



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet  
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi  
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgave 2014  
30 stp.

# Småskala nettilknyttede solcelleanlegg i Norge: Elektrisitetskostnad og premisser for drift

Small-Scale Grid Connected PV Plants in Norway:  
Levelized Cost of Electricity and Operating  
Conditions

Knut Magnus Solbakken



## Forord

Denne masteroppgaven avslutter mine studier i miljøfysikk og fornybar energi ved Norges Miljø- og Biovitenskaplige Universitet (NMBU). Studieløpet er et bygget opp for å gi en kombinasjon av naturvitenskaplig og teknologisk kompetanse. Dette oppnås ved at de første årene brukes til faglig fordypning i matematikk og fysikk, før de siste årene brukes på teknologiske anvendelser av denne kunnskapen. Oppgavens oppbygning har flere likhetstrekk med oppbygningen av studiet. Først er det viet plass til en gjennomgang av den bakenforliggende fysiske teorien, før anvendelser av denne teorien brukes for å forklare og vurdere funnene. Arbeidet er gjort i samarbeid med Asplan Viak AS, som har stilt med biveileder til oppgaven.

Jeg vil takke Hovedbiblioteket ved NMBU for all bistand i arbeidet med å innhente litteratur. Takk fortjener også Kjell Eikland som lot meg få komme på befaring og innhente måledata fra solcelleanlegget han har på taket av huset sitt. Avslutningsvis rettes en stor takk til hovedveileder Petter Hieronymus Heyerdahl ved Institutt for matematiske realfag og teknologi og biveileder Lars Bugge hos Asplan Viak for gode råd og tips under veis.

Ås 11.5.2014

Knut Magnus Solbakken

# Innhold

<b>FORORD</b> .....	<b>I</b>
<b>INNHold</b> .....	<b>II</b>
FIGURLISTE .....	IV
TABELLISTE .....	VII
VEDLEGGSLISTE.....	IX
FORKORTELSER .....	X
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>1</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>3</b>
<b>1 INNLEDNING</b> .....	<b>5</b>
<b>2 BAKGRUNNSSTOFF</b> .....	<b>9</b>
2.1 OM INNSTRÅLINGEN FRA SOLA .....	9
2.1.1 Trigonometri.....	9
2.1.2 Spredning og absorpsjon i atmosfæren – Air Mass.....	10
2.1.3 Generelle regler for orientering av paneler.....	11
2.2 INNFORING I SOLCELLETEKNOLOGI.....	12
2.2.1 Strukturen til ulike stoffer .....	12
2.2.2 Elektronfordelingen i krystallinske halvledere .....	13
2.2.3 Doping av silisium .....	14
2.2.4 Virkemåten til pn-overgangen og diodekarakteristikk.....	14
2.2.5 Den fotovoltaiske effekt og modellering av fotovoltaisk celle .....	16
2.2.6 Strøm- og spenningskarakteristikk for et panel .....	17
2.2.7 Skygging .....	18
2.2.8 Virkningsgradsgrenser .....	20
2.2.9 Hvorfor silisiumsolceller? .....	23
2.2.10 Komponentene i et nettilknyttet solcelleanlegg .....	25
2.2.11 Standard testbetingelser for solceller.....	27
2.3 INNFORING I ELEKTROKJEMISK ENERGILAGRING .....	27
2.3.1 Grunnleggende oppbygging og elektrokjemiske prinsipper .....	28
2.3.2 Tapsmekanismer og overspenning.....	28
2.3.3 Utfordringer for sekundærbatterier .....	30
2.3.4 Dimensjonerende faktorer .....	30
2.3.5 Andre funksjoner for batteriet.....	31
2.4 ENERGIOVERFORING I DET NORSKE KRAFTNETTET.....	31
2.4.1 Kraftnettets organisering og tilstand .....	31
2.4.2 Fysiske aspekter ved energioverføring i strømmettet .....	32
2.4.3 Systemtjenester .....	42
2.4.4 Prinsipper for tariffing .....	42
2.5 METODE FOR ØKONOMISK SAMMENLIKNING: LCOE .....	43
<b>3 RESULTATER OG FUNN</b> .....	<b>45</b>
3.1 RESSURSPOTENSIALET I NORGE .....	45
3.2 FORVENTET PRODUKSJON I NORGE .....	47
3.2.1 Tapsmekanismer lagt til grunn av Multiconsult (2013).....	48
3.2.2 Resultatet av simuleringene utført av Multiconsult (2013).....	48
3.3 KOSTNADSNIVÅET I NORGE .....	49

3.3.1	<i>Komponentpriser</i> .....	49
3.3.2	<i>Systempriser funnet av Multiconsult (2013)</i> .....	50
3.3.3	<i>Systempriser i et modent marked</i> .....	51
3.4	LCOE-BEREGNINGER BASERT PÅ DATA FRA MULTICONSULT (2013) .....	52
3.4.1	<i>LCOE-beregninger basert på laveste og høyeste systempris</i> .....	54
3.4.2	<i>LCOE-beregninger basert på 30 års levetid</i> .....	55
3.4.3	<i>LCOE-vurderinger basert på alternativt anslag for systemprisene</i> .....	56
3.5	LCOE-VURDERING AV ET EKSISTERENDE ANLEGG .....	57
3.5.1	<i>Registrert produksjon</i> .....	58
3.5.2	<i>Systempriser i 2011</i> .....	58
3.5.3	<i>LCOE-beregninger</i> .....	59
3.6	FORHOLDET MELLOM STRØMPRODUSERENDE KUNDE OG NETTSELSKAP .....	60
3.6.1	<i>Plusskundeordningen</i> .....	60
3.6.2	<i>Pris for strøm levert til boligen</i> .....	61
3.7	MULIGE VIRKNINGER AV LOKALPRODUSERT SOLKRAFT I STRØMNETTET .....	63
3.7.1	<i>Belastning av distribusjonsnettet</i> .....	63
3.7.2	<i>Laststyring hos sluttbruker</i> .....	64
3.7.3	<i>Reaktiv effektkontroll ved hjelp av vekselretteren</i> .....	65
3.7.4	<i>Utfordringer knyttet til behov for balansekraft og frekvensstabilitet</i> .....	65
3.8	ELEKTROKJEMISK LAGRINGSTEKNOLOGI .....	69
3.8.1	<i>Noen aktuelle batterityper</i> .....	69
3.8.2	<i>Driftsregime for batterilager</i> .....	70
3.8.3	<i>Samspill mellom nettet og elektrisk kjøretøysflåte</i> .....	72
3.9	OFFENTLIGE STØTTEORDNINGER .....	72
3.9.1	<i>Elsertifikatordningen</i> .....	73
3.9.2	<i>Enova SF</i> .....	74
3.9.3	<i>Støttetiltak foreslått av aktører i bransjen</i> .....	75
<b>4</b>	<b>DISKUSJON</b> .....	<b>77</b>
4.1	MÅLTALL FOR LCOE.....	77
4.1.1	<i>Forbruksprofilens innvirkning på gjennomsnittlig strømpris</i> .....	78
4.2	ANSLAG FOR DAGENS LCOE FRA SMÅ SOLCELLEANLEGG .....	81
4.2.1	<i>Sensitivitet for LCOE-beregninger</i> .....	82
4.2.2	<i>Vedrørende avvik mellom LCOE-beregningene til Multiconsult (2013) og egne beregninger</i> .....	82
4.2.3	<i>Vurdering av LCOE-beregningene gjort for eksisterende anlegg</i> .....	84
4.3	RESSURSGRUNNLAG OG KLIMA .....	86
4.3.1	<i>Sammenfall mellom lav fyllingsgrad i vannmagasinene og gunstig periode for solcellekraft</i> .....	87
4.4	VIRKNINGEN AV EVENTUELLE STØTTEORDNINGER PÅ DAGENS LCOE.....	89
4.4.1	<i>Elsertifikatordningen</i> .....	89
4.4.2	<i>Støtte tilsvarende andre støtteberettigede tiltak i bolighus</i> .....	91
4.4.3	<i>Støttenivå ønsket av Solenergiforeningen</i> .....	92
4.4.4	<i>Utløsende støttenivå</i> .....	92
4.5	MULIG UTVIKLING I LCOE PÅ SIKT.....	96
4.6	STRATEGIER FOR MEST LØNNSOM DRIFT .....	97
4.6.1	<i>Potensiell systemnytte av sluttbrukerfleksibilitet og distribuert energiproduksjon</i> .....	98
4.6.2	<i>Vedrørende lokal lagring av energien</i> .....	99
4.7	FORSLAG TIL VIDERE ARBEID .....	100
<b>5</b>	<b>KONKLUSJON</b> .....	<b>101</b>
	<b>REFERANSER</b> .....	<b>102</b>

## Figurliste

FIGUR 1-1: SOLCELLEPANELER PÅ BOLIGHUS ER ET UVANLIG SYN I NORGE. OM LAG 3,5 MWH PRODUSERES ÅRLIG FRA PANELENE PÅ TAKET TIL KJELL EIKLAND. FOTO: KNUT M. SOLBAKKEN.....	7
FIGUR 2-1: FORENKLET FORDELING AV INNKOMMENDE SOLSTRÅLING SOM OPPSUMMERT AV CHEN (2011, s. 109).....	11
FIGUR 2-2: OPPSPLITTING AV DE LOVLIGE ENERGINIVÅENE SOM FØLGE AV PAULIS EKSKLUSJONSPRINSIPP. DE HORIZONTAL LINJENE REPRESENTERER ENERGINIVÅER. NÅR ANTALL ATOMER (N) ØKER, BLIR NIVÅENE SPLITTET I STADIG FLERE UNDERNIVÅER. FOR ET KRYSTALLINSK STOFF MED SVÆRT MANGE ATOMER UTGJØR UNDERNIVÅENE KONTINUERLIGE ENERGIBÅND.....	13
FIGUR 2-3: PRINSIPPSKISSE AV PN-OVERGANGEN. DET ELEKTRISKE FELTET STÅR OVER DEPLESJONSSONEN FRA N-SIDEN MOT P-SIDEN. GJENGITT MED TILLATELSE FRA BELSBY ET AL. (2013).....	15
FIGUR 2-4: SKISSER AV STRØM- OG SPENNINGSKARAKTERISTIKK FOR EN DIODE. TIL VENSTRE VISES ET IDEALISERT TILFELLE. DET GÅR INGEN STRØM FØR SPENNINGEN $V_F$ I LEDERETNING TILSVARER KNEPENNINGEN $V_K$ . DA VIL DET FLYTE EN FOROVERSTRØM $I_F$ . UANSETT HVOR STOR $I_F$ BLIR, ØKER IKKE SPENNINGEN YTTERLIGERE. I SPERRERETNING GÅR DET INGEN STRØM FØR REVERSSPENNINGEN $V_R$ BLIR SÅ STOR AT DEN NÅR SPENNINGEN FOR SAMMENBRUDD $V_{RRM}$ . TIL HØYRE ER DET SKISSET EN MER REELL TILNÆRMING. HER VISES EN MARGINAL ØKNING I $V_F$ MED ØKENDE $I_F$ ETTER $V_K$ ER PASSERT. DETTE FØLGER AV AT DET ER EN VISS MOTSTAND I HALVLEDERMATERIALET SOM GIR ØKT SPENNINGSFALL VED ØKT STRØMSTYRKE. FIGUREN INDIKERER OGSÅ EN VISS REVERSSTRØM $I_R$ NÅR REVERSSPENNING $V_R$ PÅTRYKES. ....	16
FIGUR 2-5: FOTOVOLTAISK CELLE MODELLERT SOM EN LIKESTRØMSGENERATOR I PARALLELL MED EN DIODE. GJENGITT MED TILLATELSE FRA BELSBY ET AL. (2013).....	17
FIGUR 2-6: STRØM- OG SPENNINGSKARAKTERISTIKK (MØRKEBLÅ) OG EFFEKTKURVE (LYSEBLÅ) FOR 1,65 M <sup>2</sup> STORT SOLCELLEPANEL. MÅLINGENE BLE GJORT I FORBINDELSE MED ET LABORATORIEEKSPERIMENT VED UMB HØSTEN 2013. INNSTRÅLT EFFEKT VARIERTE NOE I LØPET AV FORSØKET, MED ET GJENNOMSNIITT PÅ 1086 W/M <sup>2</sup> . GJENGITT MED TILLATELSE FRA BELSBY ET AL. (2013).....	18
FIGUR 2-7: IV-KURVER FOR TO SERIEKOBLEDE SOLCELLER. DEN ØVRE KURVEN ER FOR EN USKYGGET CELLE. DEN NEDRE FOR EN DELVIS SKYGGET CELLE. SERIEKOBLINGEN TVINGER BEGGE CELLENE TIL Å HA SAMME STRØM. RESULTATET ER EN SPENNINGØKNING I DEN FRISKE CELLEN. GJENGITT MED TILLATELSE FRA BELSBY ET AL. (2013).....	19
FIGUR 2-8: SERIEKOBLING AV FIRE SOLCELLER. ÉN CELLE ER FULLSTENDIG SKYGGET, HVILKET MEDFØRER NULL STRØM OG NULL SPENNINGSFALL OVER LASTEN. SPENNINGEN OVER DE ØVRIGE CELLENE (X VOLT) FALLER MOTSATT VEI OVER DEN SOM ER SKYGGET. GJENGITT MED TILLATELSE FRA BELSBY ET AL. (2013).....	19
FIGUR 2-9: BYPASS-DIODEN FORHINDRER AT DEN SKYGGEDE SOLCELLEN BRYTER SAMMEN. REVERSSPENNINGEN OVER SOLCELLEN ER I BYPASS-DIODENS LEDERETNING. STRØMMEN LEDES DERMED FORBI DEN SKYGGEDE CELLEN OG SAMMENBRUDD UNNGÅS. GJENGITT MED TILLATELSE FRA BELSBY ET AL. (2013).....	20
FIGUR 2-10: IV-KURVE MED HJELPELINJER SOM ILLUSTRERER FYLLFAKTOREN. FYLLFAKTOREN KAN SES PÅ SOM HVOR STOR ANDEL DET INNERSTE REKTANGELETS AREAL (MAKSIMAL LEVERT EFFEKT) UTGJØR AV DET YTTERSTE REKTANGELETS AREAL (TENKT EFFEKT VED MAKSIMAL STRØM OG SPENNING). ....	23
FIGUR 2-11: DEN TEKSTURERTE OVERFLATEN GJØR AT DET SOLLYSET SOM REFLEKTERES TREFFER CELLEN FLERE GANGER, HVILKET ØKER ANDELEN SOM ABSORBERES. ....	25
FIGUR 2-12: OVERSPENNINGER VED UT- OG OPPLADING AV BATTERI. TIL VENSTRE ILLUSTRERES DET HVORDAN SPENNINGEN UNDER UTLADING, $V_{UT}$ , ER MINDRE ENN DEN REVERSIBLE CELLESPENNINGEN, $V_R$ . DETTE SKYLDES OVERSPENNINGENE $\eta$ VED HVER AV ELEKTRODENE. TIL HØYRE ILLUSTRERES DET HVORDAN LADESPENNINGEN, $V_{OPP}$ , ER HØYERE ENN DEN REVERSIBLE CELLESPENNINGEN PÅ GRUNN AV OVERSPENNINGENE VED ELEKTRODENE. ....	29
FIGUR 2-13: KRETSSKJEMA MED VEKSELGENERATOR OG OHMSK RESISTANS. PLUSSTEGNET OVER GENERATOREN INDIKERER POLARITETEN I ØYEBLIKKET. UNDER KRETSSKJEMA ER DET ET FASEDIAGRAM SOM VISER STRØM OG SPENNING SOM TO VEKTORER I FASE. INSPIRERT AV WILDI (2006, s. 136).....	34
FIGUR 2-14: PRINSIPPILLUSTRASJON FOR AKTIV EFFEKT. STRØM OG SPENNING ER HER I FASE OG VEKSLER MELLOM POSITIV OG NEGATIV LANGS TIDSAKSEN MOT HØYRE. EFFEKTEN ER ALLTID POSITIV. DEN HAR SIN HØYESTE VERDI SOM $2VI$ DER $V$ ER DEN EFFEKTIVE	

SPENNINGEN OG I ER DEN EFFEKTIVE STRØMMEN. REN VISUELL INSPEKSJON VISER AT DEN GJENNOMSNIITTLIGE EFFEKTEN P ER HALVPARTEN AV MAKSIMALEFFEKTEN. INSPIRERT AV WILDI (2006, s. 136).....	35
FIGUR 2-15: KRETSSKJEMA MED VEKSELGENERATOR OG INDUKTIV REAKTANS. PLUSSTEGNET OVER GENERATOREN INDIKERER POLARITETEN I ØYEBLIKKET. UNDER KRETSSKJEMA ER DET ET FASEDIAGRAM SOM VISER STRØM OG SPENNING SOM TO VEKTORER DER STRØMMEN ER FASEFORSKJØVET 90° I FORHOLD TIL SPENNINGEN. INSPIRERT AV WILDI (2006, s. 137).....	36
FIGUR 2-16: PRINSIPPILLUSTRASJON FOR REAKTIV EFFEKT. STRØMMEN ER HER FASEFORSKJØVET 90° BAK SPENNINGEN. EFFEKTEN VEKSLER MELLOM Å VÆRE POSITIV OG NEGATIV LANGS TIDSAKSEN MOT HØYRE. AVSTANDEN MELLOM EFFEKTENS TOPP- OG BUNNPUNKT ER FORTSATT 2VI, MEN DA KURVEN PENDLER SYMMETRISK OM NULL, ER SNITTVERDIEN NULL. INSPIRERT AV WILDI (2006, s. 137). .....	37
FIGUR 2-17: KRETS MED BÅDE SPOLE OG KONDENSATOR SOM STÅR UNDER SAMME VEKSELSPENNING FRA GENERATOREN. GRENSTRØMMEN NED TIL SPOLEN ER LIKE STOR SOM GRENSTRØMMEN TIL KONDENSATOREN. DISSE GRENSTRØMMENE ER 180° UTE AV FASE MED HVERANDRE. FØLGELIG ER STRØMMEN FRA GENERATOREN I=0A. GENERATOREN LEVERER DA INGEN EFFEKT. DEN REAKTIVE EFFEKTEN I SPOLEN KOMMER FRA KONDENSATOREN. ....	38
FIGUR 2-18: EN KRETS MED BÅDE OHMSK RESISTANS OG SPOLE. DET FORBINDES EN STRØM I <sub>Q</sub> MED DEN REAKTIVE EFFEKTEN TIL SPOLENE OG EN STRØM I <sub>P</sub> MED DEN AKTIVE EFFEKTEN TIL RESISTANSEN. DEN TOTALE STRØMMEN I FRA GENERATOREN FINNES VED Å BRUKE PYTHAGORAS PÅ VEKTORDIAGRAMMET UNDER KRETSTEGNINGEN. INSPIRERT AV WILDI (2006, s. 141).....	39
FIGUR 2-19:OVERFØRINGSLINJE REPRESENTERT VED FIRE IDENTISKE SEGMENTER. SPENNINGEN V STÅR MELLOM LINJEN OG JORDPOTENSIALET N. INSPIRERT AV WILDI (2006, s. 718). .....	40
FIGUR 2-20: ENDELIG EKVALENT KRETS FOR OVERFØRINGSLINJE. MODELLEN ER I FØLGE WILDI (2006, s. 718) GYLDIG FOR LINJER PÅ 50 HZ OG 60 HZ MED LENGDER KORTERE ENN 250 KM. FIGUREN KAN OGSÅ REPRESENTERE EN ENKELT FASE I EN TREFASLINJE. ....	40
FIGUR 3-1: DEN INNSTRÅLTE ENERGIEN MOT EN HORIZONTAL FLATE FOR FIRE REPRESENTATIVE KLIMASTEDER LAGT TIL GRUNN AV MULTICONSULT (2013). DATA FOR OSLO ER BASERT PÅ FAGKLIM PÅ ÅS, MENS DE ØVRIGE BASERER SEG PÅ METEONORM (V. 7). VEDLEGG 1 VISER DET FULLSTENDIGE TALLGRUNNLAGET FOR FIGUREN.....	46
FIGUR 3-2: GJENNOMSNIITTLIGE SYSTEMPRIS FOR 7 kWp GROVFORDELT PÅ TRE POSTER BASERT PÅ TALL FRA MULTICONSULT (2013, TABELL 4 S. 18) .....	50
FIGUR 3-3: GJENNOMSNIITTLIGE SYSTEMPRIS FOR 100 kWp ANLEGG GROVFORDELT PÅ TRE POSTER BASERT PÅ TALL FRA (MULTICONSULT 2013, TABELL 4 S. 18) .....	50
FIGUR 3-4: SYSTEMPRIS FOR 7 kWp ANLEGG GROVFORDELT PÅ TRE POSTER BASERT PÅ TALL FRA BUGGE (2014). TOTALE PRIS ER 1 500 €/kWp ELLER 12,3 kNOK/kWp VED EN OMREGNINGSKURS PÅ 8,23. ....	51
FIGUR 3-5: SAMMENLIKNING I ABSOLUTTE VERDIER AV DE ULIKE KOSTNADSPOSTENE FOR ANLEGG TIL BOLIGHUS.....	52
FIGUR 3-6: ILLUSTRASJON AV HVORDAN LCOE VARIERER MED RESSURSPOTENSIALET OG DERMED GEOGRAFISK REGION. BASERT PÅ MULTICONSULT (2013, TABELL 7 S. 24). .....	54
FIGUR 3-7: LCOE-INTERVALL FOR 7 kWp-ANLEGG TIL ENEBOLIG FOR DE FEM GEOGRAFISKE STEDENE. FORVENTET LCOE ER MARKERT MED HORIZONTAL, GRØNN LINJE. ....	55
FIGUR 3-8: DET SYDVENDTE TAKET TIL KJELL EIKLAND HAR 3,84 kWp INSTALLERT SOLCELLEEFFEKT. FOTO: KNUT M. SOLBAKKEN. ..	57
FIGUR 3-9: SYSTEMPRISEN FOR ANLEGG TIL KJELL EIKLAND KATEGORIVIS FORDELT. ....	59
FIGUR 3-10: GRAFISK OVERSIKT OVER VARIASJONEN I PRIS FOR LEVERT ELEKTRISK ENERGI TIL HUSHOLDNING I DE ULIKE PRISOMRÅDENE. PRISEN VISER SOM KR/kWh OMREGNET FOR TRE ULIKE NIVÅER AV ÅRLIG FORBRUK. ....	63
FIGUR 3-11.: ÅRSPRODUKSJONEN FOR 2013 MÅNEDSFORDELT FOR 3,84 kWp ANLEGG I ASKER. TOTAL ÅRSPRODUKSJON VAR 3,50 MWh (EIKLAND 2014).....	67
FIGUR 3-12: VARIASJON I Fyllingsgrad samlet for hele landet for årene 2005-2013. STATISTIKKEN BASERER SEG PÅ ET UTVALG KRAFTMAGASINER FRA LANDETS PRISOMRÅDER SOM TIL SAMMEN UTGJØR 82,2 TWh AV LANDETS TOTALE MAGASINKAPASITET PÅ 84,3 TWh NVE (U.Å., NETTBASERT STATISTIKKGENERATOR).....	68
FIGUR 4-1: VARIASJONEN I DEN GJENNOMSNIITTLIGE MÅNEDLIGE SPOTPRISEN FOR PERIODEN 2005-2013 FREMSTILT GRAFISK. ....	79
FIGUR 4-2: ANDER AV TOTALT STRØMFORBRUK PR MÅNED I 2013 FOR LEILIGHET I VESTBY. SNITTEMPERATUR PER MÅNED FOR NÆRMESTE MÅLESTASJON (NBMU S MÅLESTASJON PÅ ÅS) ER PLOTTET I SAMME FIGUR. ....	80
FIGUR 4-3: SAMMENLIKNING AV MULTICONSULT SINE BEREGNINGER AV LCOE OG EGNE BEREGNINGER BASERT PÅ MULTICONSULT SINE DATA.....	84

FIGUR 4-4: SAMMENLIKNING AV INNSTRÅLINGSDATA FRA FAGKLIM OG METEONORM (V. 7) FOR OSLO/ÅS. BASERT PÅ DATA OPPGITT AV MULTICONSULT (2013, TABELL 9 S. 28).....	87
FIGUR 4-5: GJENNOMSNTTLIG Fyllingsgrad per uke for perioden 2005-2013 plottet sammen med den månedlige produksjonen fra det 3,84 kWp store anlegget i Asker.....	88
FIGUR 4-6: SAMMENLIKNING AV LCOE FOR ULIKE ANLEGGSTØRRELSER MED OG UTEN ELSERTIFIKATER. EN GJENNOMSNTTLIG SYSTEMPRIS PÅ 26 kNOK/kWp ER LAGT TIL GRUNN.....	90
FIGUR 4-7: LCOE-INTERVALLER FOR ANLEGG TIL ENEBOLIG GITT INVESTERINGSSTØTTE PÅ KR 25 000. FORVENTET LCOE ER MARKERT MED HORIZONTAL, GRØNN LINJE. BEREGNINGENE ER GJORT FOR 25 OG 30 ÅRS ØKONOMISK LEVETID. ....	91
FIGUR 4-8: LCOE-INTERVALLER FOR ANLEGG TIL ENEBOLIG GITT INVESTERINGSSTØTTE PÅ 40 % AV PROSJEKTKOSTNADENE. FORVENTET LCOE ER MARKERT MED HORIZONTAL, GRØNN LINJE. BEREGNINGENE ER GJORT FOR 25 OG 30 ÅRS ØKONOMISK LEVETID.....	92
FIGUR 4-9: LCOE-INTERVALLER FOR ANLEGG TIL ENEBOLIG GITT INVESTERINGSSTØTTE PÅ 55 % AV PROSJEKTKOSTNADENE. FORVENTET LCOE ER MARKERT MED HORIZONTAL, GRØNN LINJE. BEREGNINGENE ER GJORT FOR 25 OG 30 ÅRS ØKONOMISK LEVETID.....	93
FIGUR 4-10: INTERVALLER FOR PRISEN FOR NETTILKNYTTEDE SOLCELLEANLEGG I NORGE FRA 2008 TIL 2014. GRØNN, HORIZONTAL LINJE REPRERENTERER DET PRISNIVÅET PÅ 30 kNOK/kWp SOM I 2011 AV KAN ENERGI OG SINTEF BYGGFØRSK (2011) BLE SETT PÅ SOM MULIG Å OPPNÅ PÅ SIKT.....	96



## Tabelliste

TABELL 2-1: SENTRALE TRIGONOMETRISKE VINKLER FOR SOLINNSTRÅLING. FRITT ETTER CHEN (2011, s. 78-80).....	9
TABELL 2-2: SENTRALE ASPEKTER VED DE TRE DELENE AV DET NORSKE KRAFTNETTET BASERT PÅ NOU 2012:9 (s. 159).....	32
TABELL 2-3: DE ULIKE AKTIVE OG REAKTIVE EFFEKTENE FORBUNDET MED EN OVERFØRINGSLINJE. UTTRYKKENE ER FORENKLET, DA DE FORUTSETTER AT DET STÅR SAMME SPENNING $V$ OVER KILEN OG LASTEN. BASERT PÅ WILDI (2006, s. 720).....	41
TABELL 2-4: INNDELINGEN AV PRISOMRÅDENE. DETTE ER IKKE Å FORSTÅ SOM EN SKARP GEOGRAFISK INNDELING. OMRÅDENE REFERERER TIL NODER I KRAFTNETTET OG JUSTERES NÅR NETTET ENDRES (STATNETT 2014). .....	42
TABELL 3-1: TOTALT ÅRLIG INNSTRÅLT ENERGI MOT HORIZONTAL FLATE FOR DE FIRE KLIMASTEDENE VURDERT AV MULTICONSULT (2013). TALLENE ER SUMMEN AV MÅNEDSVERDIENE PRESENTERT I GRAFEN OVENFOR. ....	47
TABELL 3-2: DATA FOR DE TRE ULIKE ANLEGGSTYPENE SOM MULTICONSULT (2013) HAR SIMULERT MED PVSYST.....	47
TABELL 3-3: GJENNOMGANG AV TAPMEKANISMEENE MULTICONSULT (2013, s. 13-14) LEGGER TIL GRUNN VED SIMULERING AV STRØMPRODUKSJON I PVSYST. ....	48
TABELL 3-4: SPESIFIKK YTELSE OG YTELSEFAKTOR FOR TRE ULIKE ANLEGGSTYPER PÅ FEM FORSKJELLIGE STEDER I LANDET SOM BEREGNET I MULTICONSULT (2013, s. 14). ....	49
TABELL 3-5: TOTAL SYSTEMPRIS FOR DE TRE ANLEGGSTØRRELSENE BASERT PÅ MULTICONSULT (2013, TABELL 5 s. 19) .....	51
TABELL 3-6: ANTAKELSER OG FORUTSETNINGER LAGT TIL GRUNN I LCOE- BEREGNINGENE UTFØRT AV MULTICONSULT (2013, TABELL 6 s. 22). FOR ENEBOLIG ER SYSTEMPRISEN OPPGITT INKLUSIVE MVA. ....	52
TABELL 3-7: LCOE-RESULTATER SOM GITT AV MULTICONSULT (2013, TABELL 7 s. 24) OG VED EGNE BEREGNINGER BASERT PÅ DATA OPPGITT AV MULTICONSULT (2013).....	53
TABELL 3-8: LAVESTE OG HØYESTE LCOE BEREGNET MED UTGANGSPUNKT I LAVESTE OG HØYESTE SYSTEMPRIS ESTIMERT AV MULTICONSULT (2013, s. 19) FOR HVER AV DE TRE ANLEGGENE PÅ HVERT STED. ....	55
TABELL 3-9: LCOE FOR BESTE OG DÅRLIGSTE KLIMASTED GITT 30 ÅRS ØKONOMISK LEVETID, ØVRIGE FORUTSETNINGER UENDRET. ...	56
TABELL 3-10: ØVRIGE FORUTSETNINGER LAGT TIL GRUNN I LCOE- BEREGNINGENE MED TYSKE PROSJEKTKOSTNADER. I SENARIO 1 ER 25 ÅRS ØKONOMISK LEVETID LAGT TIL GRUNN. SENARIO 2 FORUTSETTER 30 ÅRS ØKONOMISK LEVETID. KOSTNAD INVERTERBYTTE FORUTSETTER TYSKE PRISER. ....	56
TABELL 3-11: LCOE FOR 7 kWp-ANLEGG MED RESSURSGRUNNLAGET I NORGE OG TYSKE SYSTEMPRISER. BEREGNINGENE ER GJORT FOR 25 OG 30 ÅRS LEVETID. ....	56
TABELL 3-12: SENTRALE TEKNISKE DATA FOR ANLEGGET TIL KJELL EIKLAND .....	58
TABELL 3-13: PRODUKSJONEN I 2013 OG TILHØRENDE SPESIFIKK YTELSE FOR ANLEGGET.....	58
TABELL 3-14: SYSTEMPRISEN ANLEGGET TIL KJELL EIKLAND HADDE I 2011.....	59
TABELL 3-15: FORUTSETNINGER LAGT TIL GRUNN I DE TRE LCOE-SCENARIENE.....	60
TABELL 3-16: LCOE FOR DE TRE SCENARIENE.....	60
TABELL 3-17: GJENNOMSNIITTLIG NETTLEIE INKLUDERT FORBRUKSAVGIFT OG MVA I PERIODEN 2005-JAN. 2014 FOR DE FORSKJELLIGE PRISOMRÅDENE. NORDLAND, TROMS OG FINNMARK ER FRITATT FOR MVA. FINNMARK OG ENKELTE KOMMUNER I NORDLAND ER FRITATT FOR FORBRUKSAVGIFT. BEREGNINGEN BASERER SEG PÅ NVEs FYLKESFORDELTE STATISTIKK (NVE 2009). ....	61
TABELL 3-18: GJENNOMSNIITTLIG MÅNEDLIG SPOTPRIS (EKSKL. MVA.) I PRISOMRÅDENE FOR PERIODEN JANUAR 2005- DESEMBER 2013. TALLGRUNNLAG HENTET FRA NORDPOOL (2014). ....	62
TABELL 3-19: GJENNOMSNIITTLIG TOTALPRIS OMREGNET TIL KR/kWh PÅ LEVERT STRØM TIL BOLIGHUS INKLUDERT AVGIFTER OG MVA. DER DET IKKE ER FRITAK FOR DETTE. ....	62
TABELL 3-20: FORDELER OG ULEMPER MED AKTUELLE BATTERITYPER, SAMT EGNET EFFEKTOMRÅDE OG KOSTNADER PER EFFEKT OG PER ENERGI SLIK DE ER BESKREVET AV CHEN ET AL. (2009, s. 297-298 OG 307). KOSTNADEN REFLEKTERER NIVÅET I 2009, MEN TJENER SOM INNBYRDES SAMMENLIKNING MELLOM DE ULIKE TYPENE.....	70
TABELL 3-21: GEBYRER I FORBINDELSE MED SØKNAD OM ELSERTIFIKATER (NVE 2012). ....	73
TABELL 3-22: UTDRAG AV ENOVAS STØTTEORDNINGER FOR TILTAK I BOLIGHUS. TABELLEN FORKLARER STØTTEORDNINGENE PÅ ET OVERORDNET NIVÅ OG GÅR IKKE INN PÅ SÆRSKILTE KRITERIER FOR DEN ENKELTE ORDNING (ENOVA U.Å.-A) .....	75
TABELL 4-1: DET NØDVENDIGE LCOE-NIVÅET FOR AT STRØMMEN FRA SOLCELLEANLEGG TILKNYTTET BOLIGHUS SKAL VÆRE KONKURRANSedyktige PÅ PRIS. ENERGIPRODUSENT-SCENARIET FORUTSETTER AT FORMÅLET MED ANLEGGET ER REN ENERGIPRODUKSJON FOR SALG TIL NETTET. DE TO ENØK-SCENARIENE REPRERENTERER BOLIGER MED HENHOLDSVIS 10 MWh	

OG 20 MWH ÅRLIG FORBRUK OG FORUTSETTER AT FORMÅLET MED SOLCELLEANLEGGET ER Å FORTRENGE STRØMMEN FRA NETTET. ....	78
TABELL 4-2: TOTALPRIS FOR LEVERT STRØM I KR/KWH FOR 10 000 KWH ÅRLIG FORBRUK. PRISEN ER BEREGET MED STRØMPRIS VEKTET ETTER FORBRUK. UVEKTET STRØMPRIS OPPGIS TIL SAMMENLIKNING. ....	80
TABELL 4-3: ANTAKELSER OG FORUTSETNINGER LAGT TIL GRUNN I LCOE- BEREGNINGENE UTFØRT AV MULTICONSULT (2013, TABELL 6 S. 22). FOR ENEBOLIG ER SYSTEMPRISEN OPPGITT INKLUSIVE MVA. ....	83
TABELL 4-4: LCOE-RESULTATER SOM GITT AV MULTICONSULT (2013, TABELL 7 S. 24) OG VED EGNE BEREGNINGER BASERT PÅ DATA OPPGITT AV MULTICONSULT (2013). DET ER KUN BEREGNINGENE FOR ENEBOLIG SOM MEDTAS HER, DA ØVRIGE VERDIER BLIR SOM I KAPITTEL 3.4 (TABELL 3-7). ....	83
TABELL 4-5: INNTEKTER OG UTGIFTER KNYTTET TIL ELSERTIFIKATER FOR TO SOLCELLEANLEGG FORUTSATT EN SNITTPRIS PÅ KR 185 PER SERTIFIKAT. FOR NÅVERDIJUSTERINGEN ER DET FORUTSATT $R = 5\%$ ....	89
TABELL 4-6: FORUTSETNINGER LAGT TIL GRUNN FOR ESTIMERING AV LCOE MED ELSERTIFIKATER ....	90
TABELL 4-7: AVGIFTENE SOM VILLE PÅLØPT EN BIL MED SAMME MOTOREFFEKT OG EGENVEKT SOM EN TESLA MODEL S. I AVGIFTSKALKULATOREN ER DET FORUTSATT FØRSTEGANGSREGISTRERING 1. MAI 2014 OG UTSLIPP AV CO <sub>2</sub> OG NO <sub>x</sub> ER SATT TIL NULL. ....	94

## Vedleggsliste

Alle sidetall henviser til sider i vedlegget

VEDLEGG 1: FULLSTENDIG TALLGRUNNLAG FOR (MULTICONSULT 2013)SINE KLIMADATA.....	I
VEDLEGG 2: GJENNOMSNTLIGE KOMPONENTPRISER FOR SOLCELLEANLEGG PÅ BOLIGHUS (MULTICONSULT 2013, TABELL 4 S. 18). ..	II
VEDLEGG 3: GJENNOMSNTLIGE KOMPONENTPRISER FOR SOLCELLEANLEGG PÅ NÆRINGSBYGG MULTICONSULT (2013, TABELL 4 S. 18).....	II
VEDLEGG 4: KOMPONENTPRISER FOR SOLCELLEANLEGG LEVERT AV IBC-SOLAR PÅ BOLIGHUS I TYSKAND (BUGGE 2014). PRISEN ER OMREGNET FRA EURO MED 1 EUR = 8,23 NOK. ....	III
VEDLEGG 5: NVE SIN NETTLEIESTATISTIKK. FYLKESOVERSIKT OVER BEREGNET NETTLEIE FOR HUSHOLDNINGER FRA 2005 TIL JANUAR 2014 - VEID GJENNOMSNTT. NETTLEIEN ER INKL. MVA. (25%) OG INKL. FORBRUKSAVGIFT 15,49 ØRE/KWH INKL. MVA. DER DET IKKE ER FRITAK FOR DETTE (NVE 2009) .....	IV
VEDLEGG 6: SPOTPRIS PER PRISOMRÅDE FOR PERIODEN JANUAR 2005 TIL DESEMBER 2013 HENTET FRA NORDPOOL. PRISEN ER EKSKLUSIVE MVA. (NORDPOOL 2014).....	V
VEDLEGG 7: OVERSIKT OVER FYLLINGSGRAD PÅ LANDSBASIS (SNITT FOR LANDETS KRAFTMAGASINER) I PERIODEN 2005-2013. MAGASINENE I UTVALGET UTGJØR 82,2 TWH AV LANDETS TOTALE MAGASINKAPASITET PÅ 84,3 TWH TALL HENTET FRA STATISTIKKGENERATOREN TIL NVE (U.Å.).....	VIII
VEDLEGG 8: FORBRUK OG UTETEMPERATUR FOR 60 M2 LEILIGHET I VESTBY I 2013. FORBRUKSVERIDER ER AVLEST MÅNEDLIG AV KNUT MAGNUS SOLBAKKEN. TEMPERATURENE ER MÅNEDSSNTTET FOR NÆRMESTE MÅLESTASJON (ÅS) .....	X

## Forkortelser

AC	Alternating Current
AM	Air Mass
BAPV	Building Adapted Photo Voltaics
BFK	Belastningsfrakobling
BIPV	Building Integrated Photo Voltaics
DC	Direct Current
EVA	Etylenvinylacetat
FAGKLIM	Feltstasjon for agroklimatiske studier ved NMBU på Ås
FBR	Fluidized Bed Reactor
GEC	Glava Energy Center
kWp	Kilowatt Peak
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NNV	Netto nåverdi
NOK	Norske kroner (KNOK=1000 NOK)
NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
PFK	Produksjonsfrakobling
pn-overgang	Grensen mellom p- og n-dopet halvledermateriale
PR	Performance Ratio
RMS	Root Mean Square
SMA	System, Mess und Anlagentechnik (SMA Solar Technology)
SQ	Shockley-Queisser
STC	Standard Test Conditions
V2G	Vehicle to Grid

## Abstract

This master thesis explores how small-scale, grid connected PV power plants in Norway should be dimensioned and run in order to maximise profit for its owner. The main issues addressed are calculating the levelized cost of electricity (LCOE), analysing the factors influencing this cost, investigating the conditions on which a homeowner is allowed to produce and deliver electricity to the grid and exploring the possible consequences of growth in decentralized energy productions with regards to network load and stability issues.

Given the current prices in the Norwegian PV market, grid connected small-scale PV plants can achieve a LCOE of 1.81-2.44 NOK/kWh depending on where in the country they are. Places with favourable conditions in the southern and eastern parts of Norway will be in the lower part of the cost range, while the upper part of the range applies to the western and northern parts of the country.

Component prices in the Norwegian market are influenced by the development in the international market. However, it is expected that mechanisms related to the market volume also will have an important impact on future prices. There is an unutilized potential for price reduction when it comes to buying in larger quantities, developing prefabricated solutions and reducing the need to educate the personnel who install the equipment. Given a moderate increase in the Norwegian market volume, the prices in Norway can over the next three years approach the prices they have in Germany today. Corrected for Norwegian insolation, this equates to a LCOE of less than 1.5 NOK/kWh for small scale PV in the southern and eastern parts of the country. Due to poorer insolation conditions, a cost of 1.5-2 NOK/kWh is expected in the western and northern parts of Norway.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) have granted certain consumers of electricity, who also produce electricity, an exception from the rules and regulations that govern all electricity production in Norway. The arrangement is called “Plusskundeordningen” and applies to consumers who only temporarily have a surplus of electricity due to their own production. It makes it possible for a homeowner to export surplus PV power to the grid. The easiest way to deal with PV production as a homeowner with a PV-plant on the roof is within the boundaries of this arrangement. This implies that the PV power is primarily for self-consumption, reducing the need to deliver power from the grid to the house. To be competitive in this perspective, the LCOE must reach a level of 0.9-1 NOK/kWh. It can then compete with the price of electricity delivered from the grid to the house including all fees and taxes.

It is investigated how different financial incentives can influence the LCOE for small-scale PV. Green certificates are technology neutral incentives for renewable power production. They are considered to have little or no effect on small-scale PV, as the produced amount of energy needed to be rewarded with certificates is too high. The fees that must be paid in order to apply for certificates increases the LCOE for plants smaller than 8-11 kWp. It is considered uncertain if the 40% investment funding suggested by the Norwegian Solar Energy Association (Solenergiforeningen) is sufficient. To achieve a LCOE of 0.9-1 NOK/kWh given the current prices, an investment funding of between 50 and 60% is needed. The costs for achieving 1000 PV plants of 7 kWp per year, with 55% investment funding, will be approximately 81 million NOK. These costs are compared to the costs of government subsidies to electric cars with respect to reduction of CO<sub>2</sub> emissions. In this comparison, financial support to PV plants proves to be more cost efficient.

A small-scale PV plant built within the boundaries of the “plusskunde” arrangement must be constructed with the highest possible self-consumption of power in mind. It is more advantageous not

## Abstract

having to buy power from the grid, than it is to sell surplus power. The power consumption in the house should be programmed so that as many things as possible take advantage of the mid-day PV power production. The transition to a grid with advanced measuring systems (AMS) will make this easier and also make a larger degree of cooperation between the system operator and the consumer possible.

The integration of large amount of intermediate power locally in the distribution grid can cause problems connected to the large fluctuations in power implied by two-way transport of energy. International experience shows that one alternative to costly reinforcement of the distribution grid, can be to exploit PV plants ability to compensate reactive power through the inverter. Furthermore, measures to reduce the power delivered from the PV plant to the grid by maximising the self-consumption become important.



## Sammendrag

I denne masteroppgaven undersøkes det hvordan småskala, nettilknyttede solcelleanlegg i Norge bør dimensjoneres og drives for å gi eieren størst fortjeneste. Dette innebærer å undersøke kostnaden for strømmen fra solcellene (LCOE), hvilke faktorer som påvirker denne kostnaden, på hva slags vilkår en privatperson får lov til å produsere og eksportere elektrisitet og hvilke konsekvenser integrasjon av uregulerbar kraftproduksjon kan få i distribusjonsnettet.

Med det nåværende prisnivået i det norske solcellemarkedet vil det være mulig å oppnå en LCOE på strøm fra nettilknyttede solcelleanlegg montert på bolighus på 1,81-2,44 kr/ kWh avhengig av geografi. Steder med gode solforhold i Sør-Norge og på Østlandet vil ligge i den nedre delen av intervallet, mens den øvre delen av intervallet er gjeldende for Vestlandet og Nord-Norge.

Prisene for komponenter til solcelleanlegg i det norske markedet vil påvirkes av den videre utviklingen i det internasjonale markedet, men det antas at mekanismer knyttet til markedets volum vil få vel så mye å si for prisutviklingen. Det ligger et urealisert potensiale for prisfall i større innkjøp, pakkeløsninger og redusert behov for opplæring av personell som skal montere anlegg. Gitt moderat økning i markedsvolum i Norge, anses det som realistisk at kostnadsnivået her om tre år kan tilsvare dagens nivå i Tyskland. Med det norske ressursgrunnlaget gir det en LCOE på under 1,5 kr/kWh for solcelleanlegg til bolighus på Sørlandet, Østlandet eller i Trøndelag. For Vestlandet og Nord-Norge, som har dårligere klimatiske forutsetninger, kan en kostnad på 1,5-2 kr/kWh forventes.

Plusskundeordningen til NVE omfatter sluttbrukere av strøm som tidvis har overskudd av elektrisitet fordi de produserer strøm selv. Ordningen gir plusskundene dispensasjon fra en rekke bestemmelser som alle andre kraftprodusenter omfattes av og åpner for at overskuddsproduksjonen kan leveres ut på strømmettet. Den enkleste veien for realisering av et privat solcelleanlegg knyttet til boligen, synes å være innenfor rammene lagt av plusskundeordningen. Dette impliserer at anlegget primært lager strøm til forbruk i boligen og således er et energiøkonomiseringstiltak for å redusere levert energi fra kraftnettet. For å gjøre strøm fra solceller konkurransedyktig i dette perspektivet, må fremtidig LCOE ned i 0,9-1 kr/kWh. Da konkurrerer kostnaden for strømmen fra solcellene med prisen for elektrisitet levert fra nettet, inkludert nettleie, avgifter og mva.

Det undersøkes hvordan eventuelle støtteordninger vil påvirke LCOE fra boligmonterte solcelleanlegg. Elsertifikatorordningen er en teknologinøytral incentivordning for fornybar kraftproduksjon. Ordningen vurderes som uegnet for små solcelleanlegg, da energimengden for å utløse sertifikater er for høy. Gebyret som hefter ved søknaden om elsertifikater gjør at anlegget må være større enn 8-11 kWp for at elsertifikatene i det hele tatt skal ha en reduserende effekt på LCOE. Investeringsstøtten på 40 % som er foreslått av Solenergiforeningen synes utilstrekkelig for å utløse noen større mengder prosjekter. For å oppnå en LCOE på 0,9-1 kr/kWh med dagens prisnivå, kreves det en investeringsstøtte på mellom 50 og 60 %. Beløpet som trengs for å gi 55 % investeringsstøtte til 1000 solcelleanlegg årlig anslås til om lag 81 millioner kroner. Disse kostnadene drøftes i lys av kostnadene for en annen statlig subsidieringsordning med miljøambisjoner, nemlig avgiftsfritaket for el-biler. I en sammenlikning som utelukkende tar stilling til besparelser i CO<sub>2</sub>-utslipp, kommer solcellene best ut.

Et privat solcelleanlegg realisert under plusskundeordningen må utformes og dimensjoneres for størst mulig grad av egenforbruk. For anleggets eier er det mer økonomisk gunstig å slippe innkjøp av strøm fra nettet, enn det er å selge overskuddsstrøm. Forbruket i boligen bør styres slik at mest mulig legges inn når produksjonen fra solcellene er størst midt på dagen. Overgangen til et nett med avanserte

## Sammendrag

målesystemer (AMS) vil legge til rette for større grad av styring og programmering av de ulike lastene i en bolig, og kan dermed gjøre det enklere å optimalisere driften av solcelleanlegget. AMS vil også åpne for et større samspill mellom netteier og sluttbruker med tanke på systemnyttige formål. Dette gjelder om sluttbrukeren også er produsent av solcellestrøm eller ikke.

Planløs integrering av større mengder uregulerbar kraft lokalt i distribusjonsnettene kan medføre utfordringer knyttet til de store effektvariasjonene som ligger toveis krafttransport. Internasjonal erfaring viser at et alternativ til kostbar forsterking av nettet blant annet kan være å utnytte solcelleanleggenes evne til å kompensere reaktiv effekt gjennom vekselretteren. Videre har tiltak som reduserer effekt levert fra solcellene til nettet vist seg å bli viktige. Dette omfatter blant annet maksimering av egenforbruket ved lastflytting.





## 1 Innledning

Med unntak av energi utvunnet ved kjernefysiske reaksjoner her på jorden, er solen indirekte opprinnelsen til de aller fleste energikildene vi mennesker utnytter. Nedbøren som fyller kraftmagasinene har blitt fordampet av solen. Vinden som driver vindmøllene, er satt i bevegelse som følge av trykkforskjeller som igjen har sitt opphav i solens oppvarming av jordoverflaten og luften over den. Innstrålingen fra solen er avgjørende for fotosyntesen og er dermed en forutsetning for dannelsen av trevirke og annen biomasse som utnyttes til energiformål. Fossile energikilder som kull og olje er i utgangspunktet biomasse omdannet under høyt trykk og temperatur over millioner av år. Energien som frigis når slike energikilder forbrennes, har med andre ord også sitt opphav i sollys. Felles for eksemplene over, er at det er mange steg fra den opprinnelige energien båret inn av solstrålene, til den som gjør nytte for oss.

I mange tilfeller blir energien til slutt distribuert med elektrisk strøm som energibærer. Denne energien er høyverdig. Det vil si at den kan omdannes til mange andre former for energi. Dette står i kontrast til energi distribuert som varme, som i all hovedsak kun kan utnyttes til oppvarming. Den potensielle energien til vannet i kraftmagasinene omdannes til bevegelsesenergi, som i turbinhallen på vannkraftverket blir til elektrisitet. Bevegelsesenergien til vinden omdannes til elektrisitet av vindturbinen. I kullkraftverket utnyttes varmen fra brennende kull til å koke vann til damp, som igjen driver en turbin og genererer elektrisk strøm. Å omdanne energi fra sollys til elektrisitet, er med andre ord ikke noe nytt fenomen. Det som er spesielt med fotovoltaiske celler, eller solceller, er at omdanningen fra sollys til elektrisitet skjer direkte og uten bevegelige deler.

Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 6-7) meldte i 2012 om en halvering av prisen på solceller siden 2009. Denne prisutviklingen blir dels forklart med stor internasjonal satsing på solcellefabrikker, særlig i Kina, kombinert med økonomisk nedgangstid i USA og Europa. Incentivordninger har følgelig blitt redusert og etterspørselen har dermed avtatt parallelt med at produksjonskapasiteten har økt. Aanesen et al. (2012, s. 3, 10) bekrefter denne utviklingen og beskriver en kraftig oppgangstid internasjonalt i solcellebransjen fra 2005 til 2008, etterfulgt av stagnasjon og nedgangstid som følge av overkapasitet fra 2009 til 2011. Den opprinnelige oppgangen startet i land som Tyskland, Japan, USA og senere Italia med tyske subsidier som lokomotiv. Dette ansporet til en storstilt utbygging av kinesisk solcelleindustri rettet mot utenlandske markeder der etterspørselen var drevet av subsidier. Resultatet ble et kappløp om å utvide produksjonskapasiteten som skulle komme til å drive prisene ned med om lag 40 % pr. år fra 2008 til 2012. Den globale installerte solcellekapasiteten gikk fra rundt 4,5 GW før oppgangstidene startet i 2005 til over 65 GW i 2012.

Samtidig med denne utviklingen i markedet, har det i Norge vært en økning i interessen for miljøvennlig byggeteknologi. I 2010 ble byggeforskriftene innskjerpet med krav til energieffektivitet og valg av energibærer i nye og rehabiliterte bygg. I eiendomsmarkedet har miljøegenskaper blitt en viktigere konkurransefaktor enn tidligere og solceller har av eiendomsutviklere blitt nevnt som et tiltak for å fremme miljøprofilen til bygninger. Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 6) peker på at nordmenn har fått økt kjennskap til solcelleindustrien gjennom aktører som Elkem Solar og REC. Samtidig skaper de om lag 100 000 hytteeiere som eier små solcelleanlegg en grobunn for både kunnskap og interesse.

Den hurtige utviklingen de siste årene kan illustreres ved å sammenlikne ulike rapporter om solstrømmens potensiale og utsikter i Norge. I 2011 utarbeidet KanEnergi og Sintef Byggeforsk en

## Innledning

mulighetsstudie for solenergi i Norge på oppdrag fra Enova (Kan Energi & Sintef Byggforsk 2011). Studien tok både for seg potensialet for solstrøm og solvarme. Utviklingen i solcellemarkedet med tanke på investeringskostnader og konkuranseevne førte til at det allerede året etter ble ansett som nødvendig å lage en oppdatert rapport som kun omhandlet solstrøm. Oppdraget ble gitt til Asplan Viak/ Kan Energi og Multiconsult (Asplan Viak & Multiconsult 2012). Et snaut år senere var det på tide med en ytterligere oppdatering og detaljering av dette i form av en kostnadsstudie for solkraft i Norge skrevet av Multiconsult på oppdrag fra Enova (Multiconsult 2013).

Kan Energi og Sintef Byggforsk (2011, s. 4) forutsatte en el-kostnad på 3,33-3,75 kr/kWh som det laveste oppnåelige kostnadsnivået for strøm fra solceller i Norge på sikt. Store investeringsbehov kombinert med svak lønnsomhet ble identifisert som hovedbarrieren og markedet for solceller i Norge ble vurdert til å være lite fram mot 2020. To år senere la Multiconsult (2013, s. 2) frem nye tall basert på den siste kostnadsutviklingen og en grundig gjennomgang av det innstrålte energipotensiale i ulike deler av landet. Gjennomsnittlig energikostnad for de ulike landsdelene ble da 1,51 – 2,60 kr/kWh avhengig av størrelsen på anlegget. Bakkemonterte anlegg (1000 kW<sub>p</sub>) ga lavest energikostnad, mens anlegg takmontert på enebolig (7 kW<sub>p</sub>) ga den høyeste. Studien beskriver videre hvordan disse kostnadene kan reduseres ved å gjøre det norske markedet større. Kostnadene for norske prosjekter er preget av at komponenter og systemløsninger kjøpes stykkevis til høye priser og at den tekniske utformingen av anleggene er for skreddersøm å regne. I tillegg kommer kostnadene knyttet til opplæring av de som gjør den mekaniske og elektriske installasjonen. Disse kostnadene er betydelige og fordeles på svært få prosjekter. Multiconsult (2013, s. 27) forventer en reduksjon av kostnadene selv ved moderat utrulling av solcelleteknologi i Norge.

I kjølvannet av denne rapporten har det gått en debatt om hvorvidt det skal satses på incentivordninger i Norge for å hjelpe solcellemarkedet i gang og prisene ned. 3. januar 2014 siterte NRK seniorrådgiver Monica Berner i Enova. Hun uttalte da at det er for tidlig å benytte solceller som energikilde fordi studien fra Multiconsult viser at prisen på strømmen fra dem fortsatt er langt høyere enn strømprisen fra alternative fornybare energikilder som vannkraft og vindkraft (Egge & Lorentzen 2014). I følge Berner må det en kraftig prisnedgang til for at solceller skal bli et konkurransedyktig alternativ. Senere i samme artikkel sparker generalsekretær i Norsk Solenergiforening, Åse Sørensen, ballen tilbake til Enova. Hun støtter seg på den samme rapporten fra Multiconsult og hevder at det er det lave volumet i det norske markedet som er årsaken til de høye prisene. Sørensen viser til at kostnadene i Sverige har blitt redusert til en tredjedel på fem år med investeringsstøtte og ønsker at Enova skal gi en tilsvarende støtte i Norge. Et svar på det som oppfattes som manglende vilje hos Enova til å stimulere det norske solcellemarkedet, kom i Aftenposten den 22. januar 2014. Avisen rapporterte da at Oslo kommune er i ferd med å revidere kriteriene for hvem som kan få tilskudd fra kommunens klima- og energifond, slik at det blir mulig å søke om økonomisk støtte til solcelleanlegg (Løken 2014, s. 7). Miljøbyråd, Guri Melby, siteres og håper dette vil bidra til økt volum og lavere priser, samtidig som hun ønsker Enova velkommen etter. Bystyret i Oslo vedtok 7. mai at en slik økonomisk støtteordning for solceller skal innføres, men den har foreløpig ikke fått noen konkret form (Flæten 2014).

