, men på den andre siden vil virkningsgraden til panelene være mindre. Når alle modulene er koblet i serie vil spenningen bli summert opp. Strømmen vil da bestemmes av det dårligste panelet i serien. De andre panelene som kunne levert mer effekt blir da begrenset av det dårligste panelet, og strengen får ikke utnyttet sitt fulle potensial. Det er derfor en fordel for maksimal utnyttelse at panelene er så like som mulig når en sentral inverter benyttes. Hvis det er mange gjenstander i området som kan gi helt eller delvis skygning av noen paneler vil dette påvirke strømmen på samme måte som paneler med forskjellig virkningsgrad. Dette vil dermed bidra til å gi hele systemet en dårligere virkningsgrad, selv om det bare er et panel i strengen som blir skygget. På store invertere er det vanlig med flere MPPT slik at skygning og enkelte dårlige paneler ikke skal ødelegge effektiviteten til hele systemet. Et eksempel på en sentral inverter er vist til høyre i figur 11.

2.5.3 Microinverter

Microinvertere er små slik som vist til venstre i figur 11 og ofte plassert bak på hvert enkelt panel. Med en egen inverter på panelet kan MPP for hvert enkelt panel maksimeres. Med MPP maksimert for panelet, vil delvis skyggelegging av systemet ikke ha like mye å si for produksjonen, fordi de panelene som ikke er utsatt for skygge vil fortsette å produsere som normalt. Med microinvertere på panelene vil det ikke være noe problem med forskjellige typer paneler da alle panelene blir optimalisert hver for seg. Videre blir anlegget mer sikkert siden det ikke oppnås de samme høye likestrøm-spenningene som i en seriekoblet streng (Norton et al. 2010). I tillegg er det lett å skifte ut paneler som ikke virker uten at dette påvirker det øvrige systemet. Selve microinverteren har en dårligere virkningsgrad enn en sentral inverter, men samtidig er det forventet at panelet vil gi mer effekt når det har en egen MPPT (Thorud et al. 2013).

2.5.4 Streng-invertere

Streng-invertere er en mellomting mellom sentral inverter og panelinverter og har derfor egenskapene til begge. Dette er den mest brukte invertertypen på mindre anlegg for eneboliger og lignende. Et eksempel på en streng-inverter er vist i midten av figur 11.

Typisk for invertere beregnet for solcelleanlegg er at de har et bredt spekter i forskjellige spenninger de kan motta fra anlegget. Anlegget vil produsere varierende spenning som hele

tiden vil endre seg med innstrålt effekt på modulene. Dette påvirker effektiviteten til inverteren som må virke over et større område, sammenlignet med tradisjonelle invertere der inverteren kan optimaliseres til den aktuelle produksjonen (Norton et al. 2010).



*Figur 11: Forskjellige typer invertere. Microinverter til venstre med målene 15*18*2,5 cm, streng-inverter i midten med målene 81*32*22 cm og en sentral inverter til høyre med målene 3,6*2,1*0,71 m (ABB).*

2.5.5 Øydrift

Invertere som er tilkoblet strømmettet kan oppleve øydrift hvis det blir problemer med nettet, og forsyningen til boligen stopper. Øydrift vil si at anlegget fortsetter å produsere elektrisk energi og forsøker å sende dette ut på strømmettet selv om nettet er fraværende. Dette kan være farlig i brannsituasjoner hvor brannmenn tror at det elektriske systemet er koblet ut, men det fortsatt går strøm i ledningene på grunn av at PV-anlegget produserer så lenge det blir bestrålt.

2.6 Faktorer som påvirker produksjonen

Her blir det sett på makroskopiske faktorene som påvirker produksjonen til anlegget.

2.6.1 Helningsvinkel

Solcellepaneler produserer mest effekt når solinnstrålingen er vinkelrett på panelet. Siden solas posisjon på himmelen gjennom en dag varier, vil den maksimale effekten av solinnstrålingen kun kunne utnyttes en liten del av dagen. I tillegg kommer det variasjoner i solas gang over himmelen som en følge av at jorda beveger seg rundt sola over en tidsperiode

på et år med en helningsvinkel på 23,44 grader. I tillegg vil solas bevegelser gjennom dagen og året være påvirket av hvor på jorda anlegget befinner seg.

I denne oppgaven er høyden til sola beskrevet av senit som er vinkelen mellom vertikalen og sola som illustrert i figur 12. Vinkelen β til paneler og tak er definert som vinkelen mellom horisontalplanet og panelet/taket. Den optimale vinkelen vil variere etter når på året det ønskes mest produksjon. Ved strømbehov vinterstid vil panelene ha en mindre senit-vinkel enn ved sommerstid. Mindre senit gjør også at det blir mindre snø som samler seg på panelene. For Oslo er optimal helningsvinkel illustrert i tabell 1, og det kan sees at den optimale vinkelen varierer mellom 84 grader i desember til 36 grader i juni (Solar Electricity handbook).

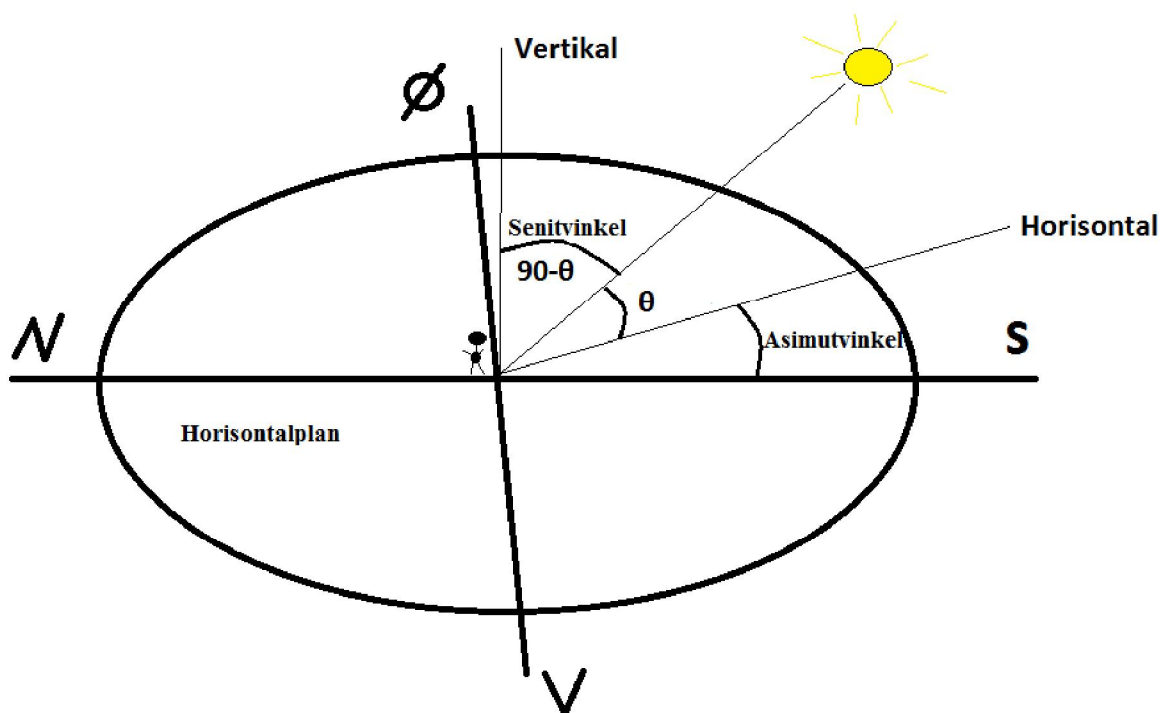
Tabell 1 Viser optimal helningsvinkel β gjennom året for størst mulig produksjon fra et PV – anlegg rettet mot sør lokalisert i Oslo.

<i>Måned</i>	<i>Jan</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Apr</i>	<i>Mai</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Aug</i>	<i>Sep</i>	<i>Okt</i>	<i>Nov</i>	<i>Des</i>
<i>Helningsvinkel</i>	76°	68°	60°	52°	44°	36°	46°	52°	60°	68°	76°	84°

For størst mulig energiproduksjon gjennom året er optimal innstilling for Østlandet og Sørlandet typisk 40–46 grader ved orientering mot syd (PVsyst). Den optimale vinkel ligger nær optimal vinkel for sommerproduksjon. Dette har sammenheng med at innstrålingen på vinteren i Norge er svært lav i forhold til sommerproduksjonen som tidligere vist i figur 2.

2.6.2 Orientering

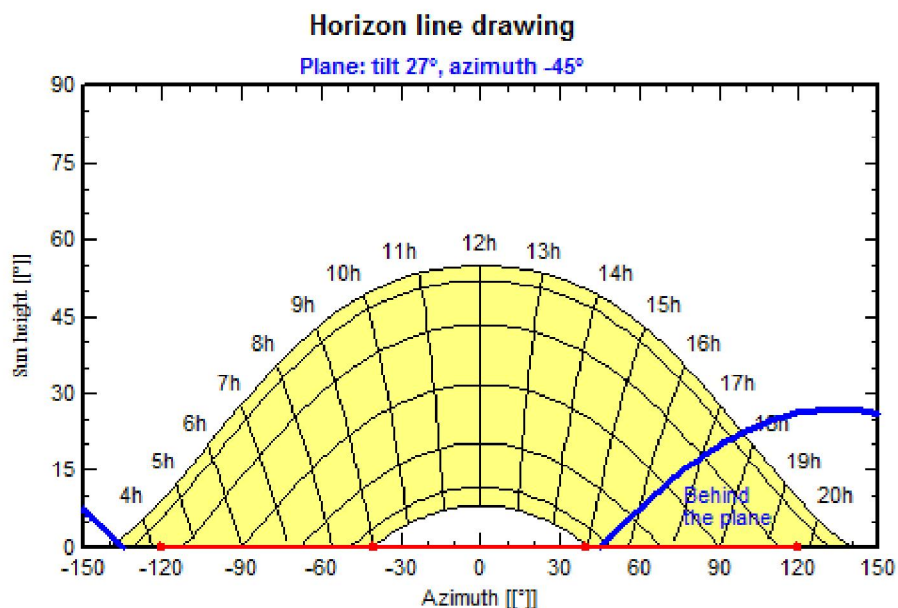
Orientering av flaten panelene blir plassert på er viktig, spesielt i tilfeller der flaten har stor helning. Den optimale orienteringen er mot syd, når solen er på sitt høyeste midt på dagen er den alltid rett mot syd på den nordlige halvkule. På den sørlige halvkule er den rett mot nord når sola er på sitt høyeste. Orienteringer av flaten er i denne oppgaven beskrevet med asimut som er vinkelen mellom orienteringen og syd slik det er illustrert i figur 12.



Figur 12: Senitvinkel og Asimutvinkel som de er definert i oppgaven.

Med optimal helningsvinkel på panelene vil den totale produksjonen gå ned med 2,3 % ved 30 graders orientering mot vest eller øst. Ved avvik under 30 grader pluss/minus fra syd har orienteringen av boligen lite å si. Ved større utslag vil en større andel av den totale produksjonen bli tapt. Ved 60 graders forskjell fra syd tapes opp mot 9,3 % ved optimal helning. Hvis boligen er orientert på verst mulige måte, vinkelrett på syd, tapes 17,4 % ved optimal helning (PVSYST). Dette for en bolig der ytterlig orientering vil føre til at den andre halvdelen av taket ville bli benyttet.

Mindre helning på taket gir mindre utslag ved orienteringen av boligen, ved helt flatt tak vil utslaget av orienteringen være null. I figur 13 er høyden på sola gjennom året for Landvik illustrert, den øverste linjen er for maksimumspunktet om sommeren og den nederste er for minimum om vinteren. Legg merke til den blå streken på høyre side som viser hvor mye av strålingen som forsvinner på grunn av orienteringen som i dette tilfellet er -45 grader (mot vest).



Figur 13: Horisontlinje for Ås for en flate med 27 graders helningsvinkel og en asimut på -45 grader (PVsyst). Grafene viser solhøyden i løpet av dagen etter når på året det er. Den øverste grafen er for årets lengste dag og den nederste for årets korteste dag. Under de blå linjene er tiden sola ikke skinner på flaten.

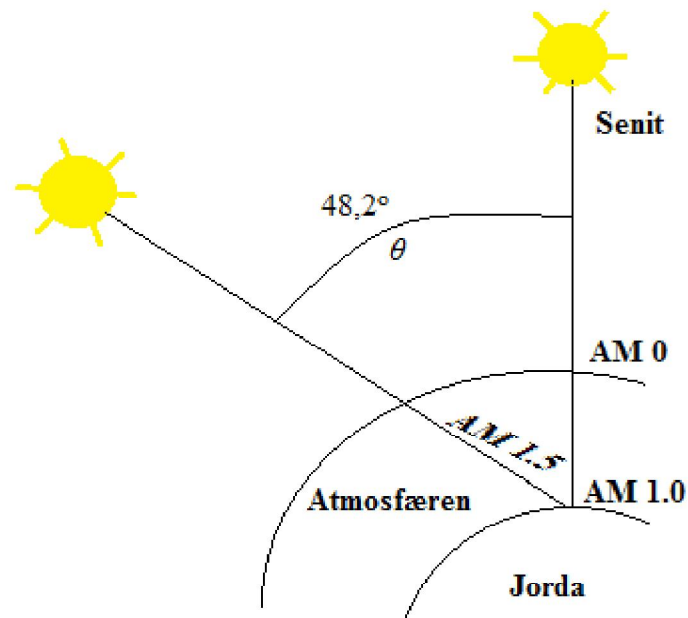
2.6.3 Tracking

Ved å kontinuerlig stille helningen og retningen på panelene slik at de alltid peker vinkelrett mot sola kan effekten økes med 20–40 % (Mousazadeh et al. 2009). Dette kan gjøres med roboter som styrer orienteringen av panelene slik at de følger solas gang over himmelen. Slike anlegg koster ofte mer enn det som tjenes på den ekstra strømmen de produserer. Fra et økonomisk perspektiv er det da bedre å investere i flere fastmonterte paneler. I tillegg vil paneler med tracking kreve et større område for at de ulike panelene ikke skal skygge for hverandre når solen kommer lavere på himmelen.

Kontinuerlig orientering av panel har bruksområde der det brukes konsentrering av sollys. For eksempel med solceller som består av flere lag der det trengs en belysning på flere hundre soler for å få maksimal virkningsgrad (Fraunhofer-institut 2014). Presisjonen til trackingutstyret er ikke like viktig når konsentrasjon av sollys ikke blir brukt, selv om vinkelen er 10 grader feil vil anlegget fremdeles få 98,5 % av energien (Mousazadeh et al. 2009).

2.6.4 Air Mass (AM) og Standard Test Conditions (STC)

AM står for air mass og sier noe om hvor mye av atmosfæren strålingen går gjennom før den treffer panelene. På utsiden av atmosfæren er AM lik null og når sola er i asimut er AM lik en, som illustrert i figur 14.



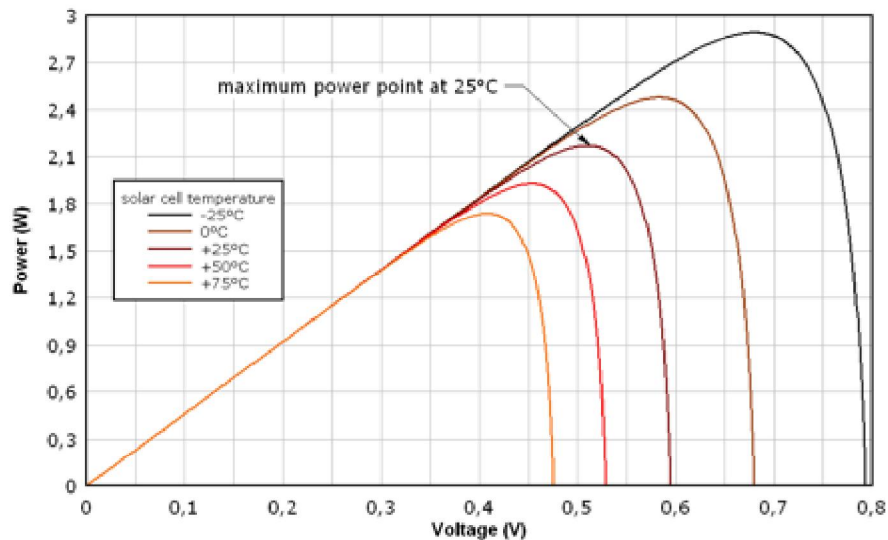
Figur 14: Eksempler på ulike verdier for Air mass. På utsiden av atmosfæren er denne lik null da solstrålene enda ikke har gått gjennom noe av atmosfæren. Air mass koeffisienten øker jo nærmere horisonten sola kommer.

Standard test conditions (STC) er en valgt standard godkjent av International Organization of standardization (ISO). Denne skal alle solceller testes etter og det er resultatene fra denne som oppgis på panelet når det blir solgt. De forskjellige parameterne for STC er 25 grader celsius, 1000 W/m² innstrålt og AM 1.5 (AM solar).

2.6.5 Temperaturforhold og NOTC

Solcellers produksjon blir påvirket av temperaturen på cellen, ved høye temperaturer går effektiviteten ned og ved lave temperaturer går effektiviteten opp. Den standard temperaturen solceller testes under og som inngår i STC kravene er satt til 25 °C. Dette er sjeldent tilfelle på solrike dager når innstrålingen er høy og temperaturen på cellen fort blir 30 grader høyere enn omgivelsestemperaturene (Skoplaki et al. 2008). I tillegg er monteringen og vindforhold viktige for temperaturforholdene i cellene. Med frittstående panel vil vind og naturlig

konveksjon avkjøle panelene. Derfor monteres ofte paneler på tak med åpning bak slik at luft kan sirkulere. I bygningsintegrerte anlegg kan temperaturene bli svært høye fordi det ikke kan sirkulere luft på baksiden av panelet (Skoplaki et al. 2008). Hvordan ulik temperatur påvirker produksjonen til en silisiumcelle kan sees i figur 15.

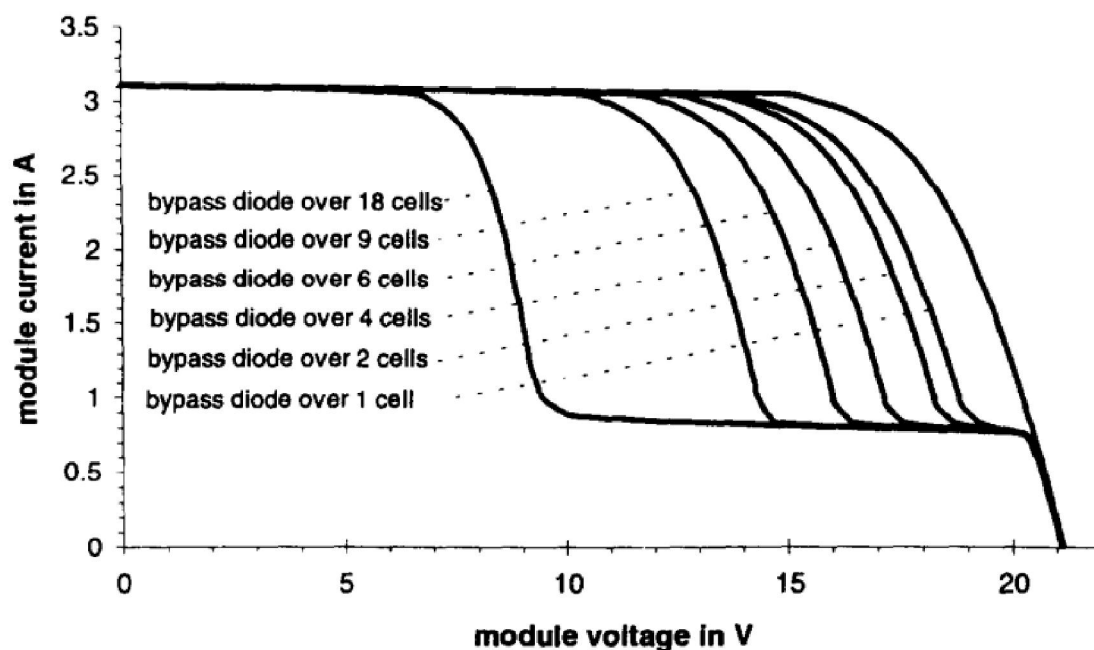


Figur 15: Hvordan ulike temperaturer påvirker elektrisk energiproduksjonen til en solcelle (Lenardic 2013) Hver graf representerer en temperatur på solcellen. Høyere temperatur på cellen gir dårligere spenning og dermed mindre effekt.

Effektiviteten på solcellene er dermed en del lavere enn det som er oppgitt på panelet. Høyere temperaturer enn ved STC og 25 °C gir en nedgangen i effektivitet på 0,65 % for hver grad (Radzimska 2003). Nedgangen vil variere fra panel til panel, og flere produsenter oppgir verdier på 0,40–0,55. På grunn av at STC ikke gir realistiske verdier er det ofte oppgitt normal operating cell temperatur (NOTC) i tillegg. NOTC bruker mer realistiske verdier i sine målinger. Disse er: Innstråling på 800 W/m², vindhastighet på 1 m/s og en lufttemperatur på 20 °C. Med en lufttemperatur på 20 °C er gjennomsnittlig temperatur på cellen rundt 48 °C (AM solar). I Norge har vi kaldt klima og i tillegg er det mye vind som gir en avkjølende effekt. Dette gjør at solceller har høyere effektivitet i Norge sammenlignet med mange andre land. For tynnfilmceller er nedgangen i effektivitet som en følge av temperaturøkning litt mindre enn hos silisiumceller (Singh & Ravindra 2012).

2.6.6 Skygning av paneler

Hvis en celle i et panel blir skygget for vil dette påvirke produksjonen til alle cellene på denne strengen. Den skyggede cellen produser ikke strøm på det skyggede arealet, strømmen blir da redusert. Fordi cellene er seriekoblet blir strømmen til alle cellene i strengen redusert. For å unngå at skygning av en enkelt celle ødelegger produksjonen til hele panelet kan det settes inn en bypassdiode over hver celle. Hvis cellen nå blir skygget kan strømmen gå en alternativ vei rundt den skyggede cellen. Hvis alle cellene på et panel skal ha en bypassdiode blir det en ekstra kostnad som ikke veies opp av det som tjenes på bedre produksjon under skygning. I tillegg er det også et tap i effekt levert når det installeres bypassdioder. Effekten av å installere et forskjellig antall dioder på et panel under skygning kan sees i figur 16. Det er derfor ofte ikke mer enn tre bypassdioder i et panel som da har 12–24 celler på hver streng (Goldberg 2012).



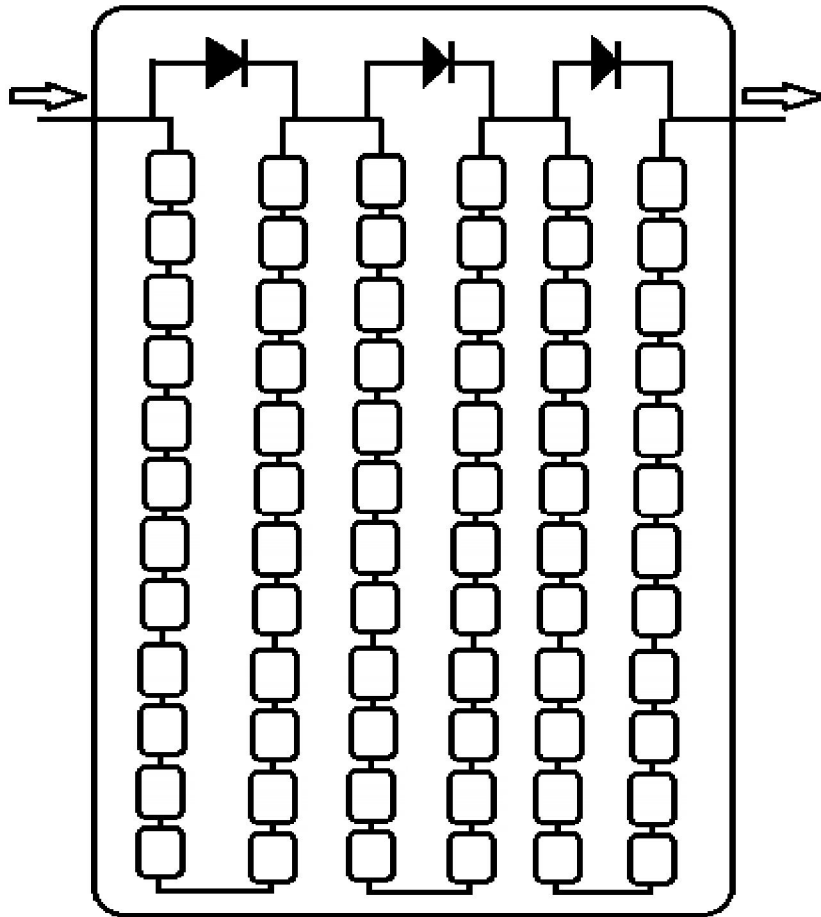
Figur 16: Effekt bypassdioder har på et panel med 36 celler der en celle ble 75 % skyggelagt. Den ene av to bypassdioden ble satt til å dekke et forskjellig antall celler (Quaschning & Hanitsch 1996).

2.6.7 Aldring av paneler

Som en følge av at modulene blir utsatt for vær og generell slitasje, er det forventet at effektiviteten vil synke over tid. Effektiviteten synker mest de første årene, deretter blir nedgangen i effektivitet mindre og mindre per år. I gjennomsnitt er nedgangen i effektivitet 0,5 % per år (Jordan & Kurtz 2012). Mange produsenter garanterer at etter 25 års drift vil panelene fremdeles produsere over 80 % av den opprinnelige kapasiteten. 80 % av den opprinnelige effekten er satt som en grense for når panelet ikke lenger er brukbart. Dette er en grense som er diskutert siden det fremdeles er elektrisk energi å få ut av slike celler selv om de har degradert over 20 %. I tillegg flater degenering ut over tid. Det har vist seg at over 40 år gamle panel fremdeles produserer over 80 % av originaleffekten (Jordan & Krutz 2012). Monokrystallinske moduler er de som taper minst effekt til aldring med 0,3–0,5 % årlig. Polykrystallinske og CdTe taper litt mer med 0,5–0,8 % årlig, mens CIGS og amorft silisium taper mest med 1,5–2,0 % årlig (Jordan & Krutz 2012).

2.6.8 Tilsmussing av paneler

Fremmedelementer som legger seg på paneler påvirker produksjonen da det reduserer strålingen som når frem til cellen. Fremmedelementene kan fordele seg jevnt som støv, snø, sand eller pollen. Dette reduserer innstrålingen fra noen få prosent til hundre prosent i tilfeller med tykt snølag (Marion et al. 2005). Støv, sand og pollen blir som oftest vasket vekk fra panelene ved naturlig nedbør. I områder med lite naturlig nedbør kan tilsmussing være et stort problem for produksjonen av elektrisk energi og panelene må vaskes manuelt (Mani & Pillai 2010). Det er en fordel at panelene har en viss helningsvinkel slik at støv og skitt lett blir vasket vekk, og snø sklir av når den tiner. Fremmedelementer som ikke fordeles jevnt kan være blader fra trær, avføring fra fugler og snø som sklir ned mot bunnen av panelet og akkumulerer seg der. Dette påvirker produksjonen på en annen måte enn et jevnt lag fordi dette blir skygning av enkeltceller som kan ha mye å si på produksjonen. I ekstreme tilfeller vil all produksjonen gå tapt selv om bare den nederste raden av celler blir dekket av for eksempel snø. Dette er fordi som nevnt i 2.6.6 at det ofte kun er tre bypassdioder i hvert panel og disse er som regel koblet som vist i figur 17. Altså vil hele produksjonen stoppe dersom de nederste cellene i figuren dekkes av snø fordi disse cellene er koblet til hver sin streng. Hvis panelet hadde blitt lagt horisontalt ville kun en av celleradene blitt utsatt for snølaget, og panelet kunne produsert to tredjedeler av effekten.



Figur 17: Bypassdioder i et solcellepanel. Tre bypassdioder øverst er koblet over tre strenger som hver har 24 celler.

3 Materialer og metode

Dette kapittelet tar for seg utstyr som ble brukt for å finne resultatene. Produksjonsdata for anlegget ble funnet i PVsyst, meteorologiske data ble tatt fra Bioforsk sine nettsider og bearbeidet i Excel. Brukerprofiler og forbruksprofiler for fritidsboliger og eneboliger ble funnet gjennom et litteraturstudie.

3.1 Valg av simuleringsverktøy

Det finnes i dag mange programmer på markedet for simulering av PV-anlegg. Programmene gir anslag på hvor mye elektrisk energi et gitt anlegg kan produsere ved en gitt lokasjon. Det er viktig med gode anslag på produksjonskapasitet, levetid og kostnader forbundet med prosjekter for å minske risikoen for investorer. De mest brukte programmene er HOMER, PVsyst, SOLARPRO, SolarDesignTool, PVSOL expert og INSEL. Noen av programmene, for eksempel HOMER, er gratis mens andre koster opp mot 2000 dollar (Lalwani et al. 2010). Programmene som krever betaling har flere valgmuligheter og større mengde tilgjengelige meteorologiske data. Gratis programmene kan ofte være enklere å bruke enn betalingsløsningene fordi de ofte er mindre avanserte (Arribas et al. 2011).

Simuleringene i programmene er i utgangspunktet basert på tidsserier fra meteorologiske data som følger med i programmet. Brukeren kan selv legge inn mer nøyaktige data dersom brukeren har tilgang til dette. Mange av programmene gir også muligheter for økonomisk analyse av anlegget med mulighet for brukeren til å legge inn egne priser på komponentene, skattenivåer, subsidier og mva.

Programmet PVsyst 6.34 ble valgt som simuleringsprogram til denne masteroppgaven. Sammenlignet med programmene ovenfor er PVsyst et av de mest omfattende programmene. Det er muligheter å simulere for anlegg med og uten nett-tilkobling, likestrøms-nett og pumpesystemer. Det er hundrevis av forskjellige paneler og invertere å velge mellom (Lawani et al. 2010). Ulike muligheter for simulering ble vektlagt i valg av program, i tillegg er programmet brukt av tidligere masterstudenter ved NMBU og Glava Energy Center slik at det er kjennskap til programmet, og muligheter for hjelp. Det er et av de eldste og mest populære programmene for dimensjonering av PV-anlegg. Det har stadig blitt oppdatert med nye paneler, invertere, batterier og meteorologiske data.

3.2 Simuleringsverktøyet PVsyst 6.34

PVsyst blir utviklet i Sveits ved universitet i Genève av dr. André Mermoud som startet arbeidet med PVsyst i 1992. Programmet er laget for arkitekter, forskere og ingeniører. I denne masteroppgaven er både versjon 6.32 og 6.34 brukt. Alle endelige resultater kommer fra beregninger gjort i versjon 6.34 som ble utgitt 06.02.2015.

Dimensjonering av et anlegg i PVsyst gjøres i flere steg, og starter med foreløpig design. Foreløpig design gir et grovt anslag på hvor mye anlegget kan produsere basert på generelle valg av størrelse på anlegg og beliggenhet. Programmets innlagte klimadatabase basert på data fra Meteonorm eller NASA brukes for å gi generelle meteorologiske data for anlegget. Resultatene blir kun gitt i månedlige verdier.

Den neste fasen er prosjekteringsfasen, og her kan komponentene bli valgt med større nøyaktighet. Paneler og invertere kan velges etter produsent og ønsket effekt. Vinkelen til panelene og orientering av disse kan bestemmes. Videre kan ulike tap forbundet med skygning fra objekter og horisont, panelkvalitet og ledninger bestemmes nærmere. Når alt dette er bestemt kjøres det en simulering over et år med valgte meteorologiske data. De meteorologiske dataene kan genereres fra den innlagte klimadatabasen, eller så kan brukeren importere egne meteorologiske data. For økonomisk analyse kan priser på komponenter, driftskostnader og elektrisk energi legges inn. Simuleringen produserer en rapport med alle parameterne som er brukt, resultatene av simuleringen og detaljert oversikt over hvor tapene i systemet er størst.

I den siste fasen kan eieren av anlegget sammenligne det faktiske systemet med den simulerte modellen. Dette gjøres ved å importere reelle data over elektrisk energiproduksjon fra et anlegg som fra før av er simulert i PVsyst. Dette er svært viktig kunnskap for dimensjonering av fremtidige anlegg fordi eieren og fremtidige investorer av lignende anlegg får en god indikasjon på hvor nøyaktig programmet faktisk greier å forutsi produksjonen til et anlegg.

3.3 Meteorologiske data

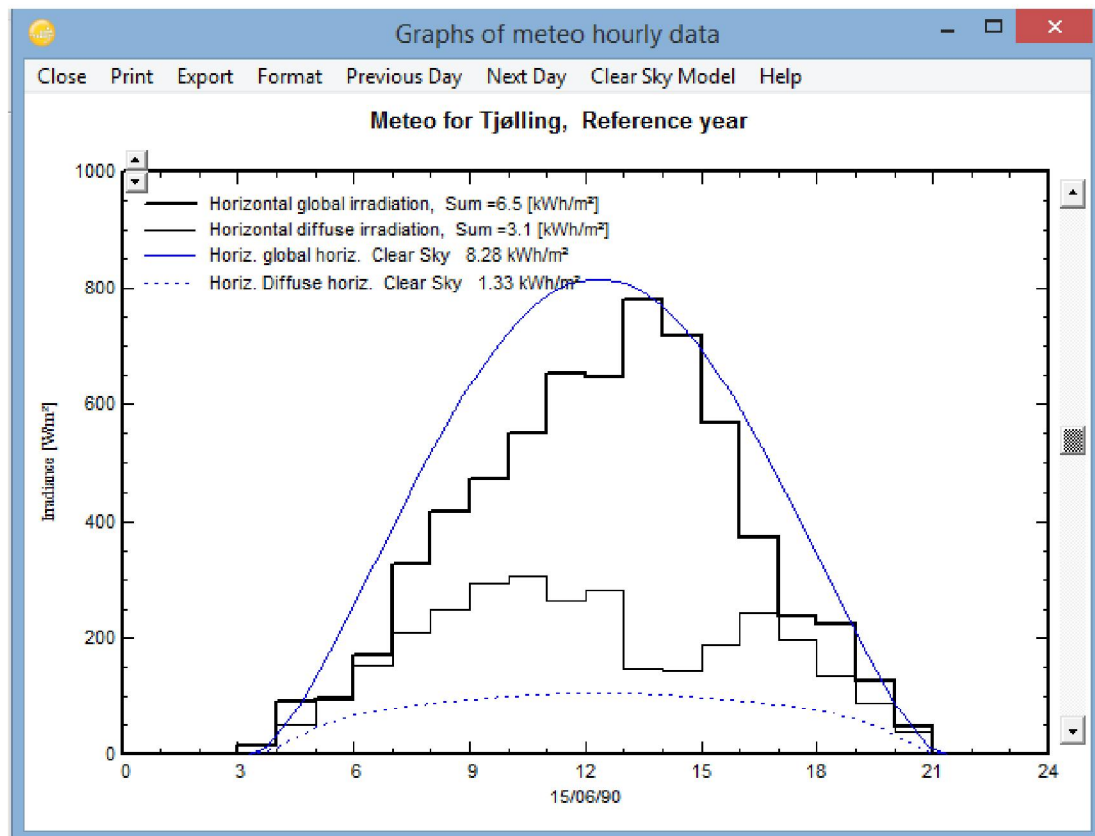
De meteorologiske dataene brukt i oppgaven er hentet fra Bioforsk sine stasjoner på Ås, Tjølling og Landvik. Disse dataene er tilgjengelige for alle på lmt.bioforsk.no. Landvik stasjon var en av de første stasjonene til Bioforsk og ble startet i 1987. Tjølling ble etablert i 1991 og Ås i 1992. De første årene bærer preg av å få systemet på plass og det er flere hull i dataene. Dataene er bedre for samtlige stasjoner fra 1997 og utover. 1997 er derfor valgt som startåret for de meteorologiske dataene på alle stasjonene, og perioden avsluttes i 31.12.2014. For hver stasjon var det totalt 18 år med datagrunnlag før sortering ble påbegynt. Alle stasjonene er valgt på øst-siden av Langfjellene i Norge med forholdsvis lik avstand mellom hver stasjon. Videre er alle stasjonene plassert langs kysten. Dette er også områder der tettheten av fritidsboliger er høy. Stasjonene er vist på kart i figur 18 og en oversikt over tettheten av norske fritidsboliger kan sees i vedlegg 1.



Figur 18: Den geografiske posisjonen til de tre Bioforsk-stasjonene brukt i oppgaven. Øygruppen som utgjør Hvaler kommune som blir brukt senere i oppgaven er også merket av i kartet (kartverket).

Dataene som er brukt er døgnerverdier, hver dataverdi er den totale globalinnstrålingen for den aktuelle dato. PVsyst genererer automatisk timedata fra de daglige verdiene og fordeler de enten med en Markovmatrise eller etter en graf basert på en klar dag. Verdien for den aktuelle dagen bestemmer høyden på grafen (Mermoud og Wittmer 2014). Bruk av Markovmatrise gir

de mest realistiske verdiene og er brukt i oppgaven. Et eksempel på en Markovfordeling av timesverdier er vist i figur 19 der den tykke svarte firkantgrafen er timedataene, mens den blå viser forventede verdier for klar himmel hele dagen. Videre er det importert gjennomsnittstemperatur for dagene og gjennomsnittlig vindhastigheten ved to meter over bakken.



Figur 19: Eksempel fra PVsyst for hvordan døgndata blir representert som timesvise data. Dette eksempelet er for en dag med en innstråling på $6,5 \text{ kWh/m}^2$ (PVsyst).

3.3.1 Manglende meteorologiske datapunkter

Totalt består datasettene for globalstråling av 19 710 døgnerverdier. Datasettene etter 1997 er nesten sammenhengende, likevel finnes det perioder med avbrudd i målingene. Verdier som ikke er målt av stasjonene oppgis i datasettene med verdien «null». Disse verdiene må erstattes eller fjernes for at datasettene kan brukes i modellering til et normalår. Datasettene inneholder i tillegg til nullverdiene datapunkter på solinnstrålingen med negativ verdi. Disse er åpenbart feil i forhold til innkommende globalstråling og ble fjernet eller erstattet på samme måte som nullverdiene.

Nullverdier og minusverdier ble betraktet som feil, og ble fjernet eller erstattet etter følgende kriterier: Hvis et datasett hadde fem eller flere feil på døgnerverdiene en måned ble denne måneden tatt ut av modelleringen. Tilsvarende måneder i de andre datasettene ble fjernet, selv

om disse månedene nødvendigvis ikke hadde noen feil. Dette ble gjort for å sikre en sammenligning på likt grunnlag. Videre ble måneder med tre eller flere sammenhengende dager med feil fjernet. Dette ble gjort fordi feil ved sammenhengende dager øker usikkerheten i verdiene som skal erstattes mer enn hvis de hadde vært enkeltverdier. De gjenværende feilene i dataene bestod da av enkeltdager eller to sammenhengende dager. Kombinert tillot dette maks fire feil i en måned. Disse verdiene ble erstattet med verdier basert på gjennomsnittet av dagen før og etter de manglende dataene.

Denne metoden for erstatning av data er brukt da den er rask å gjennomføre i tillegg til å være forholdsvis nøyaktig. Alternative metoder er å bruke verdier for samme dag i tidligere år, men dette vil blant annet kunne gi høye temperatursprang og større unøyaktighet. Et annet alternativ er å bruke data fra nærliggende målestasjoner til å erstatte den aktuelle verdien, eller bruke mer avanserte programmer til å utføre en prinsipalkomponentanalyse (Alexandridis og Zapranis 2013).

Minusverdier kan forekomme i målingene på grunn av at pyranometeret sender ut langbølget stråling som fører til en nedkjøling av elementet som vanligvis mottar stråling fra sola på dagen. Når dette elementet blir nedkjølt vil varmen gå motsatt vei av det som er vanlig ved innstråling, og verdiene blir negative når det ikke er nok annen stråling som kommer inn. Dette forekommer særlig på vinteren når det er kaldt og liten innstråling. Om natta vil dette skje ganske ofte hvis ikke pyranometeret er kalibrert ordentlig, men dette vil ikke bli oppdaget fordi verdien av sollyset om dagen er flere ganger større enn dette og det blir derfor ikke oppdaget i gjennomsnittsdataene for døgnet (Klipp & Zonen 2013). Totalt var det 114 nullverdier og 18 minusverdier i datasettene på totalt 19 710 målinger av globalstråling.

Totalt ble 13 av 216 måneder fjernet (6 % av datamengden). De fjernede månedene var for Ås: Mars 1998, januar 1999, august 2008 og desember 2008. For Tjølling: Oktober 2000, november 2000, desember 2007, juli 2007, august 2014 og september 2014. For Landvik ble månedene mai 2005, februar 2007 og mars 2007 fjernet. I tillegg ble de fire skuddårsdagene i perioden fjernet. Dette er en vanlig og enkel prosedyre for å oppnå like datasett hvert år (Alexandridis og Zapranis 2013).

3.3.2 Landvik

Som det kommer frem fra kartet i figur 18 er Landvik den stasjonen som ligger lengst sør av de tre plassert på 58,340071 breddegrad og 8,522554 lengdegrad. Stasjonen ligger 3,7 km fra kysten og fem meter over havet i Grimstad kommune. Datasettet fra Landvik bestod totalt av 6570 døgnverdier, av disse var det 35 nullverdier og ingen minusverdier. Vindmåling to meter over bakken og gjennomsnittlig døgntemperatur kom først med i Landvik sine målinger første januar 2005. Dataene for temperatur og vindhastighet for Landvik er derfor basert på årene 2005–2014.

3.3.3 Tjølling

Tjølling målestasjon ligger på 59,04641 breddegrad og på 10,12513 lengdegrad og er plassert i Larvik kommune. Stasjonen ligger 0,8 km fra kysten og 19 meter over havet. Av de 6570 døgnverdiene for globalstråling var det totalt 10 negative verdier i oktober og november år 2000, begge disse månedene ble fjernet fra datasettet. Videre var det 51 nullverdier. Vind og temperaturdata for Tjølling begynte å bli rapportert første januar 2006, og disse dataene er derfor basert på årene 2006–2014.

3.3.4 Ås

Ås målestasjon ligger på 59,660468 breddegrad og 10,781989 lengdegrad. Stasjonen ligger like ved NMBU i Ås kommune 94 m over havet og 9 km fra kysten. Dette er den eneste av de tre stasjonene som ligger på østsiden av Oslofjorden. Dataene fra denne stasjonen er brukt i oppgaver tilknyttet NMBU, og gjør at beregninger tilknyttet denne oppgaven kan sjekkes mot allerede utførte beregninger. Totalt var det 28 nullverdier i datasettet for solinnstråling og 8 minusverdier der 6 av disse var verdier på -0,1 MJ og 2 av verdiene var -0,2 MJ. Til sammenligning har en vanlig klarværsdag om sommeren en verdi på rundt 25 MJ.

3.4 Meteorologisk måleutstyr

Måleutstyret som er brukt til å måle verdiene i oppgaven er alle plassert i to meters høyde over bakken, som er standarden brukt på slikt måleutstyr i Norge. Bioforsk har totalt 81 stasjoner der 28 av disse er mobile stasjoner som kun er i bruk under vekstsesongen. Alle stasjonene i oppgaven er stasjonære stasjoner. Instrumentene må derfor tåle påkjenninger fra regn, vind, snø, varme og kulde gjennom flere år uten at feil og uregelmessigheter dukker opp i resultatene. Dette setter høye krav til valg av utstyr, kalibrering og vedlikehold. I tillegg blir datagrunnlaget kontrollert med intervalltester og sprangtester slik at urimelige verdier blir oppdaget og feil med måleutstyret kan bli oppdaget (Bioforsk).

Som en følge av slitasje vil måleutstyr slutte å virke eller gi feil verdier etter en stund. Utstyret blir derfor kontrollert med kalibreringsverktøy en gang i året for å sjekke om riktige verdier blir gitt (Bioforsk). Hvis utstyret er ødelagt er det viktig at det nye instrumentet har samme virkemåte, og plasseres på samme punkt som det gamle slik at det nye utstyret får samme grunnlag som det gamle. For stasjonene i oppgaven ble Ås og Tjølling i 2013 berørt av utskiftning av instrumenter, loggskap og kommunikasjonsutstyr (Bioforsk). Det ble ikke funnet noen uregelmessigheter i dataene i denne tidsperioden.

3.4.1 Pyranometer

For Bioforsk-stasjonene er pyranometer av typen CMP3 og CMP11 benyttet. CMP11 er den mest nøyaktige av disse og også godkjent som standard av ISO. Pyranometeret er satt til å måle den globale strålingen med bølgelengder fra 285 til 2800 nanometer. Lignende apparater kan også måle diffus og direkte stråling ved enten å blokkere solskiven for måleapparatet for diffus stråling, eller blokkere alt unntatt solskiven for direkte stråling. Apparatet er på alle målestasjonene i oppgaven satt til å måle strålingen som treffer en horisontal flate. Det er også dette som er den vanlige måten å oppgi innstrålingen på. Et bilde av et pyranometer fra Bioforsk-stasjonen på Ås er vist i figur 20. Glass-kuppelen er der for å beskytte den svarte overflaten fra fremmedelementer, forhindre konveksjon og blokkere for varmestråling fra jorda som blir reflektert mot pyranometeret av atmosfæren og skyer.

Pyranometeret virker ved at stråling treffer den svarte flaten som absorberer energien og blir varmet opp. Økningen i temperatur skal tilsvare mengden stråling som mottas. Økningen blir målt i forhold til et element som er plassert under den svarte flaten og som ikke er utsatt for stråling fra sola. Pyranometrene blir rengjort en gang i uka i vekstsesong og hver måned ellers (Oreec 2013).



Figur 20: Pyranometer. Sensoren som registrerer strålingen er plassert i beskyttet atmosfære under glasskuppene.

3.4.2 Vindmåler og termometer

Vindmåling er gjort i to meters høyde med skåleanemometer som vist i figur 21. Vindmålerne til Bioforsk kommer fra produsentene Vector eller Friedrichs

Termometeret er plassert inne i en målehytte slik at alle temperaturer blir målt i skyggen og hindrer fremmedlegemer fra å påvirke målingene. Et eksempel på en slik målehytte fra Bioforsk-stasjonen på Ås er vist i figur 21. Bioforsk bruker motstandstermometer av typen PT500/PT100 eller kombinasjonssensorer av typen HMP45A som måler både luftfuktighet og temperatur. Målinger av temperatur har en usikkerhet på $\pm 0,2$ °C for kombinasjonssensoren og $\pm 0,1$ °C motstandstermometeret (Bioforsk). Disse registrerer gjennomsnittstemperaturen for hvert minutt og midler disse over hver time og hvert døgn.



Figur 21: Skåleanemometer til venstre og temperaturhytte til høyre.

3.5 Parametere i simuleringen

For å få til en god simulering av potensialet for produksjon av strøm fra et pv-anlegg er det viktig med klart definerte og realistiske parametere. Oppgaven ser primært på fritidsboliger, men mange av parameterne og resultatene kan bli brukt for vanlige boliger i tillegg.

3.5.1 Takareal

Arealet brukt til solceller i oppgaven er et konservativt anslag basert på størrelsen på en gjennomsnittlig hytte. De siste ti årene har gjennomsnittlig årlig areal for nye hytter variert mellom 87 m^2 og 104 m^2 (statistikknett). Grunnarealet til den gjennomsnittlige hytta øker stadig. Oppgaven satt en maksimalstørrelse på 40 m^2 for anlegget. Det er da forutsatt at anlegget blir plassert på den halvdelen av taket som er best orientert. På grunn av den eksakte størrelsen på panelene havnet det faktiske arealet i oppgaven på $39,4 \text{ m}^2$ ved bruk av 24 paneler. Forskjellen i produksjon fra ulike typer solcelleanlegg med forskjellige arealer er små per kvadratmeter hvis panelene er like. Produksjonen varierer tilnærmet lineært med arealet dekket med solceller. Det vil derfor være lett å anta produksjonen for ulike takarealer med utgangspunkt i det valgte arealet i oppgaven på $39,4 \text{ m}^2$. Det er derfor i denne oppgaven ikke valgt å se på flere ulike arealer enn de som allerede er nevnt, selv om man i tilfeller med tilnærmet flatt tak kunne utnyttet en større andel av taket.

Det er i oppgaven ikke tatt hensyn til eventuelle skorsteiner på takene som opptar areal og bidrar til skygning. Dette vil være en vurdering som må gjøres i hvert enkelt tilfelle.