Det er først og fremst gjennom pilot- og prøveprosjekter, eller gjennom privat entusiasme, at solceller blir tatt i bruk i Norge i dag. Teknisk Ukeblad kunne i oktober 2013 fortelle om Høgskolen i Hedmark som viet 470 m<sup>2</sup> sydvendt takareal på Evenstad til et pilotprosjekt for solceller (Seehusen 2013). Anlegget, som ved ferdigstillingen var Norges største, hadde en forventet energiproduksjon på over 60 MWh i året. Et av formålene var å bedre bygningenes energiytelse ved å redusere mengden tilført energi ved hjelp av varmpumper og egenprodusert solstrøm. På Kjørbo i Sandvika samarbeider Skanska, Snøhetta, Zero, Hydro, Entra Eiendom og Asplan Viak (den såkalte Power House-alliansen) om å rehabilitere to kontorbygg fra 1980-tallet til plussstandard. I dette begrepet ligger det at

## Innledning

byggene skal produsere mer fornybar energi over levetiden enn det som går med til materialene, bygging, drift og avhending. For å oppnå dette, kreves det svært god tetthet og isolasjonsevne i vegger, vinduer og tak, høyeffektiv varmegjenvinning og lavt trykkfall i ventilasjonen, utnyttelse av dagslys og energieffektiv belysning, samt energibrønner i fjell som gir frikjøling sommerstid og er kilder for varmepumper vinterstid. Den fornybare energiproduksjonen kommer fra solceller på takene som antas å kunne levere over 200 MWh årlig. Bygningene ble tatt i bruk våren 2014.

Eksempler på at privat entusiasme har flyttet solcellepaneler ned fra hyttene på fjellet til hustakene i byen, finnes også. Teknisk ukeblad fortalte i februar 2013 om Asker-mannen Kjell Eikland som ble landets første boligeier som leverte strøm til nettet (Sprenger 2013). Figur 1-1 viser hustaket hvor han har montert et solcelleanlegg med en årsproduksjon på 3,5 MWh, hvorav 1,5 MWh leveres tilbake til strømmettet. Han har dermed blitt Hafslunds første plusskunde, en strømkunde som periodevis har overskudd av strøm som kan mates inn i nettet.

Den samme artikkelen beretter også om Thor Christian Tuv, som i forbindelse med fornyelse av et 25 år gammelt tak, integrerte solcellepaneler i den nye konstruksjonen og nå forventer en årlig produksjon på 4,5 MWh. Aftenposten hadde i januar 2014 en artikkel om Trond Arvid Røsvik, som ved å fylle hustaket, bodtaket og taket over utegrillen, fikk plass til 34 solcellepaneler med en samlet årsproduksjon på 5,3 MWh (Løken 2014). Av dette ble om lag 2,5 MWh solgt ut på strømmettet. For disse privatpersonene må entusiasmen sies å ha utveid de økonomiske betraktningene. Thor Cristian Tuv har beregnet en nedbetalingstid på 31 år for sitt anlegg, mens Trond Arvid Røsvik har estimert at det for hans anlegg vil ta 20 år forutsatt dagens strømpris.



Figur 1-1: Solcellepaneler på bolighus er et uvanlig syn i Norge. Om lag 3,5 MWh produseres årlig fra panelene på taket til Kjell Eikland. Foto: Knut M. Solbakken.

## Innledning

Under sitt foredrag på seminaret «Nullenergi- og pluss hus – implikasjoner for systemplanlegging» i regi av Teknologisk Møteplass 15. januar 2014, fremhevet Einar Wilhelmsen i miljøstiftelsen Zero hva som er Zeros syn på private solcelleanlegg (Wilhelmsen 2014). De mener den direkte sammenlikningen Enova gjør mellom strøm fra solceller og strøm fra vannkraft eller vindkraft, hva kostnaden for den produserte elektrisiteten angår, blir feil. Zero er av den oppfatning at private solcelleanlegg primært er energiøkonomiseringstiltak. Dette fordi egenkonsumet reduserer behovet for tilført energi fra strømmettet og vurderes som viktigere enn den andelen som eksporteres til nettet. Å avskrive solceller fordi strømkostnaden fra dem foreløpig er høyere enn kostnaden fra vindmøller eller vannkraft, blir dermed galt ifølge Zero. Ingen av disse alternativene kan monteres og anvendes så lokalt at de reduserer behovet for tilført energi til eneboliger, kontorbygg eller på sikt kan hende bydeler og tettsteder. Videre argumenterte Wilhelmsen for at det i prisregnestykket må tas hensyn til alternativkostnader. Ved integrerte solcelleløsninger i nye tak og fasader, for eksempel ved rehabilitering eller bytte av gammelt tak, mener Wilhelmsen kostnaden av alternativt tak eller fasade må komme solcellene til gode i lønnsomhetsanalysen.

Det er først og fremst solcelleanlegg av samme type som de bygget og driftet av entusiastene nevnt ovenfor denne masteroppgaven vil befatte seg med. Multiconsult (2013, s. 7, 14-16) viser at ressursgrunnlaget med tanke på innstrålt energi i store deler av landet er mer enn tilstrekkelig for å bygge slike anlegg. Like vel er utbyggingstakten svært lav. Thor Christian Tuv uttalte til Seehusen (2013) at det i Sverige bygges ut like mye solcellekapasitet på en uke som man i Norge bygger på et år. Videre hevder han at man i snitt i Tyskland installerer solcelleeffekt tilsvarende den årlige norske installasjonen hvert annet minutt. Anleggene beskrevet ovenfor er designet, importert del for del og ofte også montert av anleggseier selv. Terskelen for å gå løs på et slikt prosjekt må sies å være svært høy for mannen i gata. Skal markedsvolumet for solceller i Norge opp, er det imidlertid sannsynlig at nettopp mannen i gata må trekke en del av lasset.

Masteroppgaven vil gjennomgå de seneste undersøkelsene av ressursgrunnlaget for solceller i Norge og hva det har å si for bruk av solceller i de ulike landsdelene, uttrykt som kostnaden på strømmen levert fra solcellene. Strømmen fra solcellene er ferskvare og må enten forbrukes eller transporteres ut på nettet. For de private anleggene omtalt ovenfor, ble en vesentlig andel av årsproduksjonen solgt ut på nettet fordi produksjonen kom på et tidspunkt da privat forbruk var lavt. Strømkunden har plutselig blitt strømleverandør i perioder. Dette skaper en ny situasjon for nettselskapene. Premissene nettselskapet stiller vil være med på å avgjøre hvordan anleggseier best drifter anlegget sitt. Gjennom undersøkelser av disse punktene, søker oppgaven å besvare følgende spørsmål:

*-Hvordan skal et privat solcelleanlegg dimensjoneres og drives i Norge for at dets eier skal ha størst fortjeneste?*

*-Hva koster strømmen fra solceller i private anlegg i dag og hvilke faktorer påvirker denne kostnaden?*

*-Hvordan vil denne kostnaden påvirkes av eventuell investeringsstøtte?*

*-Hvilke utfordringer kan oppstå i distribusjonsnettet ved integrasjon av solcelleanlegg på bolighus?*



## 2 Bakgrunnsstoff

I dette kapittelet gjennomgås ulike fysiske aspekter ved solinnstråling, solcelleteknologi, elektrokjemisk energilagring og energioverføring i strømmettet. Formålet er å bereide grunnen for en diskusjon av funnene i oppgaven basert på kjennskap til den bakenforliggende fysikken. I tillegg gis en kort innføring i den økonomiske beregningsmetoden *Levelized Cost of Electricity*(LCOE).

### 2.1 Om innstrålingen fra sola

Gjennomsnittlig innstrålt effekt per areal fra sola utenfor jordas atmosfære kalles solarkonstanten,  $S$ . Chen (2011, s. 1) oppgir denne til å være  $S = 1366 \text{ W/m}^2$ . Formelt sett er ikke dette en fysisk konstant, men variasjonen har i følge Chen (2011, s. 67) ikke oversteget 0,1 % det siste århundret. Dersom det forutsettes at året har 365,24 dager hver på 86400 sekunder, samt at jordradien er  $\frac{2}{\pi} * 10^7 \text{ m}$ , kan totalt innstrålt energi beregnes. Dette beløper seg til om lag  $5,46 * 10^{24} \text{ J}$  energi innstrålt i året. I følge Chen (2011, s. 1) utgjorde hele verdens årlige energiforbruk i perioden 2005-2010 om lag 0,01 % av dette.

Det er imidlertid ikke slik at all solinnstråling som treffer atmosfæren når jordoverflaten. Noe forsvinner på veien ned. I tillegg vil innstrålt energi variere med breddegrad og årstid. Hølningsvinkelen på et solcellepanel må derfor tilpasses stedet panelet skal settes opp. For et gitt sted vil dessuten vinkelen variere avhengig av om det for eksempel er ønskelig med en jevn produksjon over større deler av året, eller om en høyest mulig peakproduksjon sommerstid er å foretrekke. Dette kapittelet forklarer sentrale begrep knyttet til solinnstråling og avsluttes med generelle regler for orientering av solcellepaneler.

#### 2.1.1 Trigonometri

Hvilken effekt som oppnås fra et solcellepanel er avhengig av vinkelen solstrålene treffer det med. Innfallsvinkelrett på panelet gir optimal produksjon. Det er vanlig å definere en rekke vinkler for å beskrive solens posisjon på himmelen og solstrålenes innfallsvinkel mot jorden. Tabell 2-1 oppsummerer sentrale vinkler basert på beskrivelsen gitt av Chen (2011, s. 78-80).

Tabell 2-1: Sentrale trigonometriske vinkler for solinnstråling. Fritt etter Chen (2011, s. 78-80)

NAVN	SYMBOL	BESKRIVELSE
Deklinasjonsvinkel	$\delta$	Vinkelen som dannes mellom ekvatorplanet og en linje trukket mellom sentrum av sola og sentrum av jorda. Beskriver jordas tilt. Deklinasjonen varierer med årstidene og når maksimalt utslag 21. juni og 22. desember med henholdsvis $23,45^\circ$ og $-23,45^\circ$ .
Solhøyde	$\alpha$	Vinkelen mellom solstrålene og en horisontal flate. Beskriver hvor høyt over horisonten sola står. Solhøyden vil variere med breddegrad, deklinasjonsvinkel og tid på døgnet.
Zenitvinkel	$\xi$	Vinkelen mellom solstrålene og en vertikal linje. Dermed blir zenitvinkelen differansen mellom $90^\circ$ og solhøyden.
Azimutvinkel	A	Kompassretningen sola kommer fra. Azimutvinkel $0^\circ$ og $180^\circ$ tilsvarer sol fra henholdsvis nord og syd.

Hvilken vinkel panelet må ha for at strålene skal falle vinkelrett inn, vil variere med solhøyden  $\alpha$ . Solhøyden er i sin tur avhengig av breddegraden  $\varphi$  (hvor langt nord eller syd man er på kloden), den

årstidsavhengige deklinasjonsvinkelen  $\delta$  og tiden på døgnet. Et automatisert system for kontinuerlig orientering av solcellepanelene vil kunne beregne optimal helningsvinkel i sann tid. Fastmonterte paneler vil derimot ikke ha optimal innstråling til enhver tid.

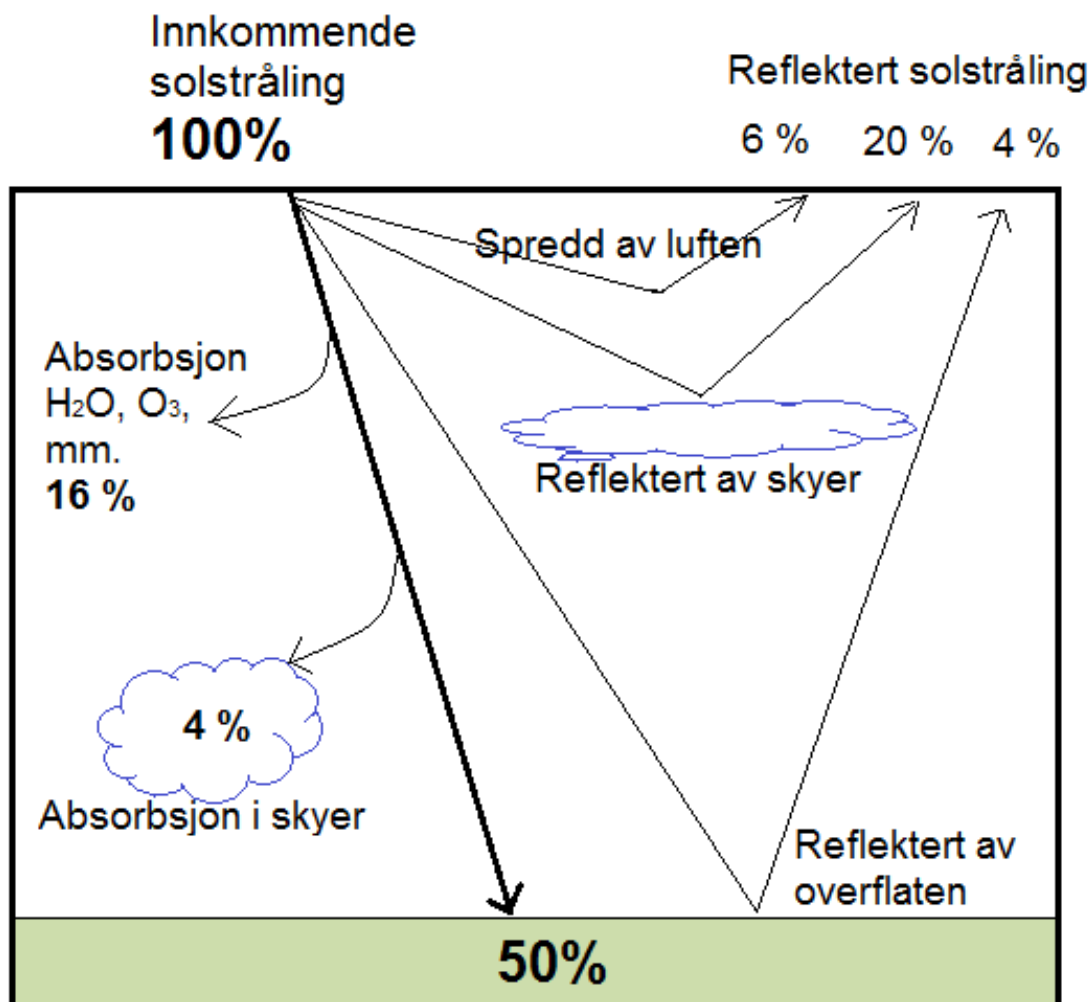
### 2.1.2 Spredning og absorpsjon i atmosfæren – Air Mass

Strålingsspekteret fra sola er ikke det samme på havnivå som på utsiden av atmosfæren. Det vil si at enkelte bølgelengder av solstrålingen som var tilstede utenfor atmosfæren blir borte på veien ned. På havnivå er den innstrålte effekten svakere enn solarkonstanten  $S$  (Jacob 1999, s. 121). Samspillet mellom solinnstråling og atmosfæren er gjenstand for grundige studier av klimaforskere. I denne oppgaven er det ikke rom for å dvele ved de fysiske detaljene som vedrører atmosfærens absorpsjon og refleksjon av stråling. En oppsummering må like vel presenteres.

Chen (2011, s. 108-109) presenterer en forenklet fordeling av den innkommende solstrålingen:

- Ca. 30 % reflekteres eller spres av atmosfæren slik at den returnerer til verdensrommet.
  - 6 % spres av lufta.
  - 20 % reflekteres av skyer.
  - 4 % reflekteres av jordoverflaten.
- Ca. 20 % absorberes av atmosfæren.
  - 16 % absorberes av vanndamp, støvpartikler og  $O_3$ .
  - 4 % absorberes i lavereliggende skyer.
- Ca. 50 % absorberes av jorda.

Til sammen vil om lag 70 % av strålingen absorberes av jorda og atmosfæren. Figur 2-1 illustrerer fordelingen over.



Figur 2-1: Forenklet fordeling av innkommende solstråling som oppsummert av Chen (2011, s. 109).

Ved lavere solhøyde  $\alpha$  og dermed større zenitvinkel  $\zeta$ , vil sollyset få lengre vei å gå gjennom atmosfæren. Begrepet «Air Mass» (AM) er derfor innført slik at standardbetingelser for innstråling kan defineres. Chen (2011, s. 110) forklarer air mass på følgende måte:

Når solen står i zenit ( $\zeta = 0^\circ$ ) og himmelen er skyfri, defineres air mass som 1 (AM1). Standard testbetingelser med tanke på solinnstråling for et solcellepanel er AM1,5. Dette tilsvarer 1,5 ganger så lang vei for lyset å gå gjennom atmosfæren og dermed en svekning sammenliknet med AM1. Formel (2-1) viser hvordan zenitvinkelen ved AM1,5 ( $\xi_{AM1,5}$ ) beregnes:

$$\xi_{AM1,5} = \cos^{-1}\left(\frac{1}{1,5}\right) = 48,19^\circ \quad (2-1)$$

AM0-spekteret er definert som solspekteret utenfor atmosfæren. Innstrålt effekt tilsvarer her solarkonstanten  $S = 1366 \text{ W/m}^2$ . Begrepet *én sol* er tilordnet spekteret ved AM1,5. Det tilsvarer en innstråling på  $1 \text{ kW/m}^2$ .

### 2.1.3 Generelle regler for orientering av paneler

Dell og Rand (2001, s. 192) oppsummerer noen generelle retningslinjer for valg av vinkel for fastmonterte paneler uten mulighet til å følge solen (såkalt tracking). Vinkelen må velges slik at solinnstrålingsprofilen over året best passer over ens med forbruksprofilen. Om sommeren står solen

høyere på himmelen. Mindre helningsvinkel på panelet er derfor forbundet med optimal produksjon. Vinterstid er solhøyden lavere. Dermed må panelet ha større vinkel for at solstrålene skal falle rett inn.

Steder der forbruket er størst sommerstid, for eksempel på grunn av stort kjølebehov, vil derfor en lavere vinkel være gunstig. Dersom lasten er jevnere over året, vil en større vinkel optimalisere solcelleproduksjonen med tanke på dette, på bekostning av lavere produksjon sommerstid enn hva som kunne vært mulig. Multiconsult (2013, s. 9) oppgir at den optimale vinkelen med tanke på maksimal årsproduksjon i Norge er 38° i Kristiansand og 47° i Tromsø. Lav produksjon vintertid gjør at vinkelen kan reduseres noe uten at årsproduksjonen svekkes nevneverdig.

På grunn av solens daglige vandring fra øst mot vest over himmelen, gir paneler vendt mot syd maksimal eksponeringstid.

## 2.2 Innføring i solcelleteknologi

I følge Twidell og Weir (2006, s. 182) er solceller én av to ulike metoder som i dag benyttes til å generere elektrisk strøm i betydelig størrelse. Den første metoden er elektromagnetisk induksjon og ble oppdaget av Faraday i 1821. Generatorer basert på dette prinsippet har vært i kommersiell drift siden 1880-tallet. I motsetning til slike generatorer, har solcellen ingen bevegelige deler. I stedet utnyttes energien til fotonene i innfallende sollys til å generere en likespenning. Dersom en last kobles til, vil det flyte en likestrøm. Det bakenforliggende fysiske fenomenet kalles den fotovoltaiske effekt (PhotoVoltaic på engelsk), hvilket forklarer hvorfor forkortelsen PV er mye benyttet i solcellesammenheng.

Den første brukbare strømkilden basert på den fotovoltaiske effekten ble utviklet ved Bell laboratoriet av Gerald Pearson, Darryl Chapin og Calvin Fuller på 1950-tallet. Ved hjelp av en halvleder av silisium tilsatt små mengder forurensning, såkalt doping, påviste de en virkningsgrad på 5,7 % (Chen 2011, s.177). Det vil si at 5,7 % av den innkommende energien i solstrålene ble omsatt til elektrisk energi båret ut av elektroner. I følge Chen (2011, s. 177) har solceller basert på halvledere om lag 90 % markedsandel. Av disse igjen, er 80 % basert på silisium. Virkningsgraden for silisiumceller har blitt forbedret siden Pearson, Chapin og Fullers gjennombrudd på 1950-tallet. Den gjeldende rekorden ble satt av Panasonic 10. april 2014 og er på 25,6 % (Panasonic 2014). Som utgreiingen i kapittel 2.2.8 viser, har de like vel en teoretisk virkningsgradsgrense på 28 %.

Dette kapittelet vil gjennomgå relevant teori for å forstå virkemåten til solceller, herunder hva som skjer når en celle skygges og hva som påvirker en celles virkningsgrad. Prinsippene er gyldige for solceller fremstilt av ulike materialer, selv om oppgaven videre kun betrakter paneler med krystallinske silisiumceller.

### 2.2.1 Strukturen til ulike stoffer

I dette delkapittelet studeres den strukturelle organiseringen til stoffer som består av svært mange atomer. Med svært mange, menes fler enn  $10^{24}$ . Slike stoffer vil ha ulike egenskaper avhengig av hvordan atomene er organisert. Rohlf (1994, s.370) beskriver følgende mulige organiseringer:

- Flytende
- Amorft faststoff
- Krystallinsk faststoff

I et flytende stoff er det ingen faste plasser for atomene og heller ingen fast strukturell organisering.

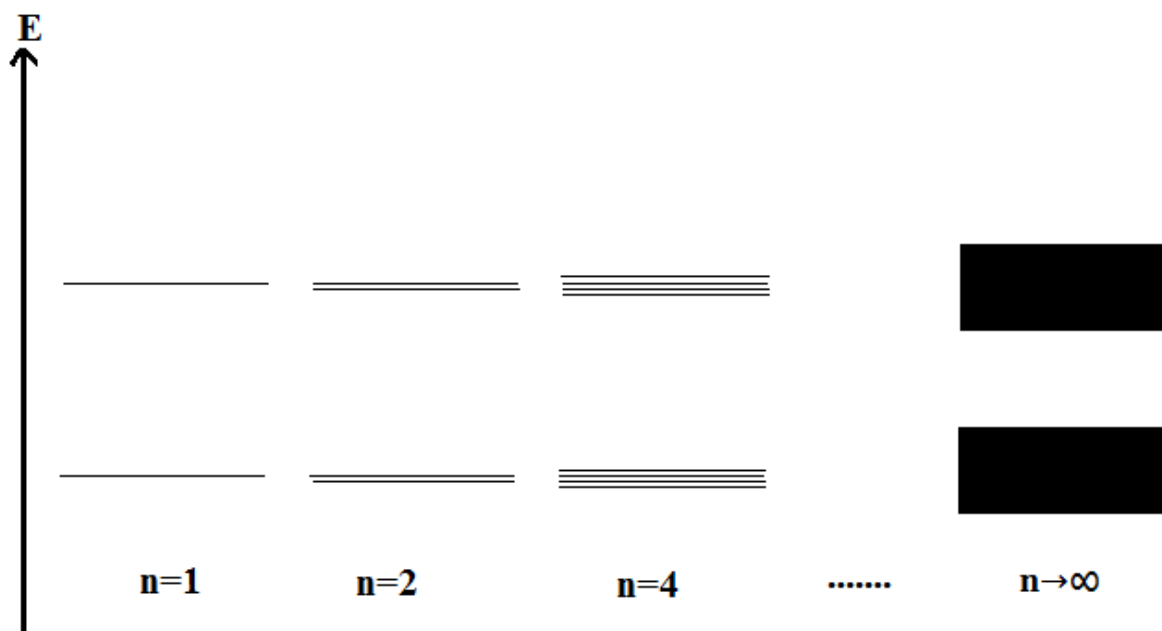


Et amorph stoff kjennetegnes av at atomene har faste plasser, men at det ikke finnes noen periodisk gitterstruktur. Gummi og glass er eksempler på slike stoffer. Dersom posisjonen til et atom er kjent, kan man fastslå posisjonen til naboatomene, men ikke si noe om posisjonen til de øvrige atomene.

En krystallinsk organisering kjennetegnes av en regelmessig, periodisk gjentakende struktur. Atomene danner et gitter som strekker seg over avstander tusener av ganger atomstørrelsen. Når posisjonen til et atom er kjent, kan posisjonen til alle atomene i gitteret fastslås. Det finnes flere ulike gittergeometrier. Selv om særegenheter ved ulike krystallinske stoffer har opphav i ulike gittergeometrier, slår Rohlf (1994, s. 370) fast at de grunnleggende egenskapene som regel ikke er avhengig av den eksakte gitterstrukturen. Det vanligste solcellematerialet er krystallinsk silisium. Det neste delkapittelet omhandler hva denne strukturen får å si for elektronfordelingen og hvordan dette gjør at silisium er et optimalt materiale for solcelleproduksjon.

### 2.2.2 Elektronfordelingen i krystallinske halvledere

Chen (2011, s161-162) og Rohlf (1994, s. 370-371) beskriver hvordan elektronene til et atom kun kan eksistere i spesifikke kvantiserte energinivåer, såkalte lovlige tilstander. Videre beskrives det hvordan Paulis eksklusjonsprinsipp dikterer at ingen elektroner kan ha nøyaktig samme kvantemekaniske tilstand. Resultatet av dette er en oppsplitting av de lovlige energinivåene i flere undernivåer. For et krystallinsk stoff med svært stort antall atomer, blir det følgelig et tilsvarende antall undernivåer. Dette beskrives ofte ved hjelp av *båndmodellen*: de lovlige tilstandene fordeler seg i bånd med forbudte båndgap mellom. Figur 2-2 illustrerer dette. Et energibånd er et sett med energinivåer som ligger så tett at det i praksis kan tilnærmes som et kontinuerlig nivå. Ved hjelp av båndmodellen kan stoffer klassifiseres som *ledere*, *halvledere* eller *isolatorer*, avhengig av hvordan energibåndene er fylt og hvor stort båndgapet er.



Figur 2-2: Oppsplitting av de lovlige energinivåene som følge av Paulis eksklusjonsprinsipp. De horisontale linjene representerer energinivåer. Når antall atomer ( $n$ ) øker, blir nivåene splittet i stadig flere undernivåer. For et krystallinsk stoff med svært mange atomer utgjør undernivåene kontinuerlige energibånd.

For ledere ligger det høyeste fylte energinivået inne i et energibånd. Båndet er med andre ord ikke fult. Dette medfører at det finnes mange tilgjengelige tilstander for elektronene og at de dermed er mobile. En dagligdags observasjon er at slike stoffer leder strøm. For en isolator derimot, vil det høyeste fylte

energinivået tilsvare båndkanten til et energibånd. Dette båndet kalles for valensbåndet og energinivået til båndkanten angis som  $E_v$ . Samtidig er det et stort forbudt båndgap,  $E_g$ , opp til neste ledige bånd. Elektronene i valensbåndet vil normalt ikke bli tilført nok energi til å krysse over. Elektronene i isolatoren kan dermed ikke bevege seg på samme måte som i lederen. Følgelig leder ikke isolatoren strøm. Halvlederen befinner seg mellom disse to klassifiseringene. Som i isolatoren, har halvlederen et fullt valensbånd. Det neste energibåndet kalles for ledningsbåndet og har laveste energinivå betegnet  $E_c$ . Halvlederen skiller seg ut ved at båndgapet  $E_g$ , altså differansen mellom  $E_c$  og  $E_v$  er så lite at elektroner kan tilføres nok energi til å krysse over fra valens- til ledningsbåndet. Dette gir halvlederen en sterkt temperaturavhengig ledningsevne. Ved lave temperaturer er det nesten ingen mobile elektroner. Stiger temperaturen, eksiteres flere elektroner over båndgapet og ledningsevnen øker (Chen 2011, s. 162).

### 2.2.3 Doping av silisium

Chen (2011, s. 164-165) forklarer hvordan ledningsevnen til en halvleder av krystallinsk silisium påvirkes av ulike typer urenheter i gitterstrukturen. Silisium er i gruppe IV i periodesystemet. Tilføres det et atom fra gruppe V i gitterstrukturen, vil det i følge båndmodellen være som å innføre et ekstra elektron med energinivå nær kanten av ledningsbåndet. Atomet fra gruppe V kan lett ioniseres og bidra med et elektron til ledningsbåndet. Slike atomer kalles *donoratomer*, og denne typen doping kalles *n-doping*. I solcellesammenheng er fosfor vanlig å bruke.

På samme måte forklares det hvordan doping med et grunnstoff fra gruppe III i periodesystemet vil innføre et lovlig energinivå nær kanten av valensbåndet. Da energidifferansen mellom dette innførte nivået og  $E_v$  er mye mindre enn båndgapet, skal det lite til for at et elektron fra valensbåndet inntar denne nye energitilstanden. Valensbåndet vil da ikke lenger være fullt. Dette kalles *p-doping*, og atomer som benyttes til dette formålet kalles *akseptoratomer*. I solcellesammenheng er bor det vanligste akseptoratomet.

Den ledige plassen i valensbåndet som blir tilbake etter et elektron har blitt eksitert, kalles et *hull*. Hver gang en eksitasjon av et elektron finner sted, danner det seg et *elektron-hullpar*. Mobiliteten til elektroner og hull kan i følge Olsen (2013, muntlig eksempel) lignedes med situasjonen i et parkeringshus med en full etasje og en tom etasje. Kjører én bil opp fra den fulle til den tomme etasjen, tilsvarer det eksitasjonen av et elektron fra valens- til ledningsbåndet. Denne bilen vil nå kunne bevege seg fritt i den tomme etasjen. Den ledige parkeringsplassen som etterlates tilsvarer et hull. Hullet er også mobilt i den forstand at man ved å flytte én og én bil, kan flytte på den ledige plassen. Eksemplet illustrerer at de frie elektronene har lettere for å bevege seg enn det hullene har.

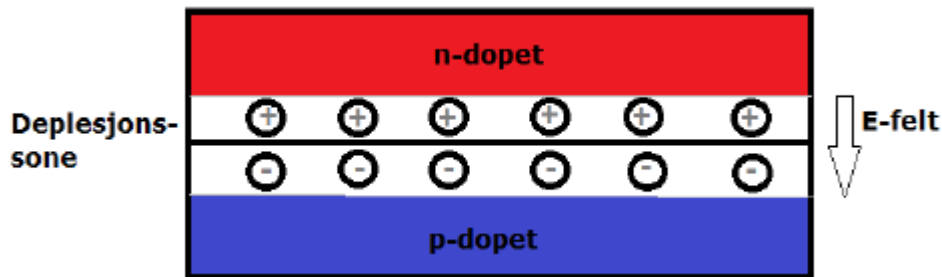
I halvlederen er det ikke hullet som beveger seg, men snarere elektroner som tar hullets plass og etterlater seg et nytt hull. For enkelhets skyld betraktes dette like vel som at hullet er bevegelig. Ved moderate temperaturer kan alle donor- og akseptoratomer være ioniserte. Konsentrasjonen av frie elektroner i en n-dopet halvleder kan tilnærmes lik konsentrasjonen av donoratomer. I en p-dopet halvleder kan konsentrasjonen av hull tilnærmes konsentrasjonen av akseptoratomer (Chen 2011, s. 165).

### 2.2.4 Virkemåten til pn-overgangen og diodekarakteristikk

En krystallinsk silisiumsolcelle dannes når p-dopet og n-dopet silisium bringes sammen og danner en såkalt pn-overgang. Chen (2011, s. 177) forklarer at dette i praksis gjøres ved å dope inn et mikrometer tynt lag fosfor (n-dopant) i et stykke silisium som fra før er dopet med bor (p-dopant). Den totale tykkelsen er noen tiendels millimeter.



I overgangen mellom p- og n-materialet vil det oppstå en *depleksjonszone*. Et elektrisk felt settes opp fra n-siden mot p-siden. Årsaken til dette, er at elektroner som forlater de ioniserte donorkjernene på n-siden diffunderer til akseptorene på p-siden. Det elektriske feltet blir da stående fra de eksponerte atomkjernene på n-siden, til negative ioner som har blitt dannet på p-siden av overgangen. Potensialforskjellen som følge av dette omtales som pn-overgangens innebygde potensial eller barrierespotensialet. Om ledere kobles til hver av sidene, er dette i praksis en *diode* (Chen 2011, s. 170; Paynter & Boydell 2009, s. 542). Figur 2-3 illustrerer fenomenet.



**Figur 2-3: Prinsippskisse av pn-overgangen.** Det elektriske feltet står over depleksjonssonen fra n-siden mot p-siden. Gjengitt med tillatelse fra Belsby et al. (2013)

Paynter og Boydell (2009, s. 539-549) beskriver hva som kjennetegner en halvlederdiode bestående av en pn-overgang. Dioden er en kretskomponent med to terminaler som bare kan lede en vei. Terminalene er ledere koblet til p- og n-materialet. Det kan defineres en *lederetning* og en *sperreretning* for dioden avhengig av hvilken vei den påtrykkes spenning.

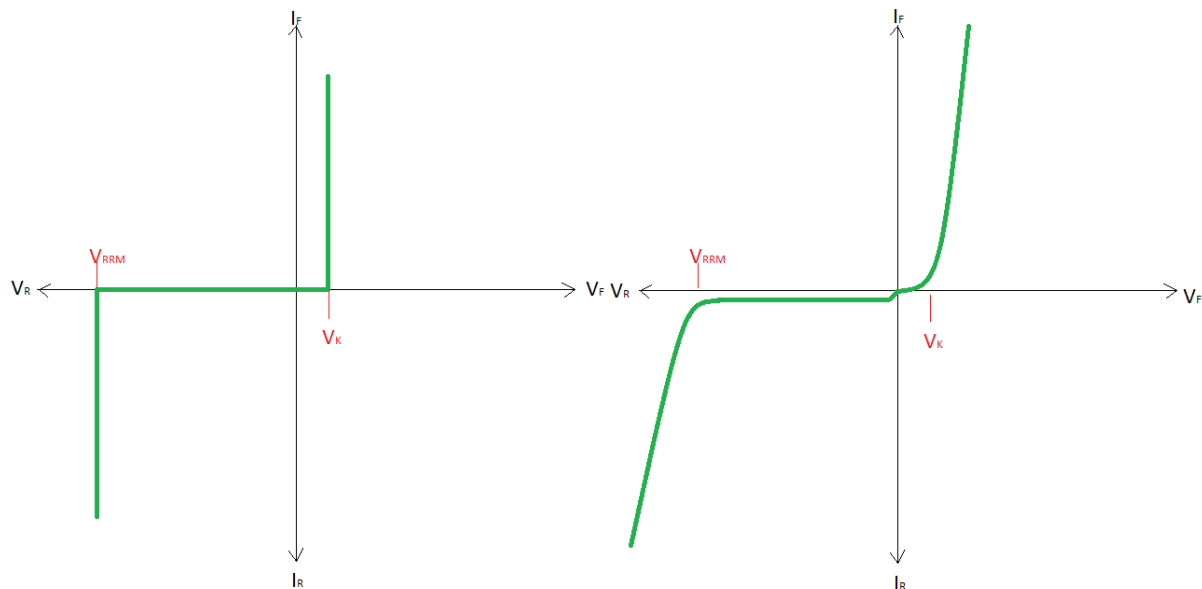
Dioden står i lederetning dersom det påtrykkes spenning,  $V_F$ , motsatt vei av potensialet som er innebygget i pn-overgangen. Materialet på n-siden tilføres elektroner som motvirker den innebygde potensialforskjellen i pn-overgangen. Da vil depleksjonssonen krympe. Når den påtrykte spenningen overstiger det innebygde potensialet, vil depleksjonssonen bryte sammen og dioden lede en strøm  $I_F$ . Spenningsnivået der ledning gjennom dioden plutselig starter, kalles knespenningen,  $V_K$ . Den er typisk 0,5 V – 0,8 V for silisium. Så lenge dioden leder, vil spenningen  $V_F$  kun øke marginalt selv om strømstyrken øker. Den marginale spenningsøkningen utover  $V_K$  skyldes at diodematerialet har en viss motstand. Følgelig vil det være en viss økning i spenningsfall over komponenten ved økende strømstyrke. Figur 2-4 med tilhørende forklaring illustrerer dette. Den høyeste spenningen over en diode kan tilnærmes  $V_K$  (Paynter & Boydell 2009, s. 543).

Dioden står i sperreretning dersom det påtrykkes spenning,  $V_R$ , samme vei som det innebygde potensialet i pn-overgangen. Materialet på p-siden tilføres elektroner, noe som ytterligere øker potensialforskjellen og forsterker det interne elektriske feltet. Depleksjonssonen blir da utvidet og dioden vil ikke lede. Det er mulig å påtrykke en så stor reversspenning at dioden like vel leder. I så fall har den brutt sammen og er ødelagt med mindre den er spesielt konstruert for å tåle en slik påkjenning. Problematikken knyttet til for høy reversspenning har relevans for skygging av solceller og vil bli behandlet i kapittel 2.2.7.

Å si at en diode i sperreretning ikke leder, er en tilnærming. Det vil i virkeligheten gå en marginal reversstrøm  $I_R$ . Denne strømmen har i følge Paynter og Boydell (2009, s. 549) et todelt opphav:

- Hovedkomponenten skyldes termisk aktivitet i diodematerialene og øker med økende temperatur.
- Sekundært skyldes den lekkasjestrøm langs overflaten av dioden generert av reverspotensialet  $V_R$ .

Med utgangspunkt i detaljene beskrevet ovenfor, kan strøm- og spenningskarakteristikken for en diode skisseres.



Figur 2-4: Skisser av strøm- og spenningskarakteristikk for en diode. Til venstre vises et idealisert tilfelle. Det går ingen strøm før spenningen  $V_F$  i lederetning tilsvarer knespenningen  $V_K$ . Da vil det flyte en foroverstrøm  $I_F$ . Uansett hvor stor  $I_F$  blir, øker ikke spenningen ytterligere. I sperreretning går det ingen strøm før reversspenningen  $V_R$  blir så stor at den når spenningen for sammenbrudd  $V_{RRM}$ . Til høyre er det skissert en mer reell tilnærming. Her vises en marginal økning i  $V_F$  med økende  $I_F$  etter  $V_K$  er passert. Dette følger av at det er en viss motstand i halvleder materialet som gir økt spenningsfall ved økt strømstyrke. Figuren indikerer også en viss reversstrøm  $I_R$  når reversspenning  $V_R$  påtrykkes.

### 2.2.5 Den fotovoltaiske effekt og modellering av fotovoltaisk celle

Når lys betraktes etter *partikkelmodellen*, ser man lyset som en mengde diskrete energikvant kalt *fotoner*. Et foton med energi større eller lik båndgapet  $E_g$  i en halvleder kan absorberes. Resultatet er at et elektron tilføres nok energi til å eksiteres til ledningsbåndet. Dette elektronet kan i prinsippet gå tilbake fra denne høyere energitilstanden til den lavere energitilstanden det hadde i valensbåndet. I denne radiative rekombinasjonsprosessen vil det emitteres et foton med energi tilsvarende  $E_g$  (Chen 2011, s. 154-155 og 177). Fenomenet der lys river løs elektroner kalles den *fotoelektriske effekt*. Den *fotovoltaiske effekten* er navnet på det som skjer når den fotoelektriske effekten finner sted inne i en solcelle.

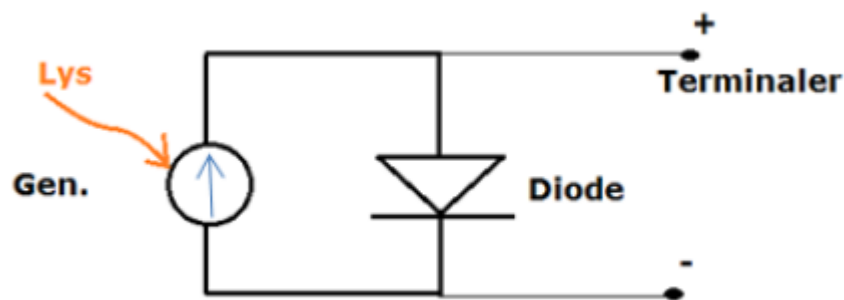
På grunn av det elektriske feltet over pn-overgangen, vil elektroner som eksiteres i solcellen vandre over til n-siden av materialet. Hullene vil bli etterlatt på p-siden. Chen (2011, s. 180) og Twidell og Weir (2006, s. 182) beskriver to måter disse elektronene og hullene kan rekombinere på:

- Materialet på n-siden kan forbindes med p-siden ved hjelp av en leder. Elektronene kan da vandre gjennom lederen fra n-siden til p-siden og rekombinere med hullene der.
- Elektronene kan diffundere tilbake over pn-overgangen og rekombinere med hullene.

Det siste punktet krever en nærmere forklaring. I fravær av ytre krets, vil det danne seg en potensialforskjell over pn-overgangen som følge av konsentrasjonsøkning av elektroner på n-siden og hull på p-siden. Dette vil medføre en svekkelse av det elektriske feltet over pn-overgangen og krymping av depleksjonssonen. Følgelig skal det mindre til for at elektrondiffusjon drevet av

konsentrasjonsgradienter skal finne sted. Inne i solcellen går det elektroner drevet av den fotovoltaiske effekten fra p-siden til n-siden. Samtidig diffunderer det elektroner motsatt vei. På et tidspunkt vil disse to motsatt rettede strømmene bli like store. Potensialet man da kan måle over cellen kalles *åpenkretsspotensialet*,  $V_{oc}$  (Chen 2011, s. 180).

Det er tidligere slått fast at en pn-overgang er en diode. Ut fra beskrivelsen av den fotoelektriske effekten, kan solcellen modelleres som en likestrømsgenerator med en diode i parallell. Figur 2-5 illustrerer dette. Med en last koblet til, vil cellen levere strøm. I situasjoner med liten eller ingen last, vil cellepotensialet stige. Dette medfører økt diffusjonsstrøm over pn-overgangen. For modellen tilsvarer det at stadig mer av strømmen som generatoren leverer ledes tilbake gjennom dioden. Fra et elektronikkperspektiv er det klart at spenningen over terminalene ikke kan overstige knespenningen til dioden fordi denne da vil lede bort ytterligere ladningsoppbygging. På samme måte vil ikke cellespenningen over en fotovoltaisk celle overstige  $V_{oc}$ . Ytterligere ladningsoppbygging ledes tilbake internt som diffusjonsstrøm, tilsvarende strømmen gjennom en diode i lederetning.



Figur 2-5: Fotovoltaisk celle modellert som en likestrømsgenerator i parallell med en diode. Gjengitt med tillatelse fra Belsby et al. (2013).

### 2.2.6 Strøm- og spenningskarakteristikk for et panel

I et solcellepanel er en mengde individuelle fotovoltaiske celler koblet sammen slik at panelet får ønskede egenskaper med tanke på spenning og strøm. Seriekoblede celler danner en streng som til sammen får en spenning tilsvarende summen av cellespenningene. Slike strenger kan kobles i serie eller parallell avhengig av om det er ønskelig med høyere spenning eller mer strøm. To strenger i parallell vil ha samme spenning som en enkelt streng, men vil kunne levere dobbel strøm.

Strøm- og spenningskarakteristikken for et solcellepanel koblet til en last fremkommer når samvarende verdier av strøm og spenning plottes ved varierende last. Et slikt plott kalles for panelets IV-kurve. Kurven vil ha to ytterpunkter:

- Åpen-krets-spenningen  $V_{oc}$ . Spenningen når panelet er belyst men ikke tilkoblet last. Da går det ingen strøm (ca 34 V i plottet nedenfor)
- Kortslutningsstrømmen  $I_{sc}$ . Strømmen som går når panelet er kortsluttet. Da er det ingen spenning (ca 9 A i plottet nedenfor)

Figur 2-6 viser et eksempel på et slikt plott fra et laboratorieforsøk utført av Belsby et al. (2013) ved UMB. I det samme plottet er avgitt effekt fra panelet også tegnet inn. Nær IV-kurvens kne vil stedet

## Bakgrunnsstoff

der panelet leverer maksimal effekt, *Maximum Power Point* (MPP), befinne seg. I plottet nedenfor er MPP ved om lag 26 V – 28 V. Strøm og spenning her betegnes som henholdsvis  $I_{mpp}$  og  $V_{mpp}$ .

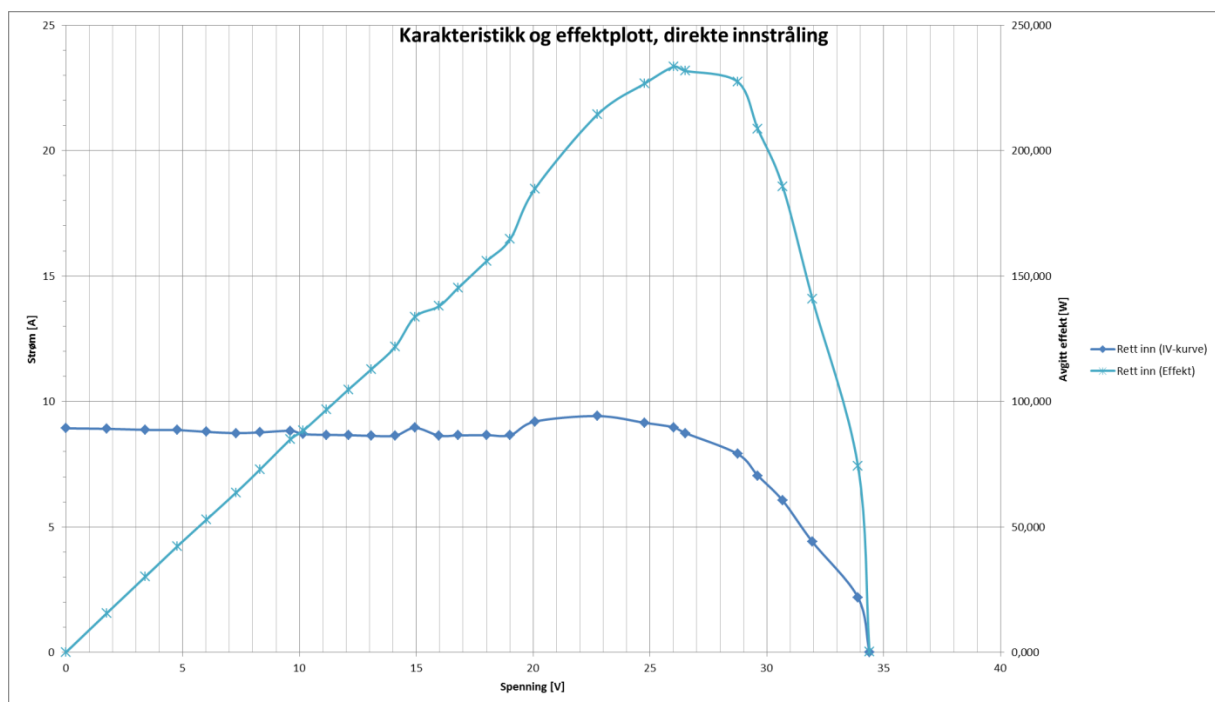
Dersom strømmen,  $I$ , og spenningen,  $V$ , fra et solcellepanel er kjent, kan levert effekt,  $P$ , beregnes som

$$P = IV \quad (2-2)$$

Maksimal effekt  $P_m$  blir således produktet av  $I_{mpp}$  og  $V_{mpp}$ . Den spesifikke effekten,  $P_{spes}$ , fremkommer ved å dividere effekten med panelets areal. Effektiviteten,  $\eta$ , til panelet vil være gitt som

$$\eta = \frac{P_{spes}}{P_{sol}} \quad (2-3)$$

der  $P_{sol}$  er den spesifikke effekten innstrålt fra sola som treffer panelet.

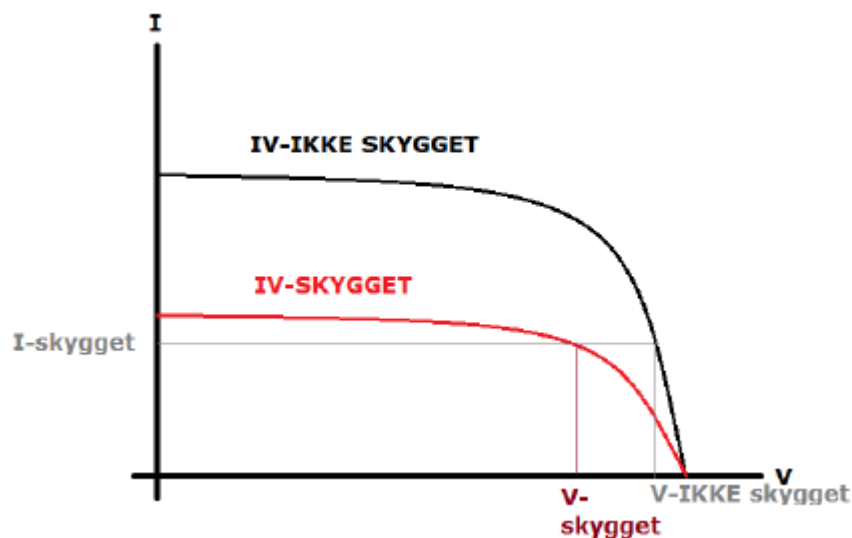


Figur 2-6: Strøm- og spenningskarakteristikk (mørkeblå) og effektkurve (lyseblå) for 1,65 m<sup>2</sup> stort solcellepanel. Målingene ble gjort i forbindelse med et laboratorieeksperiment ved UMB høsten 2013. Innstrålt effekt varierte noe i løpet av forsøket, med et gjennomsnitt på 1086 W/m<sup>2</sup>. Gjengitt med tillatelse fra Belsby et al. (2013).

### 2.2.7 Skygging

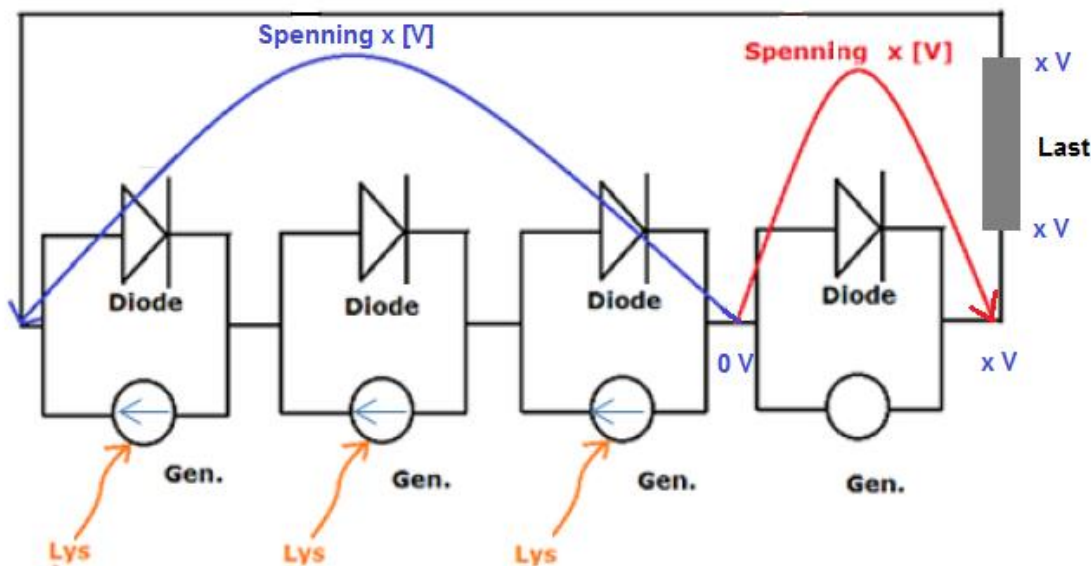
Strømmen fra en enkelt solcelle er proporsjonal med den innstrålte effekten. Som en følge av dette vil strømmen fra en celle avta proporsjonalt med skygging av cellen. Når mange celler er koblet sammen til et panel, kan skygging av enkeltceller ha potensielt alvorlige konsekvenser.

Figur 2-7 viser to IV-kurver skissert sammen. Den øverste er for en celle som ikke er skygget. Den nederste er for en delvis skygget celle. Disse to cellene er koblet i serie. Strømmen i seriekoblingen må være den samme hele veien. Dermed vil den skyggede cellen begrense strømmen. I figuren går det en strøm  $I_{skygget}$  i kretsen. Dette tvinger som figuren viser spenningen til å øke i den friske cellen som følger den øvre IV-kurven.



Figur 2-7: IV-kurver for to seriekoblede solceller. Den øvre kurven er for en uskygget celle. Den nedre for en delvis skygget celle. Seriekoblingen tvinger begge cellene til å ha samme strøm. Resultatet er en spenningsøkning i den friske cellen. Gjengitt med tillatelse fra Belsby et al. (2013).

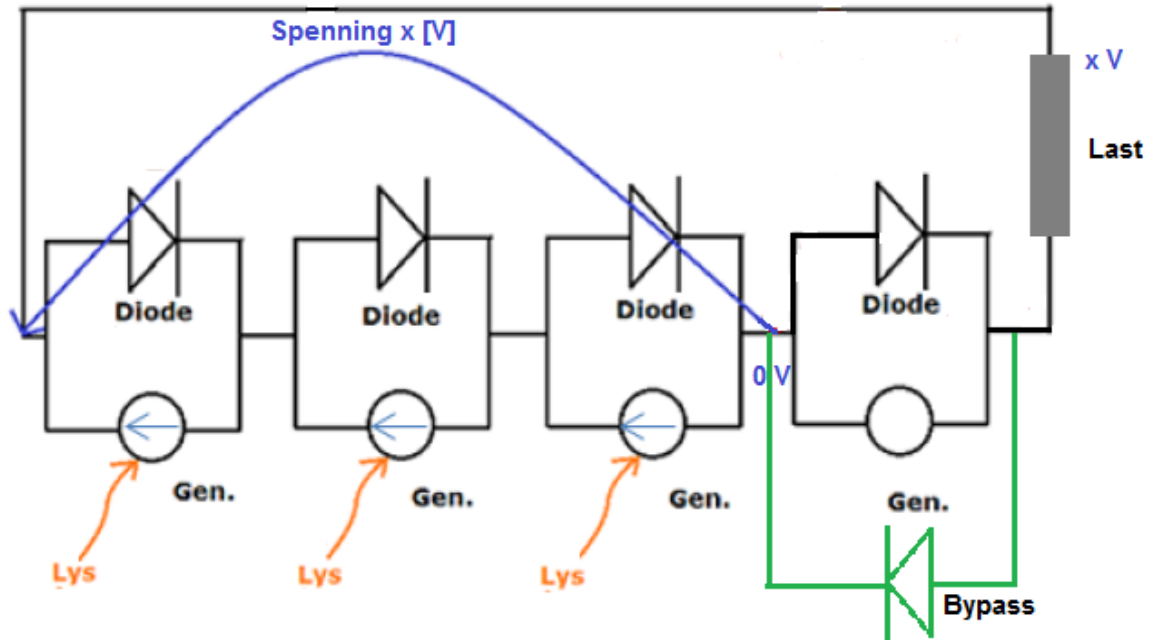
Figur 2-8 illustrerer situasjonen der en én av cellene er fullstendig skygget. Strømmen i denne cellen og dermed i hele kretsen blir da null. Med null strøm faller det ingen spenning over lasten. Følgelig vil spenningen fra alle de friske cellene falle motsatt vei over den skyggede cellen. Dersom det er mange nok celler i strengen, kan reversspenningen over den skyggede cellen bli så høy at den overstiger spenningen for sammenbrudd  $V_{RRM}$ .



Figur 2-8: Seriekobling av fire solceller. Én celle er fullstendig skygget, hvilket medfører null strøm og null spenningsfall over lasten. Spenningen over de øvrige cellene ( $x$  Volt) faller motsatt vei over den som er skygget. Gjengitt med tillatelse fra Belsby et al. (2013).

Uttrykk (2-2) beskriver effekten som leveres fra en celle som funksjon av strømmen og spenningen. Figur 2-4 viser at det for reversspenninger større enn  $V_{RRM}$ , fort vil gå en stor sammenbruddsstrøm i den ødelagte dioden. Følgelig vil det etter uttrykk (2-2) kokes av mye effekt i den skyggede cellen. Dette kalles *hot spot heating* i et solcellepanel og er svært skadelig.





Figur 2-9: Bypass-dioden forhindrer at den skyggede solcellen bryter sammen. Reversspenningen over solcellen er i bypass-diodens lederetning. Strømmen ledes dermed forbi den skyggede cellen og sammenbrudd unngås. Gjengitt med tillatelse fra Belsby et al. (2013).

Figur 2-9 illustrerer hvordan hot spot heating kan unngås ved hjelp av en bypass-diode. En bypass-diode er en diode som kobles parallelt med solcellen og har sin lederetning motsatt av solcellediode. Reversspenning over solcellen vil dermed være i bypass-diodens lederetning. Følgelig vil den lede og dermed forhindre videre spenningsoppbygging over den skyggede cellen. I solcellepaneler er det vanlig å bruke en bypass-diode per streng av enkeltceller. På den måten vil skygging av celler medføre spenningsfall som følge av at strengen de aktuelle cellene er i blir koblet ut. Ytterligere skadevirkninger unngås.

### 2.2.8 Virkningsgradsgrenser

William Shockley og Hans Queisser kom i 1961 frem til en øvre grense for virkningsgraden til solceller med en enkelt pn-overgang. Virkningsgraden ble definert etter uttrykk (2-3) som forholdet mellom avgitt og innstrålt effekt pr areal. I følge Chen (2011, s. 183) hadde Shockley og Queissers resonnement følgende forutsetninger:

- Én enkelt pn-overgang.
- Ett elektron-hullpar eksitert pr. innkommende foton.
- Dersom elektron-hullparet tilføres større energi enn båndgapet  $E_g$ , går overskuddet over til termisk energi.
- Solcellen belyses med ukonsentrert sollys.

Chen (2011, s. 183) mener majoriteten av konvensjonelle solceller oppfyller disse kriteriene. Dersom en eller flere av forutsetningene omgås, for eksempel ved å bruke konsentrert sollys eller celler med flere pn-overganger, vil den teoretiske virkningsgraden kunne øke. Like vel vil argumentene i Shockley-Queisser-teorien fortsatt være gyldige.