Montering av solcellepanel på taket gir sjeldent et større bidrag enn 20 kg/m^2 medregnet monteringsutstyr til vekten av taket. Generelt er nyere tak beregnet for å tåle snømengder på over en meter, vekten vil da være rundt 300 kg/m^3 for ny snø og 400 kg/m^3 for gammel mer kompakt snø (Berg 2011). Vekten av solcellepanel er derfor sjeldent et problem på norske tak, og det antas videre at alle tak kan utstyres med solcellepanel uten at belastningen blir for stor.

Skeivvekt som en følge av at solcellepanel kun blir plassert på den ene siden av taket er ikke antatt å utgjøre et problem. Problemet med skeivvekt vil være større som en følge av snøfall fordi snøen som legger seg på panelene vil gli av, mens snøen som faller på takarealet som ikke er dekket av paneler vil bli liggende lenger (Elnan).

3.5.2 Helningsvinkel

I oppgaven er det valgt tre ulike helningsvinkler; optimal vinkel, 27 grader og 10 grader.

Optimal vinkel for størst totalproduksjon gjennom året ligger i som nevnt i teoridelen på rundt 40–46 grader, svært få hytter har en så stor vinkel på takene. Selv om få tak har en slik vinkel kan vinkelen relativt lett oppnås ved å dimensjonere festeanretningen til panelene riktig. Anlegget vil da kreve noe større plass slik at paneler ikke skygger for hverandre.

Videre er 27 grader valgt da dette er en av de vanligste helningsvinklene i Norge. Svært mange hytter har en helningsvinkel mellom 22 og 30 grader fordi dette er vinkler som ofte blir anbefalt for legging av takstein, skifertak og tretak. 27 grader er også en øvre grense hvor ru takstein er godkjent som snøstoppere (Berg 2011). I tillegg har bruk av takstein en minste vinkel på 22 grader (Elnan). Generelt er det vanligere med større helning på hytter i områder med fare for store snømengder. Hyttene vurdert i denne oppgaven er plassert langs kysten og i relativt varme områder. Innslaget av hytter med lavere helningsvinkel kan derfor være høyere her enn ellers i landet.

Flate tak er definert ved at de har en helningsvinkel mindre enn 6 grader. Det er et krav at alle tak skal ha en helningsvinkel slik at regn og smeltevann renner av (Noreng et al. 2008). Blant hytter og fritidsboliger er det antatt en større forekomst av flate tak sammenlignet med eneboliger. Når solcellepanel festes på flate tak er det viktig å ta hensyn til vindkrefter som kan føre til skader på panel og tak. Panelene må forankres godt i taket, og de må gjerne ha ekstra belastning i form av betongankere (Noreng et al. 2008). For denne oppgaven er det

antatt at panelene blir festet på taket med en liten vinkel på 10 grader som oppnås ved stativ. Orienteringen er i dette tilfellet satt til rett mot syd fordi dette i stor grad kan velges selv ved montering av moduler på et flatt tak. Hvis helningsvinkelen til panelene hadde vært montert til å være null grader ville orienteringen av panelene ikke hatt betydning.

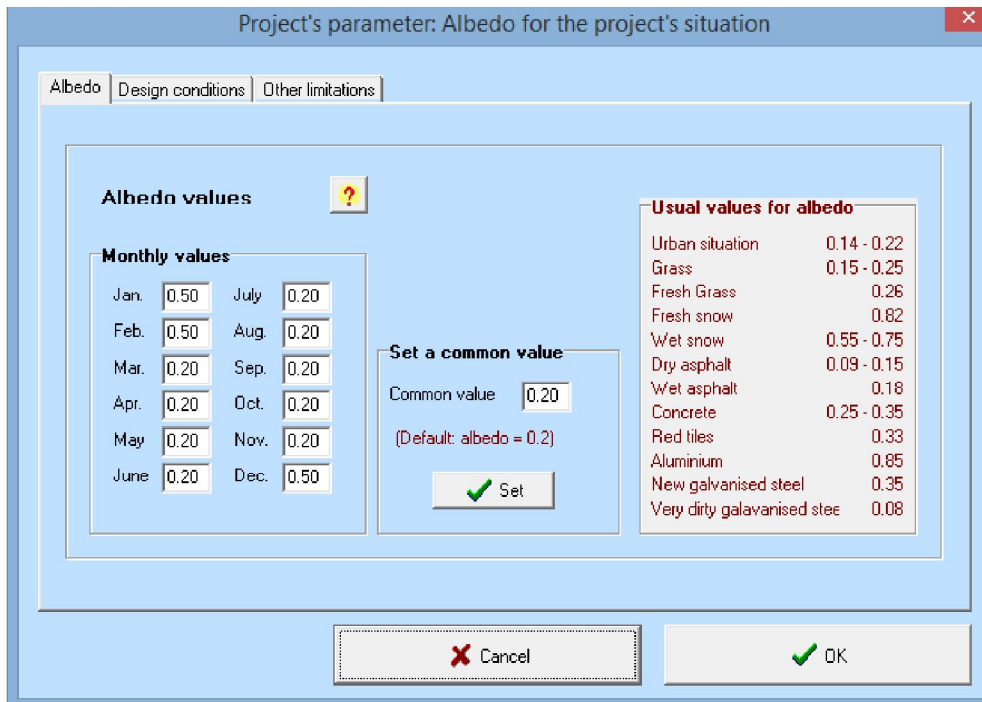
Noen typer tak av metallplater i stål og aluminium blir ofte brukt på flate tak. Disse har ikke skjøter og er heltrukne for å forhindre lekkasje. Dette kan være et problem under montering av solcellepanel da det ikke er lett å bevege seg over taket uten å påføre bulker. I tillegg kan montering av festebriketter i slike tak gjøre taket mer åpent for lekkasje (Berg 2011).

3.5.3 Orientering

Orientering av boligen er modellert med optimal orientering (direkte mot syd), 45 grader mot vest fra syd og 90 grader mot vest fra syd. Ved en orientering på 90 grader vil begge flater av et skråtak kunne utnyttes omtrent like bra til solenergi. Det er likevel laget kun en modell for den ene delen av taket i oppgaven. Det er ikke funnet noen data som viser en oversikt over hvordan norske boliger er orientert. Det antas at flere boliger er designet slik at de har en langside mot syd eller sydvest for å få mer lys inn vinduene i huset og kveldssol.

3.5.4 Albedoverdier

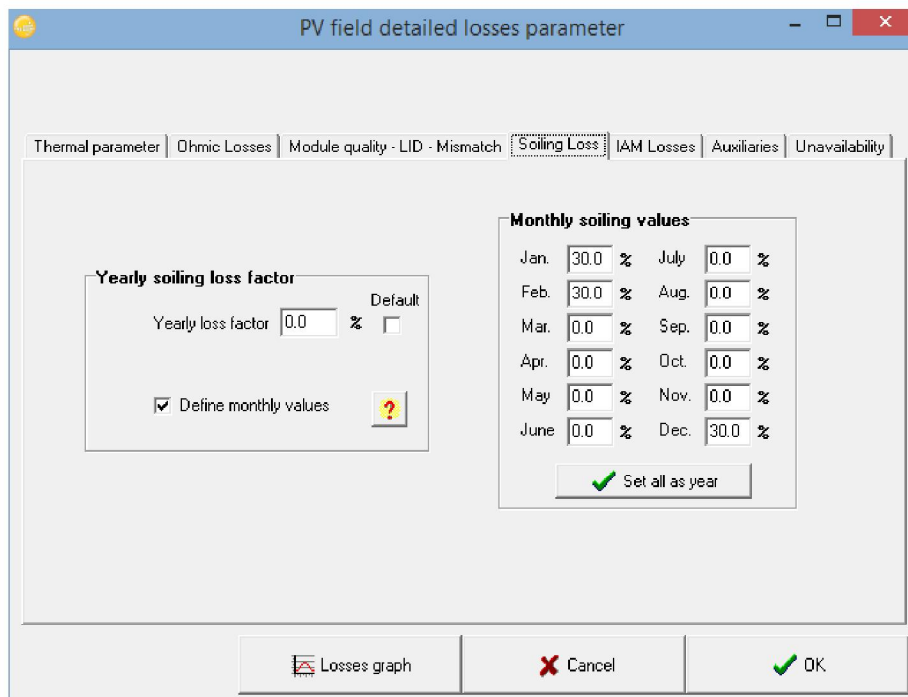
I PVsyst kan det velges albedoverdier for de ulike månedene, standardverdien er satt til 0,2. Som vist i figur 22 er det gitt et forslag til ulike verdier for albedo basert på omgivelser rundt solcellepanelene. For hyttene er det snø om vinteren som vil være mest aktuelt, og som da vil gi en betydelig økt albedo. Dette vil bare kunne utnyttes i tilfeller der det ligger snø på bakken, og ikke samtidig ligger snø på panelene. Snøen på solcellepanel glir lett av på samme måte som ved et glassunderlag (Noreng et al. 2008). Det kan derfor tenkes at når taket har en viss helningsvinkel vil solcellepanelene være snøfrie en stor andel av tiden det ellers er snø på bakken. Det vil likevel være vanskelig å sette et tall på hvor stor denne effekten er. For vintermånedene desember, januar og februar ble det satt en albedoverdi på 0,5. Standardverdien på 0,2 ble beholdt for de øvrige månedene.



Figur 22: Albedoinnstillinger i PVsyst, med vanlige albedoverdier i tabellen til høyre (PVsyst).

3.5.5 Tilsmussing

Som nevnt i 2.6.8 kan tilsmussing av panelene påvirke produksjonen. Områdene i oppgaven har jevnlig nedbør som holder panelene rene. Standardverdiene til PVsyst med ingen tilsmussing er brukt i alle månedene med unntak av vintermånedene. PVsyst gir mulighet til justering av tilsmussing basert på årlige verdier eller månedlige verdier som vist i figur 23. For månedene desember, januar og februar ble det satt en tilsmussingsgrad på 30 % for simuleringer utført med optimal helning og 27 graders helning på panelene. For simuleringer utført med 10 grader helning er det valgt en tilsmussingsgrad på 50 % i disse månedene. Som nevnt i 3.5.1 vil snø gli lett av solcellepanel med helning og verdien er derfor satt lavere i tilfeller med optimal vinkling og 27 grader. At det er snø 50 % av tiden i de tre vintermånedene er vurdert som et konservativt anslag for området som undersøkes i oppgaven.



Figur 23: Innstillinger for ulik grad av tilsmussing basert på en årlig verdi eller månedlige verdier (PVsystem).

3.5.6 Øvrige tapsfaktorer

I en streng med moduler vil det alltid være en forskjell mellom ytelsen til de forskjellige panelene til tross for at de alle kommer fra samme produsent. I oppgaven er standardverdien fra PVsystem på 1,5 % for leveringseffekten og 1,0 % for forskjellig MPP mellom panelene i en streng brukt. Nøyaktig sortering etter flash testing og bruk av samme typer panel i anlegget, kan gjøre at tapene forbundet med ulike strømspenningskurver blir nesten null (Mermoud og Wittmer 2014).

Tap i ledninger avhenger med kvadrat av strømmen, ledningene til panelene, og inverteren dimensjoneres med god margin for å takle den største belastningen fra anlegget. Fordi anlegget i løpet av dagen og året sjelden opplever full effekt vil tapene i ledninger være en del mindre enn ved full effekt. Dette er fordi strømmen, som er i kvadrat, er mindre.

Standardverdien til PVsystem er 1,5 % ved STC og dette er også brukt i oppgaven. Resultatet fra simuleringen viser at dette tapet kun blir på 0,6 % av total årsproduksjon.

3.6 Om anlegget

Anleggene som er brukt på alle simuleringene er like og består av 24 solcellepanel fordelt over et areal på 39,4 m² med en inverter som kan motta en maksimal effekt på 6 kW. Panelene som er valgt i simuleringene er av typen CHSM6610P Series fra Astronergy og er polykrystallinske celler. De har en merkeeffekt på 250 W og en effektivitet på 15,32 %. Denne typen panel er valgt fordi dette er det som i dag er mest brukt. Dermed representer panelene et eksempel på hva som er forventet å kunne dekke tak på fritidsboliger. Ved valg av inverter var det viktig at inverteren kunne behandle all den elektriske energien som kom fra anlegget. Kapasiteten måtte derfor være på 6 kW eller mer. En inverter fra sungrow på 6 kW ble valgt fordi den hadde nok effekt og kunne ta spenningen fra panelene.

3.7 Brukerprofiler og forbruksmønstre

Dette delkapitlet tar for seg hvordan fritidsboliger påvirker strømmettet og sammenligner dette med husholdninger. Hensikten her er å se hvordan fritidsboliger skiller seg fra øvrige strømforbrukere i samfunnet. Kapitlet starter med den historiske bakgrunnen til fritidsboliger i Norge, og hvordan energibruken til hytter har forandret seg de siste tiår. Videre sees det på prosjekter der forbruket av strøm er målt og kartlagt på timesbasis, med et særlig fokus på Hvaler kommune som har et høyt innslag av fritidsboliger. Til slutt er det sett på ulike faktorer som påvirker forbruket av elektrisk energi i fritidsboliger.

3.7.1 Utviklingen til norske fritidsboliger

Norge har lange tradisjoner for hyttebruk til jakt og fiske, men det var først da bilen ble vanligere på 1950-tallet at det ble mulig for allmennheten å bygge hytte et stykke unna egen bolig (Høyer 2010). I samme tidsrom ble det også større muligheter til ferie og fritid som en følge av at ansatte fikk lovbestemt ferie i 1947 (Haugen 2008). Disse hyttene var ofte små og hadde få fasiliteter, nesten ingen hadde innlagt strøm og vann. Grunnflaten på hyttene var som regel mellom 60 og 90 m² og de baserte seg på vedfyring helt fram til 1980-tallet. På 1980-tallet fikk flere hytter innlagt elektrisitet og standarden økte. Hyttene brukte likevel lite energi da de fremdeles var relativt små og mange brukte fremdeles ved til oppvarming (Haugen 2008).

Det var først på 1990-tallet at arealet og energibruken for hytter økte betraktelig. Hyttene ble større, hadde flere fasiliteter og så godt som alle nybygde hytter ble koblet til strømmettet. I

tillegg fikk også mange av de eldre hyttene innlagt strøm og vann (Haugen 2008). Utviklingen fra 90-tallet fortsatte på 2000-tallet. I 2006 var for første gang det planlagte gjennomsnittlige grunnarealet for hytter større enn for en vanlig bolig (Dn.no 2006).

Videre kan det sees en utvikling fra de tradisjonelle hyttene med få fasiliteter som bare ble brukt i ferier og helger, til en utvikling mot fritidsboliger med samme fasiliteter er vanlig i et vanlig bolighus (Backhe og Rye 2011). I dag er det bedre muligheter for arbeid fra fritidsboligen enn tidligere. Mange hytter har tilgang til internett og bruken av fleksibel arbeidstid har økt. Med utbedret veinett er det i tillegg blitt lettere å ta seg frem til hytta i alle årstider. Det ble også innført fem ukers ferie i 2002. Antall pensjonister er sterkt økende, en gruppe som bruker fritidsboligen mer enn den øvrige delen av befolkningen (Rye og Berg 2011). Dette er hovedgrunnene til at nordmenn bruker mer tid på hytta. I gjennomsnitt blir en hytte brukt 49 døgn i løpet av året. Hytter ved sjøen er noe mer brukt med 58 dager per år, mens hytter på fjellet blir brukt i gjennomsnitt 39 dager i løpet av året (Dn.no 2015). Oppgaven tar for seg hytter ved sjøen, og baserer seg derfor videre på bruk av boligen 58 dager i løpet av året.

I 2014 hadde Norge 449 160 hytter/fritidsboliger ifølge SSB. Dermed er Norge sammen med Finland det landet i verden som har flest hytter per innbygger. 36 % av norske husstander eier en fritidsbolig, til sammenligning er det 17 % som eier fritidsbolig i Australia, seks prosent i USA og under to prosent i Storbritannia og Nederland (Farstad et al. 2008). I tillegg har 50% av befolkningen i Norge tilgang på hytte gjennom familie og venner (Müller 2007). Norge er således i en unik situasjon når det gjelder bruk og tilgang på hytter. Dette får naturligvis utslag i den samlede energibruken til hytter.

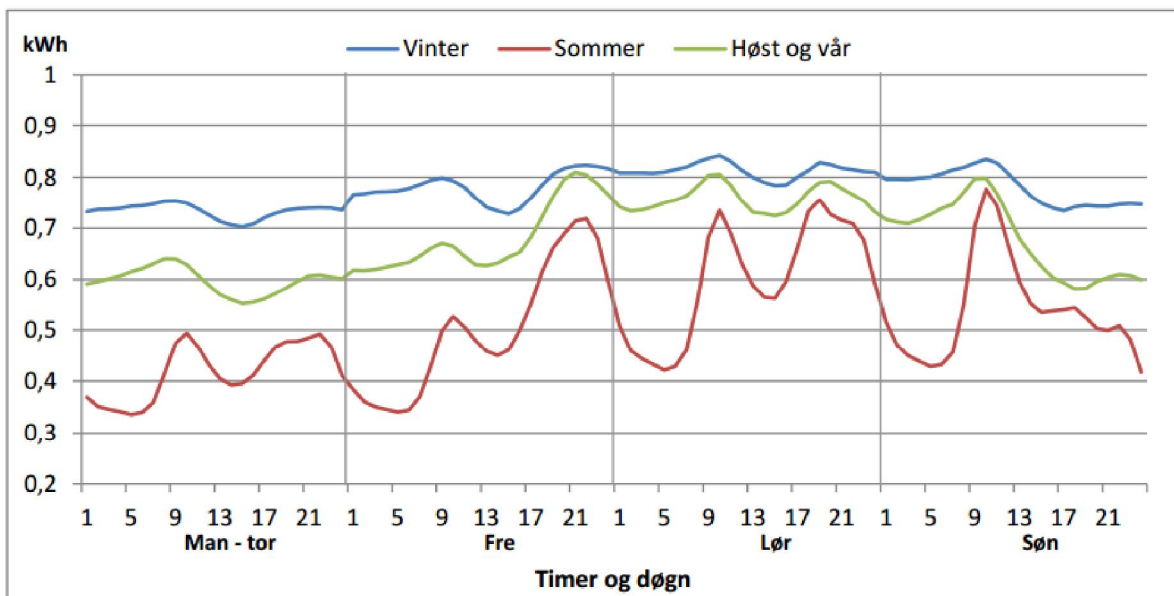
3.7.2 Totalt energiforbruk i hytter

Energibruken for fritidsboliger i Norge gikk fra 0,7 TWh i 1993 til 1,6 TWh i 2009 (Hille et al. 2011). Basert på tall fra 1994–2001 vil elektrisitetsbehovet for fritidsboliger firedobles i perioden 2001–2030 (Mæland s. 2005). Dette vil tilsvare et samlet forbruk på over 4 TWh for fritidsboliger.

Med et forbruk på 1,6 TWh i 2009 og 394 102 hytter i 2009 hadde hyttene ett gjennomsnittsforkbruk på 4,1 MWh i 2009. Dette er et gjennomsnitt for alle hyttene i Norge, også for de som ikke er tilkoblet strømmettet. Snittet vil da være høyere for de hyttene som er tilkoblet strømmettet. Data fra de 4600 hyttene på Hvaler viser at gjennomsnittlig forbruk var 4,3 MWh for strømtilkoblede fritidsboliger (Nilsson 2014). Dette er bare er litt over

gjennomsnittet for alle hytter i Norge. Det kan tenkes at forbruket fra Hvaler er lavt på grunn av hyttene først og fremst er i bruk om sommeren. Fritidsboligene i oppgaven er lokalisert slik at det er antatt at det er flest sommerhytter, og gjennomsnittlig forbruk fra Hvaler er derfor brukt videre i oppgaven. For fjellhytter som er i bruk vinterstid vil forbruket mest sannsynlig være høyere. Hafjell er et fjellområde hvor det har vært bygget store hytter med mange fasiliteter de senere årene. Målinger viser et gjennomsnittlig forbruk for hytter i dette området på hele 16 MWh (Taugbøll et al. 2000).

Forbruket til en fritidsbolig varierer i mindre grad enn vanlige eneboliger over døgnet som en følge av at fritidsboliger er ubebodd over lengre perioder. I perioder hvor hytta står tom brukes det kun strøm til oppvarming, og forbruket gjennom døgnet er jevnt. Dette er vist av de to øverste grafene i figur 24. Videre vises det i samme figur at når det er folk på hyttene om sommeren varierer forbruket mer gjennom døgnet og det oppstår tydelige toppe i strømmettet.



Figur 24: Gjennomsnittlig timesforbruk for hytter tilkoblet strømmettet på Hvaler om vinteren, sommeren og høst/vår. Ukedagene mandag til torsdag er slått sammen mens forbruket for fredag, lørdag og søndag er vist i sin helhet (Nilsson 2014).

3.7.3 Avanserte måle- og styringssystemer (AMS)

AMS-målere skal være installert i alle målepunkter innen 1. januar 2019. Fristen var opprinnelig 1. januar 2017 men er siden blitt utsatt på grunn av uklarheter rundt en felles IKT-løsning for kraftbransjen i Norge (NVE 2013). Hensikten med AMS er å unngå spisslaster på nettet ved å etablere en toveiskommunikasjon med forbrukere og bevisstgjøre forbrukerne på eget forbruk. AMS gir mulighet til måling av strømforbruk i timesintervaller gjennom døgnet. Tidligere har forbrukeren kun fått oppgitt månedsforbruk og en strømpris basert på gjennomsnittet siste måleperiode. Med varierende strømpris hver time vil forbrukeren kunne tjene på å forbruke strøm i perioder med lav pris når belastningen på nettet er lav, og samtidig bruke mindre i perioder der prisen og belastningen på nettet er høy.

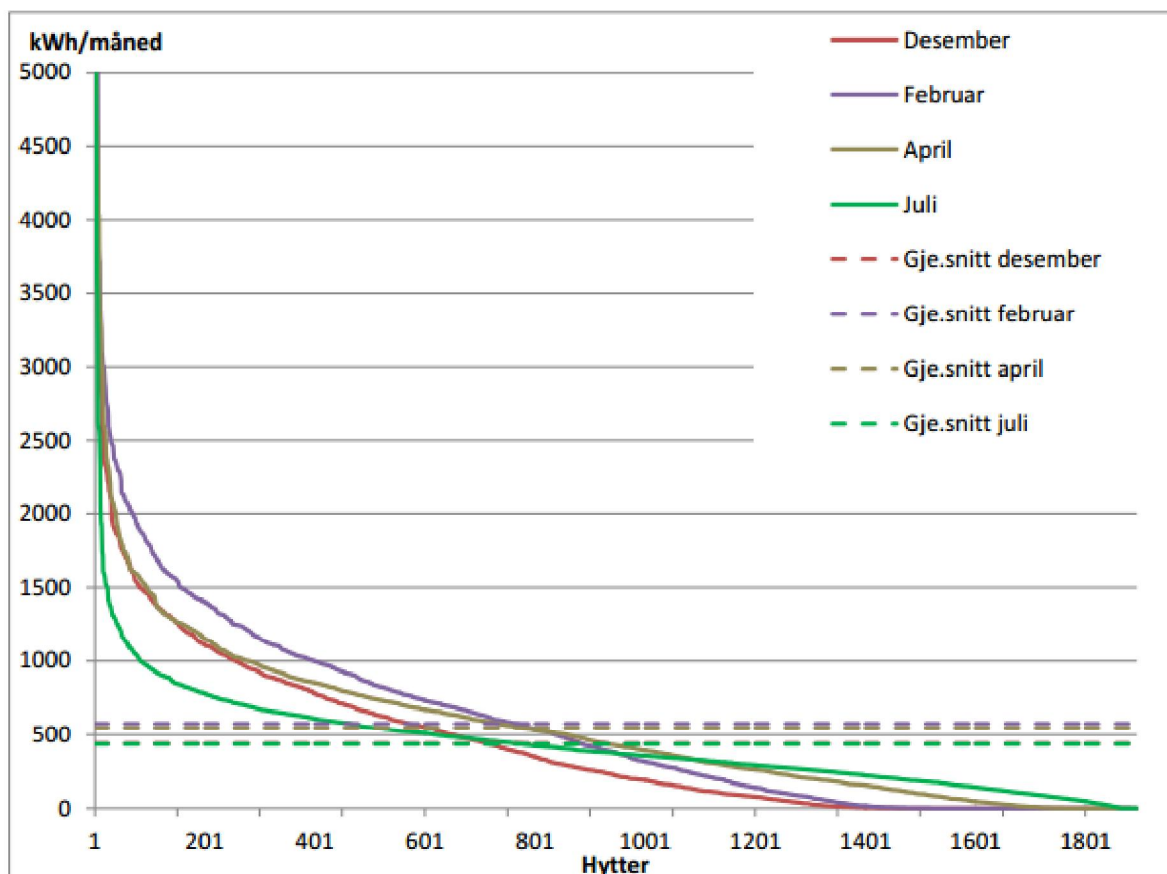
3.7.4 Smartnett i Hvaler kommune

Det største prosjektet med kartlegging av forbruksmønstre for norske husholdninger har foregått i Hvaler kommune siden 1. november 2011. 6800 boliger ble utstyrt med strømmålere, av disse var 4600 fritidsboliger og 2200 helårsboliger (Bremdal og Hagen 2014). AMS ble innført på Hvaler i stor skala og inkluderte alle fritidsboligene i kommunen slik at det kunne observeres hvordan den store andelen av fritidsboliger påvirket strømmettet. Samtidig åpnet dette for muligheter til å se på om sommerhytter kunne brukes for å forhindre topplaster om vinteren (Bremdal et al. 2015).

Hvaler kommune ligger i samme området som stasjonene i denne oppgaven og antas derfor å ha like klimatiske forutsetninger. Hvaler befinner seg omtrent 5 mil vest for Tjølling på østsiden av Oslofjorden nær svenskegrensen. Området er tegnet inn i kartet i figur 18. Dataene fra Hvaler kommune gir en unik oversikt over forbruksmønstre til fritidsboliger i Norge. Det gir også en mulighet til å sammenligne forbruket i vanlige eneboliger med fritidsboliger. Dermed er det mulig å finne ut hvordan forbruk på hytter som er bebodd i en begrenset periode av året skiller seg fra eneboliger som er bebodd året rundt.

Et av problemene med mange fritidsboliger i et område er at mange reiser og ankommer samtidig slik at forbruket øker betraktelig i korte perioder. Dette bidrar til kostbare effekttopper. Dette skjer ofte når helgen nærmer seg, eller i ferier da mange velger å reise til fritidsboligen samtidig. Prosjektet er det største AMS-prosjektet i Norge, og også det eneste med et høyt innslag av fritidsboliger. Det er derfor i hovedsak brukt data fra dette prosjektet i presentasjonen av strømforbruket for fritidsboliger i denne oppgaven.

En oversikt over forbruket til fritidsboliger på Hvaler er vist i figur 25. Det kan sees at noen få hytter har et høyt forbruk som trekker snittet opp. I tillegg er det noen hytter som ikke bruker strøm i vintersesongen. For februar er det over 400 hytter som ikke har noe forbruk. Dette kan være fordi vannrør er blitt tappet på høsten slik at det ikke er behov for oppvarming om vinteren.



Figur 25: Forbruket per fritidsbolig på Hvaler. Gjennomsnittet for utvalgte måneder er vist. Y-aksen er skalert til 5000 kWh, totalt hadde 10 hytter et høyere forbruk enn 5000 kWh i en av månedene. Antall hytter i desember er mindre enn i de andre månedene (Nilsson 2014).

3.7.5 Topplaster

I det norske strømmettet er det først og fremst topplasten om morgenen i timene 8–10 som belaster nettet mest. I denne perioden starter industri og næringslivet dagen. Samtidig har husholdningen en topp ved at mange personer våkner og tar i bruk dusj og kaffetraktere, samt oppvarming av bolig etter senkning om natten (Ericson og Halvorsen 2008). Den andre toppen i husholdningene forekommer etter arbeidstidens slutt om vinteren og litt lenger utpå kvelden om sommeren. Kveldstoppen i husholdningen blir i stor grad motvirket av at næringslivet og industrien er ferdig for dagen og den totale belastningen på nettet er derfor mindre i denne perioden til tross for høyt forbruk fra husholdningene (Ericson og Halvorsen

2008). Dette er i stor grad hovedtrekkene i forbruksmønsteret av strøm i Norge. Disse forbruksmønstrene vil variere i stor grad på grunn av lokale forhold og hva slags type boliger som ligger i området. På Hvaler er det for eksempel lite næringsliv, og området består nesten utelukkende av eneboliger og fritidsboliger. Dette gjør at toppene i nettet om kveldene ikke blir motvirket i like stor grad av at næringslivet er ferdig for dagen.

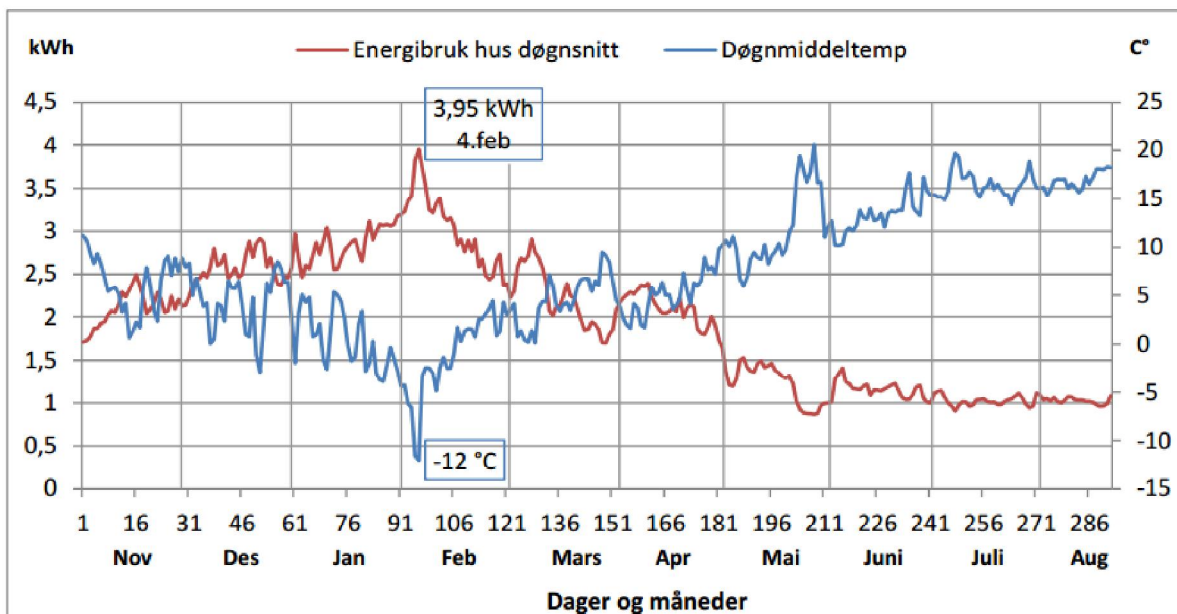
De største belastningene på det nasjonale nettet forekommer i ukedagene om vinteren. Dermed vil bruk av sommerhytter i helger og ferier ikke føre til store belastning på nettet som en følge av at industri og næringsliv har fri.

3.7.6 Temperatur og sesongvariasjon

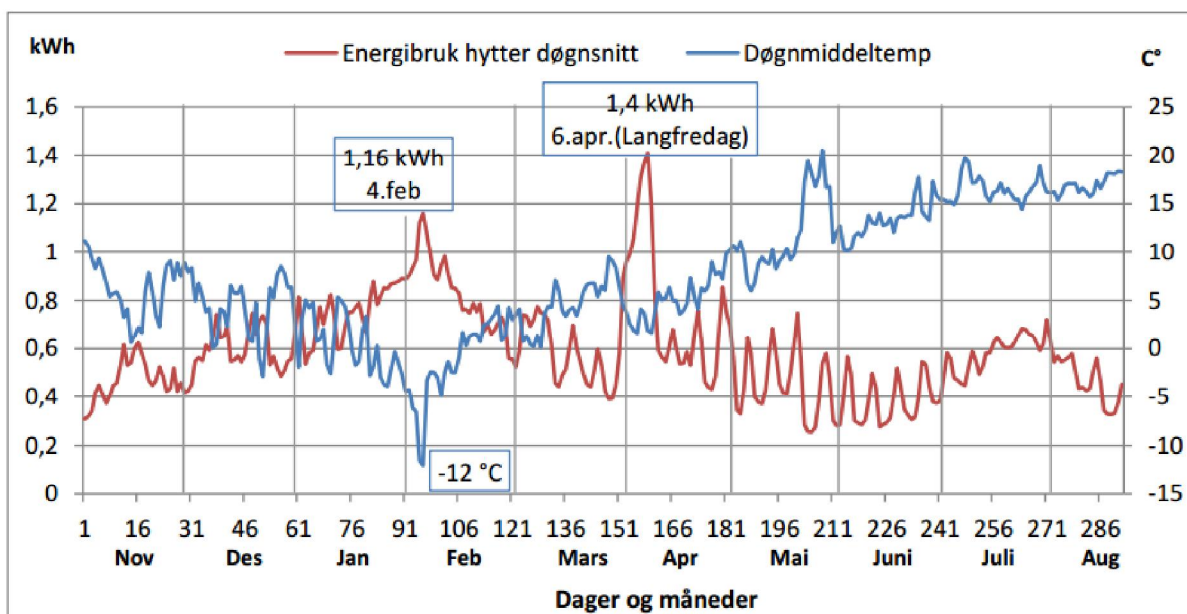
Gjennom sesongen er forbruket av strøm klart størst om vinteren og påvirkes i stor grad av utetemperaturen. Grunnen til dette er som tidligere nevnt at en stor andel av det norske strømforbruket går til oppvarming. De mest belastende toppene på strømmettet kommer derfor på kalde vinterdager, og det er disse toppene strømmettet dimensjoneres for å takle.

Fritidsboligene som er sett på i denne oppgaven er lite brukt om vinteren, og dersom de er i bruk i vinterhalvåret er det hovedsakelig i ferier og helger. Likevel kan det sees et høyt forbruk også fra hytter på årets kaldeste dag i figur 27. For husholdningene på Hvaler var dette den dagen med høyest forbruk i løpet av året, og det er derfor uheldig for belastningen på strømmettet at forbruket fra hytter er såpass høyt i tillegg. Til tross for at det sannsynligvis er få besøkende på hyttene tidlig i februar.

Fra figur 26 og 27 kan temperaturavhengigheten til husholdninger og fritidsboliger sammenlignes. Legg merke til at y-aksen i de to figurene ikke er like. Husholdningene viser en stor sammenheng med utetemperaturen og strømforbruk, mens hytter ikke virker å ha like stor avhengighet. Forbruket fra hytter svinger i større grad og får sine topper i ferier. I tillegg er forbruket til husholdninger på sitt laveste i sommermånedene mens forbruket for fritidsboliger er relativt høyt i samme periode på grunn av fellesferien.



Figur 26: Gjennomsnittlig temperatur og strømforbruk for husholdninger på Hvaler i perioden 1. november 2011 til 18. august i 2012 (Nilsson 2014).



Figur 27: Gjennomsnittlig temperatur og strømforbruk for fritidsboliger på Hvaler i perioden 1. november 2011 til 18. august i 2012 (Nilsson 2014).

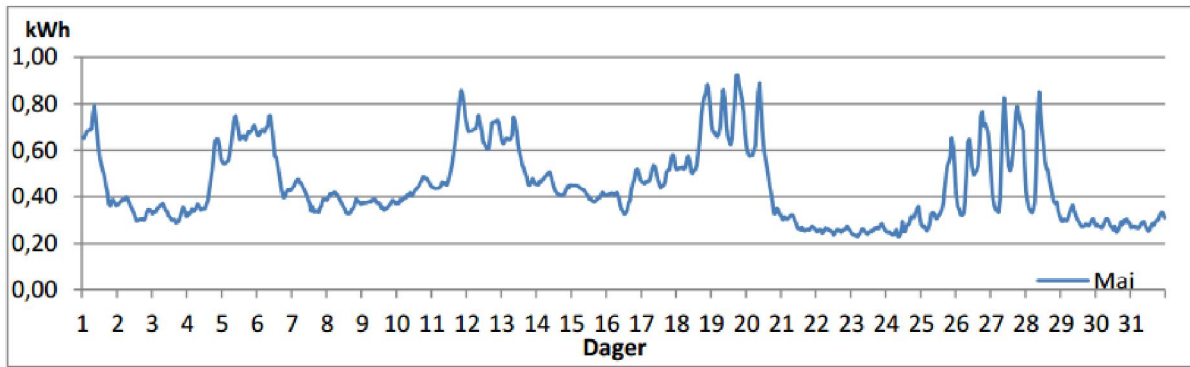
3.7.7 Strøm til oppvarming

Det var ikke før 1. august 2009 at hytter fikk samme standard som hus, og dermed måtte følge TEK-07 kravene i en overgangsperiode. I dag må alle nybygde hytter oppfylle TEK-10 kravene. Før dette hadde det ikke vært noen krav til isolasjon og energisparing i hytter. Det ble anbefalt å følge byggeforskrifter for vanlige boliger. Da dette ikke var et krav valgte mange likevel å spare kostnader ved bygging på å kjøpe mindre isolasjon og billigere vinduer. for å verne om tradisjonen med laftede bygg har dessuten laftede hytter ikke de samme kravene til isolasjon som hytter bygget på samme måte som boliger (Tek-10 2013).

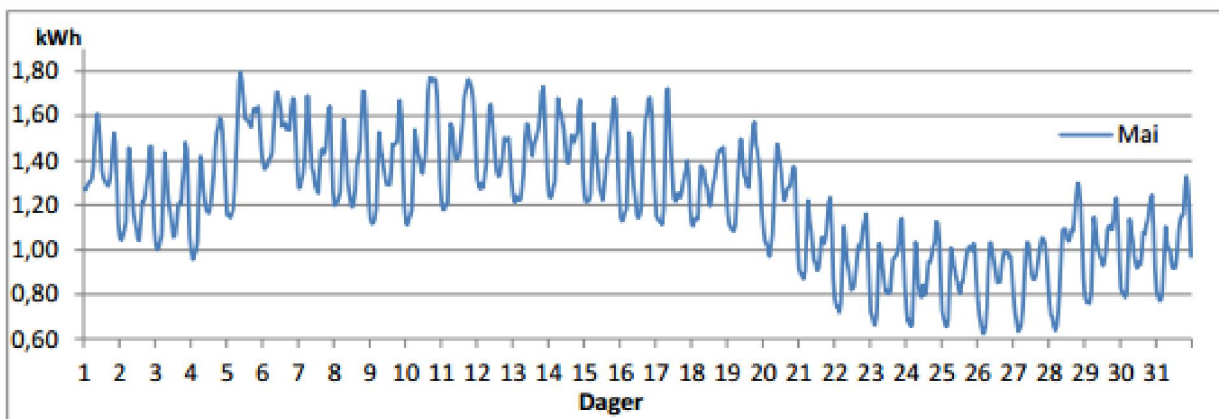
Det meste av strømmen i fritidsboliger går med til oppvarming, selv i hytter som kun er i bruk i sommerhalvåret. Mange foretrekker å ha en minimumstemperatur i hyttene gjennom vinteren selv om hyttene ikke er i bruk. Dette er for å forhindre frosne vannrør og få en raskere oppvarming ved ankomst (Bremdal et al. 2015). Ved å begrense rørsystemet med vann til ett rom og kun varme opp dette rommet, kan det årlige strømbehovet i en hytte reduseres fra 4,1 MWh til 0,32 MWh i den perioden hytta ikke er i bruk (Rimstad 2014). Varmepumpe er ikke anbefalt til hytter fordi energiforbruket er for lavt til at det blir økonomisk lønnsomt. Ved et årlig forbruk på over 15 MWh er varmpumpe nesten alltid lønnsomt (Varmepumpepatroljen). Et så høyt forbruk er sjeldent i fritidsboliger som hadde et gjennomsnittlig forbruk på 4,1 MWh i 2009 (Hille et al. 2011).

3.7.8 Sesongvariasjoner

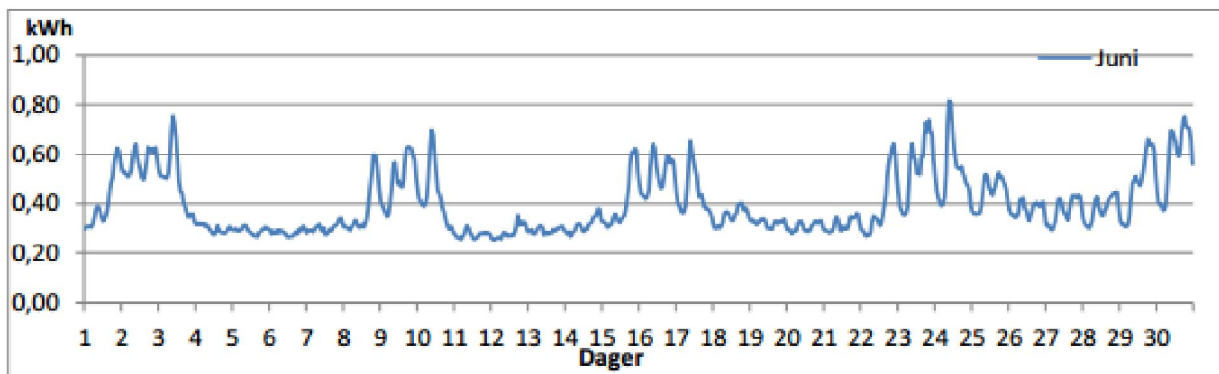
Figur 28, 30 og 31 illustrer i stor grad når hyttene benyttes. I mai og juni sees det tydelig økning i strømforbruket i helgene for fritidsboliger, mens i fellesferien i juli har forbruket i stor grad samme mønster som i husholdningene. I tillegg kan det sees at strømforbruket for hytter svinger mer i slutten av mai, noe som kan ha en sammenheng med de høye temperaturene i slutten av mai som vist i figur 27. Figurene viser at hyttene bidrar til en belastning på strømmettet på fredager og i helgene, samt i typiske ferieuker som jul, påske og sommerferien. Figur 29 viser en oversikt over forbruket til husholdningene i mai for å vise forskjellen i forbruksmønstrene. Her sees det en stor variasjon gjennom alle dagene og ikke kun i helgene, man ser også her effekten av den varme perioden i slutten av mai med mindre gjennomsnittlig forbruk i slutten av måneden. Merk at y-aksen på husholdninger ikke har samme verdier som y-aksen til fritidsboligene.



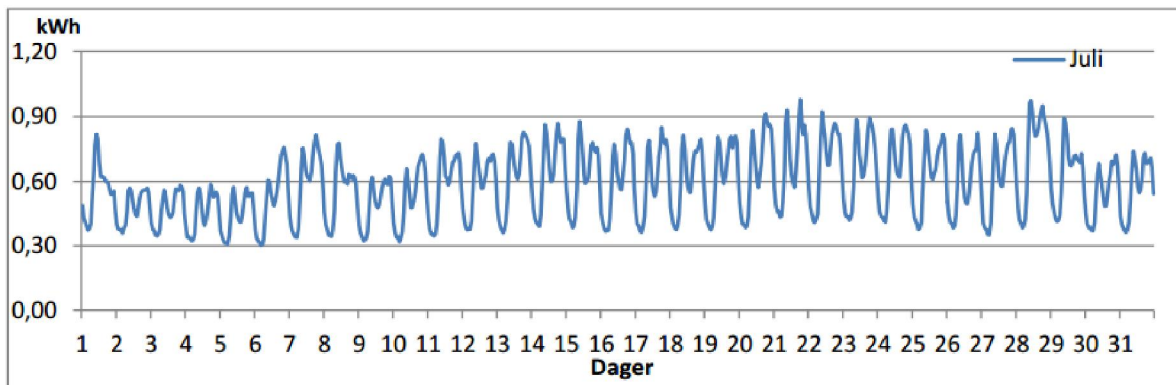
Figur 28: Strømforbruket for mai måned i 2012 for hytter på Hvaler (Nilsson 2014).



Figur 29: Strømforbruket for hus på Hvaler i mai 2012 (Nilsson 2014). Merk at y-aksen ikke er lik y-aksen til fritidsboliger.



Figur 30: Strømforbruket for juni i 2012 for hytter på Hvaler (Nilsson 2014).



Figur 31: Strømforbruket for Juli 2012 for hytter på Hvaler (Nilsson 2014).

3.7.9 Dekningsgraden av forbruket fra PV-anlegget

Det å finne den totale produksjonen fra anlegget og en dekningsgrad basert på årsforbruket ble gjort. Men det var også et ønske om å finne ut hvor stor andel av timene i løpet av ett år som ble dekket direkte av produksjonen til PV-anlegget. Dette er viktig informasjon for å kunne forutsi belastningen på strømmettet. Den timebaserte dekningsgraden varierer sterkt med årstidene og det ble derfor valgt å se på antall timer dekket av PV-anlegget for alle sesongene.

Forbruksdataene fra 1. november 2011 til 31. august 2012 er delt inn i tre sesonger for data med samme mønster. Desember, februar og januar for vintersesongen. Mars, april og mai for vårsesongen, og juni, juli og august for sommersesongen. For forbruksdataene ble det antatt at forbruket var likt og hadde samme mønster om våren og høsten (Nilsson 2014).

For å finne sammenhengen mellom forbruket og produksjonen til PV-anlegget ble det gjort nye simuleringer i PVsyst. Simuleringene brukte meteorologiske data fra Tjølling for perioden 1. januar 2012 til 30. november 2012, og det ble gjort en egen simulering for desember 2011. Temperaturdata og vinddata ble ikke importert i disse simuleringene. Verdiene til PVsyst basert på Meteonorm sine stasjoner ble regnet som tilstrekkelige for disse simuleringene. Bruk av data fra det konstruerte normalåret ble ikke valgt å bruke fordi disse har en jevnere produksjon, som en følge av at dataene er satt sammen av mange år. Dataene som ble importert for den nye simuleringen er timedata, og det vil være lett å se hvordan overskyet vær påvirker produksjonen. Det at forbruksdata og produksjonsdata er fra samme periode gir et godt grunnlag for sammenligning, og utelukker forskjeller som en følge av ulik innstråling fra år til år.

Tjølling ble valgt som plassering til anlegget fordi det er den nærmeste stasjonen til Hvaler og ligger kun fem mil unna i luftlinje. Anlegget som ble brukt i simuleringen er det samme som tidligere i oppgaven. En helningsvinkel på 27 grader og asimut på -45 ble valgt. Anlegget har ikke de mest optimale innstillingene, men er betraktet for å være de mest realistiske av innstillingene i oppgaven.

Produksjonsdataene fra anlegget ble oppgitt i timesverdier og sortert i Excel. Grafer over produksjonen ble laget og sammenlignet med grafene til forbruket. For vinteren er gjennomsnittsforbruket i hyttene svært jevnt og det svinger lite. Som vist i figur 24 varierer høyeste og laveste timesforbruk gjennom vinteren mellom 0,7 kWh og 0,85 kWh. For våren er også variasjonene små, og det samme er antatt for høsten. Det ble derfor valgt å sette en fast verdi for forbruket i disse periodene på 0,8 kWh for vinteren og 0,7 kWh for våren og høsten. Dette er vurdert som konservative anslag da forbruket det meste av tiden ligger under dette, spesielt i ukedagene. Dette ble gjort fordi det gjør arbeidet med å regne ut dekningsgraden betydelig lettere. Resultatet blir i liten grad påvirket fordi det er få verdier fra produksjonen som samsvarer med intervallet til forbruket. Det ble for vinteren funnet 14 av 2160 verdier i intervallet 0,7–0,85 kWh. Om våren ble 78 av 2206 verdier intervallet 0,55–0,8 kWh funnet mens høsten hadde 69 av 2184 verdier i samme intervall.

De timene med produksjon som hadde verdiene som havnet under grensene på 0,7 kWh og 0,8 kWh ble sortert, og gjennomsnittlig produksjon ble funnet. Den gjennomsnittlige produksjonen ble delt på forbruket for den aktuelle sesongen. Dermed ble andelen av timesforbruket som var dekket av produksjonen funnet. Dette ble så gjort om til timeekvivalenter som er fulle timer der produksjonen ble dekket. Et eksempel på dette er tre timer som dekker henholdsvis 30, 20 og 50 % av forbruket, til sammen blir disse en timeekvivalent.