I beregningen av teoretisk virkningsgrad er det kun tre hovedparametere som spiller noen rolle. Disse er solens overflatetemperatur,  $T_{\theta}$ , solcellens temperatur,  $T_c$ , og halvlederens båndgap,  $E_g$ . Shockley og Queisser laget to dimensjonsløse størrelser av parameterne.

$$x_s = \frac{E_g}{k_B T_{\theta}} \quad (2-4)$$

$$x_c = \frac{E_g}{k_B T_c} \quad (2-5)$$

der  $k_B$  er Boltzmanns konstant ( $1,38 * 10^{-23} \frac{J}{K}$ ). De følgende delkapitlene vil forklare resonnetet som ligger til grunn for å finne Shockley-Queisser-grensen uten å ta for seg beregningene i detalj.

### Ultimat effektivitet og optimalt båndgap

Shockley og Queisser definerte den ultimate effektiviteten som forholdet mellom effekt generert av elektron-hullparene,  $P_{ehp}$ , og den innstrålte effekten fra solen,  $P_{sol}$ . De antok at kun fotoner med energi større eller lik båndgapet til halvlederen ble absorbert. Videre antok de at overskuddsenergi over  $E_g$  raskt ble omgjort til varme i cellen. Den innstrålte effekten pr. areal fra sola ble antatt proporsjonal med strålingen fra et svart legeme med temperatur  $T_{\theta}$ , fordelt jevnt utover et kuleskall med radius tilsvarende avstanden mellom jorda og sola. Under disse forutsetningene kom de fram til følgende uttrykk for den ultimate effektiviteten,  $\eta_u$ , som en funksjon av den dimensjonsløse størrelsen  $x_s$  (Chen 2011, s. 185):

$$\eta_u(x_s) = \frac{P_{ehp}}{P_{sol}} = \frac{15}{\pi^4} x_s \int_{x_s}^{\infty} \frac{x^2 dx}{e^x - 1} \quad (2-6)$$

Rent kvalitativt sier resonnetet at et lite båndgap vil gi absorpsjon av mange fotoner, men også mye spillvarme fordi flertallet av fotonene har for høy energi. Et stort båndgap vil gi mindre spillvarme, men også færre absorberte fotoner. Optimalt båndgap må ligge et sted i mellom. Evaluering av integralet i uttrykk (2-6) vil vise at  $\eta_u(x_s)$  har et maksimum på 0,44 ved  $E_g = 2,2k_B T_{\theta}$ . Forutsatt overflatetemperatur på sola  $T_{\theta}=5800$  K, blir det optimale båndgapet  $E_g = 1,1$  eV. Dette korresponderer med båndgapet til silisium og forklarer hvorfor denne halvlederen er godt egnet til solcellebruk (Chen 2011, s. 162, 185-186).

### Rekombinering, nominell effektivitet og temperaturavhengighet

Parallelt med dannelsen av elektron-hullpar som følge av innkommende fotoner, foregår det forskjellige rekombinasjonsprosesser. Disse stjeler fra den nyttige effekten elektron-hullparene kan bidra med og reduserer dermed virkningsgraden. Shockley og Queisser så derfor på hvordan radiativ rekombinasjon setter ytterligere grenser for oppnåelig virkningsgrad. Ved stabile driftsforhold må dannelsesraten for elektron-hullpar tilsvare den radiative rekombinasjonsraten pluss elektronforbruket grunnet strømmen som går ut i den eksterne kretsen. Prinsippet som sier at generasjonsraten må tilsvare rekombinasjonsraten heter på engelsk *principle of detailed balance*. Shockley og Queisser kalte effektiviteten begrenset av dette prinsippet for  $\eta_d$ . De kom fram til følgende uttrykk (Chen 2011, s. 189):

$$\eta_d(x_c) = \frac{1}{x_c} \ln\left(\frac{F_s}{F_{c0}} - 1\right) \quad (2-7)$$

der  $F_s$  er raten for dannelse av elektron-hullpar og  $F_{c0}$  er raten for radiativ rekombinering. Ved å finne frem til alternative uttrykk for  $F_s$  og  $F_{c0}$ , viser Chen (2011, s. 189) at uttrykk (2-7) kan omskrives til

$$\eta_d(x_c) = \frac{1}{x_c} \ln(Ce^{x_c}) \quad (2-8)$$

der  $C$  er et uttrykk som varierer svært lite sammenliknet med eksponentialuttrykket. For svært lave celletemperaturer vil  $x_c \rightarrow \infty$ . Det gir følgende grensetilfelle

$$\lim_{x_c \rightarrow \infty} \eta_d = \lim_{x_c \rightarrow \infty} \frac{1}{x_c} \ln(Ce^{x_c}) = \lim_{x_c \rightarrow \infty} \frac{x_c + \ln C}{x_c} = 1 \quad (2-9)$$

Den nominelle effektiviteten,  $\eta_n$ , kan uttrykkes

$$\eta_n = \eta_u \eta_d \quad (2-10)$$

Ved avtakende celletemperatur vil den nominelle effektiviteten nærme seg den ultimate i tråd med uttrykk (2-9) og (2-10). Dette gir seg i praksis uttrykk i en forbedring av cellenes virkningsgrad på om lag 0,3 % - 0,5 % per grad C temperaturen faller fra referansetemperaturen på 25 °C (Skoplaki & Palyvos 2009, s. 618).

### Shockley-Queisser-grensen

Når en solcelle leverer strøm til en optimal last slik at effekten er maksimal av hva cellen kan levere, vil effekten være gitt ved uttrykk (2-2) som produktet av  $I_{mpp}$  og  $V_{mpp}$ . Figur 2-10 viser at  $I_{mpp} < I_{sc}$  og  $V_{mpp} < V_{oc}$ . Fyllfaktoren  $\eta_f$  defineres som

$$\eta_f = \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (2-11)$$

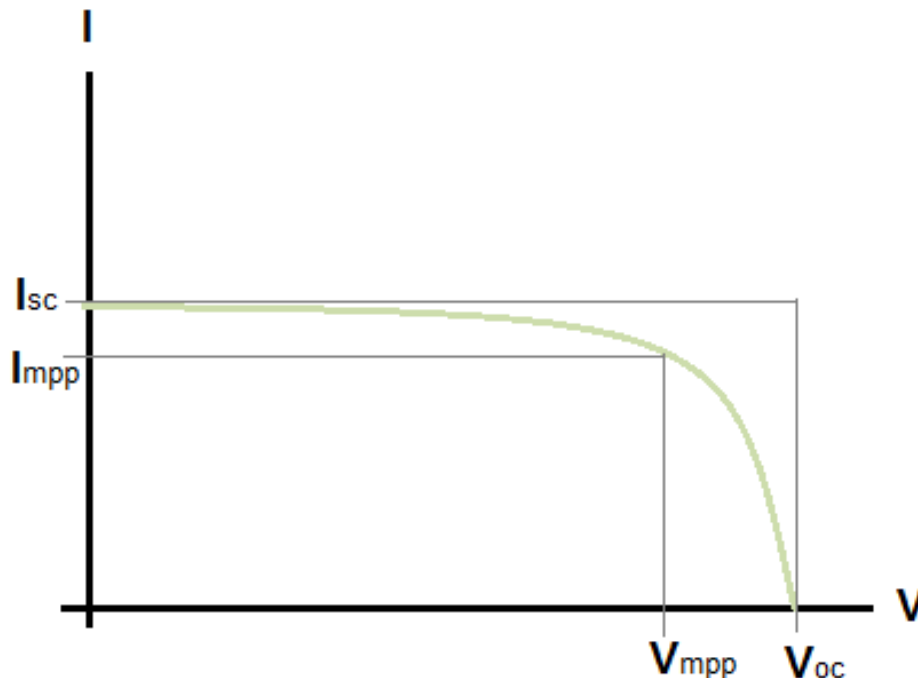
Når cellen leverer strøm til en last, vil strømmen og spenningen avta fra de maksimale verdiene mulig for cellen. Maksimal effekt levert er dermed ikke produktet av den maksimale strømmen  $I_{sc}$  og den maksimale spenningen  $V_{oc}$ . Fyllfaktoren beskriver hvor stor andel den maksimale leverte effekten utgjør av den effekten man hadde fått dersom cellen kunne levert sin maksimale strøm og ved sin maksimale spenning. Typiske verdier ligger mellom 0,8 og 0,9 for krystallinske silisiumceller (Chen 2011, s. 24)

Den endelige Shockley-Queisser effektivitetsgrensen,  $\eta_{SQ}$ , tar høyde for alle effektene beskrevet over.

$$\eta_{SQ} = \eta_u \eta_d \eta_f = \eta_n \eta_f \quad (2-12)$$

Med disse modifikasjonene faller den øvre teoretiske virkningsgraden fra ca 44 % for  $\eta_u$  til om lag 32 % for  $\eta_{SQ}$  (Chen 2011, s. 193).

Shockley og Queisser tok kun hensyn til radiativ rekombinering i sitt resonnement. Chen (2011, s.192-193) forklarer hvordan ikke-radiative rekombinasjonsprosesser også vil bidra og dermed senke den øvre teoretiske virkningsgraden ytterligere. Noen av disse prosessene kan reduseres kraftig ved bruk av så rent silisium som mulig. Det er like vel én prosess som ikke lar seg forhindre. Den kalles *Auger-rekombinasjon*. I stedet for å emittere et foton, blir båndgapsenergien  $E_g$  enten overført til et fritt elektron nær ledningsbåndkanten eller et hull nær valensbåndkanten. Overskuddsenergien tapes så som gittervibrasjoner, såkalte *fononer*. For svært rent krystallinsk silisium er Auger-rekombinasjon den dominerende prosessen etter radiativ rekombinasjon. Som en følge reduseres den øvre teoretiske virkningsgradsgrensen fra 32 % til om lag 28 %.



Figur 2-10: IV-kurve med hjelpelinjer som illustrerer fyllfaktoren. Fyllfaktoren kan ses på som hvor stor andel det innerste rektangelets areal (maksimal levert effekt) utgjør av det ytterste rektangelets areal (tenkt effekt ved maksimal strøm og spenning).

En måte å oppnå virkningsgrad høyere enn SQ-grensen er ved å benytte såkalte tandemceller. En enkeltcelle vil være gjennomsluktig for fotoner med energi lavere enn båndgapet, mens fotoner med for mye energi vil gi spillvarme. Bruk av halvledere med ulikt båndgap lagt over hverandre kan gi absorpsjon av en større del av solspekteret og dermed høyere virkningsgrad. Da må cellene være sortert etter båndgap med det største båndgapet øverst. Dette vil i tillegg være en seriekobling av enkeltceller og dermed medføre at tandemcellen kan levere høyere spenning og mer effekt. Tandemceller med virkningsgrad over 40 % har vært demonstrert (Chen 2011, s. 207).

### Virkningsgradsgrensen for AM1,5-spekteret

Som beskrevet over, er solspekteret mottatt ved jordoverflaten påvirket av spredning og absorpsjon i atmosfæren. Dette er det i utgangspunktet ikke tatt hensyn til i Shockley og Queisser resonnement. Det viser seg imidlertid at AM1,5-spekteret gir marginalt høyere virkningsgrad enn hva AM0-spekteret gjør. Årsaken er at infrarød stråling med fotonenergi lavere enn båndgapet og ultrafiolett stråling med fotonenergi høyere enn båndgapet begge påvirkes mer av atmosfæren enn det synlige lyset som har fotonenergi omkring båndgapet. Dermed kan en marginalt større andel av den totale innkommende strålingen gjøre nytte for seg i solcellen ved AM1,5 enn ved AM0 (Chen 2011, s. 190-191)

#### 2.2.9 Hvorfor silisiumsolceller?

Chen (2011, s.201) trekker fram flere årsaker til at silisium er det vanligste solcellematerialet med 80 - 90 % markedsandel:

- Silisium utgjør 27 % av jordskorpen.
- Båndgapet er tilnærmet optimalt for solspekteret, se kapittel 2.2.8.
- Stoffet er kjemisk stabilt og ikke giftig.
- På grunn av elektronikk- og dataindustrien er det utviklet metoder for å fremstille ultra rent silisium.

- Solceller basert på dette materialet har nå vært under utvikling i over 50 år, hvilket medfører at oppnådde virkningsgrader nærmer seg den teoretiske.

Metallurgisk silisium kan fremstilles fra sand og er typisk 98 % ren. For solcellebruk kreves en renhet på 99,9999 % eller høyere for å forhindre at rekombinasjon som følge av urenheter trekker virkningsgraden ned. Chen (2011, s. 201) nevner to hovedmetoder for rensing av metallurgisk silisium: *Siemensprosessen* og *REC-prosessen*. Sistnevnte kalles også *fluidized-bed-reactor-prosessen* (FBR). Energiforbruket i denne prosessen er vesentlig redusert sammenliknet med Siemensprosessen. Westgaard et al. (2012, s. 1) har utført en livssykelanalyse for RECs Peak Energy-serie solcellepaneler og undersøker blant annet hvor lenge panelene må være i drift for å produsere like mye energi som kreves for å lage dem. For moduler med wafere og celler produsert i Norge, kommer de frem til en energitilbakebetalingstid på 1,1 år. FBR-prosessen trekkes fram som en av hovedgrunnene til at dette er mulig.

### **Mono- og multikrystallinske celler**

Av det rene silisiumet lages det tynne skiver, såkalte wafere. Chen (2011, s. 202) beskriver to alternative metoder.

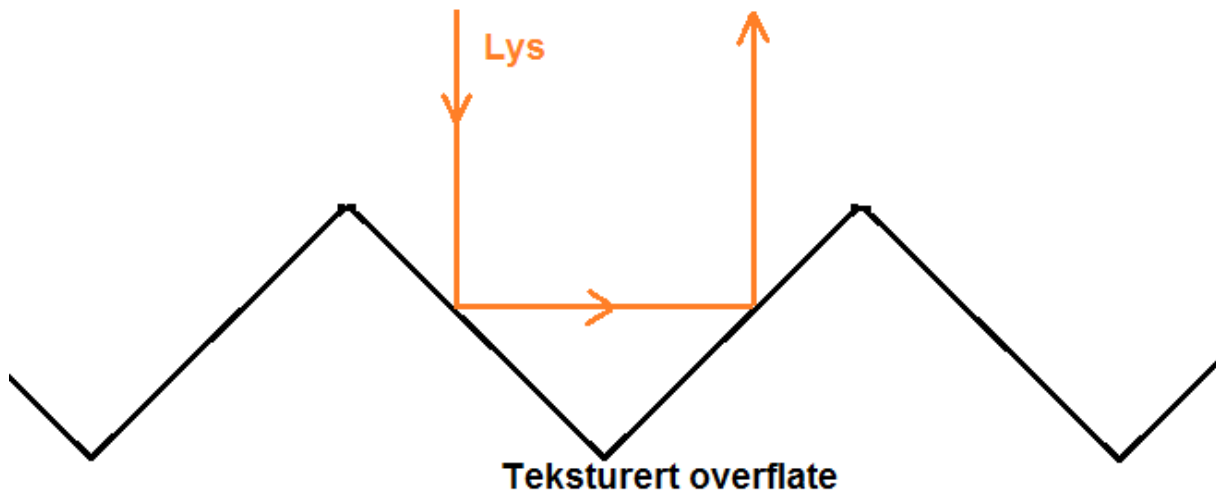
I *Czochralski-prosessen* trekkes en sylindrisk silisiumstav langsomt ut av et bad av silisiumsmelte. Den skjæres til slik at den får rette sider med buede hjørner og kuttes så i skiver (wafere). Waferne trenger ikke være tykkere enn 100  $\mu\text{m}$  for å absorbere de nødvendige bølglengdene innkommende sollys. Strukturelt fører denne prosessen til at hele staven som trekkes ut er én stor krystall. Waferne som produseres kalles derfor for monokrystallinske. De kjennetegnes ved at de har runde hjørner som følge av at de er skåret ut av en sylinder.

Multikrystallinske wafere lages ved at smeltet silisium støpes til barrer og skjæres opp til wafere. Disse vil ha noe lavere virkningsgrad enn monokrystallinske celler, men kan til gjengjeld legges kant i kant uten at plass går til spille grunnet avrundede hjørner.

### **Fra wafere til solcellepaneler**

Bor tilsettes silisiumsmelten slik at waferne i utgangspunktet er p-dopet (se kapittel 2.2.3). Fosfor diffunderes så inn i waferne ved 800 til 900  $^{\circ}\text{C}$ , slik at overflatene etter hvert blir n-dopet. Fosforlaget etses deretter vekk fra wafernes bak- og sideflater. Waferen har nå fått en innebygget pn-overgang. Ved å feste kontakter av metall til for- og baksiden, blir waferen til en stor diode. Som regel vil baksiden dekkes fullstendig av kontakten, som også kan fungere som et reflekterende lag for stråling som trenger gjennom cellen. Kontakten på forsiden får form som et gitter. Det er ønskelig at så mye lys som mulig slipper gjennom gitteret. Samtidig må det være nok metall til stede for at den ohmske motstanden ikke skal bli for stor. Når pn-overgangen er etablert og kontaktene er festet, har waferen i praksis blitt en solcelle.

Flere tiltak kan iverksettes for å øke virkningsgraden til solcellen. Som regel legges det et passiverende lag av silisiumdioksid ( $\text{SiO}_2$ ) på begge sider av waferen. Dette reduserer rekombinasjon på overflaten. En annen utfordring er at noe av det innkommende sollyset vil reflekteres av overflaten på cellen og dermed ikke trengte inn og bli til strøm. For å redusere tap knyttet til dette, kan forsiden av waferen tekstureres for å gi bedre absorpsjon. Et mønster av inverterte pyramider vil for eksempel gjøre at reflektert sollys treffer overflaten flere ganger, hvilket øker absorpsjonen. Figur 2-11 illustrerer dette prinsippet. I tillegg til mekaniske inngrep som teksturering, kan cellen dekkes med ulike belegg som reduserer refleksjonen (Chen 2011, s. 203).



**Figur 2-11:** Den teksturerte overflaten gjør at det sollyset som reflekteres treffer cellen flere ganger, hvilket øker andelen som absorberes.

Chen (2011, s. 203) forklarer hvordan de skjøre solcellene bygges inn i moduler for å beskytte de fra elementene og mekanisk belastning. Enkeltceller seriekobles i strenger for å gi ønsket spenningsnivå. En modul består av en glassplate i front, en film av etylenvinylacetat (EVA), solcellestrengene, en ny film med EVA og deretter en bakplate. Det hele går gjennom en varmpresse hvor EVA-filmen smelter ved en temperatur på om lag 150 °C og binder sammen alle komponentene. Til slutt får modulen en metallramme med tetningspakninger, samt en tilkoblingsboks som også som regel inneholder bypass-diodene (se kapittel 2.2.7).

### **2.2.10 Komponentene i et nettilknyttet solcelleanlegg**

Foruten selve solcellepanelene, består et nettilknyttet solcelleanlegg av

- Vekselretter som omformer likestrømmen fra cellene (DC) til nettets vekselstrøm (AC).
- Likestrømskabler fra modulene til vekselretteren og vekselstrømskabler fra vekselretter og ut (for eksempel til husets sikringsskap).
- System for montasje / innfesting av panelene.
- Utstyr til driftstyring og produksjonsovervåkning.
- Ekstra sensorer og måleutstyr kan eventuelt inkluderes for å gi detaljert informasjon om komponentenes tilstand.

De følgende avsnittene går nærmere inn på noen av de sentrale komponentene.

### **Montasjesystemer for bygninger**

Solcellepanelene kan enten ettermonteres/ tilpasses en bygning, eller integreres i bygningens tak og fasade. Det første alternativet omtales internasjonalt som «*Building Adapted Photo Voltaics*» (BAPV), mens det andre kalles «*Building Integrated Photo Voltaics*» (BIPV).

For BAPV melder Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 14-18) at en rekke rimelige løsninger finnes for montering utenpå både på skrå og flate tak. For flate tak er det vanlig med ulike varianter av skråstilte stativer som enten forankres med ballast eller er utformet for å presses ned av vinden, såkalt aerodynamiske systemer. Montering utenpå skråtak gjøres vanligvis med et skinnesystem som sikrer 5-10 cm avstand og dermed en viss luftgjennomstrømning bak panelene for kjøling. Skinnesystemet

festes i takets underkonstruksjon med festeanordninger tilpasset taktypen. Det anbefales at taket tilstandsvurderes før montering. Solcelleanlegget har en antatt levetid på minst 25-30 år og taket bør ha samme gjenværende levetid for å unngå unødvendig arbeid. Ved kortere levetid for taket, bør det enten skiftes ut først, eller et nytt tak kan lages av solceller. Disse er da bygningsintegreerte.

Bygningsintegreerte solceller (BIPV) oppfyller en bygningsteknisk funksjon. Typisk vil dette være en skallfunksjon som tak og fasade. Løsninger innen solavskjerming med solceller finnes også. Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 18) forklarer at en vanlig løsning er moduler som er konstruert slik at de danner en vanntett skjøt når de legges inntil hverandre. På den måten kan de legges på samme måte som takstein med kabelføringer på undersiden. Løsninger for vanntett overgang mellom solceller og takstein leveres også

### Vekselrettere

Det finnes tre hovedkategorier av vekselrettere:

- Mikrovekselretter
- Strengvekselretter
- Sentralvekselretter

Felles for alle er at de er solcelleanleggets bindeledd til kraftnettet. De tilpasser frekvens og spenning slik at dette til enhver tid harmoniserer med nettet. Vekselretteren skal også sørge for optimal drift ved å holde solcellene ved sitt optimale forhold mellom strøm og spenning (Maximum Power Point, jf. kapittel 2.2.6). De er derfor utstyrt med en «*Maximum Power Point Tracker*» (MPPT), en reguleringsalgoritme som søker optimal driftstilstand. Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 22) beskriver hvordan vekselretteren også har innebygde sikkerhetsmekanismer som blant annet beskytter den mot feil på kraftnettet og forhindrer at solcelleanlegget leverer strøm til et nett som netteier har koblet fra. Det sistnevnte kalles for øy-drift og er en trussel for sikkerheten til de som gjør vedlikeholdsarbeid på nettet. Sikkerhetsmekanismene kan styres av innprogrammerte terskelverdier som den lokale netteieren i prinsippet kan be vekselretterleverandøren om å legge inn. Ved omformingen fra likestrøm til vekselstrøm hefter det tap som for gode vekselrettere ligger på 1-3 %.

Mikrovekselrettere er dimensjonert for én enkelt modul. Dette muliggjør modulvis optimalisering av produksjonen. På den måten får skygging av et panel, som omtalt i kapittel 2.2.7, mindre konsekvenser fordi øvrige paneler ikke påvirkes. Mikrovekselrettere egner seg for mindre systemer og gjør at mindre tid går med til design og optimalisering. Tapene fra dem er noe høyere enn fra større vekselrettere.

Strengvekselrettere er konstruert for høyere inngangsspenning enn mikrovekselrettere. Følgelig kobles hele strenger av paneler til strengvekselretteren. I følge Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 23) er det vanlig med en til tre MPPT'er i en slik vekselretter, men flere strenger kan kobles til samme MPPT. Det er da viktig at disse strengene har så lik driftstilstand som mulig. Dersom en enkelt modul opplever skygging, vil det påvirke driften av alle modulene i strengene tilknyttet samme MPPT. Dette stiller krav til design av anlegget. En strengvekselretter har som regel noe høyere virkningsgrad, er lettere tilgjengelig for eventuelt vedlikehold og ofte rimeligere i innkjøp enn mikrovekselrettere.

Sentralvekselrettere er beregnet for store anlegg. Den har likhetstrekk med strengvekselretteren, men kan ta flere hundre strenger.

En såkalt power optimizer kan anvendes for å gi en mikrovekselretters fordeler ved bruk av streng- eller sentralvekselrettere. Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 25) beskriver dette som en likestrømsomformer (DC/DC) med en MPPT-funksjon. Den kan monteres bak hver enkelt modul og

bidrar til optimal driftstilstand og jevn utgangsspenning. Bruk av slike power optimizers eliminerer i prinsippet behovet for MPPT i vekselretteren.

### Overvåkning

Det finnes systemer som gir anleggseier mulighet til å hente ut informasjon om kraftproduksjon, for eksempel via opplasting til nett eller over Bluetooth. Vekselrettere er som regel også utstyrt med et display og betjeningspanel som gjør det mulig å hente ut data direkte fra denne.

#### 2.2.11 Standard testbetingelser for solceller

Fordi faktorer som innstrålt effekt, innstrålingsvinkel, temperatur osv. virker inn på produksjonen av strøm fra solceller, er det definert standard testbetingelser. På den måten kan data for ulike paneler sammenliknes fordi dataene er gitt ved samme driftsbetingelser. Disse betingelsene omtales som *standard test conditions* (STC) og angis av Chen (2011, s. 24-25) og Multiconsult (2013, s. 9) som:

- Solinnstråling  $1000 \text{ W/m}^2$  (én sol, se kapittel 2.1.2)
- $25 \text{ }^\circ\text{C}$  omgivelsestemperatur
- AM 1,5 (se kapittel 2.1.2 og uttrykk (2-1))

Den effekten som kan måles når anlegget opererer i maximum power point under STC betegnes  $W_p$  (watt peak). Effekten levert fra anlegget i maximum power point under STC er anleggets installerte effekt målt i  $W_p$ .

Multiconsult (2013, s. 9) definerer ytterligere to begreper som er nyttige når effekt og energiproduksjon fra solcelleanlegg skal vurderes:

- **Spesifikk ytelse ( $\text{kWh/kW}_p/\text{år}$ ):** Den årlige energien (i kWh) produsert fra anlegget dividert med den installerte effekten.
- **Ytelsesfaktor (Performance Ratio, PR):** Energiproduksjonen dividert med energien som ville ha blitt produsert i et perfekt system. Tap på grunn av skygging, refleksjon, ulik modul kvalitet (mismatch), elektriske komponenter osv. blir dermed inkludert. Ytelsesfaktoren sier noe om hvor store de totale tapene i anlegget er. Foruten å være påvirket av kvaliteten på de ulike komponentene, er den også påvirket av temperatur i tråd med uttrykk (2-9) og (2-10).

## 2.3 Innføring i elektrokjemisk energilagring

I mange tilfeller der bruk av solceller er aktuelt, er energilagring også et tema. For anlegg som ikke er knyttet til strømmettet, er årsaken åpenbar. Når innstrålingen er høy og forbruket er lavt, vil det produseres mer energi enn hva som forbrukes. Samtidig vil det som regel være behov for energi også når solen ikke skinner. Begge utfordringer kan løses ved å ha lagringskapasitet.

De potensielle lagringsteknologiene varierer i pris og modenhet. Flere alternativer eksisterer eller er under utvikling, eksempelvis pumpekraft, svinghjuls lagring og hydrogenlagring. Dell og Rand (2001, s. 189) argumenterer for at den mest kostnadseffektive løsningen for energilagring fra solcelleanlegg i størrelse noen få kWp til noen hundre kWp installert effekt, er batterier. Noen av årsakene til dette er at:

- Batterier er likestrømsteknologi slik som solcellene.
- Batterier er pålitelige og responderer momentant på lastvariasjoner.



- Batterier er modulære slik at anlegg i ulike størrelser raskt kan settes sammen og komponenter enkelt kan byttes ut.
- Batterier er etablert teknologi med effektive produksjonsprosesser.

Ved å knytte anlegget til strømmettet, faller mye av begrunnelsen for å ha et energilagert bort. Strømmettet vil da kunne levere energien som trengs når solen ikke skinner. Samtidig kan nettet i prinsippet ta imot overskuddet når det produseres mer enn hva som forbrukes. Det kan like vel være interessant å se på hvilke premisser lokale lagringsmuligheter legger for dimensjonerings- og driftsstrategien for et nettilknyttet solcelleanlegg. I dette delkapittelet presenteres derfor de grunnleggende fysiske prinsippene bak de vanligste formene for energilagring i liten og mellomstor skala.

### 2.3.1 Grunnleggende oppbygging og elektrokjemiske prinsipper

En *elektrokjemisk celle* består av en positiv elektrode og en negativ elektrode adskilt av en elektrolytt. Elektrolyttens oppgave er å lede ioner mellom elektrodene. I følge Dell og Rand (2001, s. 10) er majoriteten av elektrolyttene som benyttes i ulike batterier konsentrerte løsninger av syrer, baser eller salter i vann. Andre løsninger kan være organiske saltløsninger, polymere eller keramiske stoffer.

Betegnelsen batteri benyttes om en enhet bestående av flere elektrokjemiske celler. De kan være koblet i serie, parallell eller i en kombinasjon, alt etter hvor mye strøm og hvor stor spenning batteriet skal levere. Den elektrokjemiske cellen blir således den minste funksjonelle komponenten i batteriet. I dagligtale brukes betegnelsen batteri også når det kun er én enkelt elektrokjemisk celle til stede. Det skilles mellom *primærbatterier* og *sekundærbatterier*. Primærbatterier kan kun brukes en gang, mens reaksjonen i et sekundærbatteri er reversibel. Det vil si at batteriet kan lades opp og brukes igjen.

Elektrisitet genereres i den elektrokjemiske cellen som følge av kjemiske reaksjoner ved de to elektrodene. Ved den negative elektroden skjer det en oksidasjon, eller en anodisk reaksjon. Ved den positive elektroden skjer det en reduksjon, eller en katodisk reaksjon. Elektrodene består av det som kalles det aktive materialet i cellen festet til en elektrisk leder. Elektroner kan vandre fra cellen og ut i en ekstern krets via lederen fra den negative elektroden og komme tilbake via lederen til den positive elektroden. Det oppstår da en ekstern strøm drevet av forskjellen i *elektrodepotensial*. Dell og Rand (2001, s. 12) benytter betegnelsen *galvanisk celle* om en elektrokjemisk celle som leverer strøm. I prinsippet vil de to halvreaksjonene for henholdsvis den negative og positive elektroden være som følger under utladning av batteriet:



I uttrykk (2-13) representerer  $M$  forbindelsen som ved den negative elektroden oksideres til et positivt ion med oksidasjonstall  $n$  og frigivelse av  $n$  elektroner ( $e^{-}$ ). Forbindelse  $X$  i uttrykk (2-14) tar opp et elektron ved den positive elektroden og reduseres.  $M$  vil typisk være et metall og  $X$  typisk et metalloksid.

Stoffer som er vanlig å bruke som negativt aktivt materiale er sink, kadmium, bly og litium. Som positivt aktiv masse benyttes gjerne oksider av mangan ( $MnO_2$ ), nikkel ( $NiOOH$ ) eller bly ( $PbO_2$ ), men andre alternativer finnes også (Dell & Rand 2001, s. 13).

### 2.3.2 Tapsmekanismer og overspenning

Sammensatte tapsemekanismer gjør at spenningen til batteriet når det leverer strøm vil være lavere enn spenningen i åpen krets. Ved oppladning sørger de samme mekanismene for at batteriet må lades med



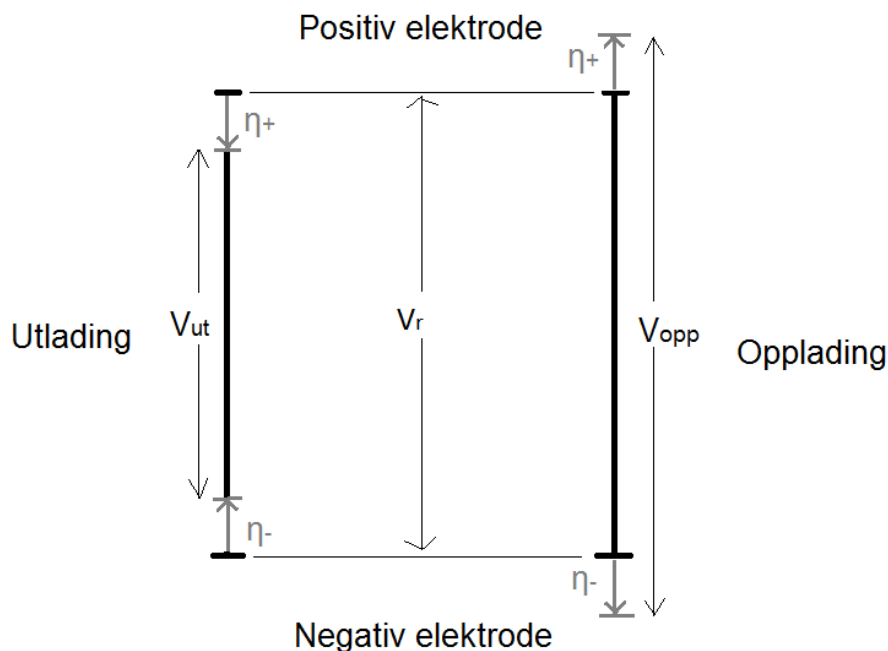
en spenning høyere enn batteriets spenning med åpen krets. Tapsmekanismene kan i følge Dell og Rand (2001, s. 15) deles i to grupper som til sammen utgjør batteriets indre impedans:

- Polariseringstap ved elektrodene.
- Ohmske (ressesive) tap i ledere, elektrolytt og aktiv masse.

Når det går strøm representerer det et avvik fra likevekt. Følgelig vil cellespenningen avvike fra den reversible cellespenningen  $V_r$ . Dette spenningsavviket kalles for *overspenningen* ved elektrodene og har symbol  $\eta$ . Dell og Rand (2001, s. 15) deler overspenningen i to komponenter:

- *Aktiveringsoverspenning* på grunn av kinetiske begrensinger i ladningsoverføringsprosessen ved elektrodene. Fenomenet oppstår i grensen mellom elektrode og elektrolytt og regnes som en iboende egenskap for den aktuelle elektrodene og elektrolytten.
- *Konsentrasjonsoverspenning* fordi området nær elektrodeoverflatene tappes for reaktanter. Dette skjer fordi nye reaktanter diffunderer for langsomt gjennom elektrolyttløsningen eller elektrodematerialet. Således er denne overspenningen avhengig av elektrodens porøsitet og tykkelse, samt elektrolyttens massetransportegenskaper.

Det er disse to komponentene som skaper polariseringstapet ved elektrodene. Spenningsfallet grunnet ressesive tap kalles gjerne ohmsk polarisering eller ohms overspenning. Figur 2-12 illustrerer hvordan overspenning ved elektrodene virker inn ved ut- og opplading av et sekundærbatteri.



Figur 2-12: Overspenninger ved ut- og opplading av batteri. Til venstre illustreres det hvordan spenningen under utlading,  $V_{ut}$ , er mindre enn den reversible cellespenningen,  $V_r$ . Dette skyldes overspenningene  $\eta$  ved hver av elektrodene. Til høyre illustreres det hvordan ladespenningen,  $V_{opp}$ , er høyere enn den reversible cellespenningen på grunn av overspenningene ved elektrodene.

Pauser i utladningen vil som regel redusere konsentrasjonsoverspenningene fordi reaktanter får tid til å diffundere til området nær elektrodeoverflatene. Dette fører situasjonen tilbake mot likevekt og gir en spenning nærmere den reversible cellespenningen.

### 2.3.3 *Utfordringer for sekundærbatterier*

Dell og Rand (2001, s. 97) slår fast at minst 500 ladesykluser må kunne forventes av et sekundærbatteri. Rent elektrokjemisk innebærer dette at elektrodereaksjonene er reversible for det ønskede antall sykler. Det er flere utfordringer knyttet til dette:

- Overgang frem og tilbake mellom fast elektrode og flytende elektrolytt kan gi strukturelle problemer, oppsprekking og tap av aktivt materiale fra elektrodene.
- Sidereaksjoner kan gi inaktive faser som elektrisk isolerer deler av det aktive materialet.
- Dendrittvekst (dannelse av spisse nåler) kan føre til intern kortslutning fordi dendrittene vokser seg gjennom elektrolytten og forbinder elektrodene.
- For høy ladespenning kan gjøre at elektrolytten dekomponerer med frigivelse av gass. Dette fører til tap av elektrolytt og potensiell eksplosjonsfare.
- Korrosjon på ledere vil gi økt indre motstand.
- Overoppheting kan gi uttørking av separatoren mellom elektrodene.

I følge Dell og Rand (2001, s. 98) er degenerering av batterier ofte en akselererende prosess, slik at de raskt blir ubrukelige når ytelsene først har startet å avta.

Utfordringene listet over kan til en viss grad møtes med tiltak vedrørende kjemisk sammensetning og konstruksjon og batteriet. Eksempelvis kan blybatterier være særlig utsatt for gassing i det elektrolytten dekomponerer til hydrogengass og oksyngengass ved for høy ladespenning. Et kjemisk tiltak har vært bruk av platina som katalysator for å hjelpe oksygen og hydrogen å rekombinere. Et annet alternativ er å konstruere blybatteriet slik at frigjort oksygen kan vandre til den negative elektroden hvor det vil rekombinere med hydrogen fra svovelsyren.

### 2.3.4 *Dimensjonerende faktorer*

Dell og Rand (2001, s. 189-190) trekker fram følgende faktorer som er med på å avgjøre valg av batteri som lager for et solcelleanlegg:

- Variasjonen i strøm og spenning fra anlegget som følge av variasjon i innstråling med tid på døgnet og årstid. Dette vil medføre variasjoner i batteriets ladestrøm.
- Klimatiske forhold, herunder temperaturen der batteriene skal driftes. Nikkel-kadmium og litium-ion er for eksempel bedre i kulde enn blyakkumulatoren er. De er til gjengjeld dyrere. Ved spesielt høye driftstemperaturer, kan batterier med vannbasert elektrolytt være en ulempe.
- Krav til pålitelighet og vedlikeholdsfrihet. Desto mer avsidesliggende anlegget skal ligge, desto viktigere er det at vedlikeholdsbehovet er minimalt.
- Hvor dypt det er sannsynlig at batteriene må tappes i ladesyklusene.
- Energiytelsen til batteriet (energi ut/ energi inn)
- Selvtladringsrate og levetid for batteriet
- Akseptabel kostnad

Batteriets dimensjonering i et solcelleanlegg er i følge Dell og Rand (2001, s. 191) sterkt avhenger av klimaet. I tropiske soner med lite sesongvariasjon i solinnstråling, eller i ørkenområder med lite skyer og nedbør, er behovet for lagring begrenset. For slike tilfeller dreier det seg i hovedsak om å lagre overskuddet av produksjon om dagen for bruk om natten.

I tempererte områder er solinnstrålingen mindre stabil som følge av skyer. Ujevn innstråling legger føringer for størrelsen til selve solcelleanlegget så vel som batteripakken. I anlegg som ikke er knyttet til strømmettet, må energireserver for flere sammenhengende dager uten sol må ofte beregnes. En

kompliserende faktor i norsk sammenheng er de store sesongvariasjonene i innstråling som følge av geografisk plassering så langt mot nord.

### **2.3.5 Andre funksjoner for batteriet**

I tillegg til den åpenbare funksjonen som energilager, utdyper Dell og Rand (2001, s. 192-193) flere andre viktige oppgaver for batteriet. I et hjem er det er ikke uvanlig med effektsvingninger av kort varighet på opptil seks ganger den vanlige lasten. Slike svingninger kommer i forbindelse med bruk av ulike dagligdagse apparater, for eksempel kaffetrakteren, komfyren eller støvsugeren. Det er ikke hensiktsmessig å dimensjonere solcelleanlegget til å takle slike kortvarige effekttopper. En mer kostnadseffektiv løsning er å la batteriet ta disse toppene. Således har det også en rolle som effektlager.

For å lage vekselstrøm til byggets eksisterende elektriske anlegg benyttes en inverter. *Induktive* laster i AC-anlegget, som motorer i vaskemaskiner, kompressorer i kjøleskap og så videre, vil kunne gi opphav til kortvarige svingninger i strømstyrken. Både batterier og inverter må være i stand til å møte slike momentane økninger i strømstyrken.

Strøm og spenning som leveres fra solcelleanlegget påvirkes av innstrålingen og vil derfor variere med tid. Batteriet vil kunne jevne ut disse svingningene, slik at strøm og spenning levert fra anlegget ligger på et stabilt nivå.

## **2.4 Energioverføring i det norske kraftnettet**

For å forstå hvordan energi transporteres fra produksjonssted til der det er bruk for den, er det nødvendig med kjennskap til kraftnettets organisering og virkemåte. Slik kunnskap er også sentral for bedre å forstå den lokale virkningen av energiproduksjon fra solceller. I tillegg legger ulike forhold i kraftnettet føringer for prisen som betales for strømmen hos sluttbruker. Dette kapittelet gir en kort innføring i noen sentrale aspekter ved det norske kraftnettet og fysikken knyttet til overføring av energi som elektrisitet med vekselspenning. Herunder forklares reaktiv effekt og følgene pendlende reaktiv effekt har i nettet.

### **2.4.1 Kraftnettets organisering og tilstand**

Tradisjonelt har norsk kraftproduksjon vært basert på geografisk stedbundne ressurser som ikke nødvendigvis har vært i nærheten av de store forbruksstedene. For å transportere strømmen fra turbinhallene på Vestlandet til de store befolkningssentra, har det vært behov for et robust transportsystem for elektrisk energi. Dette omtales som kraftnettet. Systemet består av ledninger på ulike spenningsnivå bundet sammen av transformatorstasjoner og koblingsanlegg. Ledningene kan henge i mast (luftlinje), alternativt gå under bakken eller i sjøen (kabel). De ulike delene av nettet omtales som sentral-, regional-, og distribusjonsnettet (NOU 2012:9, s. 158).

Distribusjonsnettene er de lokale nettene hvor sluttbrukere som husholdninger, tjenesteytere og mindre industri er tilknyttet. Det utgjør i følge NOU 2012:9 ( s. 158) om lag 91 % av kraftnettets totale lengde. Regionalnettet utgjør til sammenlikning 6 % og sentralnettet de resterende 3 %. Sentralnettet tar i mot strøm fra de fleste kraftverkene og leverer til mye av den kraftkrevende industrien. Regionalnettet utgjør bindeleddet mellom sentralnettet på høyt spenningsnivå og distribusjonsnettet med lavere spenningsnivå. En del mindre kraftverk kan være tilknyttet regionalnettet, mens de minste kraftverkene kan levere rett inn i distribusjonsnettet (NOU 2012:9, s. 158). Tabell 2-2 oppsummerer sentrale aspekter ved de tre delene av kraftnettet.

Tabell 2-2: Sentrale aspekter ved de tre delene av det norske kraftnettet basert på NOU 2012:9 (s. 159)

NETT	LENGDE	LEDNINGSTYPER	STØRSTE EIERE
<b>Sentralnettet</b>	Ca. 11 000 km (2009-tall)	0,5 % jordkabel 0,5 % sjøkabel 99 % luftlinje	Statnett eier om lag 90 % Andre store eiere omfatter BKK Nett AS, SKL Nett AS, Lyse Elnett AS og Hafslund Nett AS
<b>Regionalnettet</b>	Ca. 19 000 km	6 % jordkabel 1,6 % sjøkabel 92,4 % luftlinje	Hafslund Nett AS, Eidsiva Nett AS og Skagerak Nett AS
<b>Distribusjonsnettet</b>	Ca. 305 000 km	45 % jordkabel 0,7 % sjøkabel 54,3 % luftlinje	Hafslund Nett AS, BKK Nett AS, Agder Energi Nett AS, Skagerrak Nett AS og Eidsiva Nett AS

Betegnelsen *nettselskap* omfatter de selskapene som eier og drifter distribusjonsnettet, regionalnettet og sentralnettet. I følge NOU 2012:9 (s. 159) er om lag en fjerdedel av disse rene nettselskaper, en fjerdedel driver med omsetning og nettvirksomhet, en tredjedel er integrerte produksjons-, omsetnings- og nettselskaper, mens den siste sjettedelen driver med produksjon og nettvirksomhet. Ofte er nettselskapene helt eller delvis eid av en eller flere kommuner. Statnett SF eies av den norske stat gjennom Olje- og energidepartementet og er utviklings, drifts- og vedlikeholdsansvarlig for sentralnettet og for forbindelsene til utlandet.

Den totale effekten som flyter i nettet til enhver tid kalles effektbalansen. Det impliserer at det alltid mates like mye effekt inn i nettet som det tas ut. Dimensjoneringen av strømmettet er sterkest påvirket av effektbalansen fordi nettet må kunne håndtere det løpende forbruket, også når dette er på sitt høyeste. Dersom nettets effektkapasitet overskrides, vil det medføre betraktelig økte tap i nettet, skade på komponenter og fare for omgivelsene (NOU 2012:9, s. 160).

Som en følge av at kraftsektoren ble deregulert på starten av 1990-tallet, har investeringene i kraftproduksjon og kraftnett gått betydelig ned samtidig som kraftforbruket har økt. NOU 2012:9 (s. 159) forteller at det eksisterende nettet i løpet av de siste 15 år har blitt stadig bedre utnyttet med den konsekvens at potensialet for ytterligere utnyttelse nå i all hovedsak er oppbrukt. Statnett (2011, s. 4) forklarer at dette gir seg utslag i dårlig forsyningsikkerhet til deler av landet. Som prinsipp skal kraftnettet oppfylle det såkalte N-1-kriteriet. Det vil si at normal drift skal kunne opprettholdes ved bortfall av nettets viktigste komponent. Den høye graden av utnyttelse gjør ifølge Statnett (2011, s. 4) at N-1-kriteriet stadig oftere ikke er oppfylt. Følgelig vurderer de nettet som sårbart inntil nødvendige utbygginger er gjennomført. I sin seneste nettutviklingsplan, beretter Statnett om planlagte nettinvesteringer tilsvarende 5 -7 milliarder kroner årlig de neste ti årene (Statnett 2013a, s. 9). Dette er kostnader som i stor grad må dekkes gjennom økning i nettleien.

#### 2.4.2 Fysiske aspekter ved energioverføring i strømmettet

Det er nødvendig med kjennskap til enkelte fysiske aspekter ved energioverføring i strømmettet. Slik kunnskap danner grunnlaget for å forstå tapsmekanismene i nettet. Nettap er delvis grunnlaget for tariffing, og har dermed innvirkning på hva sluttbruker betaler for strømmen. Videre vil forståelse av tapsmekanismene gi større evne til å vurdere mulig lokal systemnytte av solcelleanlegg.

Wildi (2006, s 717-718) beskriver det grunnleggende formålet til en kraftoverføringslinje (eller kabel) som å overføre *aktiv effekt* fra et sted til et annet. I den grad linjen fører *reaktiv effekt*, bør den mengden holdes så lav som mulig. I tillegg bør følgende karakteristikk oppfylles:

- Spenningen bør være så konstant som mulig over hele linjens lengde fra kilde til last, og for alle laster fra null til linjens merkelast.
- Linjetapene bør være så lave som mulig for å opprettholde høy overføringseffektivitet.
- Lederne må ikke overopphetes av  $RI^2$ -tapene.

Dersom linjen eller kablen alene ikke tilfredsstill disse kravene, må tilleggsutstyr som kondensatorbatterier installeres. Formålet med dette forklares i de neste avsnittene.

### Vekselstrøm og vekselspenning

Solcellene omtalt i kapittel 2.2 er likestrømsteknologi. I kraftnettet foregår energioverføringen i all hovedsak med vekselstrøm. Det vil si at strømmen skifter retning et gitt antall ganger per tidsenhet. Strømmen skifter retning fordi spenningen bytter fortegn, såkalt vekselspenning. Vekselspenningen generert av kommersielle generatorer følger en tilnærmet perfekt sinuskurve og kan i følge Wildi (2006, s. 19) uttrykkes som

$$v = V_m \sin(2\pi ft + \theta) \quad (2-15)$$

der  $v$  er momentanspenningen,  $V_m$  er spenningens maksimale verdi,  $f$  er frekvensen,  $t$  er tiden og  $\theta$  er en fast vinkel. Uttrykket  $2\pi ft$  og  $\theta$  er vinkler målt i radianer.

Vekselspenningens egenskaper er gitt når maksimalverdien  $V_m$  og frekvensen  $f$  er kjent. Det er like vel mer vanlig å benytte den effektive spenningen  $V_{eff}$ , også kalt RMS-spenningen. Det er den likespenningen som vekselspenningen effektivt tilsvare. For en gitt vekselspenning,  $v$ , finnes det altså en effektiv spenning,  $V_{eff}$ , som gir samme effekt som en likespenning  $V=V_{eff}$ . Den effektive spenningen er gitt som

$$V_{eff} = \frac{V_m}{\sqrt{2}} \quad (2-16)$$

På samme måte vil det for en vekselstrøm  $i$  gitt som

$$i = I_m \sin(2\pi ft + \theta) \quad (2-17)$$

der  $I_m$  er strømmens maksimale verdi, finnes en effektiv strøm,  $I_{eff}$ , som gir samme effekt en likestrøm  $I=I_{eff}$ . Den effektive verdien for strømmen er gitt som

$$I_{eff} = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \quad (2-18)$$

Når verdien av en vekselspenning eller vekselstrøm oppgis, er det underforstått at det er snakk om den effektive verdien. Derfor droppes som regel bokstavene *eff* i symbolene for effektiv strøm og spenning i et vekselssystem. I det følgende vil derfor symbolene  $V$  og  $I$  betegne henholdsvis effektiv spenning og effektiv strøm. Verdien av vekselspenningen i stikkontakten i norske husstander oppgis for eksempel som  $V=230$  Volt. Det er da snakk om en effektiv spenning på 230 Volt. Følgelig er den maksimale spenningen i stikket  $V_m = 230 \cdot \sqrt{2} = 325$  Volt.

### Effekt i et vekselspenningssystem

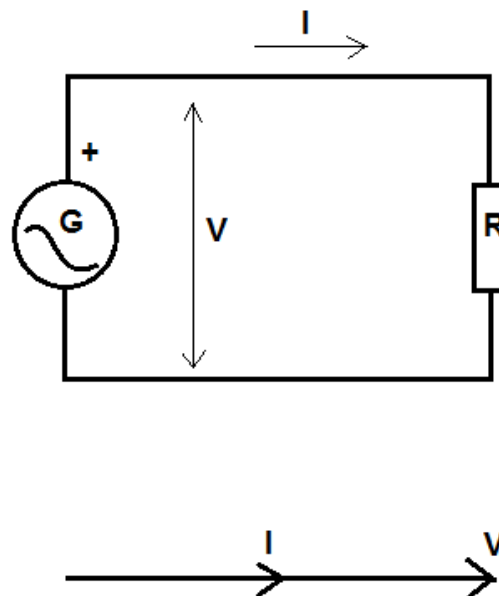
For et vekselspenningssystem kan spenning og strøm til enhver tid illustreres som sinuskurver. Frekvensen  $f$  vil være nettets frekvens som i Norge er 50 Hz. Uttrykk (2-15) og (2-17) viser at spenning og strøm da vil være i fase dersom vinkelen  $\theta$  er lik for begge to. Det vil si at de ikke er

faseforskjøvet i forhold til hverandre. Følgelig vil spenningen og strømmen ha sin maksimale og minimale verdi på samme tidspunkt. Figur 2-14 viser en slik situasjon, der den blå kurven (spenningen) og den røde kurven (strømmen) svinger i takt uten faseforskyvning.

For likestrømssystemer ble effekt oppgitt etter uttrykk (2-2) som produktet av strøm og spenning. I vekselstrømssystemer kan enkelte kretselementer føre til en faseforskyvning av strømmen i forhold til spenningen. Konsekvensen er at det kan defineres ulike former for effekt i et vekselstrømssystem. Den momentane effekten  $p$  forbundet med et kretselement, vil alltid være produktet av den momentane spenningen  $v$  over terminalene multiplisert med den momentane strømmen  $i$  igjennom elementet. Fordi strømmen og spenningen kan være ute av fase, kan den momentane effekten være både positiv og negativ. Fortegnet angir om effektflyten er inn eller ut av kretselementet.

### Aktiv effekt

En ohmsk resistans  $R$  vil ikke faseforskyve strømmen. Figur 2-13 viser en vekselspenningsgenerator som er koblet til en slik motstand  $R$ . I denne kretsen bytter strømmen og spenningen retning et bestemt antall ganger per tid, avhengig av generatorens frekvens. Siden lasten er ressesiv, vil retningsbyttene skje helt i takt. Over generatoren er det tegnet et plusstegn som indikerer polariteten i øyeblikket. Den indikerte strømretningen samsvarer med dette. Under kretsfiguren er strømmen og spenningen representert som to vektorer. Fordi de to er i fase, er vinkelen mellom dem null.



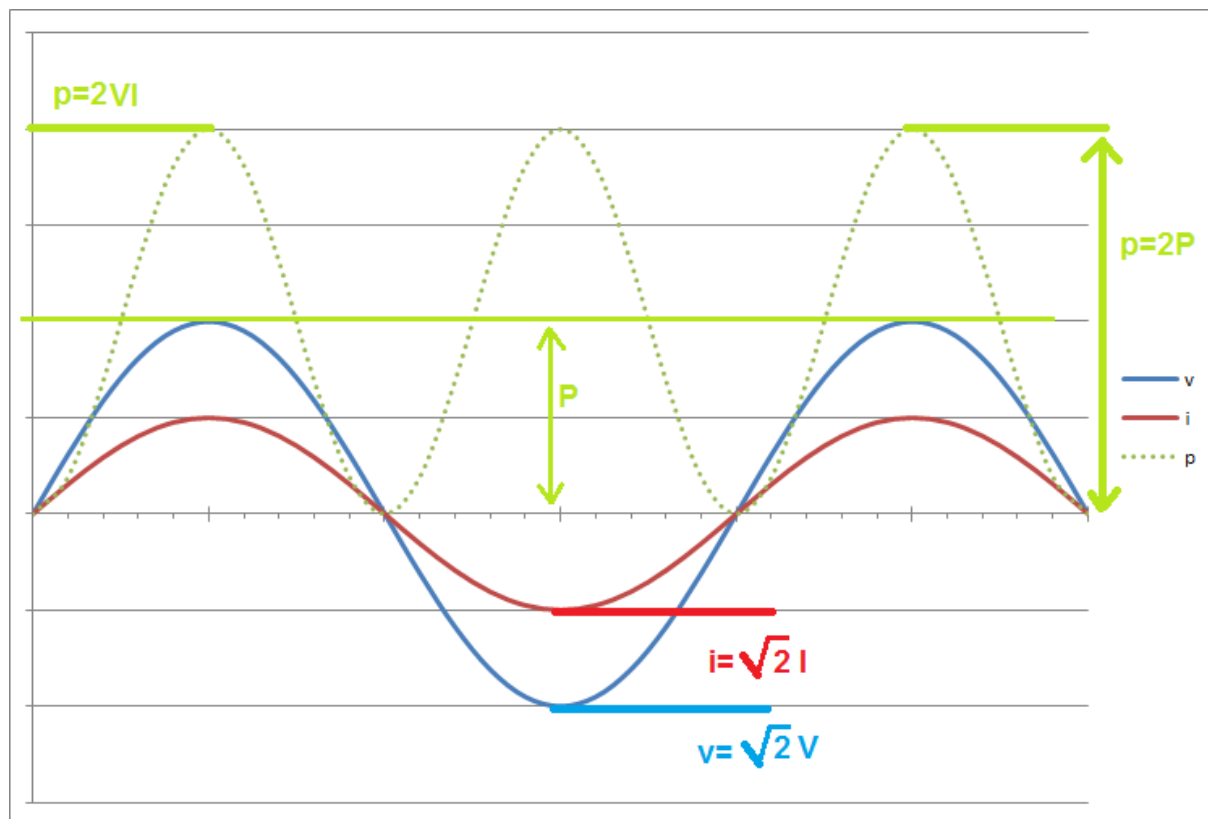
**Figur 2-13: Kretsskjema med vekselgenerator og ohmsk resistans. Plusstegnet over generatoren indikerer polariteten i øyeblikket. Under kretsskjema er det et fasediagram som viser strøm og spenning som to vektorer i fase. Inspirert av Wildi (2006, s. 136)**

Figur 2-14 illustrerer strøm- og spenningskurvene for kretsen ovenfor. I tillegg er produktet av strømmen og spenningen tegnet inn. Fordi strømmen og spenningen er i fase er produktet av dem, altså effekten, alltid positiv. Dette er et kjennetegn på såkalt *aktiv* effekt. Selv om strømmen og spenningen veksler mellom positiv og negativ, er den aktive effekten alltid positiv. Den flyter med andre ord alltid fra kilden til lasten uavhengig av strømretning.

## Bakgrunnsstoff

Maksimalverdien for effekten i dette tilfellet vil være produktet av strømmens og spenningens maksimale verdi:  $\sqrt{2}I * \sqrt{2}V = 2IV$ . Visuell inspeksjon tilsier at den gjennomsnittlige effekten  $P$  må ligge midtveis mellom null og  $2IV$ . Følgelig er  $P = \frac{2IV}{2} = IV$  der  $I$  og  $V$  er de effektive verdiene for strømmen  $i$  og spenningen  $v$ .

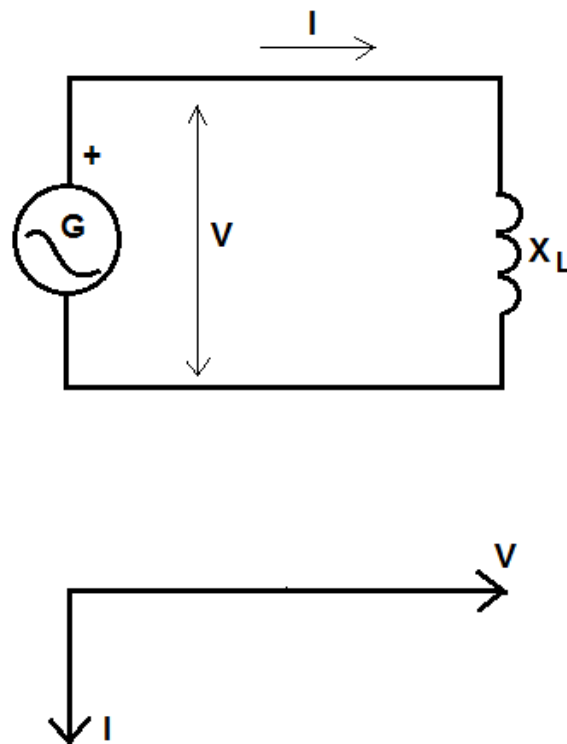
Aktiv effekt pulserer mellom null og sin maksimale verdi. Den vil aldri endre retning. Enheten for aktiv effekt er watt (W) og symbolet er  $P$  (Wildi 2006, s. 137).



**Figur 2-14:** Prinsippillustrasjon for aktiv effekt. Strøm og spenning er her i fase og veksler mellom positiv og negativ langs tidsaksen mot høyre. Effekten er alltid positiv. Den har sin høyeste verdi som  $2VI$  der  $V$  er den effektive spenningen og  $I$  er den effektive strømmen. Ren visuell inspeksjon viser at den gjennomsnittlige effekten  $P$  er halvparten av maksimaleffekten. Inspirert av Wildi (2006, s. 136).

### Reaktiv effekt

En induktiv reaktans, for eksempel en spole med induktans  $L$ , vil i følge Wildi (2006, s 137) faseforskyve strømmen slik at den blir liggende  $90^\circ$  bak spenningen ( $\theta = -\frac{\pi}{2}$ ). Figur 2-15 viser kretsskjema og vektordiagram for en slik krets.

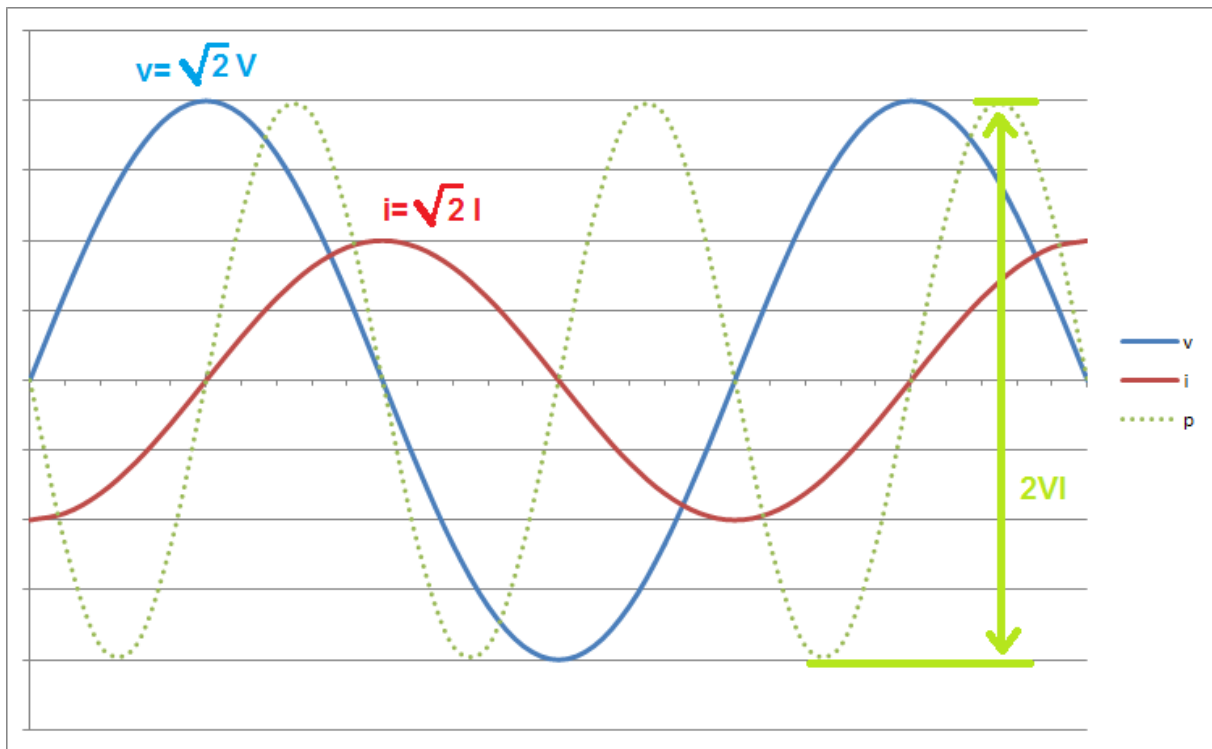


**Figur 2-15: Kretsskjema med vekselgenerator og induktiv reaktans. Plusstegnet over generatoren indikerer polariteten i øyeblikket. Under kretsskjema er det et fasediagram som viser strøm og spenning som to vektorer der strømmen er faseforskjøvet  $90^\circ$  i forhold til spenningen. Inspirert av Wildi (2006, s. 137)**

For å forstå hva som skjer, er det igjen nyttig å se på strøm- spennings- og effektkurven. Ved å multiplisere momentanverdien for strømmen  $i$  og spenningen  $v$ , fremkommer momentaneffekten  $p$ . I dette tilfellet består momentaneffekten av serie identiske positive og negative pulser. Med andre ord pendler det nå effekt fram og tilbake mellom generator og spole. Figur 2-16 illustrerer fenomenet. Strømkurven er faseforskjøvet slik at den ligger  $90^\circ$  bak spenningen. Resultatet er en effektkurve som pendler fram og tilbake om null og følgelig effektflyt begge veier i kretsen.

Effekt som pendler fram og tilbake langs en overføringslinje på denne måten kalles *reaktiv* effekt. Den har enheten var (*volt-ampere-reactive*) og symbol  $Q$  (Wildi 2006, s. 137).





**Figur 2-16: Prinsippillustrasjon for reaktiv effekt. Strømmen er her faseforskjøvet 90° bak spenningen. Effekten veksler mellom å være positiv og negativ langs tidsaksen mot høyre. Avstanden mellom effektens topp- og bunnpunkt er fortsatt  $2VI$ , men da kurven pendler symmetrisk om null, er snittverdien null. Inspirert av Wildi (2006, s. 137).**

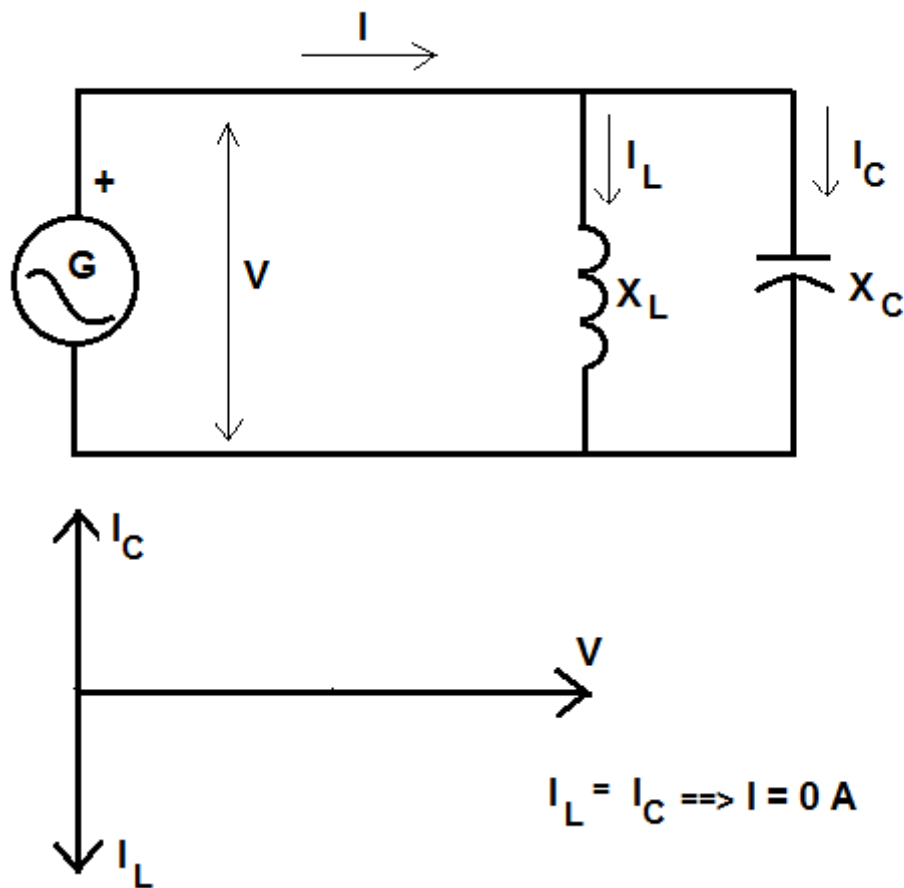
Den horisontale aksene for begge illustrasjonene av effektkurver ovenfor representerer tid. Følgelig er arealet under effektkurven produktet av effekt og tid, altså energi. Fordi den reaktive effekten pendler symmetrisk om null, er netto energi over en periode også null. Energien forbundet med reaktiv effekt pendler frem og tilbake i nettet uten å brukes i kilde eller last.

### Kilder og sluk for reaktiv effekt

Reaktiv effekt er effekt som pendler frem og tilbake uten å gjøre nyttig arbeid. Like vel er det vanlig å anta at noen kretselementer genererer reaktiv effekt og andre kan absorbere den. Wildi (2006, s. 138-139) forklarer hvordan noen kretselementer anses som kilder og andre som sluk for reaktiv effekt. Induktive elementer som spoler defineres som reaktive sluk, mens kapasitive elementer som kondensatorer defineres som kilder. Reaktive sluk faseforskyver strømmen slik at den ligger 90° etter spenningen (såkalt *lagging*). Figur 2-15 har et fasediagram som illustrerer dette. En kilde til reaktiv effekt faseforskyver strømmen slik at den ligger 90° foran spenningen (såkalt *leading*).

Figur 2-17 viser en krets som både inneholder en spole  $X_L$  og en kondensator  $X_C$ . I dette tilfellet vil det være mulig å tilpasse spolens og kondensatorens størrelse slik at strømmen til hver av dem,  $I_L$  og  $I_C$ , blir like stor. Fordi strømmen til spolen og strømmen til kondensatoren vil være 180° ute av fase med hverandre (henholdsvis 90° bak og foran spenningen), blir den samlede strømmen  $I$ , gitt som vektorsummen av  $I_L$  og  $I_C$ , null. Følgelig leverer ikke generatoren noe effekt til kretsen. Like vel går det en strøm  $I_L$  gjennom spolen, hvilket medfører en reaktiv effekt  $Q=V I_L$ . Denne reaktive effekten leveres av kondensatoren som  $Q=V I_C$ .

Reaktiv effekt representerer energi som pendler frem og tilbake uten å gjøre nyttig arbeid. Kondensatoren fungerer som et midlertidig lager som tar imot energien og lagrer den elektrostatisk før den sendes ut igjen. Spolen tar imot energien og lagrer den midlertidig magnetisk før den sendes tilbake (Wildi 2006, s. 140).



Figur 2-17: Krets med både spole og kondensator som står under samme vekselspanning fra generatoren. Grenstrømmen ned til spolen er like stor som grenstrømmen til kondensatoren. Disse grenstrømmene er  $180^\circ$  ute av fase med hverandre. Følgelig er strømmen fra generatoren  $I=0\text{A}$ . Generatoren leverer da ingen effekt. Den reaktive effekten i spolen kommer fra kondensatoren.

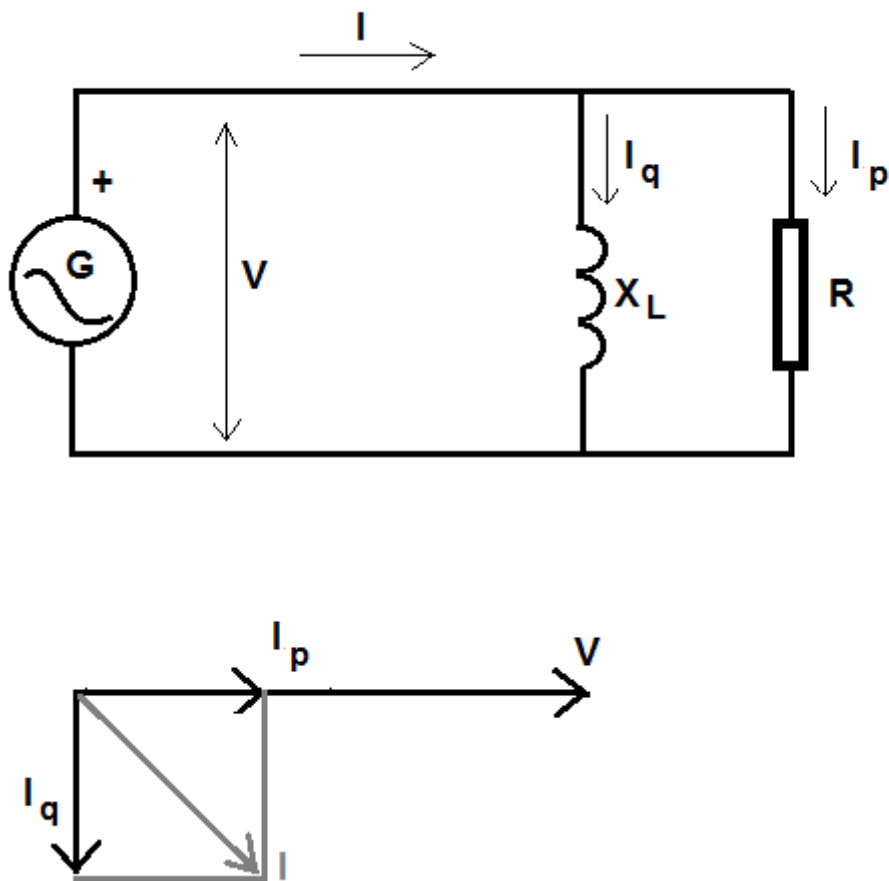
### Tilsynelatende effekt

Både aktiv og reaktiv effekt representerer en belastning for overføringslinjene. Det er kun den aktive effekten som transporterer energi som kan utnyttes til arbeid i den andre enden.

Alle induktive apparater i et vekselstrømsystem, som motorer, magneter, transformatorer og liknende, sluker reaktiv effekt. Lastene koblet til overføringslinjene vil være sammensatte og følgelig bestå av deler som både trekker aktiv effekt  $P$  og reaktiv effekt  $Q$ .

Figur 2-18 viser en krets med en last som både trekker aktiv og reaktiv effekt. Strømmen forbundet med disse effektene betegnes henholdsvis  $I_p$  og  $I_q$ . Den aktive effekten kan beregnes som  $P = VI_p$  og den reaktive som  $Q = VI_q$ . Fordi  $I_p$  og  $I_q$  er ute av fase, kan de ikke summeres direkte. Den totale strømmen  $I$  finnes ved å bruke Pythagoras, se vektordiagrammet nedenfor.

$$I = \sqrt{I_p^2 + I_q^2} \quad (2-19)$$



Figur 2-18: En krets med både ohmsk resistans og spole. Det forbindes en strøm  $I_q$  med den reaktive effekten til spolene og en strøm  $I_p$  med den aktive effekten til resistansen. Den totale strømmen  $I$  fra generatoren finnes ved å bruke Pythagoras på vektordiagrammet under kretstegningen. Inspirert av Wildi (2006, s. 141).

I denne kretsen går det tilsynelatende en strøm  $I$ . Til denne knyttes det en tilsynelatende effekt  $S$  gitt som produktet av  $V$  og  $I$ . Enheten for tilsynelatende effekt er VA (Volt-Ampere).

Sammenhengen mellom  $S$ ,  $P$  og  $Q$  kan utledes fra uttrykk (2-19). De ulike strømmene kan uttrykkes som den tilhørende effekten dividert med spenningen  $V$ :

$$\left[\frac{S}{V}\right]^2 = \left[\frac{P}{V}\right]^2 + \left[\frac{Q}{V}\right]^2 \quad (2-20)$$

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

For å beskrive andelen aktiv effekt i den tilsynelatende effekten, benyttes såkalt power factor ( $pf$ ):

$$pf = \frac{P}{S} \quad (2-21)$$

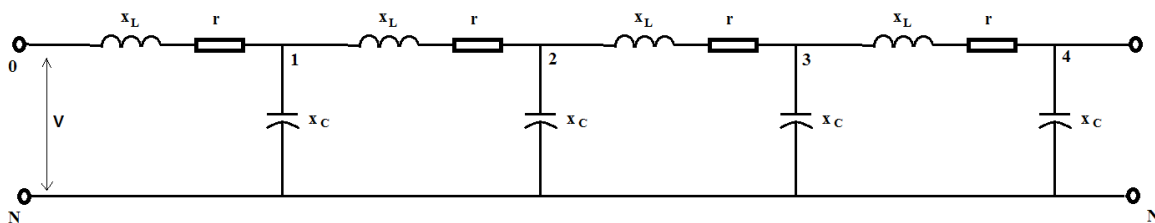
Wildi (2006, s. 143) viser at denne faktoren også er et mål på fasevinkelen  $\theta$  mellom strømmen og spenningen:

$$pf = \frac{EI_p}{EI} = \frac{I_p}{I} = \cos\theta \quad (2-22)$$

Dersom strømmen ligger foran spenningen er *pf* leading og komponenten er en reaktiv kilde. Ligger strømmen etter spenningen er *pf* lagging og komponenten er reaktivt sluk.

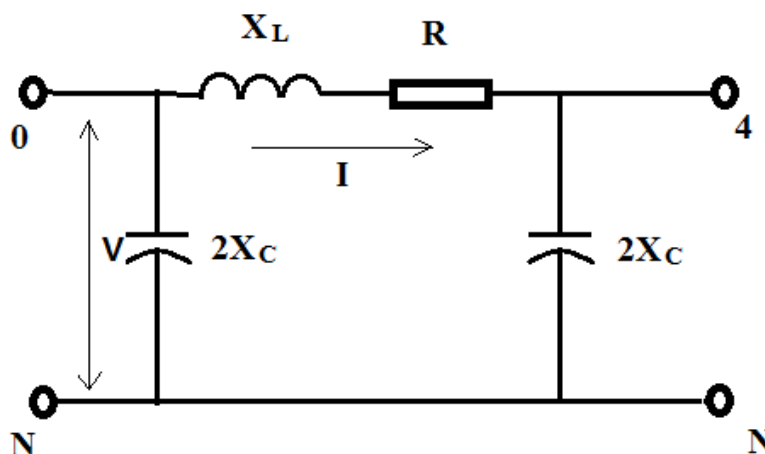
### Ekvivalent krets og tapsmekanismer

På tross av store ulikheter når det gjelder evne til å overføre effekt, spenningsnivåer og mekanisk sammensetning, har overføringslinjer og kabler i følge Wildi (2006, s. 718) flere like elektriske egenskaper. En vekselstrømslinje kan ses på som en resistans  $R$  i serie med en induktiv reaktans  $X_L$  parallelt til en kapasitiv reaktans  $X_C$ . Den totale impedansen disse representerer er jevn fordelt utover linjens lengde. Følgelig kan strømlinjen brytes ned i identiske seksjoner med de samme egenskapene  $r$ ,  $x_L$  og  $x_C$  per lengdeenhet. Figur 2-19 illustrerer hvordan impedansen distribueres ut over linjens lengde.



Figur 2-19: Overføringslinje representert ved fire identiske segmenter. Spenningen  $V$  står mellom linjen og jordpotensialet  $N$ . Inspirert av Wildi (2006, s. 718).

Figur 2-19 kan forenkles ved å summere de individuelle resistansene  $r$  til en total resistans  $R$ . Det samme kan gjøres for de induktive reaktansene  $x_L$ . Den totale kapasitive reaktansen  $X_C$  tilsvarer også summen av de individuelle  $x_C$ , men de kapasitive reaktansene står i parallell. Det er mer praktisk å anse den kapasitive reaktansen som delt i to like deler i hver ende av linjen. Følgelig må den totale kapasitive reaktansen  $X_C$  bestå av to like kapasitive reaktanser med verdi  $2X_C$ . Figur 2-20 illustrerer dette.



Figur 2-20: Endelig ekvivalent krets for overføringslinje. Modellen er i følge Wildi (2006, s. 718) gyldig for linjer på 50 Hz og 60 Hz med lengder kortere enn 250 km. Figuren kan også representere en enkelt fase i en trefaslinje.

Fordi den kapasitive reaktansen  $X_C$  er omvendt proporsjonal med kapasitansen  $C$ , avtar  $X_C$  når  $C$  øker.  $C$  øker med økende linjelengde. Følgelig avtar  $X_C$  når linjen blir lengre.  $R$  og  $X_L$  vil øke med økende linjelengde. Tabell 2-3 viser sammenhengen mellom de ulike parameterne og aktiv/reaktiv effekt.

**Tabell 2-3: De ulike aktive og reaktive effektene forbundet med en overføringslinje. Uttrykkene er forenklet, da de forutsetter at det står samme spenning  $V$  over kilen og lasten. Basert på Wildi (2006, s. 720)**

SYMBOL	UTTRYKK	FORKLARING
$P$	$P = VI$	Aktiv effekt som skal overføres til lasten. $V$ er spenningen over lasten og $I$ er strømmen i linjen.
$P_R$	$P_R = I^2 R$	Aktiv effekt som tapes i linjen. $I$ er strømmen i linjen og $R$ er den interne ohmske resistansen.
$Q_L$	$Q_L = I^2 X_L$	Reaktiv effekt som absorberes i linjen. $I$ er strømmen i linjen og $X_L$ er den induktive reaktansen.
$Q_C$	$Q_C = \frac{V^2}{X_C}$	Reaktiv effekt som genereres av linjen $V$ er spenningen til linjen og $X_C$ er den kapasitive reaktansen.

På grunn av  $X_L$  og  $X_C$  vil linjen absorbere og generere reaktiv effekt. I tillegg vil det være et ohmsk tap knyttet til aktiv effekt kopt av i linjens resistans  $R$ . Sistnevnte tap kan uttrykkes som produktet av resistansen  $R$  og kvadratet av strømstyrken  $I$ . Følgelig omtales det som  $R I^2$ -tap. Disse tapene varmer opp linjen. Selv om den reaktive effekten ikke bidrar til  $R I^2$ -tap direkte, medfører en høyere tilsynelatende effekt  $S$  en større strøm  $I$ . Pendlende reaktiv effekt vil derfor øke strømmen og gjennom det øke  $R I^2$ -tapene i linjen.

Generelt øker linjetapene når overføringslengden øker. Når en viss aktiv effekt skal overføres til en last, vil høyere overføringsspenning medføre lavere strøm. Dette reduserer  $R I^2$ -tapene i lederen. Derfor transformeres spenningen opp til høye nivåer for overføring over lange avstander. Andre metoder for å redusere  $R I^2$ -tapene kan være å øke tverrsnittet på lederen. Alternativt må det iverksettes tiltak for å kompensere reaktiv effekt, slik at den tilsynelatende effekten blir så nærme den aktive effekten som skal overføres som mulig. Dette gir lavest strøm i lederen og dermed lavest  $R I^2$ -tap. I følge NOU 2012:9 (s. 165) går det normalt om lag 10 TWh tapt i det norske kraftnettet hvert år. Dette tilsvarer rundt 8 % av årsproduksjonen. De største tapene oppstår i distribusjonsnettet.

### Nettets frekvens

Uttrykk (2-15) viser at spenningen i strømmettet kan beskrives av en sinuskurve med frekvens  $f$ . Denne frekvensen er i Europa 50 Hz. I kraftsystemet må det opprettholdes momentan balanse mellom forbruk og produksjon. Dette gir seg uttrykk i en konstant nettfrekvens. Avvik mellom produksjon og forbruk vil påvirke nettfrekvensen. Dersom lasten er større en produksjonen, tvinges frekvensen noe ned. Er produksjonen større enn forbruket, går frekvensen opp. Balansen i nettet opprettholdes til enhver tid av store, styrbare generatorer som kan øke eller minske produksjonen for å gjenskape likevekt.

De store motorene i nettet er roterende maskiner med betydelig treghet (spinn) forbundet med den roterende massen. Hill et al. (2012, s. 854) trekker frem denne tregheten som en stabiliserende faktor i nettet, da endring av nettfrekvensen innebærer fysisk endring av rotasjonshastigheten til disse maskinene. Når frekvensen går ned, spises det av lagret energi i roterende masser inntil reguleringssystemet får økt pådraget slik at systemet atter bringes i effektbalanse.

### Nettets spenning

For større kraftnett med mye roterende masse, hevder Hill et al. (2012, s. 854) at å holde stabilt spenningsnivå hos sluttbruker er en større utfordring enn stabil frekvens. Spenningsnivået i nettet kan

nærmest anses som et lokalt fenomen som henger nøye sammen med den reaktive effektflyten. Induktansen i kraftlinjene, i transformatorer og i laster som for eksempel elektriske motorer gjør at  $pf$  fort blir lav og lagging. Med andre ord slukes mye reaktiv effekt og den tilsynelatende effekten vil avvike fra den aktive. Strømstyrken  $I$  i lederne går da opp,  $RI^2$ -tapene øker og spenningsfallet over linjeimpedansen blir større. En  $pf$  så nær 1,0 som mulig gir lavest strøm for en viss overført effekt, og dermed lavest linjetap og lavest spenningsfall i linjen. Bruk av kondensatorbatterier eller kraftelektronikk som kan levere reaktiv effekt, er virkemidler for å justere  $pf$  mot 1,0.

### 2.4.3 Systemtjenester

Systemtjenester er ifølge Statnett (2013b) ytelser som er nødvendig for å ivareta tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Statnett er systemansvarlig og fatter vedtak om betaling for systemtjenester som normalt gjelder for et år av gangen.

Enkelte systemtjenester gjelder systemvern. Dette kan innebære produksjonsfrakobling (PFK) ved overlast i nettet, belastningsfrakobling (BFK) ved for lav nettfrekvens eller belastningsfrakobling for å øke overføringskapasiteten i nettet. PFK godtgjøres med en fast årlig sum til de som deltar i ordningen, samt godtgjørelse ved konkret utkobling.

Lastfølging er en annen systemtjeneste. Systemansvarlig kan pålegge framskyndelse eller utsettelse av planlagt produksjon med inntil 15 minutter mot godtgjørelse. Hensikten er å bedre samsvaret mellom forventet produksjon og forbruksutvikling.

I sentral- og regionalnettet defineres også reaktiv effekt som en systemtjeneste. Generelt er det behov for leveranse av reaktiv effekt i perioder med tunglast og fjerning av reaktiv effekt i lavlastperioder. Egne installasjoner i nettet skal bidra til dette. Ved raske endringer grunnet plutselige hendelser, kan imidlertid bidrag fra produsenter hjelpe til med stabilisering av nettet. Normalt tilstrebes det null-leveranse av reaktiv effekt, med godtgjørelse for dokumentert leveranse utover et «dødbånd» omkring null ved behov (Statnett 2013b).

### 2.4.4 Prinsipper for tariffering

I følge NOU 2012:9 (s. 160-161) er den største delen av kostandene i strømmettet faste kostnader knyttet til drift- og vedlikehold av de fysiske anleggene. Overføringstap utgjør de variable kostnadene. Disse er beskjedne sammenliknet med de faste. Fram til nettet har nådd sin kapasitetsgrense, er derfor kostandene ved å øke utnyttelsen av overføringskapasiteten lav. Når det er knapphet på overføringskapasitet, økes prisforskjellene på kraft inntil forbruk og produksjon har justert seg og kraftflyten er innenfor akseptable grenser. Dette er i praksis aktuelt i sentralnettet hvor det er etablert forskjellige prisområder. Tabell 2-4 gir en omtrentlig oversikt over hvilke deler av landet som hører inn under de ulike prisområdene i sentralnettet.

**Tabell 2-4: Inndelingen av prisområdene. Dette er ikke å forstå som en skarp geografisk inndeling. Områdene refererer til noder i kraftnettet og justeres når nettet endres (Statnett 2014).**

PRISOMRÅDE	OMTRENTLIG GEOGRAFI
NO1	Sørøst-Norge (Oslo, Akershus, Østfold, Hedmark, Opland og deler av Buskerud )
NO2	Sørvest-Norge (Vestfold, Telemark, Aust- og Vest-Agder og Rogaland)
NO3	Midt-Norge og Trøndelag (Møre- og Romsdal, Nord- og Sør-Trøndelag)
NO4	Nord-Norge (Nordland, Troms og Finnmark)
NO5	Vest-Norge (Hordaland, Sogn og Fjordane)

Nettvirksomheten er organisert slik at hvert nettselskap får enerett på bygging og drift av nett i sin teig. På den måten blir kraftnettet et naturlig monopol. Årsaken er at det mer lønnsomt med en koordinert utbygging av denne infrastrukturen, enn om det skulle vært bygd parallelle og konkurrerende overføringsnett. For at mangelen på konkurranse ikke skal gi negative konsekvenser for produsenter og forbrukere, reguleres nettvirksomheten strengt (NOU 2012:9, s. 161).

Nettselskapene reguleres både direkte og indirekte av myndighetene. Direkte krav omfatter blant annet plikt til å holde anlegg i tilfredsstillende og driftssikker stand og plikt til å tilknytte ny produksjon og nytt forbruk som måtte oppstå i selskapets ansvarsområde. En viktig, indirekte regulering er den såkalte inntektsrammereguleringen hvor maksimalt tillatt inntekt for selskapet blir fastsatt av myndighetene. Inntektsrammen bestemmes av selskapenes historiske kostnader siste to år (vektes 40 %) og av normkostnaden for nettvirksomheten (vektes 60 %). Normkostnaden baserer seg på analyser av hvilke kostnader de beste selskapene med tilsvarende utfordringer ville hatt (NOU 2012:9, s. 161).

### Kostnads- og inntektsfordeling i kraftnettet

Kostnadene for nettet belastes brukerne gjennom tariffene eller nettleien. Inntektsrammen fastsatt av myndighetene setter grenser for tariffene. Maksimalt tillatt inntekt for nettselskapet er gitt ved inntektsrammen, samt kostnader som kan dekkes inn i tillegg, blant annet nettleie til overliggende nett og eiendomsskatt. Tariffene legges på både forbruk av kraft og innmating av kraft i nettet. De er satt sammen av flere ledd som i hovedsak skal reflektere kostandene i overføringsnettet.

Nettleien kan bestå av bruksavhengige tariffledd (energiledd) og andre tariffledd (fastledd og effektledd). Basert på objektive og kontrollerbare kriterier, kan nettselskapene differensiere nettleien mellom ulike kundegrupper som husholdning, næring, industri og produksjon. I følge NOU 2012:9 (s. 162) krever regelverket at fastleddet i distribusjonsnettet minimum dekker kundespesifikke kostnader knyttet til måling, avregning, fakturering og liknende. De marginale tapkostnadene (kostandene i form av økte nettap som følge av å overføre ytterligere en kWh) skal dekkes av energileddet.

I sentral- og regionalnettet beregnes de marginale tapssatsene for hvert enkelt utvekslingspunkt basert på prognoser for lastflyt i hele det nordiske nettet. Dersom innmatingen eller uttaket er gunstig for sentralnettet, vil tapssatsen negativ slik at brukeren får betalt for innmating eller uttak. I distribusjonsnettet er det ikke krav om beregning av punktvis tapssatser. Energileddet er derfor etter dagens praksis likt for alle like uttakskunder i nettselskapets ansvarsområde (NVE 2013a).

## 2.5 Metode for økonomisk sammenlikning: LCOE

En utbredt metode for å sammenlikne kostnader for elektrisitetsproduksjon for ulike teknologier og konsepter er å beregne såkalt *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). LCOE er en energikostnad per enhet basert på netto nåverdi av prosjektets totale kostnad over levetiden. Energienheten kan typisk være kWh. Multiconsult (2013, s. 20) beregner LCOE på følgende måte

$$LCOE = \frac{\text{Kostnader i levetiden (kr)}}{\text{Energiproduksjon i levetiden (kWh)}} \quad (2-23)$$

Netto nåverdi-metoden benyttes for å finne dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer. Disse kontantstrømmene diskonteres etter en gitt diskonteringsrate,  $r$ . Denne raten er et uttrykk for prosjektets risiko og investors krav til avkastning. LCOE-beregningen kan være *nominell* eller *reell*, avhengig av om diskonteringsraten korrigeres for inflasjon eller ikke. Nominelle LCOE-beregninger tar høyde for inflasjon og blir dermed potensielt mer nøyaktige dersom antakelsene som gjøres

vedrørende inflasjonen er gode. Dersom formålet med LCOE-beregningen kun er å sammenlikne kostnadsnivåer, vurder Multiconsult (2013, s. 21) den reelle tilnærmingen til å være like formålstjenlig som den nominelle.

Summen av nåverdien til hvert års energikostnad multiplisert med hvert års energiproduksjon, skal gi nåverdien av levetidskostnadene. Branker et al. (2011, s. 3) uttrykker dette slik:

$$\sum_{n=0}^i \left( \frac{LCOE_n}{(1+r)^n} \cdot E_n \right) = \sum_{n=0}^i \frac{AC_n}{(1+r)^n} \quad (2-24)$$

der  $LCOE_n$  er energikostnaden per enhet i år  $n$ ,  $E_n$  er energiproduksjonen i år  $n$ ,  $AC_n$  er de årlige kostnadene i år  $n$  og  $i$  er prosjektets økonomiske levetid. Dette kan omformes slik at energikostnaden per enhet finnes eksplisitt:

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^i \frac{AC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=0}^i \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (2-25)$$

Uttrykk (2-25) får det til å se ut som energiproduksjonen også tilbakediskonteres. Det er intet annet enn et resultat av omformingen av uttrykk (2-24). Ofte startes tellingen med det første produksjonsåret  $n=1$ . I så fall legges investeringskostnaden til utenfor summeringsoperatoren:

$$LCOE = \frac{Capex + \sum_{n=1}^i \frac{AC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^i \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (2-26)$$

der  $Capex$  er investeringskostnadene ved oppstart. Summeringen i nevneren til uttrykk (2-26) starter fra  $n=1$  fordi energiproduksjonen  $E_n$  i investeringsøyeblikket  $n=0$  uansett er 0.  $E_1$  representerer derfor det første året med energiproduksjon.

I beregninger knyttet til solcelleanlegg, er det naturlig å korrigere fremtidig produksjon med en tapsfaktor,  $L_f$ . Dette vil simulere lineær produksjonsreduksjon som følge av gradvis redusert virkningsgrad i solcellemodulene. Multiconsult (2013, s. 21) inkorporerer momentene ovenfor i følgende uttrykk

$$LCOE = \frac{Capex + \sum_{n=1}^i \frac{AC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^i \frac{AEP * (1 - L_f)^n}{(1+r)^n}} \quad (2-27)$$

der  $AEP$  er årlig energiproduksjon ukorrigert og  $(1 - L_f)$  korrigerer for årlig degradering.



### 3 Resultater og funn

Bakgrunnen for funnene i denne oppgaven er et studium av den seneste litteraturen skrevet innen dette feltet i Norge, undersøkelser av et allerede etablert solcelleanlegg, gjennomgang av relevante lover og regler vedrørende strømforbruk og strømproduksjon, statistikk vedrørende pris på strøm og el-sertifikater samt internasjonale artikler som beskriver situasjonen i kraftnett med høy andel av uregulerbar, fornybar kraft.

Som beskrevet i innledningen, har solcelleteknologi og dens potensiale i Norge blitt behandlet i en rekke rapporter og studier de senere årene. Samtidig viser oppslag i ulike medier at de første private solcelleanleggene montert på, eller i tilknytning til, bolighus har blitt satt i drift og leverer strøm både til egenkonsum og eksport til nett. I skrivende stund er det uvisst om disse anleggene for ettertiden vil bli stående som kuriositeter og symboler på et blaff av entusiasme, eller om de vil representere starten på en ny epoke innen lokal energiøkonomisering og fornybarproduksjon i Norge. Den videre utviklingen vil bli til i skjæringspunktet mellom hva som er teknisk, økonomisk og geografisk mulig.

Et sentralt spørsmål er hva den leverte energien fra solcelleanleggene vil koste. Kostnaden avgjøres av hva slags komponenter anlegget består av og hva disse koster, hva det vil koste å installere anlegget, hvor mye innstrålt energi som er tilgjengelig på det stedet det bygges, samt diskonteringsrate og økonomisk levetid. Dette kapittelet starter med en gjennomgang av de siste vurderingene av ressurspotensialet her til lands. Deretter vurderes typiske komponent- og systempriser, samt hvilke retningslinjer en produsent av strøm fra solceller må forholde seg til med tanke på salg av strømmen til nettet. Med systempriser menes her prisen som må betales for komplett sett med komponenter til solcelleanlegget. Ordet system refererer med andre ord til produksjonsanlegget. I delkapitlene som omhandler kraftnettet, refererer ordet system til selve kraftnettet som et system for distribusjon av energi.

Mulige virkninger av lokalprodusert energi i nettet undersøkes, blant annet ved å se på erfaringer fra Tyskland, før temaet økonomiske støtteordninger avslutningsvis belyses.

#### 3.1 Ressurspotensialet i Norge

Potensialet for solceller i Norge med tanke på innstrålt energi har blitt behandlet i flere av de senere rapportene og studiene skrevet om solstrøm her til lands. Av disse, er det Multiconsult (2013) som gjør de grundigste vurderingene basert på tilgjengelige klimadata for ulike landsdeler.

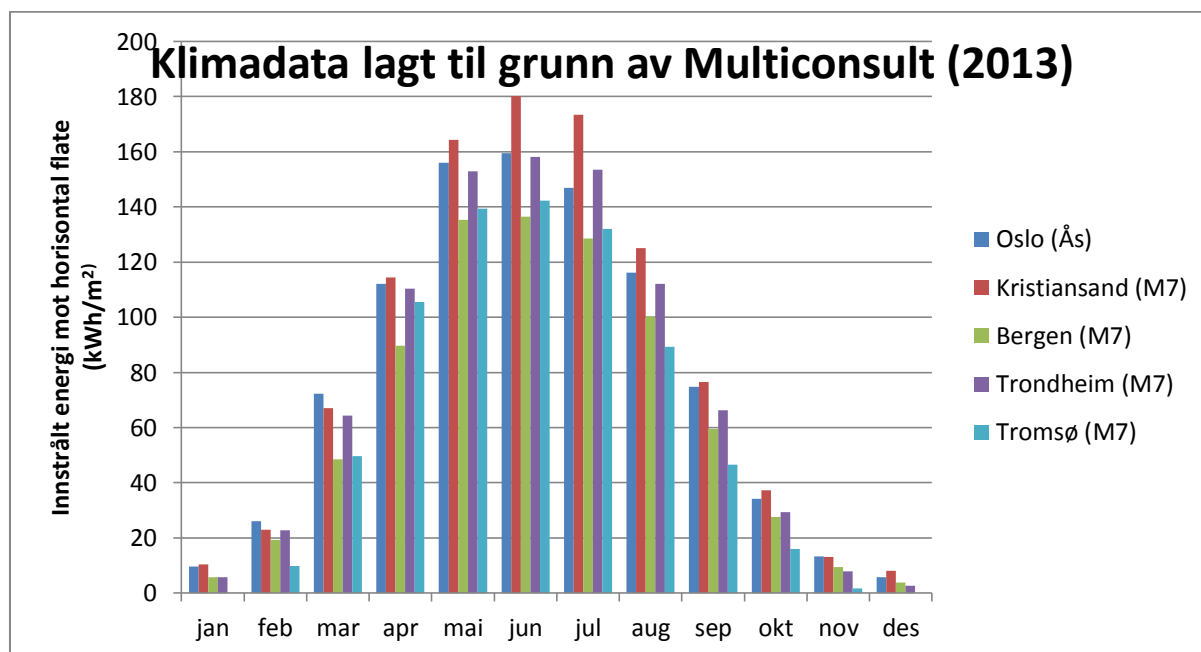
Kan Energi og Sintef Byggforsk (2011, s. 6-8) anslår at den årlige innstråling mot en horisontal flate vil variere fra 700 kWh/m<sup>2</sup> i de nordlige landsdelene, til omkring 1100 kWh/m<sup>2</sup> sør i landet. Videre bemerkes det at paneler vinklet skrått, slik at solen faller direkte inn, vil gi økt innstråling og bedre betingelser. Den optimale vinklingen må beregnes ut fra anleggets breddegrad, samt en vurdering av om maksimal produksjon ønskes om sommeren eller om størst mulig årlig produksjon er målsetningen, jf. kapittel 2.1.3. Ut fra dette anslås det at det teoretiske potensialet for solceller installert i fasader og tak i forbindelse med rehabilitering og nybygg kan utgjøre 4,4 TWh/år i 2020. Det understrekes at dette potensialet kun er teoretisk. Prisen gjør at det praktiske potensialet antas begrenset frem mot 2020, men forutsatt videre utvikling og industrialisering så vurderes teknologien å være interessant fram mot 2050 (Kan Energi & Sintef Byggforsk 2011, s. 66).

Multiconsult (2013, s. 7-8) erkjenner at det kun finnes begrensede mengder solinnstrålingsdata av god kvalitet for Norge. Fordi det kun er et fåtall målestasjoner for solinnstråling, har de også måttet støtte

seg på satellittdata. I rapporten defineres fem geografiske steder som anses som representative for hver sin region av landet. Disse er Oslo (sørøst), Kristiansand (sør), Bergen (vest), Trondheim (midt) og Tromsø (nord). For hver enkelt region er det utført en analyse av hvilke kilder til solinnstrålingsdata som er best egnet. Følgende kilder for værstatistikk og klimadata er benyttet i rapporten:

- **Meteonorm (versjon 7):** Software som genererer værstatistikk for steder hvor det ikke finnes lokale målestasjoner ved hjelp av interpolasjon mellom de nærmeste stasjonene og satellittdata.
- **Nasa-SSE:** Gratis nettjeneste som genererer satellittbaserte værdata.
- **PVGIS:** Gratis nettjeneste basert på resultater fra et tidligere EU-prosjekt. Databasen er generert på bakgrunn av satellittdata.
- **Satellight:** Gratis nettjeneste med satellittdata fra den europeiske romfartsorganisasjonen (ESA) sin Meteosat.
- **FAGKLIM:** Feltstasjon for agroklimatiske studier ved NMBU på Ås. Feltlaboratorium i drift siden 1859 som nå er fullautomatisert og kontinuerlig registrerer meteorologiske observasjoner.

Multiconsult (2013, s. 8) legger til grunn at Meteonorm gir de mest pålitelige resultatene fordi den kombinerer data fra både satellitter og målestasjoner. For Kristiansand og Trondheim gir Meteonorm verdier som omtrentlig tilsvarer snittet av de satellittbaserte kildene. Da NMBU ligger 30 km fra Oslo, vurderes data fra FAGKLIM som mer nøyaktige enn satellittbaserte data fra Meteonorm for akkurat denne regionen. I de videre simuleringene benytter Multiconsult (2013) derfor klimadata fra Meteonorm (versjon 7) for alle regioner unntatt Oslo, hvor data fra FAGKLIM ved NMBU på Ås ble lagt til grunn. Figur 3-1 fremstiller disse klimadataene grafisk som innstrålt energi mot en horisontal flate for de ulike klimastedene.



Figur 3-1: Den innstrålte energien mot en horisontal flate for fire representative klimasteder lagt til grunn av Multiconsult (2013). Data for Oslo er basert på FAGKLIM på Ås, mens de øvrige baserer seg på Meteonorm (v. 7). Vedlegg 1 viser det fullstendige tallgrunnlaget for figuren.

Månedsverdiene for de ulike stedene kan summeres opp for å gi et anslag på forventet årlig innstrålt energi mot en horisontal flate. Tabell 3-1 presenterer disse tallene og viser en variasjon fra 732 kWh/m<sup>2</sup> per år i Tromsø til 993 kWh/m<sup>2</sup> per år i Kristiansand.

**Tabell 3-1: Totalt årlig innstrålt energi mot horisontal flate for de fire klimastedene vurdert av Multiconsult (2013). Tallene er summen av månedsverdiene presentert i grafen ovenfor.**

REGION	ÅRLIG INNSTRÅLT ENERGI [kWh/m <sup>2</sup> ]
Oslo (Ås)	927
Kristiansand (M7)	993
Bergen (M7)	764
Trondheim (M7)	886
Tromsø (M7)	732

### 3.2 Forventet produksjon i Norge

For å finne forventet produksjon fra et solcelleanlegg er ressursgrunnlaget sentralt. I tillegg må det gjøres en rekke antakelser om tapsmekanismer som reduserer produksjonen. Disse tapene knyttes både til ytre faktorer som skygge, snø og temperatur, og til tap i selve anlegget, for eksempel i kablene og likeretteren. De ferskeste og grundigste teoretiske anslagene når det gjelder forventet produksjon fra solcelleanlegg av ulik størrelse og i ulike deler av landet, er presentert i Multiconsult (2013, s. 9-16). Denne delen presenterer disse anslagene, samt hjørnesteinene i argumentasjonen som leder frem til dem. Reelle tall fra et representativt anlegg i drift presenteres i kapittel 3.5.

Multiconsult (2013, s. 12) oppgir at programvaren PVsyst (versjon 6.11) er benyttet for å estimere strømproduksjonen. Dette er en av de mest anerkjente simuleringverktøyene i markedet. For hvert av klimastedene nevnt i kapittel 3.1 er det utført simuleringer for tre ulike anleggstørrelser. Tabell 3-2 går gjennom de sentrale forutsetningene for disse tre anleggene basert på opplysningene i Multiconsult (2013, s. 10-12).

**Tabell 3-2: Data for de tre ulike anleggstypene som Multiconsult (2013) har simulert med PVsyst.**

	ENEBOLIG	NÆRINGSBYGG	BAKKEMONTERT
<b>Installert effekt</b>	7 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub>	1000 kW <sub>p</sub>
<b>Solcelleareal</b>	46,2 m <sup>2</sup>	660 m <sup>2</sup>	6 600 m <sup>2</sup>
<b>Montering</b>	Utenpå eksisterende takkonstruksjon	Skråstilt i rekker på flatt tak	Bakkemontert på stativer
<b>Vinkling</b>	27°	20°	30°
<b>Orientering</b>	180° (mot syd)	180° (mot syd)	180° (mot syd)
<b>Skygging</b>	Ingen nærliggende objekter som skygger	Ingen nærliggende objekter som skygger	Ingen nærliggende objekter som skygger
<b>Modultype</b>	250 W <sub>p</sub> multikrystallinsk silisium-moduler fra Innotech Solar	250 W <sub>p</sub> multikrystallinsk silisium-moduler fra Innotech Solar	250 W <sub>p</sub> multikrystallinsk silisium-moduler fra Innotech Solar
<b>Vekselretter</b>	Streng-vekselretter fra SMA tilpasset anleggets størrelse	Streng-vekselretter fra SMA tilpasset anleggets størrelse	Streng-vekselretter fra SMA tilpasset anleggets størrelse
<b>Annen info</b>	-	2 m mellom panelradene	11 m mellom panelradene

### 3.2.1 Tapsmekanismer lagt til grunn av Multiconsult (2013)

For å komme frem til et realistisk anslag for produksjon, har Multiconsult (2013, s. 13) spesifisert en rekke former for effekttap. Tabell 3-3 oppsummerer tapsmekanismene lagt til grunn i simuleringen.

Tabell 3-3: Gjennomgang av tapsmekanismene Multiconsult (2013, s. 13-14) legger til grunn ved simulering av strømproduksjon i PVsyst.

TAPSMEKANISME	FORKLARING	ANTATT VERDI
<b>NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)</b>	Som vist i kapittel 2.2.8, uttrykk (2-9) og (2-10), er virkningsgraden til cellene temperaturavhengig. Den øker ved avtakende temperatur.	68 °C for paneler integrert i tak grunnet begrenset luftsirkulasjon. 45 °C for anlegg med celler på stativ slik at luften sirkulerer.
<b>DC-tap i kabler</b>	Ohmske tap knyttet til motstand i kablene. DC-tapene er tapene i likestrømsdelen av anlegget (frem til vekselretteren).	1,5 % ved STC
<b>LID-tapfaktor (Light Induced Degradation)</b>	De første timene etter driftsstart skjer det mindre endringer i krystallinsk silisium som gir noe effekttap.	2 %
<b>Mismatch-tap ved maximum power point</b>	I en seriekoplet streng er det modulen med lavest strøm som begrenser hele strengen, se kapittel 2.2.7. Dette kalles mismatch.	1 %
<b>Årlig lineær reduksjon av moduleffekt, <math>L_f</math></b>	Det er vanlig å anta en svak degradering av solcellene over tid.	0,4 % per år
<b>IAM-tap (incidence Angle Modifier)</b>	Refleksjon fra celleoverflaten øker med innstrålingsvinkelen sammenliknet med direkte innstråling normalt på modulplanet. Følgelig reduseres effekten som faktisk når celleoverflaten når innstrålingsvinkelen økes.	3-4 % for simuleringene i studiet.
<b>Snø</b>	Snø medfører tap dersom den skygger for strålingen. Erfaring fra Glava Energy Center (GEC) i Sverige tilsier at snøen sklir av i det modulenes driftstemperatur overstiger 0 °C. I PVsyst er snøtap simulert som «soiling loss», det vil si tap som følge av støv og skitt.	Tapene estimert som prosentvis reduksjon i månedlig produksjon basert på erfaring fra GEC. Snøtap rammer i varierende grad fra sted til sted i perioden desember til mars (til mai for Tromsø) og er sterkest i januar og februar med 60-90 % produksjonstap.

### 3.2.2 Resultatet av simuleringene utført av Multiconsult (2013)

Simuleringene utført i PVsyst baserer seg på klimadata for fem steder i landet og er gjort for tre ulike anlegg på hver av stedene. Figur 3-1 viser det beregnede ressursgrunnlaget. Tabell 3-2 gjennomgår de tre ulike anleggstypene. Tabell 3-4 viser resultatene som presentert i Multiconsult (2013, s. 14). Spesifikk ytelse og ytelsesfaktor er som definert i kapittel 2.2.11.

**Tabell 3-4: Spesifikk ytelse og ytelsesfaktor for tre ulike anleggstyper på fem forskjellige steder i landet som beregnet i Multiconsult (2013, s. 14).**

		SPESIFIKK YTELSE [kWh/kWp/år]	YTELSESFAKTOR [%]
Oslo	Enebolig	922	81,8
	Næringsbygg	875	80,3
	Bakkemontert	925	81,2
Kristiansand	Enebolig	984	84,1
	Næringsbygg	955	83,8
	Bakkemontert	990	83,9
Bergen	Enebolig	734	83,2
	Næringsbygg	712	82,5
	Bakkemontert	734	82,6
Trondheim	Enebolig	896	80,8
	Næringsbygg	851	79,9
	Bakkemontert	901	80,1
Tromsø	Enebolig	732	80,1
	Næringsbygg	691	78,8
	Bakkemontert	735	79,2

### 3.3 Kostnadsnivået i Norge

Metoden Levelized Cost of Electricity (LCOE) kan benyttes for å beregne kostnaden for strøm levert fra solcelleanlegg i Norge. Denne metoden forklares i kapittel 2.5. Estimatenes for produsert energi gitt i kapittel 3.2.2 kan inngå som nevneren i uttrykk (2-23). For å beregne LCOE trengs da kostnadene over anleggets levetid. Dette omfatter kostnadene knyttet til å anskaffe og bygge anlegget, samt drifte og vedlikeholde det. Multiconsult (2013, s. 17-19) har undersøkt prisene på komponenter fra de norske leverandørene som finnes, samt de få svenske og danske aktørene som tilbyr levering til Norge. Systemprisen deles i følgende poster (Multiconsult 2013, s. 17):

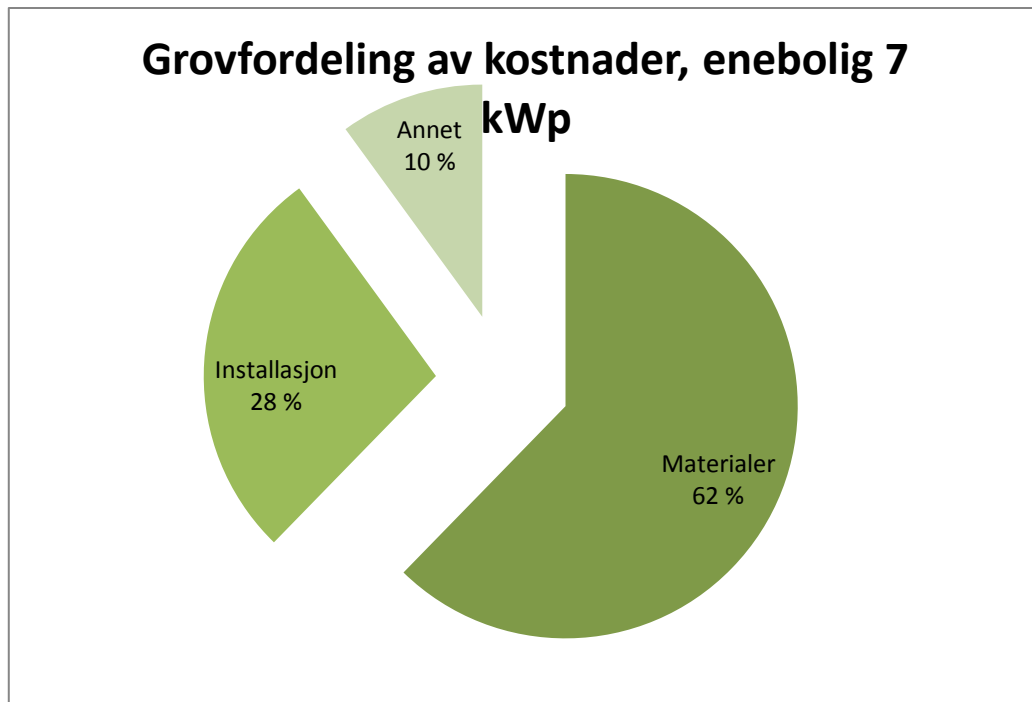
- Materialer
  - Moduler og vekselretter
  - Mekanisk montasjeutstyr (stativ, forankring etc.)
  - Elektrisk montasjeutstyr (DC-kabler, sikringer, brytere, jording etc.)
  - Driftsovervåkningsutstyr (sensorer, displayer etc.)
- Installasjon
  - Mekanisk installasjon
  - Elektrisk installasjon, PV-system (likestrømsiden)
  - Elektrisk installasjon, nettilknytning (vekselstrømsiden)
- Annet
  - Maskin, utstyr, verktøy

#### 3.3.1 Komponentpriser

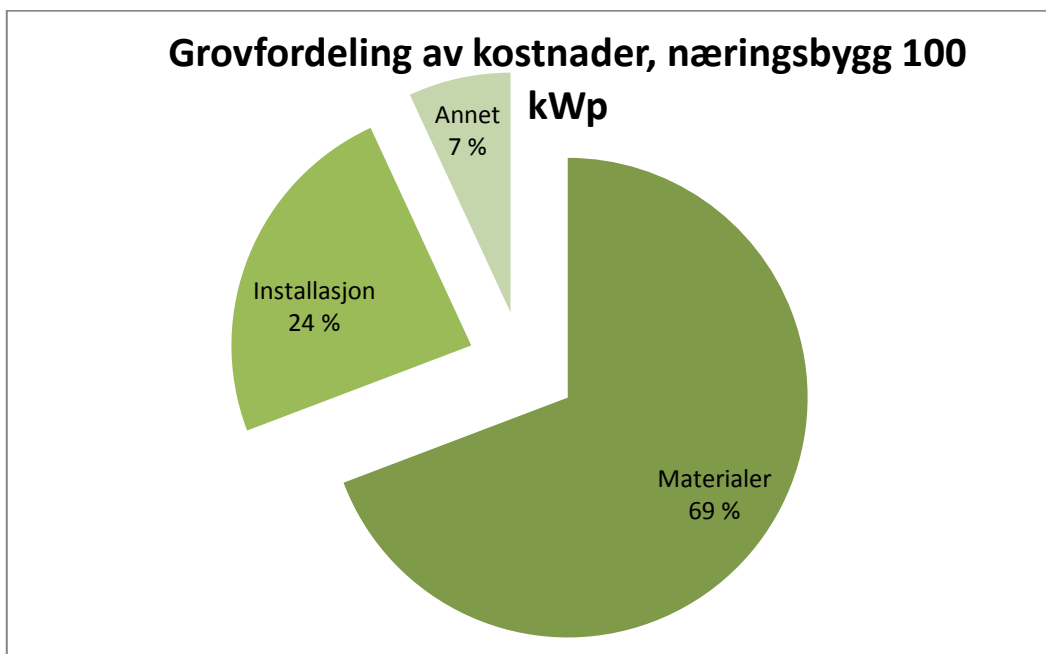
Det var kun for anlegg til enebolig (7 kWp) og næringsbygg (100 kWp) at Multiconsult (2013) fikk oppgitt priser fordelt på komponenter. For bakkemontert anlegg (1000 kWp) fikk de kun innhentet priser for hele systemet.