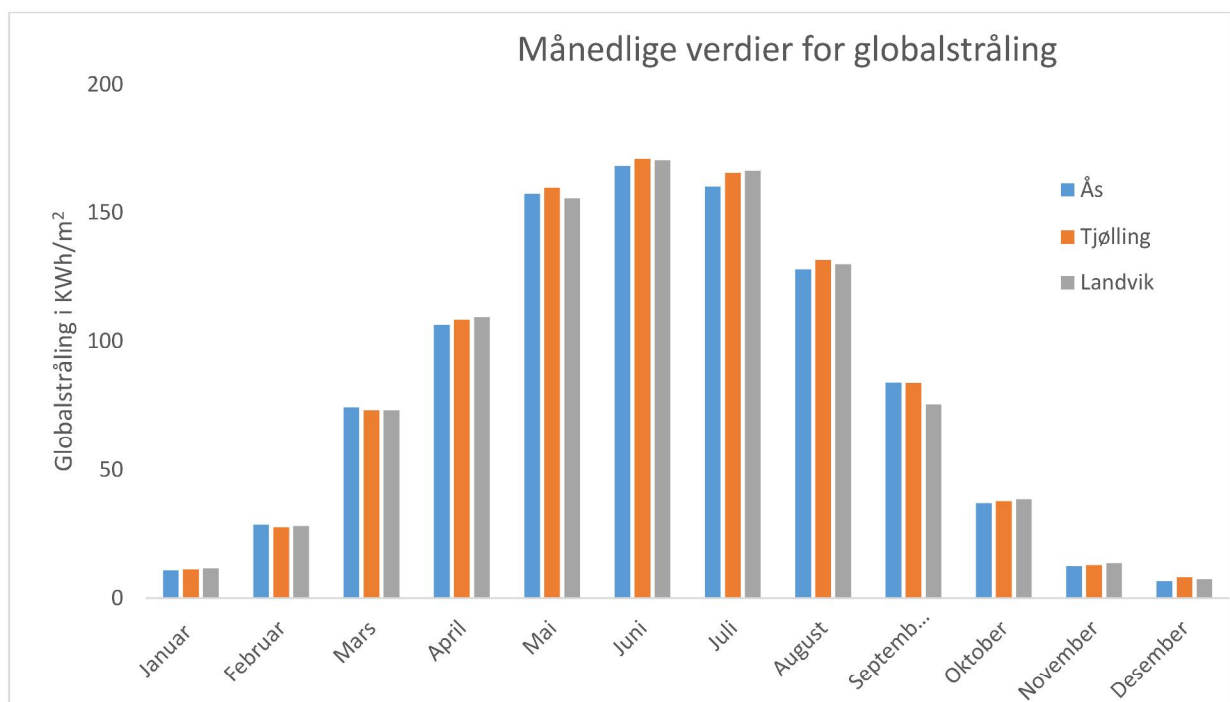
For sommeren svinger forbruket i større grad og det gjør det vanskeligere å sette ett tall for forbruket. Derfor kan ikke samme metode brukes her. For å få verdier som kunne brukes til dekningsgrader ble det satt en øvre og en nedre verdi for forbruk basert på figur 24 til henholdsvis 0,35 kWh for nedre grense og 0,7 kWh som øvre grense. Av verdiene som havnet mellom snittene ble halvparten satt til å ha dekket forbruket. Gjennomsnittet for verdiene var 0,5219 som er svært nære middelveiden til intervallet på 0,525. Dette ble derfor betraktet som en tilstrekkelig måte å fordele verdiene på. De resterende verdiene som ikke dekket forbruket og verdiene mellom 0 og 0,35 kWh ble behandlet på samme måte som beskrevet over med timeekvivalenter.

4 Resultater

Totalt er det utført 21 ulike simuleringer, alle med forskjellige resultater. For å få en fremstilling som er mer oversiktlig er de ulike geografiske stedene slått sammen til en meteorologisk database. Dette er gjort ved å finne gjennomsnittet av de konstruerte normalårene til stasjonene. Den geografiske plasseringen i dette området er det som påvirker produksjonsdataene minst. De meteorologiske dataene viser at de tre målestasjonene opplever ganske likt klima og solinnstråling over året. Mottatt solinnstråling i normalåret ble $0,97 \text{ MWh/m}^2$ for Ås, $0,98 \text{ MWh/m}^2$ for Landvik og $0,99 \text{ MWh/m}^2$ for Tjølling. Forskjellen mellom største og minste verdi er på 1,7 %. Etter at det ble laget et gjennomsnittlig normalår fra de tre stasjonene stod oppgaven igjen med sju ulike parametere som blir presentert i dette kapittelet.

4.1 Meteorologiske data

For å vise forskjellene i de meteorologiske dataene mellom de tre målestasjonene, er de månedlige verdiene representert i figur 32. Søylene viser at variasjonen mellom de tre stedene er små. Det produseres klart mest i sommerhalvåret, og produksjonen i mai, juni og juli er ganske lik. I månedene november, desember og januar er globalstrålingen liten, og utgjør omtrent en femtededel av produksjonen til de tre månedene med mest innstråling.

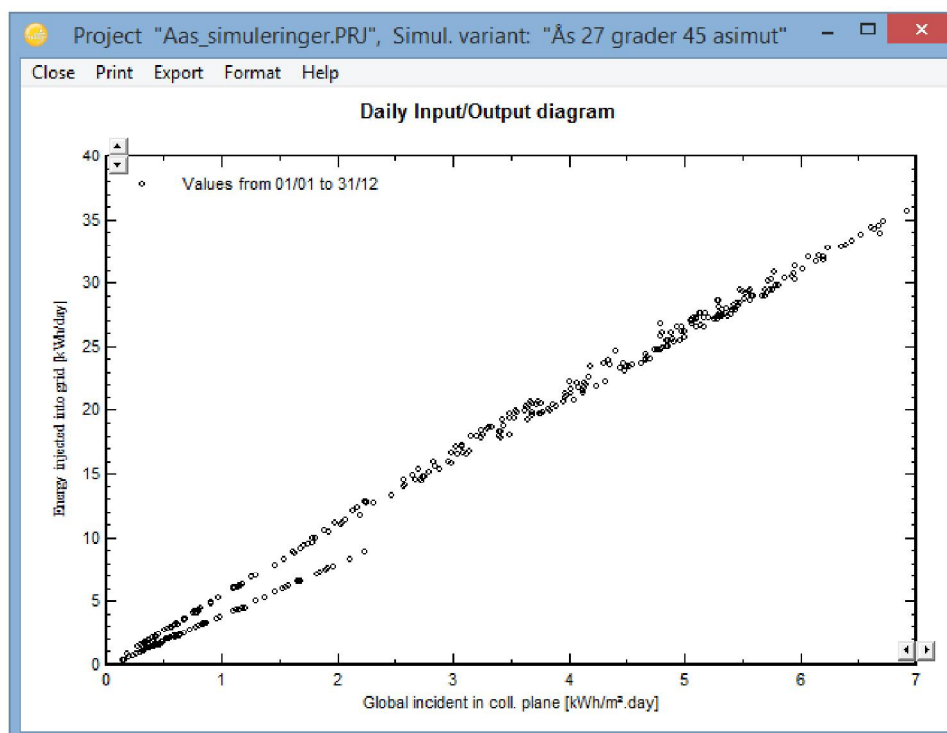


Figur 32: Forskjellen i månedlig globalstråling for de ulike lokasjonene Ås, Tjølling og Landvik i normalåret.

De øvrige meteorologiske dataene fra Bioforsk-stasjonene, temperatur og vindhastighet er oppsummert i tabell 2 med årlige gjennomsnitt. Dataene fra Tjølling og Ås er forholdsvis like, mens Landvik er litt varmere og har litt mindre vind. Snittet for døgntemperaturene er 6,7 grader og vindhastigheten i to meters høyde er 1,7 m/s. Figur 33 viser hvordan dagene fordeler seg etter daglig innstråling og elektrisk energi levert til strømmettet. Legg spesielt merke til effekten snø får på dette resultatet representert som avstikkeren under hovedlinjen.

Tabell 2: Gjennomsnittlig årlig vindhastighet og temperatur for de tre stasjonene undersøkt i oppgaven basert på konstruerte normalår. For Ås er normalåret basert på 1997–2014, for Tjølling 2006–2014 og for Landvik 2005–2014.

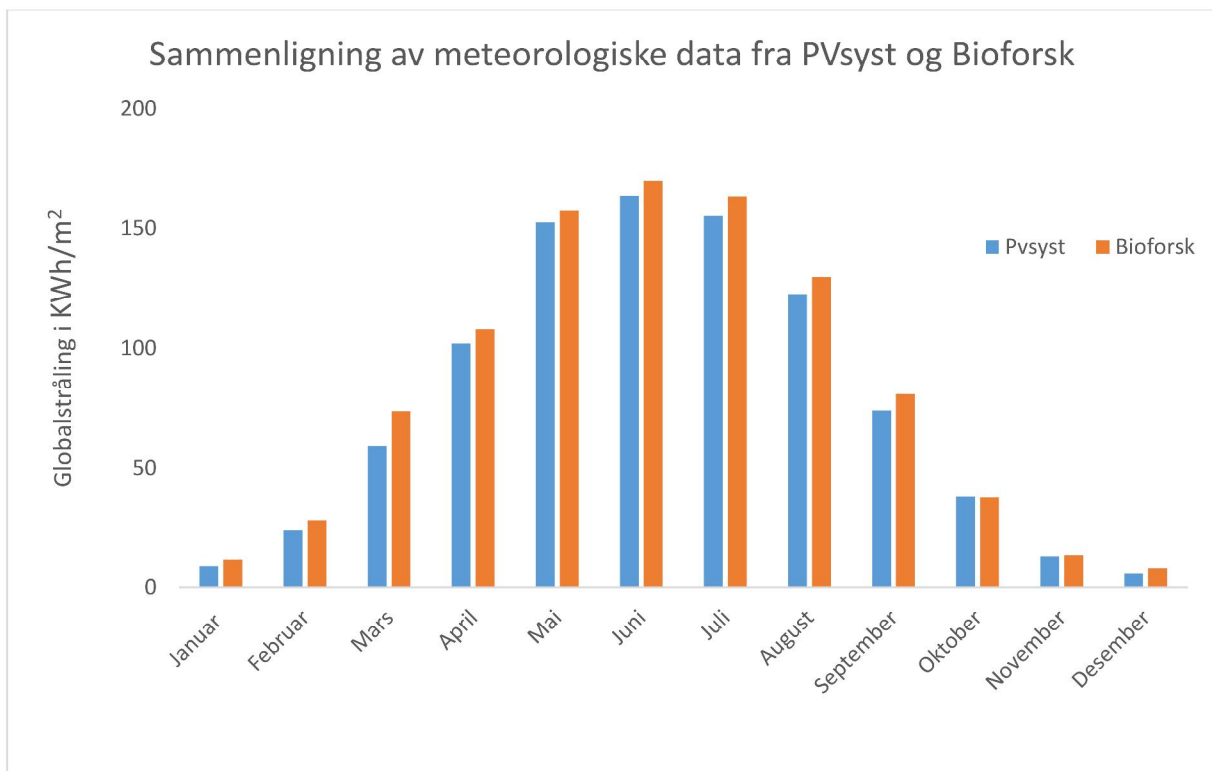
	Vind (m/s)	Temperatur (°C)
Ås	1,8	6,1
Tjølling	1,8	6,4
Landvik	1,5	7,8
Snitt	1,7	6,7



Figur 33: Dagene i normalåret og hvordan de fordeler seg i forhold til produsert elektrisk energi og globalstråling den dagen (PVsyst).

4.2 Sammenligning av målte og modulerte data

Fra figur 34 sees det at dataene modulert i PVsyst jevnt over viser lavere månedlig globalstråling enn det som er målt av Bioforsk sine stasjoner. Den eneste måneden med en høyere verdi for PVsyst kontra Bioforsk er oktober, og her er forskjellen kun 1,1 %. Videre viser data fra tabell 3 at de prosentmessige avvikene er størst i vintermånedene og i mars, med verdier over 15 % for alle, og desember med det største avviket på nesten 28 %. De største tallavvikene har mars, juli og september med henholdsvis 17, 10 og 11 kilowattimer forskjell mellom Bioforsk og PVsyst. For den totale årlige produksjonen viser tabell 4 at avviket er på 6,8 %. Fra denne tabellen vises det også at den gjennomsnittlige globale strålingen beregnet fra PVsyst er 0,92 MWh/m² mens den for Bioforsk-stasjonene er 0,98 MWh/m² for en horisontal overflate.



Figur 34: Forskjellen mellom modulerte verdier av månedlig globalstråling mellom PVsyst (Meteonorm) og observerte gjennomsnittverdier fra Bioforsk-stasjonene.

Tabell 3: Gir en oversikt over hvor mye gjennomsnittlig globalstråling som mottas på en horisontal flate for de ulike månedene gjennom ett år. Modulerte data fra PVsyst (som bruker programmet Meteorom) blir sammenlignet med målte verdier fra Bioforsk-stasjonene.

Måned	Globalstråling PVsyst MWh/m ²	Globalstråling Bioforsk MWh/m ²	Forskjell i Globalstråling MWh/m ²	Prosent- forskjell %
Januar	8,7	11	2,8	24
Februar	24	28	4,1	15
Mars	59	74	14	20
April	102	108	6,0	5,6
Mai	153	157	4,9	3,1
Juni	164	170	6,0	3,5
Juli	155	164	8,5	5,2
August	122	130	7,2	5,6
September	74	81	6,9	8,6
Oktober	38	37	-0,42	-1,1
November	13	13	0,43	3,3
Desember	5,6	7,7	2,1	27

Tabell: 4 Gir en oversikt over hvor mye gjennomsnittlig globalstråling som mottas på en horisontal flate over en tidsperiode på ett år. Modulerte data fra PVsyst (som bruker programmet Meteorom) blir sammenlignet med målte verdier fra Bioforsk-stasjonene.

	Bioforsk årlig innstrålt MWh/m ²	PVsyst årlig innstrålt MWh/m ²	Prosentforskjell %
Ås	0,97	0,92	5,8
Tjølling	0,99	0,91	8,4
Landvik	0,98	0,92	6,4
Snitt	0,98	0,92	6,8

4.3 Produksjonsdata

I tabell 5 er produksjonsdataene for de ulike simuleringene oppsummert. Ved optimale forhold vil anlegget på 39,4 m² produsere 6,0 MWh per år. Ved optimal orientering mot syd og 27 graders helningsvinkel, vil produksjonen fra anlegget oppnå 99 % av produksjonen til optimale innstillinger. Ved samme orientering og 10 graders helning vil 91 % av optimale innstillinger oppnås.

Hvis bygningen har optimal vinkel og en asimut på -45 grader vil den optimale produksjonen reduseres til 5,7 MWh årlig, dette er 95 % av produksjonen til optimal orientering. For en vanlig hytte med 27 graders helning på taket vil produksjonen være 5,6 MWh over året og 94 % av optimal. Det er ikke simulert verdier for ti graders helning med orientering fordi orienteringen er ubetydelig for en horisontal flate. Siden panelene står på stativ med 10 graders helning kan de orienteres etter ønske.

Til slutt nederst i tabell 5 er data for en standard hytte med 27 graders vinkel med en asimut på -90 grader. Årlig produksjon er simulert til å være 4,9 MWh som er 83 % av optimal. Den optimale vinkelen til panelene for en bygning orientert på denne måten vil være 0 grader, og dataene fra simuleringen med 10 grader kan derfor brukes.

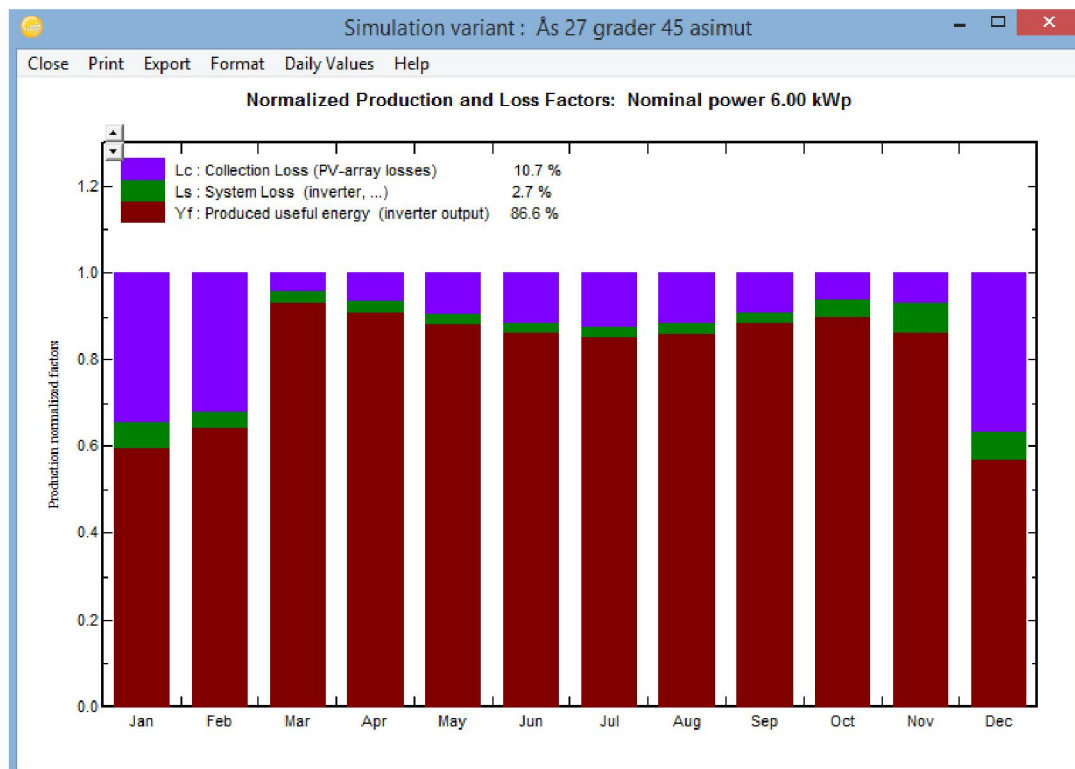
Tabell 5: Strømproduksjon som kan forventes av ett anlegg plassert på forskjellig type tak.

	Strøm levert til strømmettet	Prosent av optimal
Optimal helningsvinkel med asimut 0	6,0 MWh	100 %
27 graders helningsvinkel med asimut 0	5,9 MWh	99 %
10 Graders helningsvinkel med asimut 0	5,4 MWh	91 %
Optimal helningsvinkel med asimut -45	5,7 MWh	95 %
27 graders helningsvinkel med asimut -45	5,6 MWh	94 %
27 graders helningsvinkel med asimut -90	4,9 MWh	83 %

4.4 Effektiviteten til systemet

Effektiviteten til inverteren er høy i alle simuleringene og ligger rundt 97 %. Performance ratio ligger for alle simuleringene mellom 0.86 og 0.87. Performance ratio er et mål på hvor godt et anlegg produserer i forhold til et tapsfritt anlegg. Effektiviteten for hele systemet ligger på 13 %.

Figur 35 er et eksempel hentet fra PVsyst i simulering fra anlegget ved 27 grader og -45 asimut for å illustrere hvordan performance ratio varier gjennom året. Legg merke til hvilken effekt tilsmussingen av snø får på vintermånedene. Tap som følge av tap i modulene og inverteren er illustrert. Dette eksempelet har en performance ratio på 0,87, et tap fra modulene på 11 % og et tap fra inverteren på 2,7 %.



Figur 35: Performance factor gjennom året (PVsyst).

Tabell 6 er hentet fra rapporten tilknyttet en simulering gjort på Ås med -45 asimut og 27 graders helningsvinkel. Den viser godt hvordan ulike faktorer påvirker produksjonen. Den første delen tar for seg hvor stor andel av sollyset som faktisk treffer panelet. Her oppnås 12 % høyere innstråling på grunn av vinklingen på panelet i forhold til horisontal, mens det tapes 3,7 % og 1,9 % på grunn av henholdsvis økt refleksjon og tilsmussing av panelene.

Den neste delen tar for seg tapene i panelene og ledningene. Her sees tap som følge av at modulene ikke tar opp stråling like effektivt ved lavere strålingsflux enn ved STC (1,7 %), tap som følge av at modulene opplever en høyere temperatur enn ved STC (1,5 %), tap som følge av kvalitetstap på modulene etter de er tatt i bruk (1,5 %), tap som følge av at panelene i strengen har ulik virkningsgrad og MPP (1,0 %) og til slutt ohmske tap i ledninger (0,6 %).

Den siste delen tar for seg tapene i inverteren som er på 3,1 %. Hadde inverteren hatt for liten makseffekt ville dette kommet frem her. Totalt sender inverteren i simuleringen ut 5,6 MWh på nettet i løpet av året.

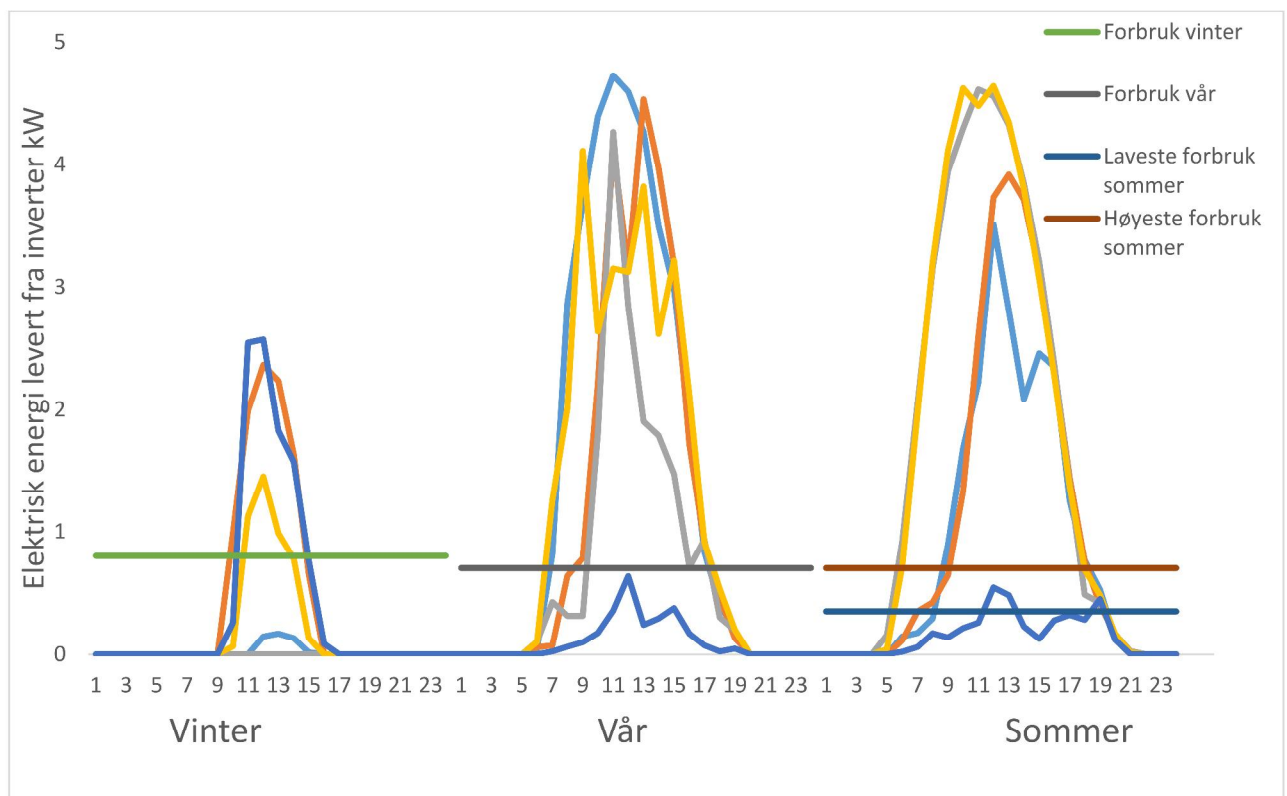
Tabell 6: De forskjellige tapene til systemet i forhold til et tapsfritt horisontalt system.

Tap/vinning i innstråling		Tap i paneler og ledninger		Tap i Inverter	
Orientering og Helningsvinkel	+12 %	Lavere strålingsfluks	-1,7 %	Inverter	-3,1 %
Økt refleksjon	-3,7 %	Temperatur	-1,5 %		
Tilsmussing	-1,9 %	Modulkvalitet	-1,5 %		
		Mismatch tap	-1,0 %		
		Ohmske tap	-0,6 %		

4.5 Dekningsgrad av forbruket

Figur 36 viser simulert produksjon til fem utvalgte dager i januar, april og juli 2012. I tillegg er det valgte gjennomsnittsförbruket til hytter for den aktuelle sesongen vist. For sommeren er forbruket vist med både høyeste og laveste verdi. For vinter og vår ble det kun satt en verdi for forbruket på grunn av små variasjoner.