Etter å ha regnet snittprisen fra de ulike leverandørene, kommer Multiconsult (2013, s. 18) frem til en komponentvis fordeling for små og mellomstore anlegg presentert på de neste sidene. Figur 3-2 viser systemprisen for et 7 kWp anlegg fordelt på de tre hovedpostene i listen ovenfor. Figur 3-3 viser den

samme fordelingen for et 100 kWp anlegg. Vedlegg 2 og Vedlegg 3 viser tallgrunnlaget for disse figurene. For bakkemontert anlegg med 1000 kWp er det ikke tilstrekkelig data til å foreta en slik fordeling.



Figur 3-2: Gjennomsnittlige systempris for 7 kWp grovfordelt på tre poster basert på tall fra Multiconsult (2013, tabell 4 s. 18)



Figur 3-3: Gjennomsnittlige systempris for 100 kWp anlegg grovfordelt på tre poster basert på tall fra (Multiconsult 2013, tabell 4 s. 18)

### 3.3.2 Systempriser funnet av Multiconsult (2013)

Basert på de innhentede komponentprisene for små og mellomstore anlegg og oppgitte systemprisene for bakkemonterte anlegg, presenterer Multiconsult (2013, s. 19) et anslag på de totale systemprisene

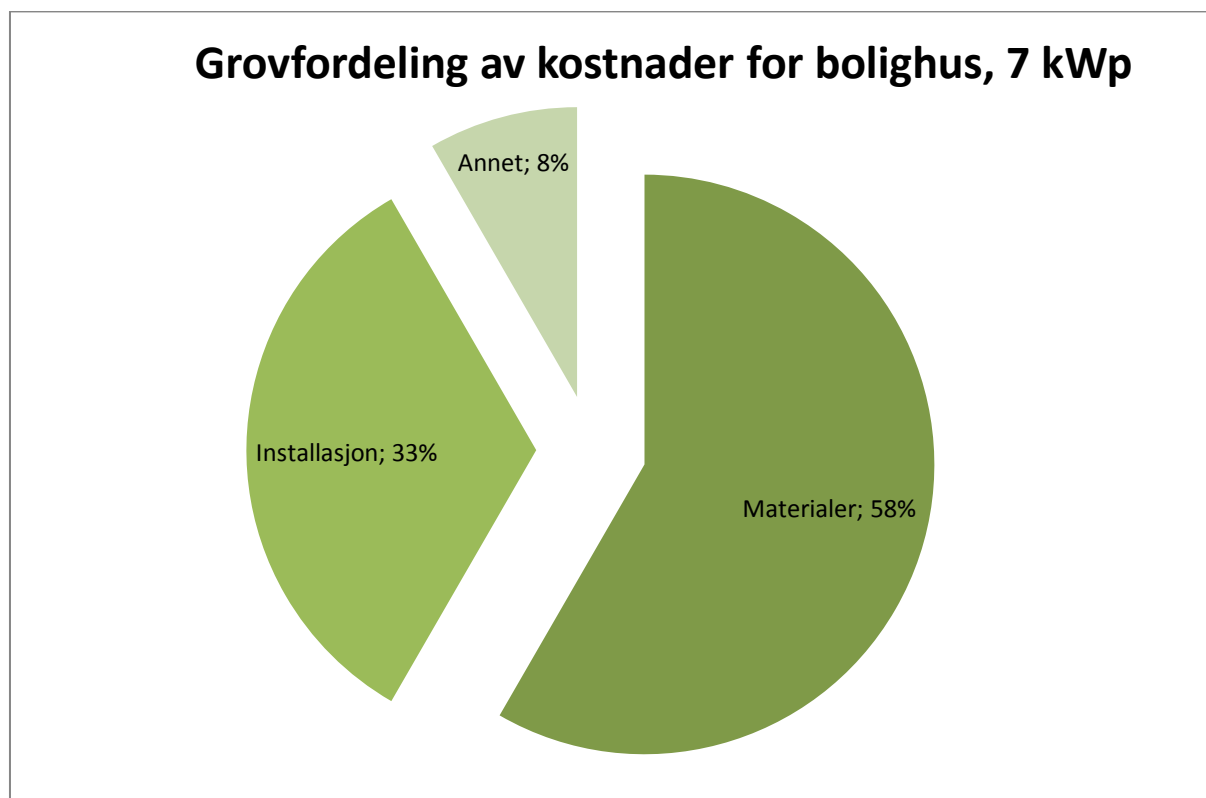
for de tre anleggstypene. Tabell 3-5 oppsummerer disse prisene. For enebolig inkluderer prisen 25 % mva. Systemprisen for næringsbygg og bakkemonterte anlegg er oppgitt eksklusive mva. Tabellen viser hva som kan regnes som laveste og høyeste anslag for systemprisene, i tillegg til hva som forventes (gjennomsnittet av de innhentede pristilbudene).

Tabell 3-5: Total systempris for de tre anleggstørrelsene basert på Multiconsult (2013, tabell 5 s. 19)

	SYSTEMPRIS [kNOK/ kWp]		
	LAVEST	FORVENTET	HØYEST
<b>Enebolig, 7 kWp (inkl. mva.)</b>	21	26	31
<b>Næringsbygg, 100 kWp (eks. mva.)</b>	12	18	20
<b>Kraftverk 1000 kWp (eks. mva.)</b>	10	12	15

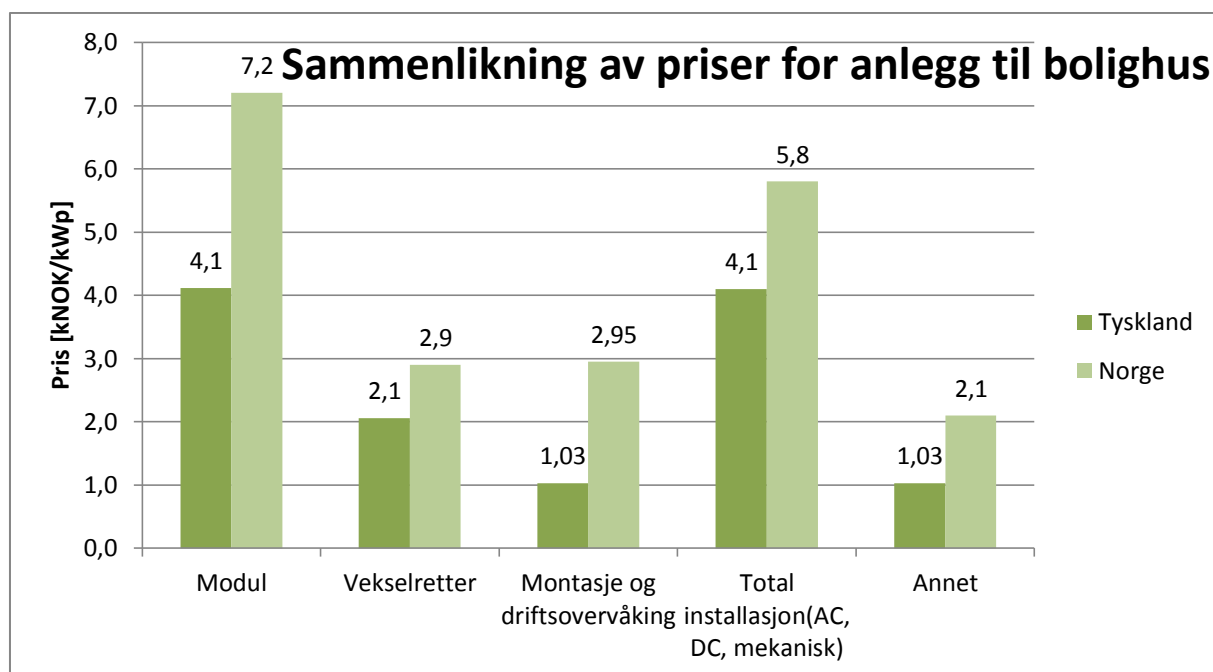
### 3.3.3 Systempriser i et modent marked

Tyskland er et av landene i Europa hvor solcellemarkedet er mest modent. Det er derfor interessant å se på den totale systemprisen for solcelleanlegg montert på bolighus der. Bugge (2014) har hentet inn et anslag på total systempris fra ibc-solar i Tyskland. De anslår systemprisen til 1 500 €/kWp eksklusive mva. Det tilsvarer 12,3 kNOK/kWp ved en omregningskurs på 8,23 NOK/EUR. Figur 3-4 viser hvordan systemprisen fordeler seg kategorivis. Figur 3-5 sammenlikner prisene målt i kNOK/kWh for Tyskland og Norge. Vedlegg 4 viser det fullstendige tallgrunnlaget.



Figur 3-4: Systempris for 7 kWp anlegg grovfordelt på tre poster basert på tall fra Bugge (2014). Totale pris er 1 500 €/kWp eller 12,3 kNOK/kWp ved en omregningskurs på 8,23.





Figur 3-5: Sammenlikning i absolutte verdier av de ulike kostnadspostene for anlegg til bolighus.

Disse tallene diskuteres nærmere i kapittel 4.5.

### 3.4 LCOE-beregninger basert på data fra Multiconsult (2013)

Når ressursgrunnlaget og forventede systempriser er kartlagt, samt årlig produksjon simulert, kan LCOE beregnes etter uttrykk (2-27). Det må da gjøres forutsetninger med tanke på vedlikeholdskostnader, diskonteringsrente, levetid og liknende. Tabell 3-6 viser hvilke forutsetninger som ligger til grunn for Multiconsult (2013) sin beregning av LCOE.

Tabell 3-6: Antakelser og forutsetninger lagt til grunn i LCOE- beregningene utført av Multiconsult (2013, tabell 6 s. 22). For enebolig er systemprisen oppgitt inklusive mva.

	ENEBOLIG	NÆRINGSBYGG	BAKKEMONTERT
Installert effekt [kWp]	7	100	1000
Systempris per enhet [kNOK/kWp]	26	18	12
Total systempris [kr]	182 000	1,8 mill	12 mill
Årlig kost drift & vedlikehold [% av systpris]	0,5	2	2
Kostnad inverterbytte etter 12,5 år [kr]	20 300 <sup>1</sup>	207 000	2,07 mill
Økonomisk levetid [år]	25	25	25
Diskonteringsrate, $r$ [%]	5	5	5
Tapsfaktor, $L_f$ [%]	0,4	0,4	0,4

Økonomisk levetid er satt til 25 år for anlegget som helhet. Dette er valgt fordi det er en varighet som samsvarer med modulgarantien. Det presiseres imidlertid at Kystverkets erfaring med bruk av solceller

<sup>1</sup> Multiconsult (2013, s. 22) oppgir her kr 2 900. Dette antas å være en trykkfeil, da tallet åpenbart er for lavt. Multiconsult (2013, s. 18) viser at kr 20 300 trolig er riktig verdi. Dersom kr 2 900 legges til grunn, vil LCOE-resultatene avvike fra det Multiconsult oppgir i sin rapport. Se kapittel 4.2.2 for en nærmere drøfting.

til drift av fyrlykter tilsier at denne levetiden overholdes med god margin (Multiconsult 2013, s. 22). Denne påstanden støttes av Branker et al. (2011, s. 6-7) som opplyser om at eldre solcellepaneler har oppnådd levetid utover 25 år og at forventningen til nye paneler er lengre enn dette.

Multiconsult (2013, s. 22) har antatt høyere drifts- og vedlikeholdskostnader for næringsbygg og bakkemonterte anlegg. Årsaken er at det for disse er sannsynlig at profesjonelle aktører er involvert i drifts- og vedlikeholdsarbeidet, mens boligeieren gjør dette selv. For alle anlegg er det iberegnet et bytte av vekselretteren når anlegget er halvveis i levetiden. Dette er gjort fordi det er knyttet usikkerhet til om vekselretteren vil vare like lenge som modulene. Det opplyses om at de fleste inverterleverandører tilbyr en garantiforlengelse opp til 25 år mot betaling.

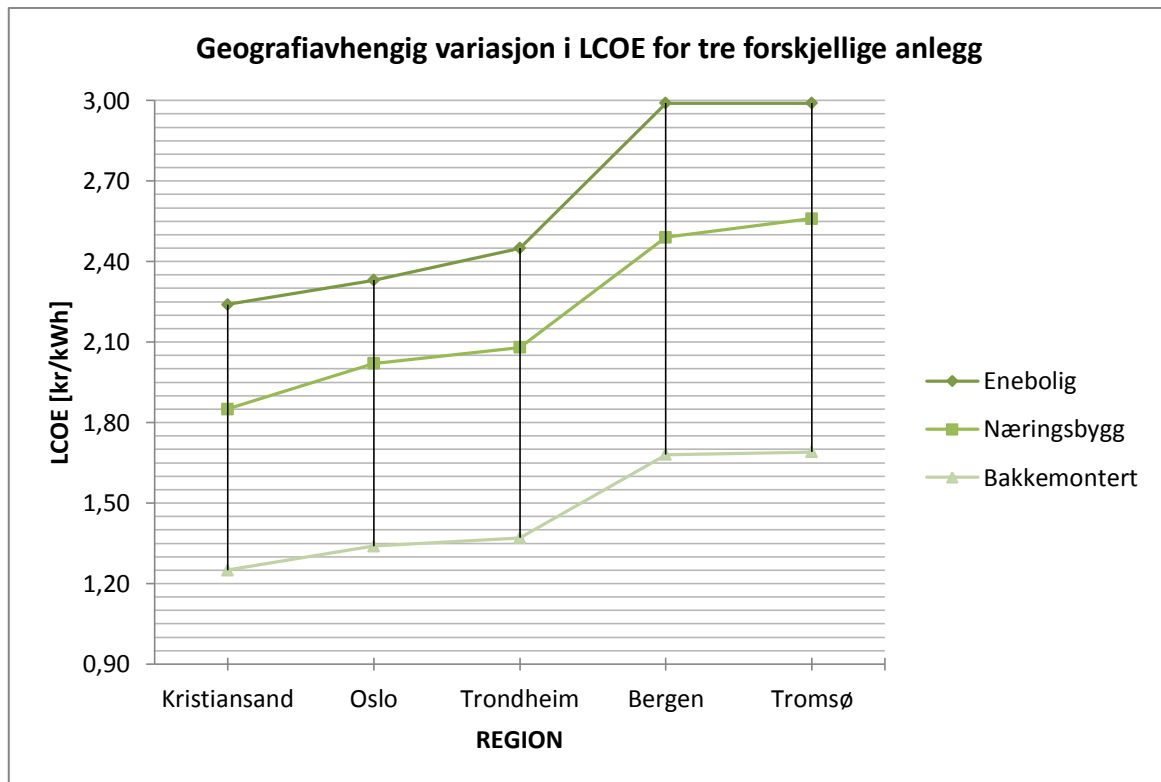
Tabell 3-7 viser de endelige resultatene av LCOE-beregningene utført av Multiconsult (2013). I høyre kolonne vises de samme beregningene utført i Excel etter uttrykk (2-27), basert på de samme data og forutsetningene som Multiconsult har oppgitt. Tabell 3-4 viser hvilke klimadata som er lagt til grunn for egne beregninger. Tabell 3-6 oppsummerer øvrige forutsetninger for beregningene.

**Tabell 3-7: LCOE-resultater som gitt av Multiconsult (2013, tabell 7 s. 24) og ved egne beregninger basert på data oppgitt av Multiconsult (2013).**

ANLEGG	STED	LCOE Multiconsult (2013) [kr/kWh]	LCOE BEREGNET [kr/kWh]
<b>Enebolig</b>	Kristiansand	2,24	2,21
	Oslo	2,33	2,36
	Trondheim	2,45	2,43
	Bergen	2,99	2,97
	Tromsø	2,99	2,98
<b>Næringsbygg</b>	Kristiansand	1,85	1,86
	Oslo	2,02	2,03
	Trondheim	2,08	2,08
	Bergen	2,49	2,49
	Tromsø	2,56	2,57
<b>Bakkemontert</b>	Kristiansand	1,25	1,24
	Oslo	1,34	1,32
	Trondheim	1,37	1,36
	Bergen	1,68	1,67
	Tromsø	1,69	1,66

Avviket mellom Multiconsult sine beregninger og de som er utført her, diskuteres i kapittel 4.2.2.

Figur 3-6 baserer seg på disse tallene og illustrerer hvordan LCOE for de tre anleggene varierer avhengig av geografisk region.



Figur 3-6: Illustrasjon av hvordan LCOE varierer med ressurspotensialet og dermed geografisk region. Basert på Multiconsult (2013, tabell 7 s. 24).

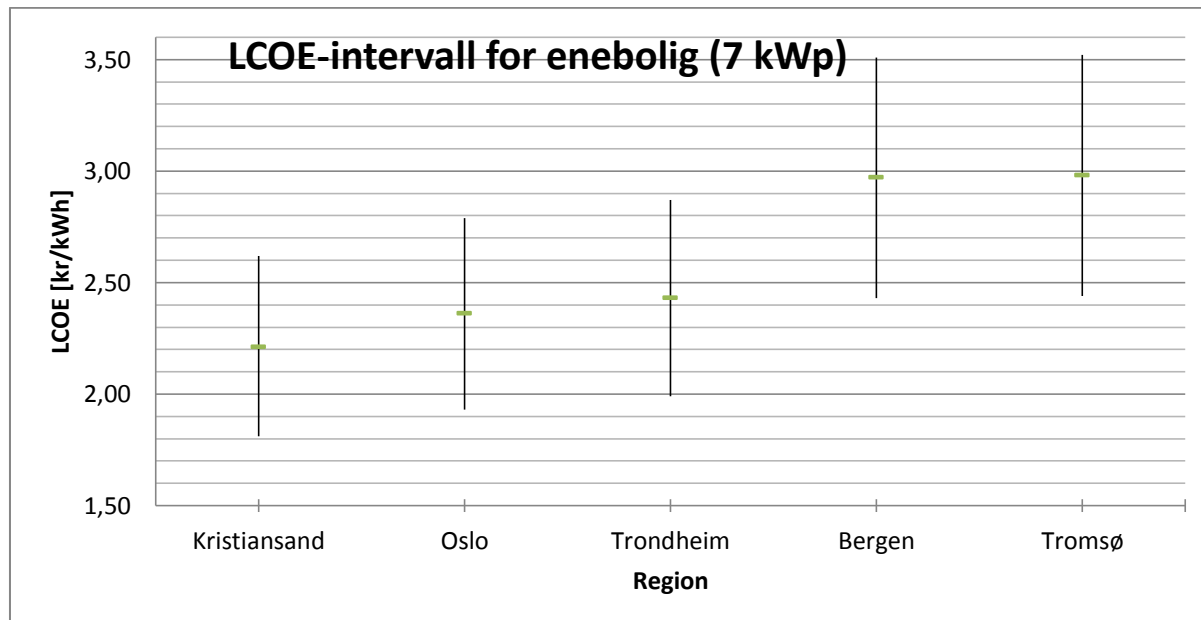
### 3.4.1 LCOE-beregninger basert på laveste og høyeste systempris

Multiconsult (2013, s. 24) presenterer LCOE-estimer basert på forventede systempriser som oppgitt i kapittel 3.3.2. Tabell 3-5 oppgir et laveste og høyeste anslag for systemprisene. Det er av interesse å beregne korresponderende LCOE for laveste og høyeste systempris, slik at et LCOE-intervall kan etableres for hver av anleggstypene på de fem stedene. Tabell 3-8 viser LCOE-intervallet basert på de ulike anslagene for systemprisen. Beregningene er utført i Excel etter uttrykk (2-27), med øvrige forutsetninger uendret.

Tabell 3-8: Laveste og høyeste LCOE beregnet med utgangspunkt i laveste og høyeste systempris estimert av Multiconsult (2013, s. 19) for hver av de tre anleggene på hvert sted.

ANLEGG	STED	LCOE [kr/kWh]	
		LAVESTE	HØYESTE
Enebolig	Kristiansand	1,81	2,62
	Oslo	1,93	2,79
	Trondheim	1,99	2,87
	Bergen	2,43	3,51
	Tromsø	2,44	3,52
Næringsbygg	Kristiansand	1,28	2,08
	Oslo	1,40	2,27
	Trondheim	1,44	2,33
	Bergen	1,72	2,78
	Tromsø	1,77	2,87
Bakkemontert	Kristiansand	1,04	1,52
	Oslo	1,12	1,63
	Trondheim	1,15	1,67
	Bergen	1,41	2,05
	Tromsø	1,41	2,05

Figur 3-7 fremstiller LCOE-intervallene for anlegg på 7 kWp til enebolig grafisk.



Figur 3-7: LCOE-intervall for 7 kWp-anlegg til enebolig for de fem geografiske stedene. Forventet LCOE er markert med horisontal, grønn linje.

### 3.4.2 LCOE-beregninger basert på 30 års levetid

Det forventes at nye moduler har levetid utover 25 år. Enkelte produsenter garanterer allerede for at solcellene fortsatt skal levere nær sin opprinnelige effekt etter 30 års levetid, se for eksempel Isofoton (2013) og SolarWorld (u.å.). I garantibestemmelsene spesifiseres det da en maksimal årlig

degradering, typisk 0,3-0,5 %. Tabell 3-9 viser LCOE beregnet for mest og minst gunstige klimasted gitt 30 års levetid og alle andre forutsetninger uendret. I alle tilfeller er det Kristiansand som er mest gunstig geografisk. For bolighus og næringsbygg viser simuleringene til Multiconsult (2013, s. 14) at Tromsø er det dårligste stedet, mens det for bakkemonterte anlegg er Bergen som kommer dårligst ut.

Tabell 3-9: LCOE for beste og dårligste klimasted gitt 30 års økonomisk levetid, øvrige forutsetninger uendret.

	STED	LCOE [kr/kWh]		
		LAVESTE	FORVENTET	HØYESTE
<b>Enebolig</b>	Kristiansand	1,66	2,05	2,41
	Tromsø	2,24	2,76	3,24
<b>Næringsbygg</b>	Kristiansand	1,19	1,74	1,94
	Tromsø	1,65	2,40	2,68
<b>Bakkemontert</b>	Kristiansand	0,97	1,15	1,42
	Bergen	1,31	1,55	1,92

### 3.4.3 LCOE-vurderinger basert på alternativt anslag for systemprisene

I kapittel 3.3.3 ble sannsynlige systempriser i et modent marked angitt. Her beregnes LCOE med disse systemprisene, men med ressursgrunnlaget i Norge. Tabell 3-4 viser hvilke klimadata som er lagt til grunn for beregningene. Tabell 3-10 oppsummerer øvrige forutsetninger.

Tabell 3-10: Øvrige forutsetninger lagt til grunn i LCOE- beregningene med tyske prosjektkostnader. I scenario 1 er 25 års økonomisk levetid lagt til grunn. Scenario 2 forutsetter 30 års økonomisk levetid. Kostnad inverterbytte forutsetter tyske priser.

	SCENARIO 1	SCENARIO 2
<b>Installert effekt [kWp]</b>	7	7
<b>Systempris per enhet [kNOK/kWp]</b>	15,4	15,4
<b>Total systempris [kr]</b>	107 800	107 800
<b>Årlig kost drift &amp; vedlikehold [% av systpris]</b>	0,5	0,5
<b>Kostnad inverterbytte etter 12,5 år [kr]</b>	14 400	14 400
<b>Økonomisk levetid [år]</b>	25	30
<b>Diskonteringsrate, <math>r</math> [%]</b>	5	5
<b>Tapsfaktor, <math>L_f</math> [%]</b>	0,4	0,4

Tabell 3-11 viser resultatet av beregningene for henholdsvis 25 og 30 års økonomisk levetid.

Tabell 3-11: LCOE for 7 kWp-anlegg med ressursgrunnlaget i Norge og tyske systempriser. Beregningene er gjort for 25 og 30 års levetid.

STED	LCOE 7 kWp [kr/kWh]	
	SCENARIO 1	SCENARIO 2
<b>Kristiansand</b>	1,33	1,22
<b>Oslo</b>	1,41	1,30
<b>Trondheim</b>	1,46	1,34
<b>Bergen</b>	1,78	1,63
<b>Tromsø</b>	1,78	1,64

### 3.5 LCOE-vurdering av et eksisterende anlegg

Kjell Eikland ble den første boligeieren i Norge som leverer strøm tilbake til nettet. Huset hans fra midten av 1960-tallet hadde opprinnelig et årlig forbruk på om lag 35 000 kWh. Gjennom flere målrettede tiltak som etterisolering av vegger og gulv, innsettelse av nye tre- og tolags vinduer og boring av energibrønn, ble dette forbruket redusert til om lag 10 000 kWh. I forbindelse med bytte av taket i 2011 installerte han 16 solcellepaneler på 240 Wp, i alt 3,84 kWp (Eikland 2014).

Prosjektet ble planlagt og gjennomført av Eikland selv. Som en oppvarming for å høste nødvendige erfaringer designet han og installerte et 960 Wp anlegg til sin egen hytte noen år tidligere. Som følge av at han ble Hafslunds første plusskunde, har han vært delaktig i arbeidet Hafslund har gjort med å forberede sine systemer når det gjelder strømkunder som også selger strøm. Eksempelvis var det ifølge ham selv utfordringer knyttet til faktureringen fra mai og tre til fire måneder fremover. I disse månedene fikk han faktura på kr 0 selv om han egentlig hadde vært netto eksportør av strøm.

Figur 3-8 viser panelene på taket til Kjell Eikland. Anlegget er selvgående i den forstand at produsert strøm fordeles automatisk til eget forbruk eller sendes ut på nett ved overskuddsproduksjon. Eikland selv hevder at han nå etter tre år ikke lenger tenker på at det er der. Terskelen for folk flest vil ikke være knyttet til driftsfasen, men snarere prosjekterings- og installeringsfasen (Eikland 2014).



Figur 3-8: Det sydvendte taket til Kjell Eikland har 3,84 kWp installert solcelleeffekt. Foto: Knut M. Solbakken.

Tabell 3-12 oppsummerer sentrale tekniske data for anlegget til Kjell Eikland. Han benytter andre paneler og en annen inverter enn det som er benyttet i simuleringene til Multiconsult (2013). I tillegg har taket 10° mindre helning. Noe skygging kan forekomme når solen står lavt vinterstid på grunn av

en trekke et stykke fra huset. Da dette forekommer på en tid da produksjonen likevel er minimal grunnet lav innstråling, regnes skyggingen for neglisjerbar.

**Tabell 3-12: Sentrale tekniske data for anlegget til Kjell Eikland**

	<b>ENEBOLIG</b>
<b>Installert effekt</b>	3,84 kW <sub>p</sub>
<b>Solcelleareal</b>	Ca 20 m <sup>2</sup>
<b>Montering</b>	Utenpå eksisterende takkonstruksjon
<b>Vinkling</b>	17°
<b>Orientering</b>	Ca 180° (mot syd)
<b>Skygging</b>	Ingen nærliggende objekter som skygger bortsett fra ved lav sol vinterstid
<b>Modultype</b>	240 W <sub>p</sub> monokrystallinske silisium-moduler fra Panasonic
<b>Vekselretter</b>	4,2 kW streng-vekselretter fra SolarMax

### 3.5.1 Registrert produksjon

Anlegget ble satt i drift 19.3.2011, men komplett måleutstyr var ikke på plass før 19.5.2011. I 2012 var det to måneder med produksjonsbortfall grunnet tilpasninger og jording av panelene. 2013 er derfor det første året med komplett produksjon. Tabell 3-13 viser produsert energi i 2013 og den korresponderende spesifikke ytelsen for anlegget (Eikland 2014).

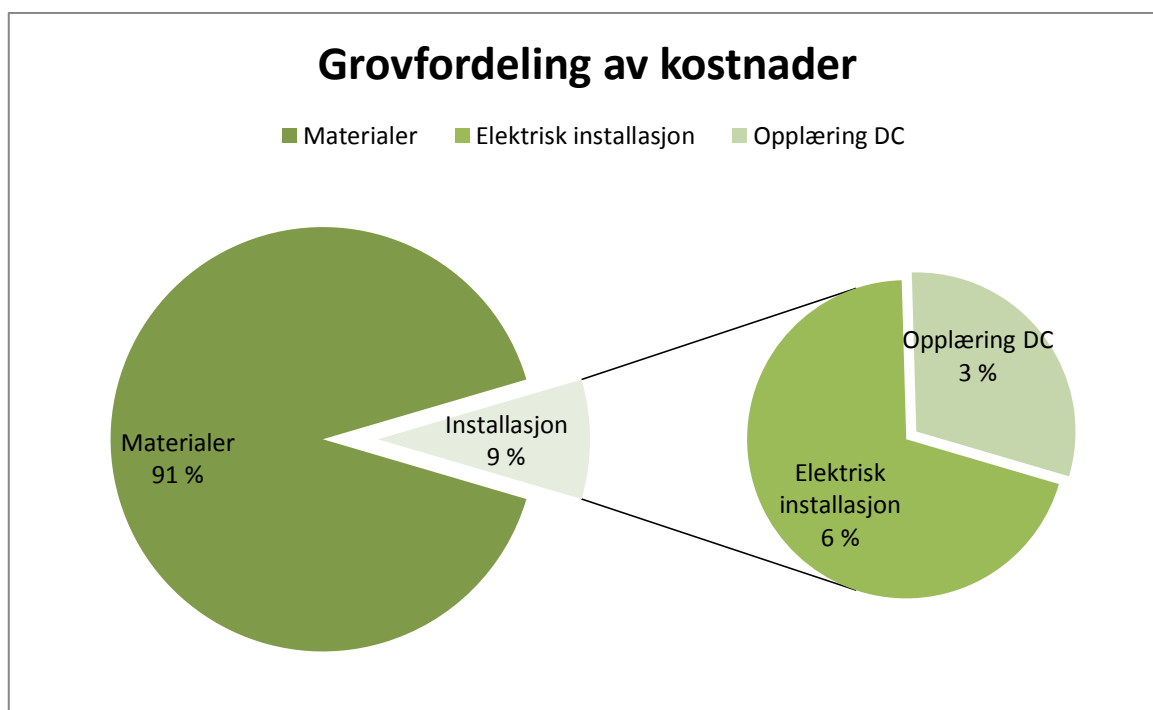
**Tabell 3-13: Produksjonen i 2013 og tilhørende spesifikk ytelse for anlegget.**

<b>PRODUKSJON I 2013</b> [kWh]	<b>INSTALLERT EFFEKT</b> [kWp]	<b>SPESIFIKK YTELSE</b> [kWh/kWp]
<b>3 506</b>	3,84	913

### 3.5.2 Systempriser i 2011

Komponentene i anlegget er plukket ut av Kjell Eikland og importert privat. Importen beskrives som uproblematisk, men det fordrer at den som importerer er kvalifisert til å velge komponenter selv. Komponentene kom på kr 100 000 ferdig importert og levert i oppkjørselen. Det gikk med om lag 18 timer egenarbeid til monteringen og kr 10 000 til fagkyndig oppkobling av det elektriske. Av denne summen var kr 3 000 utgifter til opplæring av personellet som utførte arbeidet på likestrømsdelen av anlegget (Eikland 2014). Figur 3-9 oppsummerer denne fordelingen av systemprisen prosentvis uten å ta hensyn til medgått egentid for prosjektet.





Figur 3-9: Systemprisen for anlegget til Kjell Eikland kategorivis fordelt.

Tabell 3-14 viser systemprisen anlegget hadde i 2011. Regnestykket over belønner anleggseieren for å gjøre en del av jobben selv. Dersom ekstern hjelp skulle vært leid inn for å utføre montasjen, ville det medført høyere installasjonskostnader og systempris. Dette diskuteres nærmere i kapittel 4.2.3.

Tabell 3-14: Systemprisen anlegget til Kjell Eikland hadde i 2011

TOTAL INVESTERING [kr]	INSTALLERT EFFEKT [kWp]	SYSTEMPRIS [kNOK/kWp]
110 000	3,84	28,6

På det tidspunktet investeringsbeslutningen ble tatt, skulle taket byttes uansett. På nordsiden av huset ble det lagt nytt tak. Dersom tilsvarende skulle vært gjort på det sørvendte taket, ville det kostet om lag kr 45 000. Dersom alternativkostnaden på kr 45 000 for nytt tak trekkes fra investeringssummen, slik at det kun er merkostnaden ved solcellene som utgjør investeringen, blir systemprisen 16,9 kNOK/kWp. Gyldigheten av en slik vurdering diskuteres nærmere i kapittel 4.2.3.

### 3.5.3 LCOE-beregninger

LCOE er beregnet i Excel etter uttrykk (2-27) for tre ulike scenarier. I alle tilfeller er det forutsatt en spesifikk ytelse på 913 kWh/kWp. Scenario 1 legger de samme parameterne til grunn som det Multiconsult (2013) gjorde i sine beregninger. I scenario 2 er det tatt hensyn til at anleggseier anser denne investeringen som en langsiktig investering i boligen med en lavere diskonteringsrate enn hva Multiconsult (2013) har forutsatt. Videre er den økonomiske levetiden justert opp til 30 år i tråd med erfaringene for slike moduler. Scenario 3 er som scenario 2, men tar hensyn til at taket uansett skulle byttes. Alternativkostnaden på om lag kr 45 000 for et nytt tak uten solceller er derfor trukket fra. Tabell 3-15 oppsummerer forutsetningene i de tre scenariene.

Tabell 3-15: Forutsetninger lagt til grunn i de tre LCOE-scenariene.

	SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3
Installert effekt [kWp]	3,84	3,84	3,84
Systempris per enhet [kNOK/kWp]	28,6	28,6	16,9
Total systempris [kr]	110 000	110 000	65 000
Årlig kost drift & vedlikehold [% av systpris]	0,5	0,5	0,5
Kostnad inverterbytte etter ½ levetid [kr]	11 136	11 136	11 136
Økonomisk levetid [år]	25	30	30
Diskonteringsrate, $r$ [%]	5	3,5	3,5
Tapsfaktor, $L_f$ [%]	0,4	0,4	0,4

Tabell 3-16: LCOE for de tre scenariene.

	SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3
LCOE [kr/kWh]	2,61	2,07	1,27

Tabell 3-16 viser LCOE beregnet for anlegget i de tre ulike scenariene. Disse resultatene diskuteres i kapittel 4.2.3.

### 3.6 Forholdet mellom strømproduserende kunde og nettselskap

I henhold til gjeldende regelverk, skal alle kraftprodusenter uavhengig av størrelse inngå såkalt balanseavtale med Statnett for å få handle i engrosmarkedet for elkraft. Alternativt må vedkommende kraftprodusent ha en balanseansvarlig (NVE 2013b). Behovet for balanse i kraftnettet forklares i kapittel 2.4.2. Videre skal alle enheter som omsetter elektrisk energi etter Energilovforskriften (1990, §4-2) ha omsetningskonsesjon med mindre dette er åpenbart unødvendig. Som det fremgår av kapittel 2.4.4 avregnes det også tariffledd på innmating av strøm i nettet.

Et solcelleanlegg montert på bolighus vil sannsynligvis i perioder ha høyere produksjon enn det boligen forbruker. Forholdene nevnt i avsnittet ovenfor ville imidlertid ha gjort det komplisert å få eksportert dette overskuddet ut på strømmettet. For at regelverket ikke skal være til hinder for innmating av overskuddsproduksjon til nettet, har NVE gitt en generell dispensasjon som forenkler håndteringen av overskuddskraft fra sluttbrukere som oppfyller visse kriterier. Denne dispensasjonen kalles *plusskundeordningen*. Plusskundeordningen er frivillig for kunde og nettselskap.

#### 3.6.1 Plusskundeordningen

NVE (2013b) definerer en plusskunde som:

*«Sluttbruker av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i nettet. Produksjonsenheter hvor det kreves omsetningskonsesjon eller sluttbrukere med produksjon som også leverer elektrisk energi til andre sluttbrukere, er ikke omfattet av ordningen for plusskunder»*

Ordningen skal gjøre at nettselskapet på en enkel måte kan kjøpe kraften. Kunden tariffes netto energiledd og betaler ikke andre tariffledd for innmating av kraft. Det vil si at nettselskapet kun fakturerer innmatingsnettleie for den kraften som faktisk mates inn på nettet (netto per time) fra plusskunden. For alle andre produsenter faktureres nettleie for brutto produksjon. Plusskunden

avregnes energiledd for uttak i timer med uttak og energiledd for innmating i timene med innmating av kraft til nettet. Følgelig er det nødvendig med en timemåler som måler innmating og uttak. Plusskunder tarifferes fastledd på lik linje med andre uttakskunder i samme område.

Nettselskapet kjøper overskuddskraften til en pris som avtales med plusskunden. NVE (2013b) sin vurdering er at prisen bør reflektere markedsprisen på kraft i det aktuelle området. Det er ikke nødvendig for plusskunden å ha tilgang til engrosmarkedet for elkraft. Derfor må det ikke inngås noen direkte eller indirekte balanseavtale med Statnett. NVE åpner for at den innmatede overskuddskraften kan gå til å dekke nettap hos nettselskapet, slik at det beregnede tapet i nettanlegget reduseres i de timene det mates inn overskudd fra plusskunder.

### 3.6.2 Pris for strøm levert til boligen

I dette kapittelet anslås den totale energikostnaden i kr/kWh som en husholdningskunde må betale for strøm levert til boligen i ulike deler av landet. Den totale prisen sluttbruker betaler for strøm er sammensatt av en pris for leie av nettet, en pris for selve den leverte energien og avgifter. Prinsippene for fastsettelse av nettleie gjennomgås i kapittel 2.4.4.

#### Nettleie

For å gi et anslag på den totale prisen for leveranse av strøm til bolighus, er det innhentet fylkesfordelt nettleiestatistikk fra NVE fra 2005 til januar 2014. Statistikken omfatter gjennomsnittlig fastledd og energiledd for nettleien i hvert av landets fylker inkludert forbruksavgift og 25 % mva. for de fylkene som ikke er fritatt for dette. Vedlegg 5 presenterer den fullstendige fylkesfordelte nettleiestatistikken. I de videre beregningene er fylkesstatistikken omgruppert slik at den viser gjennomsnittlig nettleie innenfor landets prisområder. Tabell 2-4 er utgangspunktet for fordelingen av fylker på de ulike prisområdene. Tabell 3-17 viser gjennomsnittlig nettleie fordelt på prisområdene i perioden 2005-januar 2014.

Tabell 3-17: Gjennomsnittlig nettleie inkludert forbruksavgift og mva i perioden 2005-jan. 2014 for de forskjellige prisområdene. Nordland, Troms og Finnmark er fritatt for mva. Finnmark og enkelte kommuner i Nordland er fritatt for forbruksavgift. Beregningen baserer seg på NVEs fylkesfordelte statistikk (NVE 2009).

PRISOMRÅDE	FASTLEDD [kr/kunde]	ENERGILEDD [øre/kWh]
Sørøst-Norge (NO1)	2 062	36,9
Sørvest-Norge (NO2)	2 041	38,1
Vest-Norge (NO5)	2 126	44,3
Midt-Norge (NO3)	2 255	39,9
Nord-Norge (NO4)	2 270	27,3

#### Strømpris

Prisen kunden betaler for strømmen alene avhenger av avtalen med strømselskapet. Det finnes mange ulike varianter av slike avtaler. I de videre beregningene tas det utgangspunkt i at kunden får kjøpe strømmen til markedspris (spotpris) uten noe videre påslag. Dette må sies å være en underestimert av kundens strømpris. Generelt har strømvitalene en eller annen form fot tillegg, enten som en månedlig faststump eller som påslag på spotpris. Månedlig spotpris er innhentet fra Nordpool for perioden januar 2005 til desember 2013. Tabell 3-18 viser den beregnede snittprisen per måned for perioden. Vedlegg 6 viser det fullstendige tallgrunnlaget for beregning av snittprisen.

**Tabell 3-18: Gjennomsnittlig månedlig spotpris (ekskl. mva.) i prisområdene for perioden januar 2005- desember 2013. Tallgrunnlag hentet fra Nordpool (2014).**

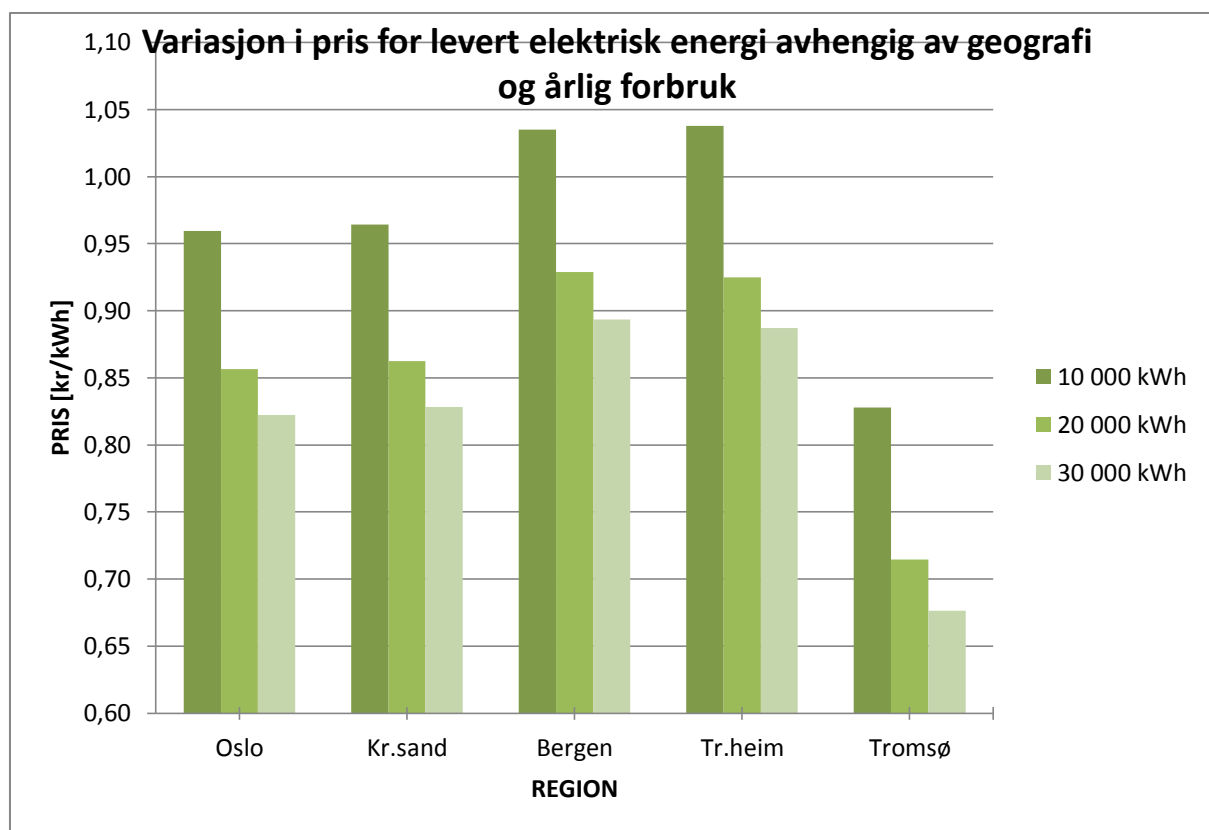
	<b>SPOTPRISSNITT 2005-2013 [øre/kWh]</b>				
	Oslo (NO1)	Kr.sand (NO2)	Bergen (NO5)	Tr.heim (NO3)	Tromsø (NO4)
<b>Januar</b>	33,71	32,93	33,32	35,22	35,15
<b>Februar</b>	35,38	32,90	33,13	37,55	37,21
<b>Mars</b>	32,40	31,99	32,07	33,27	32,78
<b>April</b>	30,70	30,68	30,75	31,94	31,75
<b>Mai</b>	26,42	26,42	26,42	28,94	29,35
<b>Juni</b>	26,77	26,78	26,52	30,35	30,13
<b>Juli</b>	25,91	25,96	25,68	28,82	28,62
<b>August</b>	27,76	27,82	27,73	32,03	31,38
<b>September</b>	29,04	29,04	28,74	33,33	32,62
<b>Oktober</b>	32,03	32,00	31,89	33,62	33,18
<b>November</b>	33,75	33,60	33,68	34,50	34,36
<b>Desember</b>	35,01	33,93	34,95	37,04	36,95

For de videre beregningene legges gjennomsnittet av månedsprisene til grunn som den gjennomsnittlige strømprisen. I kapittel 4.1.1 undersøkes det hva slags innvirkning det har på gjennomsnittlig strømpris dersom månedsprisene vektet ulikt. Det vil si at prisen i de månedene med høyest forbruk tillegges større vekt.

Tabell 3-19 viser beregningsresultatet for gjennomsnittlig totalpris omregnet til kr/kWh for ulike årlige forbruk. Figur 3-10 illustrerer dette grafisk.

**Tabell 3-19: Gjennomsnittlig totalpris omregnet til kr/kWh på levert strøm til bolighus inkludert avgifter og mva. der det ikke er fritak for dette.**

<b>ÅRLIG FORBRUK [kWh]</b>	<b>TOTALPRIS LEVERT STRØM (kr/kWh)</b>				
	Oslo (NO1)	Kr.sand (NO2)	Bergen (NO5)	Tr.heim (NO3)	Tromsø (NO4)
<b>10 000</b>	0,96	0,96	1,04	1,04	0,83
<b>20 000</b>	0,86	0,86	0,93	0,92	0,71
<b>30 000</b>	0,82	0,83	0,89	0,89	0,68



Figur 3-10: Grafisk oversikt over variasjonen i pris for levert elektrisk energi til husholdning i de ulike prisområdene. Prisen vises som kr/kWh omregnet for tre ulike nivåer av årlig forbruk.

### 3.7 Mulige virkninger av lokalprodusert solkraft i strømmettet

Å integrere større mengder strømproduksjon fra solceller lokalt i strømmettet er ikke nødvendigvis uten utfordringer. Her til lands er problemstillingen på nåværende tidspunkt er av teoretisk art. Det er like vel relevant å se på hvilke utfordringer nettilknytning av uregulerbar kraft kan komme til å føre med seg på sikt. Widén (2011, s. 10) trekker fram følgende hovedutfordringer som har materialisert seg i Tyskland som følge av høy utbyggingstakt:

- Oppgradering og utbygging av distribusjonsnettet har blitt nødvendig.
- Aktiv og reaktiv effekt matet ut av vekselretterne må kontrolleres.
- Frekvensstabiliteten vanskeligere å opprettholde med store mengder uregulerbar kraft.

De følgende avsnittene vil behandle punktene ovenfor nærmere.

#### 3.7.1 Belastning av distribusjonsnettet

Distribusjonsnettets oppgave er, som navnet tilsier, primært å distribuere energi til sluttbruker. Tufte (2014) forklarte i sitt innlegg under Teknologisk Møteplass 15. januar 2014 hvordan dimensjoneringen av distribusjonsnettet mange steder reflekterer dette ved at overføringskapasiteten avtar med økende avstand fra transformatorstasjonen. Den effektvariasjonen som ligger i transport av kraft begge veier i distribusjonsnettet kan i svake punkter medføre effektrelaterte kapasitetsproblemer. I samme innlegg bemerket Tufte at slike utfordringer i norsk sammenheng er «*større når et småkraftverk skal knyttes til ytterst på den tynneste ledning på Vestlandet, enn når solceller knyttes til i relativt sterke distribusjonsnett i mer urbane områder på Sør- og Østlandet*».

Widén (2011, s. 11) og Tufte (2014) nevner generelle tiltak for å motvirke overbelastning av distribusjonsnettet:

- Reguleringstransformatorer i distribusjonsnettet.
- Forsterking av nettet.
- Mekanismer for å begrense innmatingen av solstrøm, herunder laststyring hos produsent/sluttbruker og eventuelt utkobling.
- Reaktiv effektkontroll.
- Lokal lagring av solstrøm.

Av disse, representerer de to førstnevnte tiltakene en mer tradisjonell tilnærming til utfordringen. De tre sistnevnte tiltakene er i større grad upløyd mark.

### 3.7.2 Laststyring hos sluttbruker

Tiltak som legger til rette for at eier av husmontert solcelleanlegg maksimerer egenkonsumet av strømmen produsert fra solcellene bidrar til å avlaste nettet på to måter. Utfordringer knyttet til effektbegrensninger i overføringslinjene reduseres når mindre effekt mates ut fra sluttbrukeren. Samtidig kan det bli behov for å overføre mindre energi til denne sluttbrukeren dersom last flyttes fra tider på døgnet med liten eller ingen solstrømproduksjon, til tiden med best produksjon. At sluttbruker påvirkes til å styre hvilke laster som slår inn til hvilke tidspunkt er knyttet til begrepet *sluttbrukerfleksibilitet*.

Generelt betegner begrepet sluttbrukerfleksibilitet at det finnes mekanismer som påvirker sluttbruker av elektrisitet til å endre sitt forbruk av energi for en viss periode. Ingeberg (2012, s. 12) beskriver fire hovedtyper endring og følgene det får for lasten og forbruket:

- **Lastreduksjon:** Sluttbrukeren reduserer lasten sin uten at forbruket forskyves. Følgelig reduseres forbruket.
- **Lastøkning:** Sluttbruker øker forbruket sitt.
- **Lastflytting:** Lasten reduseres i en periode for å flyttes til en annen tid på døgnet. Dette kan gi redusert topplast, men forbruket forblir det samme.
- **Effektivisering/omlegging:** Systematisk reduksjon av forbruk hos sluttbruker som følge av tiltak som eksempelvis etterisolering og vindusbytte, eller som følge av alternative energikilder som fjernvarme eller solkraft.

Begrepet sluttbrukerfleksibilitet er for eksempel aktuelt innenfor forskning på dynamiske nettariffer. Det vil si at tariffene gir sluttbruker økonomiske incentiver til å flytte eller omlegge last i nettet. Eksempelvis kan uttak i timer med stor last prises mye høyere enn lavlastperioder. Ingeberg (2012, s. 3-4) har studert mulige virkninger av dynamiske tariffer og konkluderer med at internasjonale erfaringer viser endret atferd og vesentlig redusert last i pressede eller kritiske perioder, forutsatt sterkt nok prissignal og tydelig kommunikasjon til sluttbruker. I Norge vurderes dynamiske tariffer til å være et virkemiddel som først og fremst er relevant for distribusjonsnettet hvor investeringer mulig kan utsettes. Slike tariffer kan også tjene som økonomisk incentiv for energieffektivisering og omlegging.

Ingeberg (2012) sine undersøkelser er gjort uten spesifikt å ta stilling til situasjonen der sluttbrukeren også er produsent av kraft. En ordinær sluttbruker som flytter noe av sitt forbruk fra topplasttiden til en periode med lav last om natten, vil ikke gi mindre levert energi, kun jevnere fordelt effekt. Dersom en solstrømprodusent bruker sin overskuddsproduksjon på dagtid til å kjøre vaskemaskinen som ellers

ville gått om kvelden, reduserer vedkommende både effektbelastningen som ellers ville vært i nettet og mengden energi som leveres boligen.

Uavhengig av om boligen produserer strøm eller ikke, vil styringssystemer for elforbruk i bygget være en forutsetning for god sluttbrukerfleksibilitet. Ved å kunne regulere når laster som varmtvannsbereder, oppvaskmaskin, vaskemaskin og eventuell lading av el-bilen slår inn, samt behovsstyre belysning og eventuell ventilasjon, kan effekttopper unngås ved jevnere fordeling av lasten. Samtidig kan et slikt system også hjelpe til med å maksimere forbruket av egenprodusert energi.

### **Avanserte måle- og styringssystemer (AMS)**

Innen 1. januar 2019 skal alle strømkunder i Norge ha fått såkalt smarte strømmålere. Disse inngår i det som kalles *avanserte måle- og styringssystemer* (AMS) og skal gi bruker bedre informasjon om strømforbruket, mer nøyaktig avregning og legge til rette for automatisk styring av forbruket (NVE 2014). Kravene til AMS omfatter i følge Ingeberg (2012, s. 27) måling med teknisk mulighet for registrering ned til 15 minutters intervaller og et grensesnitt for kommunikasjon mot utstyr som kan regulere elforbruket i bygget. Det må også være et display som kan vise prisinformasjon i sann tid.

Som beskrevet i kapittel 3.6.1 fordrer plusskundeordningen at kunden har en strømmåler som minst kan registrere på timesbasis. Utrulling av AMS betyr i så måte både å tilrettelegge for laststyring hos sluttbruker og for at flere får den nødvendige infrastrukturen for å bli plusskunder. Prinsipielle sider ved laststyring og AMS diskuteres i kapittel 4.6.1.

### **3.7.3 Reaktiv effektkontroll ved hjelp av vekselretteren**

Kapittel 2.4.2 beskriver hvordan reaktiv effekt, gjennom å øke den tilsynelatende effekten, øker strømstyrken og dermed  $R^2$ -tapene i overføringsnettet. For å redusere tap, må det installeres innretninger for å kompensere mengden reaktiv effekt som pendler i nettet. Kapittel 2.4.2 forklarer dette på prinsipielt nivå ved å definere ulike kretselementer som kilder og sluk for reaktiv effekt.

Widén (2011, s. 10-11) forteller at de svært høye kostnadene som er forbundet med nettutbygging har drevet forskere over mot å finne løsninger på hvordan solcellesystem kan medvirke som en aktiv komponent i kraftnettet. En sentral del av dette er bruk av vekselrettere som kan levere systemstøttende funksjoner (ancillary services) i tillegg til ulike system for lokal laststyring for maksimering av eget forbruk (omtalt i kapittel 3.7.2). De systemstøttende funksjonene til vekselretteren omfatter kompensering av reaktiv effekt i nettet.

Wildi (2006, s. 500) forklarer hvordan det ved hjelp av kraftelektronikk som thyristorer er mulig å forskyve strømmen og dermed i prinsippet skape en regulerbar kapasitiv eller induktiv reaktans. Kapittel 2.4.2 viser hvordan strøm som faseforskyves før eller etter spenningen gir opphav til reaktiv effekt. En thyristor er en elektronisk bryter med liknende virkemåte som diodene omtalt i kapittel 2.2.4, men hvor ledningsøyeblikket kan styres nøyaktig. Ved å utnytte muligheten til å styre ledningsøyeblikket, og dermed forskyve strømmen ved hjelp av kraftelektronikken i inverteren, kan inverteren bidra med lokal forsyning eller sluking av reaktiv effekt. I så fall må systemoperatøren med oversikten over flyten av aktiv og reaktiv i nettet bestille en slik lokal reaktiv kompensering i de tilfellene det er hensiktsmessig.

### **3.7.4 Utfordringer knyttet til behov for balansekraft og frekvensstabilitet**

For det enkelte solcelleanlegg vil variasjonen i solinnstråling og dens samsvar eller mangel på samsvar med boligens energibehov til enhver tid avgjøre hvor mye strøm som leveres til nettet. Dersom



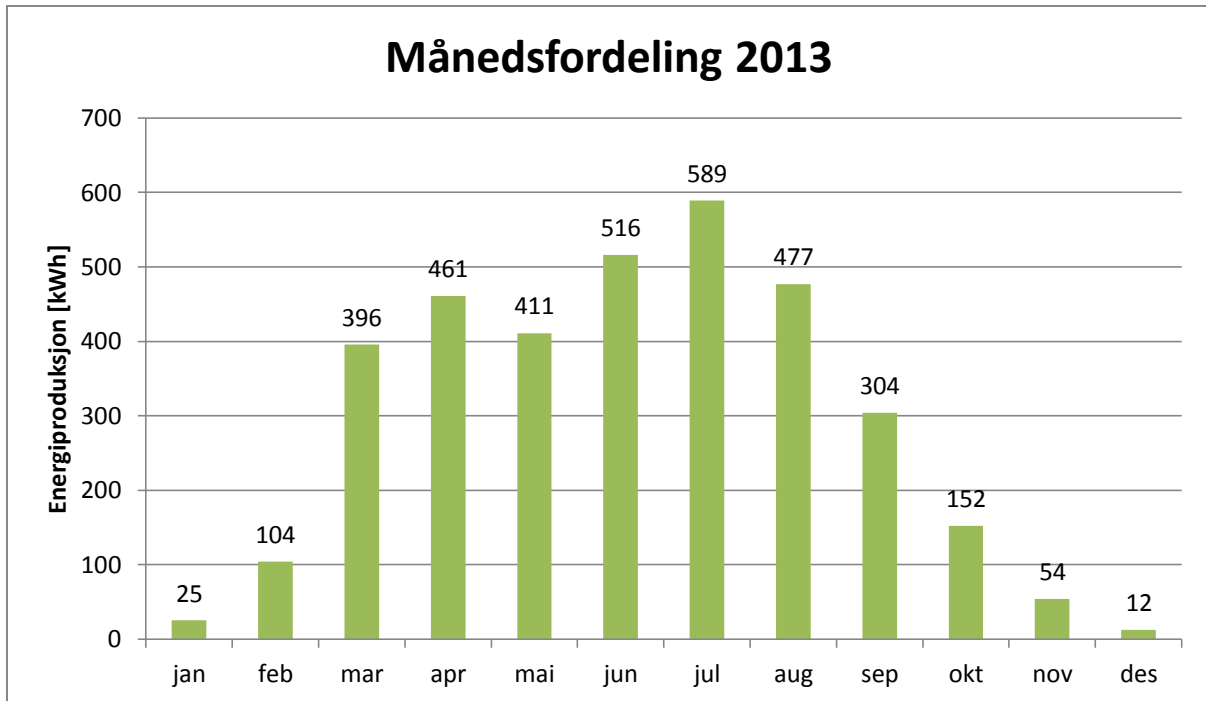
produksjonen av strøm fra solceller i et område er omfattende, vil variasjonene i produksjon avgjøre behovet for balansekraft på ulike tidsskalaer (Widén 2011, s. 13).