Legg særlig merke til bredden av produksjonsgrafene, som er over dobbelt så brede på sommeren i forhold til januar. Dette gjenspeiles også i produksjonen for en klarværsdag som for januar var 10 kWh, for april 26 kWh og 40 kWh for juli. Som det kan sees av figuren er produksjonen fra anlegget når sola har stått opp flere ganger høyere enn forbruket.

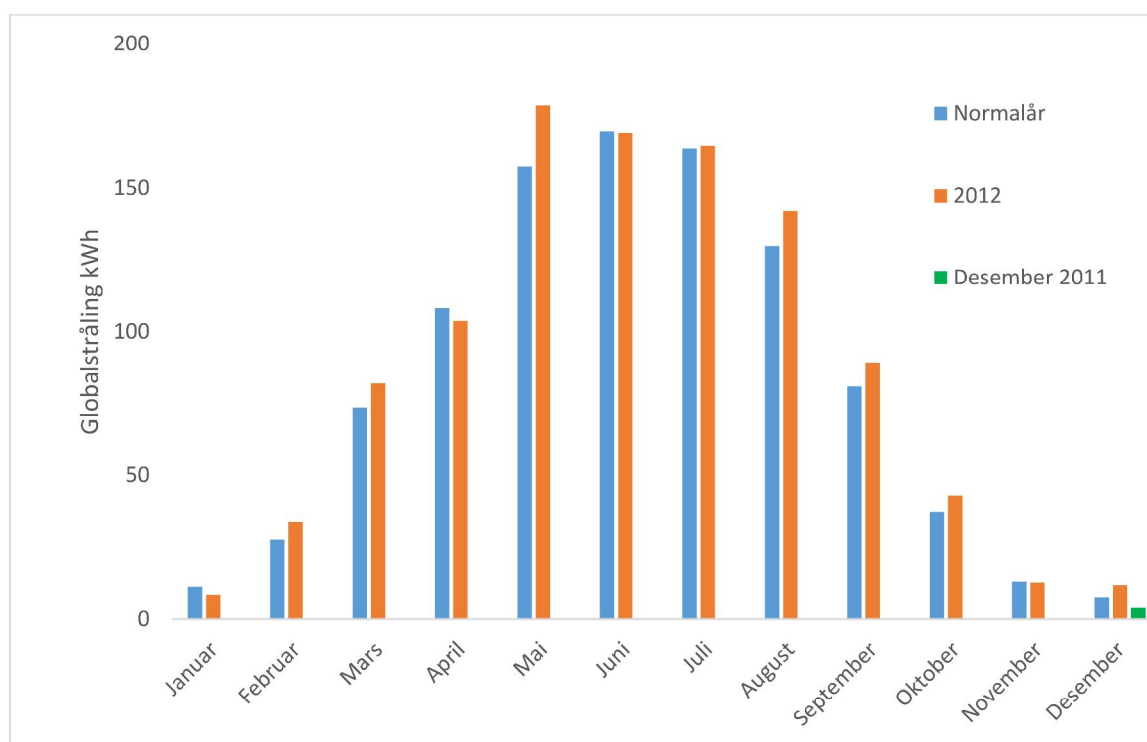


Figur 36: Produksjonen fra anlegget for fem tilfeldige dager om vinteren våren og sommeren 2012.

Figur 37 viser forskjellen mellom globalstrålingen i normalåret og perioden desember 2011 til og med november 2012. Sistnevnte periode ble brukt til å finne produksjonsdataene.

Tabellene 7 til 11 viser dekningsgraden til anlegget i forhold til forbruket på en gjennomsnittlig hytte på Hvaler. Forbruket er basert på perioden 1. november 2011 til 18. august 2012. Delvis dekket forbruk utgjør timer der det er produksjon fra anlegget, men dette er mindre enn forbruket den aktuelle timen. Dette er gjort om til timeekvivalenter ved å se på gjennomsnittlig dekningsgrad for de aktuelle timene.

For vintermånedene er produksjonen større enn forbruket 5,3 % av tiden, og totalt blir 9,5 % av timene dekket av PV-anlegget. For vårmånedene har 34 % av timene større produksjon enn forbruk og totalt blir 43 % av timene dekket av PV-anlegget. For sommeren leverer anlegget elektrisk energi til strømmettet i 50 % av timene, og totalt blir 59 % av timene dekket med produksjon fra PV-anlegget. For høsten ble det produsert mer en forbruket 18 % av timene, og totalt ble 25 % av timene dekket av PV-anlegget.



Figur 37: Månedlig globalstråling for normalåret, 2012 og desember 2011.

Tabell 7: Dekningsgrad for vintermånedene desember 2011, januar 2012 og februar 2012.

	Antall timer	Prosentandel av total	Dekningsgrad
Delvis dekket forbruk	309	14	
Delvis dekket forbruk i timeekvivalenter	90	4,2	
Overproduksjon	115	5,3	
Totalt dekket forbruk	205	9,5	9,5
Delvis udekket forbruk i timeekvivalenter	219	10	
Ingen produksjon	1736	80	
Totalt udekket forbruk	1955	91	91
Timer totalt	2160	100	100

Tabell 8: Dekningsgrad for vår og høst basert på månedene mars, april og mai 2012.

	Antall timer	Prosentandel av total	Dekningsgrad
Delvis dekket forbruk	492	22	
Delvis dekket forbruk i timeekvivalenter	200	9,0	
Overproduksjon	759	34	
Totalt dekket forbruk	959	43	43
Delvis udekket forbruk i timeekvivalenter	292	13	
Ingen produksjon	957	43	
Totalt udekket forbruk	1249	57	57
Timer totalt	2208	100	100

Tabell 9 Dekningsgrad for sommer basert på månedene juni, juli og august 2012.

	Antall timer	Prosentandel av total	Dekningsgrad
Delvis dekket forbruk 0.35–0.7 kWh	203	9,2	
Forbruk mellom 0,35–0,7 kWh dekket	101	4,6	
Overproduksjon	992	45	
Totalt helt dekket forbruk	1093	50	
Delvis dekket forbruk	461	21	
Delvis dekket forbruk i timeekvivalenter	211	9,6	
Totalt dekket forbruk	1304	59	59
Delvis udekket forbruk i timeekvivalenter	250	11	
Ingen produksjon	723	33	
Totalt udekket forbruk	904	41	41
Timer totalt	2208	100	100

Tabell 10 Dekningsgrad for høstmånedene september oktober og november 2012 basert på produksjonsdata høsten 2012 men forbruksdata fra våren 2012.

	Antall timer	Prosentandel av total	Dekningsgrad
Delvis dekket forbruk	428	20	
Delvis dekket forbruk i timeekvivalenter	146	7	
Overproduksjon	397	18	
Totalt dekket forbruk	543	25	25
Delvis udekket forbruk i timeekvivalenter	282	13	
Ingen produksjon	1359	62	
Totalt udekket forbruk	1641	75	75
Timer totalt	2184	100	100

Tabell 11: Antall timer i løpet av året som forbruket er dekket av produksjonen til PV-anlegget.

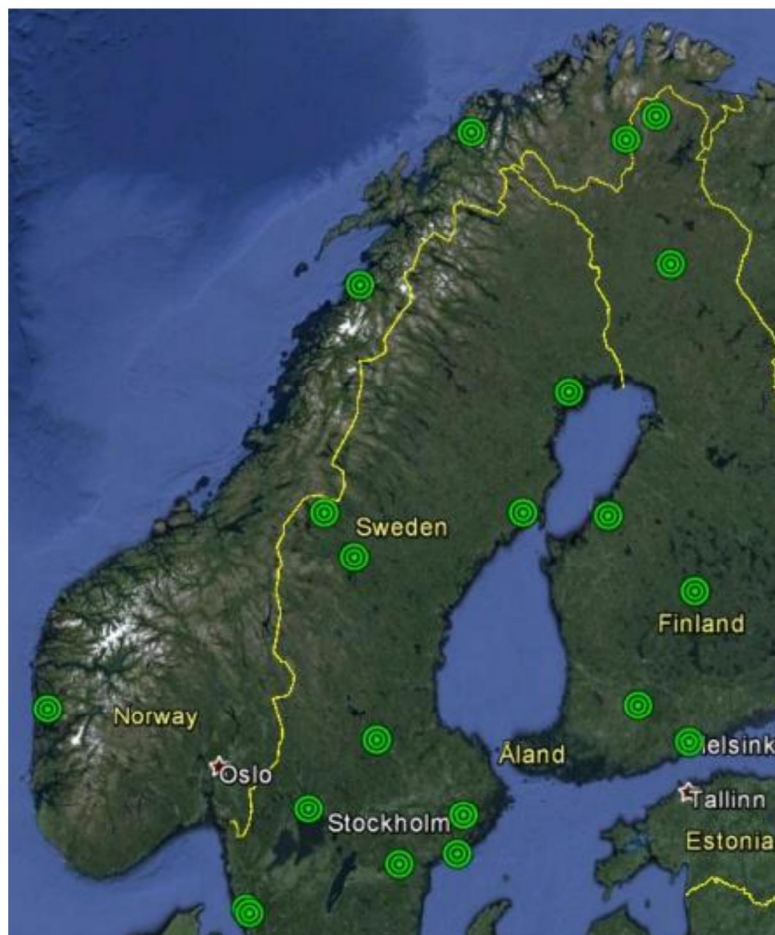
	Antall timer	Dekningsgrad
Totalt dekket forbruk	3011	34
Totalt udekket forbruk	5749	66
Totalt antatt timer	8760	100

5 Diskusjon

I dette kapittelet blir mulige årsaker til forskjellige resultater i meteorologiske data diskutert. Videre blir det diskutert i hvilken grad de forskjellige parameterne spiller inn på produksjonen til PV-anlegget. I tillegg blir dekningsgraden av forbruket fra produksjonsdataene diskutert. Til slutt er det tatt med litt om den fremtidige utviklingen av solceller og fritidsboliger i Norge.

5.1 Sammenlikning av resultater fra Meteonorm og Bioforsk

Meteonorm brukes i PVsyst for å modulere meteorologiske data. Meteonorm bruker data fra nærliggende målestasjoner i sine beregninger. En oversikt over Meteonorms stasjoner i Norden kan sees i figur 38. I Norge er det kun stasjoner i Bergen, Bodø, Tromsø og Karasjøk som har lange nok måleserier til å bli tatt med i Meteonorms databaser. Karlstad og Gøteborg er de to målestasjonene i Sverige som ligger nærmest i forhold til området undersøkt i oppgaven.



Figur 38: Geografisk plassering av de meteorologiske stasjonene som Meteonorm bruker til modellering av solinnstråling (Meteonorm).

Tilgangen til målestasjoner som ligger nær områdene på Sørlandet og Østlandet er dermed svært begrenset i Meteonorm. Programmet må derfor interpolere fra stasjoner som ligger flere titalls mil borte. For eksempel er Bergen den nærmeste stasjonen i Norge, og her er værforholdene ganske forskjellige fra Østlandet med tanke på antall soldager og globalinnstråling. Grunnen til at det fortsatt er få norske stasjoner i Meteonorm er at normaler fra 1961–1990 blir brukt i beregningene, og strålingsdata fra denne perioden er det svært få norske stasjoner som har. Bioforsk sine stasjoner starter som nevnt sine målinger i 1987. Normalåret utarbeidet for denne oppgaven baserer seg på data fra årene 1997–2014. Det kan tenkes at det i denne perioden har vært registrert mer globalstråling for perioden 1961–1990 på grunn av endringer i måleapparater, observasjonsområder, atmosfæren og energimengden sendt ut fra sola (Wild 2009). Dataene for solinnstråling basert på Bioforsk sine stasjoner antas som mer troverdige enn de modulerte verdiene fra Meteonorm. De baserer seg på observerte data fra målestasjoner i samme område som ble undersøkt i oppgaven. I tillegg er dataene basert på en periode som strekker seg 18 år. Dette gir et godt datagrunnlag for den gjennomsnittlige årlige innstrålingen.

5.2 De ulike faktorene som påvirker produksjonen

5.2.1 Mottatt globalstråling

For et PV-anlegg er det globalstrålingen som i stor grad avgjør produksjonen til anlegget. Denne varierer med anleggets plassering og de lokale værforholdene. Generelt vil globalstrålingen være høyere jo nærmere ekvator anlegget er. Avstanden mellom stasjonene i oppgaven er for liten til å kunne gi grunnlag for denne sammenhengen. Det viste seg at det i normalåret ikke var Landvik som mottok mest globalstråling, men Tjølling som ligger lenger nord. De ulike stasjonene i oppgaven viste seg å ha relativt lik årlig innstråling med en forskjell på kun 1,7 % mellom største og minste verdi. Fylkene og antall fritidsboliger i dette området er vist i vedlegg 8 og omfatter en tredjedel av alle fritidsboliger i Norge. Det må likevel vises forsiktighet ved å ekstrapolere disse resultatene til alle områder i disse fylkene på grunn av mulige forskjeller i lokale værforhold. I tillegg vil mange av hyttene i innlandet i disse fylkene ikke brukes som sommerhytter, og dermed ha et annet forbruksmønster.

For eksempel ble det funnet en forskjell på mottatt globalstråling på 16 % mellom Oslo og Bergen (Enova SF 2013). Forskjellen i breddegrad mellom Oslo og Bergen er omtrent en halv grad, noe som er mindre enn forskjellen mellom Landvik og Ås som er på over en grad. Fra

vedlegg 3 kan forskjellen i breddegrad og værforhold også observeres. Til tross for at Storbritannia har mer installert effekt fra solceller, så er produksjonen til disse kun halvparten av produksjonen til Spania på grunn av nordligere breddegrad og mer overskyet vær.

5.2.2 Helningsvinkler og orientering

Helningsvinkel har relativt lite å si så lenge det er normal vinkel på taket til boligen. I denne oppgaven er 27 grader brukt som normal vinkel. Reduksjonen i forhold til optimal vinkel er bare 2 % hvis boligen er orientert mot sør. Orienteringen av boligen påvirker produksjonen i større grad. Legg merke til fra tabell 5 at med asimut -90 vil helningsvinkel på taket være negativt for produksjonen sammenlignet med ett flatt tak. Videre i diskusjonen er produksjonen fra en fritidsbolig med solceller på taket representert ved fritidsboligen som har en helningsvinkel på 27 grader og en orientering på -45 grader. Dette er valgt som en konservativ sammensetning av parametere som vil favne flest mulig av dagens fritidsboliger. Den standard fritidsboligen har en beregnet årlig produksjon på 5,6 MWh og leverer 94 % av det en optimalisert vinklet og orientert bolig med samme PV-anlegg ville gjort.

5.2.3 Vind og temperatur

Som nevnt i teoridelen påvirker vind og temperatur produksjonen fra solceller. På stedene undersøkt i oppgaven ligger gjennomsnittlig vindhastighet på 1,73 m/s. Det er høyere enn hva som brukes i NOCT, og det kan da forventes at vinden vil kjøle panelene mer enn det som er normalt. Temperaturen i Norge er lav sammenlignet med andre land, og dette vil bidra til høyere produksjon fra panelene. Gjennomsnittstemperaturen for de tre stedene ble funnet til å være 6,7 grader. Vind og temperaturdataene var ikke basert på like lange måleperioder. Ås var den eneste av stasjonene som hadde like mange år med temperatur og vinddata som data fra globalstråling. Landvik og Tjølling hadde henholdsvis ti og ni år med data for temperatur og vind, mens Ås hadde 18 år. Ås er den stasjonen med den laveste gjennomsnittstemperaturen. Dette kan ha sammenheng med det forskjellige datagrunnlaget, men årsaken kan også ligge i at Ås er den nordligste stasjonen av de tre. Forskjellen i temperatur er likevel så lav at dette vil ha minimalt å si for produksjonen til solcellene.

5.2.4 Begrensinger på grunn av lokale forhold

I oppgaven er det ikke tatt hensyn til lokale forhold som skygning og horisontlinje som påvirker produksjonen. Trær, bygninger og flaggstenger kan påvirke produksjonen av anlegget i stor grad hvis de er uheldig plassert i forhold til anlegget. På eksisterende tak kan plassering av skorstein være uheldig for produksjonen. Dette er forhold som må vurderes i

hver enkelt situasjon ved dimensjonering av et solcelleanlegg. Boligene i oppgaven er vurdert med saltak og flatt tak. Hvis boligen enda ikke er konstruert, vil det mest optimale taket være et pulttak rettet mot sør slik at hele takarealet kan utnyttes. De siste årene har noen eneboliger som skal fungere som plusshus blitt bygd med slike tak for å utnytte solenergien optimalt. Et eksempel på dette er vist i figur 39.



Figur 39: Eksempel på plusshus med pulttak (Clementz).

Videre vil albedoen variere avhengig av forholdene rundt boligen. I områdene sett på i oppgaven kan det være hytter som er plassert nær vannkanten, og de vil derfor ha en høyere albedo enn hytter som er plassert i skogsmiljø. I tillegg vil snøfall påvirke albedo og tilsmussing i stor grad. Dette er forhold som det er vanskelig å finne nøyaktige verdier for bruk i oppgaven. Av samme grunn er det ikke satt noen annen verdi på de månedene som ikke er vintermåned, til tross for at det må kunne forventes en viss grad av tilsmussing fra blader og pollen.

5.3 Utvikling av forbruksmønstre og AMS

Forbruksmønstrene er generelt sett på over korte tidsrom med varighet på maksimalt ett år. Hvordan utviklingen i forbruket over lengre tid forandrer seg er vanskeligere å forutse. Med innføring av AMS innen 2019 vil alle norske forbrukere få en større oversikt og mulighet til å styre eget forbruk sammenlignet med tidligere. Innføringen av AMS gjelder ikke kun husholdningene, men også alle hytter tilkoblet strømmettet. Innføring av AMS kan føre til forandringer også i det fremtidige forbruksmønsteret. Målet til AMS er nettopp å redusere kostbare effekttopper ved å flytte forbruk til mer gunstige tider av døgnet. En slik utvikling vil føre til at forbruket blir flatere og svinger mindre gjennom døgnet. Om AMS blir en suksess eller ikke vil avhenge av hvordan forbrukeren motiveres til å endre adferd. Dersom strømprisene reduseres tilstrekkelig i perioder med lav last på strømmettet vil forbrukeren få et økonomisk insentiv til å endre sin adferd.

Hvordan ubebodde hytter kan utnyttes til utjevning av effekttopper om vinteren ble undersøkt basert på data fra AMS-prosjektet på Hvaler (Bremdal et al. 2015). Undersøkelsen tar for seg bruk av et automatisk oppvarmingssystem. Disse brukes til oppvarming før toppene i nettet er forventet å komme, og er avslått under lasttoppene. Den termiske massen i hytta vil gjøre at temperaturen holdes over ønsket nivå under lasttoppen. Ved å innføre et slikt system på 10 % av hyttene i Hvaler kan effekttoppen kuttes med 2,2 MW på timesbasis. Overføringslinjene til Hvaler har en kapasitet på 23 MW (Bremdal et al. 2015). Et slikt system vil også kunne utnyttes til å oppnå en høyere dekningsgrad med et PV-anlegg.

Når hyttene ikke er i bruk kan det forutsettes at all strømmen går til oppvarming. Denne oppvarmingen foregår som det sees av arbeidet til Nilsson jevnt gjennom døgnet (Nilsson 2014). Dette skiller seg fra undersøkelsene til Ericson og Halvorsen der husholdninger og ulike grupper i næringslivet ble undersøkt. Her har forbruket en et mer distinkt mønster, spesielt for næringslivet der store forskjeller kan sees mellom helg og ukedag (Ericson og Halvorsen 2008). Ved å utnytte den termiske massen til hytta og varme opp ekstra når det er stor produksjon fra PV-anlegget kan behovet for strøm om natten reduseres. Produksjonen fra anlegget i oppgaven er 2,2 MWh for våren og 2,6 MWh for sommeren 2012. Basert på forbruksdataene bruker hyttene under 1,5 MWh i hver av de to periodene. Det burde derfor være mulig å dekke en vesentlig større andel av forbruket med smart oppvarming i de periodene hyttene ikke er i bruk.

5.3.1 Elbiler

Lading av elbil kan føre til de største belastningene på strømmettet i områder med mange fritidsboliger i fremtiden. Dette er på grunn av at mange som reiser til hytta ankommer samtidig fredag ettermiddag og kveld. Når de da setter bilen til lading inntreffer det samtidig med den allerede eksisterende effekttoppen som kommer av oppvarming, matlaging og belysning som blir skrudd på ved ankomst til hytta.

De fleste elbiler lades i dag med 16 amperes på 230 volt. Mange av bilene har gjennom ekstraintstyr mulighet for 32 amperes lading, men det er ikke forventet at mange installerer denne ekstra effekten for å ha på fritidsboligen. Med 16 ampere vil bilen kunne trekke en effekt på over 3 kW under lading (Ladestasjoner.no). For sammenligning var den høyeste gjennomsnittlige effekten fra hytter på Hvaler 1,41 kW i 2012, som for øvrig inntraff en fredag. Dette var tidlig i 2012 da antall registrerte elbiler på samme tidspunkt var 6568 (grønnbil.no). Nylig passerte Norge 50 000 elbiler og det er forventet at antallet kommer til å øke de nærmeste årene. Med denne økningen vil da også belastningen på strømmettet øke.

På den andre siden må det nevnes at innføringen av AMS og toveiskommunikasjon muliggjør fastsetting av når ladingen av elbil skal foregå. Lading kan stilles inn til å foregå om natten når belastningen på nettet er lav. Videre sees det på muligheter for å utnytte batteriet til bilen til lastreduksjon av strømmettet i perioder med høy last.

5.4 Dekningsgrad av forbruk fra produksjonen til PV-anlegget

Dekningsgraden til forbruket ved bruk av PV-anlegg er det lite forsket på. Spesielt for dekningsgrader der antall timer gjennom året blir undersøkt. Fokuset til lignende prosjekter har vært å se på dekningsgraden for årsforbruket. Utbredelsen av PV-anlegg for boliger tilkoblet strømmettet har inntil nylig vært begrenset. I tillegg har det vært begrenset tilgang på forbruksdata som viser timesforbruk over året. Det som er undersøkt er først og fremst boliger som ikke er tilkoblet strømmettet. Her er forutsetningene for dekning annerledes fordi det ofte brukes batterier for å lagre den elektriske energien.

Med en dekningsgrad av timene i året på 34 % viser resultatene en lavere dekningsgrad enn det som ble funnet for boliger med lignende årsforbruk i Sentral-Europa (Sievert et al. 2013). Boligene i Sentral-Europa oppnådde en dekningsgrad på 40 %. Dette var vanlige

husholdninger som var bebodd hele året, og kan derfor forventes å ha et annet forbruksmønster enn fritidsboligene i denne oppgaven.

For næringsbygget undersøkt av Kathan og Stifter ble det oppnådd en dekningsgrad på 55 % i juli (Kathan og Stifter 2010). Dekningsgraden for fritidsboligene i oppgaven om sommeren viste seg å være 59 %. Den høyere dekningsgraden kan forklares med lengre dager om sommeren i Norge enn i Sentral-Europa.

5.4.1 Perioden i forhold til normalåret

Perioden med forbruksdata dekker ti måneder fra november 2011 til august 2012.

Produksjonsdataene dekker ett år, og forbruket for de to siste månedene om høsten er antatt likt som om våren. Det er interessant å se om perioden der meteorologiske data og forbruksdata blir sammenlignet skiller seg fra data i det konstruerte normalåret. Dette er gjort for globalstrålingen i figur 37 og det kan sees at januar, desember og april har en lavere innstråling enn normal. Videre har februar, mars, mai, september, oktober og august høyere verdier enn det man opplever i normalåret. Totalt kommer det 5,2 % mer globalstråling i perioden enn det som er vanlig i normalåret. Dette kan ha bidratt til å gi en høyere dekningsgrad fra PV-anlegget i resultatene enn det som ville vært forventet i et gjennomsnittså.

5.4.2 Temperatur og vinddata ikke inkludert

For simulering gjort med de meteorologiske dataene ble det ikke importert temperatur og vinddata slik som for normalåret. Dataene for temperatur og vind ble modellert av PVsyst, og effekten dette hadde på simuleringene er vurdert som ubetydelig.

5.4.3 Likt forbruk på våren som høsten?

For forbruksmønstrene ble likt forbruk i høstmånedene og vårmånedene antatt av Nilsson (Nilsson 2014). Globalstrålingen i vårmånedene mars, april og mai er på 0,34 MWh/m² i normalåret på en horisontal flate. I høstmånedene september, oktober og november er globalstrålingen kun 0,13 MWh/m². Fra resultatene kan det sees at vårmånedene har en dekningsgrad på 43 %, mens høstmånedene har en dekningsgrad på 25 %. Med bakgrunn i dette bør videre forskning gjøres på forbruket for å se om antagelsen om likt forbruk om våren og høsten er holdbar.

5.4.4 Reduksjon av effekttopper

Solceller produserer mest strøm midt på dagen, dette er ofte perioder med høyt forbruk fra industri og kontorbygg. Dette bidrar til en reduksjon i topplastene og fører til redusert belastning på nettet. En annen fordel med elektrisk energi fra solceller er at produksjonen og forbruket skjer i nærheten av hverandre og man slipper dermed tap på grunn av overføring over lange avstander. På den andre siden er produksjonen fra solceller høy i sommerhalvåret når behovet for elektrisk energi i Norge er lavt. Om vinteren når behovet for elektrisk energi er høyt er produksjonen lav.

Effekttoppen for fritidsboliger om kvelden er fra klokken ni til elleve om sommeren. Dette vil ikke bli dekket av anlegget simulert i oppgaven. Standardanlegget har en asimut på -45. Dette gir økt produksjon tidlig på dagen og redusert på kvelden på grunn av at sola kommer bak panelene som illustrert i figur 13. Hadde anlegget hatt en asimut på 45 ville kveldsforbruket bli dekket i større grad. Ved installasjon av anlegg på boliger ville det høyst sannsynlig bli installert anlegg med forskjellig orientering. Dette ville sørget for effektreduksjon for området også om kvelden. En grunn til effekttopp så sent for hytter kan være at belysning og terrassevarmere blir slått på når sola begynner å gå ned.

De høyeste forbrukstoppene i Norge kommer på kalde dager om vinteren. Kalde dager om vinteren er forbundet med klare skyfrie dager. Dette betyr potensiale for produksjon fra solcellene, og en reduksjon av effekttopper. Dette vil kun gi mulighet for reduksjon i tidsrommet 10:00–15:00 på grunn av få soltimer om vinteren. For Hvaler var årets kaldeste dag 4. februar 2012. Det kan sees av figur 27 at forbruket denne dagen var høyt for hytter med en topp i timesforbruket på 1,16 kWh. Samme dagen produserte anlegget i oppgaven totalt 7,6 kWh i tidsrommet 09:00–15:00. Dette kunne med smart oppvarming bidratt til en reduksjon av belastningen på strømmettet.

Til slutt er det viktig å poengtere at forbruksdataene er basert på en stor gruppe fritidsboliger, og at forbruket derfor er jevnt fordelt. En fordeling av forbruket fra fritidsboligene er vist i figur 25. For en enkelt fritidsbolig ville det vært mulig å observere høyere topper og bunner i forbruket, særlig i den perioden av året fritidsboligen er i bruk. Høyere topper vil være vanskeligere for et PV-anlegget å dekke, og kan dermed føre til en lavere dekningsgrad. På den andre siden vil høye topper først og fremst forekomme om dagen når personene på fritidsboligen er aktive. I denne perioden er produksjonen fra PV-anlegget høy hvis det er klart vær. Dette kan bidra til en høyere dekningsgrad.

5.5 Fremtidig utvikling av solceller i Norge og mulighetene for fritidsboliger

5.5.1 Kostnadsutviklingen i Norge

I Norge er det ikke lenger selve solcellemodulene som utgjør hoveddelen av investeringen. Som en følge av prisfallet på solceller utgjør nå montering og andre komponenter i anlegget en stadig større del av investeringen. Som vist i vedlegg 7 har prisen på solceller gått fra 3 dollar per watt installert i 2008 til 0,7 dollar i 2013. Et ferdig montert anlegg inkludert installasjonsarbeid med en makseffekt på 7 kW ble av Multiconsult i 2013 anslått til å koste 183 000 kr inkludert merverdiavgift (Enova SF 2013). Anlegget i oppgaven er på 6 kW og anslått til å koste rundt 150 000 kr. Norge er preget av lite konkurranse i et marked med få og små aktører med liten geografisk utbredning. Små aktører fører til økte importpriser fordi små kvanta bestilles (Enova SF 2013). Montering av anlegg er dyrt i Norge fordi timelønnen til faglærte er høy. Fra studien til Multiconsult ble det funnet at samlet installasjonsarbeid utgjør hele 38 % av totalkostnadene til anlegget. Modulene stod for 34 % av kostnadene, mens de øvrige kostnadene som inkluderte inverter og festeanretninger stod for 28 % av totalkostnadene (Enova SF 2013).

5.5.2 Subsidier og energiklasser

Enova har støttet solfangerteknologi med 20 % investeringsstøtte begrenset oppad til 10 000 kr i mange år, mens installasjon av solceller ikke har mottatt støtte. Likevel har støtten til solfangeranlegg hatt liten effekt. Andre alternativer til strømsparing som varmepumpe har vært mer populært blant forbrukerne.

Fra 2014 innførte Enova for første gang fast støtte til produksjon av solstrøm gjennom generell støtte til strøm produsert fra fornybare energier. Støtten er i dag på 35 % av investeringskostnadene, maksimalt 10 000 kr. I tillegg kommer 1250 kr for hver kW installert effekt opp til 15 kW (Enova). For anlegget i oppgaven vil dette utgjøre 10 000 kr i investeringsstøtte pluss 7 500 kr for 6 kW installert effekt. Dette utgjør totalt 17 500 kr i støtte fra Enova. Dette gjelder kun på primærboliger i Norge, altså mottar hytteeiere ikke støtte fra Enova for solceller på hytta. Dette er en støtte som også burde gjelde for fritidsboliger. Det vil gi økt produksjon av fornybar energi i Norge og samtidig dekke den økte energibruken fra fritidsboliger.

Ved å montere solceller på taket eller fasaden kan husprodusenten få en høyere energiklasse på bygget. Fra 2010 er det krav om at alle boliger som selges skal ha en energiattest og et energimerke, dette gjelder også fritidsboliger (Energimerking.no). Hvis en høyere energiklasse oppnås er det forventet at prisen på boligen vil øke. Dermed vil noe av kostandene til PV-anlegget veies opp av den økte verdien på boligen.

6 Konklusjon

6.1 Måloppnåelse

6.1.1 Forskjellen i simulerte og observerte værddata

Oppgaven slår fast at for området langs kysten av Sørlandet og Østlandet gir programmet Meteororm lave innstrålingsverdier i forhold til de som faktisk er blitt observert av de meteorologiske stasjonene til Bioforsk. Dette gjelder for alle de tre plassene som ble undersøkt i oppgaven (Landvik, Tjølling og Ås). Det gjennomsnittlige avviket var på 6,8 % over året. PVsyst er det mest brukte programmet til analyser av PV-anlegg i Norge og er brukt av blant annet Multiconsult, Enova og NVE. PVsyst bruker Meteororm som sin base for de meteorologiske dataene. Dette fører til at PV-anlegg kommer dårligere ut i analyser enn det som ville vært tilfelle dersom data fra Bioforsk-stasjonene hadde blitt lagt til grunn.

6.1.2 Potensialet for produksjon av solstrøm fra norske fritidsboliger

Resultatene fra oppgaven viser at en standard norsk fritidsbolig plassert langs kysten av Sør- og Østlandet kan ved å dekke halve taket med solcellepanel produsere strøm tilsvarende 5,6 MWh i året. Det gjennomsnittlige forbruket for en sommerhytte ligger på 4,3 MWh i året. Dermed kan nettobe behovet for strøm dekkes med fornybar elektrisk energi fra solceller. Strømproduksjonen er i tillegg relativt høy i månedene mars, april og mai når vannmagasinene i Norge tradisjonelt har vært på sitt laveste gjennom året, og behovet for strøm er stort før smeltevannet fra fjellene kommer.

For et anlegg av tilsvarende størrelse som i oppgaven vil den elektriske energien koste rundt 2,3 kr/kWh basert på tall fra lignende undersøkelser (Enova SF 2013). Dette er dyrt i forhold til prisene som er vanlig å betale for kraft i Norge. Prisen for elektrisk energi for husholdningene har de siste årene lagt rundt 0,6–0,7 kr/kWh inkludert avgifter, som vist i vedlegg 6. Et anlegg på denne størrelsen koster opp mot 150 000 kr, noe som vurderes som en stor investering for en normal hytte. Studien har også vist at Enovas støtte til fornybar energiproduksjon ikke vil omfatte fritidsboliger, men kun primærboliger. Dette gjør at hytteeiere som velger å investere i solceller på fritidsboligen fremfor sitt eget hus går glipp av 17 500 kr i støtte for et anlegg med en effekt på 6 kW. Dette kan føre til en lavere vilje blant befolkningen til å investere i PV-anlegg på fritidsboligen.

6.1.3 Hvordan påvirker energibruken i fritidsboliger strømmettet og hvordan skiller dette seg fra helårsboliger og næringsliv

Energibruken til fritidsboliger preges av at de kun er i bruk i noen perioder av året.

Fritidsboligene som er sett på i oppgaven er i hovedsak i bruk i sommerhalvåret og i ferier.

Likevel er en stor andel av den totale energien gjennom året brukt til oppvarming når boligen ikke er i bruk. Med AMS målere og toveiskommunikasjon er det muligheter for å redusere effekt-toppene om vinteren ved å frakoble anlegg til oppvarming i korte perioder under timer med høy last. I lokale områder med et høyt innslag av fritidsboliger og lite næringsliv, kan det bli store effekttopper lokalt ved helge- og feriestart. For det nasjonale strømmettet vil effekttoppene fra fritidsboliger motvirkes av lavere forbruk i næringslivet i helger og ferier.

6.1.4 Hvor stor andel av forbruket til en fritidsboligen kan dekkes av et PV-anlegg

Totalt over hele året produserer alle anleggene i oppgaven mer elektrisk energi enn det som forbrukes av gjennomsnittlige fritidsboliger over et år. Anlegget som best representerte hyttene med en helningsvinkel på 27 grader og en orientering 45 grader mot vest produserte 5,6 MWh. Det gjennomsnittlige forbruket for sommerhytter ble antatt til å være 4.3 MWh basert på data fra Hvaler. Dette gir en årlig produksjonen som er 30 % høyere enn forbruket.

Anlegget dekker kun forbruket når det er tilstrekkelig solinnstråling. Den elektriske energien fra anlegget lagres ikke for bruk i timer uten solinnstråling. Antall timer med dekket forbruk er kun 9,5 % for vintermånedene, 43 % for vårmånedene, 59 % av sommermånedene og 25 % for høstmånedene. For året totalt ble antall timer med dekket forbruk 34 %. Denne andelen kan økes betydelig ved bruk av smart oppvarming, eller et lagringsalternativ for elektrisk energi.

6.2 Videre arbeid

Det bør sees mer på forskjellene i meteorologiske data brukt i analyser sammenlignet med faktiske data observert. I Norge eksisterer det et godt datagrunnlag fra Bioforsk-stasjonene. Disse blir ikke godt utnyttet i analyser av PV-systemer. I dag blir analyser først og fremst gjort med data fra Meteonorm som baserer seg på noen få norske stasjoner. Ingen av disse er lokalisert på Sørlandet eller Østlandet. Dette er områder som har Norges største potensial for solceller på grunn av gode solforhold.

Med innføring av AMS vil det åpne seg muligheter for å redusere dyre effekt-topper i strømmettet. Det vil bli tilgjengelig store mengder data om ulike forbrukergrupper og hvordan disse forbruker elektrisk energi. Med slike data tilgjengelig vil det være lettere å identifisere unødvendig bruk av elektrisk energi og muligheter for bedre utnyttelse av strømmettet. Et eksempel som er sett på i denne oppgaven er hvordan ubebodde fritidsboliger i vinterhalvåret kan være regulatorer for strømmettet. Med gode styrings-systemer som sørger for utkobling av boligene i høye lastperioder og forbruk av strøm til oppvarming i lave lastperioder kan lasttopper reduseres.

Til slutt bør forbruksdata for fritidsboliger i høstperioden undersøkes. Ved en slik undersøkelse må det sees nærmere på om den store forskjellen i globalstråling også spiller inn på forbruksmønstrene i de to periodene. Dette vil gi et grunnlag til sammenligning for å se om de to periodene kan behandles likt.

7 Litteratur

ABB. Figur sammensatt av tre bilder som er tilgjengelig via 1: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/micro/micro>. 2: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-5000kw-6000kw>. 3: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/central/pvs800-57>. Sist besøkt 20. April 2015.

Alexandridis, A, K. Zaprakis, A, D. (2013). Weather Derivatives – Modeling and Pricing Weather-Related Risk. ISBN 978-1-4614-6071-8 (eBook) Springer New York Heidelberg Dordrecht London.

AM Solar. Standard Test Conditions (STC) vs. Normal operating Cell Temperature (NOCT). Tilgjengelig via http://www.amsolar.com/home/amr/page_164. Sist besøkt 17. April 2015.

Arribas, L. Bopp, G. Vetter, M. Lippkau, A. Mauch, K. (2011). World-wide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems. International Energy Agency, Report IEA-PVPS T11- 01:2011.

Bachke, N, F. Rye, J, F. (2011). Hytteliv og arbeidsliv. UTMARK - tidsskrift for utmarksforskning 1&2/2011.

Barstad Erlend. Ressursgrunnlag, solenergi I Norge. <http://www.fornybar.no/solenergi/ressursgrunnlag#sol1.1>. Sist besøkt 16. April 2015.

Berg, P. (2011). Taktyper og takråd. Tilgjengelig fra <http://www.hyttemag.no/nyttig/taktyper-og-takraad>. Sist besøkt 17. April 2015.

Bioforsk. Om LMT. Tilgjengelig fra <http://lmt.bioforsk.no/about>. Sist besøkt 23. April 2015.

Bremdal, B, A. Sletner, J, M. Sæle, H. Kristoffersen, V. Foosnæs, J, A. (2015). Using Communities of summer houses as a winter demand-response resource. CIRED paper 0505.

Bremdal, B, A. Hagen, M. (2014). Unleashing Consumer Flexibility: A Business Oriented Recruitment Process. CIRED workshop paper 0232.

Brennan, M,P. Abramase, A,L. Andrews, R, W. Pearce, J, M. (2014). Effects of spectral albedo on solar photovoltaic devices. Solar Energy Materials and Solar Cells Volume 124, May 2014, Pages 111–116.

Chen, C. J. (2011). Physics of Solar Energy, volume 1 .John Wiley & Sons.

Clementz, C, A. Optimera AS. Privat bilde.

Contreras, M, A. (2009). DOE Solar Energy Technologies Program Peer Review. U.S. Department of Energy. Tilgjengelig via http://www1.eere.energy.gov/solar/review_meeting/pdfs/prm2009_contreras_cigs.pdf. Sist besøkt 18. April 2015.

De Wild-Scholten, M, J. (2013). Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic. Science Direct Solar Energy Materials & Solar Cells 119 (2013) 296-305.

Dn.no. (2006). Vi bygger større hytter enn hus. Tilgjengelig via <http://www.dn.no/privat/eiendom/fritid/2006/09/29/vi-bygger-storre-hytter-enn-hus>. Sist besøkt 22. April 2015.

Dn.no. (2015). 49 hyttedager i året. Tilgjengelig via <http://www.dn.no/privat/eiendom/2015/02/11/2158/Hytte/49-hyttedager-i-ret>. Sist besøkt 22. April 2015.

Elnan, O. TAKET – Husets viktigste fasade. Tilgjengelig fra http://www.husbyggeren.no/taket_husets.htm. Sist besøkt 17 April 2015.

Enova. Tilskudd for el-produksjon. Tilgjengelig fra <http://www.enova.no/finansiering/privat/enovatilskuddet-/el-produksjon/914/0/>. Sist besøkt 6. Mai 2015.

Enova SF. (2013). Kostnadsstudie, solkraft 2013 – Priser strømproduksjon og energikostnader. Dokumentkode 125340-RIEn-RAP-001.

Enebakk, E. Søiland, A, K, Håkedal, J, T, Tronstad, R. (2009). Dopant specification of compensated silicon for solar cells of equal efficiency and yield as standard solar cells. Elkem Solar AS.

Energimerking.no. Ofte stilte spørsmål – bolig, spørsmål og svar om å energimerke boligen. Tilgjengelig fra <http://www.energimerking.no/no/Energimerking-Bygg/Energimerking-av-bolig/Ofte-stilte-sporsmal/>. Sist besøkt 17. April 2015.

EPIA. (2014). Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018. Tilgjengelig via http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf. Sist besøkt 11. Mai 2015.

Ericson, T. Halvorsen, B. (2008). Hvordan varier timeforbruket av strøm i ulike sektorer?. Økonomiske analyser 6/2008.

Euroobserver. (2015). Photovoltaic Barometer. Tilgjengelig via http://www.energies-renouvelables.org/observ-cr/stat_baro/observ/EurObservER-barojdpv13-Photovoltaic-Barometer-2015-EN.pdf. Sist besøkt 12. Mai 2015.

Farstad, M. R., F, J., and Almås, R. (2008). Fritidsboligfenomenet i Norge - Fagnotat om utvikling i bruk av fritidsboliger, utarbeidet på oppdrag fra Kommunal- og regionaldepartementet. Norsk senter for bygdeforskning, Trondheim.

Fraunhofer rapport. (2014). Photovoltaic report. Tilgjengelig via <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>. Sist besøkt 6. Mai 2015.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2014). New world record for solar cell efficiency at 46% French-German cooperation confirms competitive advantage of European photovoltaic industry. Tilgjengelig via <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/press-releases-2014/new-world-record-for-solar-cell-efficiency-at-46-percent>. Sist besøkt 18. April 2015.

- Fthenakis, V, M. (2002). Could CdTe PV Modules Pollute the Environment? National Photovoltaic Environmental Health and Safety Assistance Center, Brookhaven National Laboratory, Upton NY 11973.
- Goldberg, L, H. (2012). Active Bypass Diodes Improve Solar Panel Efficiency and Performance. Hearst Electronic Products. Tilgjengelig fra <http://www.digikey.com/en/articles/techzone/2012/dec/active-bypass-diodes-improve-solar-panel-efficiency-and-performance>. Sist besøkt 17. april 2015.
- Gonzalez, S. Stein, J. Fresquez, A. Ropp, M. Schutz, D. (2013). Performance of utility interconnected Photovoltaics Inverters Operating Beyond Typical Modes of Operation. (No. SAND2013-4829C). Northern Plains Power Technologies, Brookings, SD; Sandia National Laboratories (SNL-NM), Albuquerque, NM (United States).
- Grabianowski, Ed. (2009). How DC/AC Power Inverters Work <http://electronics.howstuffworks.com/gadgets/automotive/dc-ac-power-inverter.htm>. Sist besøkt 16. April 2015.
- Gray, J, L. (2003). Handbook of photovoltaic Science and Engineering: The Physics of the Solar Cell. John Wiley and sons.
- Green, M, A. Emery, K. Hishikawa, Y. Warta, W. Dunlop, E, D. (2015). Solar cell efficiency tables (version 45). John Wiley and Sons.
- Grønnbil.no. Ladbare biler i Norge. Tilgjengelig via <http://www.gronnbil.no/statistikk/>. Sist besøkt 22. April 2015.
- Haugen, Y, P. (2008). The Norwegian Cabin Life in Transition – Implications for the Consumption of Energy. Centre of Development and the Environment, University of Oslo, Blindern Norway.
- Hille, J. Simonsen, M. Aall, C. (2011). Trender og drivere for energibruk I norske husholdninger – Rapport til NVE. ISBN: 978-82-428-0313-9.
- Hegedus, S, S. Luque, A. (2003). Status, Trends, Challenges and the Bright Future of Solar Electricity from Photovoltaics. John Wiley and Sons.
- Høyer, K, G. (2000) Sustainable Tourism or Sustainable Mobility? The Norwegian Case, Journal of Sustainable Tourism, 8:2, 147-160, DOI: 10.1080/09669580008667354.
- Jordan, D,C. Kurtz, S, R. (2012). Photovoltaic Degradation Rates— An Analytical Review. National Renewable Energy Laboratory Journal Article NREL/JA-5200-51664 June 2012.
- Kartverket. Tilgjengelig via <http://kartverket.no>. Sist besøkt 6. Mai 2015.
- Kathan, J. Stifter, M. (2010). Increasing BIPV self-consumption through electrical storage—feasible demand-coverage and dimensioning of the storage system. In 5th International Renewable Energy Storage Conference IRES, Berlin.

- Klipp & Zonen. (2013). Instruction manual, CMP Series – Pyranometer, CMA series – Albedometer. Tilgjengelig via <http://www.kippzonen.com/Download/72/Manual-Pyranometers-CMP-series-English>. Sist besøkt 23. April 2015.
- Kukulka, J, R. King R, R. Karam N, H. Concentrating the sun. Tilgjengelig via <http://www.photonics.com/Article.aspx?AID=35235>. Sist besøkt 16. april 2015.
- Ladestasjoner.no. Hvilke elbiler kan lade med hva?. Tilgjengelig via <http://ladestasjoner.no/ladehjelpen/praktisk/51-hvilke-elbiler-kan-lade-med-hva>. Sist besøkt 22. April 2015.
- Lalwani, M. Kothari, D, P. Singh, M. (2010). Investigation of Solar Photovoltaic Simulation Softwares. INTERNATIONAL JOURNAL OF APPLIED ENGINEERING RESEARCH, DINDIGUL Volume 1, No 3, 2010.
- Lenardic, D. (2013). Solar cells characteristics. Tilgjengelig via <http://www.pvresources.com/Introduction/SolarCells.aspx>. Sist besøkt 16. April 2015.
- Mani, M. Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. Science Direct Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 3124-3131.
- Marion, B. Adelstein, J. Boyle, K. Hayden, H. Hammond, B. Fletcher, T. Canada, B. Narang, D. Kimber, A. Mitchell, L. Rich, G. Townsen, T. (2005). Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. National Renewable Energy Laboratory.
- Mermoud, A. Wittmer, B. (2014). PVsyst User's Manual – PVsyst6. Tilgjengelig via http://www.PVsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf. Sist besøkt 23. April 2015.
- Meteonorm (2015). Bilde fra programmet Meteonorm som er tilgjengelig via meteonorm.com. Sist besøkt 6. Mai 2015.
- Mousazadeh, H. Keyhani, A. Javadi, A. Mobli, H. Abrinia, K. Sharifi, A. (2009). A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. Science Direct Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009) 1800-1818.
- Mpptsolar. Schematic and Operations of an Inverter. Tilgjengelig via <http://www.mpptsolar.com/en/how-does-an-inverter-work.html>. Sist besøkt 16. April 2015.
- Müller, D, K. (2007). Second Homes in the Nordic Countries: Between Common Heritage and Exclusive Commodity, Scandinavian Journal of Hospitality and Tourism, 7:3, 193-201, DOI: 10.1080/15022250701300272.
- Mæland, S. (2005). Fjellnatur – Hytter og landskapsendring. Naturvernforbundet i Oppland ISBN 82-303-0382-7 Snøhetta forlag a.s, 2665 Lesja.
- Narom. Den elektromagnetiske strålingen fra sola. Tilgjengelig fra <http://ndla.no/nb/node/58888>. Sist besøkt 6. Mai 2015.
- National Instruments. (2009). Maximum Power Point Tracking. Tilgjengelig via <http://www.ni.com/white-paper/8106/en/>. Sist besøkt 16. April 2015.