### **Forutsigbar variasjon**

Kapittel 2.1 viser at sesongvariasjonene i solinnstråling kan beskrives matematisk og således er forutsigbare. Variasjonen knyttet til solens vandring over himmelen et enkelt døgn kan også forutses. Langvarig bortfall av innstråling som følge av dårlig vær er noe mer uforutsigbart, men kan spås med tidshorison i størrelsesorden uke. Så lenge det ikke er noen lokal lagring av strømmen fra solcellene, må distribusjonsnettet og øvrig produksjonskapasitet være dimensjonert for å levere tilstrekkelig energi og effekt i de periodene det er fullstendig bortfall av sol.

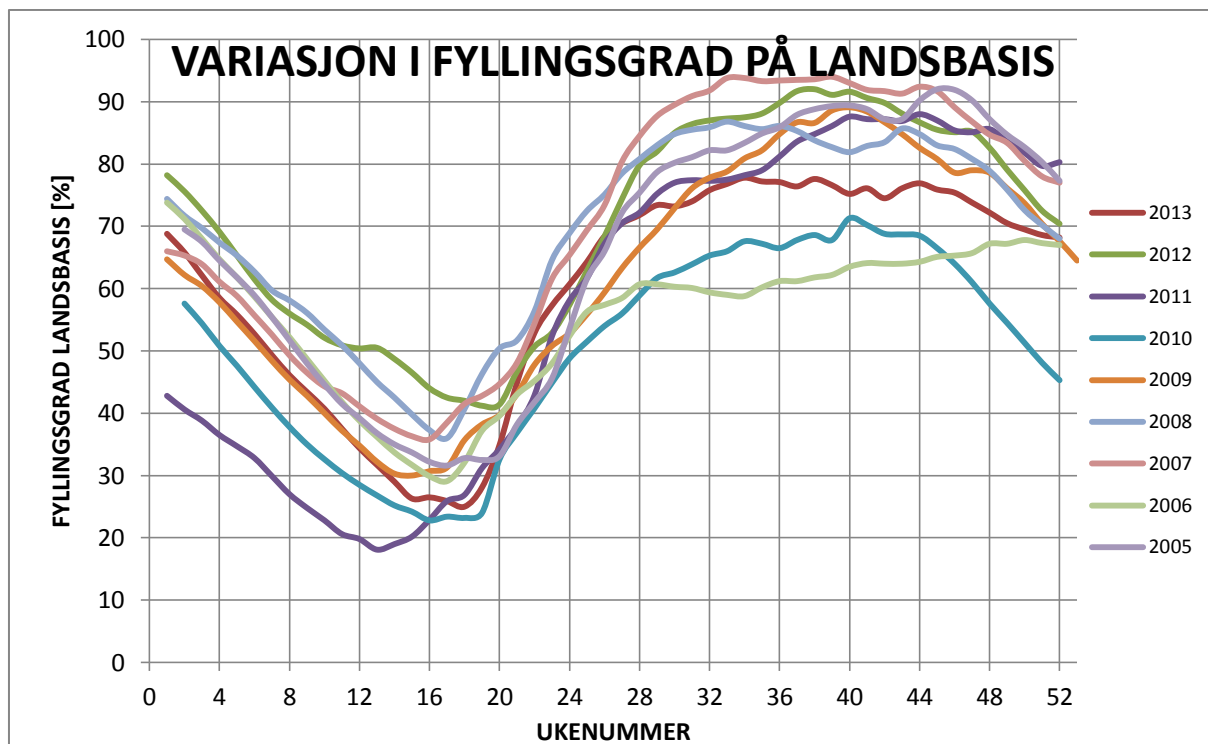
Slik variasjon er en iboende egenskap ved fornybare energikilder. I motsetning til fossile kilder, hvor energien tappes fra et reservoar i regulerbare mengder, kan fornybar energi liknes med å tappe fra en varierende fluks av energi. Fluksen er til stede uavhengig av om den utnyttes eller ikke, men den varierer ukontrollerbart (Twidell & Weir 2006, s. 7). Vannkraft er i så måte i en særstilling fordi kraftmagasinene gir muligheten til å lagre fornybar energi i form av potensielle energi i vannet. På den måten gir variasjonen i mengden tilgjengelig vann seg heller utslag i varierende fyllingsgrad i kraftmagasinene, enn i driftsstans for turbinene.

Variasjonen i tilgjengelig fornybar energi gjør at flere ulike kilder som regel må kombineres for å gi stabil tilgang. I vannkraftnasjonen Norge er det interessant å undersøke hvordan mengden tilgjengelig vannkraft varierer sammenliknet med variasjonen i solinnstråling og forventet produksjon fra solcelleanlegg. Figur 3-1 viser månedsfordelingen av forventet innstråling i de ulike landsdelene. Mars, april og mai er de første månedene med tilstrekkelig innstråling. Disse kommer spesielt gunstig ut produksjonsmessig fordi lavere utetemperatur gir høyere virkningsgrad for cellene og dermed en viss kompensasjon for at innstrålingen ikke er så høy som den blir senere på året. Virkningsgradens avhengighet av temperatur forklares i kapittel 2.2.8. Figur 3-11 viser den månedsfordelte produksjonen for det tidligere omtalte anlegget til Kjell Eikland.



**Figur 3-11.:** Årsproduksjonen for 2013 månedsfordelt for 3,84 kWp anlegg i Asker. Total årsproduksjon var 3,50 MWh (Eikland 2014).

Figur 3-12 viser hvordan fyllingsgraden i landets kraftmagasiner (gjennomsnitt på landsbasis) har variert med årstid i perioden 2005 til 2013. Vedlegg 7 viser det fullstendige tallgrunnlaget. Samtlige år er det lavest fyllingsgrad i perioden uke 12 til uke 20, altså slutten av mars til begynnelsen av mai. Dette indikerer sammenfall mellom perioden med dårligst tilgang på vannkraftressurser og de første månedene med god produksjon fra solcelleanlegg i Norge. Resultatene stemmer med observasjoner gjort av blant annet Wilhelmsen (2014). Dette sammenfallet diskuteres nærmere i kapittel 4.3.1.



Figur 3-12: Variasjon i fyllingsgrad samlet for hele landet for årene 2005-2013. Statistikken baserer seg på et utvalg kraftmagasiner fra landets prisområder som til sammen utgjør 82,2 TWh av landets totale magasinkapasitet på 84,3 TWh NVE (u.å., nettbasert statistikkgenerator).

### Uforutsigbar variasjon

Kortsiktig variasjon i levert effekt som følge av for eksempel drivende skyer er langt mer uforutsigbart enn variasjonen nevnt i avsnittet ovenfor. Uten et energilager som kan virke som buffer, vil en sky som plutselig skygger for taket kunne medføre at boligen på et øyeblikk kan gå fra å levere effekt ut på nettet, til å trenge effektforsyning fra nettet. Kraft for å balansere nettet må i prinsippet være tilgjengelig på et øyeblikks varsel.

Widén (2011, s. 13) antyder at slik uforutsigbar variasjon med kort tidsskala kan jevnes ut ved en viss geografisk spredning på solcelleanleggene.

### Nettfrekvens

Kapittel 2.4.2 forklarer hvordan nettets frekvens påvirkes av den momentane balansen mellom produksjon og forbruk av energi. Widén (2011, s. 14) forteller at det i Tyskland tidligere har vært krav om utkobling av generatorer i lavspentnettet ved nettfrekvens over 50,2 Hz. Følgelig er mange vekselrettere konstruert slik at de kobles ut dersom nettfrekvensen når dette nivået. Så lenge mengden energi fra solceller var lav, var dette en grei løsning. Den hurtige installasjonen av store mengder solcellekapasitet, førte imidlertid til at mengden effekt som momentant vil kobles ut ved frekvensforstyrrelser ble problematisk stor. I verste fall ble det anslått at 9 GW kunne falle ut.

Siden 2011 har nye regler for hvordan vekselrettere skal reagere på frekvensavvik trådd i kraft i Tyskland. Dette innebærer blant annet en mer sofistikert reduksjon av den effekten som innmattes dersom nettfrekvensen blir for høy. På den måten forhindres fullstendig bortfall av hele solcelleproduksjonen. Som følge av dette, har det i følge Widén (2011, s. 14-15) blitt stilt spørsmål med hvem som er ansvarlig for kostnaden ved å oppgradere de eksisterende vekselretterne. Eier av solcelleanlegget, netteier, vekselretterleverandøren og de som utformer reglene for nettilknytning er alle berørt av problemstillingen. Med bakgrunn i dette eksemplet oppfordrer Widén (2011)

myndighetene i alle land som kan stå ovenfor en solcelleutbygging av betydning så tidlig som mulig å ta stilling til slike problemstillinger.

### 3.8 Elektrokjemisk lagringsteknologi

For nettilknyttede solcelleanlegg er det ikke vanlig med lokal lagring av strømmen. Kapittel 3.7.1 og 3.7.2 viser at mulighet til lokal lagring kunne bidratt til utjevning av kortsiktige variasjoner og således ville virket gunstig for distribusjonsnettet. En mulig form for energilagring er i form av varmt vann. I kapittel 3.7.2 er varmtvannsberederen nevnt som en av komponentene som bør kunne styres i forbindelse med lastflytting. Varmtvannsberederen kan imidlertid ikke levere effekt til andre laster i boligen.

Kapittel 2.3 nevner innledningsvis flere potensielle lagringsteknologier for fornybar energi og forklarer hvorfor batterier er en god løsning for solcelleanlegg tilknyttet bolighus. Chen et al. (2009, s. 306 og 310) og Ibrahim et al. (2008, s. 1247-1248) argumenterer for bruk av batterier som energilager i anlegg av denne typen på bakgrunn av teknologisk modenhet og kommersiell tilgjengelighet. Zeh og Witzmann (2014, s. 115) forteller at lokal lagring med batterier av strøm produsert fra solceller blir stadig mer attraktivt i Tyskland. For anleggets eier er motivasjonen å unngå strøminnkjøp fra nettet ved å lagre overskuddet til senere bruk. For netteieren medfører lokal lagring at svært kostbare nettutbygginger potensielt kan unngås. En videre konsekvens av dette er at tyske myndigheter subsidierer batterilagring for småskala solcelleanlegg med opptil 30 % av investeringskostnaden mot at anleggets eier garanterer at det ikke leveres mer enn 60 % av anleggets installerte effekt ut på nettet.

#### 3.8.1 Noen aktuelle batterityper

Chen et al. (2009, s. 297-298) gjennomgår flere batterityper som er benyttet eller kan tenkes benyttet for lagring av uregulerbar fornybar energi. Foruten kostnader per installert effekt og per kWh som kan lagres, er informasjon om hvor mange sykler batteriet tåler interessant. For batterier som ikke skal transporteres rundt, er ikke vekt en vesentlig faktor. Energien som kan lagres per volum vil derimot si noe om hvor mye plass batterilageret vil ta. Tabell 3-20 oppsummerer de gjennomgåtte batteritypene.

**Tabell 3-20: Fordeler og ulemper med aktuelle batterityper, samt egnet effektområde og kostnader per effekt og per energi slik de er beskrevet av Chen et al. (2009, s. 297-298 og 307). Kostnaden reflekterer nivået i 2009, men tjener som innbyrdes sammenlikning mellom de ulike typene.**

BATTERI	FORDELER	ULEMPER	EGNET EFFEKT- OMRÅDE	KOST PER kW	KOST PER kWh
<b>Bly- akkumulatoren</b>	Utprøvd og rimelig teknologi som finnes i mange varianter.	Kort levetid (500-1000 sykler). Lite energi per volum (50-80 Wh/l).	Opp til 20 MW	\$ 300-600	\$ 200-400
<b>Nikke-I cadmium</b>	Mer energi per volum (60-150 Wh/l) enn blyakkumulator. Robust og pålitelig.	Dyrere enn blyakkumulatoren per energi og effekt. Lider av «memory effect» (må lades helt ut og opp). Relativt kort levetid (2000-2500 sykler)	Opp til 40 MW	\$ 500-1500	\$ 800-1500
<b>Natrium-svovel</b>	Mye energi per volum (150-250 Wh/l). Greier > 2500 sykler.	Driftstemperatur på 300-350 °C. Dyr per effekt.	50 kW-8 MW	\$ 1000-3000	\$ 300-500
<b>Natrium- nikkelklorid («Zebra»)</b>	Greier > 2500 sykler. Tåler overlading og dyputlading bedre enn NaS Mindre energi per volum enn NaS (150-180 Wh/l), men mer enn NiCad.	Høy driftstemperatur (~300 °C) Kun én produsent i verden (Beta R&D)	Opp til 300 kW	\$ 150-300	\$ 100-200
<b>Litium-ion</b>	Tåler 1000-10 000 sykler eller mer. Mye energi per volum (200-500 Wh/l)	Kostbar både per energi og per effekt	Opp til 100 kW	\$ 1200-4000	\$ 600-2500

Av disse batteriene, er det i følge Chen et al. (2009, s. 298) innen litium-ionteknologi at det mest intense arbeidet for å få ned kostnaden pågår. Dette kommer som en følge av batteriets egnethet både for elektriske kjøretøy og som potensielt fornybart energilager og gjør at kostnadsnivået kan være lavere enn antydnet i tabellen over. Like vel er prisen tyske kunder i dag må betale for litium-ionlager i størrelsesorden 2000 €/kWh (Zeh & Witzmann 2014, s. 123).

### 3.8.2 Driftsregime for batterilager

Zeh og Witzmann (2014, s. 114, 117-118) beskriver tre alternative driftsstrategier for batterilager i nettilknyttede solcelleanlegg. Valg av strategi er avhengig av om anleggseier eller netteiers interesser skal vektas tyngst.

Den konvensjonelle strategien innebærer at ladingen starter så fort panelene produserer mer strøm enn huset forbruker. Solcellenes produksjon er proporsjonal med innstrålingen. Den starter ved soloppgang, når maksimum når solen er høyest på himmelen og avtar til solnedgang. På dager med god innstråling kan den konvensjonelle strategien resultere i fulladede batterier allerede på formiddagen. En slik strategi medfører at batteriene garantert lades fulle, men samtidig må nettet ta imot overskuddsproduksjon i den perioden produksjonen er på sitt høyeste. Følgelig ligger det ingen avlastning av strømmettet i en slik driftsstrategi.

De to andre strategiene som Zeh og Witzmann (2014) foreslår, søker å begrense effekttoppene som mates inn i nettet, samtidig som batteriene skal bli så fulladet som mulig. Dersom batteriene ikke lades

helt opp, betyr det i prinsippet at huseieren må kjøpe mer strøm enn nødvendig nattestid. Sammenliknet med den konvensjonelle strategien, er de alternative strategiene bedre for strømmettet på bekostning av potensielle tap for anleggets eier.

### Kutting av effekttoppen

Den første av de alternative strategiene går ut på å kutte øverste del av den innmatede effekttoppen for å redusere maksimalbelastningen i nettet. For nettet defineres det en maksimalt tillatt innmatet effekt,  $P_{max}$ . Batteriet lades kun når effekten matet ut på nett fra anlegget vil overstige  $P_{max}$ . I praksis innebærer det at en viss eksport til nettet tillates og at oppladingen av batteriet starter noe senere enn i det konvensjonelle tilfellet. Ulempen er at en fast  $P_{max}$  vil føre til ufullstendig lading på dager med lav innstråling. Følgelig foreslår Zeh og Witzmann (2014, s. 117) at  $P_{max}$  skal være variabel og justeres etter forventet innstråling den aktuelle dagen. Ved å slippe mindre effekt ut på nettet når innstrålingen er lav, vil mer effekt gå til lading av batteriene. Denne strategien vil kutte effekttopper i henhold til en variabel grenseverdi og således være nyttig for nettet. Samtidig hefter det usikkerhet ved hvor fulle batteriene blir. Denne usikkerheten henger sammen med usikkerheten i den forventede innstrålingen som er bakgrunnen for justeringen av grenseverdien  $P_{max}$ .

### Demping av effekttoppen

Den andre alternative strategien går ut på å forsøke en demping av effekttoppen som mates til nettet uten at den kuttet skarpt. Det innebærer en tilnærmet konstant ladeeffekt fra soloppgang til solnedgang. Ladeeffekten,  $P_{batt}$ , er til enhver tid forholdet mellom gjenværende kapasitet i batteriet,  $C_{rest}$ , målt i kWh og antall timer til solnedgang  $t_{rest}$ , slik at  $P_{batt} = \frac{C_{rest}}{t_{rest}}$ . Forutsatt at anleggets eier har forpliktet seg til ikke å levere mer enn en viss andel installert effekt ut på nettet, må det fortsatt defineres en  $P_{max}$ . Overskrides denne grensen, puttes all overskuddseffekt i batteriet. Det sikrer at effekttoppen kuttet dersom konstant lading av batteriet ikke er tilstrekkelig for å begrense effekt levert til strømmettet. I det effekten fra anlegget kommer ned under  $P_{max}$  igjen, lades batteriet på ny med konstant effekt. Ladeeffekten vil da være lavere enn før fordi det er mindre gjenværende kapasitet i batteriet.

### Sammenlikning av de alternative strategiene

For begge de alternative strategiene bør batteriet være så tomt som mulig ved soloppgang slik at sannsynligheten er størst mulig for at det skal greie å forhindre utmating av for mye effekt på nettet. Zeh og Witzmann (2014, s. 119) antyder her at redundant energi i batteriet kan leveres til nettet nattestid når belastningen like vel er lav. Hva som er redundant energi må i så fall bestemmes ut fra boligens forventede egenkonsum og forventet innstråling neste dag.

All regulering av opp- og utladingseffekt forutsettes automatisert. Fordi det inngår en del ukjente styringsparametere som forventet innstråling og forventet forbruk, er det en risiko for at anlegget drives underoptimalt om de verdiene som antas for disse parameterne skulle vise seg å være gale. Faren for underoptimal utlading er lik for begge strategiene. Når det gjelder opplading, finner Zeh og Witzmann (2014, s. 123) at strategien som kutter effekttoppen er mest følsom for feil. Her må energiinnholdet i effekttoppen estimeres korrekt for å sette den  $P_{max}$  som gir fullstendig opplading. Størrelsen på effekttoppen er igjen avhengig av hvordan innstrålingsforholdene vil bli den aktuelle dagen. Strategien som demper effekttoppen ved å lade batteriet med en tilnærmet konstant effekt hele dagen er mindre avhengig av å forutse dagens innstråling. Her er styringsparameterne primært gjenværende kapasitet i batteriet,  $C_{rest}$ , målt i kWh og antall timer til solnedgang  $t_{rest}$ . På bakgrunn av dette konkluderer Zeh og Witzmann (2014, s. 123) med at begge de alternative strategiene avlaster

nettet ved å redusere effektutmatingen når innstrålingen er sterkest, men strategien som demper i stedet for å kutte effekttoppen medfører lavest risiko for tapt egenkonsum hos anleggseieren.

### 3.8.3 Samspill mellom nettet og elektrisk kjøretøysflåte

Kempton og Tomić (2005, s. 281) undersøker hvordan den stadig voksende andelen elektriske kjøretøy kan tenkes brukt som både energilager og balansereserve i strømmettet. Dette omtales som kjøretøy-til-nett (vehicle-to-grid eller V2G). Meningen er å utnytte den lagringskapasiteten som etter hvert vil finnes spredd rundt i nettet i form av elektriske biler, i den hensikt å redusere behovet for å bygge ut dedikerte lokale lager eller reservegeneratorer.

Føreren av kjøretøyet har behov for tilstrekkelig med energi i batteriene til å komme frem. Systemansvarlig i nettet har behov for en reserve det kan tappes fra (eller lagres til) på kort varsel. Et sentralt aspekt ved denne problemstillingen er i følge Kempton og Tomić (2005, s. 283) at disse behovene ikke nødvendigvis samsvarer i tid. Selv om det alltid vil være noen som er ute og kjører og dermed ikke er koblet til nettet, antas det at en betydelig del av bilparken til enhver tid er stasjonær. Systemansvarlig bryr seg ikke om hvem sin bil energien hentes fra eller lagres i, så lenge det er et gitt antall tilgjengelige biler i et område. Smarte styringsmekanismer må på plass for å sørge for at ingen biler tappes slik at de ikke er kjørbare når eieren skal bruke dem. Til dette foreslås det blant annet automatiserte systemer som lærer seg eierens kjøremønster, for eksempel hvor langt det er til og fra jobb og når vedkommende reiser. Dette begrenser mengden energi som er tilgjengelig for eksport fra den aktuelle bilen. Det anbefales også at disse systemene manuelt kan overstyres slik at eieren ikke løper noen risiko de dagene som avviker fra rutinen. Økonomisk kan V2G eksempelvis behandles etter mønster for godtgjøring av balansekraft, ved at kjøretøyet eier får en viss sum for å stille bilen til disposisjon, samt godtgjørelse når systemansvarlig faktisk bruker den.

Kempton og Tomić (2005, s. 285) mener at V2G vil ha sin viktigste rolle som støtte for utbyggingen av lokal, fornybar energiproduksjon. Ved stor andel av uregulerbar, fornybar energi vil systemer som integrerer den elektriske kjøretøysflåten i nettet kunne bidra til å løse utfordringene knyttet både til behovet for å regulere effekten som mates inn i nettet og behovet for balansekraft. I motsetning til løsningene med lokalt lager integrert i solcelleanlegget som skissert i kapittel 3.8.2, representerer V2G en områdevis form for lagring. Systemansvarlig disponerer lagringskapasitet i el-biler spredd utover et område hvor det også genereres mye fornybar energi. Det trenger nødvendigvis ikke være én el-bil per solcelleanlegg.

## 3.9 Offentlige støtteordninger

I prinsippet finnes det flere ulike finansieringsordninger som stimulerer til bruk av fornybar energi generelt og solenergi spesielt.

Internasjonalt har såkalte feed-in tariffen vært benyttet. En slik ordning gir eieren av solcelleanlegget en garantert pris på strømmen i et bestemt antall år. Tyskland og Spania er ifølge Norsk solenergiforening (2013) eksempler på land der feed-in tariffen har bidratt til å øke bruken av solceller.

I Danmark har innføring av nettomåling av energi ifølge Norsk solenergiforening (2013) ført til økning av installert solcelleeffekt fra 17 MWp i 2011 til 430 MWp i 2012. Dette innebærer i prinsippet at strømmåleren går baklengs når det produseres energi.



Skatteinsentiver er også forsøkt internasjonalt, gjerne i kombinasjon med tiltakene nevnt ovenfor. Dette kan innebære fradrag for solenergirelaterte utgifter eller skattefritak for solenergirelaterte inntekter.

En ordning med elsertifikater innebærer at produsenter av fornybar energi tildeles en mengde sertifikater proporsjonal med den produserte energimengden. Det er etterspørsel etter slike sertifikater fordi kraftleverandørene er forpliktet ved lov til å kjøpe dem. I Sverige og Norge er det et felles elsertifikatmarked. Denne ordningen omtales nærmere i kapittel 3.9.1.

I Norge gis det i dag investeringsstøtte til miljøteknologiske tiltak gjennom Enova. Slik støtte skal være utløsende, hvilket betyr at den må være avgjørende for at investeringen gjennomføres. Det er ingen spesifikk ordning for strøm fra solceller. Enova omtales nærmere i kapittel 3.9.2

### 3.9.1 Elsertifikatordningen

Det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet har som formål å øke lønnsomheten ved fornybar kraftproduksjon fordi kraftprodusentene får en ekstraintekt ved siden av kraftsalget. Økt lønnsomhet skal stimulere til økt utbygging, med et endelig mål om en økning på 26,4 TWh kraft fra fornybare kilder innen 2020. Av denne energimengden, skal Norge og Sverige finansiere 13,2 TWh hver. Støtten som ligger i elsertifikatordningen er uavhengig av om kraftverket ligger i Norge eller Sverige. Den er også uavhengig av hva slags fornybar teknologi som benyttes. På den måten skal det sikres at de mest lønnsomme teknologiene på de best egnede stedene blir valgt.

I henhold til Elsertifikatloven (2011, § 3) er et elsertifikat et bevis utstedt av staten for produksjon av 1 MWh fornybar energi. Etter Elsertifikatforskriften (2011, §§7 og 8) kan NVE fastsette om hele eller bare deler av produksjonen fra et anlegg skal falle inn under ordningen. Dette reflekteres av en *tildelingsfaktor* mellom 0 og 1. Videre kan NVE avgjøre hva som er en fornybar energikilde dersom det skulle oppstå tvil. I både Elsertifikatloven og Elsertifikatforskriften fremkommer det en rekke andre formelle krav som et produksjonsanlegg må oppfylle for å kunne tildeles elsertifikater. Elsertifikatloven (2011, § 9) stiller for eksempel krav til at den produserte elektriske energien skal måles og rapporteres basert på et system for måling av produksjon med verifisering av måleresultatene. At et slikt system foreligger må dokumenteres når det søkes om tildeling av elsertifikater. Elsertifikatperioden gjelder etter Elsertifikatloven (2011, § 10) og Elsertifikatforskriften (2011, § 12) i 15 år fra vedtak om godkjenning. Det kan ikke utstedes elsertifikater for produksjon etter 31. desember 2035. Følgelig vil ikke produksjonsanlegg som settes i drift etter 31. desember 2020 kvalifisere for sertifikater, jf. Elsertifikatloven (2011, § 8).

De kostnadene NVE har med saksbehandling og tilsyn knyttet til elsertifikatordningen dekkes av gebyrer som legges på de elsertifikatberettigede. Innsendt søknad gjelder som aksept for at det vil faktureres gebyr dersom søknaden godkjennes (NVE 2012). Tabell 3-21 oppsummerer den gjeldende gebyrstrukturen fra 1.2.2013:

Tabell 3-21: Gebyrer i forbindelse med søknad om elsertifikater (NVE 2012).

ANLEGG	GEBYR
Mindre enn 100 kW	kr 15 000
Fra og med 100 kW opp til 5 MW	kr 30 000
Fra og med 5 MW og oppover	kr 60 000
Opprusting og utvidelse av eksisterende anlegg uavhengig av størrelse	kr 60 000

Elsertifikatloven (2011, § 16) fastslår at enhver som leverer elektrisk energi til sluttbruker, enhver som forbruker egenprodusert elektrisk energi og enhver som kjøper elektrisk energi til eget forbruk på den nordiske kraftbørsen eller gjennom bilateral avtale, er underlagt *elsertifikatplikt*. Etterspørselen etter elsertifikater skapes fordi elsertifikatpliktige aktører pålegges å kjøpe elsertifikater tilsvarende en andel av sin beregningsrelevante kraftforsyning eller kraftforbruk. Det er egne regler som bestemmer hva som regnes som beregningsrelevant mengde. Eksempelvis er kjøp av elektrisk energi for å dekke tap i nettet ikke beregningsrelevant.

Andelen av forsyningen eller forbruket det må kjøpes elsertifikater for, avgjøres av den årlige *elsertifikatkvoten*. Elsertifikatloven (2011, § 17) angir den årlige kvoten. Den stiger frem mot 2020, for så å avta mot 2035. Denne stigningen forklares med at en økning i kjøpeplikten er nødvendig for å opprettholde etterspørselen når stadig mer fornybarproduksjon fases inn mot 2020.

De kostnadene nettselskapene har i forbindelse med kjøp av elsertifikater, skyves i sin tur over på sluttbruker av strømmen. Den elsertifikatpliktige får ikke belaste sluttbrukere med kostnader knyttet til elsertifikater for forbruk som ikke er beregningsrelevant (Elsertifikatloven 2011, § 18)

Den prisen en fornybar energiprodusent får solgt sine elsertifikater for, er avhengig av tilbud og etterspørsel. Statnett (nettbasert statistikkgenerator) publiserer statistikk vedrørende omsetning og priser for elsertifikater. For 2013 var gjennomsnittsprisen 184,82 NOK.

### 3.9.2 *Enova SF*

Stortinget etablerte Enova SF i 2001 som et statsforetak eiet i sin helhet av Olje- og energidepartementet. Gjennom økonomisk støtte og rådgivning skal Enova være pådriver for miljøvennlig omlegging av energibruken i Norge og bidra til utvikling av miljøteknologi. Oppdraget er å stimulere til varige endringer i tilbud og etterspørsel når det gjelder fornybare energi- og klimaløsninger. I dette ligger også en målsetning om å styrke forsyningssikkerheten og redusere klimagassutslippene. Midlene Enova har til disposisjon kommer fra *Energifondet*. Dette fondet er blant annet finansiert gjennom det såkalte *nettpåslaget* i strømrregningen. I tillegg tilføres fondet avkastningen fra *Fondet for klima, fornybar energi og energiomlegging* (Enova u.å.-b).

På nettsidene sine opplyser Enova om de særskilte områdene der de skal ha sin aktivitet, slik det fremgår av avtalen med eieren Olje- og Energidepartementet. Disse områdene er:

- Utvikling og introduksjon av nye energi- og klimateknologier i markedet.
- Mer effektiv og fleksibel bruk av energi.
- Økt bruk av andre energibærere enn elektrisitet, naturgass og olje til varme.
- Mer velfungerende markeder for effektive energi-, miljø- og klimavennlige løsninger.
- Økt kunnskap i samfunnet om mulighetene for å ta i bruk energieffektive, miljø- og klimavennlige løsninger.

Det opplyses videre om at «andre energibærere enn elektrisitet, naturgass og olje» kan være ulike typer bioenergi, varme fra avfallsforbrenning eller annen spillvarme, solenergi, hydrogen og varmepumper basert på henholdsvis jord-, vann-, eller bergvarme (Enova u.å.-c).

Tabell 3-22 viser tiltak en boligeier kan søke om støtte fra Enova for. Tiltakene omfatter solvarmeteknologi, men ikke produksjon av strøm fra solceller.

Tabell 3-22: Utdrag av Enovas støtteordninger for tiltak i bolighus. Tabellen forklarer støtteordningene på et overordnet nivå og går ikke inn på særskilte kriterier for den enkelte ordning (Enova u.å.-a)

Tiltak	Målsetning	Beskrivelse	Støttenivå
<b>Utfasing av oljekjel</b>		Gir økonomisk støtte til omlegging fra oljefyr til fornybar vannbåren oppvarming av bolig. Varmeløsningen skal kunne driftes hele året, eksempelvis vedkjel, pelletskjel, kaminer med vannkappe og ulike former for varmpumpe.	Beregnes som 20 % av dokumentert totalkostnad inkludert mva. Begrenset oppad til kr 25 000.
<b>Omlegging av elektrisk varme</b>	Omlegging til fornybare og fleksible varmeløsninger i bolig. Større bruk av teknologisk modne, men markedsmessig umodne boligkomponenter med stort energipotensial.	Tiltaket retter seg mot boliger hvor oppvarmingen i hovedsak er elektrisk og krever omlegging til fornybar, vannbåren varme. Varmeløsningen må være som beskrevet over.	Beregnes som 20 % av dokumentert totalkostnad. Begrenset oppad til kr 10 000 dersom boligen har vannbårent system fra før og kr 20 000 dersom et slikt system må installeres.
<b>Etablering av solfangeranlegg</b>		Gir økonomisk støtte til etablering av solfangeranlegg for oppvarming og tappevann til bolig. Solfangerløsningen kan være alene eller i kombinasjon med andre fornybare kilder.	Beregnes som 20 % av dokumenterte kostnader. Begrenset oppad til kr 10 000.
<b>Sentralt varmestyrings-system</b>	Gi redusert energibruk i norske boliger og samtidig bidra til å videreutvikle markedet for sentrale varmestyringssystem.	Gir økonomisk støtte til investering i sentralt varmestyringssystem i boliger.	Beregnes som 35 % av dokumenterte kostnader. Begrenset oppad til kr 4 000.

Det finnes også et støtteprogram for *introduksjon av ny teknologi*. Gjennom dette tilbys teknologinøytral investeringsstøtte til fullskala demonstrasjonsprosjekter under reelle driftsforhold dersom prosjektene bidrar til energieffektivisering eller økt fornybar energiproduksjon. Målgruppen er registrerte selskap med innovative prosjekter som introduserer ny teknologi i det norske markedet. Det utbetales støtte tilsvarende 50 % av godkjente merkostnader for prosjektet. Dette er spesifiserte merkostnader som er nødvendig for å nå kontraktfestet energieresultat fra den fysiske installasjonen det søkes om støtte for. Støttenivået vil begrense seg til den summen som er nødvendig for å utløse investeringen.

### 3.9.3 Støttetiltak foreslått av aktører i bransjen

Norsk solenergiforening har tatt til ordet for en investeringsstøtte på 40 % gjennom Enova (Norsk solenergiforening 2013). De begrunner denne modellen med følgende punkter:

- Støttenivået må være utløsende for investeringen.
- Støttesystemet til Enova er veletablert og en slik støtteordning kan derfor fases inn raskt.

## Resultater og funn

- Styrkede insentiver vil øke markedet for solenergi. Erfaringer fra Sverige og Tyskland viser et prisfall på monterte solceller når markedet kommer i gang. Ved å bruke en prosentbasert støtteordning, vil støttebeløpet gå ned i takt med prisfallet.

Som regneeksempel viser de til at 500 realiserte anlegg årlig til en snittkostnad på kr 115 000 vil beløpe seg til 23 millioner kroner. Dette utgjør 1,4 % av den totale summen på 1 700 millioner kroner Enova ga tilsagn på i 2012 (Norsk solenergiforening 2013). Videre bemerkes det at av de totale investeringskostnadene på 57,5 millioner kroner, er 11,5 millioner mva som staten får tilbake.

## 4 Diskusjon

Diskusjonsdelen av denne oppgaven vil søke å avklare hva en boligeier som ønsker å satse på solceller må regne med å betale for strømmen fra dem (LCOE). Usikkerheten som ligger i de klimatiske anslagene vil i den forbindelse diskuteres. Deretter drøftes det hva slags innvirkning eventuelle økonomiske støttetiltak ville fått for dagens LCOE fra slike anlegg. Investeringsstøtte for solceller diskuteres i lys av hva slags utslippsreduksjon som kan oppnås gjennom et slikt tiltak. Diskusjonen inneholder en sammenlikning med utslippsreduksjonen som oppnås ved avgiftssubsidiering av el-biler eksemplifisert ved Tesla Model S. Videre undersøkes sannsynlig utvikling av LCOE fra private solcelleanlegg de nærmeste årene. Under veis vurderes gyldigheten av funnene i oppgaven.

For å kunne drøfte virkningen av støttetiltak og hvor omfattende de må være, må det først defineres hvilket nivå LCOE fra solceller må ligge på, for at det skal være konkurransedyktig. Dette henger igjen sammen med hvordan anlegget er innrettet og driftes, noe som avslutningsvis vil bli behandlet i kapittel 4.6. I den sammenhengen diskuteres også prinsipielle spørsmål knyttet til den eventuelle systemnyttene et solcelleanlegg kan bidra med i kraftnettet, både med og uten lokal lagring av energien.

### 4.1 Måltall for LCOE

For å kunne diskutere når prisen på energi levert fra solceller har nådd et konkurransedyktig nivå, må det avklares hva begrepet konkurransedyktig nivå innebærer. Hvis motivasjonen en privatperson har for å etablere sitte eget solcelleanlegg utelukkende er å være kraftprodusent som selger strøm til nettet, er det markedsprisen på strøm som er et relevant måltall. Tabell 3-18 viser da hvilken størrelsesorden den fremtidige LCOE fra solcelleanlegg må ned i, anslagsvis 30 øre/kWh. Gapet mellom dagens antatte LCOE, slik den er estimert i kapittel 3.4, og nødvendig fremtidig nivå er da stort. Dette er imidlertid en søkt problemstilling, da plusskundeordningen legger føringer for at produksjonen primært skal være til eget forbruk.

Det er relevant å sammenlikne LCOE fra solceller med prisen på strøm fra andre fornybare energikilder. Multiconsult (2013, s. 25) viser til LCOE-undersøkelser de i løpet av 2013 har gjort for vannkraft og vindkraft. For de gjenværende vannkraftressursene i Norge estimerer de om lag 0,45 kr/kWh for småkraftverk og 0,45-0,55 kr/kWh for større kraftverk. De vurderer 0,70 kr/kWh som realistisk LCOE fra vindkraft i Norge. Disse alternativene er med andre ord rimeligere enn strøm fra solceller med dagens prisnivå. For at denne sammenlikningen skal ha full relevans, må det imidlertid også her forutsettes at hovedformålet med solcellene er å produsere strøm til nettet slik som småkraftverk og vindturbiner gjør. Denne sammenlikningen fanger ikke opp den fleksibiliteten som solcellene har sammenliknet med disse alternativene. Ved montering på tak, eller integrering i tak og fasader, gir solceller mulighet for lokal produksjon til eget forbruk ned på husstands nivå uten inngrep i omkringliggende natur.

Dersom investering i et privat solcelleanlegg knyttet til boligen ses på som et energiøkonomiseringstiltak, altså et tiltak for å redusere energien som leveres til boligen, er ikke lenger LCOE fra vann- og vindkraft målestokken. I dette tilfellet bruker boligeier solstrømmen til å fortrenge energi kjøpt inn fra strømmettet. For et slikt scenario kommer solcellene gunstig ut når LCOE fra dem kan konkurrere med det vedkommende boligeier ellers betaler for strømmen levert hjem, inkludert nettleie, avgifter og mva. Tabell 3-19 viser i så fall et anslag for totalprisen på strøm levert til

husholdning fra nettet. Et fremtidig LCOE-nivå på om lag 0,9-1 kr/kWh ville i dette tilfellet gjort strøm fra solceller interessant økonomisk.

Det er verdt å merke seg at plusskundeordningen beskrevet i kapittel 3.6.1 impliserer at solcelleanlegget først og fremst produserer til forbruk i egen bolig. En plusskunde har kun overskudd av kraft i enkelte driftstimer, men en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk. Den videre konsekvensen av dette, er at private anlegg realisert under plusskundeordningen først og fremst fortrenger strøm levert fra nettet, snarere enn å ha sin viktigste funksjon som leverandør av strøm til nettet. I dette perspektivet er det prisen på den fortrengte strømmen, 0,9-1 kr/kWh, som er relevant målestokk for LCOE.

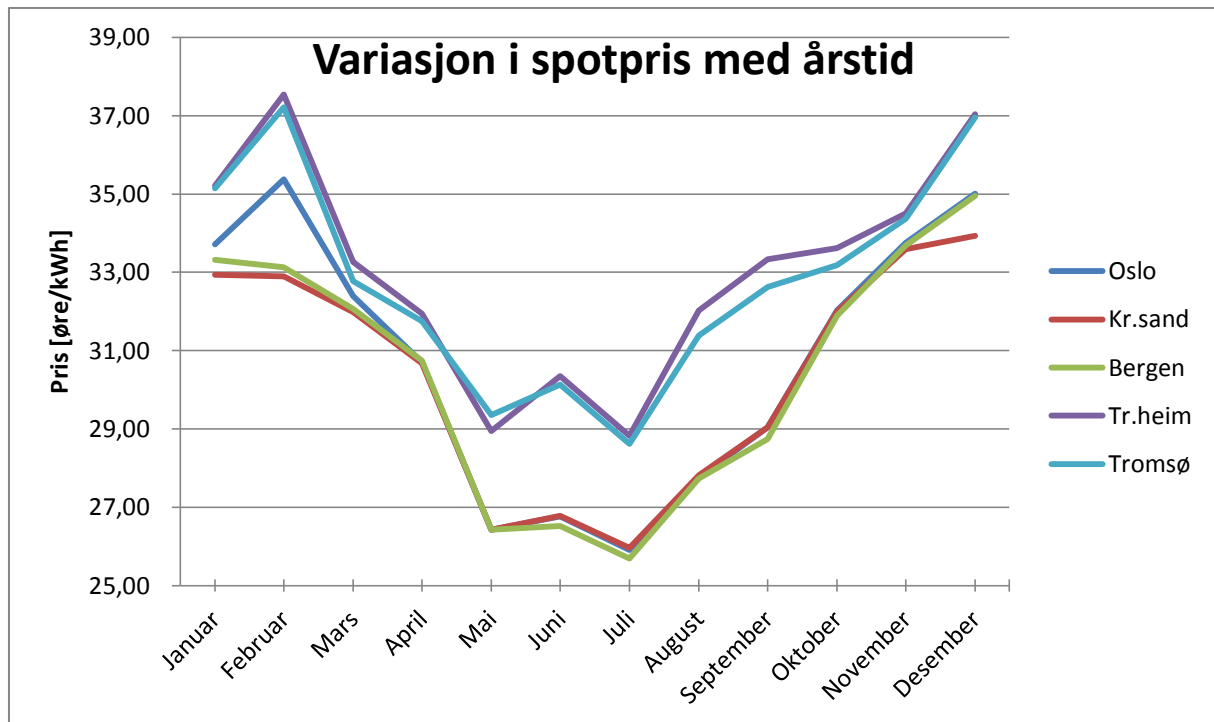
Tabell 4-1 oppsummerer nødvendig fremtidig LCOE-nivå for noen av scenariene nevnt ovenfor.

**Tabell 4-1: Det nødvendige LCOE-nivået for at strømmen fra solcelleanlegg tilknyttet bolighus skal være konkurransedyktige på pris. Energiprodusent-scenariet forutsetter at formålet med anlegget er ren energiproduksjon for salg til nettet. De to ENØK-scenariene representerer boliger med henholdsvis 10 MWh og 20 MWh årlig forbruk og forutsetter at formålet med solcelleanlegget er å fortrenge strømmen fra nettet.**

SCENARIO	NØDVENDIG LCOE (kr/kWh)				
	Oslo (NO1)	Kr.sand (NO2)	Bergen (NO5)	Tr.heim (NO3)	Tromsø (NO4)
«Energiprodusent»	0,31	0,30	0,30	0,33	0,33
«ENØK 10 000 kWh»	0,96	0,96	1,04	1,04	0,83
«ENØK 20 000 kWh»	0,86	0,86	0,93	0,92	0,71

#### 4.1.1 Forbruksprofilens innvirkning på gjennomsnittlig strømpris

I kapittel 3.6.2 beregnes snittprisen for strømmen som gjennomsnittet av månedsprisene. Tabell 3-18 viser at strømprisen som regel er høyere i årets begynnelse og slutt enn den er sommerstid. Figur 4-1 fremstiller den månedlige variasjonen i tabellen grafisk. Strømforbruket til en bolig er ikke konstant fra måned til måned. På grunn av økt energiforbruk til oppvarming, er det grunn til å anta at strømforbruket til et typisk bolighus er høyest når utetemperaturen er lavest. Dette sammenfaller med de periodene hvor spotprisen er på sitt høyeste. Følgelig kan det argumenteres for at det vil være mer nøyaktig å beregne den gjennomsnittlige strømprisen som et vektet snitt, der et forhøyet forbruk i de kalde månedene legges til grunn.

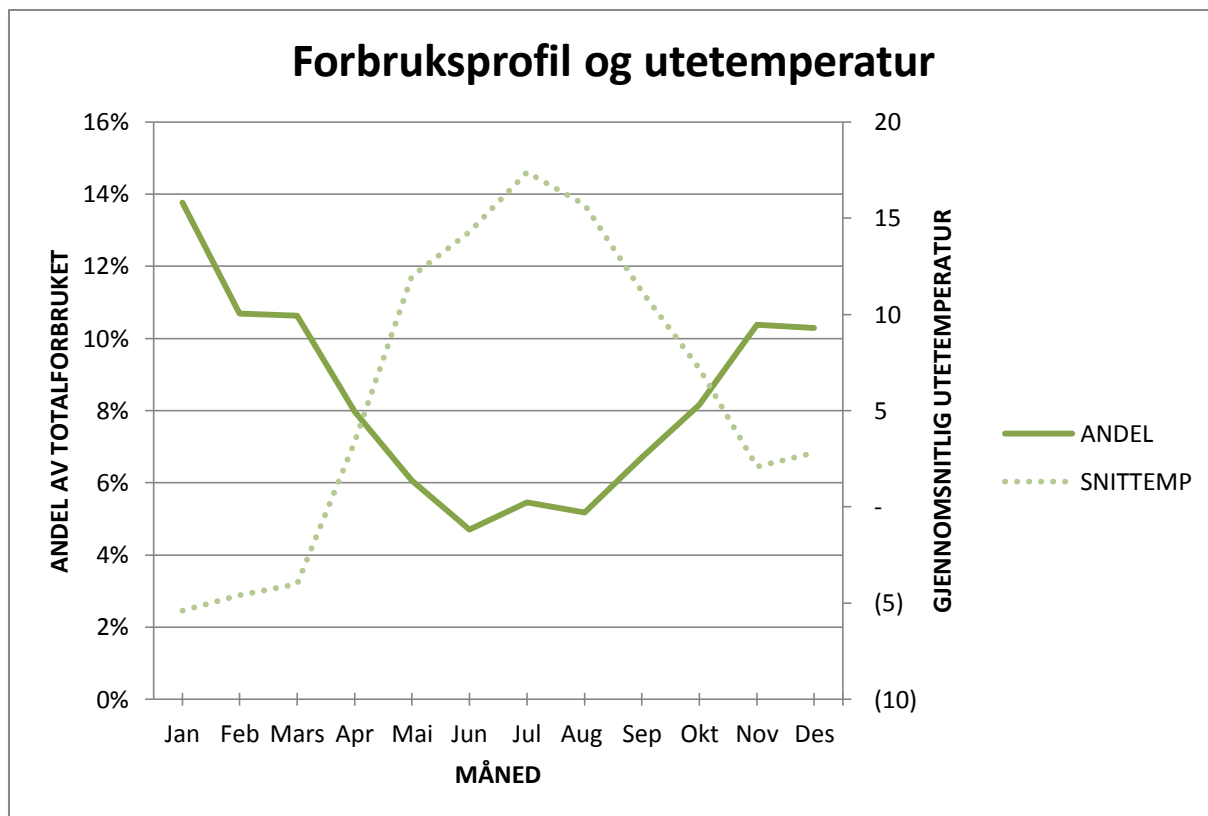


Figur 4-1: Variasjonen i den gjennomsnittlige månedlige spotprisen for perioden 2005-2013 fremstilt grafisk.

Forbruksprofilen til en bolig vil avhenge av mange parametere som for eksempel teknisk standard, hvor stor del av oppvarmingen som er elektrisk, beliggenhet med tanke på solinnstråling og klimaet på det aktuelle stedet. Figur 4-1 viser at den gjennomsnittlige årsprisen på strøm generelt vil bli høyere jo større andel av forbruket som forekommer vinterstid. Samtidig er spennet mellom laveste og høyeste pris såpass lite at det ikke er grunn til å tro at et vektet snitt vil ligge langt fra det aritmetiske snittet.

Som numerisk eksempel brukes forbruket til en leilighet på om lag 60 m<sup>2</sup> i Vestby i Akershus. Leiligheten er oppført i 2007 og har kun elektrisk oppvarming. Oppvarmet areal er lite sammenliknet med mange eneboliger. Følgelig vil ikke det totale energiforbruket være representativt. Her er det imidlertid månedsfordelingen av energiforbruket som er interessant og leiligheten vurderes i så måte som representativ for elektrisk oppvarmede boliger fra samme periode under liknende klimatiske forhold. Figur 4-2 viser hvor stor andel av det årlige totalforbruket hver måned representerer. I samme figur er utetemperaturen tegnet inn. I dette tilfellet, hvor oppvarmingen er ren elektrisk, fremkommer det direkte sammenheng mellom strømforbruk og utetemperatur. Juni og august er måneder helt uten oppvarming. Disse har om lag 5 % av årsforbruket hver. Dette representerer grunnlasten i leiligheten, altså strømforbruket til tekniske systemer og annet forbruk som er tilnærmet konstant over året. Økningen i forbruket for juli måned sammenfaller med de høyeste utetemperaturene. Denne måneden har ventilasjonssystemet gått med større luftmengder for å kjøle leiligheten. Vedlegg 8 viser alle data til grunn for plottet.





Figur 4-2: Andel av totalt strømforbruk pr måned i 2013 for leilighet i Vestby. Snittemperatur per måned for nærmeste målestasjon (NBMUs målestasjon på Ås) er plottet i samme figur.

For å avgjøre hvilken innvirkning en vektning av de månedlige strømprisene kan ha på snittprisen, legges forbruksprofilen ovenfor til grunn. Tabell 4-2 viser beregnet totalpris når den gjennomsnittlige strømprisen beregnes som et vektet snitt av månedsprisene. Til sammenlikning vises også den uvektede totalprisen beregnet i kapittel 3.6.2.

Tabell 4-2: Totalpris for levert strøm i kr/kWh for 10 000 kWh årlig forbruk. Prisen er beregnet med strømpris vektet etter forbruk. Uvektet strømpris oppgis til sammenlikning.

ÅRLIG FORBRUK: 10 000 kWh	TOTALPRIS LEVERT STRØM (kr/kWh)				
	Oslo	Kr.sand	Bergen	Tr.heim	Tromsø
<b>Forbruksvektet totalpris</b>	0,97	0,97	1,05	1,05	0,83
<b>Uvektet totalpris</b>	0,96	0,96	1,04	1,04	0,83
<b>Avvik fra uvektet</b>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>Avvik [%]</b>	1,2 %	1,1 %	1,1 %	0,8 %	0,8 %

Forbruksprofilen lagt til grunn i dette eksemplet er trolig ikke representativ for deler av landet med store klimatiske forskjeller fra Oslo-området. Den er heller ikke representativ for boliger med stor personbelastning, da det vil øke grunnlasten sammenliknet med eksempelleiligheten. Like vel illustrerer eksemplet at økningen i den beregnede gjennomsnittlige strømprisen kun er marginal når månedsprisene vektet etter forbruk. Tilnærmingen benyttet i kapittel 3.6.2 vurderes derfor som tilstrekkelig nøyaktig.

## 4.2 Anslag for dagens LCOE fra små solcelleanlegg

I forbindelse med kostnadsstudien for solkraft de utarbeidet på oppdrag fra Enova, presenterte Multiconsult (2013, s. 24) senhøstes 2013 LCOE-tall som siden har lagt premissene for debatten om strøm fra solceller i Norge. Rapporten, som er gjennomgått i denne oppgaven, omfatter nøye vurderinger av ressurspotensialet, simuleringer av anlegg i drift og undersøkelser av kostnadene ved solcelleprosjekter. Den representerer noe av det mest grundige arbeidet som har vært gjort innen dette feltet her til lands. Debatten som fulgte i media, se blant annet Egge og Lorentzen (2014) og Bråten (2014), kan ikke sies å reflektere denne grundigheten. Når det gjelder LCOE for anlegg på bolighus, er det i hovedsak de høyeste estimatene som trekkes fram. Disse brukes som bevis for at solceller er for kostbart til å ha noe for seg i Norge. Argumentene som fremsettes synes i stor grad å være inspirert av sammendraget til Multiconsult (2013). Det hoppes bukk over forutsetningene og forbeholdene som er tatt i selve rapporten, for eksempel vedrørende sannsynlig prisfall ved økt markedsvolum.

Tabell 3-7 viser de LCOE-estimatene som Multiconsult (2013) presenterte i sitt sammendrag. For anlegg til enebolig er prisen 2,24 -2,99 kr/kWh avhengig av geografisk plassering. Som vist i kapittel 2.5 er LCOE avhengig av de investeringskostnadene som legges til grunn. LCOE-estimatene presentert i sammendraget til Multiconsult (2013) tar utgangspunkt i en systempris som er gjennomsnittet av de innhentede anbudene. Ved å legge laveste og høyeste systempris funnet av Multiconsult (2013, s. 19) til grunn, blir det i denne oppgavens kapittel 3.4.1 beregnet LCOE-intervaller for anlegg på 7 kWp for hvert klimasted. Når 25 års levetid legges til grunn, ble beregnet LCOE 1,81-2,62 kr/kWh for beste klimasted og 2,44-3,52 kr/kWh for minst gunstige sted. Legges 30 års levetid til grunn blir de samme intervallene 1,66-2,41 kr/kWh og 2,24-3,24 kr/kWh.

Det må her bemerkes at intervallet på 2,24 -2,99 kr/kWh presentert i Multiconsult (2013) sitt sammendrag er et geografiavhengig intervall. 2,24 kr/kWh er LCOE på beste sted forutsatt gjennomsnittlige prosjektkostnader og 2,99 kr/kWh er LCOE på det dårligste stedet. Intervallene presentert her i kapittel 3.4.1 viser hvor mye LCOE kan variere på hvert enkelt sted dersom ulike systempriser legges til grunn. Utbygger står fritt til å velge hvem som skal levere og eventuelt konstruere solcelleanlegget. Følgelig er det grunn til å anta at aktører som står for de høyeste anbudene blir valgt bort. Det er i så måte ikke interessant å se på hvor dyrt det er mulig å få et solcelleanlegg, ei heller hvilken LCOE som hefter ved de dyreste anleggene. Den øvre delen av intervallene presentert i kapittel 3.4.1 er derfor mindre interessante.

Det som derimot er interessant å undersøke nærmere, er hva LCOE kan komme ned i dersom ulike parametere legges til grunn i beregningene. Ved å regne på Multiconsult (2013) sitt tallmateriale, er det i kapittel 3.4.1 sannsynliggjort at det i dag er være mulig å få LCOE fra solcelleanlegg på bolighus ned i under 2,24-2,99 kr/kWh og at 1,81-2,44 kr/kWh er forventet laveste nivå avhengig av geografi. Beregningene er gjort for å finne kostnadsnivået basert på systemprisene i det norske markedet og inkluderer ikke betraktninger knyttet til eventuelle finansieringsløsninger som kan bli aktuelle å bruke for å realisere konkrete enkeltanlegg.

Produksjonssimuleringene som Multiconsult (2013) har gjort for hvert enkelt sted tar utgangspunkt i tenkte anlegg spesifisert i kapittel 3.2. Dersom det skulle vært konstruert anlegg med komponenter i henhold til de pristilbudene som ble hentet inn, ville produksjonen fra disse anleggene i noen grad trolig avvekke fra simuleringene. Slike avvik ville hatt opphav i ulikheter mellom komponentene i det simulerte anlegget og komponentene som inngikk i pristilbudet. Det er naturlig å anta at et slikt avvik kan være større for anlegg i den nedre delen av prissjiktet som følge av dårligere kvalitet. Med

dårligere kvalitet menes her celler som kan ha lavere virkningsgrad eller økte tap som følge av mismatch (se Tabell 3-3). Usikkerheten som hefter ved dette vurderes som akseptabel med tanke på det detaljnivået som ellers ligger til grunn. Beregningene beskriver et kostnadsintervall per landsdel. Den geografiske inndelingen er med andre ord grov. Her er det ikke snakk om detaljprosjektering av enkeltanlegg, men snarere etablering av et kostnadsnivå som slike enkeltanlegg trolig vil være i nærheten av.

I kapittel 4.5 diskuteres mulig utvikling av LCOE i årene fremover.

### **4.2.1 Sensitivitet for LCOE-beregninger**

Multiconsult (2013, s. 26-27) har utført en sensitivitetsanalyse for sine LCOE-estimer. Dette innebærer at de har undersøkt hva slags innvirkning det har på LCOE å ende én enkelt inputparameter når øvrige parametere holdes faste. De har testet for endringer i spesifikk ytelse, systempris, vedlikehold og årlig lineær tapsfaktor. Endringer i vedlikeholdskostnadene og den lineære tapsfaktoren har liten innvirkning på LCOE. Dette skyldes henholdsvis at vedlikeholdskostnadene er små sammenliknet med totalinvesteringen og at tapene er små sammenliknet med den totale produksjonen.

LCOE viser seg å være følsom for endringer i spesifikk ytelse og endringer i systempris. Spesifikk ytelse er nært knyttet til ressursgrunnlag og klima. Endringer i denne parameteren får direkte konsekvenser for den totale energien høstet i anlegget. Ressursgrunnlaget og de klimatiske forholdene i Norge diskuteres nærmere i kapittel 4.3.

Systemprisen er direkte knyttet til kostnadsnivået i Norge og vil følge utviklingen i dette nivået. Endringer i denne parameteren fører til direkte endringer av de totale investeringskostnadene. Dette temaet diskuteres nærmere i kapittel 4.5.

En parameter som ikke er behandlet i Multiconsult (2013) sin sensitivitetsanalyse, men som har stor innvirkning på LCOE, er valg av diskonteringsrate  $r$ . For et 7 kWp-anlegg i Oslo (922 kWh/m<sup>2</sup>) med 25 års levetid, 0,5 % årlige vedlikeholdskostnader, 0,4 % årlig degradering og en systempris på 26 kNOK/kWp vil en nedgang fra  $r=5$  % til  $r=3,5$  % utgjøre om lag 30 øre/kWh i redusert LCOE. Endringer i diskonteringsraten påvirker med andre ord LCOE i vesentlig grad. Dette er bakgrunnen for at ulike diskonteringsrater ble lagt til grunn i kapittel 3.5.3. Valg av diskonteringsrate diskuteres nærmere i kapittel 4.2.3.

### **4.2.2 Vedrørende avvik mellom LCOE-beregningene til Multiconsult (2013) og egne beregninger**

Tabell 3-7 viser et lite avvik mellom beregningene i Multiconsult (2013, s. 24) og egne beregninger. I gjennomsnitt ligger egne verdier 0,4 % lavere enn Multiconsult sine, med et største avvik på 1,8 % for bakkemontert anlegg i Tromsø.

Disse avvikene skyldes høyst sannsynlig at det inngår noen flere gjeldende siffer i det originale beregningsgrunnlaget enn det som er trykket i rapporten. De vurderes i så måte som neglisjerbare.

### **Begrunnelse for endring av inverterkostnad**

Kostnaden for inverterbytte i 7 kWp-anlegget er i Multiconsult (2013, s. 22) satt til kr 2 900. Dersom denne verdien legges til grunn for LCOE-beregningene, vil resultatet avvike fra det resultatet Multiconsult har kommet fram til. Beregningene nedenfor illustrerer dette. Tabell 4-3 oppsummerer forutsetninger for beregningene.

## Diskusjon

**Tabell 4-3: Antakelser og forutsetninger lagt til grunn i LCOE- beregningene utført av Multiconsult (2013, tabell 6 s. 22). For enebolig er systemprisen oppgitt inklusive mva.**

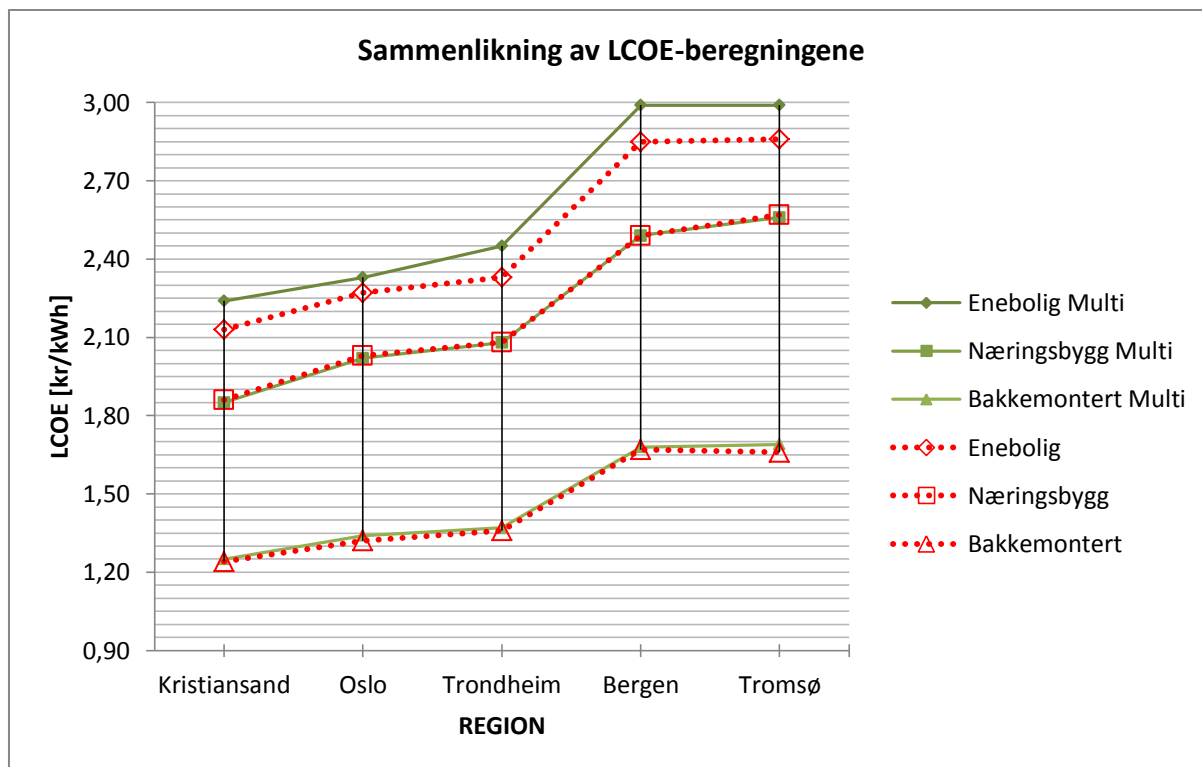
	ENEBOLIG	NÆRINGSBYGG	BAKKEMONTERT
<b>Installert effekt [kWp]</b>	7	100	1000
<b>Systempris per enhet [kNOK/kWp]</b>	26	18	12
<b>Total systempris [kr]</b>	182 000	1,8 mill	12 mill
<b>Årlig kost drift &amp; vedlikehold [% av systpris]</b>	0,5	2	2
<b>Kostnad inverterbytte etter 12,5 år [kr]</b>	2900 <sup>2</sup>	207 000	2,07 mill
<b>Økonomisk levetid [år]</b>	25	25	25
<b>Diskonteringsrate, <math>r</math> [%]</b>	5	5	5
<b>Tapsfaktor, <math>L_f</math> [%]</b>	0,4	0,4	0,4

Tabell 4-4 viser de endelige resultatene av LCOE-beregningene utført av Multiconsult (2013). I høyre kolonne vises de samme beregningene utført i Excel etter uttrykk (2-27), basert på de samme data og forutsetningene som Multiconsult har oppgitt. Tabell 3-4 viser hvilke klimadata som er lagt til grunn for egne beregninger.

**Tabell 4-4: LCOE-resultater som gitt av Multiconsult (2013, tabell 7 s. 24) og ved egne beregninger basert på data oppgitt av Multiconsult (2013). Det er kun beregningene for enebolig som medtas her, da øvrige verdier blir som i kapittel 3.4 (Tabell 3-7).**

ANLEGG	STED	LCOE Multiconsult (2013) [kr/kWh]	LCOE BEREGNET [kr/kWh]
Enebolig	Kristiansand	2,24	2,13
	Oslo	2,33	2,27
	Trondheim	2,45	2,33
	Bergen	2,99	2,85
	Tromsø	2,99	2,86

<sup>2</sup> Bruker her verdien oppgitt av Multiconsult (2013, s. 22).



**Figur 4-3: Sammenlikning av Multiconsult sine beregninger av LCOE og egne beregninger basert på Multiconsult sine data.**

Figur 4-3 sammenlikner Multiconsult sine beregninger med egne beregninger basert på samme data. For næringsbygg og bakkemonterte anlegg samsvarer verdiene godt. For bolighus ligger Multiconsult sine verdier konsekvent høyere enn egne beregninger. Dersom kostnaden for inverterbytte justeres slik at den samsvarer med tilbudene Multiconsult (2013, tabell 4 s. 18) har hentet inn, blir avviket marginalisert. Denne justeringen er derfor lagt til grunn i beregningene denne oppgavens resultatdel.

#### 4.2.3 Vurdering av LCOE-beregningene gjort for eksisterende anlegg

Kapittel 3.5 tok for seg et eksisterende, privat solcelleanlegg og LCOE ble beregnet ut fra reelle driftsdata.

##### Vedrørende produsert energi

Tabell 3-13 viser at anlegget, basert på produksjonen i 2013, oppnår en spesifikk ytelse på 913 kWh/kWp. Dette er noe lavere enn simuleringsresultatene for Oslo på 922 kWh/kWp som Multiconsult (2013, s. 14) presenterer. Simuleringene er basert på en modulvinkel på 27° for å reflektere gjennomsnittlig takvinkel. Anlegget omtalt i kapittel 3.5 har moduler viklet 17°. Dette medfører dårligere innstrålingsforhold enn det lagt til grunn i simuleringen. Følgelig er lavere spesifikk ytelse å forvente.

Kapittel 2.1.3 oppgir den optimale vinkelen med tanke på maksimal årsproduksjon i Norge til i snitt å være om lag 40°. Vinkler noe mindre enn dette vil ikke gi vesentlig lavere produksjon fordi det først og fremst rammer vinterproduksjonen som fra før er lav. En vinkel på 27° er imidlertid såpass mye mindre at produksjonen vil ligge en del under hva som optimalt kunne vært oppnådd. Moduler vinklet 17° vil ha en produksjon lavere enn dette igjen.

Den oppnådde spesifikke ytelsen på 913 kWh/kWp er for 2013 fordi det er det eneste året med komplette driftsdata til nå. Verdien vil variere noe fra år til år avhengig av skyer og temperatur. Et

snitt over flere år hadde jevnet ut slik variasjon og ville dermed vært å foretrekke dersom data hadde vært tilgjengelig.

### Vedrørende systemprisen

Tabell 3-14 viser systemprisen anlegget hadde i 2011. 28,6 kNOK/kWp er noe høyere enn Multiconsult (2013) anslag på 26 kNOK/kWp som forventet systempris på anlegg i dag. Til sammenlikning oppga Asplan Viak og Multiconsult (2012, s. 31) 2011 kostnadene i Norge til å være 40-65 kNOK/kWp for nettilknyttede anlegg under 30 kWp. Kan Energi og Sintef Byggforsk (2011, s. 32) anslo i 2011 at det var realistisk å se for seg 30 kNOK/kWp som laveste systemprisivå på sikt for anlegg i Norge. Anlegget i Asker ble med andre ord realisert til en vesentlig lavere kostnad i 2011 enn den oppgitt av Asplan Viak og Multiconsult (2012). Videre var systemprisen 1,4 kNOK/kWp lavere da anlegget ble bygget enn det som på daværende tidspunkt ble sett på som laveste oppnåelige nivå på sikt.

I det aktuelle anlegget ble det lagt ned 18 t med egenarbeid til blant annet montering. Dette har medvirket til at de totale kostnadene har blitt lavere. En del av installasjonsarbeidet vil kreve fagkyndig hjelp og må i alle tilfeller settes bort. Da tenkes det særlig på oppkobling av panelet til inverteren og videre til sikringsskapet. For øvrig monteringsarbeid vil den som kjøper et slikt anlegg stå fritt til å gjøre jobben selv. Dette vil være et tiltak som bidrar til å redusere en post som står for 25 % - 35 % av de totale kostnadene ved anlegget.

I det konkrete eksemplet i kapittel 3.5 bidro en nødvendig utskiftning av taket til at det ble investert i solceller. Valget sto mellom ordinært tak eller tak med integrerte solcellepaneler på en side. For boligeieren er det merinvesteringen utover et ordinært tak som er investeringen knyttet til solcellene. Merinvesteringen vil henge sammen med hva slags tak som solcellene erstatter og vil variere fra prosjekt til prosjekt. For anlegget i Asker ble kostnadene lagt til grunn for LCOE-beregningen redusert med om lag 40 % når alternativkostnaden for taksten ble trukket fra.

### Vedrørende LCOE-estimatene

Tabell 3-16 viser LCOE for anlegget i Asker beregnet med varierende økonomisk levetid og varierende diskonteringsrate  $r$ . Økonomisk levetid for slike beregninger må justeres opp i takt med utvidelse av modulgarantiene. Når en investor foretar nåverdiberegninger, bestemmes diskonteringsraten  $r$  av faktorer som prosjektets risiko og forventningene til avkastning. Investeringen i dette anlegget var vurdert som en langsiktig investering i boligen. Som for andre investeringer i boligen, som nytt tak eller guly, ble det fra boligeiers side ikke stilt noe avkastningskrav og risikoen ble vurdert som lav. Følgelig ble  $r$  justert fra 5 % til 3,5 %. I de konkrete beregningene (scenario 2) medfører  $r=3,5\%$  at LCOE blir 33 øre/kWh lavere enn om 5 % diskonteringsrente ble benyttet. Dersom LCOE-beregninger gjøres i en beslutningsprosess i forkant av en mulig investering i et konkret solcelleanlegg, er det opp til investoren å justere disse parameterne. Gjøres beregningen for å sammenlikne anlegg ulike steder, bør like vel parameterne holdes like slik at anleggene vurderes på likt grunnlag. Øvrige beregninger gjort i denne oppgaven benytter derfor  $r=5\%$  slik at tallene blir direkte sammenliknbare med tallene i Multiconsult (2013).

LCOE-beregningen som legger merkostnadene ved solceller kontra ordinært tak til grunn, gir en pris på 1,27 kr/kWh. Dette er interessant tatt i betraktning at forventede kostnader for et tilsvarende anlegg i dag er lavere enn i 2011. I de tilfellene der større investeringer uansett skal gjøres i tak eller fasader, kan samtidig investering i et solcelleanlegg være lønnsomt allerede i dag, forutsatt at alternativkostnaden ved ordinært tak eller fasade kommer solcellene til gode i

lønnsomhetsberegningen. Lønnsomheten vil selvsagt avhenge av kvadratmeterprisen på alternativt materialvalg.

### 4.3 Ressursgrunnlag og klima

Som nevnt i kapittel 4.2.1 er LCOE- beregningene særlig følsomme for variasjoner i spesifikk ytelse for panelene. Den spesifikke ytelsen i kWh/kWp forteller hvor stor energiproduksjon som kan forventes for en viss installert effekt og er avhengig av ressursgrunnlaget på det aktuelle stedet.

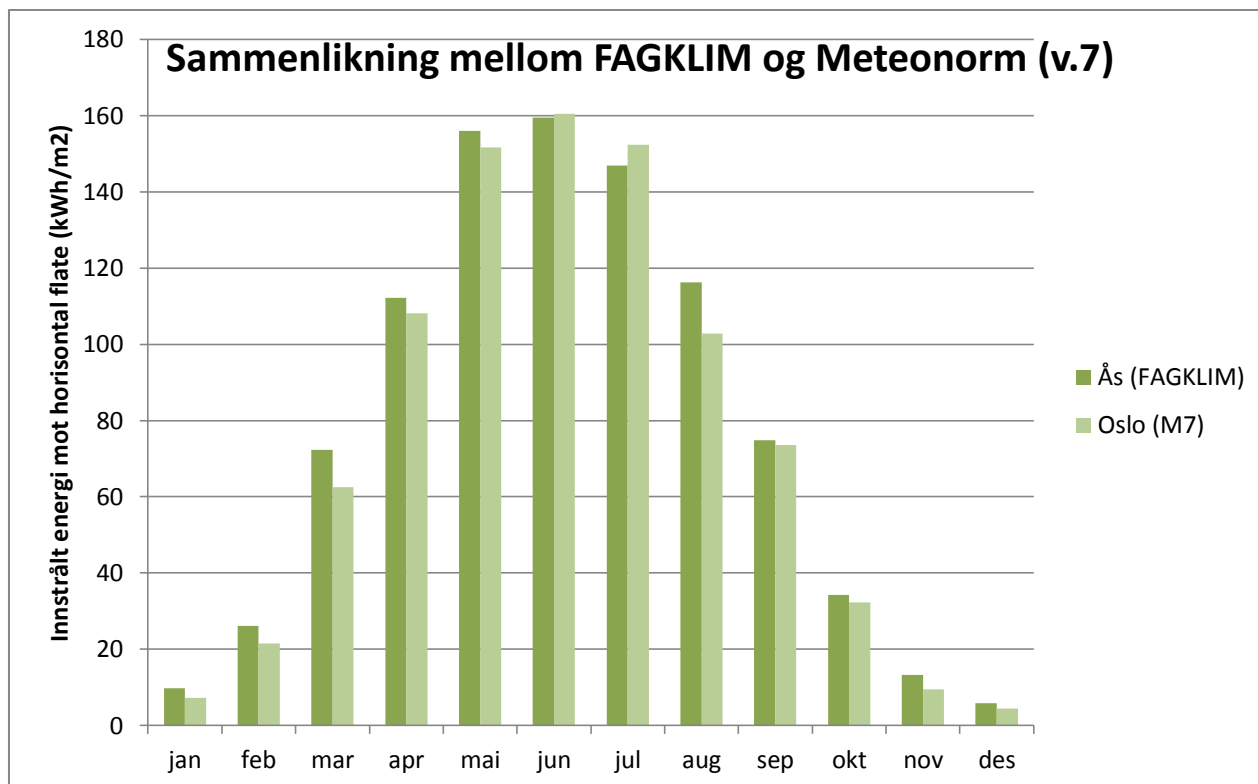
Usikkerheten ved ressursgrunnlaget i Norge er først og fremst knyttet til mangelen på målestasjoner for solinnstråling. Satellittbaserte måleprogrammer har svakheter knyttet til oppløsning, feiltolkning av snø som skyer og liknende fenomener som gjør at konkrete målinger fra stasjoner på bakken er å foretrekke. Multiconsult (2013) har gjort en omfattende vurdering av klimadata fra flere kilder og vurderer Meteonorm (v. 7) som best for alle landsdeler utenom det sentrale østlandsområdet. Meteonorm interpolerer data fra de nærmeste målestasjonene med satellittdata, og regnes derfor som mer pålitelig enn rene satellittbaserte programmer.

For det sentrale østlandsområdet benyttes måledata fra NMBU sitt feltlaboratorium FAGKLIM lokalisert på Ås, om lag 30 km sør for Oslo. Observasjonene derfra gir gjennomsnittlig 927 kWh/m<sup>2</sup> innstrålt mot en horisontal flate. Til sammenlikning gir Meteonorm 887 kWh/m<sup>2</sup> for Oslo. Figur 4-4 illustrerer månedsfordelingen grafisk. Ås og Oslo ligger så nærme geografisk at det ikke bør være et avvik på 40 kWh/m<sup>2</sup> i innstrålt energi. Dette er bakgrunnen for at FAGKLIM-data legges til grunn for det sentrale østlandsområdet i stedet for data fra Meteonorm.

Det faktum at måledata for det sentrale østlandsområdet viser 4,5 % større innstråling enn Meteonorm, åpner for spørsmålet om ikke innstrålingen for øvrige landsdeler kan være underestimert også. Dersom en slik underestimert er tilfelle, vil LCOE være noe overestimert. Eksempelvis vil 4,5 % bedre spesifikk ytelse for et 7 kWp-anlegg i Kristiansand tilsvare en reduksjon i LCOE i størrelsesorden 10 øre/kWh.

I tillegg til innstråling, er temperatur en faktor som spiller inn på den spesifikke ytelsen. Som vist i kapittel 2.2.8 øker virkningsgraden når celledemperaturen avtar. Videre forklarer kapittel 2.2.11 at merkeytelsen for solceller er forutsatt 25 °C omgivelsestemperatur. Solceller i Norge vil generelt operere ved lavere temperaturer enn i sydligere himmelstrøk. Følgelig oppnår de høyere virkningsgrad som til en viss grad kan kompensere for lavere innstråling. På kalde, klare vårdager med god innstråling, kan levert effekt fra paneler i Norge overstige merkeeffekten. Som forberedelse til solcelleprosjektet på boligen sin, konstruerte Kjell Eikland et større solcelleanlegg på 0,96 kWp til hytta. Fra dette anlegget er det mer enn 20 ganger registrert effekt på 1,15 kW når innstrålingen er god og utetemperaturen lav (Eikland 2014). Det er en økning på nærmere 20 % fra merkeeffekten.





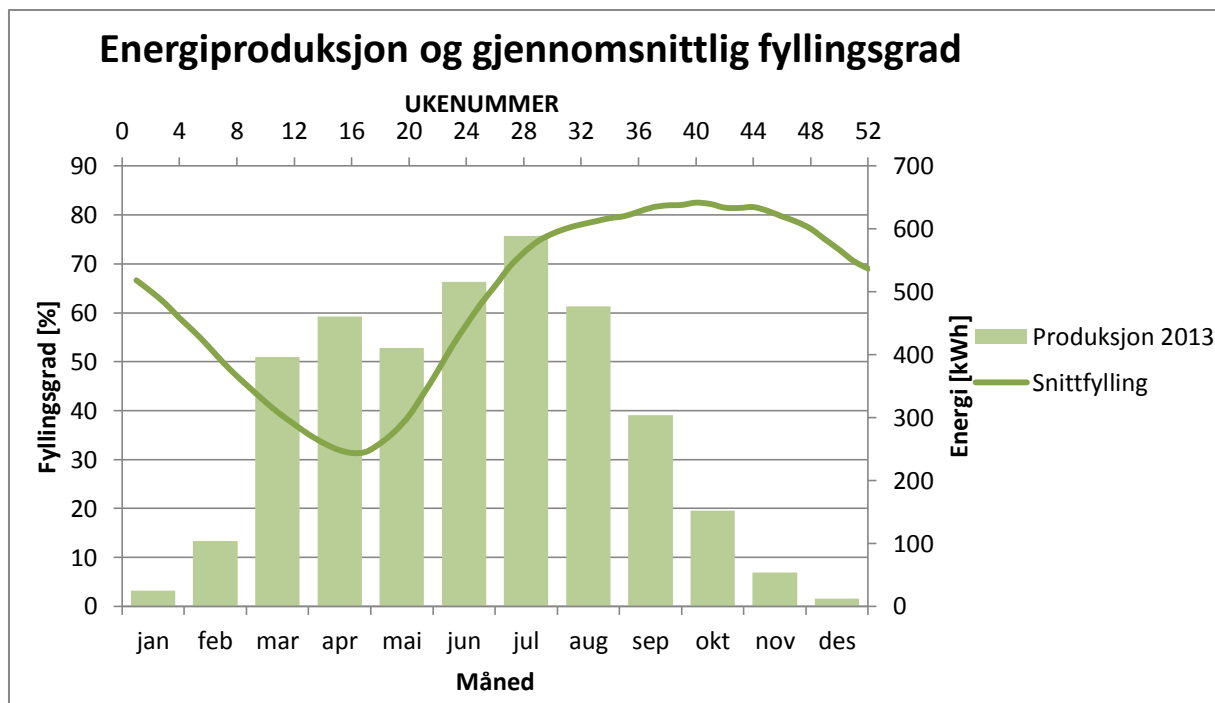
Figur 4-4: Sammenlikning av innstrålingsdata fra FAGKLIM og Meteororm (v. 7) for Oslo/Ås. Basert på data oppgitt av Multiconsult (2013, tabell 9 s. 28).

En kombinasjon av bedre ressursgrunnlag enn antatt og bedre panelprestasjoner som følge av temperaturmessig bedre driftsbetingelser vil medføre større strømproduksjon. Tilfanget av drifts- og innstrålingsdata fra operative anlegg i Norge er foreløpig begrenset. Det er imidlertid grunn til å tro at LCOE-beregninger som legger reelle innstrålings- og produksjonsdata til grunn vil resultere i en lavere kostnad for strømmen fra solcellene enn beregningene basert på simuleringer.

#### 4.3.1 Sammenfall mellom lav fyllingsgrad i vannmagasinene og gunstig periode for solcellekraft

Data presentert i kapittel 3.7.4 viser et sammenfall i tid mellom lav fyllingsgrad i norske kraftmagasiner og perioder med høy forventet produksjon fra solcelleanlegg. Figur 4-5 illustrerer dette ved å la gjennomsnittlig fyllingsgrad for 2005-2013 og den månedsfordelte produksjonen for det undersøkte solcelleanlegget i Asker tegne i samme graf. I månedene mars, april og mai er energien levert fra solcellene høy samtidig som fyllingsgraden er på sitt laveste. Fra september og utover høsten avtar energiproduksjonen fra solcellene, men da er fyllingsgraden høy. Basert på denne sammenhengen vil solcelleanlegg prinsipielt kunne bidra til å redusere presset på vannkraftreservene når fyllingsgraden i magasinene er lav på våren. Regneeksempler illustrerer imidlertid at den samlede installerte solcelleeffekten må være svært stor for å gjøre en merkbar forskjell.

Den totale magasinkapasiteten med i statistikken var 82 224 GWh. Til sammenlikning er forventet årlig produksjon fra de 7 kWp store anleggene behandlet i denne oppgaven anslagsvis 6,9 MWh på beste klimasted. Det må med andre ord oppføres mer enn 119 500 slike anlegg på det beste klimastedet for at den samlede årsproduksjonen fra dem skal tilsvare 1 % av magasinkapasiteten med i statistikken. Dette tilsvarer 837 MWp installert solcelleeffekt.



Figur 4-5: Gjennomsnittlig fyllingsgrad per uke for perioden 2005-2013 plottet sammen med den månedlige produksjonen fra det 3,84 kWp store anlegget i Asker.

Det er kan hende mer rettferdig å vurdere virkningen av lokale tiltak som solceller i lokal målestokk. For Sørlandet (prisområde NO2) oppgir NVE (u.å.) magasinkapasiteten som danner grunnlaget for statistikken til å være 32 725 GWh. For å dekke 1 % av denne energimengden med årsproduksjon fra husmonterte solcelleanlegg, kreves om lag 47 500 anlegg, eller 333 MWp installert effekt. Tabell 3-4 viser at det kan forventes en spesifikk ytelse på 955 kWh/kWp fra anlegg montert på næringsbygg i beste geografiske område. Skulle 1 % magasinkapasitet i NO2 dekkes av solceller på næringsbygg, ville om lag 3 500 anlegg hver på 100 kWp vært nødvendig.

Basert på disse regneøvelsene, kan det slutes at solceller har potensialet til å kunne avlaste presset på kraftmagasinene når de er på sitt tommeste, men at den installerte effekten som kreves er så stor at et merkbart samspill mellom solkraft og vannkraft neppe er realistisk i overskuelig fremtid. Et slikt samspill ville krevd en storskala utrulling av solceller til både bolighus og næringsbygg. Et annet spørsmål er om kraftmagasinene i det hele tatt trenger en slik avlastning. Bunnpunktet for kurven som beskriver gjennomsnittlig magasinifylling ligger nær 30 % fyllingsgrad, hvilket tyder på at en eventuell avlastning først ville vært interessant i ekstremår med særlig lite vann i magasinene.

Figur 4-5 viser en sammenheng mellom vannkraft og solkraft som trolig er vel så viktig som solkraftens eventuelle egnethet for avlastning av kraftmagasinene. Fra november til februar er bidraget fra solceller i Norge sterkt begrenset. Det er sammenfall i tid mellom det gradvise bortfallet av energiproduksjon fra solcellene og høy fyllingsgrad i kraftmagasinene. Et eventuelt fremtidig scenario med større mengder solenergi integrert i kraftnettet, kan bety redusert behov for levert energi om lag åtte måneder av året. I de resterende fire månedene fra november til februar vil innvirkningen fra solcellene være minimal og behovet for levert energi deretter. Dette gjelder selv om det skulle være bygget inn lokal lagring i solcellesystemene. Slike lager vil være ment for svingninger med tidshorizont døgn og ikke måneder. Det er derfor en fordel med sammenfallet mellom høy fyllingsgrad og lav ytelse fra solcellene.

#### 4.4 Virkningen av eventuelle støtteordninger på dagens LCOE

I dette kapitlet diskuteres innvirkningen støtteordninger kan få for prisen på fra strøm fra solcelleanlegg på bolighus. Først behandles elsertifikatordningen. Deretter vurderes virkningen dersom Enovas støttesatser for tiltak i bolighus skulle legges til grunn, samt virkningen av støttetiltakene foreslått av solenergiforeningen. Avslutningsvis anslås det hva som vil være utløsende støttenivå i dag. I den sammenhengen diskuteres det hva slags utslippsreduksjon det er mulig å oppnå ved et slikt støttenivå.

##### 4.4.1 Elsertifikatordningen

Flere faktorer gjør at elsertifikatordningen slik den er omtalt i kapittel 3.9.1 er mindre egnet for privatpersoner som produserer strøm fra solceller montert på eget hus.

Eieren av et privat solcelleanlegg er både produsent og forbruker. Egenforbruket utgjør en vesentlig andel av den totale produksjonen. Dermed kan en stille spørsmålsteget med hva som skal være relevant strømmåler for ordningen. Nettselskapets måler vil gi svar på hvor mye fornybar energi som leveres ut på nettet fra anlegget, men ikke hvor mye som produseres totalt. Sertifikatene skal gis på bakgrunn av produsert mengde fornybar energi. Dermed er det produksjonen ut av anlegget før eget forbruk som er relevant. Nettselskapet har i dag kun tilgang til data fra husets strømmåler. I prinsippet er det ikke noe i veien for å hente ut totale produksjonsdata av anlegget, for eksempel via vekselretteren. Innrapportering av disse målerverdiene ved automatisk opplasting til web er en mulig løsning.

Private solcelleanlegg vil trolig ikke ha tilstrekkelig årsproduksjon til å utløse noen større mengde elsertifikater. Tabell 3-4 viser at 984 kWh/kWp er resultatet av produksjonssimuleringer for beste klimasted. Dette tilsvarer en årsproduksjon på 6,9 MWh for et 7 kWp-anlegg. Anlegget på 3,84 kWp omtalt i kapittel 3.5 hadde en årsproduksjon på 3,5 MWh. Energimengden for å få tildelt et elsertifikat er 1 MWh. For begge disse anleggene hefter der gebyr på kr 15 000 for søknaden om sertifikattildeling. Tabell 4-5 viser et overslag på hvilke utgifter og inntekter de to anleggene vil ha i forbindelse med elsertifikater forutsatt en snittpris på kr 185 per sertifikat. Nåverdien av sertifikatinntektene blir i begge tilfeller mindre enn gebyret som må betales for at NVE skal behandle sertifikatsøknaden. Sertifikatordningen ville med andre ord ført til en høyere LCOE for begge disse anleggene.

Tabell 4-5: Inntekter og utgifter knyttet til elsertifikater for to solcelleanlegg forutsatt en snittpris på kr 185 per sertifikat. For nåverdijusteringen er det forutsatt  $r = 5\%$

ANLEGG	GEBYR [kr]	ÅRLIG INNTEKT [kr]	INNETKT (IKKE NV. JUSTERT) [kr]	INNTEKT NÅVERDIJUSTERT ( $r = 5\%$ ) [kr]
7 kWp Kristiansand (6 sertifikater)	15 000	1 110	16 650	11 521
3,84 kWp Asker (3 sertifikater)	15 000	555	8 325	5 760

Dersom inntektene fra sertifikatordningen (netto nåverdi over 15 år) skal tilsvare gebyret, må de ligge på om lag kr 1 450 per år, forutsatt  $r = 5\%$ . Med en snittpris på kr 185 per sertifikat, tilsvarer det det 8 sertifikater. For å oppnå en produksjon på mer enn 8 MWh, må anlegget basert på data i kapittel 3.2.2 ha 8,1 kWp installert effekt i Kristiansand og 11 kWp installert effekt i Tromsø.

## Diskusjon

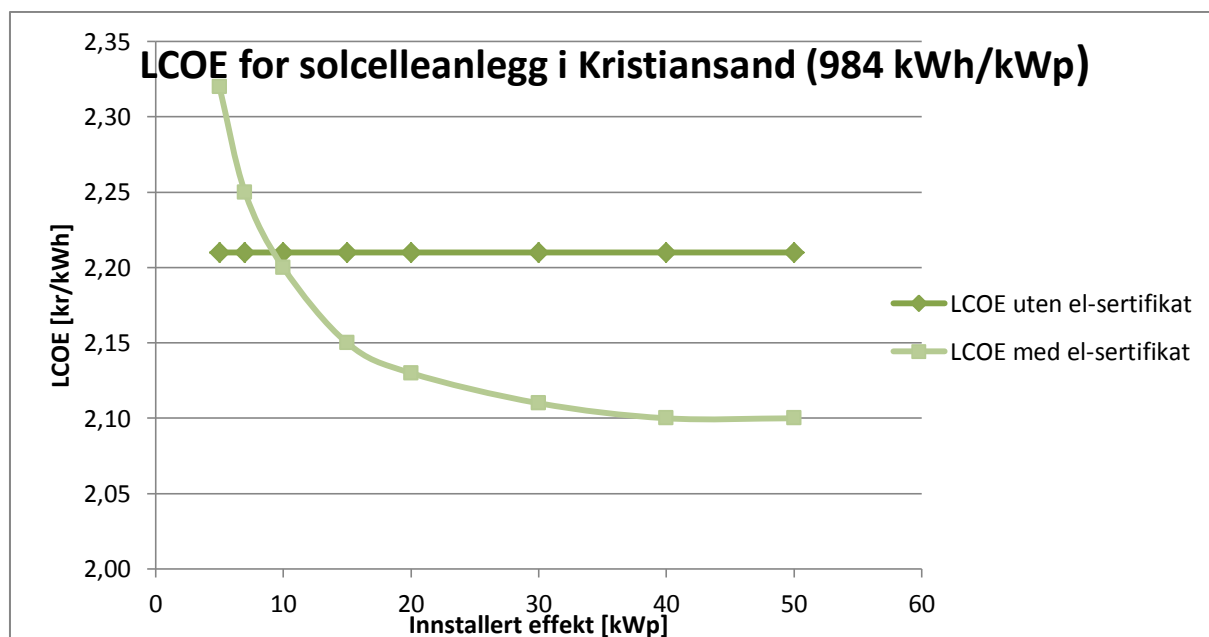
Av dette kan det sluttet at solcelleanlegget må være vesentlig større enn 10 kWp for at elsertifikatorordningen skal senke LCOE fra anlegget i nevneverdig grad. Da er det snakk om anleggstørrelser som i all hovedsak ikke er relevante for montering på bolighus.

For å tallfeste hva elsertifikater teoretisk kan få å si for LCOE fra solcelleanlegg mindre enn 100 kWp, er det gjort følgende beregninger: Med utgangspunkt i klima for Kristiansand (984 kWh/kWp) er det først beregnet LCOE for anlegg fra 5 kWp til 50 kWp. Deretter er tilsvarende beregning gjort med kr 15 000 som tilleggsinvestering i år 0 (gebyret for elsertifikatorordningen) samtidig som nåverdien av elsertifikatinntektene de første 15 år er trukket fra nåverdien av utgiftene. Tabell 4-6 viser forutsetningene lagt til grunn.

Tabell 4-6: Forutsetninger lagt til grunn for estimering av LCOE med elsertifikater

	VERDIER
Installert effekt [kWp]	Variabel
Systempris per enhet [kNOK/kWp]	26
Total systempris [kr]	Variabel
Årlig kost drift & vedlikehold [% av systpris]	0,5
Kostnad inverterbytte etter ½ levetid [kr]	2,9 kNOK/kWp
Økonomisk levetid [år]	25
Diskonteringsrate, $r$ [%]	5
Tapsfaktor, $L_f$ [%]	0,4

Figur 4-6 viser resultatet av beregningene grafisk. Differansen mellom LCOE med og uten elsertifikater stabiliserer seg til om lag 11 øre/kWh for anlegg på om lag 40 kWp og oppover. For anlegg mindre enn om lag 8 kWp blir LCOE høyere med elsertifikater.



Figur 4-6: Sammenlikning av LCOE for ulike anleggstørrelser med og uten elsertifikater. En gjennomsnittlig systempris på 26 kNOK/kWp er lagt til grunn.

Det er forutsatt konstant systempris på 26 kNOK/kWp for alle anleggstørrelser. Dette er en forenkling. I virkeligheten ville systemprisen og følgelig LCOE avtatt når installert effekt øker. Eksemplet illustrerer like vel at nødvendig anleggstørrelse for å utløse elsertifikater i en mengde som påvirker kostnaden for strømmen fra solcellene i vesentlig grad, er større enn anlegg montert på bolighus.

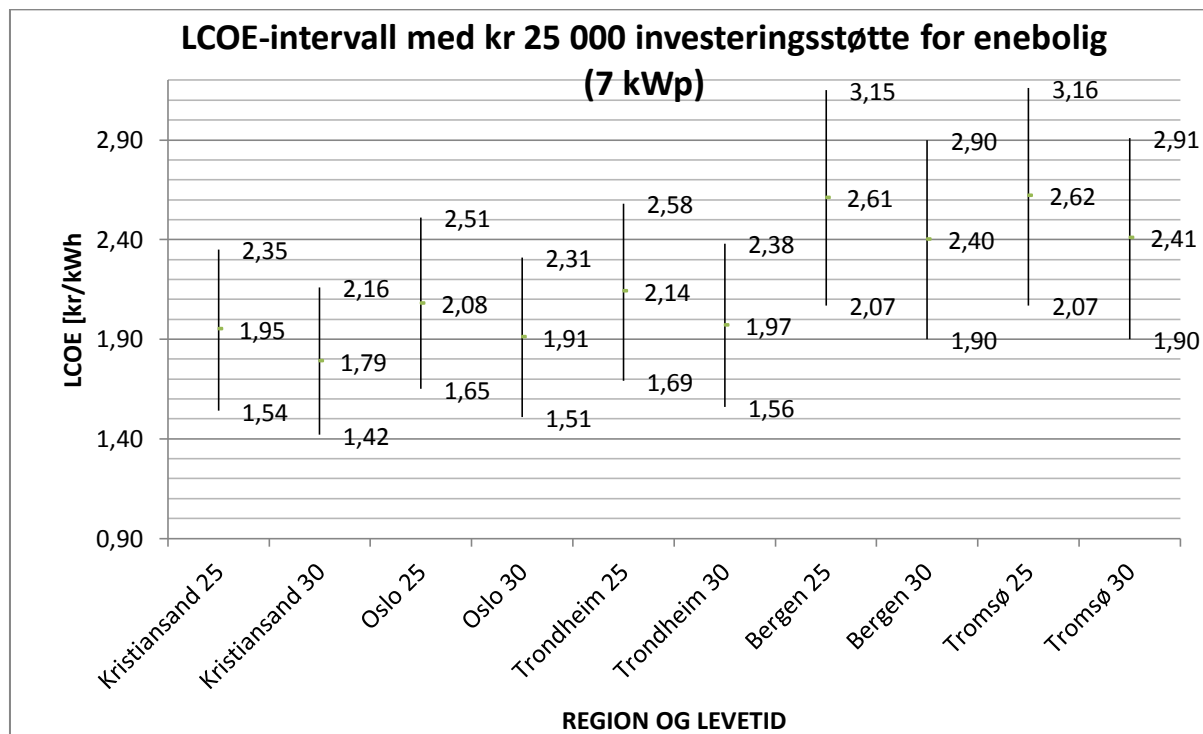
Et alternativ for å oppnå større produksjon og dermed utløse flere sertifikater ville vært å innføre et system for klyngevis avregning av produksjonen. Med dette menes at produksjonen fra flere anlegg i et område legges sammen som grunnlag for sertifikatberegning. På den måten kan det tenkes at anlegg som i utgangspunktet er for små like vel kan få en viss inntekt fra sertifikatsalg.

#### 4.4.2 Støtte tilsvarende andre støtteberettigede tiltak i bolighus

Kapittel 3.9.2 tok for seg noen av Enovas støtteordninger til energiøkonomiseringstiltak. I skrivende stund er det ingen av disse ordningene som direkte omfatter solceller. Det kan like vel være interessant å anslå hva ulike støttesatser ville fått å si for LCOE for anlegg montert på bolighus.

Tabell 3-22 viser at utfasing av oljekjel støttes med 20 % av dokumentert total kostnad inkludert mva. Beløpet er begrenset oppad til kr 25 000. Figur 4-7 viser resultatet av LCOE-beregninger for 7 kWp eneboliganlegg tilsvarende de gjort i kapittel 3.4.1. Den eneste endringen er at investeringskostnaden er redusert med kr 25 000. Beregningene er gjort for både 25 og 30 års levetid.

En LCOE på 1,50-2,10 kr/kWh avhengig av geografi bør være oppnåelig med en slik ordning. Dette representerer en markant nedgang fra LCOE uten støtte, men er trolig fortsatt for dyrt til at støtten skal virke utløsende for solcelleanlegg på bolighus.



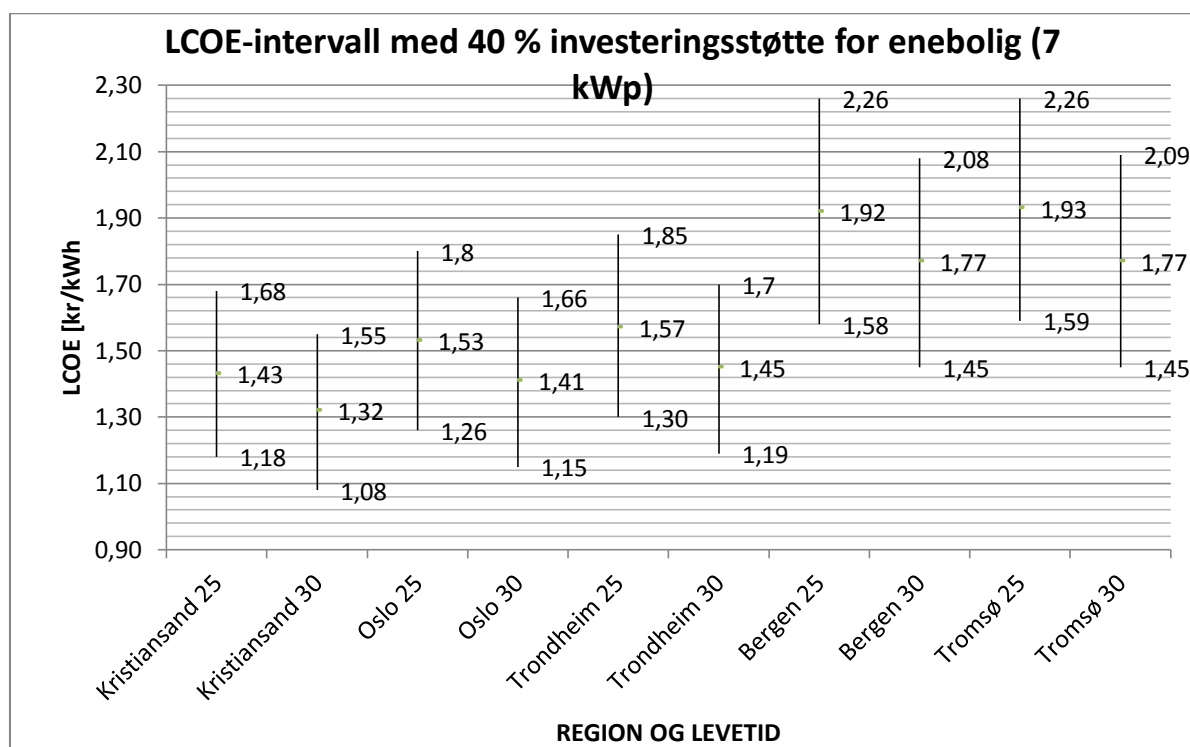
Figur 4-7: LCOE-intervaller for anlegg til enebolig gitt investeringsstøtte på kr 25 000. Forventet LCOE er markert med horisontal, grønn linje. Beregningene er gjort for 25 og 30 års økonomisk levetid.

#### 4.4.3 Støttenivå ønsket av Solenergiforeningen

Kapittel 3.9.3 forteller om Solenergiforeningens ønske om 40 % investeringsstøtte for solcelleanlegg gjennom Enova. Dette kapittelet diskuterer den eventuelle virkningen av en slik ordning på LCOE for anlegg til bolighus. Beregningene er gjort som i kapittel 3.4.1 med det samme grunnlaget hva prosjektkostnader, klimatiske forhold og øvrige forutsetninger angår, men det er trukket 40 % fra den beregnede investeringskostnaden.

Figur 4-8 viser resultatene for både 25 og 30 års økonomisk levetid. Resultatene indikerer at en LCOE på 1,10-1,50 kr/kWh bør være oppnåelig i alle de undersøkte regionene gitt 40 % investeringsstøtte med dagens prisnivå. Dette er fortsatt langt over markedsprisen på strøm, jf. kapittel 3.6.2. Dersom energiøkonomiseringsperspektivet beskrevet i kapittel 4.1 legges til grunn, er en LCOE på 1,10- 1,50 kr/kWh nær utløsende nivå, men trolig noe for høyt.

Med dagens prisnivå, er det usikkert om 40 % investeringsstøtte vil utløse noe større antall investering i private solcelleanlegg.



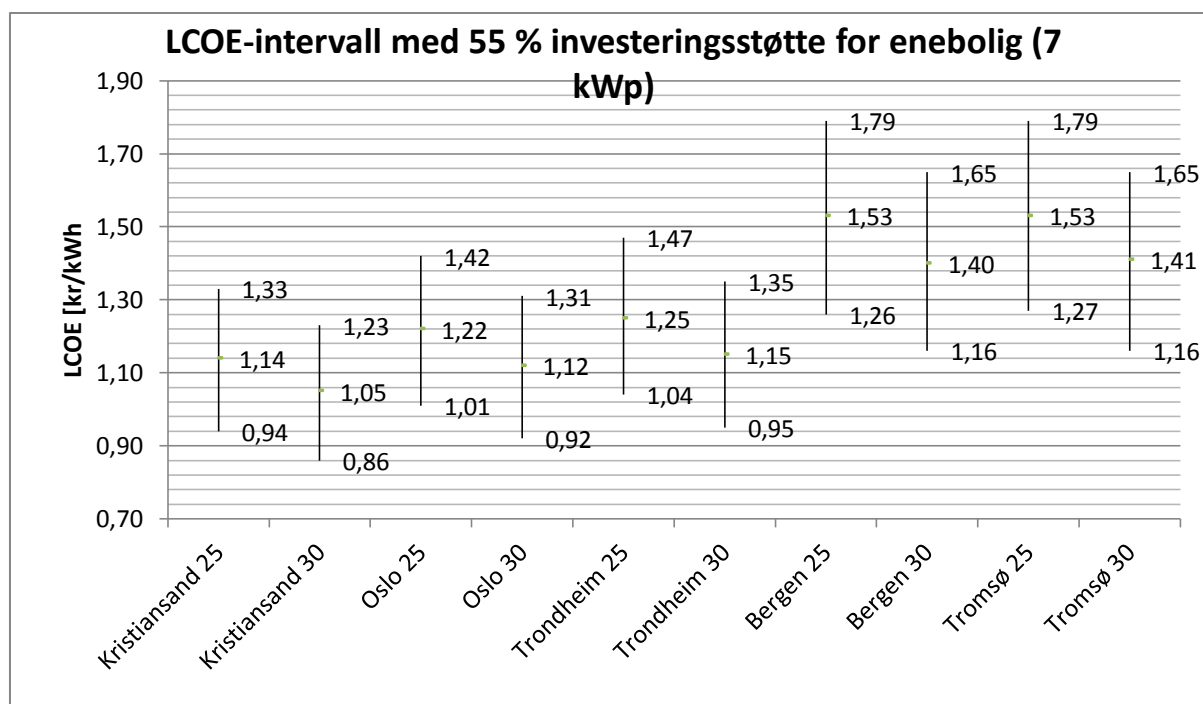
Figur 4-8: LCOE-intervaller for anlegg til enebolig gitt investeringsstøtte på 40 % av prosjektkostnadene. Forventet LCOE er markert med horisontal, grønn linje. Beregningene er gjort for 25 og 30 års økonomisk levetid.

#### 4.4.4 Utløsende støttenivå

Diskusjonen ovenfor viser at investeringsstøtten bør være høyere enn de foreslåtte 40 % for at den skal utløse et visst volum solcelleprosjekter. En investeringsstøtte på mellom 50 % og 60 % ville trolig vært tilstrekkelig for en lønnsom LCOE for en vesentlig andel av potensielle private solcelleprosjekter.

Figur 4-9 viser resultatene for både 25 og 30 års økonomisk levetid. For Kristiansand, Oslo og Trondheim kommer LCOE nå ned i et akseptabelt nivå. Disse resultatene tyder på at 55 % investeringsstøtte er tilstrekkelig for å utløse kostnadseffektive prosjekter i de regionene der ressursgrunnlaget er best.

Prosjekter som vil utløses av denne støtten må ha lave kostnader og ligge gunstig til geografisk. Forutsatt 7 kWp installert effekt, 21 kNOK/kWp systempris, 55 % investeringsstøtte og 922 kWh/kWp spesifikk ytelse (Multiconsult (2013, s. 14) sitt Oslo-nivå), kan kostnad og energiproduksjon anslås. Dersom støtten for eksempel hadde utløst 1000 prosjekter årlig, ville det representert en vesentlig volumøkning fra de få anleggene som er bygget hittil. Det ville i så fall koste om lag kr 80,85 millioner kroner i støtte fra Enova. Av de totale kostnadene på 147 millioner kroner, vil 29,4 millioner være mva. som staten får tilbake. Fornybar energiproduksjon fra disse anleggene vil anslagsvis være på 6,45 GWh per år.



Figur 4-9: LCOE-intervaller for anlegg til enebolig gitt investeringsstøtte på 55 % av prosjektkostnadene. Forventet LCOE er markert med horisontal, grønn linje. Beregningene er gjort for 25 og 30 års økonomisk levetid.

### Sammenlikning med incentivordninger for el-bil

Det finnes flere eksempler på statlig bruk av økonomiske incentiver for å stimulere til miljøvennlige adferd og teknologiutvikling også utover støtte gitt gjennom Enova. Eksempelvis er stimulering til elektrifisering av bilparken et mye omdiskutert tema. Det er interessant å tallfeste hva denne stimuleringen utgjør økonomisk for å kunne vurdere hvorvidt en årlig støtte i størrelsesorden 80 millioner kroner til solcelleinvestering er rimelig.

For enkelhets skyld vurderes ikke den økonomiske fordelene av gratis passering i bomringen, gratis parkering, bortfall av årsavgift, tidsbesparelser ved å bruke kollektivfelt og liknende. Her vurderes kun fritaket fra engangsavgiften og mva ved nybilkjøp. Engangsavgiften er flerdelt og avgjøres av motoreffekt, bilens vekt, CO<sub>2</sub>-utslipp og NO<sub>x</sub>-utslipp. I denne omgang tas det ikke stilling til hvilket CO<sub>2</sub>-utslipp som hefter ved elektrisitetsproduksjonen. Det forutsettes at elbilen tankes på strøm produsert fra vannkraft og at utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> dermed kan tilnærmes null.

Som eksempel brukes den meget populære elbilen Tesla Model S. Den finnes i tre utgaver (60, 85 og P85) med henholdsvis 225 kW, 270 kW og 310 kW motoreffekt. Egenvekten oppgis til 2 100 kg (Tesla 2014). Tabell 4-7 viser avgiftene som ville ha påløpt med denne effekten og egenvekten for en



## Diskusjon

bil uten fritak for avgifter. Gitt en jevn fordeling mellom de tre typene, innebærer dette en gjennomsnittlig subsidiering på om lag kr 587 000 per Tesla Model S. Det tilsvarer investeringsstøtte på 55 % til syv solcelleanlegg på 7 kWp.

**Tabell 4-7: Avgiftene som ville påløpt en bil med samme motoreffekt og egenvekt som en Tesla Model S. I avgiftskalkulatoren er det forutsatt førstegangsregistrering 1. mai 2014 og utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> er satt til null.**

<b>Avgifter Tesla Model S</b>			
<b>Utgave (pris<sup>3</sup>)</b>	<b>60 (kr 463 800)</b>	<b>85 (kr 523 000)</b>	<b>P85 (kr 607 800)</b>
<b>MVA</b>	kr 115 950	kr 130 750	kr 151 950
<b>Effektavgift<sup>4</sup></b>	kr 181 200	kr 258 600	kr 327 400
<b>Vektavgift<sup>5</sup></b>	kr 198 159	kr 198 159	kr 198 159
<b>Sum avgifter</b>	<b>kr 495 309</b>	<b>kr 587 509</b>	<b>kr 677 509</b>

Fra januar til april 2014 ble det registrert 2 227 nye Model S (Opplysningsrådet for Veitrafikken 2014). Det tilsvarer en subsidiering gjennom avgiftsfritak på 1,3 milliarder kroner i løpet av fire måneder. Dersom salget av Tesla skulle holde samme nivå hele 2014, ville subsidieringen vært på om lag 3,9 milliarder kroner. Et årlig støttebeløp på 81 millioner for solcelleanlegg tilsvarer rundt 2 % av denne summen. Støttebeløpet for solceller kan dermed ikke sies å være urimelig høyt i forhold til andre miljøtiltak staten subsidierer, her eksemplifisert med el-bil.

Resonnementet over vil være ufullstendig uten en sammenlikning av den miljømessige gevinsten av de to miljøtiltakene (avgiftssubsidiering av elbil og investeringsstøtte til solceller). Her gis det kun plass til en overslagsmessig beregning av subsidieringskostnaden per tonn CO<sub>2</sub> spart. Beregningen omfatter kun driftsfasen for henholdsvis el-bilen (tank-til-hjul) og solcellene. Utslipp knyttet til produksjon medtas ikke.

Selv om den norske kraftproduksjonen er i følge NVE (2013c) i all hovedsak fornybar (over 98 % i 2012), er det like vel flere årsaker til at det beregnes et CO<sub>2</sub>-utslipp per kWh for elektrisitet fra det norske strømmettet. Noe utslipp hefter ved den andelen av kraften som ikke er fornybar. Videre er det i Norge fra 2005 innført en ordning med såkalte opprinnelsesgarantier. Dette er en merkeordning for strøm som gir fornybare strømprodusenter muligheten til å selge retten til å si at en viss mengde energi er produsert fornybart. Eksempelvis kan en polsk kraftleverandør som distribuerer strøm produsert ved kullkraft, kjøpe rettigheten til å kalle strømmen fornybar fra en norsk vannkraftprodusent. Det er ingen fysisk overføring av strøm fra den norske produsenten til den polske leverandøren, men egenskapen «fornybar» overføres mot betaling.

NVE lager årlig en såkalt varedeklarasjon for den norske kraftmiksen. Fordi en stor andel av de norske opprinnelsesgarantiene selges til utlandet, avviker varedeklarasjonen fra den norske produksjonssammensetningen. Dette skjer fordi NVE ikke kan dobbelttelle de fornybare egenskapene ved kraften. Følgelig må den strømproduksjonen det er solgt garantier til utlandet for, deklarerer i henhold til europeisk miks som inneholder både kull- og kjernekraft. Som en følge av dette, oppgir NVE (2013c) et utslipp på 420 g/kWh CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for strøm fra det norske kraftnettet. Det ligger ikke innenfor denne oppgaven å vurdere hvor fornuftig det er å skille egenskapen «fornybar» ut som

<sup>3</sup> (Tesla 2014)

<sup>4</sup> (Toll- og avgiftsdirektoratet 2014)

<sup>5</sup> (Toll- og avgiftsdirektoratet 2014)

## Diskusjon

en merkelapp atskilt fra den fysiske kraftflyten. De videre beregningene tar derfor utgangspunkt i 420 g/kWh som CO<sub>2</sub>-utslipp fra strøm levert fra nettet i henhold til NVE (2013c) sin varedeklarasjon. Et raskt internettsøk vil gi en rekke andre verdier som er flittig brukt. Det må her bemerkes at slike verdier som regel er basert på et anslag for elektrisitmiksen over en lengre tidsperiode, for eksempel en bygnings levetid. I dette ligger det forutsetninger om en større andel fornybar kraft i miksen de neste tiårene og følgelig et lavere CO<sub>2</sub>-utslipp. Slike tall kan være riktigere for beregninger som skal gå over lengre perioder, for eksempel 60 år. For å si noe om øyeblikksbildet i dag, vurderes NVE (2013c) sin verdi som like formålstjenlig.

En Tesla med 85 kWh batteri og oppgitt rekkevidde på 502 km, vil ha et snittforbruk på om lag 1,7 kWh/mil. Utslippet forbundet med dette vil være 71 g/km CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i henhold til den tidligere omtalte varedeklarasjonen for norsk strøm. Det forutsettes at en gjennomsnittlig personbil med forbrenningsmotor i den norske bilparken slipper ut 160 g/km CO<sub>2</sub>. Antakelsen baseres på utviklingen i gjennomsnittlig utslipp per km fra nyregistrerte personbiler fra 2001 til 2012 gitt av Statens Vegvesen (2013). Utslippsbesparelsen for teslaen er på 89 g/km. Forutsatt en årlig kjørelengde på 20 000 km i garantitiden på 8 år, utgjør det om lag 14 tonn CO<sub>2</sub> i utslippsbesparelse. Gitt en subsidiering på kr 587 000 per bil, blir det en kostnad på i overkant av kr 41 000 per tonn utslipp spart.

Garantitiden på 25 år for solcellene er vesentlig lenger enn garantien på 8 år for batteriene til Teslaen. For at solcellene ikke skal komme unaturlig gunstig ut, forutsettes det derfor en økning i fornybarandelen i den europeiske miksen. Dette medfører at snittet for utslippet knyttet til elektrisitet fra nettet blir 210 g/kWh for anleggets levetid. På bakgrunn av dette kan det anslås at et 7 kWp solcelleanlegg i østlandsområdet, med en estimert årsproduksjon på 6,45 MWh og en årlig degradering på 0,4 % i løpet av garantitiden på 25 år, kan produsere 153 MWh. Dette erstatter strøm fra nettet tilsvarende 32 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Med en investeringsstøtte på kr 80 850 (55 % av investeringen) resulterer det i en kostnad i overkant av kr 2 500 per tonn utslipp spart.