- Nilsson, T, L. (2013). Forbruksmønsteret i husholdninger og hytter – casestudie av strømforbruket i Hvaler kommune. Tilgjengelig via http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/186961/Forbruksmønster_tinani13.pdf?sequence=1. Sist besøkt 22. April 2015.
- Noreng, K. Brevik, B, G. Jelle, B, J. (2008). En temaveileder, Flate tak. En sammenfatning av preaksepterte løsninger med eksempler på utførelse. SINTEF Byggforsk.
- Norton, B. Eames, P, C. Mallick, T, K. Huang, M, J. McCormack, S, J. Mondol, J, D. Yohanis, Y, G. (2010). Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. Science Direct, Solar Energy 85 (2011) 1629-1664.
- NVE. (2013). Vurdering av nødvendige forskriftendringer for utsatt frist av AMS. Tilgjengelig via http://www.nve.no/PageFiles/23588/1749_001.pdf. Sist besøkt 6. Mai 2015
- Oreec. 2013. Resource mapping of solar energy – An overview of available data in Norway. Report: KVT/OB/2013/R046. Tilgjengelig via http://www.solenergi.no/wp-content/uploads/2010/01/KVT_OB_2013_R046_OREEC_Solressurskartlegging.pdf. Sist besøkt 23. April 2015.
- PVGIS Radiation databases. Tilgjengelig fra http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/databasehelp_en.html. Sist besøkt 17. April 2015.
- PVsystem. Offisiell programvare tilgjengelig via <http://www.pvsystem.com/en/>. Sist besøkt 13. Mai 2015.
- Quaschnig, V. Hanitsch, R. Numerical Simulation of Current-voltage Characteristics of Photovoltaic Systems With Shaded Solar Cells. Solar Energy, Vol 56, No 6, pp. 513-520, 1996.
- Radzimeska, E. (2003). The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells. Renewable Energy 28 (2003) 1-12.
- Rimstad, S. (2014). Analyse av oppvarmingsalternativer for frostsikring av en fritidsbolig. Master i energi og miljø, NTNU.
- Rye, J, F. Berg, N, G. (2011). The Second Home Phenomenon and Norwegian Rurality. Norsk Geografisk Tidsskrift - Norwegian Journal of Geography, 65:3, 126-136, DOI: 10.1080/00291951.2011.597873.
- Sievert, J. Rautschka, S. Gottschalk, M. (2013). Project Results for PV Battery Systems for Self-Consumption in Households. Tilgjengelig via http://www.ide-kassel.de/fileadmin/user_upload/downloads/Project_Results_for_PV_Battery_Systems_for_Self-Consumption_in_Households.pdf. Sist besøkt 8. Mai 2014.
- Shockley, W. & Queisser, H, J. (1961). Detailed Balance Limit of Efficiency og p-n Junction solar cells. Journal of Applied Physics volume 32. Number3.

Singh, P. Ravindra, N, M. (2012). Temperature dependence of solar cell performance—an analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 101, June 2012, side 36-45, ISSN 0927-0248. Elsevier Science Ltd.

Skoplaki, E. Boudouvis, A, G. Palyvos, J,A. (2008) A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 92, Issue 11, November 2008, Pages 1393-1402, ISSN 0927-0248, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016>.

Solar Electricity Handbook. (2015). Solar Angle Calculator. Tilgjengelig fra <http://solarelectricityhandbook.com/solar-angle-calculator.html>. Sist besøkt 17. April 2015.

Solar-Facts. How does an inverter work. <http://www.solar-facts.com/inverters/how-inverters-work.php>. Sist besøkt 16. april 2015.

SSB1. (2007). Bygningsmassen 2007. Tilgjengelig via <http://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/statistikker/bygningsmasse/aar/2007-02-27>. Sist besøkt 11. Mai 2015.

SSB2. (2015). Tabell: 03174: Eksisterende bygningsmasse. Fritidsbygg, etter bygningstype. <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=Fritidsbygg&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=bygg-bolig-og-eiendom&KortNavnWeb=bygningsmasse&StatVariant=&checked=true>. Sist besøkt 11. Mai 2015.

SSB3. (2014). Tabell: 06952: Byggeareal. Fritidsbygninger (K). Tilgjengelig via <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/define.asp?SubjectCode=01&ProductId=01&MainTable=ByggFritid&contents=IgangFritid&PLanguage=0&Qid=0&nvl=True&mt=1&pm=&SessID=4792554&FokusertBoks=1&gruppe1=Hele&gruppe2=Hele&VS1=Landet&VS2=&CMSSubjectArea=bygg-bolig-og-eiendom&KortNavnWeb=byggeareal&StatVariant=&Tabstrip=SELECT&aggreseotr=1&checked=true>. Sist besøkt 11. Mai 2015.

SSB4. (2013). Tabell: 08359: Prisar på elektrisk kraft og overføring av kraft til hushold (øre/kWh). Tilgjengelig via <https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=PrisKraftFylke&KortNavnWeb=elektrisitetaar&PLanguage=0&checked=true>. Sist besøkt 12. Mai 2015.

Statistikknett.no. Hytteturisme - Hyttebygging - Antall hytter og Areal - Din region. Tilgjengelig via http://www.statistikknett.no/reiseliv/hytte/hytte_bygg_region.aspx. Sist besøkt 25 April 2015.

Taugbøll, T. Vistad, O, I. Flyen, A. Swensen, G. Nybakken, A. Horgen, B, C. Grefsrud, R. Lein, K. Sivertsen, J, B. Gurigard, K. (2000) Hyttebygging i Norge – En oppsummering og vurdering av ulike miljø- og samfunnsmessige effekter av hyttebygging i fjell- og skogtraktene i Sør-Norge. Norsk intitutt for naturforskning. ISBN 82-426-1245-5.

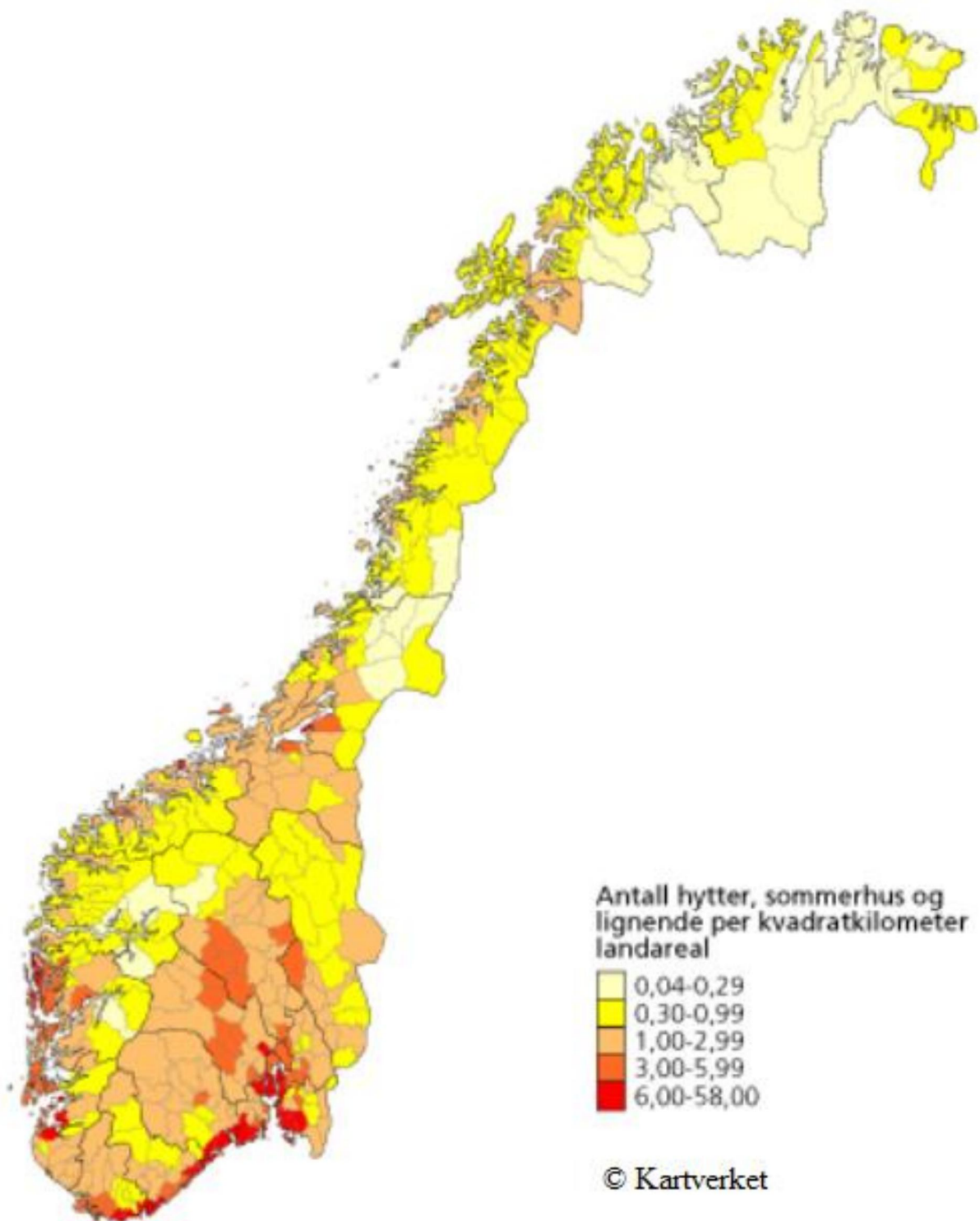
Tek-10. (2013). Anbefalte løsninger til Teknisk forskrift, kapittel 14. Energi. Tilgjengelig via http://www.glava.no/sitefiles/1/dokumenter//ProdDok_1500_1.pdf. Sist besøkt 24. April 2015.

Thorud, B. Nordahl, S, H. Bugge, L. Authen, M, L. Bernhard, P. (2013). Solstrøm I Norge. Enova SF, Asplan Viak As og Multiconsult AS.

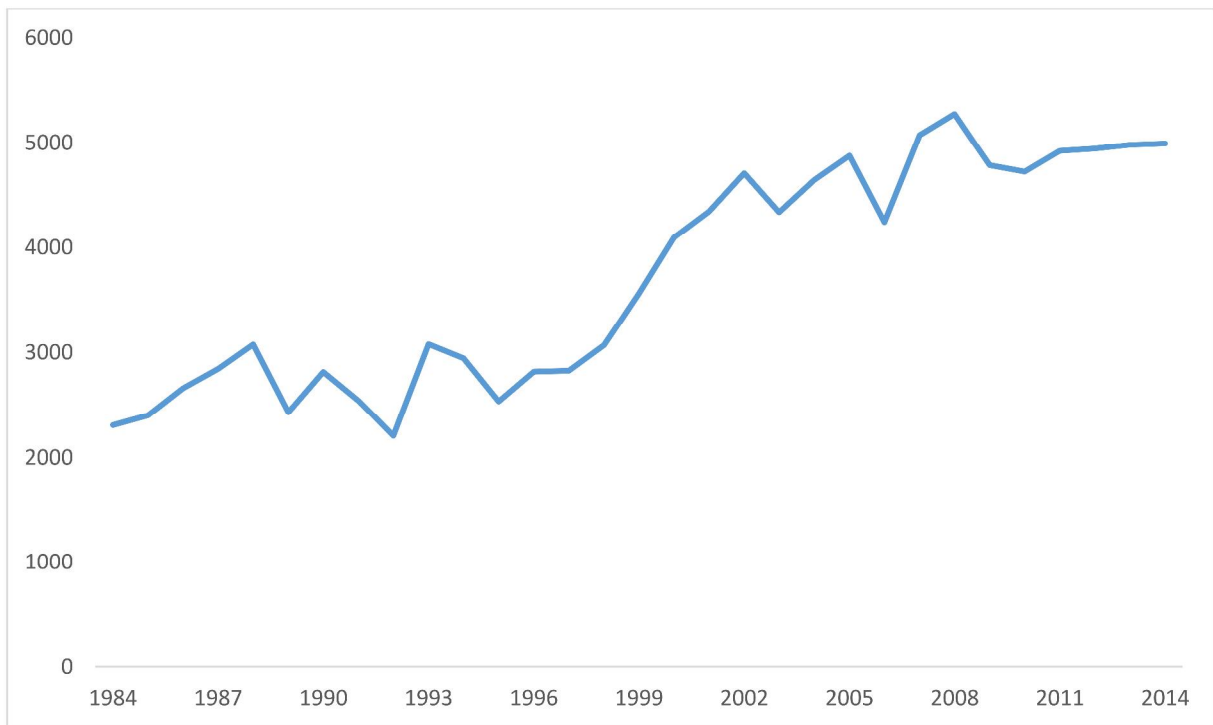
Varmepumpepatruljen. Verdt å vite om varmpumper. Tilgjengelig fra <http://www.varmepumpepatrulj.no/verdt-a-vite>. Sist besøkt 17. April 2015.

Wild, M. (2009), Global dimming and brightening: A review, J. Geophys. Res., 114, D00D16, doi:10.1029/2008JD011470.

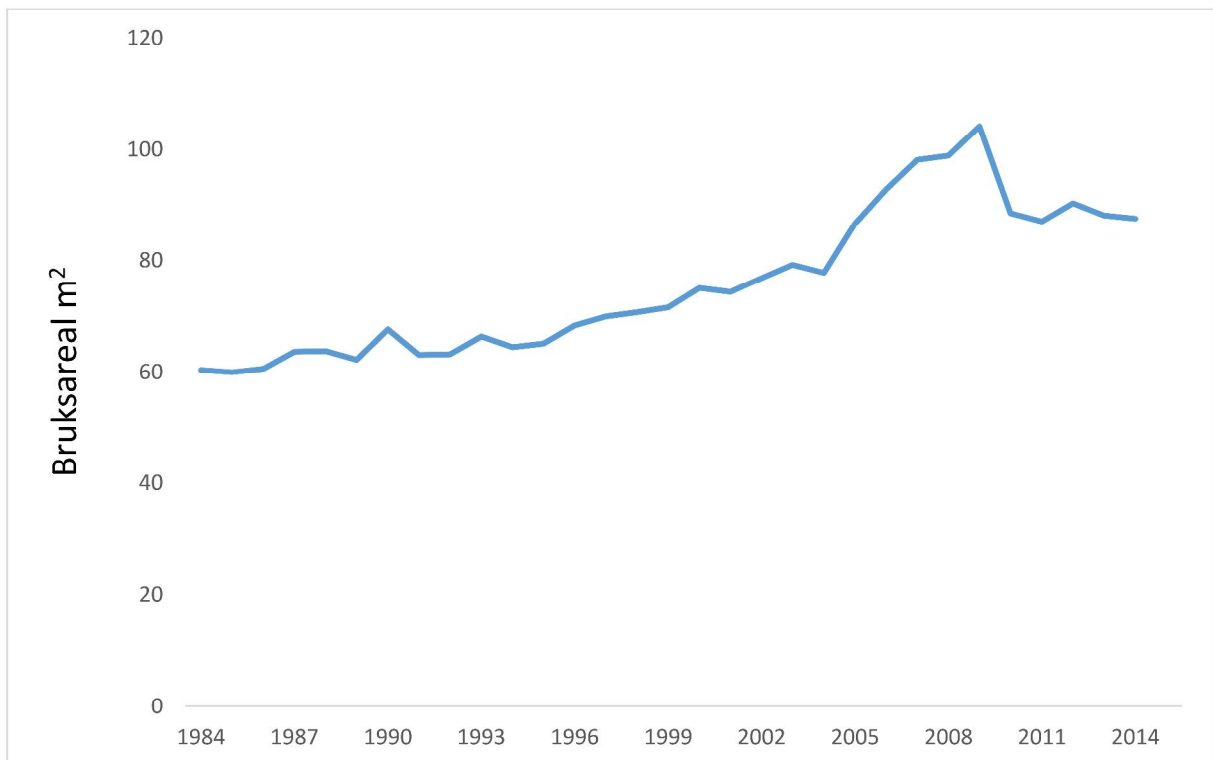
Vedlegg



Vedlegg 1: Tettheten av fritidsboliger i kommunene i Norge. Data fra SSB (SSB1) og kart fra kartverket (kartverket).



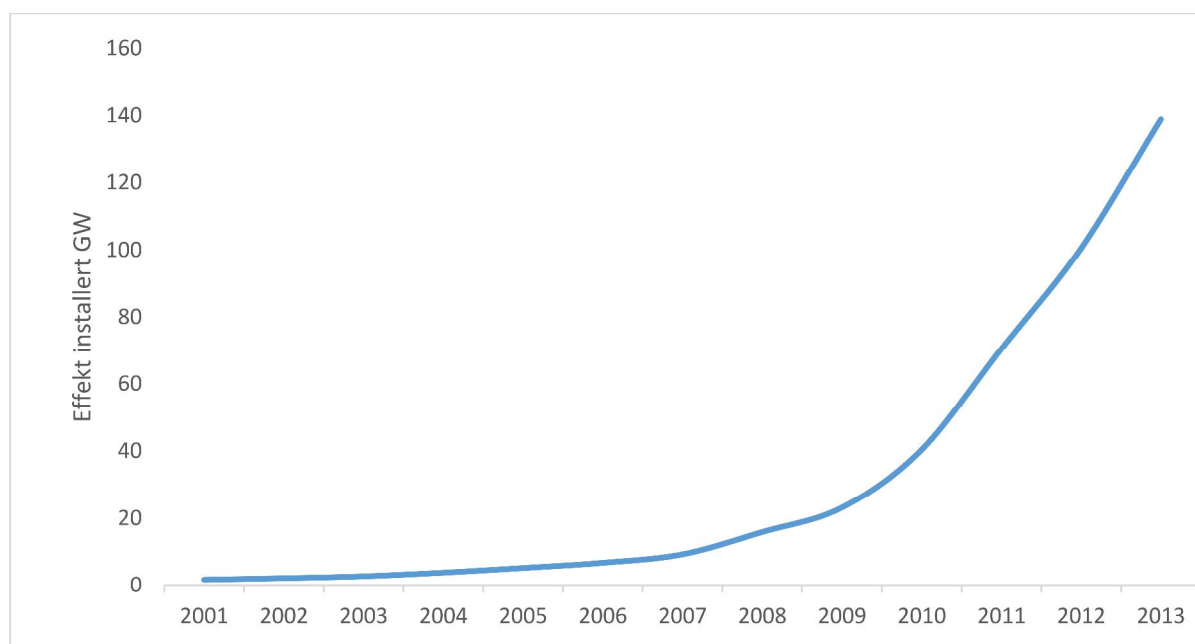
Vedlegg 2: Fullførte fritidsboliger per år i perioden 1984-2014. Figuren er basert på data fra SSB (SSB2).



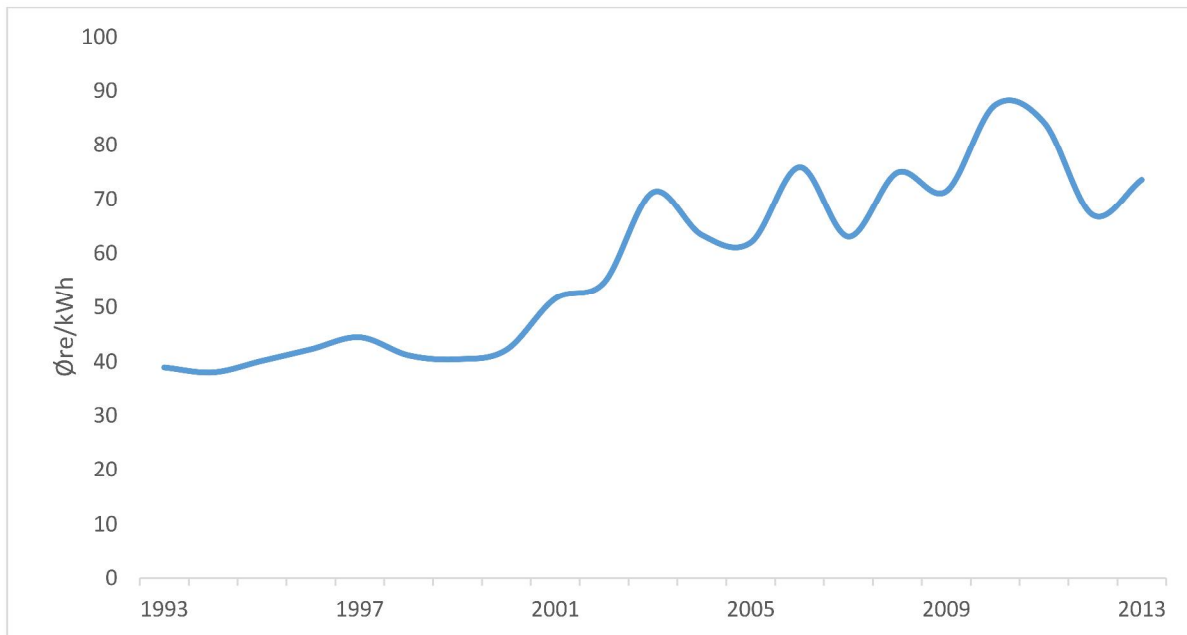
Vedlegg 3: Gjennomsnittlig bruksareal for norske fritidsboliger i perioden 1984-2014. Figuren er basert på data fra SSB (SSB3).

Vedlegg 4: Installert effekt fra solceller for noen utvalgte Europeiske land sortert etter antall watt per innbygger (Euroobserver 2015).

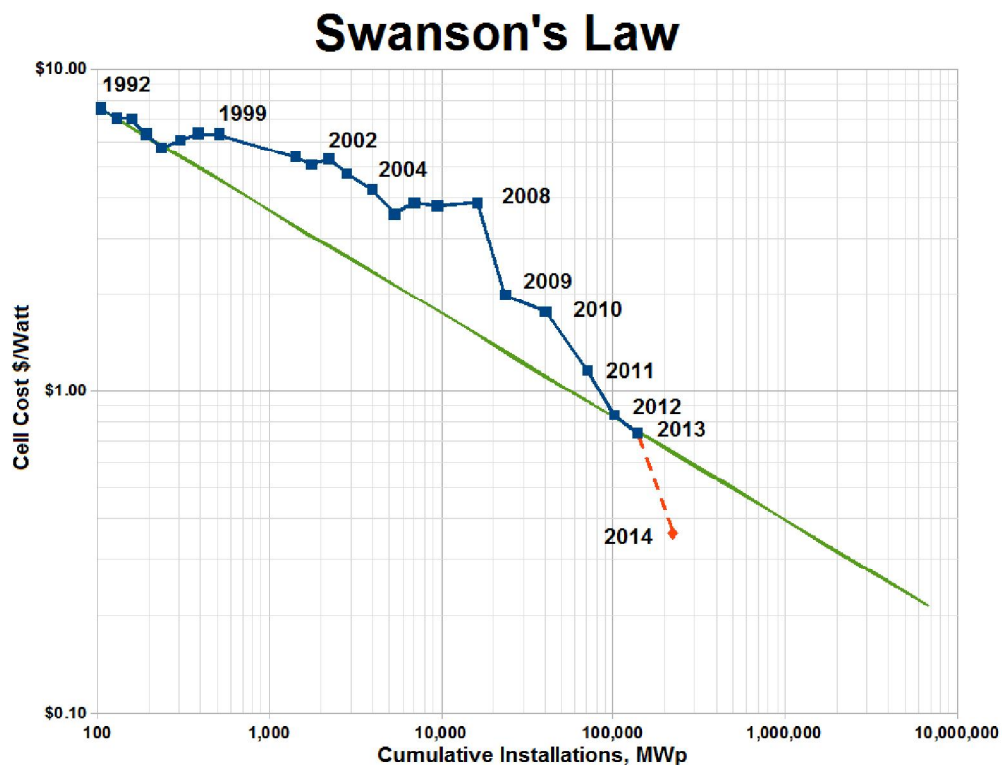
Land	Installert effekt MW	Installert effekt per innbygger W	Produsert elektrisitet GWh
Tyskland	38301	474	34930
Italia	18450	303	23299
Belgia	3105	277	2768
Hellas	2603	237	3856
Danmark	601	107	557
Spania	4787	103	8211
Frankrike	4698	88	5500
Storbritannia	5230	81	3931
Sverige	79	8,2	71
Norge	13	2,5	12



Vedlegg 5: Utviklingen av installert effekt fra solceller i verden. Data fra EPIA (EPIA 2014).



Vedlegg 6: Historiske gjennomsnittspriser for elektrisk energi inkludert avgifter for husholdninger i Norge. Figuren er basert på data fra SSB (SSB4).



Vedlegg 7: Historisk prisutvikling på solceller sett mot Swanson's som hevder prisen vil synke med 20 % for hver dobling av produksjonen.

Vedlegg 8: Antall fritidsboliger i Norge per 2015 fordelt etter fylke. Data fra SSB (SSB1).

Fylke	Antall Hytter	
Østfold	20 219	
Akershus	14 858	
Oslo	2 285	
Buskerud	45 268	
Vestfold	14 665	
Telemark	30 382	
Aust-Agder	18 948	
Vest-Agder	20 893	
Området i oppgaven		167 518
Hedmark	36 068	
Oppland	48 864	
Rogaland	19 723	
Hordaland	32 705	
Sogn og Fjordane	13 102	
Møre og Romsdal	20 929	
Sør-Trøndelag	33 194	
Nord-Trøndelag	17 619	
Nordland	34 695	
Troms	15 109	
Finnmark	12 279	
Hele landet	451 805	



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no