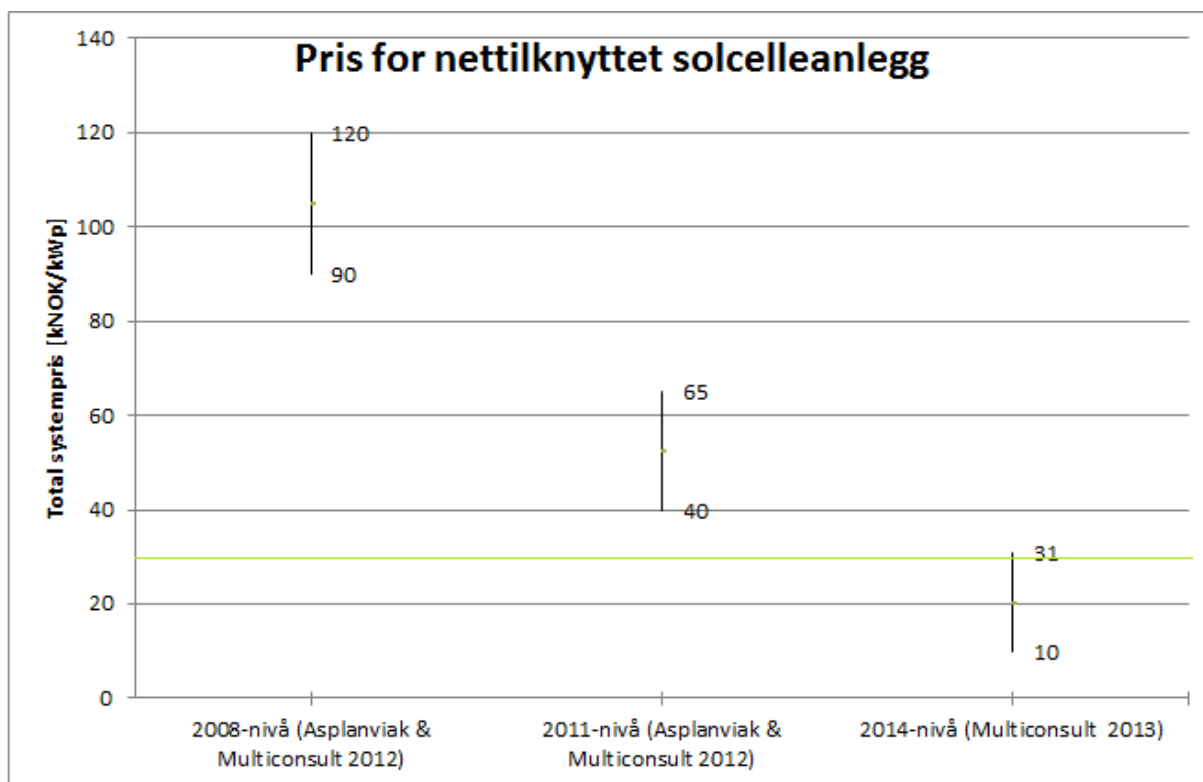
Om beregningen hadde inkludert utslipp knyttet til produksjon av bilen og av solcellepanelene, er det grunn til å tro at bilen ville kommet dårligere ut. Utslipp forbundet med produksjon av bil med batteripakke antas å være større enn utslippene knyttet til solcellepanelene. For fullstendige livsløpsbetraktninger for solceller henvises det til Westgaard et al. (2012, s. 139). De konkluderer med 18-21 g/kWh CO<sub>2</sub>-ekvivalenter fra RECs Peak Energy-serie solcellepaneler som følge av utslipp fra produksjonsfasen.

Regneøvelsen gjør det klart at utslippsbesparelsen som oppnås ved å subsidiere en Tesla Model S i et tank-til-hjul-perspektiv, er om lag 16 ganger dyrere enn den som oppnås ved å gi investeringsstøtte til et 7 kWp solcelleanlegg på Østlandet. Overgangen til en elektrifisering av bilparken er en stor endring for bilindustrien. Overgangen til distribuert, fornybar kraftproduksjon langt ute i distribusjonsnettet må kunne sies å være en stor endring for kraftbransjen. Selv om disse to bransjene i utgangspunktet synes å ha lite med hverandre å gjøre, er utviklingen begge steder et steg videre mot lavutslippssamfunnet. Sett i et slikt perspektiv, synes det fornuftig å sette inn støttemidlene der det oppnås størst virkning med tanke på dette felles målet.

Det knyttes en lang rekke argumenter til el-bilstøtten utover det utslippsmessige. Disse argumentene omfatter alt fra bedre boforhold grunnet redusert støy og færre lokale utslipp, til behovet for å utvikle transportteknologi som kan fungere i stor skala uten å forbruke fossile ressurser. I denne oppgaven er det ikke plass til å ta stilling til slike argumenter utover å nevne at de åpenbart må tillegges vesentlig vekt, da el-biler tross alt subsidieres mens solceller ikke støttes.

#### 4.5 Mulig utvikling i LCOE på sikt

Den hurtige utviklingen i det internasjonale solcellemarkedet omtalt i innledningen til denne oppgaven, har gjort at prisestimer for solcellestrøm har vært ferskvare. At prisen allerede i dag ligger lavere enn det som i 2011 ble spådd som laveste nivå på sikt, illustrerer dette. Figur 4-10 viser prisintervallene for nettilknyttede solcelleanlegg i Norge for 2008, 2011 og i dag. Prisen er for ferdig levert system. Generelt tilsvarer den nedre delen av intervallene store anlegg over 1000 kWp og den øvre delen små anlegg til bolighus. Figuren viser at det er betimelig å spørre hvilket intervall som kan tegnes inn om nye tre år.



Figur 4-10: Intervaller for prisen for nettilknyttede solcelleanlegg i Norge fra 2008 til 2014. Grønn, horisontal linje representerer det prisnivået på 30 kNOK/kWp som i 2011 av Kan Energi og Sintef Byggforsk (2011) ble sett på som mulig å oppnå på sikt.

Grovt sett består LCOE av tre hovedkomponenter: strømproduksjonen, levetiden og kostnadene for prosjektet. Strømproduksjonen er i stor grad avhengig av ressursgrunnlaget, samt teknologiutvikling som gir paneler med høyere virkningsgrad.

Ressursgrunnlaget ligger i all hovedsak fast, selv om kapittel 4.3 belyser behovet for større tilfang av måledata. Teknologiutviklingstrenden går mot gradvis høyere virkningsgrad og lenger levetid. Begge deler er viktig fordi det påvirker den totale mengden energi anlegget får høstet fra solen. Det er ikke lenge siden paneler med 15-17 % virkningsgrad ble sett på som bra. I innledningen til kapittel 2.2 ble det vist til at Panasonic i april satte rekord med 25,6 % fra en av sine paneltyper. Virkningsgraden for krystallinske silisiumceller nærmer seg med andre ord den teoretiske virkningsgraden på om lag 28 % forklart i kapittel 2.2.8. Det vil nok like vel være en jevn økning i virkningsgraden på paneler som er kommersielt tilgjengelig de nærmeste årene fordi det tar noe tid fra virkningsgradrekorder settes, til paneler med denne virkningsgraden er tilgjengelig i markedet.

Den siste variabelen, kostnadene, vil også påvirke LCOE fra solceller. Særlig i Norge hvor kostnadene ligger langt over nabolandene. Kapittel 3.3.3 viser systemprisen for et privat solcelleanlegg i et

modent marked. Denne ligger vesentlig under den norske. Multiconsult (2013, s. 27) trekker lavt markedsvolum i Norge, med lange salgskjeder og stykkvise innkjøp som hovedårsaken til at komponentene er dyrere her til lands. Installasjonskostnadene blir også høye fordi opplæringskostnader knyttet til den mekaniske og elektriske installasjonen er høye så lenge det installeres så få anlegg. Økning i det norske markedsvolumet vil drive komponentkostnadene nedover gjennom større innkjøp og kan hende kortere salgskjeder. Dette er vel så viktig for anleggets øvrige komponenter, som for selve solcellemodulene. Videre vil et større marked føre til at opplæringsbehovet knyttet til installasjon avtar, samtidig som det blir flere prosjekter å fordele opplæringskostnadene utover. Det er også naturlig å anta at utvikling av ferdige pakkelsninger kan være med på å redusere installasjonskostnadene.

Videre fall i kostnadene for solcelleanlegg i Norge fremover vil dels være drevet av at kostnadene i de modne markedene avtar og dels av at volumet i det norske markedet øker. Frem til nå har kostnadsfall i de modne markedene vært hoveddriveren og sørget for kostnadsfall også her. Selv om potensialet for ytterligere fall i kostnadene internasjonalt skulle avta, synes det å ligge et stort og urealisert potensiale for kostnadsfall i å øke det norske markedsvolumet.

Dersom en kombinasjon av videre prisfall internasjonalt og en volumøkning i Norge legges til grunn, er det ikke urealistisk å anta at prisnivået i Norge om tre år omtrentlig vil tilsvare det tyske prisnivået i dag. Beregningene i kapittel 3.4.3 antyder da at en LCOE på under 1,50 kr/kWh vil være realistisk for solcelleanlegg til bolighus på Sørlandet, Østlandet eller i Trøndelag. For steder som Vestlandet og Nord-Norge, som har dårligere klimatiske forutsetninger, kan en pris fra 1,5-2 kr/kWh forventes.

### 4.6 Strategier for mest lønnsom drift

Når det gjelder forskrifter og reguleringer, synes den enkleste veien for realisering av et privat solcelleanlegg knyttet til boligen å være innenfor rammene lagt av plusskundeordningen. I så fall er ikke solcelleanleggets hovedformål eksport av strøm til kraftnettet, men snarere å produsere energi som fortrenger strøm fra nettet. Anleggets dimensjonering og styring av boligens strømforbruk må reflektere dette.

En kompliserende faktor i Norsk sammenheng, er at strømforbruket i boliger, hvor det som regel ikke finnes noe kjøleanlegg, er lavest sommerstid og høyest vinterstid. I vårmånedene og på høsten er det imidlertid overlapp mellom perioder med god strømproduksjon og oppvarmingsbehov.

Strømmen en plusskunde må kjøpe fra nettet (inkludert nettleie, avgifter og mva.) er anslagsvis 50 -70 øre dyrere per kWh enn prisen kunden oppnår ved å selge sin strøm, jf. kapittel 3.6. Det er i å slippe innkjøp av strøm den største inntjeningen ligger, ikke i salg av strøm. Et slikt resonnement leder til at det er i plusskundens interesse i størst mulig grad å tilrettelegge for en lastflytting slik at så mye forbruk som mulig skjer når produksjonen av strøm fra solcellene er på sitt høyeste. Oppvasken og klesvasken bør eksempelvis programmeres til å gå midt på dagen i stedet for på kveldstid, jf. kapittel 3.7.2. Dette må ikke forstås som en oppfordring til å øke energiforbruket, for eksempel ved å kjøpe airconditionvifter og kjøle ned hjemmet på varme sommerdager. Det er mer lønnsomt å selge strøm til nettet enn det er å introdusere nye laster for å øke egenkonsumet ytterligere, i alle fall sett fra plusskundens side. I en tenkt situasjon der store mengder småskala solcelleanlegg gjør at distribusjonsnett er presset for kapasitet, kan det tenkes at netteier er bedre tjent med så liten krafteksport fra plusskunden som mulig.

Varmtvannsberederen fremstår som en sentral komponent i denne sammenhengen. Dersom den styres slik at den ikke slår inn umiddelbart etter morgendusjen, men heller går på midt på dagen, kan flere gunstige virkninger oppnås. Energiforbruket forbundet med beredning av varmt vann er stort og vil utgjøre en stadig større andel av det totale energiforbruket ettersom strengere byggeforskrifter gir redusert behov for romoppvarming. Om overskuddet av solstrømmen kan puttes inn i varmtvannsberederen, fortrenger det derfor mye strøm fra nettet, samtidig som solinnstrålingen lagres som varmt vann til kvelden eller neste dag. Bortfall av varmtvannsberedning om morgenen vil dessuten redusere noe av den effekttoppen i nettet som er forbundet med at Norge våkner til en ny dag. I et scenario med kapasitetsproblemer i distribusjonsnettet på grunn av store mengder innmatet solcelleeffekt, vil varmtvannsberedning når solen skinner som sterkest redusere effekten eksportert fra solcelleanleggene.

Dersom det forutsettes at kostnadene per kWp er relativt konstante innenfor visse intervaller, eksempelvis for anlegg under 10 kWp, medfører det at den installerte effekten nøye bør avstemmes med effektbehovet i boligen uten oppvarming. Lavere investeringskostnader kan på den måten oppnås ved ikke å installere mer effekt enn nødvendig. Samtidig vil anlegget da være designet for at en så stor andel av produksjonen som mulig skal egenkonsumeres. Intervallvis konstante kostnader per kWp er en nyttig tilnærming, men kan ikke slås fast som en generell regel. Dersom en bedre pris kan oppnås ved å bygge et større anlegg, kan det være lønnsomt å dumpe overskuddsproduksjon ut på nettet. Slike faktorer må vurderes nøye før investeringsbeslutningen tas.

Resonnementene fremsatt her forutsetter at strømmen avregnes som beskrevet i plusskundeordningen, altså at det er én pris for kundens salg av strøm og en høyere pris på kjøp av strøm. En modell med nettoavregning ville endret disse premisene. En slik modell ville innebære at strømkunden kun betaler for netto levert strøm i avregningsperioden, altså at eksportert strøm trekkes fra importert strøm før avregning. Dersom avregningsperioden er lang, for eksempel kvartalsvis eller årlig, får strømkunden full prismessig uttelling for hele sin produksjon, uavhengig av andelen egenforbruk. Modellen har vært benyttet i Danmark, først med avregning på årsbasis og senere på timesbasis. Nettoavregning kunne ha gjort det lettere å oppnå maksimalt lønnsom drift fordi det ikke ville vært behov for sinnrike systemer for å forbruke mest mulig selv. Følgelig ville det heller ikke vært noe i veien for å la tilgjengelig takplass begrense effektinstalleringen i stedet for å nedskalere anlegget for å unngå overproduksjon. Det kunne gitt større lønnsomhet for anleggets eier, men ville samtidig sannsynligvis medført ekstra belastninger i nettet på sikt. Nettoavregning over året ville belønnet installering av mye effekt, men ikke gitt incentiver for å maksimere eget forbruk. Følgelig ville eksporten til distribusjonsnettet blitt stor.

### **4.6.1 Potensiell systemnytte av sluttbrukerfleksibilitet og distribuert energiproduksjon**

Kostnadene ved å regulere den norske vannkraftproduksjonen er små. Dette bidrar til at prisene for balansekrafttjenester i det norske systemet er lave. Ingeberg (2012, s. 19) slutter av dette at nytten av eventuelle bidrag til balanse- og systemtjenester fra sluttbrukers side vil være lav så lenge balansebehovet dekkes av regulerbar produksjon til lav kostnad. Han åpner imidlertid for at prisen på slike tjenester på sikt kan stige i takt med at større mengder fornybar, ikke-regulerbar kraft fra vind, småkraftverk og solceller fases inn. Økt kraftutveksling og prisutjevning med Europa kan også bidra til prisstigning.

Ingeberg (2012, s. 19) presiserer at sluttbrukerfleksibilitet (som beskrevet i kapittel 3.7.2) som skal kunne spille en rolle som systemtjeneste, må være forutsigbar og kunne utløses av systemoperatør ved behov. At sluttbruker eksempelvis selv skal reagere på et prissignal er ikke tilstrekkelig. Automatiserte mekanismer bygget inn i vekselretteren kan derimot tenkes å oppfylle kravene til forutsigbarhet fra

systemoperatørens side. Det samme kan automatisk styring av strømforbruket gjennom AMS. NVE (2014) beskriver AMS som en «*god plattform for mange nyttige tjenester i hus og hjem*». Videre forklares det at nettselskapene gjennom AMS kan tilby «*energirelaterte tjenester som styring av strømforbruket*».

Dette åpner for det prinsipielle spørsmålet om hvem som egentlig tilbyr tjenesten når strømforbruket fjernstyres. Er det nettselskapet som tilbyr kunden en tjeneste som reduserer vedkommendes energiutgifter, eller er det kunden som tilbyr nettselskapet en systemtjeneste (jf. kapittel 2.4.3) ved å la sitt forbruk reguleres?

For tilfellet med ren fjernstyring av last kan det argumenteres for gjensidig nytte. Sluttbruker kan oppnå en lavere strømgjeld ved at lasten styres smart, samtidig som netteier oppnår bedre utnyttelse av sitt nett. Når det gjelder vekselrettere med systemstøttende egenskaper som beskrevet i kapittel 3.7.3, er det i dag netteier som vil dra nytte av lokal reaktiv kompensering uten at eieren av solcelleanlegget belønnes for det. Reaktiv effekt er ikke balansetjeneste i distribusjonsnettet. I en høringsuttalelse til forskriften om elsertifikater viser plusskunde Kjell Eikland til at solcelleanlegget hans leverer lokal systemstøtte i form av reaktiv effekt. Han argumenterer for at fornybare produksjonsanlegg som også leverer systemstøtte, ved beregning av produksjon med tanke på tildeling av el-sertifikater kunne fått en tildelingsfaktor større enn 1, jf. kapittel 3.9.1 (Eikland 2011). En mer hensiktsmessig måte å behandle dette på, vil trolig være å utnytte mulighetene til måling av både aktiv og reaktiv effektflyt som ligger i AMS-utbyggingen. Dersom det fra vekselretteren til et solcelleanlegg på ordre fra systemansvarlig i nettet leveres eller absorberes reaktiv effekt, kan flyten registreres og avregnes gjennom AMS.

### **4.6.2 Vedrørende lokal lagring av energien**

Lokal lagring i nettilknyttede solcelleanlegg er et tema som har blitt aktuelt på steder der mengden tilknyttet solenergi er så store at forholdene ikke er sammenliknbare med Norge. På grunn av overbelastede distribusjonsnett og høye kostnader forbundet med å utbedre dette, mener for eksempel Zeh og Witzmann (2014, s. 123) at tyske netteiere har stor interesse av lokal utbygging av lagringskapasitet. Fordi investeringskostnaden for et batterilager vurderes som så stor at de overskygger eventuelle økonomiske fordeler for eieren av solcelleanlegget, går de tyske myndighetene inn med investeringsstøtte mot et garantert bidrag fra anleggseieren til å redusere belastningen i nettet i form av tak på innmatet effekt. Det argumenteres videre for at netteier skal kompensere anleggseier for å drifte batteriene (jf. kapittel 3.8.2) på en måte som understøtter nettet mest mulig, da dette blir for en systemtjeneste å regne.

Når prisen på batterilager gjør at de tyske myndighetene må gå inn med investeringsstøtte motivert av behovet for å redusere innmatet effekt i nettet, er det sannsynlig at slike lager ikke er aktuelt i norsk sammenheng i første omgang. Her står diskusjonen om hvorvidt solcelleanlegg skal støttes i utgangspunktet. Diskusjonen om hvorvidt energilager skal inngå som en del av slike anlegg synes å ligge et stykke frem i tid.

For et anlegg realisert under plusskundeordningen, vil lønnsomheten komme i det LCOE fra anlegget dukker under prisen på strøm fra nettet inkludert nettleie og avgifter. Et batterilager som gjør at anleggets eier slipper å selge overskuddsproduksjon billig, og samtidig øker evnen til å fortrenge dyr strøm, kan da bli attraktivt. Forutsetningen er at investeringen i batterier ikke driver LCOE opp over prisen på den fortrenge strømmen. Dette fordrer at prisen på batterier blir tilstrekkelig lav, eller at situasjonen blir slik at myndighetene eller netteier ser interessen av å gi investeringsstøtte. Sistnevnte er tilfellet i Tyskland.



Integrasjon av beskjedne mengder solenergi i distribusjonsnett i et land med god tilgang på regulerbar vannkraft, vil neppe føre med seg noe behov for lokal lagring. I løpet av de neste årene vil utrulling av AMS representere en stor modernisering av måten kraftdistribusjonen foregår i Norge, særlig sett gjennom de systemansvarliges øyne. Muligheten for sanntidsinformasjon om lastflyten vil lette arbeidet med å iverksette tiltak for minimalisering av nettapene. Dersom det på sikt skulle bli integrert større mengder kraft fra solceller i det norske distribusjonsnett, vil AMS være en viktig del av infrastrukturen som gjør dette mulig. Tiltak som utnyttelse av systemstøttende vekselrettere, systemstøttende driftsregimer for eventuelle lokale batterilager og på lang sikt kan hende områdevis energilagring gjennom V2G vil da kunne bli en realitet i et smart strømnnett.

### 4.7 Forslag til videre arbeid

Lokale innstrålingsdata er mangelfulle i Norge. Et større tilfang av slike data ville kunne gi mer nøyaktige kostnadsberegninger på lokalt nivå. Om det på sikt skulle bli aktuelt med en kartlegging av solcellepotensialet i byer, tettsteder og andre befolkningssentra bør dette innebære målinger av innstrålingen på de konkrete stedene.

En annen metode for å vurdere nøyaktigheten i simuleringsbaserte beregninger som de presentert i denne oppgaven, er å sammenlikne med faktiske driftsdata. Når mengden komplette årsserier med data fra operative anlegg i Norge etter hvert øker, bør det undersøkes hvor godt samsvar det er mellom slike målinger og simuleringer gjort for de samme anleggene.

Denne oppgaven har belyst generelle aspekter ved integrasjon av uregulerbar solcellekraft i distribusjonsnett. De lokale konsekvensene vil variere fra sted til sted, avhengig av den lokale kapasiteten i nettet. Utredninger av lokalt solcellepotensiale på områdenivå bør derfor inneholde en tilstandsvurdering av det lokale distribusjonsnett for å fange opp de utfordringene eller nyttevirkningene som er relevante for det aktuelle stedet.



## 5 Konklusjon

Med det nåværende prisnivået i det norske solcellemarkedet vil det være mulig å oppnå en LCOE på strøm fra nettilknyttede solcelleanlegg montert på bolighus på 1,81-2,44 kr/ kWh avhengig av geografi. Steder med gode solforhold i Sør-Norge og på Østlandet vil ligge i den nedre delen av intervallet, mens den øvre delen av intervallet er gjeldende for Vestlandet og Nord-Norge.

Prisene i det norske markedet vil påvirkes av den videre utviklingen i det internasjonale markedet, men det antas at mekanismer knyttet til markedets volum vil få vel så mye å si for prisutviklingen. Det ligger et urealisert potensiale for prisfall i større innkjøp, pakkeløsninger og redusert behov for opplæring av personell som skal montere anlegg. Gitt moderat økning i markedsvolum i Norge, anses det som realistisk at prisnivået her om tre år kan tilsvare dagens nivå i Tyskland. Med det norske ressursgrunnlaget gir det en LCOE på under 1,50 kr/kWh for solcelleanlegg til bolighus på Sørlandet, Østlandet eller i Trøndelag. For Vestlandet og Nord-Norge, som har dårligere klimatiske forutsetninger, kan en kostnad fra 1,5-2 kr/kWh forventes.

Når det gjelder forskrifter og reguleringer, synes den enkleste veien for realisering av et privat solcelleanlegg knyttet til boligen å være innenfor rammene lagt av plusskundeordningen. Dette impliserer at anlegget primært lager strøm til forbruk i boligen og således er et energiøkonomiseringsiltak for å redusere levert energi fra kraftnettet. For å gjøre strøm fra solceller konkurransedyktig i dette perspektivet, må fremtidig LCOE ned i 0,9-1 kr/kWh. Elsertifikatordningen vurderes som uegnet for små solcelleanlegg, da energimengden for å utløse sertifikater er for høy. Gebyret som hefter ved ordningen gjør at anlegget må være større enn 8-11 kWp for at elsertifikatene i det hele tatt skal ha en reduserende effekt på LCOE. Det vurderes som usikkert at investeringsstøtten på 40 % foreslått av Solenergiforeningen er tilstrekkelig for å utløse noen større mengder prosjekter. For å oppnå en LCOE på 0,9-1 kr/kWh med dagens prisnivå, kreves det en investeringsstøtte på mellom 50 % og 60 %.

Et privat solcelleanlegg realisert under plusskundeordningen må utformes og dimensjoneres for størst mulig grad av egenforbruk. For anleggets eier er det mer økonomisk gunstig å slippe innkjøp av strøm fra nettet, enn det er å selge overskuddsstrøm. Forbruket i boligen bør styres slik at mest mulig legges inn når produksjonen fra solcellene er størst midt på dagen. Overgangen til et nett med avanserte målesystemer (AMS) vil legge til rette for større grad av styring og programmering av de ulike lastene i en bolig, og kan dermed gjøre det enklere å optimalisere driften av solcelleanlegget. AMS vil også åpne for et større samspill mellom netteier og sluttbruker med tanke på systemnyttige formål som optimalisering av lastflyten i nettet. Dette gjelder uavhengig av om sluttbrukeren har et solcelleanlegg eller ikke.

Planløs integrering av større mengder uregulerbar kraft lokalt i distribusjonsnettet kan medføre utfordringer knyttet til de store effektvariasjonene som ligger toveis krafttransport. Internasjonal erfaring viser at et alternativ til kostbar forsterking av nettet blant annet kan være å utnytte solcelleanleggenes evne til å kompensere reaktiv effekt gjennom vekselretteren. Videre har tiltak som reduserer effekt levert fra solcellene til nettet vist seg å bli viktige. Dette omfatter i første linje maksimering av egenforbruket ved lastflytting. Tiltak som lokal lagring av energien har blitt aktuelle der mengden uregulerbar kraft fra solceller er meget stor, eksempelvis i Tyskland.

## Referanser

- Aanesen, K., Heck, S. & Pinner, D. (2012). *Solar power: Darkest before dawn*: McKinsey Report on Sustainability & Resource Productivity. 15 s.
- Asplan Viak & Multiconsult. (2012). *Solstrøm i Norge. Rapport, 2. utg.* Oslo: Enova SF. 41 s.
- Belsby, K. M. U., Brække, S. & Solbakken, K. M. (2013). *Øvelse 5 -PV.* Ås: Universitetet for Miljø- og Biovitenskap. 12 s.
- Branker, K., Pathak, M. J. M. & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (9): 4470-4482.
- Bråten, J. (2014, 27. mars). Bør norske bygg produsere strøm? *Teknisk Ukeblad*.
- Bugge, L. (2014). *Overslag innhentet fra ibc-solar* (Sendt som e-post 11.04.2014).
- Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*. 1. utg. Hoboken, New Jersey: Wiley. 326 s.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y. & Ding, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19 (3): 291-312.
- Dell, R. M. & Rand, D. A. J. (2001). *Understanding Batteries*. RSC Paperbacks. Cambridge: The Royal Society of Chemistry. 223 s.
- Egge, J. H. & Lorentzen, S. (2014). - Ikke et konkurransedyktig alternativ: NRK. Tilgjengelig fra: <http://www.nrk.no/trondelag/solceller-for-dyrt-som-energikilde-1.11447417> (lest 09.03.2014).
- Eikland, K. (2011). *Høringsuttalelse - Forskrift om elsertifikater i brev fra OED av 14.09.2011*. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/pages/35054456/Kjell\\_Eikeland.pdf](http://www.regjeringen.no/pages/35054456/Kjell_Eikeland.pdf) (lest 25.03.2014).
- Eikland, K. (2014). *Intervju med solcellepionér Kjell Eikland ifm. befaring på hans solcelleanlegg*. Asker (26.03. 2014).
- Elsertifikatforskriften. (2011). *Forskrift om elsertifikater av 29. desember 2011*. Tilgjengelig fra: <http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2011-12-16-1398?q=elsertifikat> (lest 10.04.2014).
- Elsertifikatloven. (2011). *Lov om elsertifikater av 24. juni 2011*. Tilgjengelig fra: <http://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39?q=elsertifikat> (lest 10.04.2014).
- Energilovforskriften. (1990). *Forskrift av 7. desember 1990 om produksjon, omforming, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* . Tilgjengelig fra: <http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959?q=energilovforskriften> (lest 17.04.2014).
- Enova. (u.å.-a). *Får en mer energismart bolig*. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/finansiering/privat/tilskuddsordningen/130/0/> (lest 01.04.2014).
- Enova. (u.å.-b). *Om Enova*. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/om-enova/36/0/> (lest 01.04.2014).
- Enova. (u.å.-c). *Våre mål*. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/om-enova/rammebetingelser/malsettinger/219/0/> (lest 01.04.2014).
- Flæten, S. Ø. (2014). *Oslo innfører investeringsstøtte for solceller*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/kraft/2014/05/08/oslo-innforer-investeringsstotte-for-solceller> (lest 08.05.2014).
- Hill, C. A., Such, M. C., Chen, D., Gonzalez, J. & Grady, W. M. (2012). Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3 (2): 850-857.
- Ibrahim, H., Ilinca, A. & Perron, J. (2008). Energy storage systems—characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (5): 1221-1250.
- Ingeberg, K. (2012). Dynamiske nettтарiffer: Potensial for nytteverdier, omfang og utforming. *Energi Norge rapport, 2012-5*. Oslo: Kanak AS. 29 s.
- Isofoton. (2013). *Warranty Certificate Isofoton Photovoltaic Modules*. Tilgjengelig fra: <http://www.isofoton.com/sites/default/files/warranty.pdf> (lest 08.05.2014).
- Jacob, D. J. (1999). *Introduction to Atmospheric Chemistry*. Princeton, New Jersey: Princeton University Press. 266 s.
- Kan Energi & Sintef Byggforsk. (2011). *Mulighetsstudie solenergi i Norge. Rapport*. Oslo: Enova SF. 77 s.
- Kempton, W. & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources*, 144 (1): 280-294.

## Referanser

- Løken, A. (2014, 22. januar). Produserer halve strømforbruket på eget tak. *Aftenposten* (Oslo).
- Multiconsult. (2013). Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013. *Rapport*. Oslo: Enova SF. 36 s.
- Nordpool. (2014). *Elsport pirces*. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elsport/Area-Prices/ALL1/Hourly/> (lest 09.04.2014).
- Norsk solenergiforening. (2013). *Etablere markedet for solfangere og solceller i Norge gjennom 40 % investeringsstøtte*. Tilgjengelig fra: <http://www.solenergi.no/wp-content/uploads/2013/09/Hvorfor-40-prosent-investeringsstotte-for-solenergi.pdf> (lest 12.04.2014).
- NOU 2012:9. *Energiutredningen -verdiskapning, forsyningsikkerhet og miljø*. Oslo: Olje- og Energidepartementet. 235 s.
- NVE. (2009). *Nettleiestatistikk husholdninger - 2005 og nyere*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Nettleiestatistikk/Nettleiestatistikk-husholdninger---2005-og-senere/> (lest 09.04.2014).
- NVE. (2012). *Gebyr -Elsertifikatorordningen er gebyrfinansiert*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Kraftprodusenter/Gebyr/> (lest 18.04.2014).
- NVE. (2013a). *Forskjeller i nettleien for uttak i distribusjonsnettet*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-nettleie-til-forbruker-husholdning-og-naring/Forskjeller-i-nettleien-for-uttak-i-distribusjonsnett/> (lest 09.04.2014).
- NVE. (2013b). *Plusskunder*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Plusskunder/> (lest 09.04.2014).
- NVE. (2013c). *Varedeklarasjon 2012*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/Varedeklarasjon/Varedeklarasjon-2012/> (lest 07.05.2014).
- NVE. (2014). *AMS -Smarte strømmålere*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/kraftmarked/sluttbrukermarkedet/ams/> (lest 22.04.2014).
- NVE. (u.å.). *Fyllingsgrad magasiner elspotområder*. Tilgjengelig fra: <http://vanmagasinfylling.nve.no/Default.aspx?ViewType=AllYearsTable&Omr=EL> (lest 22.04.2014).
- Olsen, E. (2013). *FYS376: Solenergi*. Ås: Univeristetet for Miljø- og Biovitenskap (Forelesning om pn-overgang 11.10.2013).
- Opplysningsrådet for Veitrafikken. (2014). *Bilsalget i april*. Tilgjengelig fra: [http://ofvas.no/bilsalget/bilsalget\\_2014/bilsalget\\_i\\_april/](http://ofvas.no/bilsalget/bilsalget_2014/bilsalget_i_april/) (lest 07.05.2014).
- Panasonic. (2014). *Panasonic cells achieve world's highest energy conversion efficiency*. Tilgjengelig fra: <http://eu-solar.panasonic.net/presse/press-center/article/panasonic-cells-achieve-worlds-highest-energy-conversion-efficiency/> (lest 07.05.2014).
- Paynter, B. & Boydell, T. (2009). *Electronics teknologi fundamentals: conventional flow version*. 3. utg. New Jersey: Pearson Education. 1021 s.
- Rohlf, J. W. (1994). *Modern Physics from  $\alpha$  to  $Z^0$* . New York: Wiley. 646 s.
- Seehusen, J. (2013). *Statsbygg snart klart med Norges største solcelleanlegg*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/kraft/2013/10/15/statsbygg-snart-klar-med-norges-storste-solcelleanlegg> (lest 11. mars 2014).
- Skoplaki, E. & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar energy*, 83 (5): 614-624.
- SolarWorld. (u.å.). *Sunmodule Protect -The new quality standard for solar power modules*. Tilgjengelig fra: <http://www.solarworld-uk.co.uk/products/sunmodule-plus/sunmodule-protect/> (lest 08.05.2014).
- Sprenger, M. (2013). *Han er landets første boligeier sol leverer strøm til nettet*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/kraft/2013/02/25/han-er-landets-forste-boligeier-som-leverer-strom-til-nettet> (lest 11. mars 2014).
- Statens Vegvesen. (2013). *Gjennomsnittlige CO<sub>2</sub>-utslipp*. Tilgjengelig fra: <http://www.vegvesen.no/Kjoretoy/Fakta+og+statistikk/Kjoretoy+og+drivstoff/Miljoutslipp/Gjennomsnittlige+CO2-utslipp> (lest 07.05.2014).

## Referanser

- Statnett. *Rapporter elsertifikater*. Tilgjengelig fra: <http://necs.statnett.no/WebPartPages/SummaryPage.aspx> (lest 18.04.2014).
- Statnett. (2011). *Nettutviklingsplan 2011. Nasjonal plan for neste generasjons kraftnett*. Oslo: Statnett. 84 s.
- Statnett. (2013a). *Nettutviklingsplan 2013. Nasjonal plan for neste generasjons kraftnett*. Oslo: Statnett. 110 s.
- Statnett. (2013b). *Systemtjenester*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/Systemtjenester/> (lest 23.04.2014).
- Statnett. (2014). *Prisområder (elspot og elbas)*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Kraftmarkedet/Prisomrader-historisk-elspot/Prisomrader/> (lest 15.04.2014).
- Tesla. (2014). *Model S - Egenskaper og detaljer*. Tilgjengelig fra: [http://www.teslamotors.com/no\\_NO/models/features](http://www.teslamotors.com/no_NO/models/features) (lest 07.05.2014).
- Toll- og avgiftsdirektoratet. (2014). *Kalkulator: import av kjøretøy*. Tilgjengelig fra: [http://toll.no/templates\\_TAD/RegistrationTax.aspx?id=79&epslanguage=no&step=3#anchorResult](http://toll.no/templates_TAD/RegistrationTax.aspx?id=79&epslanguage=no&step=3#anchorResult) (lest 07.05.2014).
- Tufte, B. (2014). *Smarte hus krever smarte nett - Er nettselskapene klare for dette?* Teknologisk Møteplass: Agder Energi (Foredrag under TM-møtet "Nullenergi- og plussus -implikasjoner for systemplanlegging" 15. januar 2014).
- Twidell, J. & Weir, T. (2006). *Renewable Energy Resources*. 2. utg. London: Taylor & Francis. 601 s.
- Westgaard, T., Olson, C. & Veltkamp, T. (2012). Life cycle analysis of modules: A multicrystalline silicon case study. *Photovoltaics International* (Mai 2012): 136-140.
- Widén, J. (2011). Internasjonell forskning för omfattande utbyggnad av solel. *Elforsk rapport*, 11:63. Stockholm: Elforsk. 21 s.
- Wildi, T. (2006). *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*. 6. utg. Upper Saddle River, New Jersey: Pearson/Prentice Hall. 934 s.
- Wilhelmsen, E. (2014). *Plussus -Hvordan fungerer i et energinett som både kjøper og selger av strøm. Betraktninger knyttet til plusskundeordningen*. Teknologisk Møteplass: Zero (Foredrag under TM-møtet "Nullenergi- og plussus -implikasjoner for systemplanlegging" 15. januar 2014).
- Zeh, A. & Witzmann, R. (2014). Operational Strategies for Battery Storage Systems in Low-voltage Distribution Grids to Limit the Feed-in Power of Roof-mounted Solar Power Systems. *Energy Procedia*, 46: 114-123.

## Vedlegg

Vedlegg 1: Fullstendig tallgrunnlag for (Multiconsult 2013)sine klimadata.

### INNSTRÅLT SOLENERGI PER AREAL MOT HORIZONTAL FLATE [kWh/m<sup>2</sup>]

	Oslo (Ås)	Kristiansand (M7)	Bergen (M7)	Trondheim (M7)	Tromsø (M7)
jan	9,7	10,3	5,8	5,8	0
feb	26,1	23	19,3	22,7	9,8
mar	72,3	67	48,5	64,3	49,6
apr	112,2	114,5	89,7	110,3	105,6
mai	156	164,4	135,3	153	139,4
jun	159,5	180,2	136,4	158,1	142,3
jul	146,9	173,4	128,6	153,5	132
aug	116,2	125	100,3	112,2	89,3
sep	74,8	76,5	59,5	66,3	46,5
okt	34,2	37,2	27,7	29,4	16
nov	13,3	13,1	9,4	7,8	1,7
des	5,8	8,1	3,9	2,7	0

Vedlegg 2: Gjennomsnittlige komponentpriser for solcelleanlegg på bolighus (Multiconsult 2013, tabell 4 s. 18).

## ENEBOLOG, 7 kWp

KATEGORI	UNDERKATEGORI	KOMPONENTPRIS [kNOK/kWp]	ANDEL	TOTALPRIS [kNOK]
<b>Materialer</b>	Modul	7,2	34 %	50
	Vekselretter	2,9	14 %	20
	Mekanisk montering	2,6	12 %	18
	Elektrisk montering		0,0 %	0
	Driftsovervåkning	0,35	1,7 %	2,5
<b>Installasjon</b>	Mekanisk installasjon	3,1	15 %	22
	Elektrisk installasjon DC	1,1	5,3 %	7,7
	Elektrisk installasjon AC	1,6	7,6 %	11
<b>Annet</b>	Maskin, utstyr, verktøy	1,7	8,1 %	12
	Div	0,4	1,9 %	2,8
	Totalt	21,0		147
	MVA	5,2		37
	Totalt inkl MVA	26,2		183

Vedlegg 3: Gjennomsnittlige komponentpriser for solcelleanlegg på næringsbygg Multiconsult (2013, tabell 4 s. 18)

## NÆRINGSBYGG, 100 kWp

KATEGORI	UNDERKATEGORI	KOMPONENTPRIS [kNOK/kWp]	ANDEL	TOTALPRIS [kNOK]
<b>Materialer</b>	Modul	7,25	41 %	725
	Vekselretter	2,07	12 %	207
	Mekanisk montering	2,12	12 %	212
	Elektrisk montering	0,50	2,8 %	50
	Driftsovervåkning	0,41	2,3 %	41
<b>Installasjon</b>	Mekanisk installasjon	3,12	17 %	312
	Elektrisk installasjon DC	0,63	3,5 %	63
	Elektrisk installasjon AC	0,51	2,9 %	51
<b>Annet</b>	Maskin, utstyr, verktøy	1,23	6,9 %	123
	Div		0,0 %	0
	Totalt	17,8		1784

**Vedlegg 4: Komponentpriser for solcelleanlegg levert av ibc-solar på bolighus i Tyskland (Bugge 2014). Prisen er omregnet fra Euro med 1 EUR = 8,23 NOK.**

**ENEBOLIG, 7 kWp**

KATEGORI	UNDERKATEGORI	KOMPONENTPRIS [kNOK/kWp]	ANDEL	TOTALPRIS [kNOK]
<b>Materialer</b>	Modul	4,12	33 %	29
	Vekselretter	2,06	17 %	14
	Mekanisk montering	1,03	8,3 %	7
	Elektrisk montering			
	Driftsovervåkning			
<b>Installasjon</b>	Mekanisk installasjon	4,12	33 %	29
	Elektrisk installasjon DC			
	Elektrisk installasjon AC			
<b>Annet</b>	Maskin, utstyr, verktøy	1,03	8,3 %	7
	Div			
	Totalt	12,3		86
	MVA	3,09		22
	Totalt inkl MVA	15,4		108



**Vedlegg 5: NVE sin nettleiestatistikk. Fylkesoversikt over beregnet nettleie for husholdninger fra 2005 til januar 2014 - veid gjennomsnitt. Nettleien er inkl. mva. (25%) og inkl. forbruksavgift 15,49 øre/kWh inkl. mva. der det ikke er fritak for dette (NVE 2009)**

<b>FYLKE</b>	<b>FASTLEDD kr/kunde</b>	<b>ENERGILEDD øre/kWh</b>
Østfold	1798	37,2
Akershus	896	38
Oslo	750	38,5
Hedmark	3578	35,8
Oppland	3563	33,1
Buskerud	1786	38,9
Vestfold	2500	31,1
Telemark	2648	36,3
Aust-Agder	1563	44,9
Vest-Agder	1563	44,9
Rogaland	1932	33,3
Hordaland	1840	37,5
Sogn og Fjordane	2412	51
Møre og Romsdal	2488	37,8
Sør-Trøndelag	1902	41,8
Nord-Trøndelag	2375	40,1
Nordland	2700	31,4
Troms	1376	29,3
Finnmark	2735	21,2
<b>Landsgjennomsnitt</b>	1922	36,7

Nordland, Troms og Finnmark er fritatt for mva

Følgende kommuner er fritatt for forbruksavgift: Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjerøy og Storfjord.

Finnmark er fritatt for forbruksavgift.

Vedlegg 6: Spotpris per prisområde for perioden januar 2005 til desember 2013 hentet fra Nordpool. Prisen er eksklusive mva. (Nordpool 2014)

## SPOTPRISER [NOK/MWh]

År-mnd	Oslo	Kr.sand	Bergen	Molde	Tr.heim	Tromsø
13 - Dec	273,2	271,45	271,5	272,8	272,78	272,78
13 - Nov	295,6	293,76	295,6	305,5	305,51	304,33
13 - Oct	299,4	297,4	299,2	337,2	337,19	336,9
13 - Sep	283,8	282,68	283,8	345,1	345,14	333,38
13 - Aug	259,3	259,35	258,9	287,4	287,44	285,39
13 - Jul	260,2	260,25	259	268,3	268,27	267,66
13 - Jun	250,1	250,17	250,1	264	263,98	263,19
13 - May	279,6	279,59	279,3	279,6	279,6	278,32
13 - Apr	359,9	359,37	364,3	349	349,04	334,87
13 - Mar	338,8	338,24	341,3	333,1	333,05	332,95
13 - Feb	295,9	295,25	295,9	293,1	293,08	293,04
13 - Jan	311,7	299,12	311,4	306,7	306,72	305,84
12 - Dec	313,43	299,64	312,3	322,48	322,48	322,47
12 - Nov	249,48	249,42	249,6	250,88	250,88	251,05
12 - Oct	254,35	254,35	254,1	256,44	256,44	250,06
12 - Sep	138,01	138,52	117,4	212,52	212,52	205,55
12 - Aug	146,08	151,04	143,9	175,24	175,24	175,24
12 - Jul	97,71	102,67	93,24	99,81	99,81	99,81
12 - Jun	176,63	176,95	173	197,44	197,44	194,26
12 - May	202,41	202,28	202,4	220,79	220,79	214,56
12 - Apr	229,91	228,81	229,9	237,55	237,55	231,49
12 - Mar	216,16	215,7	215,7	212,45	212,45	213,02
12 - Feb	357,87	337,03	344,9	366,46	366,46	366,46
12 - Jan	279,96	268,44	269,8	282,76	282,76	282,76
11 - Dec	265,14	265,14	265,1	257,52	257,52	257,35
11 - Nov	315,27	315,27	312,4	313,43	313,43	303,84
11 - Oct	200,96	200,96	189,2	227,69	227,69	226,05
11 - Sep	178,53	178,65	172,3	247,02	247,02	252,72
11 - Aug	285,52	285,52	285,5	317,71	317,71	319,05
11 - Jul	291,48	291,48	277	307,63	307,63	304,79
11 - Jun	378,63	378,63	358,1	379,36	379,36	379,36
11 - May	428,82	428,82	428,8	427,27	427,27	427,56
11 - Apr	423,5	423,38	423,5	420,69	420,69	427,89
11 - Mar	511,84	510,8	511,8	501,88	501,88	500,84
11 - Feb	516,77	504,48	516,5	508,69	508,69	508,69
11 - Jan	561,89	544,01	565,6	548,48	548,48	548,45
10 - Dec	655,9	574,49	653,21	727,66	727,66	727,66
10 - Nov	448,85	436,66	445,11	458,44	458,44	458,1
10 - Oct	396,48	396,36	396,43	414,55	414,55	409,36

## SPOTPRISER [NOK/MWh]

År-mnd	Oslo	Kr.sand	Bergen	Molde	Tr.heim	Tromsø
10 - Sep	384,59	384,59	384,62	406,23	406,23	394,08
10 - Aug	339,87	339,87	339,87	338,88	338,88	338,05
10 - Jul	365,8	365,8	365,8	366,32	366,32	365,36
10 - Jun	361,27	362,49	363,2	350,53	350,53	355,62
10 - May	355,46	355,83	356,32	342,1	342,1	342,24
10 - Apr	385,48	385,46	385,49	371,92	371,92	370,82
10 - Mar	484,36	449,62	452,38	511,86	511,86	477,79
10 - Feb	642,71	453,4	453,4	777,57	777,57	760,9
10 - Jan	411,32	383,7	383,7	540,92	540,92	538,27
09 - Dec	317,39	317,39	317,39	405,33	405,33	405,32
09 - Nov	301,15	301,15	301,15	308,83	308,83	308,67
09 - Oct	268,86	268,86	268,86	271,03	271,03	268,19
09 - Sep	197,18	197,18	197,18	212,26	212,26	212,24
09 - Aug	258,39	258,39	258,39	274,8	274,8	273,67
09 - Jul	291,16	291,16	291,16	292,71	292,71	301,48
09 - Jun	315,9	315,9	315,9	321,85	321,85	318,27
09 - May	282,97	282,97	282,97	298,2	298,2	297,5
09 - Apr	292,68	292,68	292,68	312,88	312,88	311,57
09 - Mar	307,5	307,5	307,5	312,08	312,08	312,08
09 - Feb	335,15	335,15	335,15	339,21	339,21	339,21
09 - Jan	378,76	378,76	378,76	382,37	382,37	382,37
08 - Dec	402,6	402,59	402,6	422,52	422,52	422,52
08 - Nov	434,1	434,14	434,1	467,51	467,51	465,97
08 - Oct	461,8	461,8	461,8	521,2	521,2	502,98
08 - Sep	521,6	521,57	521,6	601,63	601,63	561,95
08 - Aug	389,4	389,38	389,4	510,45	510,45	456,38
08 - Jul	300,9	300,92	300,9	460,56	460,56	438,16
08 - Jun	199,9	199,92	199,9	453,02	453,02	436,58
08 - May	99,57	99,57	99,57	308,73	308,73	352,97
08 - Apr	217	217,04	217	356,52	356,52	355,1
08 - Mar	211,8	211,84	211,8	260,79	260,79	251,54
08 - Feb	295	294,98	295	323,62	323,62	311,22
08 - Jan	360,2	360,24	360,2	368,16	368,16	365,68
07 - Dec	376,9	376,91	376,9	368	368	360,63
07 - Nov	365,4	365,41	365,4	364	364	363,82
07 - Oct	272,6	272,64	272,6	289,46	289,46	284,97
07 - Sep	143	142,99	143	212,04	212,04	212,89
07 - Aug	42,71	42,71	42,71	196,57	196,57	195,08
07 - Jul	100,9	100,91	100,9	177,54	177,54	177,54
07 - Jun	177,2	177,17	177,2	207,22	207,22	206,68
07 - May	170,4	170,35	170,4	177,94	177,94	177,94

## SPOTPRISER [NOK/MWh]

År-mnd	Oslo	Kr.sand	Bergen	Molde	Tr.heim	Tromsø
07 - Apr	181,8	181,75	181,8	181,59	181,59	181,59
07 - Mar	193,2	193,21	193,2	194,02	194,02	194,01
07 - Feb	223,9	223,89	223,9	243,76	243,76	242,82
07 - Jan	229,2	229,18	229,2	230,45	230,45	230,36
06 - Dec	274,1	274,11	274,1	284,7	284,73	284,57
06 - Nov	391,1	391,08	391,1	399,7	399,66	400,12
06 - Oct	475,4	475,41	475,4	464,2	464,21	464,21
06 - Sep	537,5	537,49	537,5	536,7	536,71	536,71
06 - Aug	533,1	533,1	533,1	537,2	537,21	537,21
06 - Jul	396,6	396,61	396,6	390,2	390,21	390,21
06 - Jun	343,1	343,14	343,1	348,7	348,7	348,7
06 - May	311,4	311,41	311,4	294,3	294,26	294,26
06 - Apr	421,5	421,46	421,5	392,9	392,89	392,89
06 - Mar	416,7	416,72	416,7	417,2	417,23	417,23
06 - Feb	344,2	344,15	344,2	350,6	350,61	350,61
06 - Jan	312,4	312,4	312,4	318,1	318,14	318,14
05 - Dec	272,2	272,19	272,2	272,4	272,37	272,37
05 - Nov	236,7	236,69	236,7	236,7	236,66	236,66
05 - Oct	252,4	252,44	252,4	243,7	243,74	243,74
05 - Sep	229,7	229,74	229,7	226,3	226,33	226,33
05 - Aug	244	244,04	244	244	243,99	243,99
05 - Jul	227	227	227	230,4	230,36	230,36
05 - Jun	206,1	206,12	206,1	209	208,95	208,95
05 - May	247,1	247,08	247,1	256	255,95	255,95
05 - Apr	251,1	251,07	251,1	251,2	251,23	251,23
05 - Mar	235,4	235,42	235,4	250,7	250,69	250,69
05 - Feb	204,4	204,41	204,4	208,8	208,75	208,75
05 - Jan	188,2	188,21	188,2	191,5	191,49	191,49

Vedlegg 7: Oversikt over fyllingsgrad på landsbasis (snitt for landets kraftmagasiner) i perioden 2005-2013. Magasinene i utvalget utgjør 82,2 TWh av landets totale magasinkapasitet på 84,3 TWh Tall hentet fra statistikkgeneratoren til NVE (u.å.)

FYLLINGSGRAD LANDSBASIS [%]									
Uke	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
53					64,5				
52	68,2	70,4	80,3	45,3	67,6	68,0	77,0	67,0	77,3
51	68,6	72,5	79,7	48,1	70,4	70,2	78,0	67,3	80,3
50	69,5	75,8	81,8	51,3	73,7	72,6	80,5	67,8	82,7
49	70,5	79,1	83,6	54,5	76,1	75,9	83,4	67,2	84,7
48	72,2	82,6	85,6	57,6	78,6	78,9	84,7	67,2	87,2
47	73,8	85,2	85,1	61,0	79,0	80,8	86,8	65,7	90,2
46	75,4	85,1	85,4	64,0	78,6	82,4	89,1	65,3	91,9
45	75,9	85,5	87,0	66,5	80,8	83,0	91,7	65,1	92,0
44	76,9	86,7	88,0	68,5	82,6	84,8	92,4	64,3	90,2
43	76,1	88,1	86,9	68,7	84,8	85,7	91,3	64,0	87,2
42	74,5	89,8	87,2	68,8	86,7	83,5	91,7	64,0	87,2
41	76,1	90,6	87,2	70,2	88,4	82,9	91,9	64,1	88,8
40	75,2	91,6	87,6	71,3	89,1	81,9	93,0	63,5	89,4
39	76,6	91,1	86,1	67,8	88,6	82,7	94,0	62,2	89,3
38	77,6	92,0	84,8	68,6	86,6	83,8	93,6	61,8	88,8
37	76,4	91,7	83,6	67,8	86,7	85,3	93,5	61,2	87,9
36	77,1	89,8	81,2	66,5	84,8	86,1	93,4	61,2	85,9
35	77,2	88,1	79,0	67,2	82,2	85,6	93,3	60,2	84,9
34	77,8	87,5	78,2	67,6	80,9	86,1	93,8	58,8	83,4
33	76,8	87,3	77,5	66,0	78,8	86,8	93,8	59,0	82,2
32	75,8	87,0	77,3	65,3	77,8	85,9	91,8	59,4	82,2
31	74,0	86,4	77,4	63,9	76,1	85,5	90,9	60,1	81,1
30	73,2	85,0	77,0	62,6	72,9	84,8	89,5	60,3	80,2
29	73,4	82,0	75,2	61,7	69,5	83,0	87,7	60,7	78,7
28	71,8	79,8	72,2	58,9	66,6	80,8	84,5	60,7	75,4
27	70,5	74,4	70,5	56,0	63,3	78,5	80,4	58,5	72,2
26	68,4	68,4	67,2	54,0	59,4	75,1	73,4	57,4	66,0
25	64,3	62,9	61,7	51,5	55,9	72,5	69,4	56,3	61,6
24	60,7	57,4	58,1	48,8	52,8	68,9	65,4	52,4	53,6
23	57,3	52,9	52,4	44,9	50,8	64,6	61,6	48,0	45,6
22	52,9	50,7	42,9	40,8	47,8	56,4	54,4	45,2	41,8
21	44,9	46,7	37,9	36,9	43,1	51,7	48,1	43,0	38,2
20	34,9	41,4	34,2	32,6	39,7	50,4	44,7	39,6	33,1
19	28,1	41,2	31,2	24,0	38,2	46,3	42,8	37,2	32,5
18	25,0	42,0	26,9	23,2	35,7	40,7	41,5	32,1	32,8
17	25,9	42,5	25,9	23,4	31,3	36,0	38,5	29,1	31,6
16	26,5	44,0	22,9	22,8	30,7	37,3	35,8	29,9	32,2
15	26,3	46,5	20,2	24,2	30,0	39,8	36,3	31,7	33,7

<b>FYLLINGSGRAD LANDSBASIS [%]</b>									
<b>Uke</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>	<b>2005</b>
<b>14</b>	29,0	48,7	19,0	25,2	30,3	42,5	37,5	33,7	35,0
<b>13</b>	31,7	50,5	18,1	26,8	32,2	45,0	39,1	36,2	36,8
<b>12</b>	34,4	50,4	19,8	28,5	34,8	48,0	41,1	38,8	39,2
<b>11</b>	37,5	50,9	20,6	30,4	37,2	50,9	43,2	41,8	41,5
<b>10</b>	40,7	52,1	22,8	32,6	40,0	53,4	44,3	45,2	44,6
<b>9</b>	43,4	54,2	24,8	35,0	42,8	56,1	46,5	48,7	48,0
<b>8</b>	46,1	56,0	27,0	37,8	45,4	58,1	49,3	52,2	51,7
<b>7</b>	49,3	58,2	29,9	40,9	48,4	59,7	52,6	55,4	55,4
<b>6</b>	52,7	61,5	32,8	44,2	51,6	62,7	55,7	58,7	58,9
<b>5</b>	55,8	65,3	34,7	47,6	54,7	65,3	58,8	61,8	61,8
<b>4</b>	58,5	69,1	36,5	50,8	57,8	67,4	61,1	64,7	64,5
<b>3</b>	62,1	72,5	38,8	54,4	60,4	69,7	63,9	68,0	67,5
<b>2</b>	65,8	75,6	40,6	57,6	62,2	71,7	65,3	71,2	69,5
<b>1</b>	68,8	78,2	42,8	61,0	64,7	74,4	66,0	73,8	70,0

**Vedlegg 8: Forbruk og utetemperatur for 60 m2 leilighet i Vestby i 2013. Forbruksverider er avlest månedlig av Knut Magnus Solbakken. Temperaturene er månedssnittet for nærmeste målestasjon (Ås)**

<b>MÅNED</b>	<b>FORBRUK 2013 [kWh]</b>	<b>ANDEL</b>	<b>SNITTEMP [°C]</b>
<b>Jan</b>	895	14 %	5,40
<b>Feb</b>	696	11 %	4,60
<b>Mars</b>	692	11 %	4,00
<b>Apr</b>	519	8,0 %	3,40
<b>Mai</b>	395	6,1 %	12,00
<b>Jun</b>	306	4,7 %	14,30
<b>Jul</b>	355	5,5 %	17,40
<b>Aug</b>	337	5,2 %	15,70
<b>Sep</b>	436	6,7 %	11,20
<b>Okt</b>	531	8,2 %	7,20
<b>Nov</b>	676	10 %	2,10
<b>Des</b>	670	10 %	2,80







Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
67 23 00 00  
[www.nmbu.no](http://www.nmbu.no)